



# MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

*Nelson Leonardo Díaz Aldana*  
*Camilo Andrés Cortés Guerrero*  
Compiladores

Doctorado  
en Ingeniería

<https://doctoradoingenieria.udistrital.edu.co>



**UNIVERSIDAD DISTRITAL**  
**FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**



# Microrredes eléctricas con alta penetración de energías renovables



# Microrredes eléctricas con alta penetración de energías renovables

Nelson Leonardo Díaz Aldana  
Camilo Andrés Cortés Guerrero

Sistema de Bibliotecas de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas  
Catalogación en la publicación (CEP)

Microrredes eléctricas con alta penetración de energías renovables / Nelson Leonardo Díaz Aldana, Camilo Andrés Cortés Guerrero (compiladores). -- Primera edición. -- Bogotá : Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Doctorado en Ingeniería, 2024.

302 páginas : fotografías a color, gráficas, diagramas ; 24 cm.

ISBN: 978-958-787-729-8 ISBN digital: 978-958-787-732-8

1. Energía eléctrica 2. Generación de energía 3. Almacenamiento de energía eléctrica 4. Distribución de energía eléctrica 5. Recursos energéticos renovables  
I. Díaz Aldana, Nelson Leonardo, compilador II. Cortés Guerrero, Camilo Andrés, compilador.

621.312136: CDD 23 edición.

© Universidad Distrital Francisco José de Caldas  
© Doctorado en Ingeniería  
© Nelson Leonardo Díaz Aldana, Camilo Andrés Cortés Guerrero  
(compiladores)

**ISBN impreso:** 978-958-787-729-8

**ISBN digital:** 978-958-787-732-8

Primera edición, noviembre de 2024.

**Corrección de estilo y diseño gráfico:**

Edwin Pardo Salazar

**Impresión:**

E-Design Ltda.

**Doctorado en Ingeniería Universidad Distrital Francisco José de Caldas**

Bogotá, D. C., Colombia

Carrera 7 n.º 40B-53 (Semisótano Edificio Administrativo)

Número de contacto: (+57) 6013239300. Extensión 1419

Correo electrónico: doctoradoing@udistrital.edu.co

**Todos los derechos reservados.**

Esta publicación no puede ser reproducida total ni parcialmente o transmitida por un sistema de recuperación de información en ninguna forma ni por ningún medio sin el permiso previo escrito del Doctorado en Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Hecho en Colombia

# Contenido

|                                                                                                                     |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo</b>                                        | <b>19</b> |
| 1.1. Introducción                                                                                                   | 20        |
| 1.2. Importancia de los laboratorios de microrredes                                                                 | 22        |
| 1.3. Operación y control de microrredes                                                                             | 25        |
| 1.4. Laboratorios en América Latina                                                                                 | 27        |
| 1.4.1. <i>Argentina</i>                                                                                             | 27        |
| 1.4.2. <i>Brasil</i>                                                                                                | 27        |
| 1.4.3. <i>Chile</i>                                                                                                 | 29        |
| 1.4.4. <i>Colombia</i>                                                                                              | 29        |
| 1.4.5. <i>Ecuador</i>                                                                                               | 31        |
| 1.4.5. <i>México</i>                                                                                                | 32        |
| 1.4.6. <i>Perú</i>                                                                                                  | 32        |
| 1.5. Laboratorios en otras regiones del mundo                                                                       | 33        |
| 1.5.1. <i>Asia</i>                                                                                                  | 33        |
| 1.5.2. <i>Europa</i>                                                                                                | 34        |
| 1.5.3. <i>Norte América</i>                                                                                         | 38        |
| 1.5.4. <i>Oceanía</i>                                                                                               | 41        |
| 1.6. Conclusiones                                                                                                   | 41        |
| <b>2. Laboratorio experimental para microrredes eléctricas en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas</b> | <b>53</b> |
| 2.1. Introducción                                                                                                   | 54        |
| 2.2. Antecedentes y punto de partida para la construcción de las plataformas experimentales                         | 56        |
| 2.2.1. Módulo de convertidor electrónico                                                                            | 57        |

|                                                                                                                                                                                   |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2.2.2. Herramienta de control y gestión                                                                                                                                           | 59         |
| 2.3. Plataforma experimental de la microrred AC                                                                                                                                   | 61         |
| 2.3.1. Sistema de sensores                                                                                                                                                        | 63         |
| 2.3.2. Sistema de acople para la conmutación                                                                                                                                      | 64         |
| 2.3.3. Sistema de sensores                                                                                                                                                        | 65         |
| 2.4. Plataforma experimental de la microrred DC                                                                                                                                   | 69         |
| 2.5. Conclusiones                                                                                                                                                                 | 73         |
| 2.6. Agradecimientos                                                                                                                                                              | 75         |
| <b>3. Modelos de simulación de recursos energéticos distribuidos para microrredes eléctricas</b>                                                                                  | <b>79</b>  |
| 3.1. Introducción                                                                                                                                                                 | 80         |
| 3.2. Modelo de aerogenerador                                                                                                                                                      | 81         |
| 3.2.1. Implementación del modelo de aerogenerador en Simulink                                                                                                                     | 86         |
| 3.3. Modelo de la carga                                                                                                                                                           | 88         |
| 3.3.1. Implementación del modelo de consumo en Simulink                                                                                                                           | 91         |
| 3.4. Modelo de generador diésel                                                                                                                                                   | 93         |
| 3.4.1. Máquina de combustión                                                                                                                                                      | 93         |
| 3.4.2. Esquema de simulación                                                                                                                                                      | 97         |
| 3.5. Modelo de la batería                                                                                                                                                         | 103        |
| 3.5.1. Esquema de simulación                                                                                                                                                      | 105        |
| 3.6. Modelo del panel solar fotovoltaico                                                                                                                                          | 108        |
| 3.6.1. Modelos circuitales                                                                                                                                                        | 109        |
| 3.6.2. Modelos explícitos                                                                                                                                                         | 113        |
| 3.6.3. Implementación del modelo en Simulink                                                                                                                                      | 116        |
| 3.7. Conclusiones                                                                                                                                                                 | 119        |
| 3.8. Agradecimientos                                                                                                                                                              | 122        |
| <b>4. Programación estocástica de dos etapas aplicada al dimensionamiento de microrredes híbridas hospitalarias con paneles/baterías/microeólica/diésel e inversores híbridos</b> | <b>129</b> |
| 4.1. Introducción                                                                                                                                                                 | 136        |
| 4.1.1. Motivación                                                                                                                                                                 | 136        |
| 4.1.2. Revisión de la literatura                                                                                                                                                  | 137        |
| 4.1.3. Contribuciones                                                                                                                                                             | 139        |
| 4.1.4. Contenido                                                                                                                                                                  | 140        |

|                                                                                                                                                           |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.2. Esquema de diseño para microrred hospitalaria                                                                                                        | 141        |
| 4.3. Diagrama de flujo                                                                                                                                    | 142        |
| 4.4. Construcción de escenarios                                                                                                                           | 143        |
| 4.4.1. Escenarios meteorológicos                                                                                                                          | 143        |
| 4.4.2. Escenarios de disponibilidad de la red eléctrica principal                                                                                         | 145        |
| 4.4.3. Árbol de escenarios                                                                                                                                | 146        |
| 4.5. Cálculo de la generación renovable                                                                                                                   | 147        |
| 4.5.1. Generación fotovoltaica                                                                                                                            | 147        |
| 4.5.2. Generación microeólica                                                                                                                             | 149        |
| 4.6. Modelo de optimización propuesto                                                                                                                     | 151        |
| 4.6.1. Función objetivo                                                                                                                                   | 152        |
| 4.6.2. Restricciones                                                                                                                                      | 155        |
| 4.7. Casos de estudio                                                                                                                                     | 163        |
| 4.7.1. Descripción                                                                                                                                        | 164        |
| 4.7.2. Parámetros generales                                                                                                                               | 165        |
| 4.7.3. Parámetros con escenarios                                                                                                                          | 170        |
| 4.8. Resultados                                                                                                                                           | 173        |
| 4.8.1. Microrred conectada a la red                                                                                                                       | 173        |
| 4.8.2. Microrred aislada                                                                                                                                  | 176        |
| 4.9. Conclusiones                                                                                                                                         | 177        |
| 4.10. Agradecimientos                                                                                                                                     | 178        |
| <b>5. Estrategias de control flexible para inversores ante hundimientos de tensión en redes eléctricas con alta integración de generación distribuida</b> | <b>185</b> |
| 5.1. Introducción                                                                                                                                         | 186        |
| 5.2. Conceptos generales                                                                                                                                  | 187        |
| 5.2.1. Hundimientos de tensión                                                                                                                            | 188        |
| 5.2.2. Códigos de red                                                                                                                                     | 188        |
| 5.2.3. Soporte de tensión y otros objetivos secundarios                                                                                                   | 190        |
| 5.3. Generadores distribuidos interconectados a la red mediante inversores                                                                                | 192        |
| 5.3.1. Esquema general                                                                                                                                    | 192        |
| 5.3.2. Lazos de control                                                                                                                                   | 193        |
| 5.4. Algoritmos de control flexible de corriente ante hundimientos de tensión                                                                             | 195        |

|                                                                                                         |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.4.1. Conceptos básicos                                                                                | 195        |
| 5.4.2. Conceptos fundamentales del control flexible                                                     | 196        |
| 5.5. Tendencias en el estado del arte                                                                   | 201        |
| 5.6. Diseño de estrategias de control flexible de corriente aplicadas a la capacidad de LVRT            | 206        |
| 5.6.1. Definición de los factores escalares k                                                           | 206        |
| 5.6.2. Potencias inyectadas                                                                             | 207        |
| 5.6.3. Estrategia de soporte de tensión                                                                 | 208        |
| 5.6.4. Restricciones del sistema                                                                        | 211        |
| 5.6.5. Objetivos secundarios                                                                            | 214        |
| 5.7. Discusión                                                                                          | 214        |
| 5.8. Conclusiones                                                                                       | 217        |
| <b>6. Optimización de múltiples microrredes en sistemas de distribución</b>                             | <b>229</b> |
| 6.1. Introducción                                                                                       | 229        |
| 6.2. Optimización de múltiples microrredes                                                              | 234        |
| 6.2.1. Modelamiento de microrredes                                                                      | 237        |
| 6.2.2. Modelos y tipologías de interconexión física de múltiples microrredes                            | 239        |
| 6.2.3. Definiciones básicas de grafos                                                                   | 242        |
| 6.2.4. Sistemas de gestión de energía inteligentes                                                      | 245        |
| 6.3. Perspectivas en EMSs inteligentes                                                                  | 259        |
| <b>Anexo I: Optimización para problemas con incertidumbre</b>                                           | <b>269</b> |
| 6.4. Optimización robusta                                                                               | 269        |
| 6.4.1. Impacto de la incertidumbre en problemas de optimización                                         | 271        |
| 6.4.2. Tratabilidad de problemas de optimización robusta                                                | 275        |
| 6.4.3. Reformulaciones poliédricas para problemas de optimización robusta lineal                        | 279        |
| 6.4.4. Reformulaciones para problemas de optimización convexa                                           | 283        |
| 6.5. Optimización robusta distribucional (DRO)                                                          | 286        |
| 6.5.1. Conjuntos de ambigüedad basados en momentos                                                      | 288        |
| 6.5.2. Conjuntos de ambigüedad basados en la distancia: enfoque en distancia de Wasserstein             | 290        |
| 6.5.3. Reformulaciones equivalentes de DRO, mediante conjuntos de ambigüedad por métrica de Wasserstein | 294        |

## Tabla de figuras

|                                                                                                                                                                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 2.1.</b> Modulo Power Electric Teaching System de SEMIKRON                                                                                                                                                                                               | 58 |
| <b>Figura 2.2.</b> Esquema general de una plataforma de simulación en tiempo real (HIL)                                                                                                                                                                            | 60 |
| <b>Figura 2.3.</b> Imagen de la plataforma de simulación en tiempo real OP4510                                                                                                                                                                                     | 61 |
| <b>Figura 2.4.</b> Esquema de implementación de un RED dentro de la plataforma experimental.                                                                                                                                                                       | 62 |
| <b>Figura 2.5.</b> Esquema de conexión para los sensores de corriente y tensión en cada fase.                                                                                                                                                                      | 63 |
| <b>Figura 2.6.</b> Sensores LEM. (a) Tensión, (b) Corriente                                                                                                                                                                                                        | 64 |
| <b>Figura 2.7.</b> Placa de sensores. (a) Modelo 3D cada fase, (b) Sistema de medición trifásica.                                                                                                                                                                  | 64 |
| <b>Figura 2.8.</b> Placa circuito de conmutación. (a) Modelo 3D, (b) Circuito implementado                                                                                                                                                                         | 65 |
| <b>Figura 2.9.</b> Esquema de la plataforma experimental                                                                                                                                                                                                           | 66 |
| <b>Figura 2.10.</b> Elementos pasivos. (a) (C) Capacitor, (b) (L) Inductor.                                                                                                                                                                                        | 67 |
| <b>Figura 2.11.</b> Topologías de configuración posibles en la plataforma experimental de microrred AC: (a) Unidades seguidoras conectadas a Red. (b) Aislado con dos unidades formadoras. (c) Aislado con una unidad formadora y una seguidora. (d) Back-to-Back. | 68 |
| <b>Figura 2.12.</b> Imagen de la plataforma experimental de la microrred AC. Sala LIFAE.                                                                                                                                                                           | 69 |
| <b>Figura 2.13.</b> Resultado experimental reparto de potencia entre dos unidades formadoras, (topología número 2).                                                                                                                                                | 69 |
| <b>Figura 2.14.</b> Módulo de conversión de la plataforma de Microrred DC.                                                                                                                                                                                         | 70 |
| <b>Figura 2.15.</b> Plataforma experimental para la microrredes DC. (a) Esquema, (b) Imagen del sistema implementado.                                                                                                                                              | 71 |
| <b>Figura 2.16.</b> Topologías de operación de la plataforma experimental para la microrred DC.                                                                                                                                                                    | 72 |
| <b>Figura 2.17.</b> Experimento de reparto de corriente entre unidades formadoras                                                                                                                                                                                  | 73 |
| <b>Figura 2.18.</b> Experimento de reparto de corriente, microrred DC con sistema de almacenamiento híbrido (a) Esquemático, adaptado de [17], (b) Resultado.                                                                                                      | 74 |
| <b>Figura 3.1.</b> $C_p$ en función de $\lambda$ .                                                                                                                                                                                                                 | 83 |

|                                                                                                                                                                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 3.2.</b> Potencia entregada por el aerogenerador, $P_m$ , en función de la velocidad angular, $\omega$ , para diferentes velocidades de viento.                                                                    | 83  |
| <b>Figura 3.3.</b> Datos para potencia de salida y función $C_p$ proporcionados por (Enair) [12].                                                                                                                            | 84  |
| <b>Figura 3.4.</b> Modelo circuital de máquina de imanes permanentes en el marco de referencia DQ0 [10]. (a) circuito equivalente en el componente q, (b) circuito equivalente en el componente d.                           | 85  |
| <b>Figura 3.5.</b> Esquema de simulación para el modelo de aerogenerador.                                                                                                                                                    | 86  |
| <b>Figura 3.6.</b> Escalones de velocidad de viento y salida de tensión de la máquina de imanes permanentes. (a) gráfica general, detalle al rededor del punto (b) $t = 2s$ , (c) $t = 4s$ , (d) $t = 6s$ , y (e) $t = 8s$ . | 87  |
| <b>Figura 3.7.</b> Curva de demanda de potencia promedio. Datos tomados de [13].                                                                                                                                             | 89  |
| <b>Figura 3.8.</b> Curva de la demanda de potencia restando los sectores no residenciales en la franja 8:00 a. m. a 6:00 p. m.                                                                                               | 90  |
| <b>Figura 3.9.</b> Curva de demanda suavizada.                                                                                                                                                                               | 90  |
| <b>Figura 3.10.</b> Curva de demanda residencial ajustada $CDRa_d$ .                                                                                                                                                         | 91  |
| <b>Figura 3.11.</b> Esquema Simulink para el modelo de la carga.                                                                                                                                                             | 92  |
| <b>Figura 3.12.</b> Curva de demanda generada por el modelo en Simulink.                                                                                                                                                     | 93  |
| <b>Figura 3.13.</b> Diagrama de bloques para el control de inyección de combustible [17].                                                                                                                                    | 94  |
| <b>Figura 3.14.</b> Diagrama de bloques para el control de tensión de la máquina síncrona [17].                                                                                                                              | 94  |
| <b>Figura 3.15.</b> Diagrama de bloques para el modelo de generador diésel [17].                                                                                                                                             | 95  |
| <b>Figura 3.16.</b> Modelo de máquina síncrona, sin bloque PID de control [20].                                                                                                                                              | 96  |
| <b>Figura 3.17.</b> Modelo de máquina síncrona con controlador, actuador y retardo [21].                                                                                                                                     | 96  |
| <b>Figura 3.18.</b> Esquema de simulación para la máquina diésel implementado en Simulink.                                                                                                                                   | 98  |
| <b>Figura 3.19.</b> Conjunto de bloques que representan la máquina de combustión.                                                                                                                                            | 98  |
| <b>Figura 3.20.</b> Tensión de línea de salida de la máquina síncrona con carga de 10 kW. Enfoque a los 0.26 y 2.44 segundos.                                                                                                | 99  |
| <b>Figura 3.21.</b> Tensión de línea de salida de la máquina síncrona con carga de 50 kW. Enfoque a los 0.2 y 2.96 segundos.                                                                                                 | 100 |
| <b>Figura 3.22.</b> Tensión de línea de salida de la máquina síncrona con carga de 100 kW. Enfoque a los 0.32 y 4.96 segundos.                                                                                               | 100 |
| <b>Figura 3.23.</b> Potencia de salida para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.                                                                                                                                                 | 101 |
| <b>Figura 3.24.</b> Velocidad de la máquina síncrona para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.                                                                                                                                   | 101 |
| <b>Figura 3.25.</b> Potencia mecánica entregada por la máquina diésel para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.                                                                                                                  | 102 |

|                                                                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 3.26.</b> Esquema de simulación para máquina diésel usando un escalado de potencia.                                                                             | 103 |
| <b>Figura 3.27.</b> Modelo circuital de la batería.                                                                                                                       | 105 |
| <b>Figura 3.28.</b> Esquema de simulación de la batería.                                                                                                                  | 106 |
| <b>Figura 3.29.</b> Curvas SoC vs tensión de en bornes ( $V_0$ ), para diferentes corrientes de descarga.<br>SoC inicial de 100 %.                                        | 107 |
| <b>Figura 3.30.</b> Curvas SoC vs. tensión de en bornes ( $V_0$ ), para diferentes corrientes de carga.<br>SoC inicial de 0 %.                                            | 107 |
| <b>Figura 3.31.</b> Tensión en bornes ( $V_0$ ), para carga y descarga pulsada de 3 A. En cada pulso se entrega o se extrae un 10 % de carga respecto a la carga nominal. | 108 |
| <b>Figura 3.32.</b> Interpretación gráfica del modelo de celda solar básico.                                                                                              | 110 |
| <b>Figura 3.33.</b> Modelo de panel con resistencias para modelar pérdidas.                                                                                               | 112 |
| <b>Figura 3.34.</b> Modelo de panel con dos diodos.                                                                                                                       | 112 |
| <b>Figura 3.35.</b> Esquema de simulación para el modelo de panel implementado en Simulink.                                                                               | 116 |
| <b>Figura 3.36.</b> Curvas IV del modelo de panel ante variaciones de irradiancia.                                                                                        | 117 |
| <b>Figura 3.37.</b> Curvas IV del modelo de panel ante variaciones de temperatura.                                                                                        | 117 |
| <b>Figura 3.38.</b> Curvas PV del modelo de panel ante variaciones de irradiancia.                                                                                        | 118 |
| <b>Figura 3.39.</b> Curvas PV del modelo de panel ante variaciones de temperatura.                                                                                        | 118 |
| <b>Figura 4.1.</b> Topología de la microrred hospitalaria.                                                                                                                | 142 |
| <b>Figura 4.2.</b> Diagrama de flujo de la metodología propuesta.                                                                                                         | 144 |
| <b>Figura 4.3.</b> Árboles de escenarios compuestos.                                                                                                                      | 147 |
| <b>Figura 4.4.</b> Factor $\frac{P}{P_0}$ vs altura sobre el nivel del mar.                                                                                               | 151 |
| <b>Figura 4.5.</b> Estimación de la potencia eólica generada por medio del perfil de generación.                                                                          | 151 |
| <b>Figura 4.6.</b> Ejemplo de las posibles soluciones que se obtienen al implementar la restricción (4.27) o (4.28).                                                      | 157 |
| <b>Figura 4.7.</b> Mapa de localizaciones de los casos de estudio                                                                                                         | 165 |
| <b>Figura 4.8.</b> Parámetros generales indexados en tiempo                                                                                                               | 167 |
| <b>Figura 4.9.</b> Escenarios generados de irradiancia global horizontal y velocidad del viento.<br>Puerto Carreño y San Andrés. Diagrama de caja mensual.                | 171 |
| <b>Figura 4.10.</b> Escenarios generados de irradiancia global horizontal y velocidad del viento.<br>Puerto Carreño y San Andrés. Primeros tres días del año.             | 171 |
| <b>Figura 4.11.</b> Escenarios generados de disponibilidad de la red principal ( $DS_{t,\omega}^{RP}$ )<br>Puerto Carreño.                                                | 172 |
| <b>Figura 4.12.</b> Potencia no suministrada a la carga. Modelo determinista (Escenario 1 $\Omega_{t,\omega}^{RP}$ ).<br>Puerto Carreño.                                  | 174 |

|                                                                                                                                                                                                                 |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 5.1.</b> Curvas LVRT de Algunos Países [31], [32].                                                                                                                                                    | 189 |
| <b>Figura 5.2.</b> Requerimiento de inyección de corriente reactiva de algunos países [38], [39].                                                                                                               | 190 |
| <b>Figura 5.3.</b> Esquema General de un inversor conectado a la red.                                                                                                                                           | 192 |
| <b>Figura 5.4.</b> Amplitudes de las secuencias positiva y negativa del hundimiento de tensión simulado                                                                                                         | 200 |
| <b>Figura 5.5.</b> Potencia Activa $P$ , Potencia Reactiva $Q$ , y Corrientes Inyectadas $i_a, i_b, i_c$ , Usando $k$ Igual a 1.                                                                                | 200 |
| <b>Figura 5.6.</b> Potencia activa $p$ , Potencia reactiva $q$ , y Corrientes inyectadas $i_a, i_b, i_c$ , Usando $k$ Como se indica en la ecuación (5.9)                                                       | 201 |
| <b>Figura 5.7.</b> Simulaciones de soporte de tensión para los modos a) I, b) II y c) III.                                                                                                                      | 210 |
| <b>Figura 5.8.</b> Factor de reducción de potencia $\sigma_i$ para los modos I, II y III                                                                                                                        | 212 |
| <b>Figura 5.9.</b> Diagrama de flujo para el diseño de estrategias de control de corriente flexibles.                                                                                                           | 215 |
| <b>Figura 6.1.</b> Esquema de un sistema de distribución con múltiples microrredes.                                                                                                                             | 231 |
| <b>Figura 6.2.</b> Topología radial                                                                                                                                                                             | 241 |
| <b>Figura 6.3.</b> Topología de cadena margarita                                                                                                                                                                | 241 |
| <b>Figura 6.4.</b> Topología Mesh                                                                                                                                                                               | 241 |
| <b>Figura 6.5.</b> Definiciones de grafos.                                                                                                                                                                      | 243 |
| <b>Figura 6.6.</b> Grafo ejemplo.                                                                                                                                                                               | 244 |
| <b>Figura 6.7.</b> Modelo de gestión de energía descentralizada de dos niveles basado en energía transactiva en el sistema de distribución.                                                                     | 248 |
| <b>Figura 6.8.</b> Respuesta de la potencia de cada microrred.                                                                                                                                                  | 250 |
| <b>Figura 6.9.</b> Respuesta de la demanda total.                                                                                                                                                               | 250 |
| <b>Figura 6.10.</b> Respuesta de la señal de precio.                                                                                                                                                            | 251 |
| <b>Figura 6.11.</b> El diamante formado por las cuatro líneas presentes, representa la región factible de la restricción robusta $a_1x_1 + a_2x_2 \leq 1, \forall a_i \in [-1,1], i = 1$ , (Véase Ejemplo 1.3). | 278 |
| <b>Figura 6.12.</b> El espacio, encima de la línea verde, representa la región factible de la restricción robusta $2x_1 + x_2 \leq b$ (Véase Ejemplo 1.4).                                                      | 278 |

# Índice de tablas

---

|                                                                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabla 2.1.</b> Parámetros eléctricos del módulo de potencia                                                                    | 59  |
| <b>Tabla 2.2.</b> Parámetros de configuración OP4510.                                                                             | 61  |
| <b>Tabla 2.2.</b> Parámetros de los sensores                                                                                      | 64  |
| <b>Tabla 2.4.</b> Parámetros de los sensores                                                                                      | 67  |
| <b>Tabla 4.1.</b> Coeficientes del modelo de King para diversos tipos de módulos fotovoltaicos y montajes [31]                    | 149 |
| <b>Tabla 4.2.</b> Parámetros generales constantes                                                                                 | 167 |
| <b>Tabla 4.3.</b> Parámetros técnicos de la generación fotovoltaica                                                               | 168 |
| <b>Tabla 4.4.</b> Parámetros técnicos de las baterías                                                                             | 168 |
| <b>Tabla 4.5.</b> Parámetros técnicos de los inversores híbridos                                                                  | 169 |
| <b>Tabla 4.6.</b> Parámetros técnicos de las microturbinas eólicas                                                                | 170 |
| <b>Tabla 4.7.</b> Parámetros técnicos del generador diésel                                                                        | 170 |
| <b>Tabla 4.8.</b> Probabilidad de los escenarios generados                                                                        | 172 |
| <b>Tabla 4.9.</b> Resultados dimensionamiento MR conectada a la red. Puerto Carreño                                               | 174 |
| <b>Tabla 4.10.</b> Resultados dimensionamiento MR conectada a la red (San Andrés)                                                 | 175 |
| <b>Tabla 4.11.</b> Resultados dimensionamiento MR aislada. Puerto Carreño                                                         | 176 |
| <b>Tabla 4.12.</b> Resultados dimensionamiento MR aislada (San Andrés)                                                            | 177 |
| <b>Tabla 5.17.</b> Fenómenos electromagnéticos de los sistemas de potencia. Adaptado de [24]                                      | 188 |
| <b>Tabla 5.18.</b> Parámetros de la simulación                                                                                    | 199 |
| <b>Tabla 5.19.</b> Contribuciones más relevantes publicadas recientemente en el estado del arte del control flexible de corriente | 202 |
| <b>Tabla 5.20.</b> Comportamiento de las potencias inyectadas para diferentes modos de control                                    | 208 |
| <b>Tabla 5.21.</b> Modos para el análisis de soporte de tensión                                                                   | 209 |
| <b>Tabla 6.1.</b> Parámetros de incertidumbre                                                                                     | 233 |
| <b>Tabla 6.2.</b> Parámetros de simulación del sistema                                                                            | 249 |
| <b>Tabla 6.3.</b> Costos del medicamento                                                                                          | 272 |
| <b>Tabla 6.4.</b> Características del Material                                                                                    | 272 |
| <b>Tabla 6.5.</b> Recursos                                                                                                        | 272 |



# **Presentación**

## **Programa de Investigación en Tecnologías Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables**

La creciente demanda de energía limpia y sostenible ha dado lugar a un aumento en la implementación de microrredes eléctricas. Estas son sistemas autónomos de generación y distribución de energía que funcionan de manera independiente o en coordinación con la red eléctrica convencional. En este libro, se exploran varios avances en el estudio, diseño e implementación de las microrredes realizados por diversas universidades.

En el primer capítulo se revisan algunos laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo. Se presenta una breve descripción de la información general, características y componentes de cada microrred con el objetivo de visibilizar capacidades existentes que pueden resultar favorables para los investigadores e instituciones interesadas en construir o expandir infraestructura de laboratorio relacionada.

El segundo capítulo se enfoca en el Laboratorio Experimental para Microrredes Eléctricas en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Se describen sus características principales, componentes, modos de configuración y algunos resultados experimentales.

En el tercer capítulo se examinan los modelos de los diferentes recursos energéticos distribuidos más comunes y usados en microrredes eléctricas como fuentes de energía renovables, eólica y solar, sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y cargas. Estos modelos fueron contruidos y verificados en la herramienta SimPower Systems de Simulink.

En el cuarto capítulo se propone una metodología de optimización estocástica basada en un modelo de programación lineal entera mixta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas hospitalarias. La metodología considera aspectos técnicos, económicos y ambientales relevantes en el proceso de diseño e incluye las limitaciones técnicas de los inversores híbridos y los costos de reemplazo de los activos seleccionados.

El quinto capítulo se enfoca en las estrategias de control flexible de corriente para inversores trifásicos ante hundimientos de tensión. Se describen los conceptos fundamentales, características operativas y aspectos relevantes del diseño y la operación de estas estrategias de control flexible de corriente. Adicionalmente, se revisa el estado del arte y se discuten las principales tendencias de esta importante temática de la generación distribuida.

Por último, en el sexto capítulo se examinan los conceptos fundamentales de la optimización en los sistemas de distribución con múltiples microrredes acopladas al sistema. También, se hace una revisión del estado del arte y se presentan las diferentes perspectivas sobre el tema, además de incluir técnicas de optimización que abordan la incertidumbre, específicamente la optimización robusta distribucional (DRO), mediante la reformulación basada en la métrica de Wasserstein.

Los resultados obtenidos en este libro son parte del Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables, patrocinado por Minciencias mediante contrato de financiamiento de recuperación contingente No. 80740-542-2020.

**Palabras clave:** control jerárquico, convertidores electrónicos, gestión de energía, microrredes eléctricas, protecciones eléctricas.

# 1. Laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo

---

Jersson García-García<sup>1</sup>, Andrés Salinas<sup>1</sup>, David Rincón<sup>1</sup>  
y Agustín Bucciarelli<sup>2</sup>

## Resumen

En el marco de la transición energética global, las microrredes han empezado a jugar un papel muy importante como alternativa para superar los retos que suponen la integración de energías renovables y la transformación de los sistemas de potencia. La versatilidad para operar en modo aislado o conectadas las redes eléctricas permite que las microrredes puedan adaptarse como solución energética a aplicaciones urbanas y rurales. Esto ha motivado a la academia y la industria a desarrollar diferentes proyectos experimentales en todo el mundo.

Por ello, este capítulo presenta una revisión de algunos laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo, a partir de una breve descripción de la información general, las características y los componentes de cada microrred, con el objetivo de visibilizar capacidades existentes que pueden resultar favorables para los investigadores e instituciones interesadas en construir o expandir la infraestructura de laboratorio relacionada.

**Palabras clave:** generación distribuida, laboratorios, pruebas experimentales.

---

1 Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 680002, Colombia. Correo electrónico: jersson2218419@correo.uis.edu.co, andres2218078@correo.uis.edu.co, david.rincon1@correo.uis.edu.co.

2 Laboratorio de I+D de la Electromovilidad, Eficiencia Energética y Energías Renovables, Universidad Nacional de Rafaela, Rafaela, Argentina. Correo electrónico: agu.bucciarelli@gmail.com.

## 1.1. Introducción

El mundo entero está atravesando una transformación hacia la transición energética que afecta la forma como se genera y utiliza la energía. Esta transición engloba todos los factores complejos necesarios para lograr la sustitución parcial de la generación de energía basada en combustibles fósiles por tecnologías menos contaminantes, entre las que se destacan las energías renovables. Teniendo en cuenta que el uso de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, la transición energética constituye una estrategia primordial para mitigar los efectos negativos del cambio climático.

La transición energética ya está en marcha y algunos países han avanzado de forma acelerada en su proceso de descarbonización; no obstante, aún quedan varios desafíos por resolver para lograr impactos a escala global, como el desarrollo de tecnologías de almacenamiento masivo, la modernización de la infraestructura energética, el aumento de la inversión y el financiamiento en países en vía de desarrollo, además del establecimiento de políticas sostenibles a escalas regionales.

El crecimiento de las energías renovables también puede impactar positivamente a la búsqueda de la electrificación universal mediante la implementación de sistemas aislados en áreas rurales remotas o zonas en las que la conexión a las redes de transmisión y distribución es compleja [1], [2], [3], [4]. Con la reducción en los costos de producción de las tecnologías asociadas a las energías renovables, la alternativa de implementar sistemas energéticos híbridos que combinan este tipo de generación con sistemas de almacenamiento y generadores de respaldo, es cada vez más competitiva [5], [6], [7], [8]. En este contexto, las microrredes han empezado a jugar un papel clave en la integración de energías renovables y la transformación de los sistemas de potencia [9], [10].

En la literatura especializada es posible encontrar múltiples definiciones del concepto de microrred [11]. Una de las más relevantes corresponde a la presentada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), que define la microrred como un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos que se interconectan dentro de límites eléctricos claramente

definidos y que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red [12]. Esta definición no especifica en detalle rangos de capacidades, por lo que entre los recursos de energía distribuidos se pueden contemplar fuentes de generación renovables que se encuentren cerca de los puntos de consumo, como sistemas fotovoltaicos, generadores eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y generadores de biogás, entre otros. De igual forma, también se pueden incluir sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, que permiten almacenar energía excedente para su uso posterior [13], [14].

Las microrredes se caracterizan por su controlabilidad y monitorización de múltiples variables eléctricas, las cuales son posibles gracias a la utilización de dispositivos de electrónica de potencia y sistemas de comunicaciones [15]. Esto permite el diseño e implementación de estrategias de control, operación y despacho que mejoran la eficiencia del sistema, la calidad de la potencia y el aprovechamiento de los recursos energéticos [16]. Trabajos como [17], [18], [19], [20] discuten a fondo las ventajas, desventajas y potencialidades que pueden lograrse mediante el adecuado diseño de estrategias de control en sistemas AC, DC e híbridos.

El uso de las microrredes como solución energética puede adaptarse a proyectos de diferentes características en entornos urbanos y rurales. Además de las aplicaciones tradicionales, recientemente se han explorado soluciones para aplicaciones de movilidad terrestre a través de sistemas ferroviarios [21], movilidad marítima [22], [23], proyectos de minería [24], e incluso aplicaciones aeroespaciales [25].

De lo anterior se tiene que los beneficios operativos que ofrecen las microrredes eléctricas han llamado la atención de la academia y la industria, lo que ha generado el desarrollo de proyectos experimentales en todo el mundo [26], [27], [28], [29]. Universidades, centros de investigación, entidades público-privadas y alianzas entre academia-industria se han interesado por dotar su infraestructura con lo necesario para investigar la operación de las microrredes y los dispositivos que las componen y, así, explotar al máximo sus capacidades en los contextos regionales y nacionales correspondientes [30], [31], [32], [33].

En este capítulo se presenta una revisión de algunos de los laboratorios de microrredes más importantes de América Latina y el resto del mundo. Para

esto, se hace una descripción de la información general de algunos laboratorios seleccionados y se presentan brevemente sus principales características y componentes, enfocándose en los sistemas de generación, almacenamiento y cargas. Se invita a los lectores a profundizar en la información de cada laboratorio y que se revisen las referencias respectivas. Esta exploración busca divulgar dichos proyectos con dos objetivos principales:

- Visibilizar los avances y las capacidades existentes en diferentes regiones del mundo, con el fin de ofrecer a los interesados en implementar o expandir infraestructura de laboratorio relacionada con el estudio de las microrredes eléctricas; un documento que les permita identificar referentes claves para la toma de decisiones.
- Favorecer la creación de lazos de cooperación en investigación entre pares académicos e industriales, así como despertar el interés por parte de estudiantes e investigadores en las temáticas relacionadas con las microrredes y los sistemas de energías renovables.

## 1.2. Importancia de los laboratorios de microrredes

En el contexto de la transición energética, los laboratorios de microrredes juegan un papel crucial para el avance de la investigación, la formación de personal especializado y el desarrollo de capacidades tecnológicas de los diversos actores estratégicos vinculados al sector energético [34]. Además, la existencia de laboratorios o plataformas experimentales es fundamental para proporcionar servicios de pruebas y validación de soluciones tecnológicas con el fin de evaluarlas en ambientes controlados y verificar sus prestaciones operativas y el cumplimiento de estándares y reglamentaciones de acuerdo con las necesidades regionales y nacionales. Algunas de las razones claves por las que el desarrollo de laboratorios de microrredes es importante se presentan a continuación:

- **Son fundamentales para el avance de la investigación, la apropiación tecnológica y el desarrollo de soluciones tecnológicas:** los laboratorios de microrredes les permiten a los investigadores reproducir, emular y simular desde entornos controlados experimentos relacionados con el diseño, la operación y el control de las microrredes.

De esta manera, es posible evaluar algoritmos de control avanzados, analizar el impacto de la integración de fuentes de energía, desarrollar nuevas tecnologías de almacenamiento, simular fallas para evaluar sistemas de protecciones, estudiar sistemas de monitorización y comunicaciones, entre muchos otros aspectos. Todas estas capacidades de experimentación apuntan a la mejora de la resiliencia, la estabilidad y la confiabilidad de las microrredes [28].

- **Favorecen la innovación y el desarrollo tecnológico:** los laboratorios de microrredes pueden ser escenarios para la innovación y el desarrollo tecnológico; en estos espacios los investigadores experimentan con nuevas tecnologías, estrategias de control y dispositivos. Además, este tipo de infraestructura permite la evaluación operativa en diferentes niveles de madurez de nuevos productos y soluciones, lo que puede ayudar a identificar áreas de mejora, optimizar la eficiencia, reducir costos y garantizar el cumplimiento de estándares [35].
- **Posibilitan la verificación experimental de estrategias de control avanzadas:** los convertidores electrónicos de potencia empleados en las microrredes eléctricas no solo realizan procesos de acondicionamiento y conversión de la energía requeridos para la interconexión de recursos energéticos de diferente naturaleza; sino que también pueden integrar diferentes funcionalidades como: servicios de soporte a la red, capacidades de operación ante fallas, funciones de compensación de carga, sistemas de gestión integrados para la distribución y regulación de potencia entre los diferentes recursos distribuidos, las cargas o la red eléctrica principal, entre otros [36], [37]. De esta manera, el desarrollo y la verificación experimental de estrategias de control que permitan integrar este tipo de funcionalidades a los convertidores electrónicos es fundamental para ayudar a mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema, proporcionar una recuperación rápida del sistema ante la ocurrencia de fallas, mejorar la calidad de la energía eléctrica, aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, entre otros beneficios [38].
- **Apoyan la formación de personal especializado y futuros profesionales:** la posibilidad de adquirir experiencia práctica en el diseño y la

operación de microrredes tiene un impacto positivo sobre la calidad de la formación que pueden recibir los estudiantes en los diferentes niveles universitarios; con su empleo se mejora la comprensión de las microrredes más allá de los conocimientos teóricos [39]. Además, mediante esta experiencia pueden desarrollar competencias valiosas para afrontar los desafíos que el panorama energético actual impone en el mercado laboral.

- **Fomentan la investigación interdisciplinar:** el desarrollo de soluciones energéticas basadas en microrredes requiere la experiencia de múltiples disciplinas para abordar los desafíos del mundo real. Además de las ingenierías eléctrica y electrónica, la experiencia de la ingeniería de control, la ingeniería mecánica, la ingeniería química, entre otras, resulta fundamental. Por otro lado, de acuerdo con el alcance deseado, también puede ser utilizado para apoyar las labores de economistas, abogados, ingenieros industriales, entre otras profesiones.
- **Permiten evaluar el impacto de políticas y regulaciones:** los laboratorios de microrredes son plataformas ideales para evaluar, desde el punto de vista operativo y tecnológico, el impacto de marcos regulatorios, incentivos e, incluso, estructuras de mercado. Este tipo de estudios aportan conclusiones valiosas para los responsables de formular las políticas y regulaciones; su abordaje permite el análisis de ventajas y desventajas antes de aplicarse en firme en entornos reales.
- **Facilitan el diálogo entre investigadores académicos, industriales y comunidades:** los laboratorios de microrredes son centros que permiten alinear esfuerzos de investigación para desarrollar soluciones prácticas basadas en las energías renovables con la colaboración de la academia, la industria y las comunidades locales. Los actores industriales pueden utilizar la infraestructura para validar nuevas tecnologías, mientras que las comunidades pueden presentar problemas reales, información y requerimientos que se podrían considerar en el diseño y desarrollo de las soluciones energéticas.

La siguiente sección introduce de manera general algunos conceptos sobre la operación y el control de microrredes. Con este recorrido será posible

comprender de mejor manera las revisiones de los laboratorios de microrredes de América Latina y el resto del mundo que se presentarán más adelante.

### 1.3. Operación y control de microrredes

Las microrredes tienen dos modos de operación fundamentales: operación aislada y operación conectada a la red. Cuando existe la infraestructura necesaria, el sistema puede realizar la transición entre ambos modos de operación ante la ocurrencia de falla o mantenimientos programados [40]. Esta característica mejora la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, así como la flexibilidad y resiliencia de la red [41]. Por su parte, algunas microrredes son diseñadas para operar en modo isla de forma permanente (por ejemplo, cuando la topografía del terreno dificulta la conexión a la red principal) o por tiempos prolongados (por ejemplo, en aplicaciones de movilidad terrestre o marítima en las que los componentes de la microrred se desplazan con los vehículos).

El funcionamiento de los modos de operación descritos es posible gracias a los dispositivos de control de los convertidores de potencia. Estos permiten controlar las tensiones, corrientes, inyecciones de potencias y otras funcionalidades en los sistemas de generación y almacenamiento [42], [43].

El control jerárquico se ha convertido en la estrategia más común para operar las microrredes; consiste en dividir en capas o niveles los objetivos de control de los convertidores. Esto se hace de acuerdo con sus dinámicas operativas, por lo que los niveles pueden desacoplarse para facilitar el diseño de las estrategias de control específicas de cada capa. La estructura más común en la literatura es la de tres niveles jerárquicos, a saber: primario, secundario y terciario [17].

En la capa primaria se controlan variables como la tensión de la microrred o las tensiones a las salidas de los convertidores. La estrategia más común usada para este fin es el método de la pendiente (*droop control*, en inglés), la cual permite que los convertidores operen a una frecuencia global sin requerir comunicaciones [44]. Para esto, se emula el fenómeno inercial de los generadores síncronos mediante una inercia virtual [45], [46]. Esta frecuencia global puede tener desviaciones respecto de los valores nominales que son

corregidos en la capa secundaria [47], [48]. En esta capa también se abordan objetivos como el control del perfil de la tensión o la calidad de la potencia.

Finalmente, los flujos de potencia y despacho de los generadores son controlados en la capa terciaria a partir de la definición de señales de referencia [49], [50]. En algunas propuestas se considera también la “capa cero”, en la cual se ubican los lazos de control internos de las estrategias de control, y la “capa cuaternaria”, en la cual se realizan transacciones en el marco de las reglas de mercados energéticos [51].

Conforme con las necesidades de los sistemas de comunicaciones, las estrategias pueden clasificarse como basadas en comunicaciones y sin comunicaciones (funcionamiento autónomo o local) [52], [53]. Entre los esquemas que utilizan sistemas de comunicaciones, estos pueden subclasificarse de acuerdo con la manera en la que se intercambia la información como estrategias centralizadas, descentralizadas o distribuidas. En el primer caso, el uso de un controlador central dedicado es necesario, pues recibe todas las mediciones requeridas y comunica las acciones de control a los diferentes controladores. Aunque es la topología más sencilla, puede presentar inconvenientes en caso de fallas en este dispositivo.

Por su parte, las estrategias distribuidas se caracterizan por intercambiar información entre los controladores sin requerir un dispositivo central. Este tipo de operación necesita el diseño de algoritmos más complejos, ya que los controladores reciben e intercambian datos con el fin de cooperar para alcanzar decisiones colectivas de acuerdo con los objetivos de control establecidos. Por esta razón, pueden ser menos propensos a fallos totales en caso de presentarse problemas locales en algunos enlaces de las comunicaciones, lo que favorece además la capacidad de incorporar nuevos elementos de forma sencilla (*plug and play*).

Entretanto, las estrategias descentralizadas son un estado intermedio entre las centralizadas y las distribuidas; esto implica que el control está parcialmente centralizado y parcialmente distribuido al respecto de la forma como se intercambia la información y se toman las decisiones. Vale la pena mencionar que es posible implementar combinaciones híbridas entre estos esquemas con el fin de lograr objetivos operativos específicos.

A continuación, se presenta la revisión de algunos de los laboratorios de microrredes identificados en la literatura. De forma particular, se consideraron laboratorios o microrredes experimentales dotados con la capacidad de emular múltiples escenarios operativos, con el objetivo de analizar casos de estudio mediante el desarrollo de experimentos o prácticas de carácter científico y de desarrollo tecnológico. Este tipo de instalaciones están equipadas con una amplia infraestructura de medición y monitorización que posibilitan la toma de datos necesaria para la evaluación de los experimentos.

En muchos casos, el control se hace utilizando controladores flexibles que, aunque suelen ser mucho más costosos que los integrados en aplicaciones industriales o comerciales, facilitan la implementación de estrategias de control usando *software* para investigación académica. También, suelen emular la generación o las cargas a partir de la instrumentalización de equipos de electrónica de potencia o cargas controladas para garantizar la repetitividad y reproducibilidad en los experimentos.

## 1.4. Laboratorios en América Latina

### 1.4.1. *Argentina*

#### a. **Universidad Nacional de Rosario (Argentina)**

La Universidad Nacional de Rosario (Argentina) cuenta con una plataforma para estudio de redes eléctricas inteligentes en el Laboratorio de Automatización y Control [54]. En este laboratorio es posible validar investigaciones relacionadas con la operación y la aplicación de diferentes técnicas de control. El sistema se compone de un arreglo fotovoltaico de 1 kW, dos generadores eólicos de 2 kW y 20 kW, un sistema de almacenamiento por baterías (300 V, 7 Ah) y un volante de inercia de 2 Wh.

### 1.4.2. *Brasil*

#### a. **Universidad Federal de Juiz de Fora (Brasil)**

La Universidad Federal de Juiz de Fora en el estado de Minas Gerais (Brasil) cuenta con una microrred implementada en el edificio sostenible de la Escuela de Ingeniería [55]. Esta red está conformada por un sistema fotovoltaico de 30 kWp, compuesto por 264 paneles fotovoltaicos distribuidos en

once arreglos independientes (de 404 V/7.12 A cada uno), un generador eólico de 2 kW, y un sistema de generación de pilas de combustible compuesto por tres conjuntos independientes que alimentan convertidores electrónicos con una potencia de 5 kW cada uno.

La microrred está dotada para evaluar diferentes estrategias de control, analizar el impacto de la integración de fuentes de energía renovable y no renovable, y evaluar el impacto de la conexión de cargadores de vehículos eléctricos.

### **b. Universidad Federal de Paraná (Brasil)**

En la Universidad Federal de Paraná, ubicada en Curitiba (Brasil), se instaló una microrred de pruebas compuesta por nueve alimentadores a 13.8 kV, conectados a la red principal mediante una subestación de 69 kV [56]. Con respecto a la generación, la microrred cuenta con dos plantas fotovoltaicas de 1100 kWp y 110 kWp, un generador de biodiésel de 50 kW y tres sistemas de almacenamiento de baterías de diferentes tecnologías para realizar estudios comparativos de operación (ion de litio, plomo-ácido y sodio-níquel). El sistema fotovoltaico de menor capacidad, junto con el almacenamiento, conforman una microrred más pequeña que fue denominada PV-DELT. Esta se encuentra ubicada en uno de los edificios de la universidad, y es utilizada para estudios avanzados de los sistemas de control.

La implementación se complementó con un centro de operación y monitoreo que se encarga de recibir y almacenar los datos de más de 89 medidores de potencia, seis analizadores de calidad de la energía, y seis unidades de medición de micro-fasores. Gracias a esta infraestructura, el sistema puede ser usado para investigar las ventajas de la monitorización eléctrica y ambiental, así como el control y la operación de este tipo de redes eléctricas.

### **c. Universidad Federal de Río Grande del Norte (Brasil)**

La Universidad Federal de Río Grande del Norte (Brasil) implementó una microrred para formación de estudiantes e investigación [57], [58]. Esta red está compuesta por un sistema de generación fotovoltaica de 8 kWp, un generador síncrono de imanes permanentes para la emulación de generación eólica de 1.6 kW y un sistema emulado de pequeña central hidroeléctrica

(PCH) con una máquina síncrona de 5 kVA. En cuanto al almacenamiento, se implementaron baterías de 12 V - 220 Ah. Para el control, se seleccionó por su versatilidad los controladores dSPACE 1103 y DSC TMS320F28355.

### 1.4.3. Chile

#### a. Universidad de Chile (Chile)

El Laboratorio de Control de Microrredes del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile cuenta con una microrred híbrida experimental AC/DC de 24 kW. Este sistema permite la evaluación de configuraciones y topologías en AC, DC e híbridas. El sistema está compuesto por tres unidades de generación distribuida en AC y seis unidades en DC, emuladas a través de inversores de potencia. Se cuenta además con dos redes de comunicaciones independientes, una instalada con fibra óptica y otra con EtherCAT. Esta microrred permite evaluar la operación de diferentes tipos de controladores, estrategias del control jerárquico, fallas en las comunicaciones, cambios en la carga y la operación *plug-and-play* de las unidades de generación distribuidas [59].

### 1.4.4. Colombia

#### a. Universidad del Valle (Colombia)

La Universidad del Valle, ubicada en Cali (Colombia), desarrolló una pequeña red experimental denominada nanored, con el fin de estudiar el comportamiento de redes aisladas para las zonas no interconectadas en Colombia [60]. Este laboratorio cuenta con 16 paneles fotovoltaicos (doce de tecnología de silicio policristalino de 140 W y cuatro de tecnología de silicio monocristalino de 85 W), inversores de 4 kW y un banco de almacenadores compuesto de cuatro baterías de 12 V-200 Ah. La nanored fue integrada al *software ETAP Real-Time®*, lo que permite el monitoreo y la gestión en tiempo real. El sistema fue puesto en operación en el 2017.

#### b. Universidad Distrital Francisco José de Caldas (Colombia)

El Laboratorio Experimental para Microrredes Eléctricas de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas (Colombia) está compuesto por dos plataformas experimentales, una dedicada a microrredes DC y la otra a

microrredes en AC. Las plataformas permiten la integración de recursos energéticos distribuidos por medio de convertidores electrónicos de potencia, los cuales son módulos educativos altamente reconfigurables, de la compañía Semikrom. Cada una de las plataformas permite la emulación de fuentes primarias y el control de los convertidores que las integran al sistema mediante el uso de plataformas de simulación en tiempo real de la compañía OPAL-RT. Estas plataformas hacen posible una rápida transición de modelos de simulación a validaciones experimentales.

La microrred DC permite la integración de hasta cuatro recursos energéticos distribuidos, dentro de los que se encuentran bancos de baterías y supercapacitores reales. Por otro lado, la microrred AC permite la integración de hasta tres recursos energéticos distribuidos en configuraciones trifásicas, y hasta doce dispositivos en redes monofásicas. Adicionalmente, la microrred AC tiene la posibilidad de conexión a la red para explorar la operación conectada y en isla. La alta versatilidad del sistema habilita la operación de las dos microrredes simultáneamente, lo que permite el análisis de redes híbridas.

### **c. Universidad Industrial de Santander (Colombia)**

En la Universidad Industrial de Santander (Colombia) se encuentra en construcción una microrred experimental ubicada en el Laboratorio de Integración Energética, en el cual se han desarrollado trabajos relacionados con estrategias de control para generadores distribuidos y filtros activos de potencia [61], caracterización, modelado y monitorización de cargas eléctricas y movilidad eléctrica. La microrred contará con un sistema fotovoltaico de 3 kWp, una fuente programable AC de 12 kVA, una fuente programable DC bidireccional de 12 kVA (que permite emular generadores fotovoltaicos, celdas de combustible y baterías, entre otros sistemas), seis inversores trifásicos controlables, un grupo electrógeno a gasolina de 1.6 kW, un sistema motor-generator de 2 HP, un banco de cargas eléctricas modulares, e infraestructura para la medición y monitorización de sistemas eléctricos usando IIoT.

### **d. Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá (Colombia)**

El Laboratorio de Investigación en Diseño, Control y Protección de Microrredes Eléctricas de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá,

consta principalmente de una microrred basada en la topología de acople AC/DC, con potencia instalada en paneles solares de 1.35 kWp y capacidad de almacenamiento en batería de litio de 3.6 kWh, un simulador en tiempo real de la marca OPAL-RT y un amplificador de potencia en cuatro cuadrantes de 5 kW. La topología de la microrred permite tener acceso tanto al nodo AC como al nodo DC, y trabajar de forma aislada o conectada a la red. Esta configuración facilita la integración de diferentes tipos de recursos energéticos distribuidos e interfaces de electrónica de potencia para investigar diversos eventos que se pueden presentar en este tipo de instalaciones. Por su parte, el conjunto de simulador en tiempo real y amplificador de cuatro cuadrantes permite emular distintos recursos energéticos distribuidos con la posibilidad de interactuar con la microrred real, así como hacer prototipado rápido y validación de técnicas y algoritmos de control y protección para microrredes.

#### 1.4.5. Ecuador

##### a. Universidad de Cuenca (Ecuador)

En el marco del proyecto Centro Científico y Tecnológico de Investigación Balzai (CCTI-B), la Universidad de Cuenca (Ecuador) construyó y puso en operación en el 2015 el laboratorio de microrredes eléctricas, con equipos para la conversión de energía, cargas eléctricas programables, sistemas de almacenamiento, emuladores de vehículos eléctricos y toda la infraestructura necesaria para interconectarse con la red eléctrica principal [62].

El sistema cuenta con 140 módulos fotovoltaicos para una capacidad instalada de 35 kWp (algunos con orientación fija y otros con sistema de seguimiento solar), una instalación eólica con capacidad de 15 kW, una micro-turbina hidroeléctrica de 5 kW, una celda de hidrógeno de 3 kW, y grupos electrógenos diésel (40 kVA) y gas (44 kVA). También se instaló una fuente programable AC de 12 kVA que es capaz de alimentar cargas trifásicas a frecuencias variables con componentes armónicas deseadas desde 15Hz hasta 1200Hz, y se habilitó soporte de la red eléctrica desde una subestación de Cuenca, lo que permite que, eventualmente, la red pública sea utilizada para alimentar cargas según lo requieran las pruebas del laboratorio.

La microrred tiene un conjunto de sistemas de almacenamiento entre los que se destacan: baterías de plomo ácido, baterías de flujo de vanadio redox, baterías de ion-litio, bancos de supercondensadores y almacenamiento de hidrógeno. Con respecto a las cargas del sistema, se cuenta con un banco resistivo de 150 kW, una estación de carga de vehículos eléctricos de 80 kW y un emulador de red de distribución capaz de soportar una potencia de hasta 400 kW.

#### 1.4.5. *México*

##### **a. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (México)**

En la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (México) se implementó un laboratorio para el estudio de las energías renovables, principalmente la generación fotovoltaica y eólica, mediante una configuración Hardware-In-The-Loop (HIL). El sistema fotovoltaico está compuesto por 36 módulos con una potencia total de 9 kWp. Para la conversión se utilizaron tres inversores trifásicos de 3 kW. Además, la microrred cuenta con tres aerogeneradores de inducción de 5 kW, diversas máquinas rotativas trifásicas y monofásicas, variadores de frecuencia y una unidad multifuncional para sincronización de redes [63].

#### 1.4.6. *Perú*

##### **a. Universidad de Ingeniería y Tecnología de Perú (Perú)**

La Universidad de Ingeniería y Tecnología de Perú implementó una microrred inteligente que cuenta con un sistema de generación eólico emulado con un generador de inducción, una planta hidroeléctrica emulada mediante un generador síncrono de 800 W, y un motor de inducción para analizar el comportamiento de cargas industriales. Además, el sistema tiene una fuente de potencia de 1.7 kVA a 380 V, que permite simular la conexión a la red. Adicionalmente, se usa un sistema SCADA para ajustar los parámetros y controlar la potencia de los generadores. En esta microrred experimental se han desarrollado estudios sobre confiabilidad, seguridad y eficiencia de sistemas de control y evaluación de estrategias de despacho óptimo de potencia [64].

## 1.5. Laboratorios en otras regiones del mundo

### 1.5.1. Asia

#### a. Instituto de Investigación de Medio Ambiente y Energía de Catar (Catar)

En el Instituto de Investigación de Medio Ambiente y Energía de Catar se implementó una microrred experimental con el objetivo de estudiar las potencialidades de este tipo de redes eléctricas en países del medio oriente. La red de distribución es implementada a partir del uso de una fuente AC de 4.5 kW. Por otra parte, permite emular plantas fotovoltaicas a través de dos fuentes DC de 25 kW. El lado AC y DC de la microrred se enlaza a través de un inversor programable; tanto el bus de AC como de DC poseen una carga electrónica variable de 4.5 kW cada una. Para el control y adquisición de datos se emplea el *software* LabVIEW. Este sistema utiliza múltiples protocolos de comunicación para monitorear o activar dispositivos de forma remota a través de periféricos como GPIB, RS232, LAN y TCP/IP [65].

#### b. Universidad de Tianjin (China)

En la Universidad de Tianjin (China) se implementó un sistema de prueba con cuatro sistemas fotovoltaicos de 10 kWp con diferentes tecnologías, como paneles monocristalinos, policristalinos, de capa fina y policristalinos con seguimiento solar en dos ejes. Cada sistema tiene un inversor asociado y dos de ellos poseen características de almacenamiento de baterías de plomo-ácido de 20 kWh y cargas programables en AC.

En cuanto a la generación, la microrred tiene implementados ocho aerogeneradores de 1 kW, de los cuales dos son de tipo de eje vertical y seis de tipo de eje horizontal, y un sistema de emulación de energía eólica formado por un generador de inducción de 30 kVA. Además, a la red la complementa un sistema de hidrógeno con una celda de combustible de 5 kW junto a un electrolizador.

Al respecto de los sistemas de almacenamiento, se han implementado baterías de vanadio con capacidad de 20 kWh, un volante de inercia de 250 kW, supercapacitores, dos baterías de ion-litio de 120 kWh, y un sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido de 85 kW. Otra característica

destacable es que la topología de la microrred se puede reconfigurar de manera flexible a través del cambio de las combinaciones de los nodos y alimentadores. Tal es la versatilidad del esquema que los autores han identificado hasta 40 diferentes topologías posibles [66].

### **c. Instituto de Investigación de Electrotecnología (Corea del Sur)**

El Instituto de Investigación de Electrotecnología de Corea del Sur (KERI), ubicado en la provincia de Gyeongsang, cuenta con una microrred experimental para el estudio de algoritmos de control y análisis de estrategias de operación en modo conectado a la red o en modo aislado. La microrred está conformada por un sistema fotovoltaico de 10 kWp, una turbina eólica de 10 kW, un generador diésel de 20 kW y un banco de baterías de 10.8 kWh. Además de esto, la microrred está dotada con un sistema de simulación basado en la técnica *Hardware-In-The-Loop* (HIL) que tiene como objetivo la prueba y verificación de algoritmos de control y estrategias de operación para la microrred. El sistema HIL está compuesto por un simulador digital en tiempo real (RTDS) que, en conjunto con un emulador de comunicaciones, simulan la operación de la microrred con el fin de poner a prueba prototipos de dispositivos para la gestión de microrredes [67].

### **d. Universidad Tecnológica de Nanyang (Singapur)**

El Clean Energy Research Lab en la Universidad Tecnológica de Nanyang (Singapur) cuenta con un banco de pruebas para microrredes trifásicas de 400 V y 50 Hz, en el que se pueden realizar estudios de sistemas de potencia. El banco de pruebas consta de un generador síncrono de 13.5 kVA, una fuente programable AC de 18 kVA, un banco de condensadores de 6 kVAR, un sistema solar fotovoltaico de 5 kWp, un emulador eólico de 13.5 kW, un banco de baterías de 5 kW, una celda de combustible de 5 kW, una carga programable AC/DC de 13.5 kW y una carga industrial emulada de 10 kW [68].

## **1.5.2. Europa**

### **a. Universidad de Erlangen-Núremberg (Alemania)**

La Universidad de Erlangen-Núremberg (Alemania) cuenta con una microrred AC diseñada para satisfacer parte de la demanda del Instituto de Sistemas de Energía Eléctrica, y para la validación del funcionamiento de

componentes experimentales. La microrred consta de un sistema fotovoltaico de 17.42 kWp, un banco de baterías de ion de litio de 20 kWh, un banco de baterías de plomo ácido de 4 kWh y un banco de baterías de flujo de 15 kWh. Las cargas conectadas tienen un valor máximo de 25 kW y un consumo promedio anual de 8,7 MWh [69].

### **b. Universidad de Aalborg (Dinamarca)**

El Departamento de Energía de la Universidad de Aalborg (Dinamarca) implementó un laboratorio de microrredes eléctricas que permite realizar estudios sobre estrategias de control para el restablecimiento de la tensión y frecuencia, compensación de desbalances de tensión, gestión de energía, tecnologías de comunicación, control del sistema de almacenamiento y regulación de la calidad de la energía.

El sistema se caracteriza por su versatilidad y flexibilidad. Las instalaciones iniciales, presentadas en [70], describen al sistema experimental como una red compuesta por seis subsistemas, cada uno equipado con cuatro inversores de 2.2 kW. Estos subsistemas pueden conectarse o desconectarse para operar en diversas configuraciones. El lado de DC puede alimentarse con sistemas reales como paneles fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía con volantes de inercia o emuladores.

Además, se cuenta con una fuente de alimentación bidireccional de 80 kVA. El sistema está dotado de medidores inteligentes que permiten medir la generación local, el consumo local y el intercambio de energía con la red, así como el envío de información a un controlador central con el fin de implementar métodos de control avanzados y algoritmos de optimización.

### **c. Universidad de Sevilla (España)**

La Universidad de Sevilla (España) cuenta con una microrred en DC con posibilidad de conexión a la red principal [71]. La microrred está conformada por un sistema fotovoltaico de 4 kWp, un electrolizador de 3 kW, un banco de baterías de plomo ácido de 370 Ah, un banco de baterías de litio de 400 Ah y una carga electrónica programable de 1 kW. Diversas temáticas han sido estudiadas con esta microrred, como el despacho de energía, el comportamiento dinámico en la generación y la demanda, la gestión de las celdas de

combustible y electrolizadores, y un sistema de detección de fallas y estrategias para la reconfiguración del sistema.

#### **d. Universidad Politécnica de Cataluña (España)**

La Universidad Politécnica de Cataluña (España) implementó una microrred con la capacidad de emular el modo conectado a la red y el modo autónomo, para estudiar y verificar la validez de diversas estrategias de control. La microrred experimental está conformada por una fuente de corriente AC de 6 kVA que emula la red eléctrica, inductancias y resistencias de potencia configurables, que emulan las líneas de distribución y conectan los nodos, una fuente programable de DC de 16.6 kW, apta para emular el comportamiento de paneles fotovoltaicos y cargas resistivas de 24  $\Omega$ , 48  $\Omega$  y 96  $\Omega$ . Además, tiene una plataforma de control con enlace *ethernet* que permite la comunicación, así como un sistema de monitorización para visualizar y supervisar la operación de la red [72].

#### **e. Universidad de Bari (Italia)**

La Universidad Politécnica de Bari (Italia) implementó la microrred PrinCE en el Power and Energy System Laboratory con el fin de estudiar estrategias de control, transiciones entre modos de operación de las microrredes, estrategias de sincronización a la red y problemas de confiabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos con generación distribuida.

La microrred es un sistema de baja tensión con infraestructura de monitorización y control en tiempo real, y está constituida por una planta fotovoltaica de 50 kWp, un simulador eólico de 60 kW, un sistema de cogeneración alimentado con gas natural de 120 kW, una microturbina de gas natural de 30 kW, bancos de baterías de sodio-níquel con potencia nominal de 60 kW, una estación de carga simulada para vehículos eléctricos y dos cargas programables de 150 kVA [73].

#### **f. Universidad de Génova (Italia)**

La Universidad de Génova, en Savona (Italia), cuenta con una microrred experimental ubicada a lo largo del campus universitario. Además de producir energía para el autoabastecimiento, la microrred opera como banco de pruebas para estudios en líneas de investigación, como la validación de

algoritmos para la predicción de generación, despacho óptimo de fuentes distribuidas y sistemas de almacenamiento, control de flujos de potencia, y monitorización en tiempo real de variables eléctricas, entre otras.

En cuanto a equipamiento, la microrred conserva una microturbina de gas natural de 50 kW, un sistema fotovoltaico de 50 kWp, dos motores Stirling con concentradores solares parabólicos de 1 kW y dos turbinas eólicas de 3 kVA. Respecto al almacenamiento, el sistema posee un banco de baterías de sodio-níquel con capacidad de 100 kWh. Se destacan, también, dos estaciones de recarga de vehículos eléctricos de recarga lenta y rápida de 16 kVA. Todos los componentes están equipados con un sistema de comunicación conforme al protocolo industrial IEC 61850 que permite el control remoto de cada dispositivo [74].

#### **g. Universidad de Roma La Sapienza (Italia)**

En el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Roma La Sapienza (Italia) se implementó una microrred con el objetivo de estudiar las estrategias de control centralizadas basadas en sistemas SCADA. La red consta de dos sistemas fotovoltaicos de 12 kWp y 2 kWp, con conexión trifásica y monofásica, respectivamente. Adicionalmente, cuenta con un grupo electrógeno de emergencia de 5.2 kW, instalado para operar en modo isla, un sistema de almacenamiento con baterías de 6.5 kWh y un sistema de alimentación ininterrumpida para alimentar los componentes electrónicos. Además, posee varias cargas y medidores de energía conectados al SCADA, que reúne la información y permite controlar diversas variables de la microrred. Este montaje experimental se destaca por su sistema de comunicación de tipo industrial, que utiliza protocolos como Modbus y KNX para emular escenarios operativos realistas [75].

#### **h. Universidad Tecnológica de Lodz (Polonia)**

El Laboratorio de Generación Distribuida de la Universidad Tecnológica de Lodz (Polonia) cuenta con dos sistemas fotovoltaicos de 6.5 kWp y 9 kWp, dos turbinas eólicas de 5.5 kW, una microturbina a gas natural de 30 kW, un banco de baterías de plomo-ácido y dos celdas de combustible de 1.2 kW. Este sistema de pruebas es utilizado para actividades de docencia e investigación

de aspectos relacionados con la integración de recursos energéticos distribuidos y el funcionamiento de microrredes en diversas condiciones de operación. En particular, en las pruebas se suele analizar la operación de los inversores, así como los algoritmos de control, la interacción del sistema con la red y la operación en modo aislado [76].

#### **i. Universidad Politécnica de Timisoara (Rumania)**

La microrred de la Universidad Politécnica de Timisoara (Rumania) permite el estudio de diversas configuraciones, la operación de fuentes de energía renovable y el diseño de estrategias de control. La microrred está conformada por un sistema fotovoltaico de 3 kWp, una turbina eólica de 7.5 kW, generadores con turbinas hidráulicas de 2 kVA y 2.5 kVA, un banco de baterías de 480 Ah y 3 supercapacitores de 63 F. Además, cuenta con sistemas de control y comunicación que facilitan la operación en modo aislado o conectado a la red [77].

### **1.5.3. Norte América**

#### **a. Laboratorio Canadiense de Energía Renovable (CANREL) (Canadá)**

El Laboratorio Canadiense de Energía Renovable (CANREL) fue diseñado con el fin de estudiar diferentes retos del funcionamiento de las microrredes; se incluyen aspectos técnicos como la calidad de energía, el control, la estabilidad, el diseño de protecciones y las potencialidades de los modos de operación [78]. CANREL está abierto a la colaboración pública con la industria, el gobierno y la academia para efectuar pruebas de dispositivos, productos y controladores, demostraciones de microrredes aisladas y conectadas a la red con alta penetración renovable, así como el desarrollo de estándares y normativa.

El sistema está equipado con una fuente AC de 270 kVA que emula la red de distribución, un emulador de aerogeneradores de 100 kW, un emulador de sistemas fotovoltaicos de 90 kW, un sistema fotovoltaico real de 10 kWp, un banco de baterías de ion de litio con capacidad de 200 kWh, un generador diésel de 90 kW, un banco de cargas de 250 kVA, un banco de capacitores de 30 kVar y dos cargadores de vehículos eléctricos de 7.2 kW.

### **b. City College de Nueva York (Estados Unidos)**

En el City College de Nueva York (Estados Unidos) se desarrolló una microrred experimental para estudiar alternativas de reconfiguración y flexibilidad. La microrred cuenta con un inversor controlable AC/DC de 12 kW que integran ambos lados de la red. Del lado de DC se encuentran conectadas dos fuentes programables de 6 kW para emular el comportamiento de los paneles fotovoltaicos con un convertidor controlable elevador de 12 kW, cada una. El sistema integra, además, baterías de flujo de 1.4 kW compuestas por 16 celdas con un conversor DC/DC bidireccional de 10 kW. Ambos lados de la red poseen un sistema de cargas controlables dinámicas, siendo el de AC de 6 kVA y el de DC de 10 kW. Finalmente, para el control y la toma de datos de la microrred se utilizan dos tarjetas dSPACE junto con Matlab/Simulink [79].

### **c. Laboratorio Nacional de Sandia (Estados Unidos)**

La microrred del Laboratorio Nacional de Sandia (Estados Unidos) fue diseñada para realizar investigaciones sobre las microrredes con alta penetración de energías renovables [80]. El sistema posibilita la experimentación de diversas topologías y el estudio de estrategias de control de múltiples capas. Este sistema cuenta con tres fuentes para la emulación de sistemas fotovoltaicos (8 kWp), sistemas eólicos (7.3 kVA) y generación con combustible fósil (10 kVA) que facilita la implementación de diversos escenarios operativos y garantiza la repetitividad en los experimentos para la comparación de resultados. Adicionalmente, el laboratorio tiene un emulador de almacenamiento de energía que permite estudiar la operación de diversos sistemas de almacenamiento, así como cargas programables.

### **d. Universidad de North Carolina (Estados Unidos)**

La Universidad de North Carolina (Estados Unidos) cuenta con una microrred experimental con capacidad para emular la operación a nivel residencial o comercial. El sistema permite realizar pruebas con diferentes modos de operación y esquemas de gestión de carga; se incluyen suavizados de picos (*peak shaving*) y operación *off-grid* (fuera de red). La configuración tiene una fuente programable DC de 1 kW que emula la generación fotovoltaica

que se acopla mediante un inversor al bus de AC. Allí, se encuentran conectadas las cargas AC, un banco de baterías de 27 V/ 45 Ah con un inversor bidireccional y el punto de acoplamiento a la red de distribución. El sistema de monitoreo y control se basa en *hardware* y *software* de National Instruments para realizar la gestión, el control y la adquisición de datos [81].

#### **e. Universidad de Texas (Estados Unidos)**

La Universidad de Texas (Estados Unidos) implementó una microrred con fines educativos y de investigación para abordar aspectos sobre el diseño y funcionamiento de sistemas de control y el estudio de topologías y estrategias de comunicación. La microrred consta de tres subredes que pueden operar interconectadas o de forma independiente. El sistema integra fuentes de energía solar con capacidad de 2.76 kWp, turbinas eólicas de 1.2 kW, celdas de combustible de 1.2 kW, un generador diésel de 6 kVA y dos series de baterías de gel de 12 V - 1150 CCA para el almacenamiento [82].

#### **f. Universidad Internacional de Florida (Estados Unidos)**

En el Energy Systems Research Laboratory de la Universidad Internacional de Florida (Estados Unidos) se desarrolló un banco de pruebas de microrredes con una capacidad instalada de 72 kW. El banco cuenta con dos etapas. Por un lado, una etapa en AC, en la que se encuentra la alimentación principal, un motor impulsor accionado por un variador de frecuencia y acoplado a un generador sincrónico, y un sincronizador para realizar la conexión y desconexión a la red. Por otro lado, una etapa DC con configuración en anillo, que posee dos convertidores elevadores DC-DC de 3 kW, en conjunto con dos fuentes DC de 5 kW que emulan un generador fotovoltaico y una celda de combustible.

Además, la microrred tiene un cargador de baterías bidireccional DC-DC de 1 kW, conectado a un banco de doce baterías en serie de plomo ácido de 12 V cada una, una carga dinámica DC de 3 kW y un inversor monofásico DC-AC, acoplado a una carga de 4 kW. Las etapas AC y DC están vinculadas a través de un convertidor bidireccional AC-DC/DC-AC y un rectificador controlado AC-DC, ambos de 5 kW. Todo el sistema posee un sistema SCADA que posibilita el control automatizado. La complejidad de esta microrred

proporciona una plataforma muy bien dotada para la investigación de los aspectos más desafiantes de la operación de los sistemas de potencia con generación distribuida [83].

#### 1.5.4. *Oceanía*

##### **a. Universidad de Curtin (Australia)**

En la Universidad de Curtin (Australia) se implementó una microrred experimental con fines educativos y de investigación para estudiar temáticas como la caracterización de sistemas de generación de energía, modelado y control de la conversión energética, el control de potencia, el almacenamiento de energía y, en general, la operación de microrredes eléctricas. La microrred cuenta con tres sistemas de generación fotovoltaica con paneles monocristalinos de 1.4 kWp, policristalinos de 1.3 kWp y amorfos de 3.6 kWp. Adicionalmente, la microrred posibilita el análisis de la generación eólica a partir de turbinas de 2.5 kW y 5 kW, el funcionamiento de un microgenerador hidráulico de 800 W y un sistema de celdas de combustible de 1.2 kW [84].

##### **b. Universidad de Wollongong (Australia)**

La Universidad de Wollongong (Australia) cuenta con una microrred conformada por un conjunto de sistemas fotovoltaicos de 4 kWp, 33 kWp y 122 kWp, un generador programable que permite emular diferentes formas de onda, transitorios, variación de frecuencia, distorsión armónica, entre otros. Adicionalmente, tiene un banco de cargas que incluye resistencias, inductores y capacitores, y un banco de baterías con capacidad de 50 kWh. El sistema se caracteriza por permitir la conexión de cargas y elementos de generación reales, emuladas o de laboratorio, y está diseñado para pruebas de flujos de potencia del orden de 30 kVA [85].

## 1.6. Conclusiones

Este capítulo presentó una revisión de algunos de los laboratorios de microrredes más importantes de América Latina y el resto del mundo. La revisión tuvo como objetivo visibilizar las capacidades existentes que pueden resultar favorables para los investigadores e instituciones interesadas en construir o expandir infraestructura de laboratorio relacionada. Se invita a los lectores a

profundizar la información de cada laboratorio a través de la consulta de las referencias mencionadas o contactando directamente a los investigadores involucrados en cada proyecto.

Se observa que los desarrollos relacionados con la generación distribuida y las microrredes se ha expandido a nivel mundial. Los autores esperan que este capítulo pueda contribuir como medio de visibilización para divulgar en la literatura especializada las capacidades en infraestructura de investigación en microrredes y como promoción para la creación de lazos de cooperación entre las entidades interesadas en el desarrollo de la generación distribuida y las microrredes en América Latina y el resto del mundo.

## Referencias

- [1] K. Ubilla *et al.*, “Smart Microgrids as a Solution for Rural Electrification: Ensuring Long-Term Sustainability Through Cadastre and Business Models,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1310–1318, Oct. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2315651.
- [2] A. Kumar, A. R. Singh, Y. Deng, X. He, P. Kumar, and R. C. Bansal, “A Novel Methodological Framework for the Design of Sustainable Rural Microgrid for Developing Nations,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24925–24951, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2832460.
- [3] A. Parida, S. Choudhury, and D. Chatterjee, “Microgrid Based Hybrid Energy Co-Operative for Grid-Isolated Remote Rural Village Power Supply for East Coast Zone of India,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 1375–1383, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2782007.
- [4] M. Barbaro and R. Castro, “Design optimisation for a hybrid renewable microgrid: Application to the case of Faial island, Azores archipelago,” *Renew. Energy*, vol. 151, pp. 434–445, May 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.034.
- [5] H. Mahmood, D. Michaelson, and Jin Jiang, “Strategies for Independent Deployment and Autonomous Control of PV and Battery Units in Islanded Microgrids,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 3, no. 3, pp. 742–755, Sep. 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2413756.
- [6] J. Sachs and O. Sawodny, “A Two-Stage Model Predictive Control Strategy for Economic Diesel-PV-Battery Island Microgrid Operation in Rural Areas,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 903–913, Jul. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2509031.

- [7] J. M. Rey, P. P. Vergara, J. Solano, and G. Ordóñez, *Design and Optimal Sizing of Microgrids*. Springer, 2019.
- [8] P. B. L. Neto, O. R. Saavedra, and D. Q. Oliveira, "The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 339–355, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.134.
- [9] G. Strbac, N. Hatziaargyriou, J. P. Lopes, C. Moreira, A. Dimeas, and D. Papadaskalopoulos, "Microgrids: Enhancing the Resilience of the European Megagrid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 3, pp. 35–43, May 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2397336.
- [10] H. Xie, S. Zheng, and M. Ni, "Microgrid Development in China: A method for renewable energy and energy storage capacity configuration in a megawatt-level isolated microgrid," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 28–35, Jun. 2017, doi: 10.1109/MELE.2017.2685818.
- [11] M. Farrokhhabadi *et al.*, "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.
- [12] D. T. Ton and M. A. Smith, "The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative," *Electr. J.*, vol. 25, no. 8, pp. 84–94, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.tej.2012.09.013.
- [13] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul. 2007, doi: 10.1109/MPAE.2007.376583.
- [14] F. Martin-Martínez, A. Sánchez-Miralles, and M. Rivier, "A literature review of Microgrids: A functional layer based classification," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1133–1153, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.025.
- [15] D. E. Olivares *et al.*, "Trends in Microgrid Control," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, Jul. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [16] A. Mohammed, S. S. Refaat, S. Bayhan, and H. Abu-Rub, "AC Microgrid Control and Management Strategies: Evaluation and Review," *IEEE Power Electron. Mag.*, vol. 6, no. 2, pp. 18–31, Jun. 2019, doi: 10.1109/MPEL.2019.2910292.

- [17] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, Mar. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597.
- [18] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. K. Kishore, "Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC–DC Microgrid: A Review," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6, no. 2, pp. 738–759, Jun. 2018, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2786588.
- [19] S. Ansari, A. Chandel, and M. Tariq, "A Comprehensive Review on Power Converters Control and Control Strategies of AC/DC Microgrid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 17998–18015, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3020035.
- [20] J. M. Raya-Armenta, N. Bazmohammadi, J. G. Avina-Cervantes, D. Sáez, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Energy management system optimization in islanded microgrids: An overview and future trends," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111327, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111327.
- [21] M. Brenna, F. Foiadelli, and H. J. Kaleybar, "The Evolution of Railway Power Supply Systems Toward Smart Microgrids: The concept of the energy hub and integration of distributed energy resources," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 12–23, Mar. 2020, doi: 10.1109/MELE.2019.2962886.
- [22] Z. Jin, G. Sulligoi, R. Cuzner, L. Meng, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Next-Generation Shipboard DC Power System: Introduction Smart Grid and dc Microgrid Technologies into Maritime Electrical Networks," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 4, no. 2, pp. 45–57, Jun. 2016, doi: 10.1109/MELE.2016.2544203.
- [23] S. Fang, Y. Wang, B. Gou, and Y. Xu, "Toward Future Green Maritime Transportation: An Overview of Seaport Microgrids and All-Electric Ships," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 69, no. 1, pp. 207–219, Jan. 2020, doi: 10.1109/TVT.2019.2950538.
- [24] J. S. Gomez *et al.*, "An Overview of Microgrids Challenges in the Mining Industry," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 191378–191393, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032281.
- [25] A. Lashab, M. Yaqoob, Y. Terriche, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Space Microgrids: New Concepts on Electric Power Systems for

- Satellites,” *IEEE Electrify. Mag.*, vol. 8, no. 4, pp. 8–19, Dec. 2020, doi: 10.1109/MELE.2020.3026436.
- [26] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.09.041.
- [27] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, Oct. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033.
- [28] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Microgrids: Experiences, barriers and success factors,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.198.
- [29] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 132–153, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.012.
- [30] V. A. Subramony, S. Doolla, and M. Chandorkar, “Microgrids in India: Possibilities and Challenges,” *IEEE Electrify. Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 47–55, Jun. 2017, doi: 10.1109/MELE.2017.2685880.
- [31] B. Zhao, J. Chen, L. Zhang, X. Zhang, R. Qin, and X. Lin, “Three representative island microgrids in the East China Sea: Key technologies and experiences,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 96, pp. 262–274, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.07.051.
- [32] T. O. Ajewole, O. E. Olabode, O. S. Babalola, and M. O. Omoigui, “Use of experimental test systems in the application of electric microgrid technology across the sub-Saharan Africa: A review,” *Sci. African*, vol. 8, p. e00435, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.sciaf.2020.e00435.
- [33] J. M. Rey *et al.*, “A Review of Microgrids in Latin America: Laboratories and Test Systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 20, no. 6, pp. 1000–1011, 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9757743.
- [34] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 132–153, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.012.

- [35] A. Paaso, L. Zhang, D. Kushner, and A. Khodaei, "ComEd Grid Labs-Why the Power Sector Needs Advanced Labs," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 18, no. 2, pp. 128–135, Mar. 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.2974611.
- [36] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, and X. Wang, "Distributed Power-Generation Systems and Protection," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, Jul. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2696878.
- [37] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and F. Blaabjerg, "The Role of Power Electronics in Future Low Inertia Power Systems," in *2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)*, Nov. 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590632.
- [38] M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar, S. Iqbal, and S. Member, "A Review on Microgrids ' Challenges & Perspectives," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 166502–166517, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3135083.
- [39] A. N. Akpolat, Y. Yang, F. Blaabjerg, E. Dursun, and A. E. Kuzucuoglu, "Design Implementation and Operation of an Education Laboratory-Scale Microgrid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 57949–57966, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3072899.
- [40] "IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers," *IEEE Std 2030.7-2017*, pp. 1–43, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204.
- [41] P. Asmus, "Why Microgrids Are Moving into the Mainstream: Improving the efficiency of the larger power grid," *IEEE Electrifi. Mag.*, vol. 2, no. 1, pp. 12–19, Mar. 2014, doi: 10.1109/MELE.2013.2297021.
- [42] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [43] J. M. Rey, M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, and R. Guzman, "Adaptive Slope Voltage Control for Distributed Generation Inverters With Improved Transient Performance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 3, pp. 1644–1654, Sep. 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2909780.
- [44] J. M. Rey, I. Jiménez-Vargas, P. P. Vergara, G. Osma-Pinto, and J. Solano, "Sizing of an autonomous microgrid considering droop control," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 136, p. 107634, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107634.
- [45] J. M. Guerrero, L. GarcíadeVicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "A Wireless Controller to Enhance Dynamic Performance of Parallel

- Inverters in Distributed Generation Systems,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1205–1213, Sep. 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.833451.
- [46] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [47] J. M. Rey, J. Torres-Martínez, and M. Castilla, “Secondary Control for Islanded Microgrids,” in *Microgrids Design and Implementation*, Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 171–193.
- [48] Y. Khayat *et al.*, “On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 6, pp. 6482–6500, Jun. 2020, doi: 10.1109/TPEL.2019.2951694.
- [49] S. Monesha, S. G. Kumar, and M. Rivera, “Methodologies of Energy Management and Control in Microgrid,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 9, pp. 2345–2353, Sep. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8789554.
- [50] P. P. Vergara, J. C. López, J. M. Rey, L. C. P. da Silva, and M. J. Rider, “Energy Management in Microgrids,” in *Microgrids Design and Implementation*, Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 195–216.
- [51] Y. Wu, Y. Wu, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Li, “AC Microgrid Small-Signal Modeling: Hierarchical Control Structure Challenges and Solutions,” *IEEE Electr. Mag.*, vol. 7, no. 4, pp. 81–88, Dec. 2019, doi: 10.1109/MELE.2019.2943980.
- [52] Z. Cheng, J. Duan, and M.-Y. Chow, “To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 12, no. 1, pp. 6–24, Mar. 2018, doi: 10.1109/MIE.2018.2789926.
- [53] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatzargyriou, “Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2999–3008, Nov. 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2679238.
- [54] S. Junco, D. Alba, J. Ezpeleta, and J. Cabello, “Development of an experimental micro smart grid with renewable sources and energy storage through final Electronics Engineering projects,” in *2020 XIV*

- Technologies Applied to Electronics Teaching Conference (TAEF)*, Jul. 2020, pp. 1–10, doi: 10.1109/TAEF46915.2020.9163695.
- [55] M. C. B. P. Rodrigues, P. M. De Almeida, P. Almeida, and R. L. Valle, “Microrrede Híbrida Cc / Ca Baseada Em Fontes De Energia Renovável Aplicada a um Edifício Sustentável,” *XIX Congr. Bras. Automática, CBA*, no. January, 2012.
- [56] G. H. C. Oliveira *et al.*, “UFPR Microgrid: A Benchmark for Distributed Generation and Energy Efficiency Research,” in *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Feb. 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT45199.2020.9087708.
- [57] E. A. F. Nunes, D. K. Alves, E. S. Dantas, T. O. A. Rocha, R. L. A. Ribeiro, and F. B. Costa, “Impact of PV systems on microgrids under different levels of penetration and operational scenarios,” *14th Brazilian Power Electron. Conf. COBEP 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/COBEP.2017.8257336.
- [58] S. C. Paiva, R. L. de A. Ribeiro, D. K. Alves, F. B. Costa, and T. de O. A. Rocha, “A wavelet-based hybrid islanding detection system applied for distributed generators interconnected to AC microgrids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, p. 106032, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106032.
- [59] E. Espina *et al.*, “Experimental Hybrid AC/DC-Microgrid Prototype for Laboratory Research,” in *2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’20 ECCE Europe)*, Sep. 2020, pp. 1–9, doi: 10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215751.
- [60] E. Franco-Mejia, R. A. Plazas-Rosas, A. Gil-Cacedo, R. Franco-Manrique, and E. Gomez-Luna, “Pilot nanogrid at Universidad del Valle, for research and training in control and management of electrical networks in non-interconnected areas,” in *2017 IEEE 3rd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, Oct. 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/CCAC.2017.8276487.
- [61] M. A. Mantilla, J. F. Petit, and G. Ordóñez, “Control of multi-functional grid-connected PV systems with load compensation under distorted and unbalanced grid voltages,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, p. 106918, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106918.
- [62] J. L. Espinoza, L. G. Gonzalez, and R. Sempertegui, “Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador,” in *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power,*

- Electronics and Computing (ROPEC)*, Nov. 2017, pp. 1–7, doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- [63] J. E. M. Carreno, J. A. Marin, and G. C. T. Santillan, “Research Facilities for Renewable Energy Management Considering Distributed Generation based on Microgrids. Instalaciones de Investigación para Gestión de Energías Renovables Considerando Generación Distribuida Basada en Microrredes,” in *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Nov. 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057120.
- [64] F. Espinoza, M. Mar, E. Ramirez, and J. Noel, “Control of real power in a synchronous machine using a SCADA system in a smart grid,” in *2016 IEEE ANDESCON*, Oct. 2016, pp. 1–4, doi: 10.1109/ANDESCON.2016.7836237.
- [65] A. A. Jabbar, A. Y. Elrayyah, M. Z. C. Wanik, A. P. Sanfilippo, and N. K. Singh, “Development of Hybrid AC/DC Laboratory-scale Smart Microgrid Testbed with Control Monitoring System Implementation in LabVIEW,” *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia, GTD Asia 2019*, pp. 889–894, 2019, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715942.
- [66] C. Wang *et al.*, “A Highly Integrated and Reconfigurable Microgrid Testbed with Hybrid Distributed Energy Sources,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 451–459, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2014.2360877.
- [67] J.-H. Jeon *et al.*, “Development of Hardware In-the-Loop Simulation System for Testing Operation and Control Functions of Microgrid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 2919–2929, Dec. 2010, doi: 10.1109/TPEL.2010.2078518.
- [68] L. L. Yuan, A. Krishnan, and F. Y. S. Eddy, “Design of a Droop Control Scheme for Programmable Sources in a Microgrid Testbed,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, no. 28, pp. 714–719, 2018, doi: 10.1016/j.ifacol.2018.11.789.
- [69] S. Resch, S. Och, and M. Luther, “Conception, modelling approach and practical implementation of a hybrid laboratory-based microgrid,” *NEIS 2018 - Conf. Sustain. Energy Supply Energy Storage Syst.*, pp. 231–236, 2020.
- [70] L. Meng *et al.*, “Flexible System Integration and Advanced Hierarchical Control Architectures in the Microgrid Research Laboratory of Aalborg

- University,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 2, pp. 1736–1749, 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2504472.
- [71] J. J. Marquez, A. Zafra-Cabeza, C. Bordons, and M. A. Ridao, “A fault detection and reconfiguration approach for MPC-based energy management in an experimental microgrid,” *Control Eng. Pract.*, vol. 107, no. November 2020, p. 104695, 2021, doi: 10.1016/j.conengprac.2020.104695.
  - [72] J. Miret, J. L. G. De Vicuña, R. Guzmán, A. Camacho, and M. M. Ghahderijani, “A flexible experimental laboratory for distributed generation networks based on power inverters,” *Energies*, vol. 10, no. 10, Oct. 2017, doi: 10.3390/en10101589.
  - [73] A. Cagnano, E. De Tuglie, and L. Cicognani, “Prince — Electrical Energy Systems Lab,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 148, pp. 10–17, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.03.011.
  - [74] S. Bracco, F. Delfino, F. Pampararo, M. Robba, and M. Rossi, “The University of Genoa smart polygeneration microgrid test-bed facility: The overall system, the technologies and the research challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 18, pp. 442–459, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.10.009.
  - [75] M. Kermani, D. L. Carnì, S. Rotondo, A. Paolillo, F. Manzo, and L. Martirano, “A nearly zero-energy microgrid testbed laboratory: Centralized control strategy based on SCADA system,” *Energies*, vol. 13, no. 8, 2020, doi: 10.3390/en13082106.
  - [76] R. Mienski, R. Pawelek, I. Wasiak, and P. Gburczyk, “Monitoring and control systems for testing microgrids operation on the example of Laboratory of Distributed Generation at the Technical University of Lodz,” in *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Sep. 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/EPQU.2009.5318845.
  - [77] C. Patrascu, N. Muntean, O. Cornea, and A. Hedes, “Microgrid laboratory for educational and research purposes,” in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Jun. 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555682.
  - [78] E. Nasr-Azadani *et al.*, “The Canadian Renewable Energy Laboratory: A testbed for microgrids,” *IEEE Electr. Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 49–60, Mar. 2020, doi: 10.1109/MELE.2019.2962889.

- [79] M. Saleh, Y. Esa, Y. Mhandi, W. Brandauer, and A. Mohamed, "Design and implementation of CCNY DC microgrid testbed," in *2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Oct. 2016, pp. 1–7, doi: 10.1109/IAS.2016.7731870.
- [80] S. Glover *et al.*, "Secure Scalable Microgrid Test Bed at Sandia National Laboratories," in *2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER)*, May 2012, pp. 23–27, doi: 10.1109/CYBER.2012.6392520.
- [81] D. A. Sbordone, K. M. Moyeenull Huq, and M. Baran, "An experimental microgrid for laboratory activities," in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Jun. 2015, pp. 363–367, doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165188.
- [82] G. Turner, J. P. Kelley, C. L. Storm, D. A. Wetz, and W.-J. Lee, "Design and Active Control of a Microgrid Testbed," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 73–81, Jan. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2340376.
- [83] V. Salehi, A. Mohamed, A. Mazloomzadeh, and O. A. Mohammed, "Laboratory-Based Smart Power System, Part I: Design and System Development," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1394–1404, Sep. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2194518.
- [84] S. Rajakaruna and S. Islam, "Building a state of the art laboratory for teaching and research in renewable electric energy systems and microgrids," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2011, pp. 1–6, doi: 10.1109/PES.2011.6039043.
- [85] C. Mclauchlan, J. David, D. Robinson, S. Elphick, and J. Knott, "Wollongong University Laboratory Microgrid: a Design for Flexibility," in *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/AUPEC.2018.8757949.



## **2. Laboratorio experimental para microrredes eléctricas en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas**

---

Kevin Julián Puentes Pedraza<sup>1</sup>, Nelson Leonardo Díaz Aldana<sup>2</sup>

### **Resumen**

Dentro de los desafíos que se presentan en la misión “Colombia hacia un nuevo modelo productivo, sostenible y competitivo” en lo relacionado con el área estratégica de energía, se establece como uno de los principales retos tecnológicos el desarrollo de plataformas para simulación de sistemas energéticos y tecnologías relacionadas con microrredes y redes eléctricas inteligentes. En este sentido, en los últimos siete años, el Laboratorio de Investigación en Fuentes Alternativas de Energía (LIFAE) de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas se ha enfocado en el desarrollo de proyectos de investigación, que además de la apropiación del conocimiento, han permitido la obtención de recursos con los cuales se ha construido un laboratorio especializado en microrredes eléctricas. Este laboratorio, cuenta con plataformas experimentales para microrredes AC y DC.

En la actualidad, el laboratorio se encuentra funcionando y disponible para el desarrollo de experimentos y puesta a prueba de conceptos y tecnologías relacionadas con microrredes eléctricas. En este capítulo, se presentan las características principales y los componentes del Laboratorio Experimental para Microrredes Eléctricas en la Universidad Distrital

---

1 Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Bogotá, Colombia. Correo electrónico: [kjpuentes@correo.udistrital.edu.co](mailto:kjpuentes@correo.udistrital.edu.co).

2 Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Bogotá, Colombia. Correo electrónico: [nldiaza@udistrital.edu.co](mailto:nldiaza@udistrital.edu.co).

Francisco José de Caldas, así como sus modos de configuración y algunos resultados experimentales.

**Palabras clave:** plataforma experimental, inversores, convertidores.

## 2.1. Introducción

El desarrollo de las microrredes eléctricas, además de significar un cambio en los paradigmas convencionales de generación, transmisión y distribución de energía, ha incidido en la forma en la cual los “otra hora” usuarios energéticos entienden, interaccionan y usan los recursos energéticos disponibles para garantizar, de una forma más efectiva y eficiente, sus requerimientos energéticos. Las microrredes permiten que se haga un aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles localmente, los cuales son, en general, heterogéneos y variables. Por lo tanto, se requiere de una gestión y planeación adecuada, tanto de su fase de operación como de sus fases de concepción y diseño. De esta manera, es posible garantizar que la microrred cumpla su principal tarea, que es asegurar el suministro confiable de energía de acuerdo con los requerimientos de la carga y la disponibilidad energética local.

Para el desarrollo e investigación de microrredes eléctricas es necesario contar con plataformas experimentales flexibles y reconfigurables que permitan realizar las pruebas necesarias para llevar una idea de implementación a una aplicación factible. Estas herramientas deben permitir la simulación o emulación de forma adecuada de diferentes condiciones y casos durante la operación de una microrred; además, debe ser flexible en cuanto a la integración de diferentes recursos energéticos distribuidos y ser reconfigurable en el sentido de permitir diferentes topologías de conexión e interacción de recursos distribuidos de acuerdo con las necesidades y particularidades de la microrred.

Una de las ventajas más importantes de las plataformas que se presentan en este capítulo es que estas permiten poner a prueba nuevos conceptos y estrategias de control y gestión, así como la puesta a prueba de nuevas tecnologías. Esta dinámica contribuye a los procesos de investigación. Otro de los grandes beneficios de una plataforma experimental para microrredes es la posibilidad de formación de capital humano en la operación de las

microrredes, incorporándola en los procesos de formación en ingeniería de potencia a todos los niveles.

Como ejemplo de este tipo de plataformas, se puede mencionar los desarrollos en algunas universidades internacionales líderes en este tipo de aplicaciones. Un ejemplo es la plataforma con la que cuenta el Center for Research on Microgrids (CROM), dirigido por el profesor Josep Guerrero en la Universidad de Aalborg en Dinamarca [1], [2]. Este laboratorio, referente a nivel mundial, está compuesto por más de seis plataformas experimentales dedicadas al desarrollo de microrredes AC y DC para diferentes tipos de aplicaciones. En estas plataformas actualmente se experimenta sobre el uso de tecnologías disruptivas como IoT y Cloud computing para microrredes.

Otro ejemplo de este tipo de plataformas es el Sustainable Energy Center (SEC), en la Universidad de Puerto Rico, con la dirección del profesor Fabio Andrade [3]. Esta plataforma usa tecnologías y configuraciones similares a las que se encuentran en la Universidad de Aalborg. Otra plataforma experimental para destacar se encuentra en la Universidad de Jaén en España y se le denomina Microred Inteligente FV+VE de. Esta plataforma usa diferentes tecnologías integradas para emular el comportamiento de generadores y cargas en una microrred híbrida [4].

La principal ventaja de las plataformas expuestas anteriormente es que se basan en la integración de componentes totalmente didácticos y reconfigurables. Esto permite que se desarrollen, tanto proyectos de investigación como proyectos con alcance industrial. Este tipo de aplicaciones se diferencian de los laboratorios de investigación en microrredes, construidos como prototipos a pequeña escala, que no permiten un alto nivel de flexibilidad y reconfiguración. Como ejemplo de laboratorios experimentales prototipos, se pueden mencionar el Laboratorio de Micro Red Eléctrica en el Campus Balzaín de la Universidad de Cuenca en Ecuador [5], [6], y en Colombia el Laboratorio piloto de investigación en el campus UPB Laureles, que es en sí mismo un pequeño prototipo de microrred en una ciudad inteligente [6].

Por otro lado, comercialmente se pueden encontrar soluciones completas ofrecidas por reconocidas compañías [7] como la plataforma OP1420 Microgrid PHIL Test Bench [7], [8]. Otro ejemplo es la HIL Microgrid Testbed

ofrecida por la compañía Typhoon HIL [8]. Estas plataformas, a pesar de ser completas y confiables, son solo configurables en el momento de su compra, lo que hace que se comprometa su flexibilidad y reconfiguración.

Este capítulo, describe la implementación de un laboratorio experimental para microrredes en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Este laboratorio está basado en plataformas experimentales flexibles y reconfigurables para la prueba de concepto de aplicaciones industriales e investigación en microrredes eléctricas. Las plataformas experimentales que se presentan permiten la emulación de microrredes AC, DC e híbridas, usando componentes discretos y didácticos, como los convertidores de línea educativa de SEMIKRON, para su etapa de potencia, y plataformas de simulación en tiempo real, como OPAL-RT o dSPACE para los sistemas de control.

El uso de elementos discretos y plataformas de simulación en tiempo real permiten una fácil reconfiguración y un paso más sencillo desde la idea de concepto a la implementación de microrredes eléctricas. El resto del capítulo se organiza de la siguiente forma: en la sección 2 se presentan los primeros antecedentes y desarrollos para la construcción de las plataformas experimentales actuales. En la sección 3 se describe la plataforma experimental para microrredes AC y se hace una mención detallada de sus principales componentes y configuraciones. Finalmente, en la sección 4 se consolidan las características de la plataforma experimental para microrredes DC.

## 2.2. Antecedentes y punto de partida para la construcción de las plataformas experimentales

El Laboratorio de Investigación en Fuentes Alternativas de Energía (LIFAE) se encuentra trabajando en proyectos de investigación relacionados con la operación e implementación de microrredes eléctricas desde el 2013. En este sentido, se han desarrollado proyectos de los que se han derivado productos y prototipos que se pueden clasificar en diferentes niveles de desarrollo, como:

- **Nivel 1:** generación de modelos de simulación y emulación de recursos energéticos distribuidos (REDs), como generadores fotovoltaicos, generadores eólicos, y sistemas de almacenamiento de energía [9], [10], [11].

- **Nivel 2:** evaluación, diseño y control de diferentes configuraciones de convertidores electrónicos de potencia que permiten la operación e integración de los REDs a las redes eléctricas o microrredes [12], [13], [14], [15], [16], [17].
- **Nivel 3:** con base en los modelos de las unidades de generación y almacenamiento, y la construcción de convertidores de potencia se desarrollaron los primeros prototipos de construcción propia a baja escala de potencia, que permiten evaluar la operación de los REDs dentro de microrredes [18].

La primera plataforma o prototipo experimental que se construyó al interior del grupo de investigación, y que permitió materializar el concepto de microrred, se encuentra descrita con detalle en [18]. Este primer prototipo, se compone de un sistema de generación fotovoltaica con un banco de baterías como sistema de respaldo de energía. Estos dos recursos energéticos suministran la energía necesaria a cargas AC o DC para las cuales se usan inversores y convertidores DC/DC de acople, los cuales fueron construidos completamente en el laboratorio LIFAE.

Por otro lado, el generador fotovoltaico se integra al bus DC formado por la batería mediante un regulador de carga comercial. Para la interconexión de las cargas AC se usa un inversor comercial de 150 W. A pesar de que el prototipo en [18] cumple con su función inicial, hay que decir que los convertidores DC/DC fueron diseñados para unas condiciones de operación específicas que no permiten ser fácilmente adaptados a otras configuraciones o condiciones de operación. Adicionalmente, los convertidores de fabricación propia presentan una eficiencia baja, cercana al 85 %, debido a su construcción artesanal y el uso de componentes discretos.

### 2.2.1. Módulo de convertidor electrónico

Como solución a las limitaciones de la primera plataforma experimental se buscó en el mercado convertidores más robustos que incluyan protecciones, para una operación segura ante diferentes tipos de pruebas, y, además, que cuenten con la capacidad de operar bajo diferentes configuraciones, de tal forma que puedan ser usados como módulos educativos. En este sentido,

se seleccionó el convertidor *Power Electric Teaching System* de SEMIKRON, como el que se muestra en la Figura 2.1. Por su parte, las principales características del convertidor se resumen en la Tabla 2.1. La estructura básica del módulo de SEMIKRON se compone de una etapa de rectificador trifásico de puente completo, tres ramas de medio puente formadas por dos IGBTs conectados en serie. Cada uno de los IGBTs pueden ser controlados de forma independiente, dando mayor flexibilidad a la operación del convertidor [19].

Adicionalmente, la plataforma cuenta con una rama compuesta por un diodo de alta frecuencia en serie con un IGBT, el cual puede ser usado para implementar un convertidor elevador. Esta estructura permite una fácil re-configuración del módulo para diferentes aplicaciones:

- Rectificador de puente completo trifásico.
- Rectificador de medio puente monofásico.
- Convertidores DC/DC elevadores (Boost).
- Convertidores DC/DC reductores (Buck).
- Inversores bidireccionales trifásicos.
- Inversores bidireccionales monofásicos de puente completo.
- Inversores bidireccionales monofásicos de medio puente.

**Figura 2.1.** Modulo Power Electric Teaching System de SEMIKRON



**Tabla 2.1.** Parámetros eléctricos del módulo de potencia

| Parámetro                                      | Valor               |
|------------------------------------------------|---------------------|
| Etapa de entrada de rectificación              | 0 380 VAC, 30 A     |
| Salida de la etapa de rectificación            | Máx. 600 VDC , 30 A |
| Entradas de control de los IGBT a PWM          | C-MOS 0/15 V        |
| Fuente de alimentación de circuitos de disparo | 15 VDC , 5 A        |
| Frecuencia de conmutación de los convertidores | 20 kHz Máx.         |
| Módulos de IGBT                                | SKM 50GB 12T4       |
| Módulos de conmutación para IGBT               | SKHI 22 A           |

Para el control de los IGBTs, el módulo cuenta con circuitos de disparo del tipo SKHI 22 A, totalmente integrados. Estos circuitos de disparo están propiamente diseñados para el disparo de los IGBTs en configuraciones de medio puente. Adicionalmente, proporcionan, entre otras características, el aislamiento entre la señal de control y la señal de compuerta y protección contra corto circuito. Estas características los hace robustos para ser usados en aplicaciones experimentales y de aprendizaje [20].

### 2.2.2. Herramienta de control y gestión

Una de las partes fundamentales para la construcción de la plataforma experimental para microrredes, es la herramienta que se encarga tanto del control de los convertidores como de la emulación de los diferentes sistemas de generación. De esta forma, será posible emular sistemas fotovoltaicos, generadores eólicos, baterías, entre otros, sin la necesidad de contar con los elementos reales.

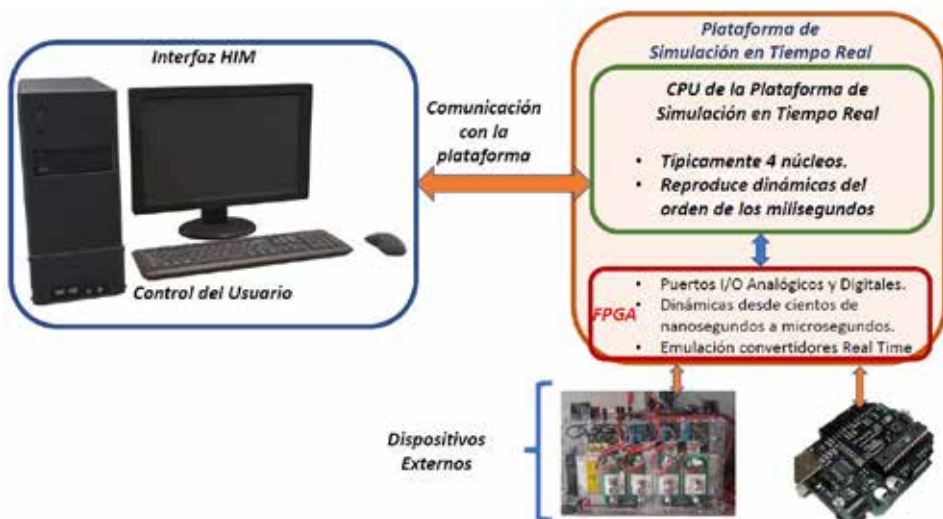
Esta etapa se puede realizar por medio de plataformas de simulación en tiempo real, las cuales usan herramientas de cómputo de alto desempeño que permiten simular modelos complejos, ejecutándolos en tiempo real, lo cual facilita el prototipado rápido y la puesta a prueba de diferentes sistemas. Dentro del mercado se pueden encontrar diferentes plataformas de simulación en tiempo real, entre las que se pueden mencionar: dSPACE, SCALEXIO, Typhonn, PLECS RT Box, SPEEDGOAT y OPAL-RT.

Dentro de las características más comunes de estas plataformas está la capacidad de embeber modelos construidos en MATLAB/SIMULINK en sus

unidades de procesamiento general, la comunicación con una interfaz de usuario en un computador local, con la cual se puede tener interacción con el modelo embebido en el simulador, y finalmente, una FPGA con la cual es posible configurar los puertos de entrada y salida, tanto analógicos como digitales, lo que permite la interacción en tiempo real con hardware externo.

Esta configuración se conoce como Hardware in the Loop (HIL). Algunas de estas plataformas incluyen la posibilidad de generar modelos de los convertidores de potencia para embeberlos en la FPGA. De esta manera, es posible emular comportamientos transitorios del orden de los cientos de nanosegundos hasta varios microsegundos. La Figura 2.2. muestra un esquema general de los componentes de un sistema HIL que usa una plataforma de simulación en tiempo real.

**Figura 2.2.** Esquema general de una plataforma de simulación en tiempo real (HIL)



En este caso, se seleccionó la tarjeta OP4510 de la compañía OPAL-RT, como la que se muestra en la Figura 2.3, como plataforma de simulación en tiempo real [21]. Esta plataforma, además de la flexibilidad que ofrece para la construcción de los modelos de simulación y control, basados en SIMULINK de MATLAB, permite la interacción con señales analógicas y digitales externas de entrada y salida. De esta manera, se facilita la configuración de las señales de compuerta del convertidor electrónico, así como la configuración de los

tiempos muertos para evitar micro-cortos en el proceso de conmutación de los IGBTs del módulo de potencia. La Tabla 2.2. presenta las principales características de configuración de la plataforma OP4510.

**Figura 2.3.** Imagen de la plataforma de simulación en tiempo real OP4510



**Tabla 2.2.** Parámetros de configuración OP4510.

| Parámetro                      | Valor                                                           |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Tarjeta de entradas analógicas | (16 channels, 2 MS/s, 16 bits, $\pm 20V$ )                      |
| Tarjeta de salidas analógicas  | (16 channels, 1 MS/s, 16 bits, 15Ma, $\pm 16V$ )                |
| Tarjeta de entradas digitales  | (32 channels, optocouplers, 4.5 V to 50V)                       |
| Tarjeta de salidas digitales   | (32 channels, 50 V to 30 V, 200 ns to 65 ns)                    |
| <i>Hardware</i>                | Intel Xeon CPU – 4 cores – 3.5 GHz<br>Xilinx FPGA Kintex-7 325T |
| <i>Software</i>                | RT-LAB 11x<br>eHSx32 – Power electronics simulation toolbox     |

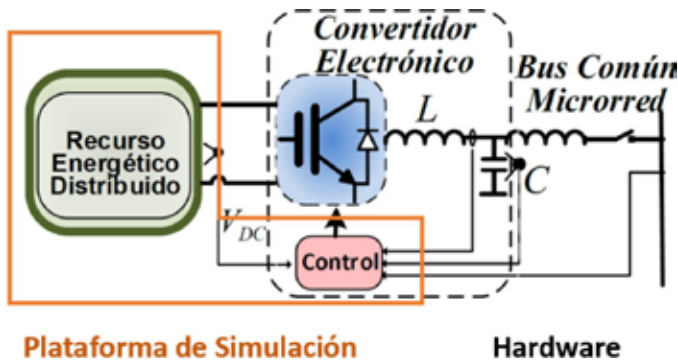
## 2.3. Plataforma experimental de la microrred AC

Con base en las herramientas que se presentaron en la sección anterior, la plataforma de simulación en tiempo real y los módulos de convertidores electrónicos, se plantea inicialmente la forma de emular los recursos energéticos distribuidos (RED). Cada unidad de RED está compuesta por un inversor que interconecta el recurso energético a la red eléctrica, y la plataforma de simulación en tiempo real que permite embeber en sí misma los diferentes perfiles de generación o consumo, así como los modelos de las unidades

de generación y carga. Además, la plataforma de simulación en tiempo real permite la implementación de los controles del inversor. Esto se ilustra en el esquema de la Figura 2.4.

Como se mencionó en la sección anterior, la plataforma de simulación seleccionada es la tarjeta OP4510 y el módulo de conversión es el Power Electric Teaching System de SEMIKRON. Para que estos equipos puedan interoperar en un sistema en lazo cerrado, se requiere la configuración de dos etapas fundamentales. La primera, está relacionada con el sensado de las señales analógicas de tensión y corriente del inversor. La segunda etapa está relacionada con el acople y la activación de los pulsos digitales para la conmutación de los interruptores del convertidor electrónico.

**Figura 2.4.** Esquema de implementación de un RED dentro de la plataforma experimental.

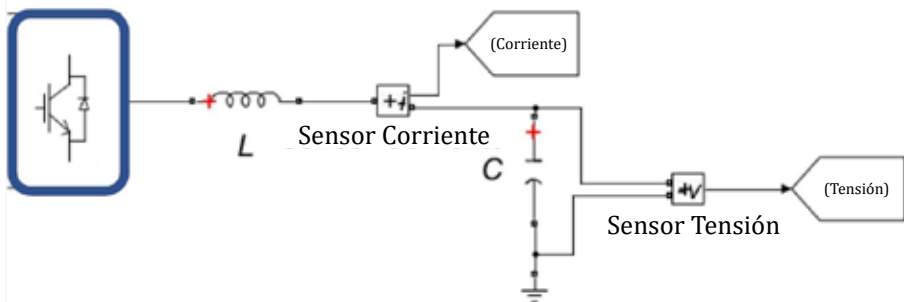


Los inversores, vistos desde la red AC, pueden ser controlados de dos formas. La primera como unidades formadoras en la cuales se regula la tensión y la frecuencia a la salida del inversor, y hacen que este se comporte como una fuente de tensión. La segunda forma es controlarlos como unidades seguidoras, en la cual la tensión AC generada debe ajustarse a la amplitud, frecuencia y fase de una red AC previamente establecida. En este caso, la variable de control es la corriente inyectada a la red AC y por lo tanto se representan por una fuente de corriente constante. Los lectores interesados en profundizar en estos conceptos pueden remitirse al documento [22].

### 2.3.1. Sistema de sensores

Para que cada una de las unidades de inversores funcione de forma adecuada se requiere por lo menos de dos lazos de control. El primero, un control interno de corriente, y el segundo, un lazo externo de control de tensión [23]. Para esto, se requiere la medición de las corrientes de línea en cada una de las inductancias y las tensiones sobre los condensadores de filtro para cada una de las fases, tal como se muestra en la Figura 2.5.

**Figura 2.5.** Esquema de conexión para los sensores de corriente y tensión en cada fase.



Los sensores seleccionados son el LV25-P (Figura 2.6 (a)) y el LA55-P (Figura 2.7 (b)) de la compañía LEM, para tensión y corriente, respectivamente [22]. Estos sensores proporcionan aislamiento galvánico entre la parte de potencia y la parte relacionada con las señales de control y medición. Por lo tanto, son ideales para tener un aislamiento de la plataforma de simulación en tiempo real que minimice la posibilidad de daños durante su operación. La Tabla 2.3 presenta las características principales de cada uno de los sensores.

Para poner en operación los sensores dentro del sistema, se construyó una placa que contiene los dos sensores y permite la medición de tensión y corriente por fase. Entretanto, para un sistema trifásico será necesario el uso de tres placas (Figura 2.7). De esta forma, es posible usar los sensores en aplicaciones que requieran diferentes configuraciones de una, dos o tres ramas, así como en configuraciones que requieran convertidores DC-DC.

Figura 2.6. Sensores LEM. (a) Tensión, (b) Corriente

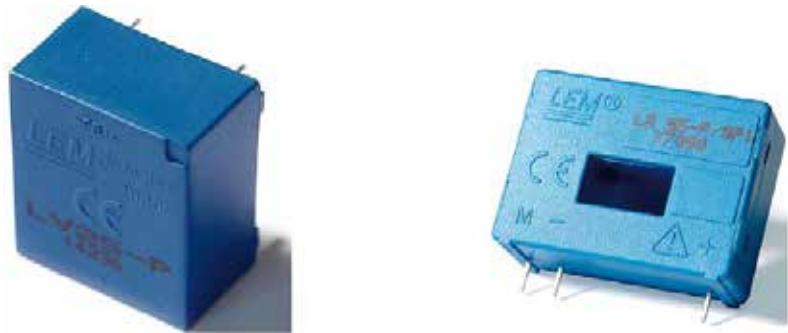
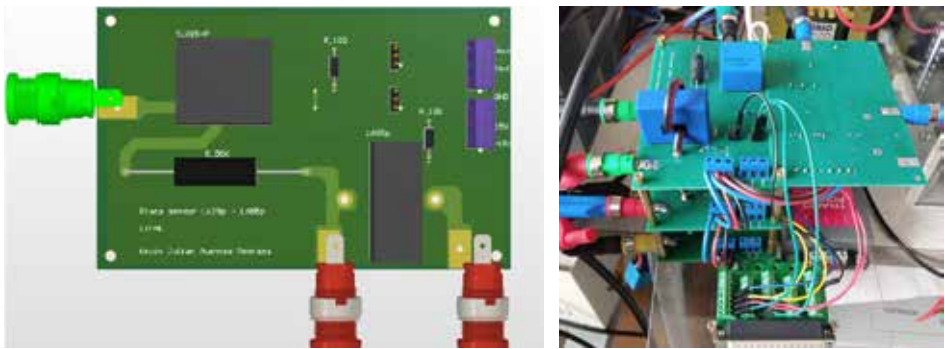


Tabla 2.2. Parámetros de los sensores

| Sensor de corriente            | LA55-P   |
|--------------------------------|----------|
| Parámetro                      | Valor    |
| Rango de medición de corriente | 0-±70A   |
| Medición AC y DC               | SI       |
| Sensor de tensión              | LV25-P   |
| Parámetro                      | Valor    |
| Rango de medición de tensión   | 10-500 V |
| Medición AC y DC               | SI       |

Figura 2.7. Placa de sensores. (a) Modelo 3D cada fase, (b) Sistema de medición trifásica.



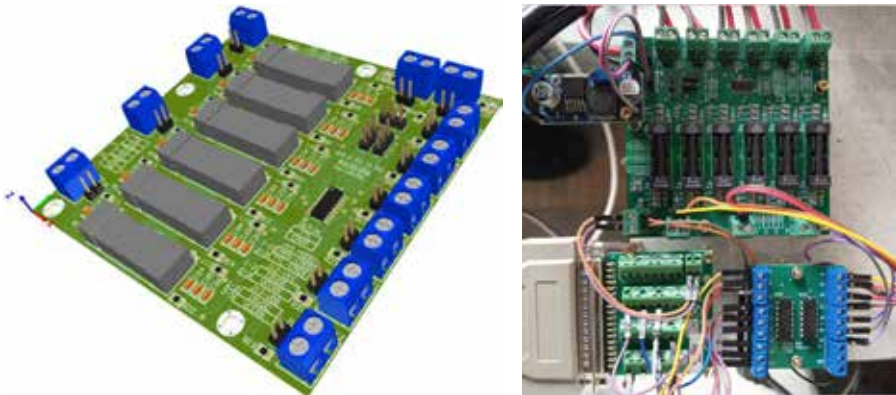
2.3.2. Sistema de acople para la conmutación

Mediante el uso de las salidas digitales del OPAL4510 es posible generar las señales de conmutación que activa los IGBTs del módulo convertidor. A pesar de que el OPAL4510 proporciona un aislamiento óptico para las salidas

digitales, se diseñó una tarjeta que proporcione un aislamiento total entre el hardware de la plataforma de simulación y el hardware de la etapa de potencia. Esta tarjeta de acople está compuesta por aislamiento de fibra óptica, usando un transmisor y receptor integrados de corta distancia de referencia AFBR-395025RZ de la compañía BROADCOM [24].

Este dispositivo permite la transmisión de señales a una tasa hasta 50 MBaudios y un aislamiento galvánico hasta 15 kV. El dispositivo opera con niveles de tensión TTL, por lo cual, la adaptación a las señales CMOS requeridas para el disparo de los IGBTs (0-15 V), la cual se realiza con el circuito integrado de acople MC14504BFG. La imagen 3D de la tarjeta diseñada e implementada se muestran en la Figura 2.8.

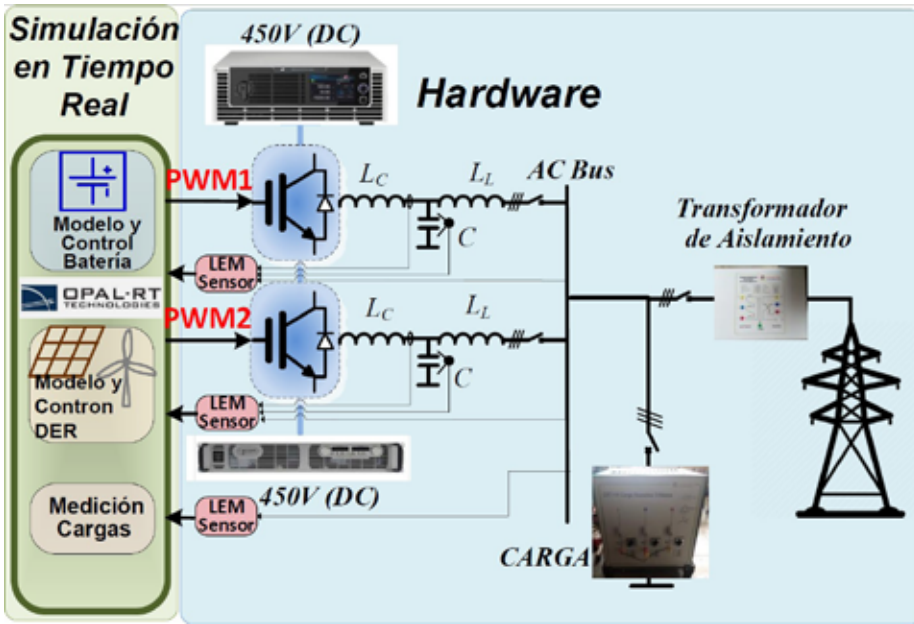
**Figura 2.8.** Placa circuito de conmutación. (a) Modelo 3D, (b) Circuito implementado



### 2.3.3. Sistema de sensores

Una vez se especifican los sistemas que permiten cerrar el lazo con la plataforma de simulación en tiempo real y la etapa de potencia, es posible construir la plataforma completa. El esquema completo de la plataforma experimental construida se presenta en la Figura 2.9. Como se mencionó anteriormente, la plataforma de simulación en tiempo real contiene los modelos o perfiles de las fuentes de generación primarias, así como modelos de los sistemas de almacenamiento de energía y los controles de los convertidores de potencia. La plataforma de simulación interactúa con la etapa de potencia de forma segura debido al aislamiento galvánico, tanto en la conmutación como en el sensado de las señales.

**Figura 2.9.** Esquema de la plataforma experimental



Para la emulación de las fuentes de generación, uno de los inversores se alimenta con una fuente de tensión Agilent N8762A que proporciona una salida de tensión DC en el rango de 0-600 V con una potencia nominal de 5.1 kW. En el caso de DER que requieran absorción de potencia, como cargas o sistemas de almacenamiento de energía, los inversores se alimentan con la fuente regenerativa Chroma 62060D-600, la cual trabaja en un rango de 0-a 600 V DC de tensión de salida, con una potencia nominal de  $\pm 12$  kW. Esta fuente regenerativa permite el flujo bidireccional de potencia.

La plataforma experimental puede operar en modo aislado o interconectado a la red trifásica mediante un transformador trifásico de desacople. Como se muestra en la Figura 2.5, cada una de las ramas del convertidor electrónico requiere un filtro de segundo orden compuesto por inductancias y condensadores que permitirá eliminar los componentes de alta frecuencia producto de la conmutación. Al respecto, cada filtro contiene la inductancia de conmutación ( $L_C$ ) y el condensador de filtro ( $C$ ).

Adicionalmente, es posible integrar inductancias de línea luego de la etapa de filtrado ( $L_L$ ) para darle un comportamiento inductivo a la red eléctrica.

La Figura 2.10 muestra una imagen de los componentes (L y C) usados en la implementación. Por su parte, la Tabla 2.4 presenta los valores de los componentes que se usaron en la implementación.

**Figura 2.10.** Elementos pasivos. (a) (C) Capacitor; (b) (L) Inductor.



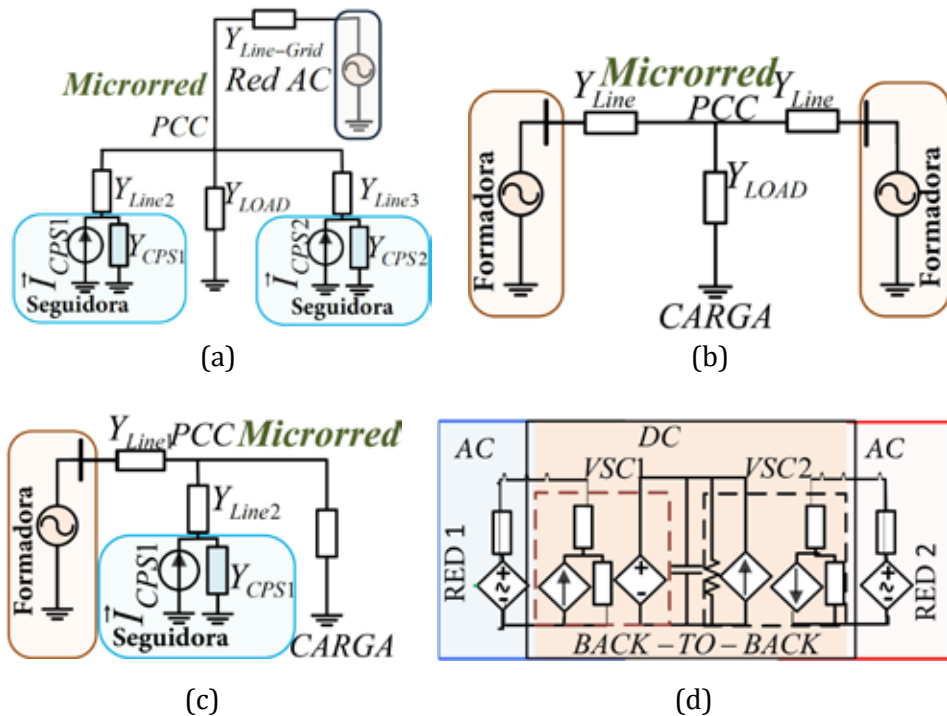
**Tabla 2.4.** Parámetros de los sensores

| Parámetro | Valor  | Tensión máx. | Corriente máx. |
|-----------|--------|--------------|----------------|
| Lc y LL   | 1.8 mH | 400 V        | 16 A           |
| C         | 22μF   | 250 V        | ---            |

La etapa de potencia de la microrred AC puede ser configurada básicamente en cuatro (4) topologías. La primera, se muestra en la Figura 2.11 (a), en la cual los inversores pueden operar como unidades seguidoras interconectadas a la red. Esta configuración emularía una microrred conectada a la red principal. En la segunda topología (2.11 (b)), el sistema opera en modo aislado, y los dos inversores operan como unidades formadoras. La tercera topología (2.11 (c)), también corresponde a una operación en modo isla, en la cual uno de los inversores opera como unidad formadora y el otro como unidad seguidora [23]. Finalmente, la cuarta topología (2.11 (d)), corresponde a la operación de los inversores en configuración *back-to-back* (B2B) que mediante la regulación del bus DC intermedio, permite un flujo de potencia bidireccional.

Finalmente, en la Figura 2.12 se muestra una imagen de la plataforma experimental construida para microrredes AC. A modo de ejemplo de la operación del sistema, en la Figura 2.13, se presenta el resultado experimental obtenido de la operación de la microrred, en la topología de la Figura 2.11 (b). En esta topología se puede ajustar el reparto de potencia entre unidades formadoras de acuerdo con el consumo de la carga. En este caso, la carga consume una potencia total de 400 W, la cual se puede repartir entre las unidades formadoras en proporciones diferentes de acuerdo con los requerimientos de operación y las condiciones de reparto de potencia definidas en el control.

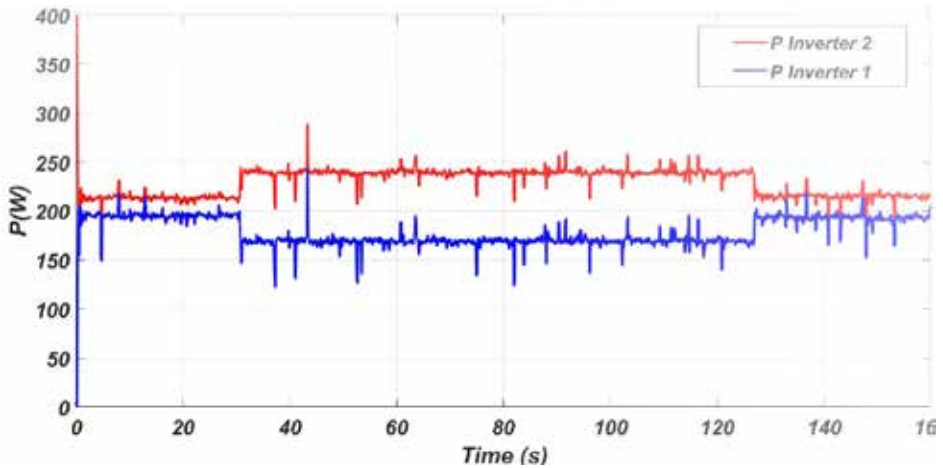
**Figura 2.11.** Topologías de configuración posibles en la plataforma experimental de microrred AC: (a) Unidades seguidoras conectadas a Red. (b) Aislado con dos unidades formadoras. (c) Aislado con una unidad formadora y una seguidora. (d) Back-to-Back.



**Figura 2.12.** Imagen de la plataforma experimental de la microrred AC. Sala LIFAE.



**Figura 2.13.** Resultado experimental reparto de potencia entre dos unidades formadoras, (topología número 2).



## 2.4. Plataforma experimental de la microrred DC

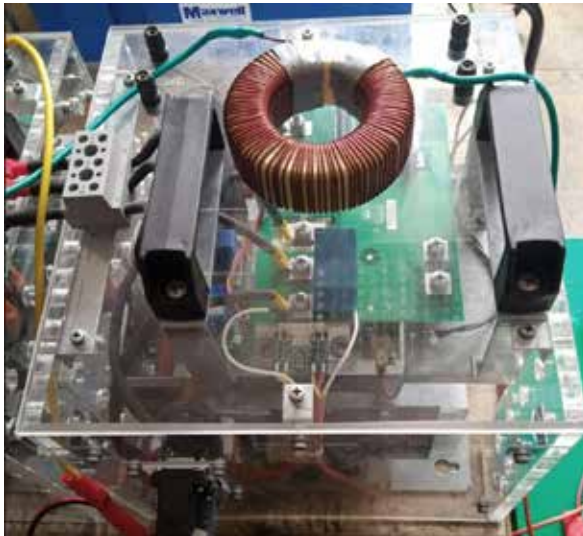
Una de las principales limitaciones del módulo de conversión de SEMIKRON que se utilizó para la plataforma experimental de la microrred AC, es que la frecuencia de conmutación difícilmente supera los 15 kHz. Esto, principalmente para ciclos útiles muy altos (cerca de 0.9) o muy bajos (cerca de 0.1). En este sentido, uno de los mayores retos en la implementación de

convertidores DC/DC era operar los convertidores a frecuencias de conmutación más altas que permitieran realizar experimentos con inductancias de menor tamaño.

Para solucionar este inconveniente, el grupo de investigación LIFAE estableció comunicación directa con el centro de fabricación de SEMIKRON en Brasil. La solución que ofrecieron fue la construcción de módulos convertidores de una sola rama, los cuales se puede usar como convertidores elevadores (Boost), reductores (Buck), elevador reductor (Buck-Boost), e incluso como inversores monofásicos. La principal ventaja en este nuevo diseño es el uso de módulos de Carburo de Silicio Completo (SIC) para los IGBTs. Esta tecnología ofrece la posibilidad de operar a mayores frecuencias de conmutación con menores pérdidas [25].

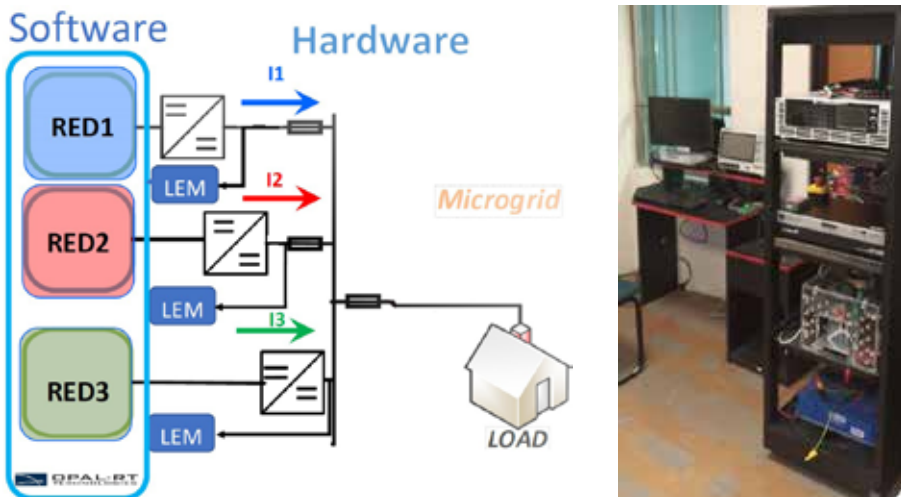
De esta forma, se garantiza que en las aplicaciones en DC se pueden trabajar sistemas de hasta 500 V con una frecuencia de conmutación superior a los 50 kHz. La Figura 2.14 exhibe la imagen del módulo de potencia construido por SEMIKRON de referencia 08647790 SKS 40F E1CIF 5 V06. Este módulo usa un control de disparo especial para conmutación a alta frecuencia de referencia SKYPER 42 R, que también es fabricado por SEMIKRON [26].

**Figura 2.14.** Módulo de conversión de la plataforma de Microrred DC.



La plataforma experimental de la microrred DC está compuesta por tres convertidores, como se muestra en el esquema de la Figura 2.15 (a). Los convertidores pueden ser configurados para operar como reductor (Buck), elevador (Boost) o reductor elevador (Buck-Boost). Esta plataforma permite emular tres recursos energéticos distribuidos (RED) interactuando en la microrred. De la misma forma que en la plataforma de la microrred AC, los controles de los convertidores, así como los modelos de los RED son implementados en la plataforma de simulación en tiempo real OP4510. De forma similar, el sistema cuenta con aislamiento galvánico tanto en la parte de medición como en la parte de disparo. De esta manera, se asegura un completo aislamiento entre la etapa de potencia y control. La Figura 2.15 (b) detalla una imagen de la plataforma experimental construida.

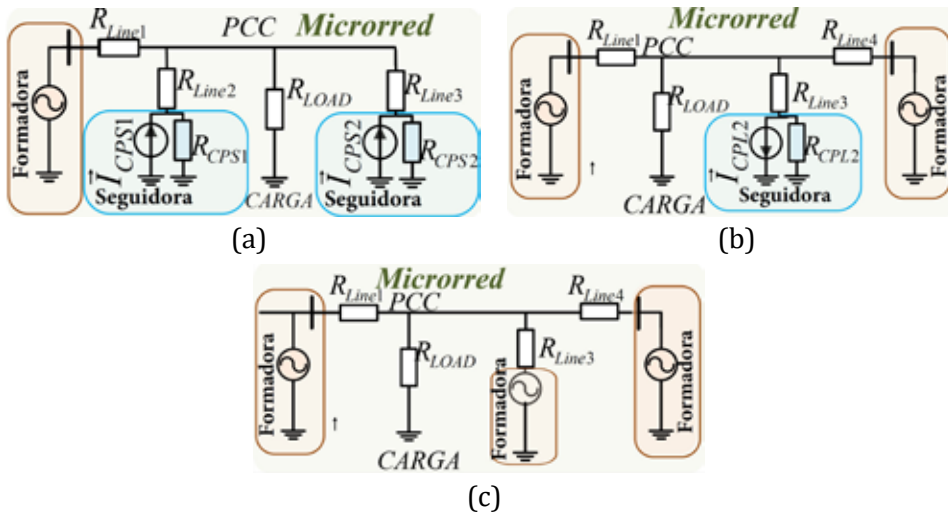
**Figura 2.15.** Plataforma experimental para la microrredes DC.  
(a) Esquema, (b) Imagen del sistema implementado.



Para dar flexibilidad a las aplicaciones, las inductancias del filtro de los convertidores se pueden construir fácilmente, y de acuerdo con la aplicación, mediante el uso de los núcleos de polvo de hierro toroidales de referencia T400-26D, como se puede ver en la Figura 2.14. En principio, se cuenta con tres inductores de 1.8 mH y tres de 3.6 mH, los cuales se pueden intercambiar a conveniencia del diseño.

La plataforma de microrred DC puede operar en tres topologías diferentes. La primera topología requiere que al menos una de las unidades funcione como unidad formadora (Figura 2.16 (a)). En la segunda topología, dos de las unidades funcionan como unidades formadoras y una de ellas como seguidora (Figura 2.16 (b)). En la tercera topología, las tres unidades de conversión funcionan como unidades formadoras.

**Figura 2.16.** Topologías de operación de la plataforma experimental para la microrred DC.

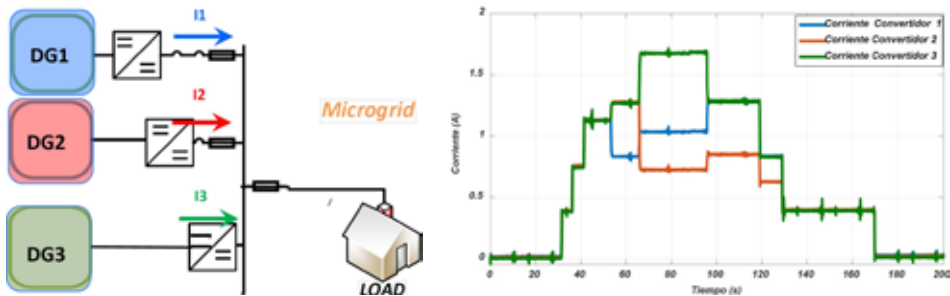


En el caso de las microrredes DC, los convertidores también se pueden comportar como unidades formadoras o seguidoras. La principal diferencia radica en que, en este caso, el control tanto de las tensiones y corrientes se realiza sobre valores continuos. Por lo tanto, las unidades formadoras se controlarán como una fuente de tensión DC, regulando solamente la amplitud. En otro sentido, las unidades seguidoras se controlan como fuentes de corriente ajustando la corriente inyectada o absorbida por la fuente principal. Nuevamente, se invita al lector interesado en profundizar estos conceptos remitirse al documento [22].

A modo de verificación de la operación experimental de la plataforma para la microrred DC, la Figura 2.17 muestra el proceso de reparto de corriente entre los convertidores para la microrred operando en la topología

de la Figura 2.16 (c). El experimento se realiza a partir de variaciones en la carga, por lo cual, se pueden ver diferentes escalones. En este caso, se puede ver cómo los tres convertidores pueden contribuir de forma igualitaria a las variaciones de carga, así como ajustar su participación en el reparto de potencia de forma diferencial de acuerdo con el ajuste de sus parámetros de control. Este tipo de operación es útil para casos de fuentes de alimentación con diferentes capacidades de generación.

**Figura 2.17.** Experimento de reparto de corriente entre unidades formadoras



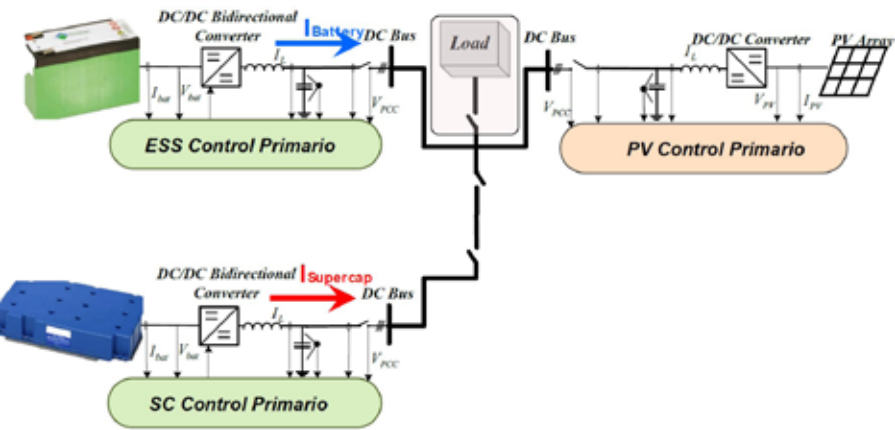
Adicionalmente, la Figura 2.18 muestra los resultados experimentales de una microrred DC que utiliza un sistema real de almacenamiento híbrido compuesto por un banco de baterías de litio de 768 kWh, y un supercondensador de 6 F. Como resultado, el reparto de potencia se ajusta de acuerdo con la densidad de energía y potencia de cada elemento. Esto es, el supercondensador al tener menor densidad de energía, y mayor densidad de potencia, manejará principalmente los transitorios, mientras tanto, el banco de baterías, con mayor densidad de energía y menor de potencia, manejará la corriente en estado estacionario.

## 2.5. Conclusiones

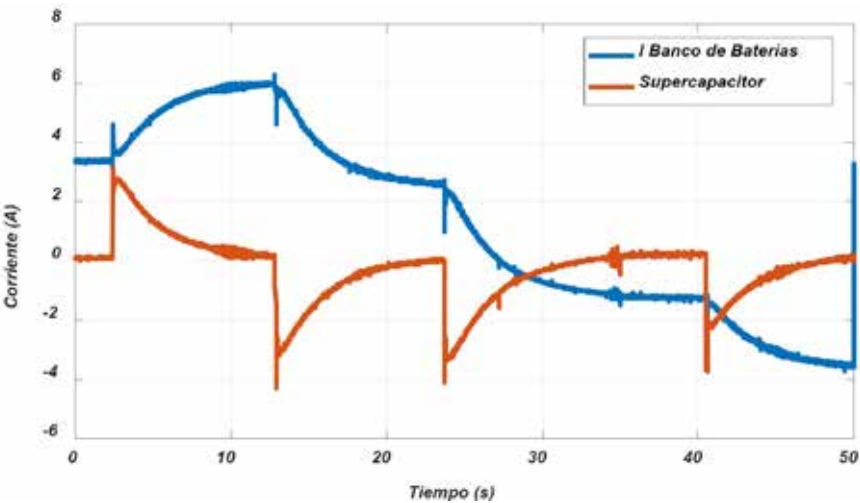
El presente documento presenta las principales características y componentes de las plataformas experimentales para microrredes AC y DC que se han construido como parte del Laboratorio de Investigaciones en Microrredes de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Este documento, pretende ser una guía sobre los diferentes procesos y consideraciones a tener en cuenta en el proceso de construcción de un laboratorio de investigación para

microrredes eléctricas. Una de las principales características que presentan las plataformas experimentales implementadas es la integración de diferentes tecnologías y fabricantes. Esto permite una alta flexibilidad tanto en aplicaciones como en configuraciones, y de esta forma, facilitan la realización de diferentes tipos de experimentos.

**Figura 2.18.** Experimento de reparto de corriente, microrred DC con sistema de almacenamiento híbrido (a) Esquemático, adaptado de [17], (b) Resultado.



(a)



(b)

El núcleo central del sistema Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) está basado en una plataforma de simulación en tiempo real con una alta capacidad de cómputo. Esta plataforma, además de permitir la implementación de perfiles y modelos de fuentes de alimentación, así como los controladores de los inversores, permite la verificación en tiempo real de modelos de simulación, lo cual facilita el proceso de validación de concepto de forma experimental. Aunque el sistema es altamente funcional aún se requiere la implementación de sistemas de conexión automáticos, así como el desarrollo de esquemas de protección robustos.

Sin duda alguna, el laboratorio de investigación en microrredes eléctricas facilitará la formación en sistemas de potencia para estudiantes de doctorado, maestría y pregrado de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Adicionalmente, se espera que el laboratorio propuesto permita la interacción y cooperación con otras instituciones educativas y el sector industrial.

## 2.6. Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo brindado por Minciencias y la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, a través del proyecto de investigación titulado “Gestión de energía basada en computación en la nube para la interoperabilidad entre un grupo de microrredes aisladas”, código 70172, desarrollado en el marco del “Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables”, contrato 80740-542-2020.

## Referencias

- [1] A. U. Microgrid Research Goup, “CROM Laboratory Facilities.” 2022. Accessed: Jan. 08, 2024. [Online]. Available: [\url{https://www.crom.et.aau.dk/}](https://www.crom.et.aau.dk/)
- [2] L. Meng *et al.*, “Flexible System Integration and Advanced Hierarchical Control Architectures in the Microgrid Research Laboratory of Aalborg University,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 52, no. 2, pp. 1736–1749, 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2504472.
- [3] R. M. de Puerto Rico, “Sustainable Energy Center.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://inec.uprm.edu/sec/>

- [4] F. M. Martín, “Sistemas de Almacenamiento para Microred Renovables,” Escuela Politécnica Superior de Jaén, 2019.
- [5] C. B. Universidad de Cuenca, “Laboratorio de Micro Red Eléctrica.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://aeeree.org/wp-content/uploads/2018/10/03-PRESENTACION-Microrred-Lineas-Investigacion-Juan-Leonardo-Espinoza.pdf>
- [6] U. P. Bolivariana, “La micro-red inteligente.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.upb.edu.co/es/documentos/doc-ciudadeficienteminiatura-inv-1464100344537.pdf>
- [7] O.-R. Technologies, “Laboratorio de Micro Red Eléctrica.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.opal-rt.com/op1420-microgrid-phil-test-bench/>
- [8] T. HIL, “HIL Microgrid Testbed.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.typhoon-hil.com/microgrid-testbed/>
- [9] L. F. H. Giraldo, J. A. R. Cruz, J. A. H. Mora, and others, “Comparison of different models for the simulation of photovoltaic panels,” *Energy Power Eng*, vol. 8, no. 08, p. 283, 2016, doi: 10.4236/epe.2016.88027.
- [10] J. A. H. Mora, E. E. G. García, L. M. C. Moreno, and others, “Análisis teórico y experimental del comportamiento de supercondensadores, baterías de iones de litio y metal hidruro en un sistema solar fotovoltaico aislado,” *Redes de Ingeniería*, pp. 173–183, 2017, doi: 10.14483/2248762X.12489.
- [11] D.-F. Bajonero-Sandoval, J. Sanabria-Vargas, and C.-L. Trujillo-Rodríguez Ph D, “Design and Implementation of a Low Power Wind Turbine Emulator Through the Induction Motor-Permanent Magnet Generator Arrangement,” *Revista Facultad de Ingeniería*, vol. 29, no. 54, 2020, doi: 10.19053/01211129.v29.n54.2020.10530.
- [12] J. A. H. Mora, C. L. T. Rodríguez, W. A. V. Lozada, and others, “Modelo de un sistema fotovoltaico interconectado,” *Tecnura*, vol. 17, pp. 26–34, 2013, doi: 10.14483/22487638.7235.
- [13] C. L. Trujillo, F. Santamaría, and E. E. Gaona, “Modeling and testing of two-stage grid-connected photovoltaic micro-inverters,” *Renew Energy*, vol. 99, pp. 533–542, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.011.
- [14] R. A. Peña-Suesca, C. L. Trujillo-Rodríguez, J. A. Hernández-Mora, and others, “Análisis de un inversor sin transformador en micro redes

- eléctricas,” *Visión electrónica*, vol. 1, no. 1, pp. 142–149, 2018, doi: 10.14483/issn.2248-4728.
- [15] A. A. R. Aldana, O. E. B. Beltrán, and C. L. Trujillo, “Design, Modelling and Implementation of a Push-Pull Converter used in Grid Connected Photovoltaic Systems,” *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 11, no. 4, pp. 132–137, 2018, doi: 10.25103/jestr.114.17.
  - [16] J. S. Sánchez-Choachi, M. Á. Dávila, and C. L. Trujillo, “Development of a high performance batteries charger with low THD, high power factor, and high efficiency,” *Dyna (Medellin)*, vol. 85, no. 205, pp. 76–82, 2018, doi: 10.15446/dyna.v85n205.60657.
  - [17] A. Narvaez, C. Cortés, and C. Trujillo, “Topologies for the interconnection of Batteries and Supercapacitors in residential type Microgrids with Intermittent generation,” *Ingeniería (0121-750X)*, vol. 25, no. 1, 2020, doi: 10.14483/23448393.15668.
  - [18] W. Guacaneme, A. F. Rodríguez, L. M. Gómez, F. Santamaría, and C. Trujillo, “Desarrollo de un prototipo de micro-red residencial a baja escala Development of a small-scale residential microgrid prototype,” *Tecnológicas*, vol. 21, no. 43, pp. 107–125, 2018, doi: 10.22430/22565337.1065.
  - [19] SEMIKRON, “IGBT Power Electronics Teaching System Principle for sizing power converters.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.thierry-lequeu.fr/data/AN-8005-Teaching-System.pdf>
  - [20] SEMIKRON, “SKHI 22 A/B H4 R.” 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.semikron.com/products/product-classes/igbt-driver/detail/skhi-22-ab-h4-r-l5012522l5012524.html>
  - [21] OPAL-RT, “OP4510 Simulator RT-LAB/RCP/HIL,” 2022. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: [https://blob.opal-rt.com/medias/L00161\\_0124.pdf](https://blob.opal-rt.com/medias/L00161_0124.pdf)
  - [22] LEM, “LEM Sensors.” 2022. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.lem.com/en>
  - [23] N. L. Díaz, C. Trujillo Rodríguez, and A. Luna Hernández, *Control y gestión para microrredes eléctricas basadas en convertidores de potencia*. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2022.

- [24] BROADCOM, “DC to 50MBd Galvanic Isolation Fiber Optic Short Link, AFBR-395025RZ.” Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.broadcom.com/products/fiber-optic-modules-components/industrial/high-galvanic-isolation-link/afbr-395025rz>
- [25] X. Wenkai, Z. Junjie, N. Ziling, W. Yanhao, H. Yi, and S. Jun, “The research and application of the full silicon carbide power module in high-power inverter,” in *CSAA/IET International Conference on Aircraft Utility Systems (AUS 2018)*, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1049/cp.2018.0140.
- [26] SEMIKRON, “SKYPER 42 R.” Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.semikron.com/products/product-classes/igbt-driver/detail/skyper-42-r-l5054301.html>

### 3. Modelos de simulación de recursos energéticos distribuidos para microrredes eléctricas

---

Andrés Santos León<sup>1</sup>, Nelson Leonardo Díaz Aldana<sup>2</sup>,  
Christian Erazo<sup>3</sup>

#### Resumen

El proceso de simulación resulta fundamental en ingeniería cuando se quiere poner a prueba una idea o diseño, minimizando los costos asociados al realizar las pruebas directamente en montajes reales. Para simular de forma adecuada las microrredes eléctricas, las cuales integran recursos energéticos distribuidos de diferentes características, se requieren modelos adecuados que representen sus características y comportamientos principales, tanto en estado transitorio como estacionario.

Este capítulo presenta el modelado de diferentes recursos energéticos distribuidos, los más comunes, usados en microrredes eléctricas, como lo son, fuentes de generación eólica y solar, sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y cargas. Los modelos fueron construidos y verificados en la herramienta SimpowerSystems de Simulink.

**Palabras clave:** celdas fotovoltaicas, aerogeneradores, baterías, generador diésel, carga.

---

1 Universidad Antonio Nariño, Facultad de Ingeniería Biomédica Electrónica y Mecánica. Correo electrónico: andresisantosleon@gmail.com.

2 Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Bogotá, Colombia. Correo electrónico: nldiaza@udistrital.edu.co.

3 Universidad Antonio Nariño, Facultad de Ingeniería Biomédica Electrónica y Mecánica. Correo electrónico: christian.erazo@uan.edu.co.

### 3.1. Introducción

Las microrredes eléctricas se basan en la integración y complementariedad de diferentes recursos energéticos distribuidos, dentro de los cuales se pueden mencionar fuentes de generación, sistemas de almacenamiento de energía y cargas [1]. Estos recursos energéticos distribuidos presentan comportamientos diferentes y heterogéneos, tanto en estado transitorio como en estado estacionario. Por lo tanto, reproducir su dinámica y principales características resulta de gran importancia cuando se requiere la construcción de modelos de simulación. De esta forma, es posible contar con comportamientos y respuestas cercanas a la realidad, que permitan el desarrollo de procesos de investigación en el campo de las microrredes.

Mientras que los sistemas de generación basados en fuentes renovables como la generación solar fotovoltaica y la generación eólica presentan una alta variabilidad e intermitencia, las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, como los generadores diésel, presentan una dinámica más lenta en sus procesos de arranque y apagado, además de un comportamiento más estable en estado estacionario.

Por su parte, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías presentan diferentes dinámicas tanto en corto y largo término [2], [3]. En esta vía, se requieren modelos adecuados que representen estos comportamientos anteriormente descritos, y tan particulares para cada recurso energético. Por otro lado, contar con perfiles de consumo que representen el comportamiento de los usuarios residenciales, industriales o agregaciones de ellos, resulta de gran importancia para complementar el modelo de simulación de una microrred.

En este capítulo se presenta el desarrollo de modelos para fuentes de generación de energía renovables, como los generadores fotovoltaicos y eólicos. Además, se presentan modelos de simulación para generadores diésel y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. Adicionalmente, se construye un perfil de carga adaptado para sistemas residenciales el cual se integra al sistema eléctrico mediante fuentes controlables en Simulink. El caso de cargas industriales no se considera en este capítulo, pero se pueden seguir procesos similares para la creación de estos perfiles de generación.

En la sección 3.1 de este capítulo se presenta el modelo de simulación para un aerogenerador. En la sección 3.3 se presenta la descripción del modelo y los perfiles de carga residenciales. En la sección 3.4 se presenta el modelo de un generador diésel acondicionado para un sistema de baja capacidad.

Entretanto, en la sección 3.5 se presenta un modelo del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías. Finalmente, en la sección 3.6 se presenta el desarrollo del modelo para generadores fotovoltaicos. Todos los modelos han sido dimensionados para una microrred de tipo residencial entre 5 a 10 kVA.

### 3.2. Modelo de aerogenerador

El modelo del aerogenerador es posible abordarlo desde un enfoque de energético [4], [5]. En particular, la energía del viento, que es la fuente principal que el aerogenerador utiliza para producir energía eléctrica.

La expresión matemática para la energía cinética del viento se presenta en la ecuación (3.1).

$$U_w = \frac{1}{2} m_w v_w^2 \quad (3.1)$$

Donde:

$U_w$  es la energía cinética del viento en Julios.

$m_w$  es la masa del viento en kg.

$v_w$  es la velocidad del viento en (m/s).

Asumiendo que las aspas del aerogenerador son giradas por una masa de aire en forma cilíndrica es posible reescribir la ecuación (3.1) como (3.2).

$$U_w = \frac{1}{2} \rho A x v_w^2 \quad (3.2)$$

Donde:

$\rho$  es la densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>).

$A$  es el área que abarcan las aspas del aerogenerador (m<sup>2</sup>).

$x$  es la distancia recorrida por el aire (m).

Una expresión para la potencia asociada a la masa del viento que pone en movimiento las aspas del aerogenerador se puede derivar de la ecuación (3.2). Esto se puede escribir como se presenta en la ecuación (3.3).

$$P_w = \frac{dU_w}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_w^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (3.3)$$

Es relevante resaltar que la ecuación (3.3) no representa toda la potencia que realmente se puede extraer del viento. Esta expresión representa un máximo ideal. La máxima potencia que teóricamente se puede extraer del viento se puede representar por la ecuación (3.4).

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3.4)$$

Donde:

$C_p(\lambda, \beta)$  es una función que tiene un valor máximo de  $\frac{16}{27}$ , y se conoce como el límite de Betz. Por su parte,  $\lambda$  es un factor adimensional que relaciona la velocidad angular de las aspas,  $\omega$ , con la velocidad del viento,  $v_w$ . Este factor se define en la ecuación (3.5). Por último,  $\beta$  es el ángulo al que se ajustan las aspas del aerogenerador.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_w} \quad (3.5)$$

Donde:

$\omega$  es velocidad angular de las aspas (rad/s).

$R$  es el radio de las aspas (m).

De acuerdo con: [6], [7], [8], [9], [10], la función  $C_p(\lambda, \beta)$  para turbinas basadas en generadores de imanes permanentes se puede modelar como se presenta en la ecuación (3.6). Se selecciona este tipo de generador, ya que es el que presenta mejor desempeño y facilidad de integración mediante convertidores electrónicos [11].

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp \left( \frac{-C_5}{\lambda_i} \right) + C_6 \quad (3.6)$$

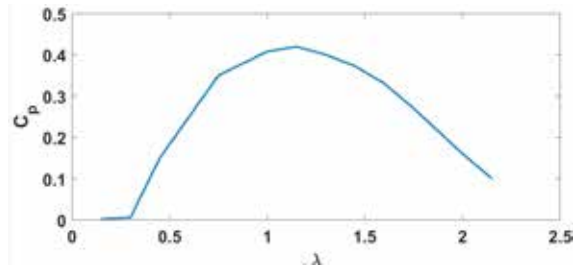
Donde:

$C_n \forall n \in \{1, 2, \dots, 6\}$  corresponden a los coeficientes propios de cada aerogenerador,  $\lambda_i$  es una función de  $\lambda$  y  $\beta$ , la cual se presenta en la ecuación (3.7).

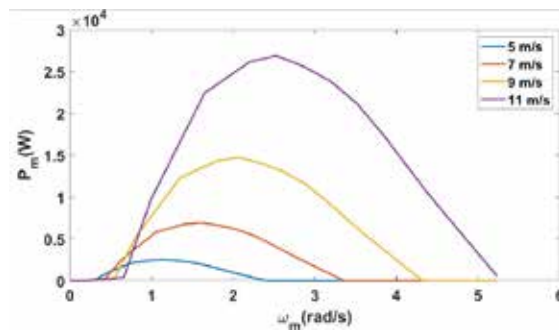
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.7)$$

La Figura 3.1 muestra un ejemplo de curva de función  $C_p(\lambda, \beta)$  para  $\beta=0$ . Por otro lado, se puede graficar la potencia entregada por el aerogenerador en función de la velocidad angular,  $\omega$ , para diferentes valores en la velocidad del viento  $v_w$ , como se presenta en la Figura 3.2.

**Figura 3.1.**  $C_p$  en función de  $\lambda$ .

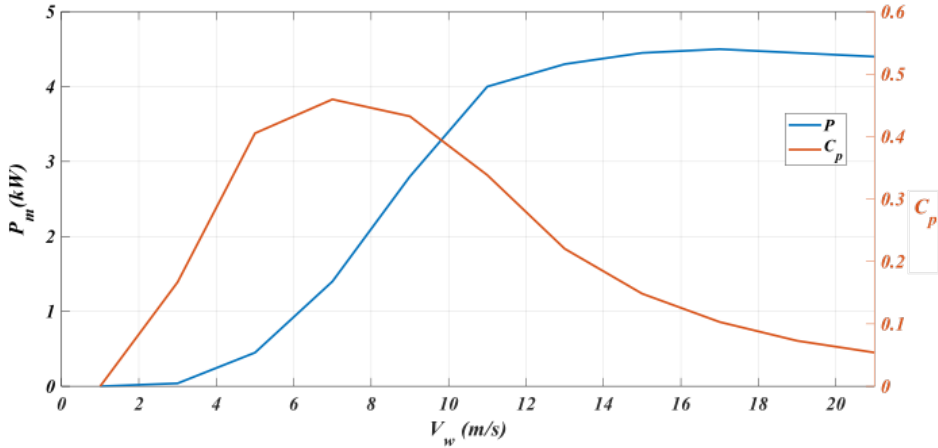


**Figura 3.2.** Potencia entregada por el aerogenerador,  $P_m$ , en función de la velocidad angular,  $\omega$ , para diferentes velocidades de viento.



Un enfoque diferente se puede plantear al omitir la complejidad de la función  $C_p$  y utilizar los datos proporcionados por el fabricante para construir numéricamente la función  $C_p$ . En la Figura 3.3 se muestran las curvas para  $C_p$  y  $P_m$  para un aerogenerador de 5 kW proporcionadas por el fabricante Enair.

**Figura 3.3.** Datos para potencia de salida y función  $C_p$  proporcionados por (Enair) [12].



Para relacionar la potencia entregada por el viento con la potencia eléctrica que entregaría una máquina sincrónica de imanes permanentes, se recurre al concepto de torque, el cual se ilustra en la ecuación (3.8).

$$T_a = \frac{P_m}{\omega} \quad (3.8)$$

El sistema de ecuaciones diferenciales que relacionan el torque entregado en las aspas del generador con la inercia de la máquina eléctrica se presenta en el sistema de ecuaciones (3.9).

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \left( T_e - \frac{T_a}{n} - B\omega \right) / J \\ \frac{d\alpha}{dt} = \omega \end{cases} \quad (3.9)$$

Donde:

$T_e$  es el torque electromagnético de la máquina en Amperio por metro cuadrado ( $A \cdot m^2$ ), definido en ecuación (3.10),  $\alpha$  es el ángulo mecánico del rotor de la máquina en radianes,  $B$  es un factor de amortiguamiento ( $N \cdot s/m$ ),  $n$  relación de la caja de transmisión, y  $J$  es la inercia del generador en ( $kg \cdot m^2$ ), la cual se modela como en la ecuación (3.11) en función de la inercia de la máquina eléctrica ( $J_m$ ) y la inercia de las aspas ( $J_a$ ).

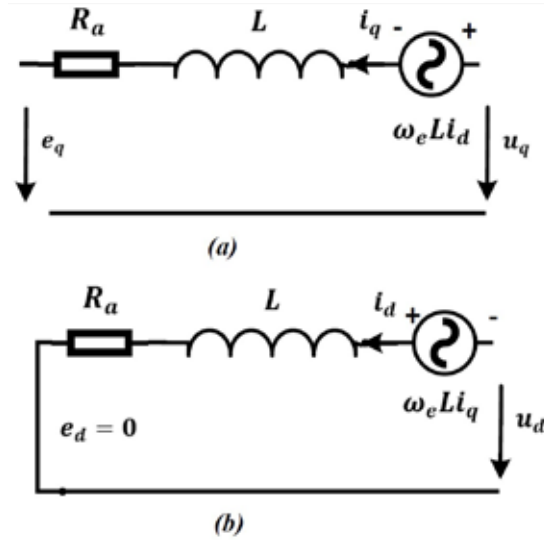
$$T_e = \frac{3}{2} n_p i_q \quad (3.10)$$

$$J = \frac{J_m + J_a}{n^2} \quad (3.11)$$

En la ecuación (3.10)  $n_p$  es el número de polos de la máquina,  $i_q$  es la corriente en q en Amperios, corriente derivada del modelo de máquina síncrona en el marco de referencia DQ0, y  $\phi$  es el flujo magnético en weber.

El modelo de máquina derivado de los circuitos presentados en la Figura 3.4 se representa con el sistema de ecuaciones (3.12).

**Figura 3.4.** Modelo circuital de máquina de imanes permanentes en el marco de referencia DQ0 [10]. (a) circuito equivalente en el componente q, (b) circuito equivalente en el componente d.



$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R_a}{L} i_d + \omega_e i_q + \frac{u_d}{L} \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R_a}{L} i_q + \omega_e \left( i_d + \frac{\phi}{L} \right) + \frac{u_q}{L} \end{cases} \quad (3.12)$$

Donde:

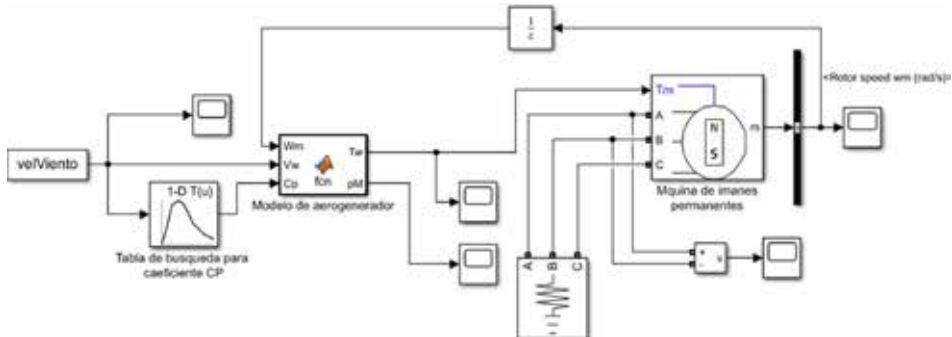
$\omega_e$  es la frecuencia angular eléctrica en rad/s.

### 3.2.1. Implementación del modelo de aerogenerador en Simulink

En esta sub-sección se presentarán los aspectos más relevantes de la implementación del modelo del aerogenerador en Simulink, como lo son, la relación entre el modelo mecánico del aerogenerador con el modelo eléctrico y definición de la función  $C_p(\lambda, \beta)$ . En la Figura 3.5 se presenta el esquema de simulación implementado que representa un aerogenerador comercial E70PRO de 5.5 kW de la compañía Enair, el cual cuenta con una máquina de imanes permanentes de neodimio de 250 rpm [12].

Este modelo de aerogenerador se seleccionó por dos razones: primero el tamaño que lo hace adecuado para un ambiente urbano, y la segunda, que el fabricante proporciona la curva que representa la función  $C_p(\lambda, \beta)$ . La representación numérica de  $C_p(\lambda, \beta)$  se presentó en la Figura 3.3.

**Figura 3.5.** Esquema de simulación para el modelo de aerogenerador.

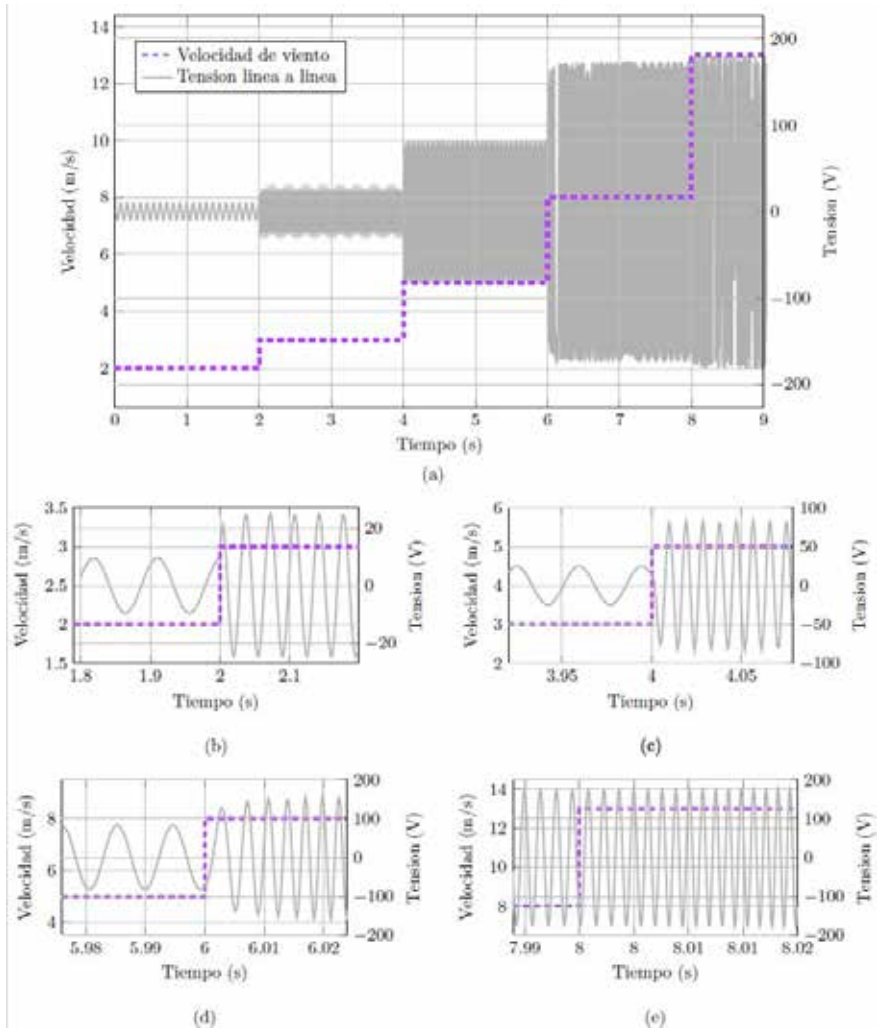


El modelo de simulación se compone de tres partes básicas. La primera, es la parte mecánica compuesta por la máquina de imanes permanentes. La segunda y tercera son un bloque de función y una tabla de búsqueda definida por los datos que el fabricante Enair proporciona [12]. La tabla de búsqueda tiene como entrada una velocidad de viento y como salida un valor de coeficiente de  $C_p(\lambda, \beta)$  de acuerdo con la Figura 3.3.

El parámetro  $C_p(\lambda, \beta)$  es una de las entradas que utiliza el bloque de funciones que contiene las ecuaciones (3.4) y (3.8). La salida de torque del bloque de funciones se convierte en la entrada de la máquina de imanes permanentes. A su vez, la velocidad angular de la máquina se retroalimenta hacia el bloque de

funciones, esta velocidad angular es requerida como variable independiente en la ecuación (3.8). Para evitar un bucle algebraico en esta retroalimentación, se coloca un retardo unitario. Se consideran por defecto los siguientes parámetros de la máquina de imanes permanentes (0.8 Nm - 300 V - 3000 rpm), predefinidos en el bloque de Simulink. La Figura 3.6 presenta la salida de tensión de la máquina de imanes permanentes ante variaciones en la velocidad de viento. La prueba se realizó para una carga resistiva trifásica de 5.5 kW a 300 Vrms.

**Figura 3.6.** Escalones de velocidad de viento y salida de tensión de la máquina de imanes permanentes. (a) gráfica general, detalle al rededor del punto (b)  $t = 2$  s, (c)  $t = 4$  s, (d)  $t = 6$  s, y (e)  $t = 8$  s.



En la Figura 3.6 (a) es evidente como la tensión de salida cambia en magnitud y frecuencia en función de la velocidad de viento. Este es el comportamiento que se esperaba y permite verificar cualitativamente el comportamiento del modelo. Cabe resaltar que el bloque de función del esquema de simulación de la Figura 3.5, el cual contiene la ecuación (3.4) y la ecuación (3.8), necesitó un ajuste para estas ecuaciones.

El ajuste consistió en establecer un valor de torque finito para el caso en el que la velocidad de la máquina sea cero, con lo cual, se permite iniciar la simulación y evitar indeterminaciones en la respuesta. Por otro lado, se requiere tomar el valor absoluto de la ecuación (3.4), dado que Simulink puede hacer que esta función tome valores negativos aun para  $v_w > 0$ .

Adicionalmente, la Figura (3.6) también tiene un conjunto de cuatro vistas de ampliación alrededor de los puntos de tiempo en los cuales ocurren los cambios en velocidad de viento. De este conjunto de figuras cabe notar que en los puntos  $t = 2\text{ s}$ ,  $t = 4\text{ s}$  y  $t = 6\text{ s}$  el cambio en la magnitud de la tensión es de más de 10 V, en contraste con el punto  $t = 6\text{ s}$ , en el cual el cambio en la magnitud de la tensión es de menos de 10 V. Esto ocurre dado que la función  $C_p(\lambda, \beta)$  toma un valor de 0.22 (para  $v_w = 13\text{ m/s}$ ), lo que implica una atenuación respecto al valor que se tenía en el intervalo anterior (para  $v_w = 8\text{ m/s}$ ) que corresponde a 0.44.

Esta atenuación causa el cambio de velocidad de la máquina de imanes permanentes, el cual sigue siendo creciente dada la naturaleza cubica de la ecuación (3.4), sea de menor magnitud en comparación con los cambios anteriores ocasionados por los cambios en la velocidad de viento.

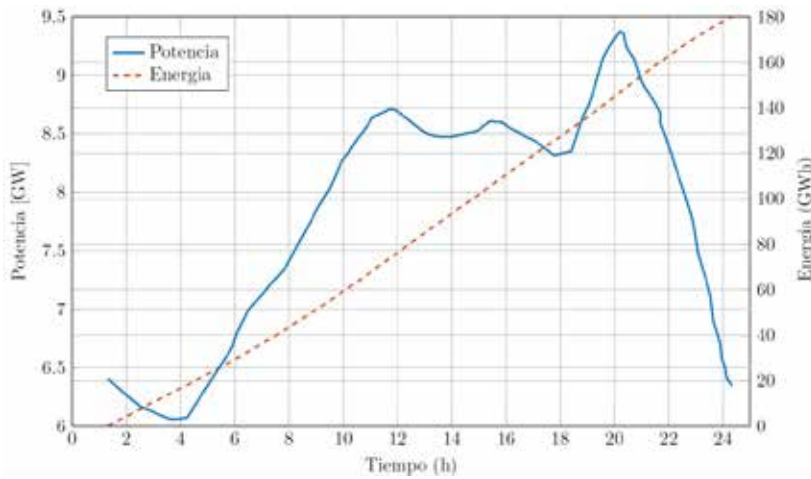
### 3.3. Modelo de la carga

Para representar la carga de la microrred residencial, se modeló la demanda del sector residencial con los datos tomados de la empresa encargada de la administración del mercado eléctrico mayorista en Colombia (XM) [13], datos tomados de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [14].

Con los datos proporcionados por XM en [13], se tiene una representación, por cada día de la semana, de la curva de potencia demandada en un día promedio, a nivel nacional en Colombia. Esta curva se presenta en Figura 3.7 junto con una curva de la energía. Si bien esta curva tiene una magnitud de

potencia en el orden de los GW, magnitud que no representa la demanda en una microrred residencial, sí tiene una forma que representa la manera en la que la sociedad colombiana consume energía eléctrica en un día promedio. Por lo tanto, de ahora en adelante se hará referencia a esta curva como “curva de demanda nacional para el día d” (CDNCd) donde el sub-índice d indica el día de la semana que se está representando.

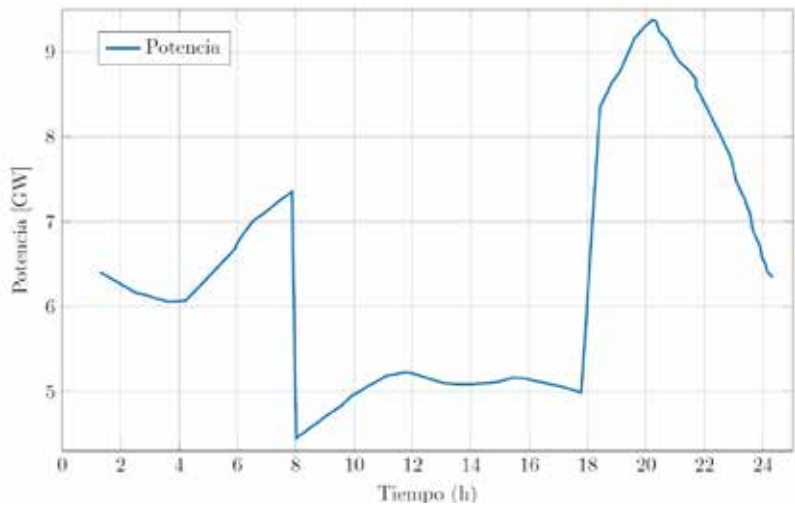
**Figura 3.7.** Curva de demanda de potencia promedio. Datos tomados de [13].



La información en CDNCd es el punto de partida para la construcción del modelo de demanda propuesto en este capítulo. Con este punto de partida el modelo de carga propuesto aplica tres operaciones sobre la CDNCd con el objetivo de representar el consumo en una microrred residencial.

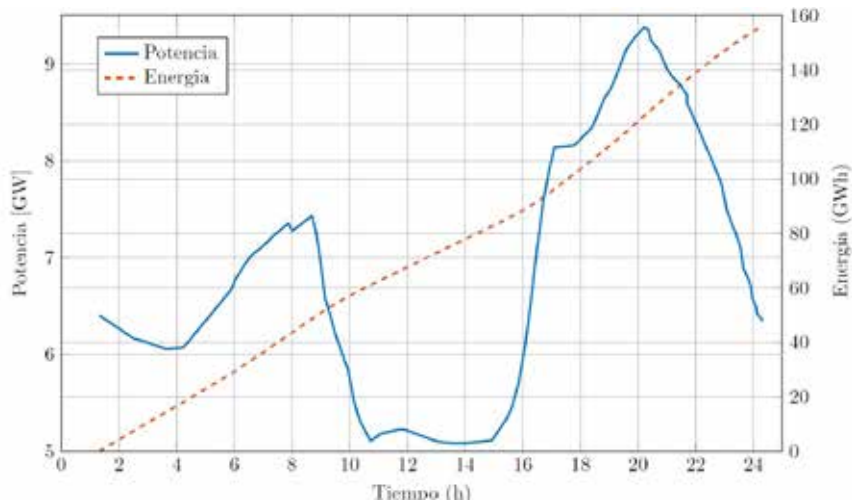
La primera de estas operaciones es una resta de la potencia de los sectores que no son residenciales, este consumo es proporcionado por la UPME en [15]; según este informe el consumo de energía eléctrica del sector residencial se puede aproximar a un 40\% de la demanda general. Como este informe no proporciona curvas de demanda para los sectores no residenciales ni otra descripción de este tipo de demanda, en este trabajo se asume que la demanda no residencial está centrada en la franja horaria de 8:00 a. m. a 6:00 p. m. Con esta consideración es posible restar, en esta franja horaria, de la  $CDNC_d$  los consumos de potencia de los sectores no residenciales. Esta resta dará como resultado la curva de la Figura 3.8.

**Figura 3.8.** Curva de la demanda de potencia restando los sectores no residenciales en la franja 8:00 a. m. a 6:00 p. m.



La segunda operación es un suavizado de la curva después de 8:00 a. m. y antes de las 6:00 p. m., dado que la resta efectuada en el primer paso implica que toda la demanda no residencial se activa y desactiva al mismo tiempo. La gráfica después del suavizado se presenta en la Figura 3.9.

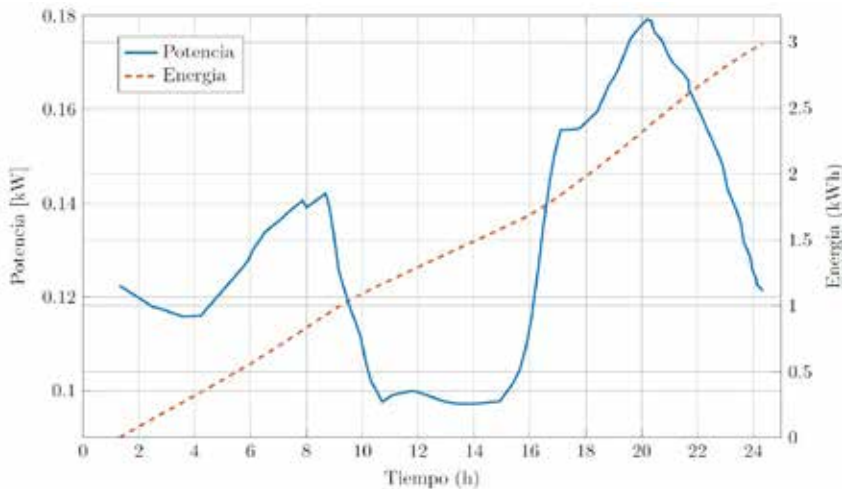
**Figura 3.9.** Curva de demanda suavizada.



La tercera operación es un escalamiento de la curva de demanda con el objetivo de lograr un nivel de energía coherente con el sector residencial. El nivel de energía deseado se puede extraer de los datos proporcionados por el SUI en [16]. De acuerdo con la información reportada por el operador de red, para el primer trimestre del 2022 en Bogotá, se tiene un consumo medio para el trimestre de 269.07 kW/trimestral, lo cual implica un consumo mensual de 89.69 kW/mes, es decir, 2.98 kW/día. La Figura 3.10 presenta la curva de potencia total.

Dado que el objetivo es lograr al final del día un máximo nivel de energía consumida y considerando que la  $CDNC_d$  representa potencia en función del tiempo el escalamiento, se realiza un proceso iterativo que modifica la  $CDNC_d$  ponderándola con un factor de escala  $\alpha$ . Con este factor se logra que el área bajo  $\alpha CDNC_d$  se iguale con el nivel de energía deseado. Para esto se permite cierto margen de error. De esta manera es posible obtener una curva de potencia diaria a la que denominaremos curva de demanda residencial ajustada para cada día  $d$  ( $CDRa_d$ ). Por ejemplo, la Figura 3.10 muestra la  $CDRa_d$  para un día en el que se asume un consumo de 3 kWh.

**Figura 3.10.** Curva de demanda residencial ajustada  $CDRa_d$ .



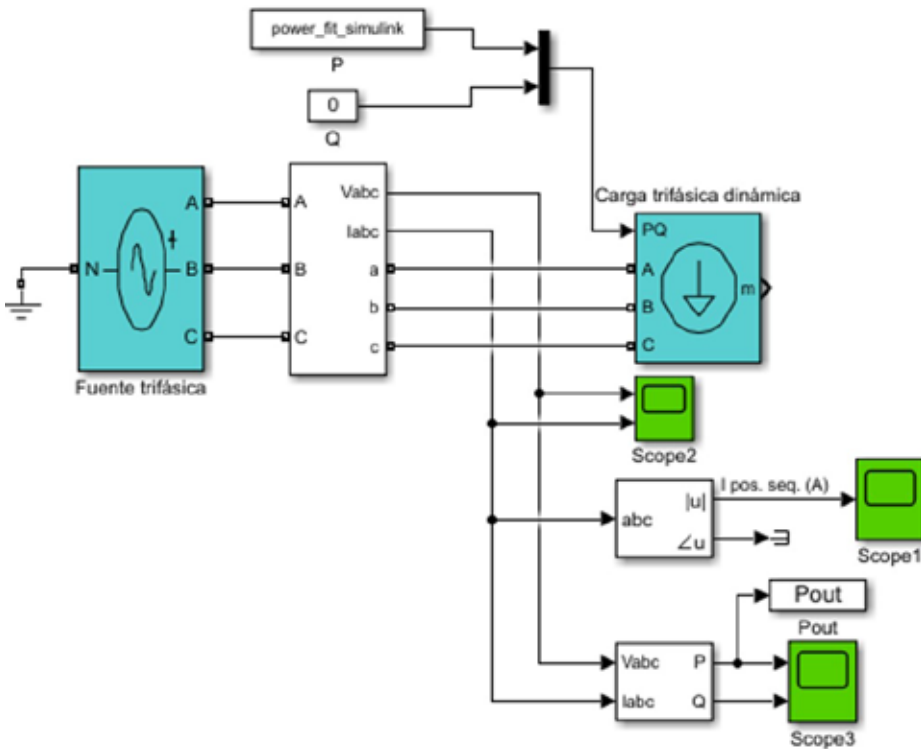
### 3.3.1. Implementación del modelo de consumo en Simulink

El modelo de carga que se implementó en Simulink se presenta en la Figura 3.11, este modelo está conformado por dos partes principales. La primera

parte se encarga de definir la potencia activa en función de la curva de consumo  $CDRa_d$  (Figura 3.10), y la otra parte del modelo, usa un bloque de carga dependiente en función de la potencia activa  $P$  y reactiva  $Q$ . Con esto se tiene un bloque de tipo circuital cuya potencia demandada depende de la  $CDRa_d$  que modela el consumo de energía eléctrica del sector residencial en Bogotá. Cabe resaltar que, para la primera parte del modelo, en donde se definen los valores de potencia activa de la carga dependiente, se asumió que la potencia representada por la  $CDRa_d$  es una potencia aparente con un factor de potencia, de 1.

Respecto a la segunda parte del modelo, también es relevante aclarar que el bloque de carga dependiente mantiene el balance entre las fases, lo cual implica que esta carga siempre está balanceada.

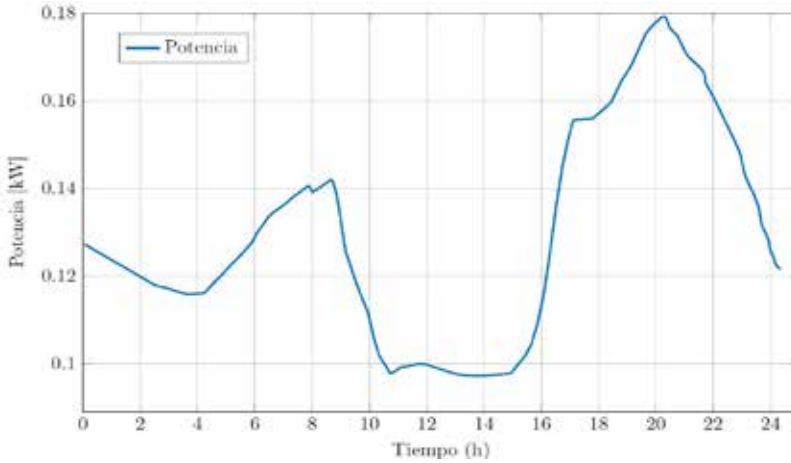
**Figura 3.11.** Esquema Simulink para el modelo de la carga.



El modelo que se presenta en la Figura 3.11 también incluye una fuente trifásica de tensión y varios bloques de medición. Estos elementos se incluyen

con el propósito de probar el modelo. La Figura 3.12 presenta curva de potencia consumida por el bloque de carga dependiente. Puesto que esta curva de potencia es igual a la curva de potencia de la Figura 3.10, se concluye que el modelo se comporta según lo esperado.

**Figura 3.12.** Curva de demanda generada por el modelo en Simulink.



### 3.4. Modelo de generador diésel

El modelo del generador diésel se puede abordar con la división del modelo en tres partes. La máquina de combustión, el regulador de tensión y el generador síncrono.

#### 3.4.1. Máquina de combustión

La máquina de combustión se puede simplificar a dos subsistemas. El subsistema del flujo de aire y el subsistema del flujo de combustible hacia los pistones de la máquina de combustión. El flujo de aire se puede modelar como se presenta en la ecuación (3.13), tomada de [17].

$$m_{DE} = \eta_{v_{DE}} W_{DE} \frac{C_{y_{DE}} P_{in_{DE}}}{4\pi r T_{in_{DE}}} \quad (3.13)$$

Donde:

$\eta_{v_{DE}}$  es la eficiencia volumétrica del motor.

$W_{DE}$  es la velocidad del motor diésel (rad/s).

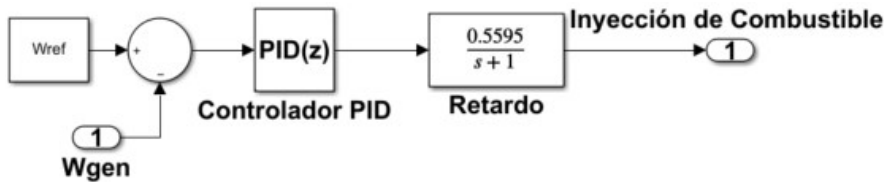
$C_{yDE}$  es el desplazamiento de volumen en el cilindro (m).

$P_{inDE}$  presión del aire de entrada al motor (N/m<sup>2</sup>).

$T_{inDE}$  temperatura del aire de entrada al motor (K).

Por otro lado, el sistema de control de inyección de combustible se puede presentar como el arreglo de bloques de la Figura (3.3).

**Figura 3.13.** Diagrama de bloques para el control de inyección de combustible [17].



El modelo mecánico del motor diésel, considerando la potencia mecánica desarrollada como la salida del sistema, se puede abordar como una función de dos parámetros, cantidad de combustible y la velocidad de la máquina. La función que se presenta en [18] se representa por la ecuación (3.14).

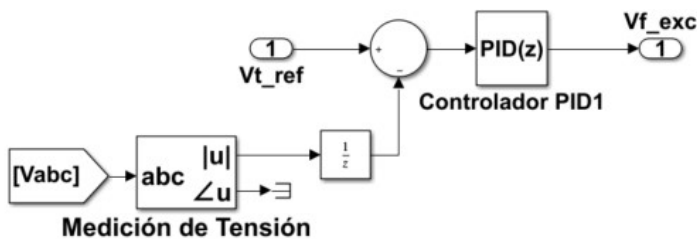
$$P_{DE} = f(W_{DE}, \eta_{iDE}) \quad (3.14)$$

Donde:

$\eta_{iDE}$  es la eficiencia de la máquina diésel.

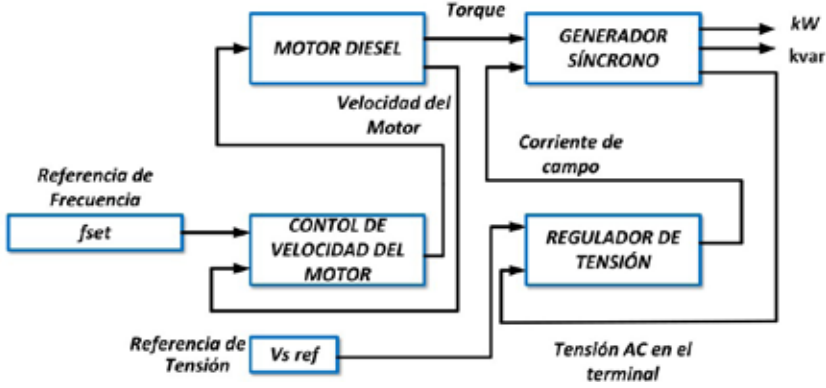
El modelo del regulador automático de tensión, AVR (por sus siglas en inglés), el cual establece la tensión en la bobina del rotor, se puede representar como el diagrama de bloques que dé la Figura 3.14.

**Figura 3.14.** Diagrama de bloques para el control de tensión de la máquina síncrona [17].



Un diagrama del sistema completo se presenta en la Figura 3.15.

**Figura 3.15.** Diagrama de bloques para el modelo de generador diésel [17].



Cabe resaltar que en el trabajo desarrollado en [17] se simplifica la construcción del modelo de la máquina síncrona al usar el bloque de este elemento disponible en Simulink; la descripción de este bloque se presenta en [18].

En otros enfoques, como el que se presenta en [19], se modela la máquina síncrona en el marco dq0 y por tanto el torque lo definen como se presenta la ecuación 3.15.

$$q_s = u_q \frac{u_d}{X_q} + u_d i_d = \frac{1}{X_q} U^2 \sin(\delta) \cos(\delta) + U i_d \sin(\delta) = \frac{1}{2X_q} U^2 \sin(2\delta) + U i_d \sin(\delta) \quad (3.15)$$

Donde:

$q_s$  torque de la máquina síncrona (A·m2).

$u_q$  tensión en terminales, en q, en el marco dq0 (V).

$u_d$  tensión en terminales, en d, en el marco dq0 (V).

$X_q$  Reactancia inductiva del estator, en q, en el marco dq0 (Ω).

$i_q$  corriente en el estator, en q, en el marco dq0 (A).

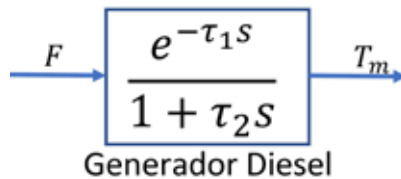
$i_d$  corriente en el estator, en d, en el marco dq0 (A).

$U$  es la tensión en (p.u.) en los terminales de la máquina\

$\delta$  posición angular del rotor, respecto a la referencia de rotación (rad).

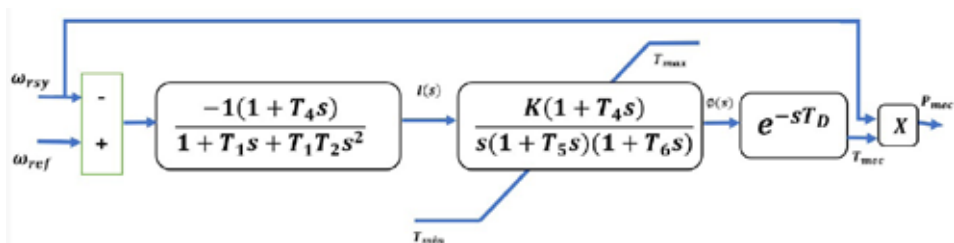
También, es posible modelar la máquina diésel con un enfoque más simple como se presenta en [20]. Este enfoque se puede pensar como un conjunto de tres bloques. Un bloque de control PID, en el que el objetivo es mantener la velocidad regulada. Un segundo bloque que modela el actuador, que se encarga de controlar el flujo de combustible a la máquina, y un último bloque que modela un retardo que representa el tiempo que le toma al combustible ( $F$ ) convertirse en torque mecánico ( $T_m$ ). La Figura 3.16 presenta un único bloque que modela el retardo antes mencionado y el actuador sin el control PID.

**Figura 3.16.** Modelo de máquina sincrónica, sin bloque PID de control [20].



También en la literatura es posible encontrar otro tipo de modelos con la misma estructura, como en [21]. En este caso, la diferencia radica en la complejidad del bloque que modela el actuador. Este modelo se presenta en la Figura 3.17.

**Figura 3.17.** Modelo de máquina sincrónica con controlador, actuador y retardo [21].



Si bien, el modelado de generadores diésel es un tema del que se encuentra amplia literatura de referencia, principalmente sus niveles de potencia son de orden de los MW. Sin embargo, a los niveles de potencia que se pretenden para una aplicación residencial es poco lo que se encuentra en la literatura. Uno de los trabajos que especifica los parámetros del generador diésel por debajo del orden de los MW, 300 kW, es el que se encuentra en [22] en un

rango similar de potencia, 10kW, pero sin una especificación clara de los parámetros de la máquina sincrónica se puede citar al trabajo en [23].

Por otro lado, en el orden de los MW, se encuentran trabajos con un modelado detallado, como el que se presenta en [19] tanto para la máquina sincrónica como para el generador diésel. En este trabajo se consideran parámetros mecánicos y eléctricos más específicos como lo son cilindros del motor diésel, eficiencia del combustible, flujo de aire, entre otros, en lo que tiene que ver con la máquina de combustión. En cuanto a la máquina sincrónica se consideran parámetros como momentos de inercia y relación mecánica de la caja de transmisión que conecta mecánicamente las dos máquinas.

### 3.4.2. Esquema de simulación

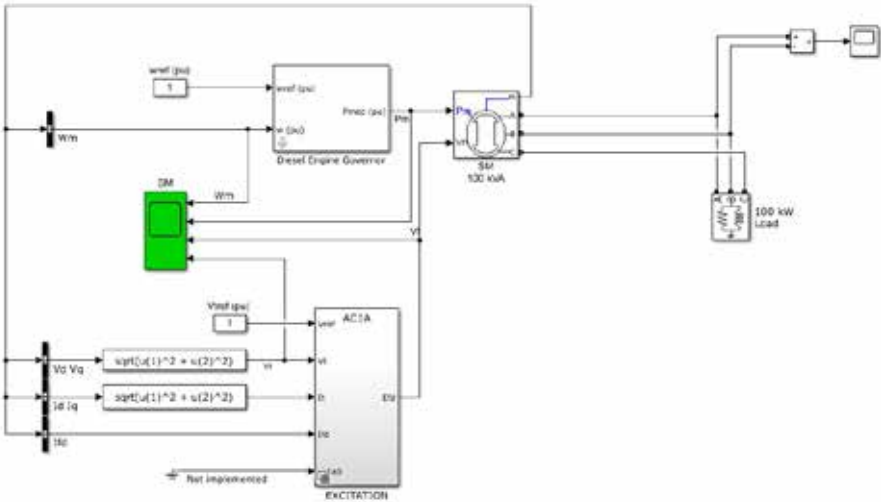
El esquema de simulación parte del ejemplo disponible en Simulink para un generador del orden de los MW [24]. En la Figura 3.18 se presenta el esquema de simulación, este esquema está conformado por tres partes principales. La primera de estas partes es una máquina síncrona representada directamente por un bloque de Simulink, este bloque se configuró para 100 kW, 460 V, 60 Hz, 1800 rpm. Se seleccionó este conjunto de parámetros dado que, en cuanto a la potencia esta es superior respecto al pico de potencia establecido en la sección 3.2, la diferencia entre estos dos niveles de potencia constituye un margen de seguridad que anticipa posibles aumentos de potencia demandada.

Cabe subrayar que este modelo de máquina sincrónica requiere para su funcionamiento una demanda de potencia reactiva, para las pruebas de este esquema de simulación se utilizó un factor de potencia  $fp = 0.99 \text{ W/VA}$ .

La segunda parte que conforma el esquema de simulación de la Figura 3.18, es el bloque que representa el generador diésel. Este bloque utiliza como entrada la velocidad de la máquina, y genera como salida, la potencia mecánica que se entrega al bloque de la máquina sincrónica. Este bloque representa la dinámica de la máquina de combustión, la cual se implementa de forma simplificada como se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 3.19. Este diagrama de bloques representa la planta y un sistema de control en lazo cerrado. El sistema de control regula la cantidad de combustible

inyectado. Adicionalmente, este bloque de la máquina de combustión lo complementa un actuador que representa la parte física que inyecta el combustible y un retardo que representa el tiempo que le toma a la máquina convertir el combustible en potencia mecánica, emulando así el modelo de la Figura 3.17.

**Figura 3.18.** Esquema de simulación para la máquina diésel implementado en Simulink.



**Figura 3.19.** Conjunto de bloques que representan la máquina de combustión.

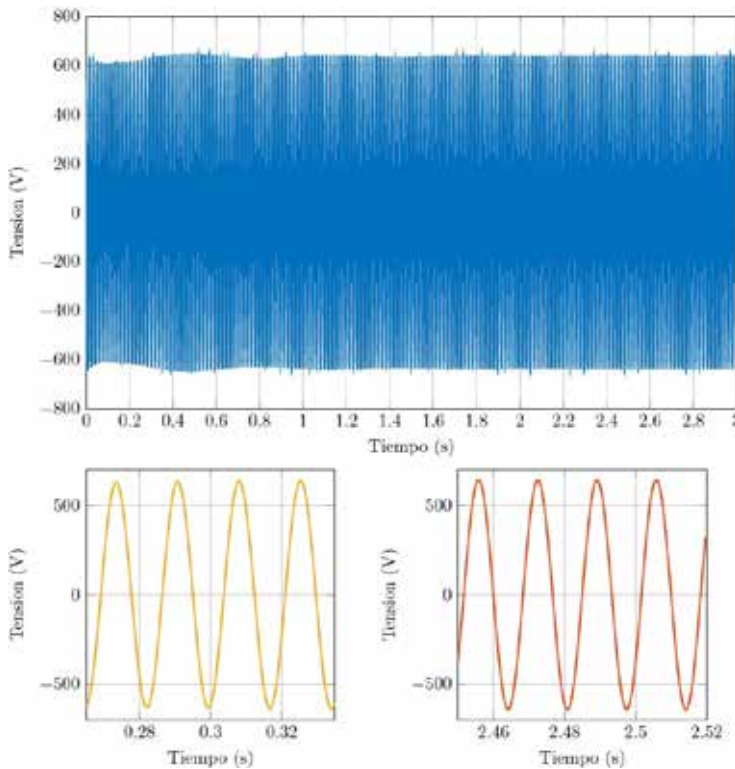


La tercera parte del esquema de simulación está constituida por un bloque que se encarga de regular la tensión de excitación de la máquina, este bloque usa el sistema de control AC1A recomendado en IEEE Std 421.5-1992 [25]. El bloque recibe como entradas la tensión y corriente de salida de la máquina y la corriente de campo, en el marco dq0, y genera una salida que representa la tensión de excitación, la cual se aplica a la máquina síncrona. La ganancia de este controlador de tensión también requiere un ajuste, respecto al modelo de ejemplo, dado que la máquina sincrónica del archivo

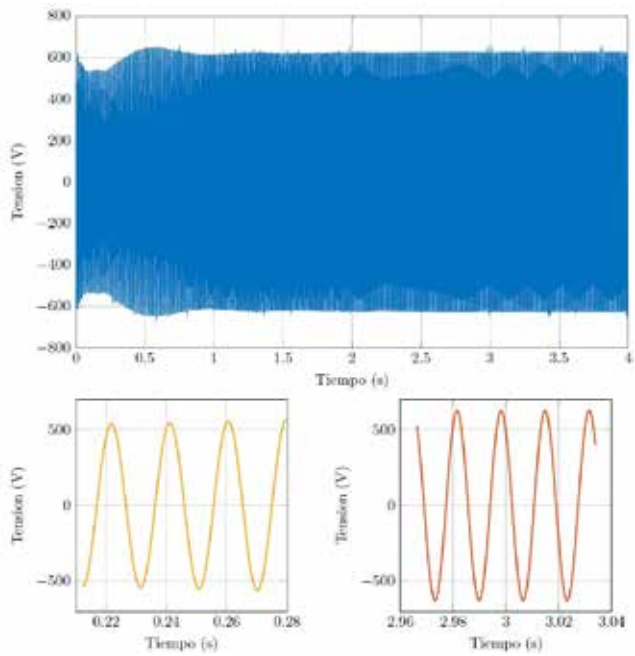
de ejemplo se cambia. Las figuras 3.20, 3.21 y 3.22 muestran una de las tensiones de línea y su comportamiento durante el proceso de arranque para cargas de 10, 50 y 100 kW, respectivamente.

Asimismo, las figuras 3.23, 3.24 y 3.25 muestran el perfil de potencia versus la velocidad angular de la máquina síncrona normalizada, así como la potencia mecánica para las diferentes cargas. En las imágenes se puede ver que el modelo logra generar una tensión senoidal alrededor de los 600 V pico. Además, se puede ver como la amplitud y regulación de la tensión disminuye cuando aumenta la carga. Por último, se pueden notar las diferencias en el arranque ante diferentes cargas. Este comportamiento nos permite considerar el modelo como aceptable para la simulación del generador diésel.

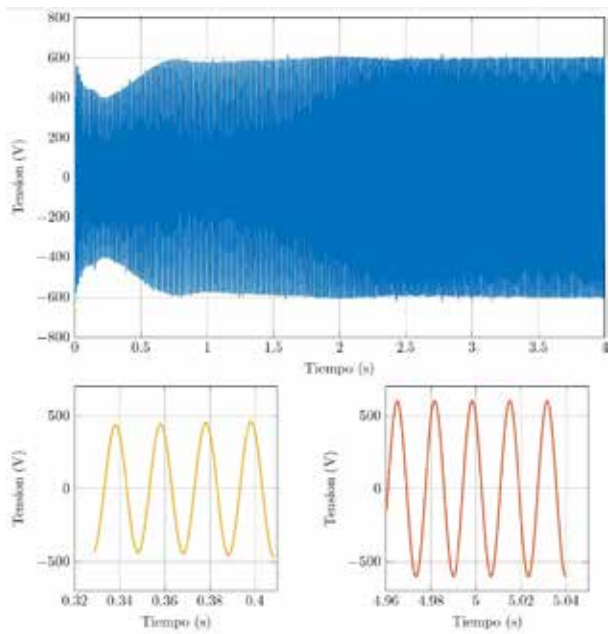
**Figura 3.20.** Tensión de línea de salida de la máquina síncrona con carga de 10 kW. Enfoque a los 0.26 y 2.44 segundos.

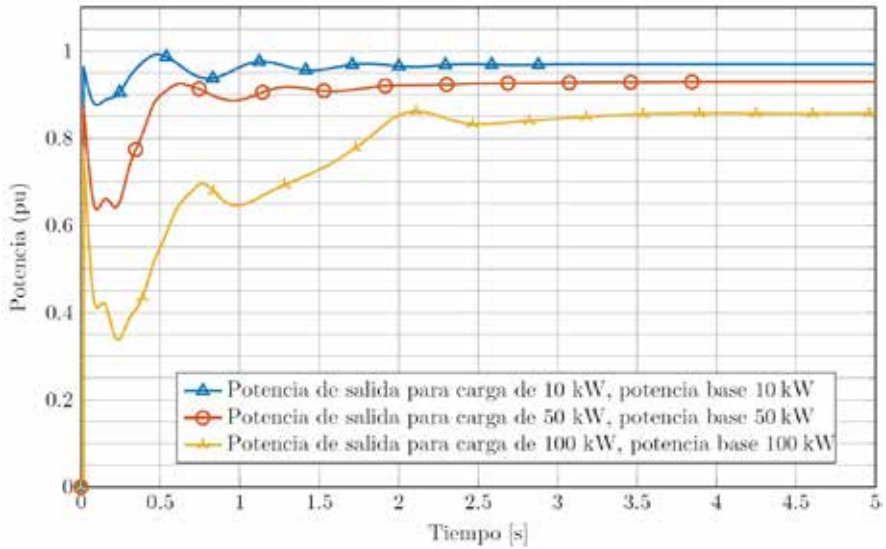
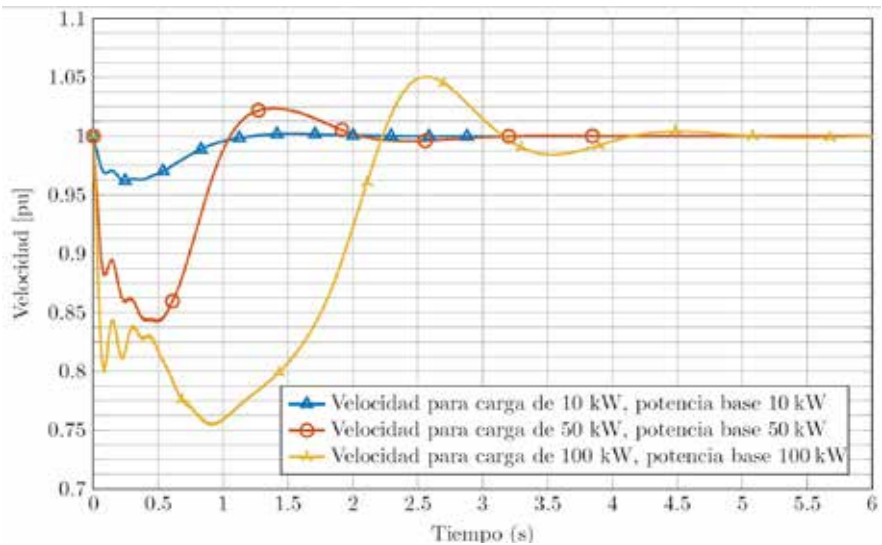


**Figura 3.21.** Tensión de línea de salida de la máquina sincrónica con carga de 50 kW. Enfoque a los 0.2 y 2.96 segundos.

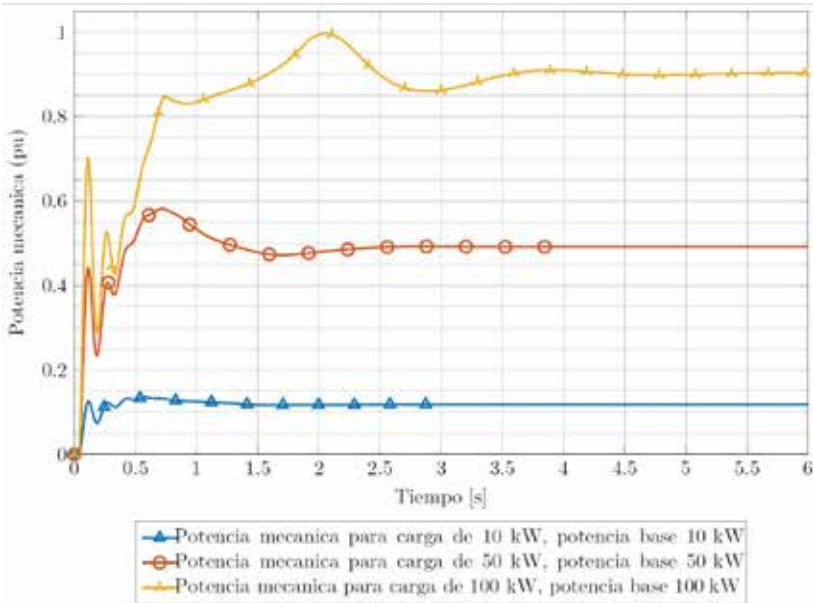


**Figura 3.22.** Tensión de línea de salida de la máquina sincrónica con carga de 100 kW. Enfoque a los 0.32 y 4.96 segundos.



**Figura 3.23.** Potencia de salida para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.**Figura 3.24.** Velocidad de la máquina síncrona para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.

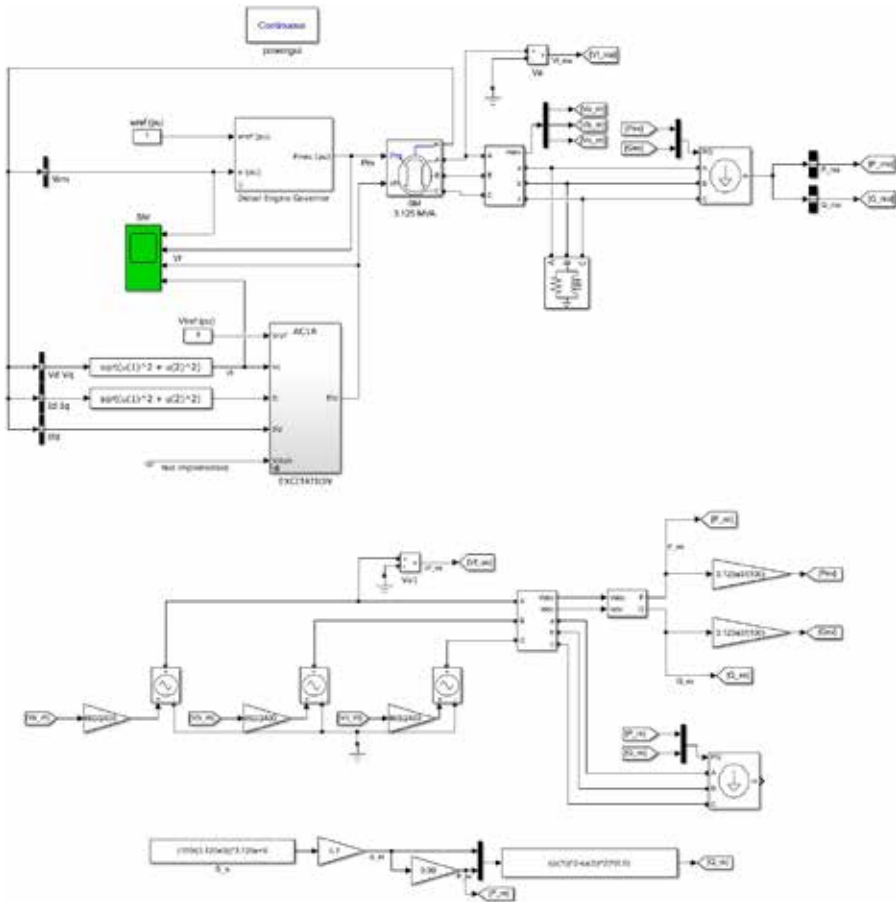
**Figura 3.25.** Potencia mecánica entregada por la máquina diésel para cargas de 10 kW, 50 kW y 100 kW.



Una alternativa para no modificar el archivo de ejemplo que ofrece Simulink, en cuanto a los lazos de control de velocidad y tensión, pero tener disponible una máquina sincrónica a diferentes niveles de potencia es realizar un escalado en potencia. El esquema de simulación que ilustra este caso se presenta en la Figura 3.26. Este esquema de simulación parte del mismo archivo de ejemplo de Simulink (en [24]), la diferencia radica en el hecho de que la salida de la máquina sincrónica es conectada a una carga trifásica dependiente. Los valores de potencia activa y reactiva de esta carga trifásica dependen de la potencia, escalada de otro circuito, cuya fuente de alimentación trifásica toma como entrada la tensión escalada de la máquina sincrónica.

De esta manera, se configura un lazo cerrado en el cual es posible ajustar el nivel de tensión de salida de la máquina sincrónica sin alterar el modelo original. Si bien este esquema de simulación permite evitar la complejidad de ajustar los lazos de control de velocidad y tensión de excitación de la máquina sincrónica y brinda flexibilidad en el nivel de tensión de salida, no representa con fidelidad la dinámica del sistema puesto que la tensión del modelo de máquina utilizado no coincide con el nivel de tensión utilizado.

**Figura 3.26.** Esquema de simulación para máquina diésel usando un escalado de potencia.



### 3.5. Modelo de la batería

Las baterías se pueden modelar de múltiples maneras. Dentro de los modelos más utilizados pueden mencionar: modelos electroquímicos, modelos de inteligencia computacional, modelos circuitales, entre otros. Los modelos electroquímicos se suelen representar con un conjunto de ecuaciones diferenciales acopladas como las que se pueden encontrar en [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32]. Por su parte, los modelos basados en inteligencia computacional, como los que se encuentran en [33], [34], utilizan redes neuronales, procesos gaussianos y regresión de vectores de soporte, entre otras técnicas, para reproducir la dinámica de los parámetros eléctricos de la batería.

En el caso particular de los modelos circuitales, la batería se modela como un conjunto de elementos pasivos, como resistencias y capacitores, y elementos activos como fuentes de tensión que dependen de parámetros como el estado de carga (SoC por sus siglas en inglés) [35]. Entre las ventajas que tiene el uso de este tipo de modelos se encuentran: comprensión de la batería desde una perspectiva puramente eléctrica evitando la complejidad de la química del sistema, determinación de parámetros a través de pruebas de laboratorio con equipos comunes como cargas controlas y sistemas de adquisición de datos.

Este tipo de modelos pueden considerarse como modulares y se pueden adicionar elementos para refinar el modelo o quitar elementos para simplificar el modelo, y finalmente, el modelo se puede adaptar para diferentes tipos de baterías (la adaptación puede abordarse solamente desde la determinación de parámetros y conservando la misma estructura circuital). Adicionalmente, el modelo circuital puede ser acoplado directamente a la etapa de conversión electrónica.

El modelo circuital utiliza el SoC de la batería como uno de los principales parámetros de entrada. El SoC se puede determinar a partir del conteo del flujo de corriente, como se presenta en la ecuación (3.16) [36].

$$SoC = SoC_{inicial} - \frac{1}{Q_{nominal}} \int i(t) dt \quad (3.16)$$

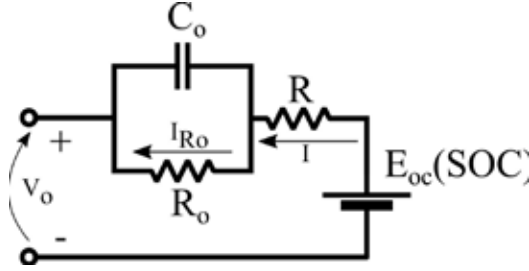
Donde:

$SoC_{inicial}$  corresponde al estado de carga inicial.

$Q_{nominal}$  es la capacidad nominal de carga de la batería en A/h.

$i(t)$  es la corriente que fluye por la batería en A.

Los elementos como resistencias y condensadores que conforman el modelo circuital de la batería, como el que se muestra en la Figura 3.27, se pueden modelar como funciones del SoC. Por ejemplo, en la ecuación (3.17) la resistencia serie  $R$  se define en función el SoC. De forma similar, la fuente de tensión  $E_{oc}$  tiene una relación no lineal con el SoC, la cual es descrita por la ecuación (3.18) [37]. Este enfoque también es utilizado en trabajos como [35], [38], [39].

**Figura 3.27.** Modelo circuital de la batería.

$$R(SoC) = b_0 \exp(-b_1 SoC) + b_2 + b_3 SoC - b_4 SoC^2 + b_5 SoC^3 \quad (3.17)$$

$$E_{oc}(SoC) = a_0 \exp(-a_1 SoC) + a_2 + a_3 SoC - a_4 SoC^2 + a_5 SoC^3 \quad (3.18)$$

Los parámetros  $C_0$  y  $R_0$  en la Figura 3.27 también suelen ser definidos como dependientes del SoC. Para simplificar la implementación del modelo, estos parámetros se asumen constantes. Esto, considerando que en el rango de operación segura de una batería (20 %-90 %) del SoC, este valor permanece casi constante, de acuerdo con la información presentada por [40], [41], [42].

### 3.5.1. Esquema de simulación

El esquema de simulación seleccionado para implementar es el modelo circuital como el de la Figura 3.27. El principal reto en la implementación del modelo es la implementación de sus componentes en función del SoC. Para esto, el esquema de simulación está conformado por dos partes principales. La primera, es un integrador reinicializable que se encarga de determinar la cantidad de carga entregada o recibida por la batería.

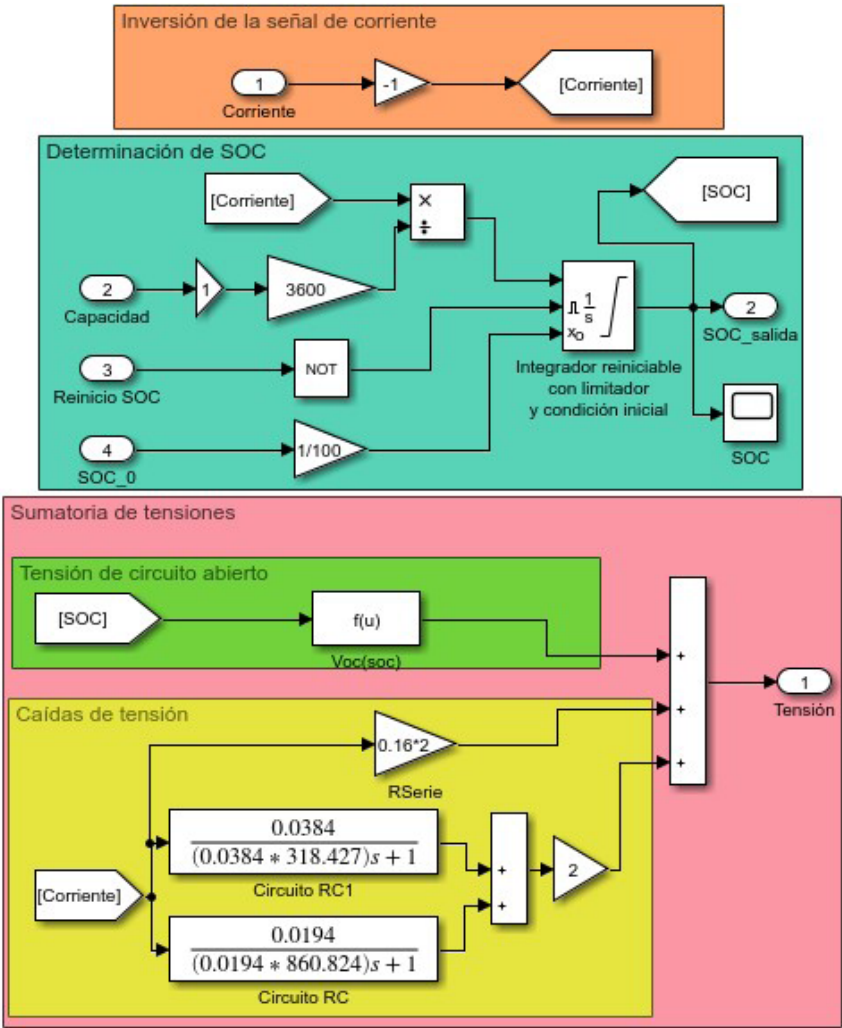
Con este valor, es posible determinar el SoC de la batería, el cual, a su vez constituye la entrada de la fuente de tensión dependiente y de la resistencia serie. Con este esquema se configura un lazo de realimentación en el cual el valor tensión de circuito abierto,  $V_o$  en el modelo de la Figura 3.27, depende indirectamente del valor de corriente que circula por la batería y de la tensión de la fuente  $E_{oc}$ .

La segunda parte del esquema de simulación utiliza una suma algebraica de tensiones para determinar la tensión en bornes de la batería, al partir de

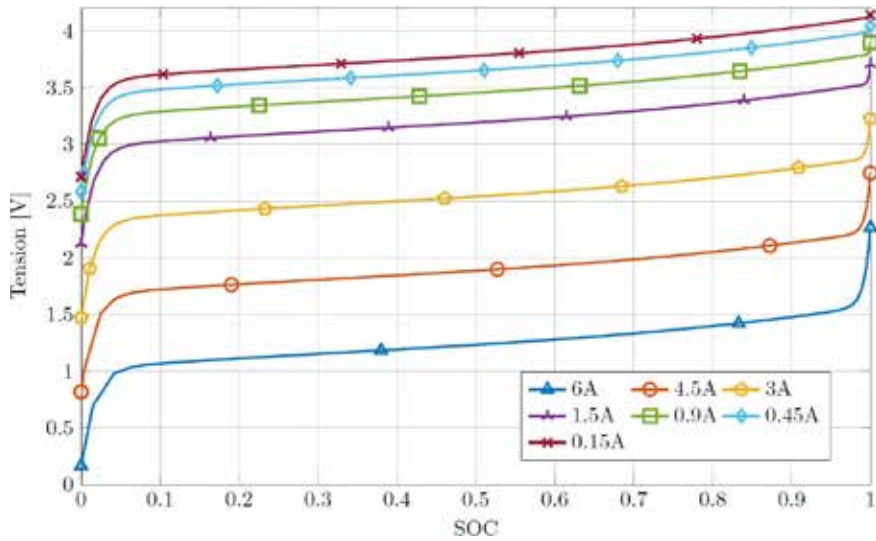
la corriente y la representación en el dominio de Laplace de los demás elementos del circuito. El modelo completo se presenta en la Figura 3.28.

Es importante mencionar que los valores de los parámetros  $b_1$  y  $a_1$  de las ecuaciones (3.17) y (3.18) se tomaron del trabajo desarrollado en [37]. Las Figuras 3.29 y 3.30 muestran las curvas características de tensión versus el SoC, obtenidas del modelo de la batería para descarga y carga, respectivamente. Por su parte, la Figura 3.31 muestra la respuesta de la batería ante corrientes pulsantes durante el proceso de carga o descarga.

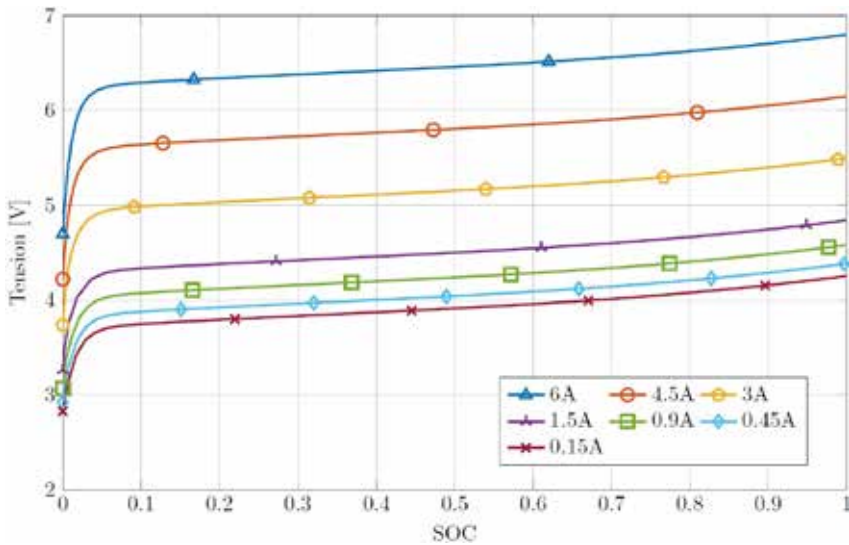
Figura 3.28. Esquema de simulación de la batería.



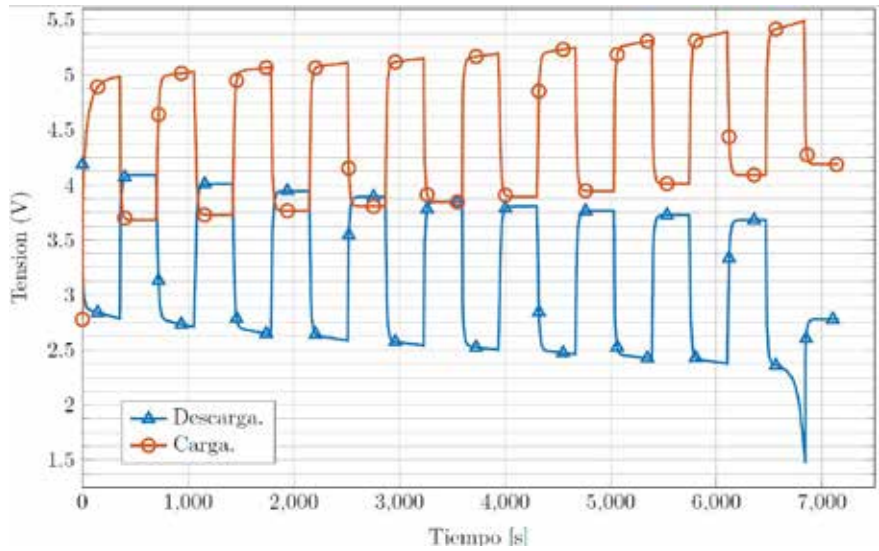
**Figura 3.29.** Curvas SoC vs tensión de en bornes ( $V_0$ ), para diferentes corrientes de descarga. SoC inicial de 100 %.



**Figura 3.30.** Curvas SoC vs. tensión de en bornes ( $V_0$ ), para diferentes corrientes de carga. SoC inicial de 0 %.



**Figura 3.31.** Tensión en bornes ( $V_0$ ), para carga y descarga pulsada de 3 A. En cada pulso se entrega o se extrae un 10 % de carga respecto a la carga nominal.



### 3.6. Modelo del panel solar fotovoltaico

La energía irradiada por el sol a la tierra es aprovechable en múltiples formas, una de estas, es mediante la transformación de energía solar fotovoltaica en energía eléctrica. Para este propósito existen las celdas solares fotovoltaicas, que es un dispositivo capaz de transformar esta energía en energía eléctrica. El proceso de conversión se realiza a partir del efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico hace que una juntura PN, estructura elemental de la celda solar fotovoltaica, sea capaz de convertir la densidad de potencia por unidad de área, medida en Irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Los arreglos de celdas fotovoltaicas se configuran en paneles, y a su vez, los arreglos de paneles solares fotovoltaicos se han convertido en formas de centralizar la generación de energía eléctrica. Esto, como respuesta natural a la madurez de la tecnología de generación fotovoltaica y a la creciente demanda energética de los centros urbanos.

Si bien los arreglos de paneles solares fotovoltaicos pueden alcanzar niveles de generación de potencia del orden de los MW, la tecnología solar fotovoltaica es flexible en cuanto al tamaño y lugar de instalación lo que permite

su uso en esquemas de generación distribuida. Entendiendo de forma general la generación distribuida como sistemas de generación de energía eléctrica de unidades de generación de capacidades lo suficientemente pequeñas, que permiten su instalación en lugares no dedicados a la generación de energía eléctrica, como por ejemplo viviendas y edificios de oficinas.

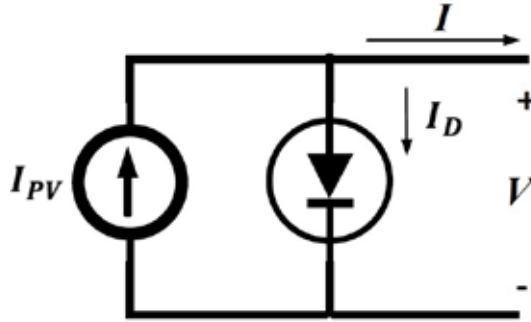
El diseño de sistemas solares fotovoltaicos de generación distribuida o centralizada requiere un modelo de generador fotovoltaico, el cual puede tener múltiples propósitos como integración con los modelos de convertidores para determinar la dinámica del sistema, análisis de sistemas de protección y programación de recursos de generación, entre otros.

El modelado de panel solar fotovoltaico se ha enfocado desde varias perspectivas, lo que a su vez permite separar los modelos en varios tipos, por ejemplo, modelos de tipo circuital, modelos explícitos y modelos basados en inteligencia artificial, entre otros.

En esta sección se revisarán los trabajos de modelos circuitales y modelos explícitos, puesto que este tipo de modelos tienen una integración directa con plataformas de simulación como Simulink y Psim. Los parámetros del modelo se pueden obtener a partir de la información de la hoja de datos del panel (*datasheet*), y proporcionan relaciones matemáticas que se pueden relacionar de forma directa con las generalidades del fenómeno fotovoltaico o con la estructura física del panel. En contraste, los modelos que hacen uso de la inteligencia artificial o el Machine Learning definen relaciones matemáticas que no tienen una relación o interpretación directa con la estructura del panel en general.

### 3.6.1. Modelos circuitales

Los modelos circuitales buscan la caracterización del panel a través de un arreglo circuital compuesto por una fuente de corriente, uno o dos diodos, y una o dos resistencias. La existencia de cada uno de estos elementos se justifica desde la estructura misma del panel. El modelo más básico está compuesto por un circuito compuesto por una fuente de corriente y un diodo en antiparalelo, como se muestra en la Figura 3.32.

**Figura 3.32.** Interpretación gráfica del modelo de celda solar básico.

El único elemento activo del modelo de la Figura 3.32 es una fuente de corriente, la cual, representa la corriente que se genera por el efecto fotovoltaico  $I_{PV}$ . Es común encontrar en la literatura que esta corriente dependa exclusivamente de dos parámetros: la irradiancia y la temperatura. Esta hipótesis ha sido suficiente para dar lugar a modelos con exactitudes aceptables. La forma de obtener de un panel fotovoltaico la máxima corriente es cortocircuitando sus terminales. La relación que tiene esta corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ), con la irradiancia ( $G$ ) y con la temperatura, se modela a través de expresiones matemáticas de proporcionalidad sencillas, pero que han demostrado ser suficientes para garantizar la exactitud del modelo.

En este sentido, las ecuaciones (3.19) y (3.20) representan una de las formas que se utilizan para modelar la corriente de cortocircuito de un panel, en función de la irradiancia ( $G$ ) y la temperatura ( $T$ ), respectivamente. Como valor de referencia para la corriente de corto circuito, típicamente se usa su valor medido a condiciones estándar ( $I_{sc_{STC}}$ ) (Standard Test Conditions [STC]), las cuales corresponden a  $G_{STC} = 100W / m^2$  y  $T_{STC} = 25^\circ C$ . Por otro lado, el parámetro  $\mu_{I_{sc}}$  de la ecuación (3.20) es un parámetro de la especificación técnica del panel que cuantifica la proporcionalidad entre los cambios de temperatura y la corriente de cortocircuito.

$$I_{sc}(G) = I_{sc_{STC}} \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (3.19)$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc_{STC}} \left( 1 + \mu_{I_{sc}} (T - T_{STC}) \right) \quad (3.20)$$

Las ecuaciones (3.19) y (3.20) se pueden unir en una sola expresión que modela la corriente fotovoltaica o de cortocircuito en función de la temperatura y la irradiancia. Esta expresión se presenta en la ecuación (3.21).

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc_{STC}} \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \left( 1 + \mu_{I_{sc}} (T - T_{STC}) \right) \quad (3.21)$$

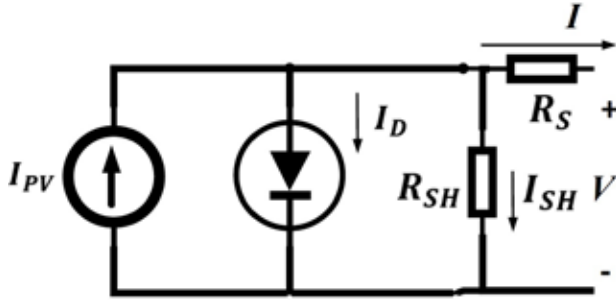
Por otro lado, respecto a los elementos pasivos que conforman el modelo circuital se tiene un diodo que se conecta en paralelo con la fuente de corriente, este diodo representa a la juntura PN, la cual, como se mencionó anteriormente se encarga de aprovechar el fenómeno fotoeléctrico para producir una corriente eléctrica. La juntura PN modelada como un diodo se puede representar con la ecuación de Shockley de la ecuación (3.22)

$$I_D = I_o \left( \exp \left( \frac{qV_D}{nk_B T} \right) - 1 \right) \quad (3.22)$$

La ecuación de Shockley modela la relación entre la corriente  $I_D$  (en amperios) y la tensión del diodo  $V_D$  (en voltios) en función de una corriente de saturación  $I_o$  (en amperios), la carga del electrón  $q$  ( $-1.6 \times 10^{-19} C$ ), un factor de idealidad de la juntura (adimensional)  $n$ , la constante de Boltzmann  $k_B$  ( $1.38 \times 10^{-23} J / K$ ), y la temperatura absoluta  $T$  (en grados Kelvin).

Como se presenta en la Figura 3.32 la forma de la curva, que relaciona tensión y corriente de un panel surge, en una primera aproximación, como la diferencia entre la corriente de una fuente de corriente y corriente del diodo. Para modelar las pérdidas que tiene el panel e incrementar la exactitud del modelo se pueden incluir dos resistencias al modelo. Una resistencia serie  $R_s$  que generalmente se relaciona con las pérdidas por contactos galvánicos, como los que existen entre la juntura PN y los electrodos, y otra resistencia en paralelo ( $R_{SH}$ ) la cual se relaciona con las pérdidas por corrientes de fuga en la juntura PN [43]. El modelo con las dos resistencias en mención se presenta en la Figura 3.33.

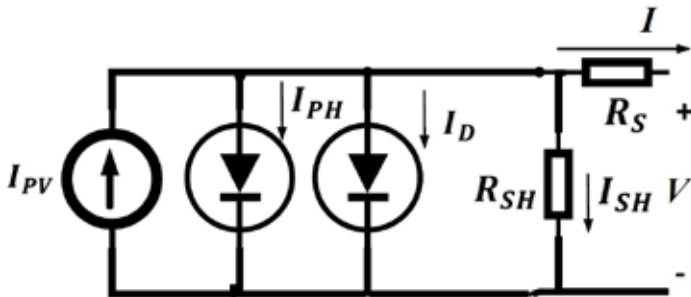
**Figura 3.33.** Modelo de panel con resistencias para modelar pérdidas.



En este punto, es relevante considerar la cantidad de parámetros que implica el modelo, ya que la complejidad de la determinación de parámetros depende de la cantidad de estos. El valor de las dos resistencias antes mencionadas junto con la corriente de saturación del diodo  $I_0$  y el factor  $n$  de este, provenientes de la ecuación no lineal del diodo, implican un total de cuatro parámetros desconocidos.

El modelo se puede refinar con la adición de un segundo diodo en paralelo que modela características adicionales de la juntura PN, como la corriente de recombinación y las impurezas del material [44]. Con la adición de un segundo diodo en paralelo se tendría un total de seis parámetros desconocidos, el modelo con los dos diodos se presenta en la Figura 3.34.

**Figura 3.34.** Modelo de panel con dos diodos.



Trabajos como el presentado en [45] realizan un listado de algunos de los modelos circuitales con su cantidad de parámetros desconocidos. El siguiente listado es un resumen que considera que las características de la fuente de corriente fotovoltaica no son desconocidas:

- Modelo de un solo diodo conectado en paralelo con una fuente de corriente, dos parámetros desconocidos.
- Modelo de un solo diodo conectado en paralelo con una fuente de corriente y una resistencia serie, tres parámetros desconocidos.
- Modelo de un solo diodo conectado en paralelo con una fuente de corriente, una resistencia en paralelo y una resistencia serie, cuatro parámetros desconocidos.

Si bien, la adición de cada elemento afecta la curva característica del panel, la cual se manifiesta en su forma más simple en el modelo más simple de la Figura 3.32. En particular, las resistencias en serie y paralelo tienen una afectación específica sobre esta curva. Dichas afectaciones se usan como base para determinar estas resistencias a partir de curvas experimentales. Por ejemplo, la resistencia en paralelo se puede aproximar como la pendiente de la curva V-I en el punto en el que se tiene la corriente de cortocircuito, lo anterior se traduce en la evaluación de una derivada, como se presenta en la ecuación (3.23).

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (3.23)$$

En contraste, la resistencia serie se determina en trabajos como [46] con expresiones más elaboradas que dependen de funciones exponenciales que combinan variables de temperatura y potencia. Diferentes técnicas se han estudiado para la determinación de parámetros, estas abarcan diferentes enfoques, como, por ejemplo, métodos iterativos para solución de ecuaciones no lineales, inteligencia computacional, entre otros.

### 3.6.2. Modelos explícitos

El modelo de panel solar fotovoltaico a implementar se tomó del trabajo presentado en [47]. Este modelo representa la relación entre tensión y corriente del panel, con el uso de dos funciones y un parámetro, ( $s$ ), la ecuación (3.24) representa la ecuación principal del modelo.

$$I = I_{sc}(T, G) \left( 1 - \left( \frac{V}{V_{oc}(T, G)} \right)^s \right) \quad (3.24)$$

La función  $V_{oc}(T, G)$  representa la tensión de circuito abierto en función de la temperatura  $T$  y la irradiancia  $G$ . Esta función se define en la ecuación (3.25), mientras que la expresión para  $I_{sc}(T, G)$  se puede encontrar en la ecuación (3.21).

$$V_{oc}(T, G) = V_{oc} \left( 1 + \mu_{V_{oc}} (T - T_{STC}) \right) + N_s V_{t,T} \log \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (3.25)$$

Donde:

$I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del panel en Amperios.

$G$  es la irradiancia en  $W / m^2$ .

$G_{STC}$  es la irradiancia a condiciones STC ( $1000 W / m^2$ ).

$\mu_{I_{sc}}$  es el coeficiente que relaciona la corriente de cortocircuito con la temperatura ( $\% / ^\circ C$ ).

$T$  es la temperatura de la celda (K).

$T_{STC}$  es la temperatura de la celda a condiciones STC ( $25^\circ C$ ).

$V_{oc}$  es la tensión de circuito abierto (V)

$N_s$  es el número de celdas en serie.

$\mu_{V_{oc}}$  es el coeficiente que relaciona la tensión de circuito abierto y la temperatura ( $\% / ^\circ C$ ).

$V_{t,T}$  es el voltaje térmico en voltios, definido en la ecuación (3.26).

$$V_{t,T} = \frac{kT}{q} \quad (3.26)$$

Donde:

$k$  es la constante de Boltzmann,  $1.38 \times 10^{-23} J / K$

$q$  es carga del electrón,  $-1.6 \times 10^{-19} C$

El factor  $s$  se determina numéricamente solucionando la ecuación (3.27).

$$|FF_{T,G} - pmp| \quad (3.27)$$

La ecuación (3.27) representa el valor absoluto de la diferencia entre un parámetro denominado factor de forma ( $FF_{T,G}$ ) y la potencia máxima generada por el panel ( $P_{mp}$ ). Este valor se obtiene de la ecuación (3.28), y se encuentra normalizado respecto a la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito, el cual depende de la temperatura y la irradiancia.

$$pmp = \frac{P_{mp}}{I_{sc}(T,G)V_{oc}(T,G)} \quad (3.28)$$

El factor de forma  $FF_{T,G}$  se define mediante una relación empírica que relaciona el producto de la corriente y tensión de máxima potencia, ( $I_{mpp}$ ) y ( $V_{mpp}$ ), respectivamente, con el producto de la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto, como se presenta en la ecuación (3.29) [48].

$$FF_{T,G} = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} = FF_0 (1 - r_s) \quad (3.29)$$

Donde:

$$FF_0 = \frac{v_{oc,T} - \ln(v_{oc,T} + 0.72)}{v_{oc,T} + 1} \quad (3.30)$$

Y a su vez, el parámetro  $v_{oc,T}$  se define como:

$$v_{oc,T} = \frac{V_{oc,T}}{N_s n V_{t,T}} \quad (3.31)$$

En la ecuación (3.31) el factor de idealidad  $n$  típicamente cercano a 1, que se puede modificar para ajustar el modelo. Por su parte, el parámetro  $V_{oc,T}$  define la relación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, que al asumirse lineal se puede expresar como:

$$V_{oc,T} = V_{oc} + \mu_{V_{oc}} (T - T_{STC}) \quad (3.32)$$

Adicionalmente,

$$r_s = \frac{I_{sc,G}}{V_{oc,T}} R_s \quad (3.33)$$

Asumiendo una relación lineal entre la irradiancia y la corriente de corto circuito:

$$I_{sc,G} = I_{sc} \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (3.34)$$

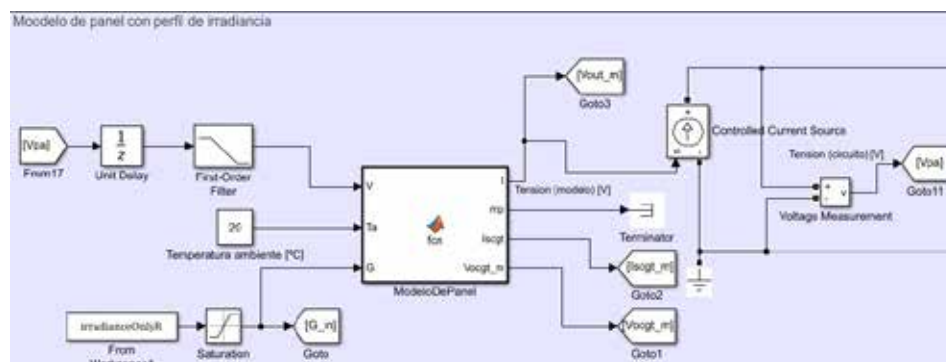
Se llega a la ecuación (3.35) que aproxima la resistencia serie de módulo fotovoltaico como:

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (3.35)$$

### 3.6.3. Implementación del modelo en Simulink

Con el objetivo de usar el modelo de panel fotovoltaico en modelos de simulación de microrredes, se implementó el modelo en Simulink. El esquema básico del modelo en Simulink se presenta en la Figura 3.35. Dado que la ecuación (3.24) relaciona explícitamente la tensión y corriente del panel, es posible implementar el modelo en Simulink con un bloque que contiene el conjunto de ecuaciones que definen el modelo (3.24) a (3.35). A este bloque de Simulink se asocian tanto las entradas como las salidas del modelo.

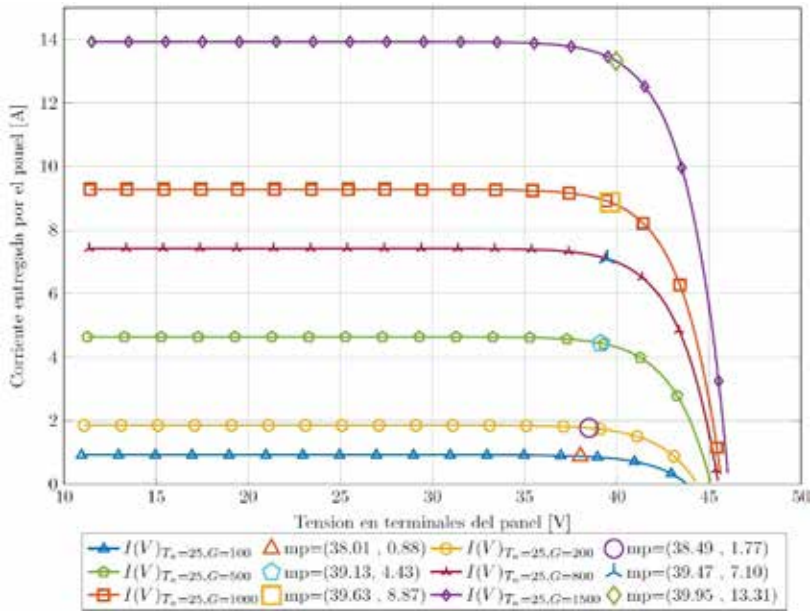
**Figura 3.35.** Esquema de simulación para el modelo de panel implementado en Simulink.



Las Figuras 3.36 y 3.37 presentan las curvas características obtenidas del modelo. Las figuras muestran las curvas de corriente versus tensión de panel ante variaciones de irradiancia y temperatura, respectivamente. También, se presentan las curvas de potencia versus tensión y su comportamiento ante

variaciones de irradiancia y temperatura (Figuras 3.38 y 3.39). En las curvas se puede ver que es posible reproducir los comportamientos característicos de los generadores fotovoltaicos.

**Figura 3.36.** Curvas IV del modelo de panel ante variaciones de irradiancia.



**Figura 3.37.** Curvas IV del modelo de panel ante variaciones de temperatura.

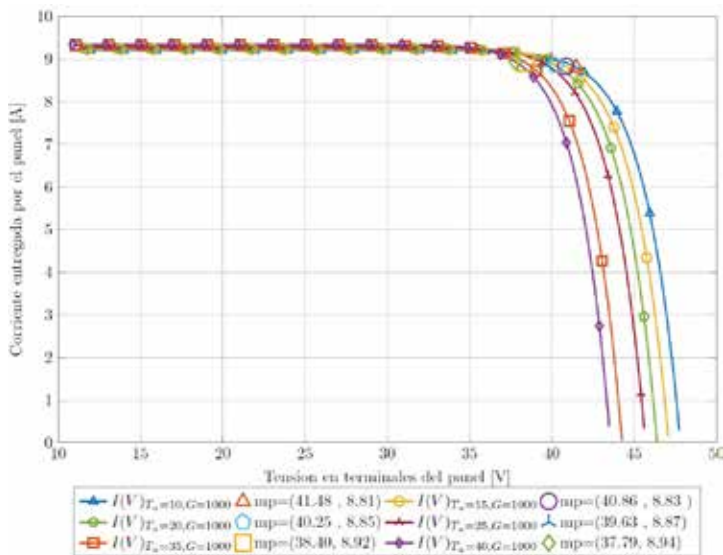


Figura 3.38. Curvas PV del modelo de panel ante variaciones de irradiancia.

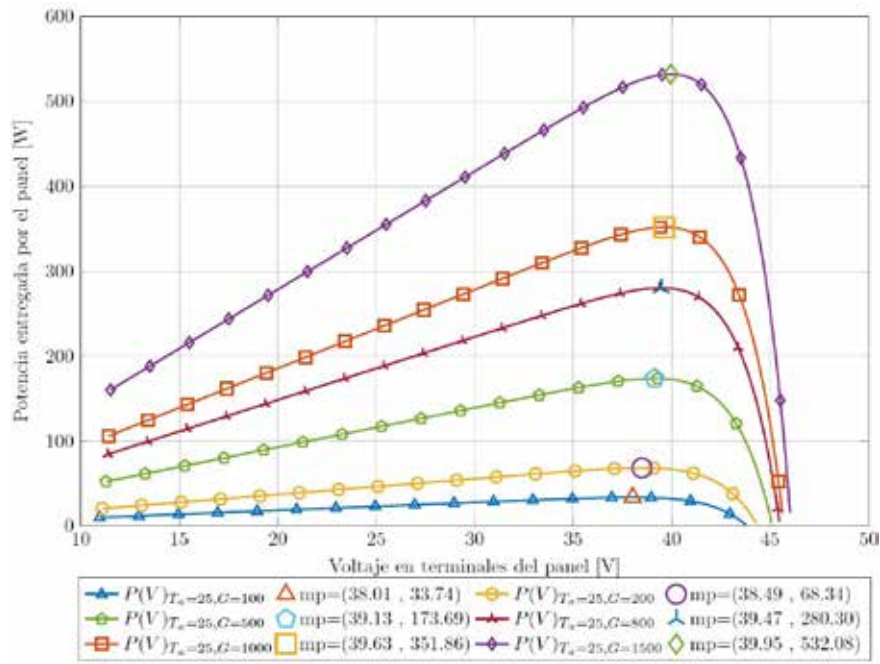
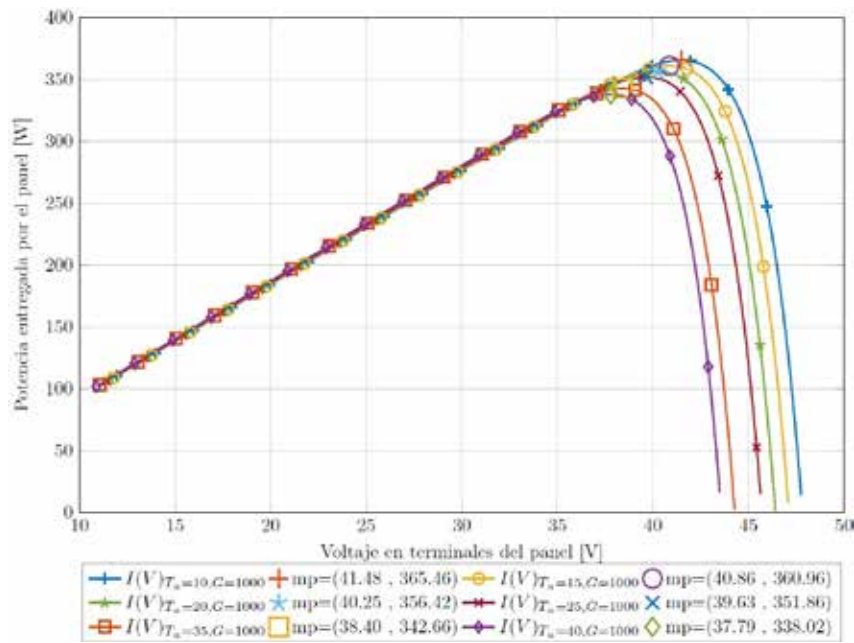


Figura 3.39. Curvas PV del modelo de panel ante variaciones de temperatura.



### 3.7. Conclusiones

En ese trabajo se presentó la implementación de modelos para diferentes tecnologías de generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y perfiles de carga residenciales, todo esto en el contexto de una microrred residencial. En cuanto a los modelos de generación distribuida, se consideró el aerogenerador, el generador diésel y el panel solar fotovoltaico. Frente al sistema de almacenamiento, se consideró una batería de Li-ion, y para el modelo de carga se tuvo en cuenta un consumo residencial trifásico en el que se parte de la generalización del consumo nacional en Colombia.

Los modelos de generadores distribuidos se pueden clasificar en dos grupos, en función de su forma de implementación. El primero, son los modelos de implementación explícita, es decir, los modelos cuya implementación hace uso de un bloque en el cual se establecen de forma explícita una o más ecuaciones que definen el modelo. En este grupo de modelos se encuentran los modelos del aerogenerador y el de panel solar fotovoltaico. En el segundo grupo, se tienen los modelos de implementación implícita, como lo son los modelos del generador diésel, el de la batería y el de la carga. En estos casos, los modelos se construyeron con bloques de Simulink, en los que la definición del modelo está implícita en los bloques utilizados y la forma en que estos interactúan entre sí.

La ventaja común de los modelos clasificados como explícitos es su implementación directa, al evitar cálculos previos que definen parámetros requeridos en la implementación. La implementación parte de las ecuaciones que definen los modelos y le da claridad al proceso al evitar la complejidad de las interacciones de los múltiples bloques.

Lo anterior se ejemplifica en el modelo del aerogenerador y del panel fotovoltaico. En particular, para el modelo de aerogenerador, si bien la implementación del modelo no fue enteramente en un bloque en el cual se establecieron la totalidad de las ecuaciones, sí se usó un conjunto de ecuaciones explícitas que definieron un subsistema que modeló la relación entre la velocidad del viento, la velocidad angular de la máquina, y el torque de esta, dejando fuera de este subsistema la máquina eléctrica. Esta última, fue modelada directamente por un bloque de Simulink.

El otro modelo que se clasificó como explícito es el del panel solar fotovoltaico. Este modelo tiene una ventaja comparativa, pues usa únicamente la información de la hoja de datos para establecer las ecuaciones que definen el modelo. Cabe resaltar que al igual que en el modelo de aerogenerador, la implementación de este es directa. Esto, como consecuencia de la ecuación explícita del modelo que define la relación entre tensión y corriente del panel.

Otra ventaja de usar un modelo de implementación directa definido a través de una ecuación explícita, es lo compacto que resulta el modelo en su esquema de simulación. Por ejemplo, en el caso del modelo de panel fotovoltaico implementado solo se hace uso de dos bloques. Un bloque en el que se programan las ecuaciones, y una fuente de corriente dependiente que le permite al modelo interactuar con un circuito. Para futuros desarrollos, este modelo podría validarse contra diferentes tipos de panel, y en paralelo, para cada uno de estos tipos de panel se podría establecer una expresión explícita que defina el parámetro  $s$  de la ecuación principal del modelo. De esta forma, se simplificaría la implementación del modelo al evitar el uso de un método numérico en cada cambio de parámetros iniciales.

Si bien los modelos explícitos, como los presentados en este trabajo para aerogenerador y panel solar fotovoltaico, tienen la ventaja de contar con una implementación directa, un esquema de simulación compacto y utilizar datos de hojas con especificaciones suministradas por fabricantes, los modelos presentan retos frente a inconsistencias matemáticas al retroalimentar variables, como velocidad angular de la máquina, para el caso del aerogenerador, y la corriente de salida, para el caso del panel. Esta retroalimentación debe manejarse en el bloque de ecuaciones programadas, que la recibe como entrada para garantizar la coherencia del modelo, al mismo tiempo que se evitan inconsistencias matemáticas como divisiones por cero, entre otras.

En contraste con los modelos explícitos, los modelos implícitos, según la clasificación propuesta en este trabajo, como lo son el modelo de carga, el modelo de generador diésel y el modelo de batería, hacen uso de esquemas de simulación con bloques e interacciones más complejas, respecto a los modelos explícitos. Sin embargo, este tipo de modelos presentan menos problemas de inconsistencias matemáticas, los cuales son controlados por Simulink.

Con relación al modelo de carga, se tiene un modelado que evita considerar el detalle de cargas específicas y que parte de una curva de demanda a nivel nacional, de la cual se aproxima una curva de demanda para una única vivienda. Esto es particularmente útil para escenarios en los que se requiere un modelado rápido de la carga de un sector en particular. Sin embargo, este modelo tiene la limitación de considerar como constantes tres parámetros, la tendencia de la curva, el factor de potencia y el balance de las fases.

Si bien, considerar como constante estos parámetros nos es realista, y podría tenerse en cuenta en trabajos futuros, sí contribuye en la simplicidad del modelo, lo cual lo hace deseable para esquemas de simulación, en los que el centro de atención no sea la variabilidad de la carga o los efectos de la carga sobre la calidad de potencia del sistema.

Los otros dos modelos implícitos que se desarrollaron en este trabajo fueron el del generador diésel y el de la batería de Li-Ion. En relación con el modelo de generador diésel se presentó un modelo de simulación enfocado en la máquina sincrónica y sus dos lazos de control, el de tensión de excitación y el control de la velocidad. De esta forma, se simplifica el modelo de la máquina de combustión a un esquema de bloques, en el que solo se consideró, por un lado, el retardo que existe entre la inyección de combustible y la generación de potencia mecánica; por el otro lado, se tiene el actuador, el cual modela el sistema que inyecta el combustible, y un controlador en un lazo cerrado que recibe como valor de referencia la velocidad sincrónica de la máquina. Este último tiene como objetivo ajustar la cantidad de combustible inyectada que cambia el torque generado. Con esta simplificación de la máquina de combustión, se logra un modelo útil para esquemas de simulación, en el que lo relevante es la dinámica de la máquina sincrónica.

Cabe resaltar que la dinámica de la máquina diésel tiene un efecto sobre la máquina sincrónica, pero al estar la máquina diésel representada por un modelo simplificado esta tiene una menor relevancia respecto de la máquina sincrónica. De esta forma, se logra un modelo de generador diésel de implementación rápida que requiere solo los parámetros del actuador y la cuantificación del retardo que caracteriza la máquina diésel.

Respecto al modelo de batería, cabe señalar que se implementó un modelo circuital que usa bloques de funciones de transferencia para representar

elementos del circuito como resistencias y condensadores, y de esta forma reproducir comportamientos dinámicos de largo y corto tiempo. En contraste, el modelado de la fuente de tensión y la resistencia serie de salida, se representan por funciones del SoC aproximando así el comportamiento esperado de la curva de tensión de salida de la batería frente a su estado de carga. Sin embargo, este modelo de simulación requiere una serie de parámetros, que se pueden obtener de forma experimental, o como en el caso de este trabajo, recurrir a parámetros ya reportados en la literatura y aun así reproducir de manera aproximada la dinámica de las baterías.

### 3.8. Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo brindado por Minciencias, la Universidad Distrital Francisco José de Caldas y a la Universidad Antonio Nariño, a través del proyecto de investigación titulado “Gestión de energía basada en computación en la nube para la interoperabilidad entre un grupo de microrredes aisladas”, código 70172, desarrollado en el marco del “Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables”, contrato 80740-542-2020.

### Referencias

- [1] Siemens, “Microgrids White Paper,” 2011. [Online]. Available: [https://www.climateaction.org/white-papers/microgrids\\_as\\_a\\_solution\\_to\\_integrate\\_renewable\\_generation#top](https://www.climateaction.org/white-papers/microgrids_as_a_solution_to_integrate_renewable_generation#top)
- [2] T. Kim and W. Qiao, “A hybrid battery model capable of capturing dynamic circuit characteristics and nonlinear capacity effects,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, 2011, doi: 10.1109/TEC.2011.2167014.
- [3] M. Chen and G. A. Rincón-Mora, “Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.874229.
- [4] A. C. Charalampidis, A. E. Chaniotis, and A. G. Kladas, “Wind time series modeling and stochastic optimal control for a grid-connected permanent magnet wind turbine generator,” *Optim Control Appl Methods*, vol. 37, no. 5, 2016, doi: 10.1002/oca.2221.

- [5] M. W. Rahman, K. Velmurugan, M. S. Mahmud, A. Al Mamun, and P. Ravindran, "Modeling of a stand-alone Wind-PV Hybrid Generation System Using (MATLAB/SIMULINK)," in *Proceedings - IEEE 2021 International Conference on Computing, Communication, and Intelligent Systems, ICCIS 2021*, 2021, doi: 10.1109/ICCIS51004.2021.9397194.
- [6] S. S. Laxminarayan, M. Singh, A. H. Saifee, and A. Mittal, "Design, Modeling and Simulation of Variable Speed Axial Flux Permanent Magnet Wind Generator," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, pp. 114–124–114–124, 2017, doi: 10.1016/j.seta.2017.01.004.
- [7] M. W. Rahman, K. Velmurugan, M. S. Mahmud, A. Al Mamun, and P. Ravindran, "Modeling of a Stand-Alone Wind-Pv Hybrid Generation System Using (MATLAB/SIMULINK)," in *2021 International Conference on Computing, Communication, and Intelligent Systems (ICCIS)*, 2021, pp. 1000–1006–1000–1006, doi: 10.1109/ICCIS51004.2021.9397194.
- [8] C. Zhang and F. Plestan, "Adaptive Sliding Mode Control of Floating Offshore Wind Turbine Equipped by Permanent Magnet Synchronous Generator," *Wind Energy*, vol. 24, no. 7, pp. 754–769–754–769, doi: <https://doi.org/10.1002/we.2601>.
- [9] J. Hossain, E. Hossain, N. Sakib, and R. Bayindir, "Modelling and Simulation of Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine: A Step to Microgrid Technology," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 7, no. 1, pp. 443–450–443–450, doi: 10.20508/ijrer.v7i1.5615.g7013.
- [10] M. Yin, G. Li, M. Zhou, and C. Zhao, "Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–6–1–6, doi: 10.1109/PES.2007.385982.
- [11] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2011, doi: 10.1002/9780470667057.
- [12] E. Energy, "Small Wind Turbine E70PRO - The Latest Technology." Accessed: Jan. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.enair.es/en/small-wind-turbines/e70pro>
- [13] X. M, "Histórico de Demanda." Accessed: Jan. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historicode-demanda.aspx>

- [14] UPME, “Quiénes Somos, Unidad de Planeación Minero Energética UPME.” Accessed: Jan. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Quienes-Somos.aspx>
- [15] UPME, “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia.” Accessed: Aug. 06, 2024. [Online]. Available: [https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/UPME\\_Proyeccion\\_Demanda\\_Energia\\_Electrica\\_Junio\\_2016.pdf](https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Junio_2016.pdf)
- [16] Superservicios, “Reportes SUI Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.” Accessed: Aug 20, 2024. [Online]. Available: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Energia>
- [17] S. Benhamed *et al.*, “Dynamic Modeling of Diesel Generator Based on Electrical and Mechanical Aspects,” in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016, pp. 1–6–1–6, doi: 10.1109/EPEC.2016.7771756.
- [18] T. MathWorks, “Model the Dynamics of Simplified Three-Phase Synchronous Machine - Simulink - MathWorks.” Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/simplifiedsynchronousmachine.html>.
- [19] M. Tuffaha and J. T. Gravdahl, “Control-Oriented Model of a Generating Set Comprising a Diesel Engine and a Synchronous Generator,” *Modeling, Identification and Control*, vol. 36, no. 4, pp. 199–214–199–214, 2015, doi: 10.4173/mic.2015.4.1.
- [20] M. A. Rahman, A. M. Osheiba, T. S. Radwan, and E. S. Abdin, “Modelling and Controller Design of an Isolated Diesel Engine Permanent Magnet Synchronous Generator,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 2, pp. 324–330–324–330, 1996, doi: 10.1109/60.507185.
- [21] M. Rezkallah and A. Chandra, “Wind Diesel Battery Hybrid System with Power Quality Improvement for Remote Communities,” in *2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2011, pp. 1–6–1–6, doi: 10.1109/IAS.2011.6074303.
- [22] M. Rezkallah and A. Chandra, “Control of Wind-Diesel Isolated System with Power Quality Improvement,” in *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, 2009, pp. 1–6–1–6, doi: 10.1109/EPEC.2009.5420769.

- [23] S. Krishnamurthy, T. M. Jahns, and R. H. Lasseter, "The Operation of Diesel Gensets in a CERTS Microgrid," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–8–1–8, doi: 10.1109/PES.2008.4596500.
- [24] T. MathWorks, "Emergency Diesel-Generator and Asynchronous Motor." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/emergencydiesel-generator-and-asynchronous-motor.html>
- [25] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-1992*, pp. 1–56–1–56, 1992, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421
- [26] M. Doyle, T. F. Fuller, and J. Newman, "Modeling of Galvanostatic Charge and Discharge of the Lithium/Polymer/Insertion Cell," *J Electrochem Soc*, vol. 140, no. 6, pp. 1526–1533–1526–1533, doi: 10.1149/1.2221597.
- [27] C. Marc. Doyle, "Design and Simulation of Lithium Rechargeable Batteries," PhD Thesis, 1995. [Online]. Available: <https://personal.math.ubc.ca/~wetton/talks/1995Doyle.pdf>
- [28] M. Doyle and J. Newman, "The Use of Mathematical Modeling in the Design of Lithium/Polymer Battery Systems," *International symposium on polymer electrolytes*, vol. 40, no. 13, pp. 2191–2196–2191–2196, doi: 10.1016/0013-4686(95)00162-8.
- [29] B. Yann Liaw, G. Nagasubramanian, R. G. Jungst, and D. H. Doughty, "Modeling of Lithium Ion Cells—A Simple Equivalent-Circuit Model Approach," *Fourteenth International Conference on Solid State Ionics*, vol. 175, no. 1, pp. 835–839–835–839, doi: 10.1016/j.ssi.2004.09.049.
- [30] J. S. Newman and N. P. Balsara, *Electrochemical Systems*. Wiley, 2019.
- [31] K. Liu *et al.*, "Electrochemical Modeling and Parameterization towards Control-Oriented Management of Lithium-Ion Batteries," *Control Eng Pract*, vol. 124, p. 105176, doi: 10.1016/j.conengprac.2022.105176.
- [32] M. Doyle, J. Newman, A. S. Gozdz, C. N. Schmutz, and J.-M. Tarascon, "Comparison of Modeling Predictions with Experimental Data from Plastic Lithium Ion Cells," *J Electrochem Soc*, vol. 143, no. 6, pp. 1890–1903–1890–1903, doi: 10.1149/1.1836921.

- [33] S. Siva Suriya Narayanan and S. Thangavel, "Machine Learning-Based Model Development for Battery State of Charge– Open Circuit Voltage Relationship Using Regression Techniques," *J Energy Storage*, vol. 49, p. 104098, May 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104098.
- [34] A. A. Shah, F. Yu, W. W. Xing, and P. K. Leung, "Machine Learning for Predicting Fuel Cell and Battery Polarisation and Charge– Discharge Curves," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4811–4821–4811–4821, doi: 10.1016/j.egyr.2022.03.191.
- [35] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, "Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I-V Performance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511–504–511, doi: 10.1109/TEC.2006.874229.
- [36] B. Zine, H. Bia, A. Benmouna, M. Becherif, and M. Iqbal, "Experimentally Validated Coulomb Counting Method for Battery State-of-Charge Estimation under Variable Current Profiles," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 21, 2022, doi: 10.3390/en15218172.
- [37] T. Kim and W. Qiao, "A Hybrid Battery Model Capable of Capturing Dynamic Circuit Characteristics and Nonlinear Capacity Effects," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp. 1172–1180–1172–1180, 2011, doi: 10.1109/TEC.2011.2167014.
- [38] C. Li, N. Cui, Z. Cui, C. Wang, and C. Zhang, "Novel Equivalent Circuit Model for High-Energy Lithium-Ion Batteries Considering the Effect of Nonlinear Solid-Phase Diffusion," *J Power Sources*, vol. 523, p. 230993, doi: 10.1016/j.jpowsour.2022.230993.
- [39] C. Zhang *et al.*, "Real-Time Estimation of Negative Electrode Potential and State of Charge of Lithium-Ion Battery Based on a Half-Cell-Level Equivalent Circuit Model," *J Energy Storage*, vol. 51, p. 104362, doi: 10.1016/j.est.2022.104362.
- [40] F. Eltoumi, A. Badji, M. Becherif, and H. S. Ramadan, "Experimental Identification Using Equivalent Circuit Model for Lithium-Ion Battery," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 19, no. 3, 2018, doi: 10.1515/ijeeps-2017-0210.
- [41] A. Fotouhi, D. J. Auger, K. Propp, and S. Longo, "Accuracy versus Simplicity in Online Battery Model Identification," *IEEE Trans Syst Man Cybern Syst*, vol. 48, no. 2, pp. 195–206–195–206, 2018, doi: 10.1109/TSMC.2016.2599281.

- [42] B. Sun, X. He, W. Zhang, H. Ruan, X. Su, and J. Jiang, "Study of Parameters Identification Method of Li-Ion Battery Model for EV Power Profile Based on Transient Characteristics Data," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 661–672–661–672, 2021, doi: 10.1109/TITS.2020.3032447.
- [43] V.J. Chin, Z. Salam, and K. Ishaque, "Cell Modelling and Model Parameters Estimation Techniques for Photovoltaic Simulator Application: A Review," *Appl Energy*, vol. 154, pp. 500–519–500–519, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.035.
- [44] P. A. Kumari and P. Geethanjali, "Parameter Estimation for Photovoltaic System under Normal and Partial Shading Conditions: A Survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 84, pp. 1–11–1–11, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.051.
- [45] S. N. M. Sabudin, N. M. Jamil, and N. Rosli, "A Review of Parameter Estimation Used in Solar Photovoltaic System for a Single Diode Model," *J Phys Conf Ser*, vol. 890, p. 12037, 2017, doi: 10.1088/1742-6596/890/1/012037.
- [46] I. de la Parra, M. Muñoz, E. Lorenzo, M. García, J. Marcos, and F. Martínez-Moreno, "PV Performance Modelling: A Review in the Light of Quality Assurance for Large PV Plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 780–797–780–797, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.080.
- [47] N. Boutana, A. Mellit, S. Haddad, A. Rabhi, and A. M. Pavan, "An Explicit I-V Model for Photovoltaic Module Technologies," *Energy Convers Manag*, vol. 138, pp. 400–412–400–412, doi: 10.1016/j.enconman.2017.02.016.
- [48] A. F. Cortés Borray, J. Merino, E. Torres, A. Garcés, and J. Mazón, "Centralised coordination of EVs charging and PV active power curtailment over multiple aggregators in low voltage networks," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100470, doi: 10.1016/j.segan.2021.100470.



## **4. Programación estocástica de dos etapas aplicada al dimensionamiento de microrredes híbridas hospitalarias con paneles/baterías/microeólica/diésel e inversores híbridos**

---

Nicolás Merchán<sup>1</sup>, David Romero-Quete<sup>2</sup>, Camilo A. Cortés<sup>3</sup>

### **Resumen**

En este capítulo se propone una metodología de optimización estocástica basada en un modelo de programación lineal entera mixta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas hospitalarias. Se consideran aspectos técnicos, económicos y ambientales relevantes en el proceso de diseño, en el que se incluyen las limitaciones técnicas de los inversores híbridos y los costos de reemplazo de los activos seleccionados. A continuación, se plantea una función objetivo formulada en dos etapas que busca minimizar el costo presente neto, considerando los costos de instalación, los costos de operación y mantenimiento fijos y variables, los costos de reemplazo de los equipos, entre otros.

La metodología es evaluada en dos casos de estudio en zonas de difícil acceso en Colombia, Puerto Carreño y la isla de San Andrés, en los que se tienen

---

1 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá. Correo electrónico: merchanr@unal.edu.co

2 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá. Correo electrónico: dfromeroq@unal.edu.co

3 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá. Correo electrónico: caacortesgu@unal.edu.co

en cuenta escenarios de irradiancia global, velocidad del viento y disponibilidad de la red eléctrica principal. Los resultados muestran la eficacia de la metodología propuesta en el dimensionamiento de microrredes híbridas hospitalarias, considerando la incertidumbre asociada a los recursos renovables, la demanda y la disponibilidad de los elementos de la microrred, así como las limitaciones técnicas de los equipos.

Las conclusiones de este estudio pueden ser útiles para planificar la electrificación de zonas rurales y para la toma de decisiones en el sector de la energía renovable en general.

**Palabras clave:** microrredes, programación lineal entera mixta, cargas críticas, optimización estocástica.

## Nomenclatura

### Lista de abreviaciones

|      |                                      |
|------|--------------------------------------|
| COM  | Costos de operación y mantenimiento  |
| DE   | Demanda de electricidad              |
| FEC  | Fuentes de energía convencional      |
| FER  | Fuentes de energía renovable         |
| GD   | Generador diésel                     |
| IH   | Inversor híbrido                     |
| ME   | Microturbina eólica                  |
| MPPT | Seguidor de punto de máxima potencia |
| MR   | Microrred                            |
| PAC  | Punto de acople común                |
| PF   | Panel fotovoltaico                   |
| RED  | Recursos energéticos distribuidos    |
| RP   | Red eléctrica principal              |
| STC  | Condiciones de prueba estándar       |

## Índices y conjuntos

|          |                                                    |
|----------|----------------------------------------------------|
| $\omega$ | Índice del conjunto general $\Omega$ de escenarios |
| $b$      | Índice del conjunto $B$ de tecnologías de batería  |
| $e$      | Índice del conjunto $E$ de tecnologías de ME       |
| $g$      | Índice del conjunto $G$ de tecnologías de PF       |
| $i$      | Índice del conjunto $I$ de tecnologías de IH       |
| $t$      | Índice del conjunto $T$ de pasos de tiempo         |

## Parámetros económicos

|                                               |                                                                                        |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| $C_t^{buy}, C_t^{sell}$                       | Precio de compra/venta de energía de la red eléctrica [\$/kWh]                         |
| $C_t^{ENS}$                                   | Costo de la energía no suministrada a la DE                                            |
| $C^{fuel}$                                    | Precio del combustible diésel [\$/L]                                                   |
| $C^{GDOM}$                                    | COM variable del GD [\$/h]                                                             |
| $C^{GD}$                                      | Costo de instalación del GD [\$]                                                       |
| $C_g^{PFOM} C_b^{BAOM} C_e^{MEOM} C_i^{IHOM}$ | COM unitario anual de los PF/baterías/ME/IH de tecnología $g/b/e/i$ [\$/cu/año]        |
| $C_g^{PF} C_b^{BA} C_e^{ME} C_i^{IH}$         | Costo de instalación unitario de los PF/baterías/ME/IH de tecnología $g/b/e/i$ [\$/cu] |
| $LY$                                          | Vida útil del proyecto [años]                                                          |
| $ly_b^{BA} ly_i^{IH} ly_e^{ME}$               | Vida útil de las baterías/IH/ME de tecnología $b/i/e$ [años]                           |
| $r$                                           | Tasa de descuento del proyecto                                                         |
| $R^{ec}$                                      | Incentivo por ahorro de emisiones contaminantes [\$/g $CO_2$ ]                         |

## Parámetros generales

|                 |                                                              |
|-----------------|--------------------------------------------------------------|
| $\mu$           | Ahorro específico de emisiones contaminantes [g $CO_2$ /kWh] |
| $\phi, \lambda$ | Latitud/Longitud del proyecto                                |
| $DE_t$          | Demanda de electricidad en el instante $t$                   |

$DS_{t,\omega}^{RP}$  Perfil de disponibilidad binario de la RP: 1 si está disponible en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$ , 0 en caso contrario

$GHI_{t,\omega}$  Irradiancia global horizontal en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW/m<sup>2</sup>]

$H^{snm}$  Altura sobre el nivel del mar de la locación [m]

$M$  Constante de gran magnitud

$p^{RP_{imp}}, p^{RP_{exp}}$  Potencia máxima que puede ser importada de/exportada a la RP [kW]

$TA^{min}$  Temperatura ambiente más baja del sitio registrada en los últimos 10 años [°C]

$TA_t$  Temperatura ambiente en el instante  $t$  [°C]

$TC_{t,\omega}$  Temperatura de las celdas en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [°C]

$W S_{t,\omega}$  Velocidad del viento en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [m/s]

## Parámetros de la generación fotovoltaica

$\alpha_g^{voc}, \alpha_g^{pmax}$  Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto/potencia máxima del PF de tecnología  $g$  [1/°C]

$\beta, \gamma$  Inclinación/Azimut de los PF [°]

$c_g^{scstc}$  Corriente de corto circuito a STC del PF de tecnología  $g$  [A]

$P_{gt\omega}^{PFgen}$  Potencia generada por el PF de tecnología  $g$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_g^{stc}$  Potencia a STC del PF de tecnología  $g$  [kW]

$PFI_{t,\omega}$  Irradiancia incidente en los PF en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW/m<sup>2</sup>]

$V_g^{mppstc}$  Tensión en el punto de máxima potencia a STC del PF de tecnología  $g$  [V]

$V_g^{ocmaz}$  Tensión de circuito abierto máxima del PF de tecnología  $g$  [V]

$V_g^{ocstc}$  Tensión de circuito abierto a STC del PF de tecnología  $g$  [V]

## Parámetros de las baterías

$\eta_b^{ch}, \eta_b^{dch}$  Eficiencia de carga/descarga de la batería de tecnología  $b$

$AD_b$  Auto-descarga horaria de la batería de tecnología  $b$

$N_b^C$  Auto-descarga horaria de la batería de tecnología  $b$

$P_b^{BAch}, P_b^{BAch}$  Potencia máxima de carga/descarga de la batería de tecnología  $b$  [V]

$q_b^{dg}$  Coeficiente de degradación lineal de la batería de tecnología  $b$

$q_b^{min}$  Capacidad mínima a la cual se puede descargar la batería de tecnología  $b$  [kWh]

$q_b^{nom}$  Capacidad nominal de la batería de tecnología  $b$  [kWh]

$SoC^o$  Estado de carga inicial de los bancos de baterías

$V_b^{nom}$  Tensión nominal de la batería de tecnología  $b$  [V]

## Parámetros de los inversores híbridos

$\eta_b^{ac,dc}, \eta_b^{dc,ac}$  Eficiencia AC-DC/DC-AC del IH de tecnología  $i$

$c_i^{dcmax}$  Corriente DC máxima admisible por cada MPPT del IH de tecnología  $i$  [A]

$N_i^{mppt}$  Número de entradas MPPT del IH de tecnología  $i$

$P_i^{IHpf}$  Potencia fotovoltaica máxima admisible por los MPPT del IH de tecnología  $i$

$P_i^{IHch}, P_i^{IHdch}$  Potencia máxima de carga/descarga del cargador del IH de tecnología  $i$  [V]

$V_i^{dcmax}$  Tensión máxima admisible por los MPPT del IH de tecnología  $i$  [V]

$V_i^{mpptinf}$  Tensión mínima del MPPT del IH de tecnología  $i$  [V]

$V_i^{nomch}$  Tensión nominal del cargador del IH de tecnología  $i$  [V]

## Parámetros del generador diésel

$DS_t^{GD}$  Perfil de disponibilidad binario del GD: 1 si está disponible en el instante  $t$ , 0 en caso contrario

$f^{min}, f^{max}$  Consumo de combustible del GD a potencia cero/máxima [L/h]

$f^m$  Pendiente de consumo del GD [L/h/kW]

$L^{GDmin}$  Proporción de carga mínimo para entrar en funcionamiento

$P^{GDmax}$  Potencia máxima de generación [kW]

## Parámetros de las turbinas eólicas

$H^0$  Longitud de la rugosidad superficial [m]

$H^{ane}$  Altura del anemómetro de medición sobre el nivel del suelo [m]

$H^{ME}$  Altura de instalación de las ME sobre el nivel del suelo [m]

$P_{et\omega}^{MEgen}$  Potencia generada por la ME de tecnología  $e$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$WS_e^{min}, WS_e^{max}$  Velocidad del viento mínima requerida/ máxima admisible de la ME de tecnología  $e$  [m/s]

## Variables enteras positivas

$S_{b,i}^{BA}$  Número de cadenas de baterías de tecnología  $b$  instaladas en IHs de tecnología  $i$

$S_{g,i}^{PF}$  Número de cadenas de PFs de tecnología  $g$  instaladas en IHs de tecnología  $i$

$X_b^{BTot}$  Número total de baterías de tecnología  $b$

$X_e^{ME}$  Número total de MEs de tecnología  $e$

$X_{g,b,i}^{IH}$  Número de IHs de tecnología  $i$  acompañados de PFs  $g$  y baterías  $b$

$X_{g,i}^{BA}$  Número de baterías de tecnología  $b$  instalados en IHs de tecnología  $i$

$X_{g,i}^{PF}$  Número de PFs de tecnología  $g$  instalados en IHs de tecnología  $i$

$X_g^{PFtot}$  Número total de PFs de tecnología  $g$

$X_i^{IHTot}$  Número total de IHs de tecnología  $i$

## Variables reales positivas

$P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE}$  Potencia de las baterías de tecnología  $b$ , conectadas a los IHs de tecnología  $i$ , hacia la DE en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA}$ ,  $P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA}$ ,  $P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA}$ ,  $P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA}$  Potencia de RP/ME/PF/GD hacia las baterías de tecnología  $b$  conectadas a los IHs de tecnología  $i$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{i,t,\omega}^{PF,RP}$  Potencia fotovoltaica exportada hacia la RP por los IHs de tecnología  $i$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{i,t,\omega}^{PF,curt}$  Potencia fotovoltaica recortada por los IHs de tecnología  $i$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{i,t,\omega}^{GD,DE}$  Potencia del GD hacia la DE en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{t,\omega}^{ME,RP}$  Potencia eólica exportada hacia la RP en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{t,\omega}^{RP,DE}$  Potencia de la RP hacia la DE en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{t,\omega}^{ENS}$  Potencia no suministrada a la DE en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$P_{t,\omega}^{TEN,curt}$  Potencia eólica recortada en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kW]

$Q_{b,t,\omega}^{BA}$  Capacidad efectiva del banco de baterías de tecnología  $b$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kWh]

$SoC_{b,t,\omega}$  Estado de carga del banco de baterías de tecnología  $b$  en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$  [kWh]

## Variables binarias

$BX_{g,b,i}^{IH}$  1 si la combinación de PF de tecnología  $g$ , batería  $b$  e IH  $i$ ; es seleccionada

$B_{i,t,\omega}^{ch}$ ,  $B_{i,t,\omega}^{dch}$  1 si las baterías conectadas a los IHs de tecnología  $i$  están en estado de carga/- descarga en el instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$

$D_t^{On}$  1 si el GD está encendido, 0 en caso contrario

## 4.1. Introducción

### 4.1.1. Motivación

En los últimos años, se ha incrementado el uso de fuentes de energía renovable (FER) impulsadas por la reducción de sus costos y el creciente interés en mitigar los efectos ambientales de las fuentes de energía convencionales (FEC) que utilizan combustibles fósiles [1]. Para abordar estos desafíos, se han implementado soluciones como las microrredes (MRs), que permiten una gestión óptima de los diferentes recursos energéticos distribuidos (RED) disponibles en una zona. Los RED incluyen tanto la generación distribuida a partir de FER o FEC, como los sistemas de almacenamiento y las cargas controlables.

Las MRs también integran diferentes tipos de cargas y pueden operar de forma aislada o conectadas a la red eléctrica a través de un punto de acople común (PAC) [2]. En consecuencia, estas soluciones se convierten en una alternativa confiable para la electrificación de zonas que carecen de servicio eléctrico o para reducir los costos operativos y aumentar la confiabilidad en zonas donde la calidad del servicio de energía eléctrica es baja.

En las últimas décadas, la investigación en el contexto de las microrredes (MR) ha abarcado diversas áreas, como el dimensionamiento óptimo [3], el control [4], la operación [5], la protección [6, 7], la ciberseguridad [8, 9] y la estandarización [10]. En lo que respecta al dimensionamiento de MRs, el fin principal consiste en determinar el número óptimo de unidades de RED que integrarán la MR, considerando uno o más objetivos, económicos, ambientales o sociales [11]. Sin embargo, este tipo de diseños son aún más críticos cuando se trata de edificaciones que ofrecen servicios indispensables, como los hospitales, los cuales demandan un suministro energético de calidad y altamente confiable para evitar situaciones que puedan poner en riesgo la vida humana.

De hecho, el Departamento de Energía de Estados Unidos tiene en cuenta las edificaciones hospitalarias como una de las 16 infraestructuras más críticas [12]. Tras la pandemia de COVID-19, ha quedado claro que los sistemas eléctricos de los centros de atención médica deben estar preparados para

enfrentar altas demandas y eventos inesperados. Por esta razón, el dimensionamiento de las MRs hospitalarias debe apuntar a obtener un diseño capaz de prevenir cualquier interrupción del suministro eléctrico, por lo que es necesario considerar una amplia gama de variables que pueda afectar la correcta operación y calidad del servicio eléctrico del hospital.

#### 4.1.2. Revisión de la literatura

En la literatura, se han planteado diferentes modelos para el dimensionamiento de MRs que integran factores clave para su diseño, como el efecto del calentamiento de las celdas fotovoltaicas sobre la potencia generada [13], la disponibilidad de la red eléctrica principal [14], los modelos de degradación y estimación de vida útil para los sistemas de almacenamiento [15], entre otros.

No obstante, estas formulaciones no consideran la incertidumbre asociada a los recursos renovables, la demanda y la disponibilidad de los elementos de la MR. Por lo tanto, al utilizar estas formulaciones para dimensionar una MR, los resultados pueden presentar problemas de implementación en la práctica [16]. Por un lado, un sobredimensionamiento puede resultar en costos iniciales innecesarios, como unidades adicionales en el sistema de almacenamiento de energía (SAE) o en inversores; por otra parte, si se consideran únicamente escenarios optimistas de los recursos renovables, puede ocurrir un subdimensionamiento de la MR, lo que afectaría su capacidad para operar adecuadamente en situaciones imprevistas, como fallas en la red principal o en los elementos de la MR, y disminuiría la confiabilidad del servicio.

En documentos como [17, 18] se llama la atención sobre la incertidumbre presente en variables meteorológicas como la irradiancia, y se utilizan varios escenarios para realizar un dimensionamiento del sistema a través de un modelo de optimización estocástico. De manera similar, en [16] se propone un modelo estocástico con pasos de tiempo, sub-horarios en los que se tiene en cuenta los efectos de la variabilidad de la generación fotovoltaica debido a los movimientos rápidos en las nubes.

En [19], se realiza un análisis de sensibilidad utilizando un modelo de Programación Lineal Entera Mixta (MILP); se plantean diferentes escenarios cambiando la topología de la MR para encontrar la combinación óptima de equipos. En [20], se utiliza un modelo de optimización no lineal para

dimensionar una MR con PF, baterías, generador de biomasa y generador diésel. Al respecto, se tienen en cuenta escenarios aleatorios derivados de funciones de probabilidad para parámetros como la demanda de energía y la generación solar.

Por su parte, en el estudio de Santos *et al.* [21] se propone un modelo para diseñar una MR con PF y baterías dentro de un campus universitario, al mismo tiempo que se refuerza la red interna en caso de ser necesario. Además, se utilizan escenarios de generación solar y contingencias en la red, y se evalúa la posibilidad de realizar una transición a una MR completamente aislada. Sin embargo, en todos estos estudios no se detallan las limitaciones técnicas ni los costos de inversión de los inversores. Entretanto, en algunos casos, no se tienen en cuenta los costos de reemplazo de los activos seleccionados para la MR, lo que puede afectar el costo esperado durante la vida útil del proyecto.

En la literatura se pueden encontrar diversos estudios que hacen uso de herramientas de *software* comerciales para realizar el diseño de MRs híbridas hospitalarias que integran FEC y FER. Las herramientas más utilizadas para este propósito son HOMER pro® y REopt® de NREL [22], las cuales permiten realizar análisis de sensibilidad con ciertos parámetros ingresados por el usuario y examinar cómo cambian las soluciones del dimensionamiento de un SHE al variar uno o varios parámetros técnicos, económicos, meteorológicos, entre otros; así se mantienen las demás constantes.

En estudios como [23, 24], se dimensionan MRs híbridas para centros de atención médica en los que se hace uso de la herramienta REopt®, y se consideran varios escenarios de disponibilidad para la red eléctrica principal que permitan encontrar el número óptimo de unidades de PF, baterías, FEC, entre otros. Por otro lado, Liu *et al.* [25] utilizan HOMER pro® con el fin de diseñar una MR hospitalaria con diversas FER y FEC, realizando un análisis de sensibilidad al variar la disponibilidad de la red eléctrica principal alrededor de tres escenarios.

Además de los estudios mencionados anteriormente, hay muy pocas investigaciones en la literatura que se centran en el dimensionamiento de MRs con cargas críticas, como en el caso de instalaciones hospitalarias que utilizan modelos de optimización lineales y estocásticos que consideren escenarios

de parámetros para garantizar la fiabilidad de la red, la intermitencia en los recursos solares y eólicos, entre otros.

Aunque los modelos de MILP con múltiples escenarios pueden generar tiempos de cómputo considerables según la complejidad del problema, pueden garantizar una solución óptima siempre y cuando se asegure una región factible convexa mediante las restricciones definidas en la formulación matemática [16]. Esto representa una ventaja sobre los algoritmos de solución para modelos de optimización no lineales, que pueden proporcionar soluciones no óptimas que dependen de los parámetros ingresados por el usuario [26]. Por otro lado, estudios anteriores no consideran varios límites técnicos de equipos, como los inversores, lo que puede dar lugar a dimensionamientos que no son prácticos ni aplicables; en este sentido, se requeriría un proceso de verificación y ajuste posterior.

#### 4.1.3. Contribuciones

El objetivo del modelo propuesto es el dimensionamiento óptimo de MRs híbridas, ya sea aisladas o conectadas a una red eléctrica principal, y para ello se tienen en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales que son de gran importancia en el proceso de diseño y toma de decisiones de este tipo de proyectos. Además, la optimización estocástica basada en múltiples escenarios meteorológicos y de confiabilidad de la red eléctrica principal, tiene en cuenta diferentes dinámicas y variaciones en estos parámetros que no serían posibles de modelar a través de una formulación determinista. La metodología propuesta se basa en un modelo de MILP, que es más robusto y no depende del ajuste de parámetros del método de solución, como ocurre con las técnicas heurísticas para modelos no lineales.

El modelo descrito en este capítulo integra una función objetivo formulada en dos etapas, lo que permite su solución con técnicas como la descomposición de Benders para obtener una solución con tiempos de cómputo menores [27]. La función objetivo busca minimizar el costo presente neto, considerando los costos de instalación, los costos operativos fijos y variables, el reemplazo de los equipos a lo largo de la vida útil del proyecto, los ingresos por bonos medioambientales, los costos por energía no suministrada a la demanda, los costos y los ingresos por intercambios con la red eléctrica principal, entre otros. Además, se

modelan los límites técnicos de los diferentes equipos de la MR mediante restricciones de operación para evitar la sobrecarga y la degradación excesiva.

De lo anterior, se incluyen restricciones que permiten obtener las combinaciones óptimas entre los equipos que componen los conjuntos de tecnologías disponibles en la región de estudio, lo que facilita la toma de decisiones logísticas. En resumen, el modelo propuesto en este capítulo aborda los desafíos más críticos en el diseño de MRs híbridas hospitalarias mediante una solución óptima y eficiente que considera múltiples aspectos clave en el proceso de toma de decisiones.

La metodología propuesta se evalúa en dos casos de estudio en Colombia: Puerto Carreño y San Andrés. Ambas zonas son conocidas por su difícil acceso y la existencia de problemas de intermitencia en la red eléctrica principal. Los principales aportes de esta investigación son los siguientes:

- La formulación propuesta se basa en un modelo de optimización estocástico MILP de dos etapas que se puede resolver mediante técnicas de descomposición robustas y bien conocidas, como la descomposición de Benders, lo que permite obtener tiempos de cómputo más cortos durante el proceso de solución. El modelo tiene en cuenta escenarios de irradiación global, velocidad del viento y disponibilidad de la red, los cuales, debido a su intermitencia y variabilidad, influyen en gran medida en el dimensionamiento de las MRs.
- En el dimensionamiento de la MR hospitalaria se consideran las limitantes técnicas de los inversores híbridos, tales como los límites de tensión y corriente en sus entradas MPPT y conexión a baterías, potencias máximas de entrada y salida, eficiencias involucradas en las conversiones del inversor y rectificador, entre otros.

#### 4.1.4. Contenido

Inicialmente, en la sección 4.2 se brinda una explicación general del esquema de diseño y la topología de las MRs que se pretenden dimensionar. Luego, en la sección 4.4 se presenta la metodología utilizada para la construcción de escenarios meteorológicos y de disponibilidad de la red. En la sección 4.5, se enuncian los modelos utilizados para el cálculo de la potencia solar y

eólica. Por su parte, en la sección 4.6 se describe el modelo de optimización propuesto. La sección 4.7, detalla los casos de estudio utilizados para evaluar la formulación y en la sección 8 se analizan los resultados de dimensionamiento obtenidos para cada uno de estos. Finalmente, la sección 4.9 resume las conclusiones del presente estudio.

## 4.2. Esquema de diseño para microrred hospitalaria

En la Figura 4.1, se muestra el esquema topológico; se tiene en cuenta la presente formulación para diseñar MRs hospitalarias. Como se observa, la MR contempla generación fotovoltaica y baterías que se conectan a inversores híbridos, los cuales integran un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) y un sistema de gestión de baterías. De igual forma, se integran microturbinas eólicas como otra fuente de generación renovable, generadores diésel de respaldo y conexión a la red eléctrica principal para los casos en que esta esté disponible.

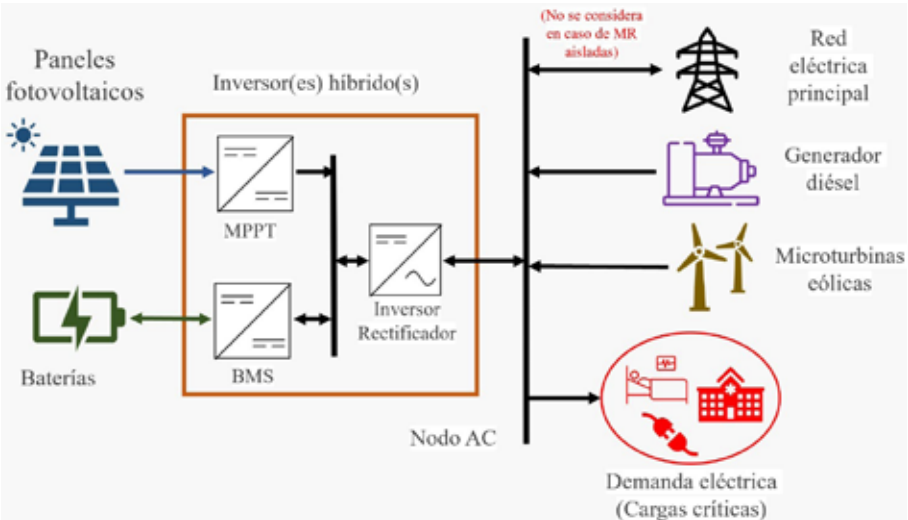
La formulación incorpora un modelo que tiene en cuenta el efecto del calentamiento de las celdas y la inclinación de los módulos para la generación de potencia de los PF. Por otro lado, para las microturbinas se realiza el cálculo de la potencia de salida; al respecto, se debe considerar el perfil de generación y los límites técnicos establecidos por el fabricante, al mismo tiempo que se aplica un factor de corrección basado en el efecto de la altura sobre el nivel del mar y la densidad del aire.

Debido a la naturaleza intermitente de la generación solar y eólica, un modelo determinista podría resultar en un dimensionamiento de microrredes con problemas operativos. Por esta razón, se propone en este capítulo un modelo estocástico que genera escenarios de irradiancia y velocidad del viento basados en funciones de densidad de probabilidad construidas a partir de históricos meteorológicos. Este modelo se puede utilizar, tanto para dimensionar microrredes aisladas, como conectadas a la red eléctrica principal. En el caso de estas últimas, es posible modelar redes con baja confiabilidad en la prestación del servicio a través de diferentes escenarios de disponibilidad basados en reportes e indicadores de entidades encargadas de realizar este tipo de registros.

En este estudio se consideran las limitaciones técnicas de los equipos de la MR, en particular, de los IH. Para los MPPT, se evita instalar cadenas de PF con corrientes de corto circuito superiores a las admitidas por el IH, y se delimita el número de PF que se pueden interconectar en serie en cada cadena para no superar los límites de tensión dados por el fabricante. Además, se garantiza que las baterías instaladas en un IH tengan una tensión compatible y se respeten los límites de potencia.

Por ejemplo, si en el conjunto de tecnologías de baterías se encuentra la tipo *b* de 48 V y en el conjunto de IH se tiene el tipo *i* con un cargador de baterías de 24 V, se asegura que la interconexión y combinación de *b* e *i* no sea seleccionada. La formulación también considera todos los límites de potencia y eficiencias que afectan los flujos de entrada y salida de todos los equipos dentro de la MR.

Figura 4.1. Topología de la microrred hospitalaria.



### 4.3. Diagrama de flujo

En las siguientes secciones se explica de forma detallada la metodología utilizada en el presente estudio para dimensionar MRs híbridas con un modelo de optimización MILP estocástico. De forma resumida, el proceso que se lleva a cabo para obtener los resultados se detalla en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 4.2.

## 4.4. Construcción de escenarios

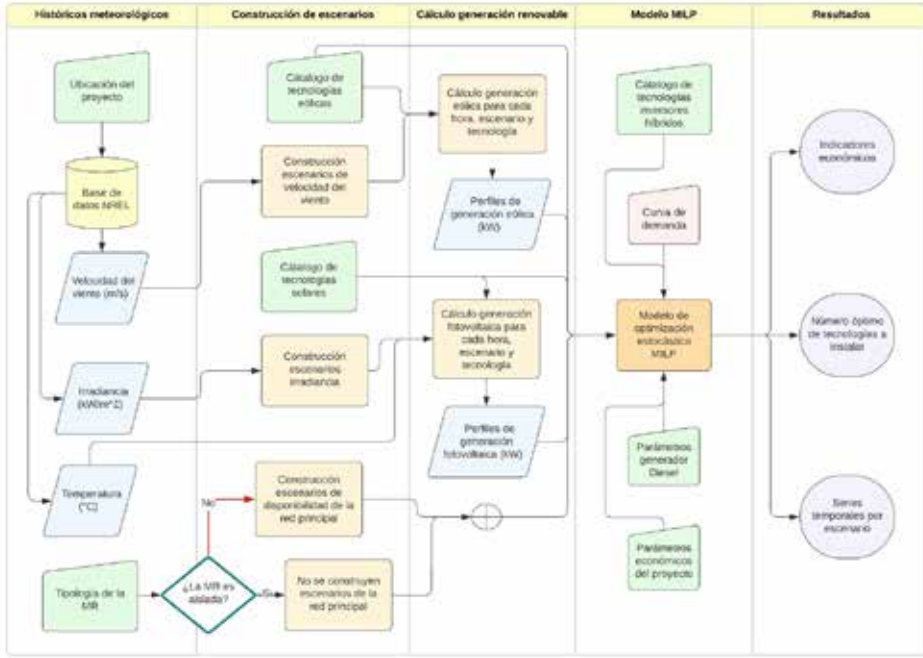
En esta sección se describe la metodología utilizada en el presente documento para generar escenarios meteorológicos y de disponibilidad de la red eléctrica principal. Además, se describe el árbol de escenarios propuesto para el dimensionamiento de MRs hospitalarias, tanto aisladas como conectadas a la red, los cuales serán utilizados en el modelo de optimización en los casos de estudio propuestos.

### 4.4.1. Escenarios meteorológicos

La optimización del dimensionamiento de MRs híbridas puede verse fuertemente influenciada por diversos parámetros, como los extraídos de datos meteorológicos o fenómenos climáticos. La constante variación en las dinámicas del clima debido a factores como la temperatura terrestre, la alteración de la atmósfera, la composición química del aire, entre otros, puede generar cambios impredecibles en las variables ambientales. Utilizar datos meteorológicos con un número limitado de históricos en un modelo de optimización altamente dependiente de su comportamiento puede llevar a un dimensionamiento inadecuado de la capacidad de los equipos, lo que generaría problemas operativos. Para abordar esta problemática, en este estudio se propone la generación de escenarios para los parámetros de irradiancia global horizontal y velocidad del viento. De esta forma, se busca mejorar el proceso de optimización en el dimensionamiento de MRs híbridas y evitar problemas en su operación.

Para construir estos escenarios meteorológicos se extraen en primer lugar los históricos de al menos seis años, con intervalos de tiempo de una hora, de la base de datos The National Solar Radiation Database (NSRDB) de NREL [28], asociados al sitio del proyecto. Debido a que el comportamiento de la irradiancia y velocidad del viento varía de acuerdo con la hora del día y el mes del año, se genera una Función de Densidad de Probabilidad (FDP) para cada combinación de estas dos variables temporales. Es decir, el número total de funciones de probabilidad construidas es de 24 horas 12 meses = 288 FDP.

**Figura 4.2.** Diagrama de flujo de la metodología propuesta.



Entretanto, para modelar ambas variables climáticas, se utiliza la distribución de probabilidad Weibull, la cual se ajusta adecuadamente a la densidad de probabilidad de los datos históricos [29]. La definición del conjunto de FDP para cada variable aleatoria  $x$  (irradiancia o velocidad del viento) se define por medio de la siguiente expresión:

$$FDP_{\epsilon} = \{\forall f_{\epsilon}(x_{\epsilon}) | f_{\epsilon}(x_{\epsilon}) = \zeta_{\epsilon} c_{\epsilon} (\zeta_{\epsilon} x_{\epsilon})^{c_{\epsilon}-1} e^{-(\zeta_{\epsilon} x_{\epsilon})^{c_{\epsilon}}} \quad \forall \epsilon \in DM\} \quad (4.1)$$

Donde  $x$  es la variable asociada de la FDP,  $c$  es el parámetro de forma,  $\zeta$  es el parámetro de escala de cada FDP y el conjunto  $DM$  corresponde a todas las combinaciones posibles entre el conjunto de horas del día ( $\{1, 2, \dots, 24\}$ ) y el conjunto de meses del año ( $\{1, 2, \dots, 12\}$ ). Con los parámetros  $c$  y  $\zeta$  calculados para cada FPD, se pueden generar tres tipos de escenarios para ambos parámetros meteorológicos.

- **Escenario de valores bajos**  $\Omega_{1,t}^{GHI}$ ,  $\Omega_{1,t}^{WS}$ : este escenario corresponde a los datos aleatorios generados a partir de una FDP que sean menores a su media menos la desviación estándar.

- **Escenario de valores medios**  $\Omega_{2,t}^{GHI}, \Omega_{2,t}^{WS}$ : este escenario corresponde a los datos aleatorios generados a partir de una FDP que se encuentren entre los valores de su media menos la desviación estándar y su media más la desviación estándar.
- **Escenario de valores altos**  $\Omega_{3,t}^{GHI}, \Omega_{3,t}^{WS}$ : este escenario corresponde a los datos aleatorios generados a partir de una FDP que sean mayores a su media más la desviación estándar.

Asimismo, la probabilidad de cada escenario de irradiancia global horizontal ( $\pi^{GHI}$ ) ( $P(\Omega_{\omega,t}^{GHI})|P(\Omega_{\omega,t}^{GHI}) = \pi_{\omega}^{GHI} \forall \omega \in \{1,2,3\}, \forall t \in T$ ) y velocidad del viento ( $\pi^{WS}$ ) ( $P(\Omega_{\omega,t}^{WS})|P(\Omega_{\omega,t}^{WS}) = \pi_{\omega}^{WS} \forall \omega \in \{1,2,3\}, \forall t \in T$ ) es el área bajo la curva de la FDP entre los valores indicados para cada caso. Por otro lado, debido a cada escenario  $\omega$  creado para cada parámetro meteorológico corresponde a un año con pasos de tiempo de una hora ( $\forall t \in T$ ), se utiliza cada una de las FDP de cierta hora del día  $hd$  y mes del año  $ma$  para generar los datos aleatorios en las horas  $hd$  del mes  $ma$  del escenario  $\omega$  de valores bajos, recurrentes y altos. Lo anterior, teniendo en cuenta que los datos numéricos generados se encuentren dentro de los rangos mencionados anteriormente.

#### 4.4.2. Escenarios de disponibilidad de la red eléctrica principal

La presencia de cargas críticas en los centros hospitalarios hace que la confiabilidad del diseño de MRs híbridas sea un indicador importante. En particular, es fundamental que no se presente Energía No Suministrada (ENS) en la demanda en ningún momento. En muchos casos, especialmente en países en vía de desarrollo, la implementación de MRs o soluciones de RED es esencial debido a que estos centros están conectados a redes eléctricas externas débiles y con frecuentes interrupciones en la prestación del servicio. Por lo tanto, para el diseño de MRs conectadas a una red eléctrica externa, es crucial considerar un parámetro que contenga los datos de disponibilidad de la red dentro del modelo de optimización.

En este estudio, lo anterior se formula a través del parámetro binario  $D_s^{RP}$ , donde un valor de 1 indica que la red está disponible y un valor de 0 indica lo contrario. Por esta razón, se generan escenarios para el parámetro

mencionado anteriormente. Se tiene en cuenta que un enfoque determinista podría afectar los resultados del dimensionamiento.

Se pueden generar tantos escenarios de disponibilidad de la red eléctrica principal  $\Omega_{\omega,t}^{RP}$  como se requieran, y se les puede asignar la probabilidad que mejor se ajuste a los datos históricos. En este estudio se crean dos escenarios de disponibilidad de la red eléctrica principal, cada uno con una probabilidad de ocurrencia del 50 % ( $P(\Omega_{\omega,t}^{RP})|P(\Omega_{\omega,t}^{RP}) = \pi_{\omega}^{RP} \forall \omega \in \{1,2\}, \forall t \in T$ ).

Para ello, se utilizan los datos históricos de la cantidad de horas de servicio eléctrico prestado cada día (conjunto de 365 datos) por la red eléctrica principal en un año ( $Ds^{hist}$ ). Se asume que durante los días en los cuales se prestó un servicio eléctrico menor a 24 horas existió una sola interrupción; al respecto, se puede calcular el indicador de duración promedio de las interrupciones experimentadas durante el año ( $DPI$ ) y el indicador de la cantidad de interrupciones experimentadas durante el año ( $CVI$ ) por medio de las siguientes expresiones:

$$DPI = \frac{\sum_n^N x_n}{N} \text{ donde } x_n = 24 - a_n: \forall a_n \in A \wedge N = (A) \Rightarrow A = \{z|z \in Ds^{hist} \wedge z \neq 24\} \quad (4.2)$$

$$CVI = \sum f(x) \text{ donde } f_n = \begin{cases} 1, si x \neq 24 \\ 0, si x = 24 \end{cases} \forall x \in Ds^{hist} \quad (4.3)$$

Donde (4.3) es la función cardinal, la cual calcula el número de elementos que tiene un conjunto. Con estos indicadores, a partir de una FDP normal con media  $CVI$  y desviación estándar  $\sqrt{CVI}$  se genera un valor aleatorio  $X$  que indica el número de interrupciones que ocurrirán durante el año del escenario. De esta forma, generan  $X$  valores aleatorios utilizando una función para producir números enteros aleatorios entre 1 y 8760, los cuales corresponden a la hora del año en la cual se iniciará cada una de las interrupciones. Luego, se generan  $X$  valores aleatorios adicionales utilizando otra FDP normal con media  $DPI$  y desviación estándar  $\sqrt{DPI}$ , los cuales denotan la duración en horas de cada una de las  $X$  interrupciones.

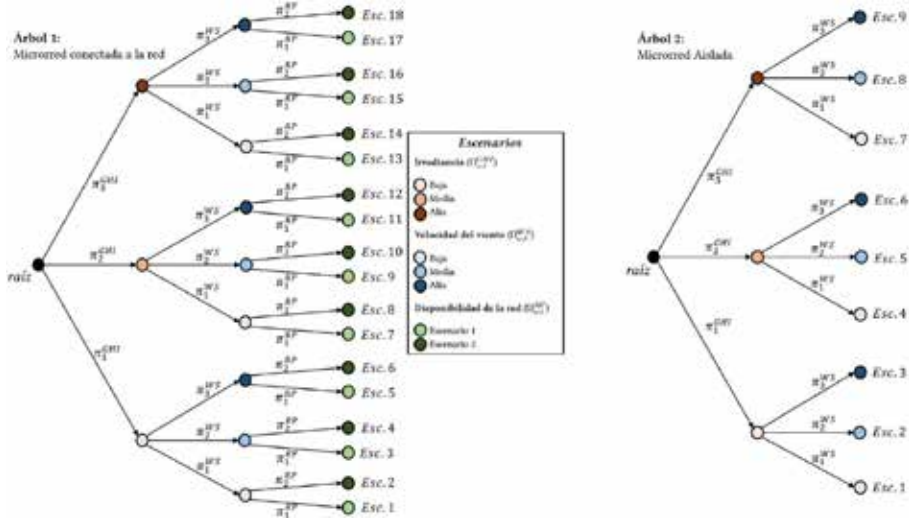
#### 4.4.3. Árbol de escenarios

En la Figura 4.3 se observan los árboles de escenarios que se utilizarán para el dimensionamiento de MRs conectadas a la red eléctrica principal y las

MRs aisladas. En el caso de estas últimas, solo se consideran los escenarios meteorológicos que constituyen un total de nueve escenarios posibles de operación.

Por otro lado, para las MRs conectadas se contemplan 18 escenarios de operación en total, debido a que se tienen en cuenta los escenarios de disponibilidad. Para cada topología de MR, se tiene un conjunto de escenarios ( $\Omega$ ) y parámetros generales de irradiancia global horizontal ( $GHI_{t,\omega}$ ), velocidad del viento ( $WS_{t,\omega}$ ) y disponibilidad de la red eléctrica principal ( $DS_{t,\omega}^{RP}$ ).

**Figura 4.3.** Árboles de escenarios compuestos.



## 4.5. Cálculo de la generación renovable

Como se mencionó previamente, la formulación propuesta incorpora una serie de modelos para calcular la potencia generada por las tecnologías de generación fotovoltaica consideradas en el conjunto  $G$  y por las tecnologías de microturbinas eólicas del conjunto  $E$ . En esta sección se describen los modelos matemáticos utilizados y sus consideraciones.

### 4.5.1. Generación fotovoltaica

En la mayoría de MRs, los PF no se instalan físicamente de forma paralela al suelo, es decir, con inclinación nula. Por un lado, una inclinación con respecto

a la horizontal permite el flujo del agua sobre el PF cuando se presentan lluvias, ayudando a limpiar parte de la suciedad que se acumula con el tiempo.

Por otro lado, disponer el PF paralelo al piso reduce la irradiancia incidente debido a que no se ubica en una inclinación óptima. Por estas razones, en la formulación se consideran estos efectos en los PF mediante los parámetros de la inclinación con respecto a la horizontal, el azimut y la localización del proyecto; integrando las ecuaciones presentadas en [30]. Para esto, primero se calcula el ángulo de declinación solar ( $\delta$ ) en cada instante de tiempo  $t$  por medio de la siguiente expresión:

$$\delta_t = 23,45 \sin \left[ 360 \left( \frac{384 + n_t}{365} \right) \right] \quad \forall t \in T \quad (4.4)$$

Donde  $n_t$  es el número de día del año en el instante  $t$ . Por otro lado, el ángulo de hora solar ( $\psi_t$ ) se calcula por medio de la relación mostrada a continuación:

$$\psi_t = 15 * (HS_t - 12) \quad \forall t \in T \quad (4.5)$$

En este sentido, ( $HS_t$ ) es la hora del día en formato de 0 a 23 en el instante  $t$ . A partir de los resultados obtenidos de las ecuaciones (4.4) y (4.5), se puede calcular el ángulo de incidencia del sol ( $\theta_t$ ) y ángulo cenital ( $\theta_t^Z$ ) por medio de las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_t) = & \sin(\delta_t) \sin(\varphi) \cos(\beta) - \sin(\delta_t) \sin(\varphi) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta_t) \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(\omega_t) + \cos(\beta) \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega_t) \\ & + \cos(\delta_t) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(\omega_t) \quad \forall t \\ & \in T \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\cos(\theta_t^Z) = \cos(\varphi) \cos(\delta_t) \cos(\omega_t) + \sin(\varphi) \sin(\delta_t) \quad \forall t \in T \quad (4.7)$$

Donde  $\varphi$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  son la latitud del sitio, la inclinación de los PF con respecto a la horizontal y el azimut de los PF, respectivamente. Finalmente, la irradiancia incidente en los PF en cada instante  $t$  bajo cada escenario  $\omega$  se determina a través de la siguiente expresión:

$$PFL_{t,\omega} = \frac{\cos(\theta_t)}{\cos(\theta_t^Z)} * GHI_{t,\omega} \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.8)$$

Por otro lado, las celdas de los PF pueden alcanzar altas temperaturas, lo cual depende de las condiciones meteorológicas y el tipo de montaje. Esta condición de las celdas produce una reducción en la potencia generada y la eficiencia de los módulos. Por ende, es importante tener en cuenta estos efectos con el fin de evitar sobrestimar la potencia de salida de los PF durante la operación. Cabe enunciar que en [31] los autores proponen un modelo sencillo y acertado para el ajuste del rendimiento de los módulos fotovoltaicos, el cual es utilizado en esta formulación. En primer lugar, por medio de la siguiente expresión se calcula la temperatura de las celdas  $TC_{t,\omega}$  en cada instante de tiempo  $t$  bajo cada escenario  $\omega$ :

$$TC_{t,\omega} = PFI_{t,\omega} * e^{(j+kWS_{t,\omega})} + TA_t + PFI_{t,\omega} * \Delta TE \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.9)$$

Donde  $j$ ,  $k$  y  $\Delta TE$  son constantes que dependen del tipo de montaje en el cual serán instalados los PF, tal y como se muestra en la Tabla 4.1. De esta forma, se puede calcular la potencia generada por cada módulo de tecnología  $g$  en cada instante de tiempo y escenario, considerando los efectos ambientales externos, por medio de la siguiente expresión:

$$P_{g,t,\omega}^{PFgen} = p_g^{stc} * \left(1 + \alpha_g^{\max}(TC_{t,\omega} - 25)\right) * PFI_{t,\omega} * \Delta TE \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.9)$$

**Tabla 4.1.** Coeficientes del modelo de King para diversos tipos de módulos fotovoltaicos y montajes [31]

| Tipo de módulo                   | Montaje               | j     | k       | $\Delta TE$ (°C) |
|----------------------------------|-----------------------|-------|---------|------------------|
| Cristal/celda/cristal            | Estructura abierta    | -3.47 | -0.0594 | 3                |
| Cristal/celda/cristal            | Montaje sobre techo   | -2.98 | -0.0471 | 1                |
| Cristal/celda/lámina de polímero | Estructura abierta    | -3.56 | -0.0750 | 3                |
| Cristal/celda/lámina de polímero | Parte trasera aislada | -2.81 | -0.0455 | 0                |
| Polímero/película delgada/acero  | Estructura abierta    | -3.58 | -0.113  | 3                |

#### 4.5.2. Generación microeólica

La potencia de salida de las MEs se ve afectada por diferentes factores externos, por lo que se integran los modelos de corrección por densidad del aire y estimación de potencia por curva de generación, expuestos en [32]. En primer lugar, la altitud de la locación del proyecto tiene efectos sobre la

densidad del aire, lo cual afecta la potencia de salida de las MEs. En otras palabras, cuanto mayor sea la altitud sobre el nivel del mar, menor será la densidad del aire que incide sobre las aspas, lo que se traduce en una reducción de la potencia generada. Lo anterior se puede describir por medio del factor  $\frac{\rho}{\rho^0}$  descrito en la siguiente expresión:

$$\frac{\rho}{\rho^0} = \left( 1 - \frac{TA^{rat} * H^{snm}}{TA^{st}} \right)^{\frac{gr}{TA^{rat} * R}} \left( \frac{TA^{st}}{TA^{st} - TA^{rat} * H^{snm}} \right) \quad (4.11)$$

Cabe destacar que  $TA^{rat}$  es la tasa a la que la temperatura en la atmósfera de la tierra cae con la altitud (0.0065 K/m),  $H^{snm}$  es la altura sobre el nivel del mar de la locación,  $TA^{st}$  es la temperatura estándar (288.16 K),  $gr$  equivale a la aceleración gravitacional (9.81 m/s) y  $R$  es la constante de los gases ideales (286.9 J/kgK).

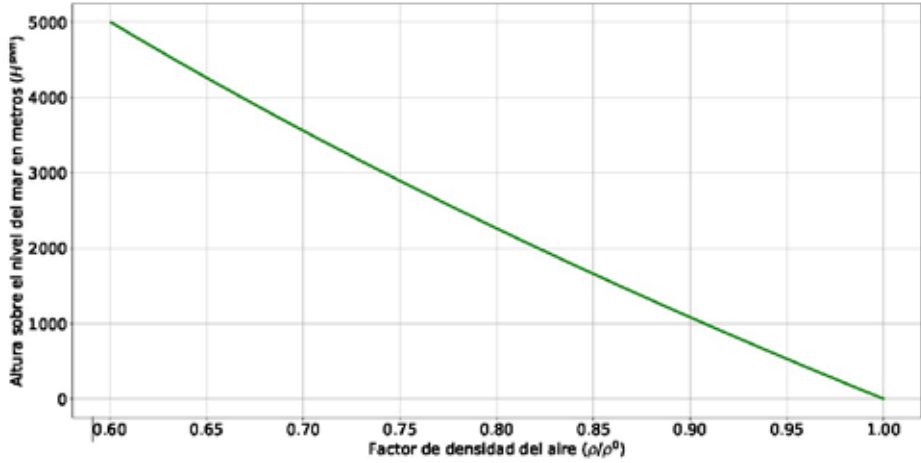
En la Figura 4.4 se muestra la variación del factor de densidad del aire a diferentes alturas sobre el nivel del mar. Luego, se realiza la corrección de la velocidad del viento en cada instante de tiempo y escenario, tomando en cuenta la altura del anemómetro de medición  $H^{ME}$  y la altura de instalación de las microturbinas  $H^{ME}$ , mediante la siguiente ecuación:

$$WS_{t,\omega}^{corr} = WS_{t,\omega} * \frac{\ln\left(\frac{H^{ME}}{H^0}\right)}{\ln\left(\frac{H^{ane}}{H^0}\right)} \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.12)$$

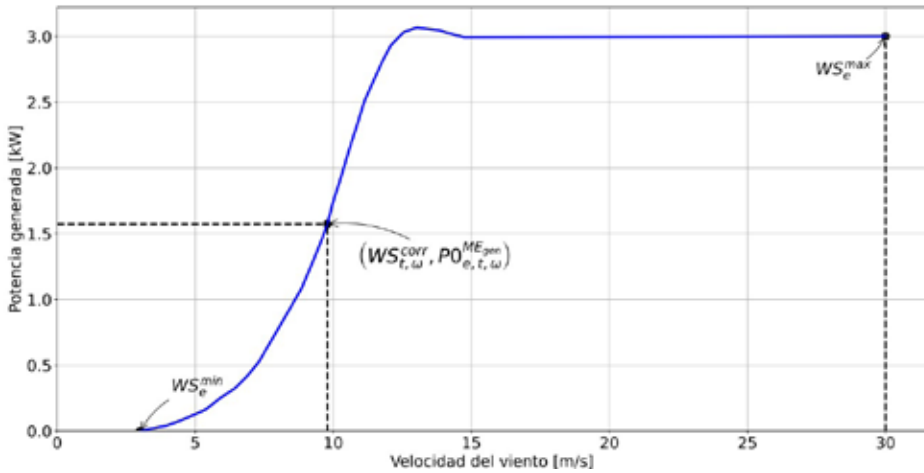
Donde  $H^0$  es la longitud de la rugosidad de la superficie en metros. Finalmente, a partir del perfil de generación dado por el fabricante se halla la potencia generada por la  $(P0_{e,t,\omega}^{MEgen})$  a una determinada velocidad de viento incidente en las aspas ( $WS_{t,\omega}^{corr}$ ), tal y como se ejemplifica para una turbina de 3 kW en la Figura 4.5. Asimismo, lo anterior está definido por medio de la siguiente expresión:

$$P_{e,t,\omega}^{MEgen} = \begin{cases} \left(\frac{\rho}{\rho^0}\right) * P0_{e,t,\omega}^{MEgen}, & \text{si } WS_e^{min} \leq WS_{t,\omega}^{corr} \leq WS_e^{max} \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.13)$$

**Figura 4.4.** Factor  $\frac{\rho}{\rho_0}$  vs altura sobre el nivel del mar.



**Figura 4.5.** Estimación de la potencia eólica generada por medio del perfil de generación.



## 4.6. Modelo de optimización propuesto

El modelo de optimización propuesto se construyó utilizando Programación Lineal con Enteros Mixtos (MILP, en inglés), y su función objetivo es minimizar el costo presente neto. Para desarrollar el modelo se usó el lenguaje de programación Python, que cuenta con la librería de optimización *Pyomo*, y *mpi-sppy* para optimización estocástica. En esta sección, se describen la función objetivo y las restricciones que componen el modelo. Es importante destacar que los autores previamente desarrollaron una herramienta

determinista similar para el dimensionamiento óptimo de MRs híbridas, cuyo planteamiento puede ser consultado en [33].

#### 4.6.1. Función objetivo

La función objetivo se divide en dos etapas para resolver el problema general en dos subproblemas con menos variables, utilizando algoritmos como la descomposición de Benders. La primera etapa corresponde al nodo raíz del árbol de escenarios, donde se realiza una inversión e instalación de equipos única para todos los posibles escenarios. A partir del número de equipos obtenido en la primera etapa, se optimiza la operación dinámica de la micro-red para cada uno de los escenarios en la segunda etapa. Por lo tanto, cada variable temporal del modelo cambia para cada escenario considerado.

A continuación, se presentan las expresiones matemáticas que conforman la primera etapa de la función objetivo.

$$\begin{aligned}
 C^{init} = & C^{GD} + \sum_{\forall g \in G} C_g^{PF} X_g^{PF_{tot}} \\
 & + \sum_{\forall b \in B} C_b^{BA} X_b^{BT_{tot}} \\
 & + \sum_{\forall b \in I} C_b^{BA} X_b^{BT_{tot}} + \sum_{\forall i \in I} C_i^{IH} X_i^{IH_{tot}} + \sum_{\forall e \in I} C_e^E X_e^{ME}
 \end{aligned} \tag{4.14}$$

$$\begin{aligned}
 C^{OM} = & \sum_{h=1}^{LY} \frac{1}{(1+r)^h} \left( \sum_{\forall g \in G} C_g^{PF_{OM}} X_g^{PF_{tot}} + \sum_{\forall b \in B} C_b^{BA_{OM}} X_b^{BT_{tot}} + \sum_{\forall i \in I} C_i^{IH_{OM}} X_i^{IH_{tot}} \right. \\
 & \left. + \sum_{\forall e \in I} C_e^{ME_{OM}} X_e^{ME} \right)
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

$$C^{RE_{BA}} = \sum_{\forall b \in B} \sum_{\forall h \in \mathbb{Z}^+, h \neq 0} \frac{1}{(1+r)^{h \cdot LY_b^{BA}}} \cdot C_b^{BA} X_b^{BT_{tot}} \tag{4.16}$$

$$C^{RE_{IH}} = \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall h \in Z^+, h \neq 0}^{LY/ly_i^{IH}} \frac{1}{(1+r)^{h \cdot ly_i^{IH}}} \cdot C_i^{BA} X_i^{IH_{tot}} \quad (4.17)$$

$$C^{RE_{ME}} = \sum_{\forall e \in E} \sum_{\forall h \in Z^+, h \neq 0}^{LY/ly_e^{ME}} \frac{1}{(1+r)^{h \cdot ly_e^{ME}}} \cdot C_e^{ME} X_e^{ME} \quad (4.18)$$

$$C^{E1} = C^{init} + C^{OM} + C^{RE_{BA}} + C^{RE_{IH}} + C^{RE_{ME}} \quad (4.19)$$

Con la ecuación (4.14) se calcula el Costo de instalación (CAPEX) y con (4.15) los asociados a COM fijos. Se asume que estos últimos tienen el mismo valor monetario en cada uno de los años de la vida útil de la MR ( $LY$ ). Sin embargo, para considerar el valor del dinero con el paso del tiempo, estos costos deben ser traídos al presente y se debe tener en cuenta la tasa de descuento del proyecto ( $r$ ).

Por otro lado, en las expresiones (4.16), (4.17) y (4.18) se calculan los costos de reemplazo de baterías, IHs y MEs, respectivamente, teniendo en cuenta la vida útil dada por el fabricante de cada tecnología. Sumando las ecuaciones descritas anteriormente, se obtiene la expresión (4.19) que representa el costo de la etapa raíz de optimización. En esta etapa se encuentran las variables enteras y binarias que permiten cuantificar el número de equipos de cada tecnología. Entretanto, en las siguientes expresiones se detalla la composición de la segunda etapa de la función objetivo:

$$R_{\omega}^Y = \sum_{h=1}^{LY} \frac{1}{(1+r)^h} \sum_{\forall t \in T} \left( \mu^{Rec} \left[ \sum_{\forall g \in G} P_{g,t,\omega}^{PF_{gen}} X_g^{PF_{tot}} - \sum_{\forall i \in I} P_{i,t,\omega}^{PF_{Curt}} + \sum_{\forall e \in E} P_{e,t,\omega}^{ME_{gen}} X_e^{ME} - P_{t,\omega}^{TE_{Curt}} \right] + C_t^{sell} \left[ P_{t,\omega}^{ME,RP} + \sum_{\forall i \in I} \eta_i^{dc,ac} P_{t,t,\omega}^{PF,RP} \right] \right) \Delta t \quad (4.20)$$

$$C_{\omega}^Y = \sum_{h=1}^{LY} \frac{1}{(1+r)^h} \sum_{\forall t \in T} \left( C^{fuel} \left( f^{min} D_{t,\omega}^{On} + f^m \left[ P_{t,\omega}^{GD,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA} \right] \right) \right. \\ \left. + C^{GDOM} D_{t,\omega}^{On} + C_t^{ENS} P_{t,\omega}^{ENS} + C_t^{buy} \left[ P_{t,\omega}^{RP,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} \right] \right) \Delta t \quad (4.21)$$

donde  $f^m = \frac{f^{max} - f^{min}}{PGD_{max}}$

$$C^{E2} = \sum_{\forall \omega \in \Omega} \pi_{\omega} (R_{\omega}^Y + C_{\omega}^Y) \quad (4.22)$$

Donde, en (4.20) se calculan los recaudos o ingresos anuales de la MR teniendo en cuenta los ahorros por emisiones contaminantes dados por la energía renovable aprovechada, los cuales se recompensan por medio de un incentivo ( $R^{ec}$ ) en \$/g CO2 considerando un ahorro específico de emisiones ( $\mu$ ), el cual es un indicador que depende del tipo de generación de la red eléctrica pública a la cual está conectada la MR. Asimismo, los ingresos obtenidos por intercambios de excedentes renovables también se tienen en cuenta en esta expresión.

Por otro lado, la ecuación (4.21) calcula los costos anuales de operación, que incluyen los costos del combustible y operación variable del generador diésel, la energía no suministrada a la demanda y las importaciones de energía de la red eléctrica pública para alimentar la DE y recargar las baterías.

Además, se asume que los ingresos y costos anuales mencionados anteriormente se repiten durante la vida útil del proyecto ( $LY$ ), por lo que se deben traer al presente utilizando la tasa de descuento de la MR. Debido a que los costos de operación dependen de las variables aleatorias que determinan cada escenario, la ecuación (4.22) calcula el valor esperado del costo de operación de la MR, teniendo en cuenta la probabilidad de cada escenario.

Finalmente, la función objetivo del modelo busca minimizar el costo presente neto, que se calcula como la suma de los costos de las dos etapas de optimización, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$Obj = \min(C^{E1} + C^{E2}) \quad (4.23)$$

## 4.6.2. Restricciones

A continuación, se describe detalladamente el papel de cada restricción dentro del modelo de optimización. Es importante destacar que, durante la optimización mediante la descomposición de Benders, algunas variables se comportan como parámetros en ciertas restricciones, y dependen de la etapa de optimización en la que se encuentra el optimizador en un momento determinado durante el proceso de búsqueda de solución.

### 4.6.2.1. Número total de equipos

Las siguientes restricciones utilizan variables auxiliares para calcular el número total de equipos de cada tecnología. Lo anterior permite tener expresiones matemáticas más compactas dentro de la función objetivo y demás restricciones.

$$X_g^{PF_{tot}} = \sum_{\forall i \in I} X_{g,i}^{PF} \quad \forall g \in G \quad (4.24)$$

$$X_b^{BT_{tot}} = \sum_{\forall i \in I} X_{b,i}^{BA} \quad \forall b \in B \quad (4.25)$$

$$X_i^{IH_{tot}} = \sum_{\forall g \in G} \sum_{\forall b \in B} X_{g,b,i}^{IH} \quad \forall i \in I \quad (4.26)$$

En (4.24), (4.25) y (4.26) se muestran las relaciones utilizadas para hallar el número total de equipos referentes a PFs de tecnología  $g$ , baterías de tecnología  $b$  e IHs de tecnología  $i$ ; respectivamente.

### 4.6.2.2. Número de tecnologías de inversores híbridos que componen la solución

Dependiendo de la situación y el proyecto, el diseño de una MR debe incluir el menor número de tecnologías de equipos posible debido a limitaciones logísticas. En el caso de los IHs, en términos técnicos es mejor conectar una sola tecnología de PF y batería a sus MPPT y cargador de baterías, respectivamente, para evitar desequilibrios y problemas de compatibilidad. Por otro

lado, también es logísticamente beneficioso encontrar un dimensionamiento que solo incluya una tecnología de IH del conjunto  $I$ . Por ende, cuando se requiera una solución como la mencionada anteriormente, se integrará la siguiente restricción al modelo de optimización:

$$\sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall g \in G} \sum_{\forall b \in B} BX_{g,b,i}^{IH} = 1 \quad (4.27)$$

Donde  $BX^{IH}$  es una variable binaria indexada en  $g$ ,  $b$  e  $i$ , que, debido a la definición de (4.27), solo puede tomar un valor igual a 1 para una única combinación de sus índices, la cual corresponde a la combinación óptima de IH, PF y batería. Por otro lado, en ciertas situaciones el diseñador podrá aceptar que la solución obtenida del dimensionamiento se componga de más de una tecnología de IH del conjunto  $I$ . En consecuencia, en estos casos se utilizará la siguiente restricción en lugar de la expresada en (4.27):

$$\sum_{\forall g \in G} \sum_{\forall b \in B} BX_{g,b,i}^{IH} = 1 \quad \forall i \in I \quad (4.28)$$

La restricción (4.28) permite seleccionar varias tecnologías de inversores  $I$ , cada una de las cuales es acompañada por una única tecnología de PF y batería. En la Figura 4.6, se observa un ejemplo gráfico del efecto que tiene que incorporar la restricción (4.27) o (4.28) en el modelo de optimización.

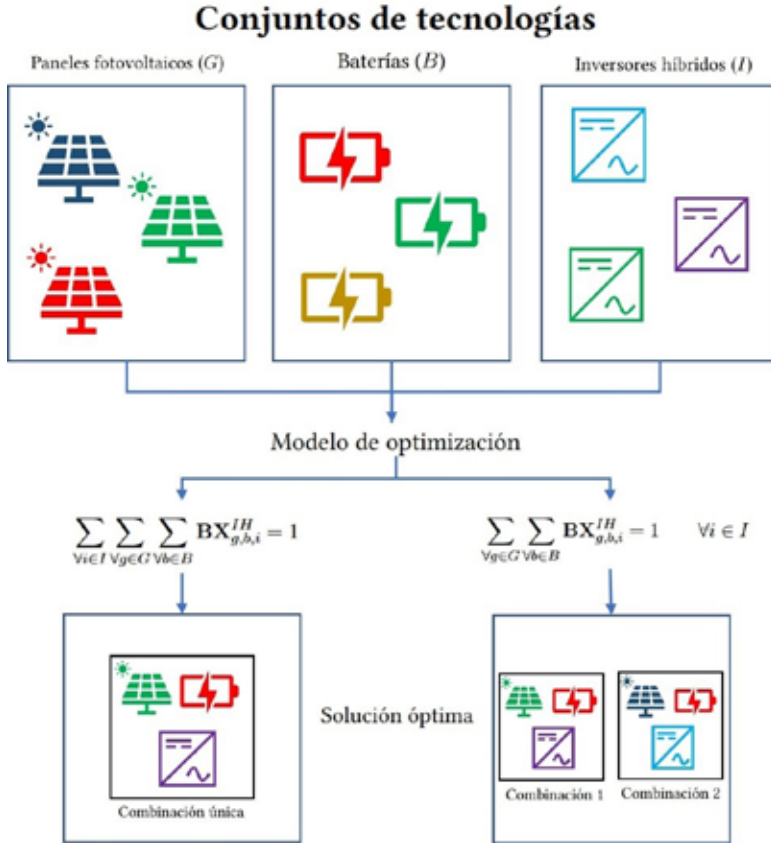
De este modo, utilizando la restricción (4.27) o (4.28), y de acuerdo con el diseño, y el *Big-M Method* [34] se puede limitar la variable entera del número de IH con cierta combinación de PF y batería a través de la restricción (4.29).

$$X_{g,b,i}^{IH} \leq M \cdot BX_{g,b,i}^{IH} \quad \forall i \in I, \quad \forall b \in B, \quad \forall g \in G \quad (4.29)$$

#### 4.6.2.3. Número total de fotovoltaicos

El modelo de optimización incluye una serie de restricciones que consideran los límites técnicos de los MPPT dentro de los IHs dados por los fabricantes en sus respectivas hojas de datos. Lo anterior, evita que el diseñador tenga que realizar un proceso posterior de verificación en el cual se puede encontrar con que la solución obtenida de la optimización no es técnicamente implementable y puede llevar a la sobrecarga de los equipos.

**Figura 4.6.** Ejemplo de las posibles soluciones que se obtienen al implementar la restricción (4.27) o (4.28).



$$S_{g,i}^{PF} \leq N_i^{mppt} [c_i^{dcmax} / c_g^{scstc}] \sum_{\forall b \in B} X_{g,b,i}^{IH} \quad \forall i \in I, \forall g \in G \quad (4.30)$$

$$\left. \begin{aligned} X_{g,i}^{PF} &\geq S_{g,i}^{PF} \left[ V_i^{mpptinf} / V_g^{mpptstc} \right] \\ X_{g,i}^{PF} &\leq S_{g,i}^{PF} \left[ V_i^{dcmax} / V_g^{ocmax} \right] \end{aligned} \right\} \quad \forall i \in I, \forall g \in G \quad (4.31)$$

$$X_{g,i}^{PF} \cdot P_g^{stc} \leq P_i^{IHpf} \cdot \sum_{\forall b \in B} X_{g,b,i}^{IH} \quad \forall i \in I, \forall g \in G \quad (4.32)$$

En (4.30) se limita el número de cadenas de PFs de tecnología  $g$  que pueden ser instalados en los IHs de tecnología  $i$ . Esto depende del número de MPPT disponibles en el inversor y las características técnicas de corriente del PF e IH. Las dos restricciones descritas en (4.31) acotan el número total de PFs instalados en el IH teniendo en cuenta los límites de tensión de este último. Por un lado, el límite inferior está dado por la tensión mínima de funcionamiento del MPPT del IH y la tensión bajo STC del módulo fotovoltaico. Por otro lado, el límite superior depende de la tensión máxima admisible por el IH y la tensión de circuito abierto máxima que se puede presentar en el PF. Esta última es mayor cuando la temperatura ambiente es menor.

Por ende, el parámetro  $V_g^{OCmax}$  se calcula para cada PF de tecnología  $g$ , tomando en consideración la temperatura más baja del sitio registrada en los últimos 10 años ( $TA^{min}$ ), la cual se obtiene de la base de datos POWER de la NASA [35].

Con esta información, se calcula el parámetro de tensión de circuito abierto máxima para cada tecnología de PF por medio de la expresión enunciada en (4.31). Por otro lado, cada tecnología de IH puede admitir una potencia fotovoltaica máxima en sus  $MPPT(P_i^{maxPF})$ , por lo que el número de PFs está limitado teniendo en cuenta este parámetro en la restricción (4.32).

#### 4.6.2.4. Número de baterías

De forma similar a las delimitaciones establecidas para el número de PFs, los IHs tienen unas limitaciones técnicas en su entrada/salida dedicada a la conexión de las baterías. Por ende, las siguientes expresiones limitan el número de baterías que se pueden instalar en el cargador teniendo en cuenta la tensión nominal de cada equipo.

$$S_{b,i}^{BA} \leq M \cdot \sum_{\forall g \in G} X_{g,b,i}^{IH} \quad \forall i \in I, \quad \forall b \in B \quad (4.33)$$

$$X_{b,i}^{BA} = S_{b,i}^{BA} \cdot V_i^{nom_{ch}} / V_b^{nom} \quad \forall i \in I, \quad \forall b \in B \quad (4.34)$$

Donde, en (4.33) se restringe el número de cadenas de baterías  $S_{b,i}^{BA}$  a cero, si el número de IHs de tecnología  $i$  que incluyen baterías de tecnología  $b$  es cero, según lo indicado por la variable  $X_{g,b,i}^{IH}$ , o no se restringe el número de cadenas

en caso contrario, dado que  $M$  es un número muy grande. Por otro lado, el número total de baterías de tecnología  $b$  instaladas en IHs de tecnología  $i$  se limita en la restricción (4.34), considerando el número de cadenas y la cantidad máxima de baterías que se pueden conectar en serie dada por la división entre la tensión nominal del cargador y la tensión nominal de la batería.

#### 4.6.2.5. Potencia de carga y descarga de las baterías

Así como en (4.33) y (4.34) se limita el número de BA considerando las tensiones nominales de los equipos, las baterías e IH poseen unas limitantes técnicas en términos de potencia máxima de carga y descarga. Asimismo, las baterías solo pueden tener un estado de operación en cada instante de tiempo  $t$ , es decir, estas están ya sea cargando, descargando o en reposo. En consecuencia, las siguientes restricciones tienen en cuenta las condiciones operativas mencionadas anteriormente.

$$\left. \begin{aligned} P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA} &\leq X_b^{BT_{tot}} P_b^{BA_{ch}} \\ P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA} &\leq X_i^{IH_{tot}} P_i^{IH_{ch}} \end{aligned} \right\} \forall b \in B, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (4.35)$$

$$\left. \begin{aligned} P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} &\leq X_b^{BT_{tot}} P_b^{BA_{ch}} \\ P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} &\leq X_i^{IH_{tot}} P_i^{IH_{ch}} \end{aligned} \right\} \forall b \in B, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (4.36)$$

$$\sum_{\forall g \in B} (P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA}) \leq MB_{i,t,\omega}^{dch} \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (4.37)$$

$$\sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} \leq M \cdot B_{i,t,\omega}^{dch} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (4.38)$$

$$B_{i,t,\omega}^{ch} + B_{i,t,\omega}^{dch} \leq 1 \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall \omega \in \Omega \quad (4.39)$$

Las restricciones (4.35) y (4.36) limitan la potencia máxima de carga y descarga, respectivamente; teniendo en cuenta el número de tecnologías instaladas y los condicionamientos técnicos dados por los fabricantes de baterías e IH en las fichas técnicas. Por otra parte, en las expresiones (4.37) y (4.38) se restringen los flujos de potencia de carga y descarga dependiendo del estado de la batería en el instante de tiempo  $t$ . Asimismo, las baterías pueden

tener un único estado en cada instante, es decir, cargando, descargando o en reposo. Lo anterior, se garantiza mediante la implementación de la restricción (4.39).

#### 4.6.2.6. Capacidad efectiva de las baterías

El modelo de optimización propuesto utiliza un modelo de degradación lineal que depende del uso de las baterías, con el fin de estimar la capacidad efectiva de los bancos de baterías en cada instante. Las siguientes restricciones modelan la dinámica mencionada anteriormente:

$$Q_{b,t_0,\omega}^{BA} = X_b^{BT_{tot}} q_b^{nom} \quad \forall b \in B, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.40)$$

$$\begin{aligned} Q_{b,t,\omega}^{BA} &= Q_{b,(t-1),\omega}^{BA} - q_b^{dg} \sum_{\forall i \in I} \left( P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} / \left( \eta_b^{dch} \eta_i^{deac} \right) \right) \Delta t \quad \forall b \in B, \quad \forall t \in T, \quad \forall \omega \in \Omega \\ \text{donde} \quad q_b^{dg} &= \frac{0.2 \cdot q_b^{nom}}{N_b^C (q_b^{nom} - q_b^{min})} \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$Q_{b,t_0,\omega}^{BA} - Q_{b,t_f,\omega}^{BA} \leq 0.2 \cdot Q_{b,t_0,\omega}^{BA} / ly_b^{BA} \quad \forall b \in B, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.42)$$

Donde, en (4.40) se establece que la capacidad en el instante inicial  $t_0$  del banco de baterías de tecnología  $b$ , depende del número total de baterías dimensionado y la capacidad nominal indicada por el fabricante. Por otro lado, la dinámica de la capacidad efectiva durante toda la operación de la MR se incorpora mediante la expresión (4.41), pues, a medida que las baterías entregan potencia, estas se van degradando de forma lineal, dado un coeficiente calculado a partir del número de ciclos recomendado a determinada profundidad de descarga.

Por otra parte, dado que las baterías son uno de los activos más costosos de una MR, se debe prevenir su uso ineficiente y garantizar que puedan alcanzar su vida útil óptima. Por ende, la restricción (4.42) garantiza que al final de la vida útil del banco de baterías ( $ly_b^{BA}$ ) no se haya presentado una degradación superior al 20 % de su capacidad inicial, con el fin de evitar un rendimiento indeseado en la operación de las baterías antes de su remplazo [15].

#### 4.6.2.7. Estado de carga de las baterías

De forma similar a la capacidad efectiva descrita anteriormente, la formulación incorpora las restricciones (4.43) - (4.45) para modelar la dinámica del estado de carga de las baterías.

$$SoC_{b,t_0,\omega} = X_b^{BT_{tot}} q_b^{nom} SoC^0 \quad \forall b \in B, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.43)$$

$$\left. \begin{array}{l} SoC_{b,t,\omega} \geq X_b^{BT_{tot}} q_b^{min} \\ SoC_{b,t,\omega} \leq Q_{b,t}^{BA} \end{array} \right\} \forall b \in B, \quad \forall t \in T, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} SoC_{b,t,\omega} = & SoC_{b,(t-1),\omega} \cdot (1 - AD_b) \\ & + \sum_{\forall i \in I} \left( \eta_b^{ch} (P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA} + \eta_i^{ac,dc} [P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} + P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA}]) \right. \\ & \left. - P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} / (\eta_b^{dch} \eta_i^{dc,ac}) \right) \Delta t \quad \forall b \in B, \quad \forall t \in T, \quad \forall \omega \in \Omega \end{aligned} \quad (4.45)$$

En primer lugar, en (4.43) se define el estado de carga en  $t_0$  del banco de baterías de tecnología  $b$  el cual depende del número de baterías instaladas, su capacidad nominal y el parámetro  $SoC^0$  que toma un valor definido entre 0 y 1 para indicar el porcentaje del estado de carga inicial. En segunda instancia, la expresión (4.44) define dos límites para el estado de carga de las baterías, el límite superior está dado por la capacidad efectiva en cada instante y el límite inferior está acotado por la capacidad mínima a la cual se puede descargar el banco de baterías ( $q^{min}$ ).

Finalmente, en la restricción (4.45) se modela la dinámica temporal de cada banco de baterías considerando un coeficiente de autodescarga ( $AD$ ), las eficiencias AC-DC y DC-AC de la tecnología de IH a la cual están conectadas y las eficiencias de carga y descarga de los módulos de baterías.

#### 4.6.2.8. Balances de potencia

Las restricciones de igualdad que incorpora la formulación para modelar los balances de potencia dentro de la operación de la MR se definen en las siguientes expresiones:

$$P_{i,t,\omega}^{PF,DE} + P_{i,t,\omega}^{PF,RP} + \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{PF,BA} + P_{i,t,\omega}^{PF,Curt} = \sum_{\forall g \in G} \left( X_{g,i}^{PF} P_{g,t,\omega}^{PF_{gen}} \right) \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.46)$$

$$P_{t,\omega}^{ME,DE} + P_{t,\omega}^{ME,RP} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{ME,BA} + P_{t,\omega}^{TE,Curt} = \sum_{\forall e \in E} \left( X_e^{ME} P_{e,t,\omega}^{ME_{gen}} \right) \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.47)$$

$$P_{t,\omega}^{RP,DE} + P_{t,\omega}^{ME,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{BA,DE} + \sum_{\forall i \in I} \eta_i^{dc,ac} P_{i,t,\omega}^{PF,DE} + P_{t,\omega}^{GD,DE} + P_{t,\omega}^{ENS} = DE_t \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.48)$$

Donde, la restricción (4.46) detalla el balance de potencia fotovoltaica generado por los PFs instalados en cada grupo de IHs de tecnología  $i$ . De forma similar, en (4.47) se expresa el balance de potencia dado por la generación eólica. Los balances fotovoltaico y eólico incluyen su variable de relajación  $P_{t,\omega}^{TE,Curt}$  y  $P_{t,\omega}^{PF,Curt}$ , la cual indica el recorte de potencia realizado en cada instante de tiempo en caso de que parte de la potencia generada no se pueda suministrar a la demanda eléctrica u otro activo.

Entretanto, en (4.48) se expresa el balance de potencia en la demanda eléctrica, al considerar que esta puede ser suplida por medio de potencia proveniente de la red principal, turbinas eólicas, baterías, generación fotovoltaica y generador diésel. En caso de que las fuentes mencionadas anteriormente no puedan suministrar la potencia suficiente para cubrir toda la demanda eléctrica en cierto instante, se presentará potencia no suministrada ( $P^{ENS}$ ), y esto generará un costo en la etapa dos de la función objetivo (4.21).

#### 4.6.2.9. Red eléctrica principal

**Microrred conectada a la red:** las siguientes restricciones modelan los límites técnicos de la red eléctrica principal a la cual está conectada la MR por medio del PAC.

$$\left. \begin{aligned} P_{t,\omega}^{RP,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} &\leq Ds_{t,\omega}^{RP} P_{imp}^{RP} \\ P_{t,\omega}^{ME,RP} + \sum_{\forall i \in I} \eta_i^{dc,ac} P_{i,t,\omega}^{PF,RP} &\leq Ds_{t,\omega}^{RP} \end{aligned} \right\} \quad \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega \quad (4.49)$$

Las expresiones dadas en (4.49) limitan la potencia máxima que se puede importar y exportar a la red eléctrica pública en cada instante de tiempo. El presente modelo permite dimensionar MRs con redes eléctricas intermitentes

con diferentes escenarios, por lo que se introduce un parámetro binario que indica la disponibilidad de la red  $(D_s^{RP} \in [1, 0])$ . Si este parámetro tiene un valor de cero en cierto instante  $t$  bajo el escenario  $\omega$ , el lado derecho de ambas restricciones se anula y, por tanto, las variables reales positivas de potencia importada y exportada se igualan a cero.

- **Microrred aislada:** en caso de requerir dimensionar una MR aislada se implementa la siguiente restricción en lugar de la definida en (49):

$$P_{t,\omega}^{RP,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{RP,BA} + P_{t,\omega}^{ME,RP} + \sum_{\forall i \in I} P_{i,t,\omega}^{PF,RP} = 0 \quad \forall t \in T, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.50)$$

#### 4.6.2.10. Generador diésel

El generador diésel de la MR es un respaldo importante en situaciones en las que la red eléctrica principal no se encuentra disponible y las FER no pueden suplir la potencia suficiente para cubrir la demanda eléctrica en cierto instante. Estos generadores poseen ciertas limitantes técnicas que deben ser tenidas en cuenta para operar correctamente, las cuales se definen por medio de las siguientes restricciones:

$$\left. \begin{aligned} P_t^{GD,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA} &\geq D_t^{On} D_s^{GD} (L^{GD_{min}} P^{GD_{max}}) \\ P_t^{GD,DE} + \sum_{\forall i \in I} \sum_{\forall b \in B} P_{i,b,t,\omega}^{GD,BA} &\leq D_t^{On} D_s^{GD} P^{GD_{max}} \end{aligned} \right\} \quad \forall t \in T, \quad \forall \omega \in \Omega \quad (4.51)$$

En (4.51) se puede detallar las cotas superior e inferior de la potencia del generador diésel. En primer lugar, el límite inferior depende del parámetro de porcentaje de carga mínimo para entrar en funcionamiento, el cual tiene un valor entre 0 y 1  $(D^{L_{min}})$ . Por otro lado, ambos límites consideran un perfil de disponibilidad binario en el que se modelan las salidas de servicio del generador por mantenimientos. Asimismo, se integra una variable binaria  $(D^{On})$  que indica cuando el generador está encendido o apagado.

## 4.7. Casos de estudio

En esta sección se describen los casos de estudio que se utilizarán para evaluar los resultados derivados de la formulación previamente expuesta en este estudio.

### 4.7.1. Descripción

En el presente estudio se propone evaluar dos locaciones y dimensionar diferentes MRs hospitalarias en cada una de ellas, con el fin de valorar el desempeño de la formulación descrita anteriormente. La primera locación se refiere a Puerto Carreño, Colombia (latitud  $\varphi = 6.1849$ , longitud  $\lambda = -67.4894$ ,  $H^{smm} = 51$  m); mientras que la segunda corresponde a la isla de San Andrés (latitud  $\varphi = 12.583$ , longitud  $\lambda = -81.706$ ,  $H^{smm} = 0$  m) ubicada en territorio marítimo colombiano. En el mapa de la Figura 4.7 se pueden detallar ambas localizaciones.

Según datos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam) [36], Puerto Carreño y San Andrés se caracterizan por tener una irradiancia global horizontal interesante de explorar con una media diaria entre 5 a 5.5 kWh/m<sup>2</sup> y 4.5 a 5 kWh/m<sup>2</sup>, respectivamente. Por otro lado, la velocidad promedio del viento anual a 10 metros de altura de la primera locación es relativamente baja, con valores entre 2 y 3 m/s, mientras que San Andrés cuenta con un potencial eólico destacado con valores medios entre 6 y 7 m/s.

En este estudio se propone diseñar una MR hospitalaria aislada y otra conectada a la red eléctrica local para cada locación, para luego realizar la comparación entre los resultados obtenidos con el modelo estocástico y con el modelo determinista. En el caso de los modelos deterministas, se utilizaron los históricos meteorológicos de irradiancia y velocidad del viento del 2019 para el cálculo de la generación renovable, extraídos de la base de datos NSRDB.

Para el caso de la MR conectada a la red en Puerto Carreño se usó el árbol de escenarios de la Figura 4.3 para el modelo estocástico y se corrió el modelo determinista para los escenarios 1 y 2 de disponibilidad. En el caso de San Andrés no se consideran escenarios de disponibilidad, ya que, como se indica en la sección 7.3, la isla presentó una prestación del servicio sin interrupciones durante el 2019.

**Figura 4.7.** Mapa de localizaciones de los casos de estudio

#### 4.7.2. Parámetros generales

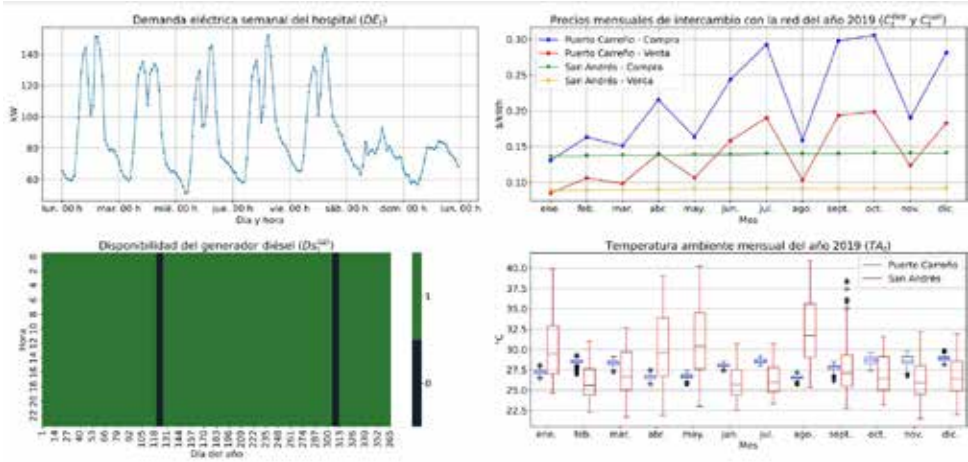
El perfil de demanda eléctrica crítica semanal a suplir por la MR se puede detallar en la Figura 4.8. Esta curva de demanda proviene de mediciones reales realizadas con el analizador de red MYeBOX®-1500 en la institución hospitalaria San Juan de Dios E.S.E., ubicada en Puerto Carreño. En este estudio, se asume que este perfil de demanda semanal se repite durante todo el año de operación. En la Figura 4.8 también se detalla el comportamiento mensual de los precios de intercambio con la red eléctrica en cada locación. Los precios de compra de energía  $(C_t^{buy})$  fueron extraídos de los reportes tarifarios mensuales del 2019 de cada operador de red local, mientras que los precios de venta de energía  $(C_t^{sell})$  se asumen como un 65 % de los precios de compra. La temperatura ambiente mensual del 2019 de ambas locaciones extraída de la base de datos NSRDB y la disponibilidad anual del generador diésel también se pueden observar en la Figura 4.8.

En la Tabla 4.2 se listan los valores de los parámetros generales establecidos previamente para cada caso. En términos económicos, todos los casos de dimensionamiento consideran una tasa de descuento ( $r$ ) de 10 % y una vida útil de 25 años ( $LY$ ). Por otro lado, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) establece en [37] los costos promedio de interrupción para diferentes consumidores, donde el costo promedio por la energía no suministrada ( $C_T^{ENS}$ ) en instituciones hospitalarias es de 16 \$/kWh.

Las locaciones de ambos casos de estudio se encuentran en las zonas no interconectadas del país, es decir, zonas donde no se presta el servicio público de electricidad a través del sistema interconectado nacional o red de transmisión nacional. Según los informes de telemetría presentados por El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), la demanda eléctrica de estos sitios se suple por medio de redes locales con generación compuesta principalmente por generadores diésel, aunque recientemente Puerto Carreño también cuenta con una planta de biomasa [38]. Por ende, según la evaluación de diferentes tecnologías de generación con respecto a sus emisiones contaminantes realizada por Kis *et al.* [39], el ahorro específico de emisiones contaminantes debido a la no utilización de generadores diésel ( $\mu$ ) es de 266.76 g  $CO_2$ /kWh.

Asimismo, según el artículo 47 de la ley 2277 de 2022, el incentivo por ahorro de emisiones contaminantes ( $R^{ec}$ ) en Colombia es de 4.23 \$/t  $CO_2$  o  $4.23 \cdot 10^{-6}$  \$/g  $CO_2$ . En los casos de las MRs conectadas a la red a través del PAC, la red eléctrica principal tendrá una capacidad máxima de compra de potencia activa de 200 kW ( $P_{imp}^{RP}$ ) y para la exportación de excedentes de 20 kW  $P_{exp}^{RP}$ .

En este estudio, se asume que la generación fotovoltaica es de tecnología cristal/celda/cristal y su montaje se hará en una estructura abierta sobre el suelo, por ende, los parámetros  $j$ ,  $k$  y  $\Delta TE$  toman valores de -3.47, -0.0594 y 3, respectivamente, según los valores de la Tabla 4.1. Por otra parte, las locaciones consideradas se encuentran cerca a la latitud  $0^\circ$  y, por lo tanto, su inclinación ( $\beta$ ) óptima es de aproximadamente  $10^\circ$  con azimut ( $\gamma$ ) de  $0^\circ$ .

**Figura 4.8.** Parámetros generales indexados en tiempo**Tabla 4.2.** Parámetros generales constantes

| Parámetro \ Caso | Puerto Carreño       | San Andrés | Unidad              |
|------------------|----------------------|------------|---------------------|
| $\phi$           | 6.1849               | 12.583     |                     |
| $\lambda$        | -67.4894             | -81.706    |                     |
| $H^{nm}$         | 51                   | 0          | m                   |
| $r$              | 0.1                  |            |                     |
| $LY$             | 25                   |            | años                |
| $C_t^{ENS}$      | 16                   |            | \$/kCO <sub>2</sub> |
| $\mu$            | 266.76               |            |                     |
| $R^{ec}$         | $4.26 \cdot 10^{-6}$ |            | \$/gCO <sub>2</sub> |
| $P^{RPimp}$      | 200                  |            | kW                  |
| $P^{RPexp}$      | 20                   |            | kW                  |

Ahora bien, los parámetros técnicos del conjunto de generación fotovoltaica ( $G$ ) considerados para el diseño de las MRs se detallan en la Tabla 4.3.

Por su parte, se consideran dos tecnologías de batería de litio. Estas difieren considerablemente en su tensión, ciclos de vida útil y costo. De esta forma, por medio de la formulación propuesta se podrá determinar cuál es la tecnología óptima para utilizar en cada caso de MR. Los parámetros técnicos de las baterías se pueden observar en la Tabla 4.4.

**Tabla 4.3.** Parámetros técnicos de la generación fotovoltaica

| <b>Parámetro</b> <b>g</b> | <b>Risen-590W</b> | <b>EcoGreen-540W</b> | <b>Unidad</b> |
|---------------------------|-------------------|----------------------|---------------|
| Tecnología                | Monocristalino    | Monocristalino       |               |
| $C^{PF}$                  | 275.02            | 253.24               | \$            |
| $C^{PFOM}$                | 5                 | 5                    | \$            |
| $P^{stc}$                 | 0.59              | 0.54                 | kW            |
| $V^{ocstc}$               | 41.2              | 49.4                 | V             |
| $C^{scstc}$               | 18.21             | 13.81                | A             |
| $V^{mppstc}$              | 34.32             | 41.2                 | V             |
| $\alpha_{voc}$            | -0.0025           | -0.0028              | 1/°C          |
| $A_{pmax}$                | -0.0034           | -0.0036              | 1/°C          |

**Tabla 4.4.** Parámetros técnicos de las baterías

| <b>Parámetro</b> <b>b</b> | <b>PylonTech-UP5000</b> | <b>BYD-22.1</b>        | <b>Unidad</b> |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|---------------|
| Tecnología                | Litio                   | Litio                  |               |
| $C^{BA}$                  | 2215                    | 15300                  | \$            |
| $C^{BAOM}$                | 20                      | 50                     | \$            |
| $q^{nom}$                 | 4.8                     | 22.08                  | kWh           |
| $q^{min}$                 | 0.24                    | 4.4                    | kWh           |
| $P^{BAdch}$               | 2.4                     | 16                     | kW            |
| $P^{BAch}$                | 2.4                     | 16                     | kW            |
| $\eta^{ch}, \eta^{dech}$  | 0.97                    | 0.95                   |               |
| $ly^{BA}$                 | 10                      | 13                     | años          |
| $V^{nom}$                 | 48                      | 400                    | V             |
| $N^C$                     | 4500                    | 7000                   |               |
| $q^{dg}$                  | $4.67836 \cdot 10^{-5}$ | $3.5682 \cdot 10^{-5}$ |               |
| $AD$                      | 0.0001075               | 0.0001075              |               |

Dos tecnologías de inversores híbridos son consideradas dentro de los casos de estudio propuestos. En primer lugar, un IH para baterías de bajo voltaje (48 V) y con potencia de 15 kW. Por otro lado, se tiene en cuenta un IH de baterías de alto voltaje (400 V) y una potencia de salida superior al anterior de 20 kW. Por otro lado, se implementa la restricción (4.27) en lugar de (4.28) para obtener la combinación de tecnología de PF, batería e IH óptima, tal y como se ilustra en la Figura 4.6.

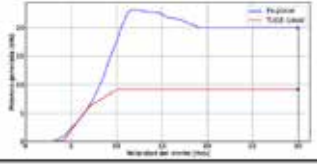
**Tabla 4.5.** Parámetros técnicos de los inversores híbridos

| <b>Parámetro</b> <span style="float: right;"><b>i</b></span> | <b>IS-15kW</b> | <b>HYD-20Ktl</b> | <b>Unidad</b> |
|--------------------------------------------------------------|----------------|------------------|---------------|
| $C^{IH}$                                                     | 5180           | 6000             | \$            |
| $C^{IHOM}$                                                   | 150            | 160              | \$            |
| $P^{IHpf}$                                                   | 22.5           | 30               | kWh           |
| $N^{Imppt}$                                                  | 2              | 2                |               |
| $V^{dcmax}$                                                  | 900            | 1000             | V             |
| $V^{mppingf}$                                                | 400            | 180              | V             |
| $c^{dcmax}$                                                  | 37.6           | 25               | A             |
| $\eta^{dc,ac}$                                               | 0.91           | 0.95             |               |
| $\eta^{ac,dc}$                                               | 0.95           | 0.97             |               |
| $P^{outmax}$                                                 | 15             | 20               | kW            |
| $P^{inmax}$                                                  | 15             | 20               | kW            |
| $V^{nomch}$                                                  | 48             | 400              | V             |
| $P^{IHch}$                                                   | 14.4           | 20               | kW            |
| $P^{IHdch}$                                                  | 14.4           | 20               | kW            |
| $ly^{IH}$                                                    | 15             | 15               | años          |

Por otro lado, se incluyen tecnologías de 10 y 20 kW dentro del catálogo de MEs. Estas difieren principalmente en sus costos y pico de potencia dado por la curva de generación. Los parámetros técnicos de estas tecnologías se pueden detallar en la Tabla 4.6. De igual forma, estas MEs serán instaladas a 20 metros de altura ( $H^{ME}$ ) y en un terreno de césped con longitud de rugosidad superficial ( $H_0$ ) de 0.008 metros [32]. Además, las mediciones de velocidad del viento extraídas de la base de datos NSRDB son tomadas con un anemómetro a 10 metros de altura ( $H^{ane}$ ).

Adicionalmente, se asume que en todos los casos de estudio el generador diésel de respaldo ya está instalado en el hospital, por lo que su costo de instalación será cero. Este generador tiene los parámetros técnicos y perfil de disponibilidad ( $DS_t^{GD}$ ) mostrados en la Tabla 7 y Figura 4.8, respectivamente. La disponibilidad del GD fue establecida teniendo en cuenta dos semanas de mantenimiento durante el año; el primero se realiza entre el día 120 y 127 del año, y el segundo, del día 305 al 312 del año.

**Tabla 4.6.** Parámetros técnicos de las microturbinas eólicas

| <div>Parámetro<sup>e</sup></div> | FX-20      | TUGE-10kW  | Unidad | Curvas de generación                                                               |
|----------------------------------|------------|------------|--------|------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Eje</i>                       | Horizontal | Horizontal |        |  |
| $C^{ME}$                         | 31000      | 12000      | \$     |                                                                                    |
| $P^{ME nom}$                     | 20         | 10         | kW     |                                                                                    |
| $C^{ME nom}$                     | 700        | 300        | \$     |                                                                                    |
| $WS^{min}$                       | 3          | 3          | m/s    |                                                                                    |
| $WS^{max}$                       | 30         | 30         | m/s    |                                                                                    |
| $ly^{ME}$                        | 20         | 20         | años   |                                                                                    |

**Tabla 4.7.** Parámetros técnicos del generador diésel

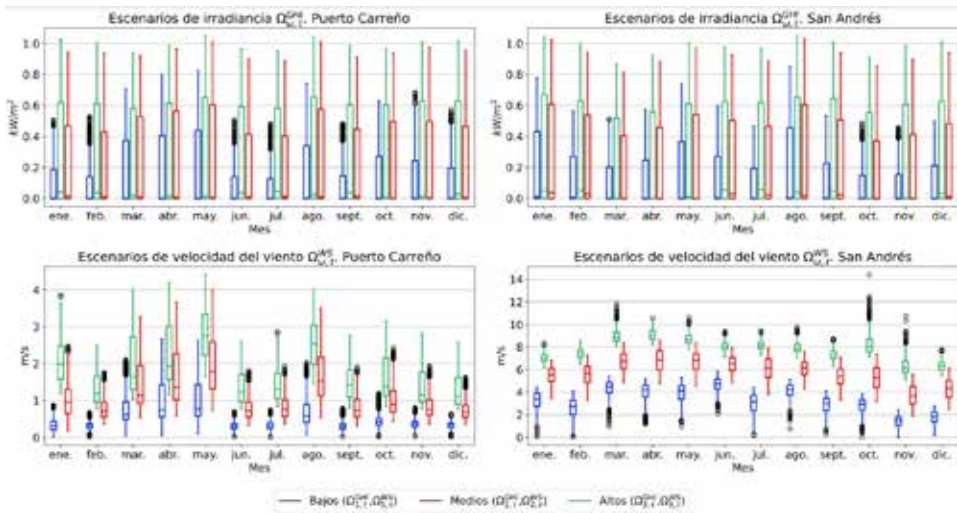
| <div>Parámetro<sup>GD</sup></div> | GD-175kW | Unidad |
|-----------------------------------|----------|--------|
| $C^{GD}$                          | 0        | \$     |
| $C^{GDOM}$                        | 3        | \$/h   |
| $P^{GDmax}$                       | 175      | kW     |
| $f^{min}$                         | 1.45     | L/h    |
| $f^{max}$                         | 50.8     | L/h    |
| $f^n$                             | 0.282    | L/h/kW |
| $L^{GDmin}$                       | 0.2      |        |

### 4.7.3. Parámetros con escenarios

Acorde con la metodología definida en la sección 4.1, se importaron los históricos meteorológicos de ambas locaciones entre el 2015 y el 2020 (seis años). Siguiendo la formulación establecida para generar escenarios meteorológicos, en las Figuras 4.9 y 4.10 se detallan los valores obtenidos de irradiancia global horizontal y velocidad del viento en cada uno de los escenarios propuestos.

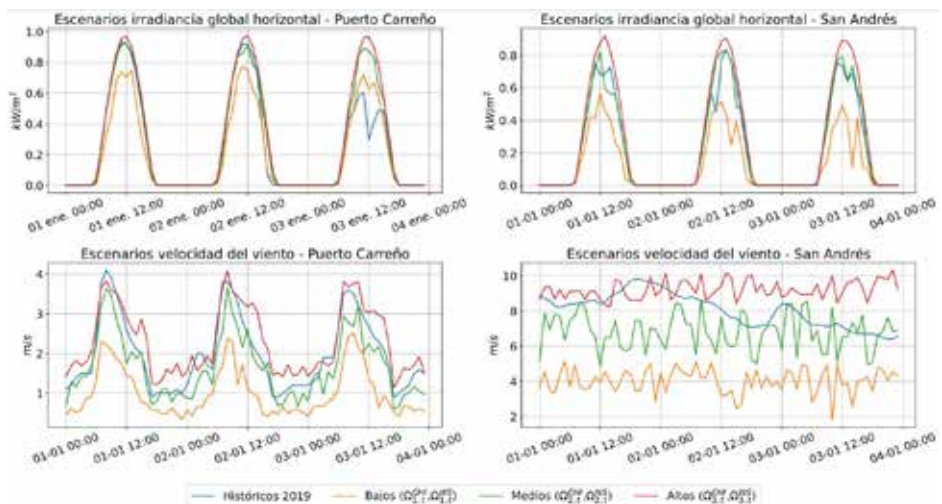
Por otra parte, se hizo uso de los históricos de disponibilidad del servicio de energía eléctrica reportados en los informes de telemetría presentados por el IPSE para el 2019 [38] en cada una de las locaciones. Cabe resaltar que, según estos históricos, la isla de San Andrés tuvo una prestación del servicio completa durante todo el año. Por ende, para esta locación se asumirá que la red está completamente disponible en todos los pasos de tiempo de optimización.

**Figura 4.9.** Escenarios generados de irradiancia global horizontal y velocidad del viento. Puerto Carreño y San Andrés. Diagrama de caja mensual.

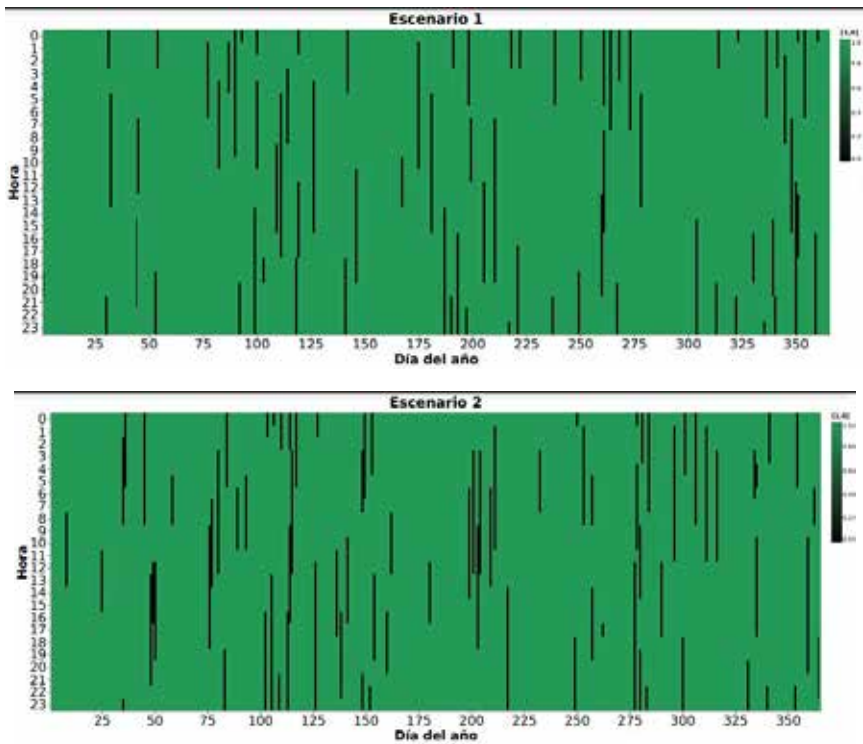


Por otro lado, según los informes del IPSE, a lo largo del 2019 Puerto Carreño presentó un indicador  $DPI$  de 7.25 horas y un  $CVI$  de 61 interrupciones. Por tal motivo, a través de la formulación definida en la sección 4.2, se obtuvieron los dos escenarios de disponibilidad de la red eléctrica expuestos en la Figura 4.11, cada uno con probabilidad de ocurrencia del 50 %.

**Figura 4.10.** Escenarios generados de irradiancia global horizontal y velocidad del viento. Puerto Carreño y San Andrés. Primeros tres días del año.



**Figura 4.11.** Escenarios generados de disponibilidad de la red principal ( $Ds_{t,\omega}^{RP}$ ) Puerto Carreño.



Por otro lado, en la Tabla 4.8 se observan las probabilidades obtenidas para cada escenario meteorológico y de disponibilidad de la red en ambas localidades propuestas.

**Tabla 4.8.** Probabilidad de los escenarios generados

| Escenario     | Puerto Carreño | San Andrés |
|---------------|----------------|------------|
| $\pi_1^{GHI}$ | 17.7%          | 16.01 %    |
| $\pi_2^{GHI}$ | 66.14%         | 69.04 %    |
| $\pi_3^{GHI}$ | 16.16%         | 14.95 %    |
| $\pi_1^{WS}$  | 16.05%         | 16.61 %    |
| $\pi_2^{WS}$  | 67.92%         | 67.24 %    |
| $\pi_3^{WS}$  | 16.03%         | 16.15 %    |
| $\pi_1^{RP}$  | 50 %           | N/A        |
| $\pi_2^{RP}$  | 50 %           | N/A        |

## 4.8. Resultados

En esta sección se detallan y discuten los resultados obtenidos para los casos de dimensionamiento de microrredes aisladas y conectadas a la red eléctrica principal, en las locaciones propuestas anteriormente.

### 4.8.1. Microrred conectada a la red

Al realizar el dimensionamiento de los tres casos de MR conectada a la red para Puerto Carreño, se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4.9. Como se puede observar, en ninguno de los casos se contemplan microturbinas eólicas, lo que demuestra que esta locación presenta un recurso eólico bajo y no es viable realizar la instalación de este tipo de generadores.

En el caso del modelo determinista bajo el escenario 1 de disponibilidad (Figura 4.11), los resultados indican que no es necesario un sistema de almacenamiento con baterías. Por ende, la MR puede suministrar energía a la demanda por medio de PFs en el día, y en la noche hacer uso de la red eléctrica principal o el generador diésel, siempre y cuando exista disponibilidad de estos recursos. Sin embargo, en este caso de estudio se presentaron 12 horas en las cuales la red principal y el generador de respaldo coincidían en indisponibilidad durante cada uno de los años de operación.

Lo anterior, se detalla en la Figura 4.12, en la que se observa, que al no tener almacenamiento, generación solar baja de indisponibilidad de la red y generador diésel, se presentan 7 horas con potencia no suministrada a la demanda. Los resultados obtenidos en este caso especial muestran que en términos económicos no es necesario instalar almacenamiento debido a que solo sería necesario para abordar un evento de 12 horas al año. Sin embargo, debido a la criticidad de la demanda hospitalaria, este diseño determinista no está preparado para actuar frente a estos imprevistos que afectan gravemente la prestación de los servicios médicos.

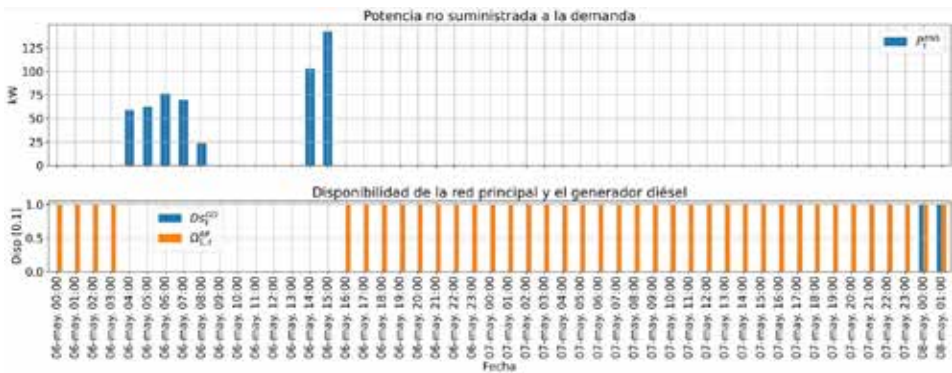
Por otro lado, según los resultados obtenidos para el modelo determinista con el escenario 2 de disponibilidad, es claro que se presentan más eventos de indisponibilidad de la red y el generador diésel. En concreto, se tienen 34 horas al año de indisponibilidad conjunta. Por ende, en los resultados se contempla un almacenamiento con baterías relativamente grande (422.4 kWh).

No obstante, si se compara con el dimensionamiento del modelo estocástico, se obtuvo un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento. Dado que en el caso estocástico ambos escenarios de disponibilidad tienen una probabilidad de ocurrencia del 50 % y, además, se consideran escenarios meteorológicos, los resultados obtenidos son más equilibrados que en los casos deterministas, en los que se cuenta con un sistema de almacenamiento y número de PFs acorde con la demanda, evitando el sub/sobredimensionamiento de los otros casos.

Tabla 4.9. Resultados dimensionamiento MR conectada a la red. Puerto Carreño

| Modelo<br>Resultado          | Estocástico                              | Determinista<br>(Disp. RP: $DS_t^{RP} = \Omega_{1,t}^{RP}$ ) | Determinista<br>(Disp. RP: $DS_t^{RP} = \Omega_{2,t}^{RP}$ ) |
|------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Risen-590W<br>EcoGreen-540W  | 506 PF (22 cadenas)<br>(298.54 kWp)<br>0 | 506 PF (22 cadenas)<br>(298.54 kWp)<br>0                     | 598 PF (26 cadenas)<br>(304.38 kWp)<br>0                     |
| Pylontech-UP5000<br>BYD-22.1 | 16 BA (2 cadenas)<br>(76.8 kWh)<br>0     | 0<br>0                                                       | 88 BA (11 cadenas)<br>(422.4 kWh)<br>0                       |
| IS-15kW<br>HYD-20kTL         | 0<br>11 IH (220 kW)                      | 0<br>11 IH (220 kW)                                          | 0<br>13 IH (260 kW)                                          |
| FX-20kW<br>TUGE-10kW         | 0<br>0                                   | 0<br>0                                                       | 0<br>0                                                       |
| Inversión inicial            | 317184 \$                                | 259878 \$                                                    | 662308 \$                                                    |

Figura 4.12. Potencia no suministrada a la carga. Modelo determinista (Escenario 1  $\Omega_{1,t}^{RP}$ ). Puerto Carreño.



Por su parte, en la Tabla 4.10 se recopilan los resultados obtenidos para los casos de estudio en la locación de San Andrés. En primer lugar, es de notar

que en ningún modelo se contempla almacenamiento debido a que San Andrés cuenta con una red eléctrica local que, según históricos, es capaz de garantizar un servicio sin interrupciones.

Por otro lado, los resultados de San Andrés ilustran la importancia de considerar escenarios meteorológicos para la irradiancia y velocidad del viento. El caso estocástico considera la instalación de más unidades de PFs, mientras que el caso determinista establece un número considerablemente menor. Lo anterior, indica que al tener en cuenta un solo escenario para la irradiancia y velocidad del viento, se incorpora al modelo un comportamiento muy optimista o pesimista de estos recursos.

En este caso, es claro que los históricos de irradiancia del 2019 corresponden a un escenario optimista en el cual son necesarias menos unidades de generación solar para garantizar el suministro de energía a la demanda en la MR. En contraste, el modelo estocástico se basa en escenarios contruïdos a partir de funciones de probabilidad que consideran los históricos de seis años. Por ende, son traïdos a consideración más cambios imprevistos e intermitencias en el recurso solar.

Los resultados también muestran el potencial eólico de la isla, dimensionando 140 kW en el caso estocástico y 150 kW en el modelo determinista. Los 10 kW adicionales del caso determinista indican que los históricos eólicos tenidos en cuenta presentan valores bajos en ciertos periodos del año, por lo que es necesaria una unidad de generación adicional.

**Tabla 4.10.** Resultados dimensionamiento MR conectada a la red (San Andrés)

| <b>Modelo</b><br><b>Resultado</b> | <b>Estocástico</b>                       | <b>Determinista</b>                     |
|-----------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Risen-590W<br>EcoGreen-540W       | 288 PF (12 cadenas)<br>(169.92 kWp)<br>0 | 240 PF (10 cadenas)<br>(141.6 kWp)<br>0 |
| Pylontech-UP5000<br>BYD-22.1      | 0<br>0                                   | 0<br>0                                  |
| IS-15kW<br>HYD-20kTL              | 0<br>6 IH (120 kW)                       | 0<br>5 IH (100 kW)                      |
| FX-20kW<br>TUGE-10kW              | 0<br>14 ME (140 kW)                      | 0<br>15 ME (150 kW)                     |
| Inversión inicial                 | 376756 \$                                | 369001 \$                               |

### 4.8.2. Microrred aislada

El dimensionamiento de una MR aislada es más crítico que el de una conectada a la red eléctrica principal debido a que no se cuenta con este respaldo en casos críticos y el sistema se enfrenta a la intermitencia y variabilidad de los recursos solar y eólico. En estos casos, el único respaldo es el generador diésel. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, este recurso no se encuentra disponible durante dos semanas no consecutivas al año debido a mantenimientos (Figura 4.8).

En la Tabla 4.11, se observan los resultados de los casos de estudio referentes al dimensionamiento de MRs aisladas en Puerto Carreño. En estos casos se detalla que los resultados de dimensionamiento son relativamente similares, para el caso determinista se obtienen más unidades de almacenamiento que para el modelo estocástico, con 8 unidades de baterías adicionales. Por consiguiente, la formulación estocástica en esta locación permite reducir costos en el sistema de almacenamiento ayudando en la toma de decisiones económicas que pueden afectar el cierre financiero del proyecto.

Lo anterior, debido a que el modelo estocástico integra más información del posible comportamiento de las variables aleatorias, como la velocidad del viento y la radiación solar, ayudando a una toma de decisión más informada, que en este caso se traduce en una solución menos conservadora y más económica.

**Tabla 4.11.** Resultados dimensionamiento MR aislada. Puerto Carreño

| <b>Modelo<br/>Resultado</b>  | <b>Estocástico</b>                        | <b>Determinista</b>                       |
|------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Risen-590W<br>EcoGreen-540W  | 1058 PF (46 cadenas)<br>(624.22 kWp)<br>0 | 1058 PF (46 cadenas)<br>(624.22 kWp)<br>0 |
| Pylontech-UP5000<br>BYD-22.1 | 248 BA (31 cadenas)<br>(1190.4 kWh)<br>0  | 256 BA (32 cadenas)<br>(1128.8 kWh)<br>0  |
| IS-15kW<br>HYD-20kTL         | 0<br>23 IH (460 kW)                       | 0<br>23 IH (460 kW)                       |
| FX-20kW<br>TUGE-10kW         | 0<br>0                                    | 0<br>0                                    |
| Inversión inicial            | 1431615 \$                                | 1460268 \$                                |

Por otra parte, la Tabla 4.12 resume los resultados para la locación de San Andrés. En contraste con Puerto Carreño, el dimensionamiento obtenido del modelo estocástico difiere considerablemente con respecto al caso determinista. Es de notar que este último presenta un número relativamente reducido de unidades de baterías y PFs frente a la formulación estocástica. Esto se debe a que los históricos de irradiancia y velocidad del viento de 2019 utilizados en el caso determinista poseen un comportamiento optimista, por lo que se necesita 1.8 menos de potencia fotovoltaica pico instalada a comparación del modelado estocástico.

Este caso denota la importancia de incorporar a la formulación diferentes escenarios para variables meteorológicas con alta intermitencia, debido a que con un modelo determinista se puede obtener un dimensionamiento que, al no presentarse un comportamiento climático esperado, puede tener problemas de operación, afectando la calidad del servicio de energía al no poder suplir la demanda en su totalidad bajo estos eventos imprevistos.

**Tabla 4.12.** Resultados dimensionamiento MR aislada (San Andrés)

| <b>Modelo<br/>Resultado</b>  | <b>Estocástico</b>                       | <b>Determinista</b>                      |
|------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| Risen-590W<br>EcoGreen-540W  | 528 PF (22 cadenas)<br>(311.52 kWp)<br>0 | 288 PF (12 cadenas)<br>(169.92 kWp)<br>0 |
| Pylontech-UP5000<br>BYD-22.1 | 56 BA (7 cadenas)<br>(268.8 kWh)<br>0    | 8 BA (1 cadena)<br>(38.4 kWh)<br>0       |
| IS-15kW<br>HYD-20kTL         | 0<br>11 IH (220 kW)                      | 0<br>6 IH (120 kW)                       |
| FX-20kW<br>TUGE-10kW         | 0<br>20 (200 kW)                         | 0<br>23 (230 kW)                         |
| Inversión inicial            | 797724 \$                                | 554011 \$                                |

## 4.9. Conclusiones

En el capítulo se presentó una metodología basada en optimización estocástica para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas hospitalarias, para ello se consideraron diversos aspectos técnicos, económicos y

ambientales. La metodología se validó en dos ubicaciones de Colombia, la isla de San Andrés y la ciudad fronteriza de Puerto Carreño, tanto para el diseño de microrredes aisladas como conectadas a la red local. Los resultados obtenidos para los diferentes casos ilustran la importancia de considerar la incertidumbre asociada a variables meteorológicas y de disponibilidad de red en la toma de decisiones de inversión adecuadas.

En particular, los resultados muestran que el número de equipos dimensionados con el modelo estocástico difiere considerablemente de aquellos obtenidos con modelos deterministas, los cuales pueden ser muy conservadores u optimistas, a partir de los datos usados para correr el modelo. Por el contrario, los modelos estocásticos son el resultado de una formulación con mayores consideraciones representadas en escenarios con probabilidades basadas en datos históricos.

Además, el modelo propuesto permite obtener resultados de dimensionamiento de microrredes mucho más cercanos al diseño definitivo del sistema al integrar restricciones asociadas a los límites físicos de elementos, como los inversores híbridos, los modelos precisos de estimación de generación solar y eólica, y los modelos de degradación de las baterías. Lo anterior, evita encontrar soluciones que no se pueden implementar en la práctica o cuyo costo sería mucho más elevado al subdimensionar la cantidad real de equipos a utilizar.

#### 4.10. Agradecimientos

Este trabajo fue apoyado por Minciencias, mediante la convocatoria 2 de 2019 del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación del Sistema General de Regalías, BPIN 2020000100064.

#### Referencias

- [1] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, E. Chaima, "A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 199, pp. 112027, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112027.
- [2] A. H. Fathima, K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 431-446, May. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.059.

- [3] M. Kharrich, O. Hazem Mohammed, M. Y. Suliman, M. Akherraz, "A review on recent sizing methodologies for hybrid microgrid systems," *International Journal on Energy Conversion*, vol. 7, pp. 230–240, Feb. 2019, doi: 10.15866/irecon.v7i6.17813.
- [4] M. S. Hossain Lipu, S. Ansari, M. S. Miah, K. Hasan, S. T. Meraj, M. Faisal, T. Jamal, S. H. M. Ali, A. Hussain, K. M. Muttaqi, M. A. Hannan, "A review of controllers and optimizations based scheduling operation for battery energy storage system towards decarbonization in microgrid: Challenges and future directions," *Journal of Cleaner Production*, vol. 360, p. 132188, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132188.
- [5] S. Sarwar, D. Kirli, M. M. C. Merlin, A. E. Kiprakis, "Major Challenges towards Energy Management and Power Sharing in a Hybrid AC/DC Microgrid: A Review," *Energies*, vol. 15, p. 8851, Nov. 2022, doi: 10.3390/en15238851.
- [6] M. W. Altaf, M. T. Arif, S. N. Islam, M. E. Haque, "Microgrid Protection Challenges and Mitigation Approaches—A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 38895–38922, Jan. 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3165011.
- [7] Z. Alhadrawi, M. N. Abdullah, H. Mokhlis, "Review of microgrid protection strategies: current status and future prospects," *Telkomnika (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, vol. 20, pp. 173–184, Feb. 2022, doi: 10.12928/TELKOMNIKA.v20i1.19652.
- [8] B. Canaan, B. Colicchio, D. O. Abdeslam, "Microgrid cyber-security: Review and challenges toward resilience," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 10, p. 5649, Aug. 2020, doi: 10.3390/app10165649.
- [9] N. Priyadharshini, S. Gomathy, M. Sabarimuthu, "A review on microgrid architecture, cyber security threats and standards," *Materials Today: Proceedings*, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.10.622.
- [10] J. Shi, L. Ma, C. Li, N. Liu, J. Zhang, "A comprehensive review of standards for distributed energy resource grid-integration and microgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 170, p. 112957, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112957.
- [11] X. Wu, W. Zhao, X. Wang, H. Li, "An MILP-Based Planning Model of a Photovoltaic/Diesel/Battery Stand-Alone Microgrid Considering the Reliability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, pp. 3809–3818, Sep. 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3084935.

- [12] U.S. Department of Energy, "Distributed Generation (DG) for Resilience Planning Guide," 2019. Accessed: Aug. 6, 2024. [Online]. Available: <https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/resources/dg-resilience-planning-guide>.
- [13] M. Alramlawi, P. Li, "Design optimization of a residential pv-battery microgrid with a detailed battery lifetime estimation model," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, pp. 2020–2030, Jan. 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2965894.
- [14] L. Moretti, M. Astolfi, C. Vergara, E. Macchi, J. I. Pérez-Arriaga, G. Manzolini, "A design and dispatch optimization algorithm based on mixed integer linear programming for rural electrification," *Applied Energy*, vol. 233–234, pp. 1104–1121, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.194.
- [15] M. Amini, A. Khorsandi, B. Vahidi, S. H. Hosseini, A. Malakmahmoudi, "Optimal sizing of battery energy storage in a microgrid considering capacity degradation and replacement year," *Electric Power Systems Research*, vol. 195, pp. 107170, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107170.
- [16] T. Schittekatte, M. Stadler, G. Cardoso, S. Mashayekh, N. Sankar, "The impact of short-term stochastic variability in solar irradiance on optimal microgrid design," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 1647–1656, Aug. 2026, doi: 10.1109/TSG.2016.2596709.
- [17] J. Cervantes, F. Choobineh, "Optimal sizing of a nonutility-scale solar power system and its battery storage," *Applied Energy*, vol. 216, pp. 105–115, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.013.
- [18] A. Dolatabadi, B. Mohammadi-Ivatloo, "Stochastic risk-constrained optimal sizing for hybrid power system of merchant marine vessels," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, pp. 5509–5517, Apr. 2028, doi: 10.1109/TII.2018.2824811.
- [19] A. K. V, A. Verma, R. Talwar, "Optimal techno-economic sizing of a multi-generation microgrid system with reduced dependency on grid for critical health-care, educational and industrial facilities," *Energy*, vol. 208, pp. 118248, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118248.
- [20] M. Kumar, B. Tyagi, "An Optimal Multivariable Constrained Nonlinear (MVCNL) Stochastic Microgrid Planning and Operation Problem With Renewable Penetration," *IEEE Systems Journal*, vol. 14, pp. 4143–4154, Jan. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2963729.

- [21] K. V. dos Santos, L. Higino Silva Santos, N. Bañol Arias, J. C. López, M. J. Rider, L. C. P. da Silva, "Optimal Sizing and Allocation of Distributed Energy Resources in Microgrids Considering Internal Network Reinforcements," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 34, pp. 106-119, Jul. 2022, doi: 10.1007/s40313-022-00934-x.
- [22] S. Mishra, J. Pohl, N. Laws, D. Cutler, T. Kwasnik, W. Becker, A. Zolan, K. Anderson, D. Olis, E. Elgqvist, "Computational framework for behind-the-meter DER techno-economic modeling and optimization: REopt Lite," *Energy Systems*, vol. 13, pp. 509-537, May. 2021, doi: 10.1007/s12667-021-00446-8.
- [23] J. Hervás-Zaragoza, A. Colmenar-Santos, E. Rosales-Asensio, L. Colmenar-Fernández, "Microgrids as a mechanism for improving energy resilience during grid outages: A post COVID-19 case study for hospitals," *Renewable Energy*, vol. 199, pp. 308-319, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.08.132.
- [24] A. Lagrange, M. de Simón-Martín, A. González-Martínez, S. Bracco, E. Rosales-Asensio, "Sustainable microgrids with energy storage as a means to increase power resilience in critical facilities: An application to a hospital," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 119, p. 105865, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105865.
- [25] J. Liu, L. Jian, W. Wang, Z. Qiu, J. Zhang, P. Dastbaz, "The role of energy storage systems in resilience enhancement of health care centers with critical loads," *Journal of Energy Storage*, vol. 33 p. 102086, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102086.
- [26] M. Cheung, S. Chidiac, W. Li , CRC Press, 1996, pp. 183-218. [Online]. Available: <https://www.taylorfrancis.com/books/9781482294781/chapters/10.1201/9781482294781-18>, doi: 10.1016/0045-7949(88)90380-X
- [27] R. Rahmaniani, T. G. Crainic, M. Gendreau, W. Rei, "The Benders decomposition algorithm: A literature review," *European Journal of Operational Research*, vol. 259, pp. 801-817, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.ejor.2016.12.005.
- [28] M. Sengupta, Y. Xie, A. Habte, G. Buster, G. Maclaurin, P. Edwards, H. Sky, M. Bannister, E. Rosenlieb, "The National Solar Radiation Database (NSRDB) Final Report: Fiscal Years 2019-2021, Technical Report,"

- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2022, doi: 10.2172/1847083.
- [29] G. Trenkler, "Continuous univariate distributions, Computational Statistics Data Analysis, vol. 21 p. 119, Jan. 1996, doi: 10.1016/0167-9473(96)90015-8.
- [30] A. Duffie, A. William, N. Beckman, *Solar Radiation*, John Wiley Sons, Ltd, 2020, pp. 3–44. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119540328.ch1>
- [31] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil, *Photovoltaic array performance model, SANDIA Report SAND2004-3535, Sandia Report No. 2004-3535 8*, 2004, pp. 1–19. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/919131>
- [32] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, *Wind Energy Explained*, Wiley, 2009. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1243963> / <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119994367>, doi:10.1002/9781119994367.
- [33] N. Merchan, D. Romero-Quete, C. Cortés, "Herramienta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas pf/baterías/viento/diésel con inversores híbridos," in *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2022, pp. 1–8, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940110.
- [34] S. I. Gass, C. M. Harris, *Big-M method BIG-M METHOD*, New York, NY, Springer US, 2001, pp. 62–62. [Online]. Available: [https://doi.org/10.1007/1-4020-0611-X\\_72](https://doi.org/10.1007/1-4020-0611-X_72), doi:10.1007/1-4020-0611-X\_72.
- [35] National Aeronautics and Space Administration (NASA), *Langley Research Center (LaRC). POWER Data Access API*, 2020. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/api/pages/>.
- [36] UPME, IDEAM, *Atlas interactivo de Colombia*, 2022. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>
- [37] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural, Technical Report*, 2015. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe\\_Final\\_Desarrollo\\_de\\_una\\_metodolog%C3%ADa\\_para\\_determinar\\_los\\_costos.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe_Final_Desarrollo_de_una_metodolog%C3%ADa_para_determinar_los_costos.pdf)

- [38] IPSE, *Informe telemetría mensuales del año 2019, Technical Report*, Bogota, Colombia, 2019. [Online]. Available: <https://ipse.gov.co/cnm/informe-mensuales-telemetry/>
- [39] Z. Kis, N. Pandya, R. H. Koppelaar, "Electricity generation technologies: Comparison of materials use, energy return on investment, jobs creation and CO2 emissions reduction," *Energy Policy*, vol. 120, pp. 144–157, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.05.033.



## 5. Estrategias de control flexible para inversores ante hundimientos de tensión en redes eléctricas con alta integración de generación distribuida

---

David Rincón<sup>1</sup>, Miguel Garnica<sup>2</sup>

### Resumen

Con el crecimiento de la generación de energía renovable, los operadores de los sistemas de transmisión y distribución, y las comisiones reguladoras nacionales han impuesto requerimientos operativos más estrictos en los códigos de red. Uno de los principales requerimientos corresponde a la capacidad de soportar hundimientos de tensión o capacidad de *Low-Voltage Ride-Through* (LVRT). Este, exige que los inversores permanezcan conectados durante caídas de tensión de corta duración, con el fin de brindar soporte a la red.

Entre las alternativas para lograr la capacidad de LVRT, se destacan las estrategias de control flexible de corriente. Estas permiten operar durante hundimientos de tensión desbalanceados y, al mismo tiempo, cumplir con otros objetivos de control, como la reducción de las oscilaciones en la tensión en el bus DC, la reducción de armónicos en las corrientes inyectadas, entre otros.

El presente capítulo describe los conceptos fundamentales, las características operativas y los aspectos relevantes del diseño y la operación de las estrategias de control flexible de corriente aplicadas a la capacidad

---

1 Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 680002, Colombia. Correo electrónico: david.rincon1@correo.uis.edu.co

2 Armada Nacional de la República de Colombia. Correo electrónico: miguel.garnica@armada.mil.co

de LVRT. Para esto, se hace una revisión del estado del arte en el que se discuten las principales tendencias de esta importante temática de la generación distribuida.

**Palabras clave:** control flexible de corriente, LVRT, soporte de tensión.

## 5.1. Introducción

El aumento de la generación distribuida en las redes eléctricas trae múltiples beneficios, como la reducción de pérdidas por transmisión, la descentralización de la producción y la diversificación de la matriz energética. Sin embargo, la integración masiva a las redes eléctricas de este tipo de tecnologías puede representar impactos negativos sobre la estabilidad y la calidad de la energía eléctrica [1]-[3]. Por esta razón, los operadores de los sistemas de transmisión y distribución, y las comisiones reguladoras de diversos países, han actualizado sus códigos de red, y se han establecido requerimientos técnicos para la interconexión de los sistemas de generación distribuida a la red [4]-[6]. Uno de los requerimientos principales es la capacidad de operar ante hundimientos de tensión o capacidad de *Low-Voltage-Ride-Through* (LVRT, como se le conoce en inglés).

Dicho requerimiento plantea que los sistemas de generación distribuida deben permanecer conectados durante la ocurrencia de hundimientos de tensión, con el fin de evitar desconexiones masivas repentinas que pongan en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico [7]-[10]. En este sentido, el soporte de tensión es el principal objetivo de la capacidad de LVRT [11]. La idea es recuperar el nivel de tensión, tanto como sea posible en los rangos de tiempo establecidos por los operadores de red.

Para una adecuada operación de la capacidad de LVRT, es necesario que el hundimiento de tensión se detecte y caracterice rápidamente, con el fin de permitir una respuesta que aproveche (siempre que sea posible) toda la capacidad de los inversores [12], [13]. Para garantizar la seguridad del inversor, el soporte de tensión debe realizarse limitando algunas variables críticas, como la corriente de salida máxima en AC, la tensión de salida máxima en AC y la tensión máxima en el bus de DC [14].

Además, se deben considerar los requerimientos de los códigos de red, como el valor mínimo de las corrientes inyectadas y el valor máximo de tensión en el punto de acople común (*Point of common coupling, PCC*, en inglés). Otros objetivos secundarios deseables son la minimización de las oscilaciones de tensión en el enlace de DC o *DC link*, y la reducción de los armónicos en las corrientes inyectadas. Entre la variedad de alternativas existentes de estrategias LVRT para el soporte de tensión, los algoritmos de control flexible de corriente se destacan por permitir el cumplimiento total o parcial de más de un objetivo de control simultáneamente [15]-[18]. Este tipo de algoritmos funcionan a partir de la descomposición de las tensiones de falla en secuencias simétricas usando, generalmente, el marco de referencia  $\alpha\beta 0$ , lo que permite regular la inyección de potencia activa y reactiva a través de las tensiones y corrientes de secuencia positiva y negativa [19]. Cabe mencionar que estos algoritmos también pueden ser formulados en el marco de referencia  $dq0$  [20], [21].

Este capítulo presenta una descripción general del control flexible de corriente aplicado a la capacidad de LVRT. El objetivo es describir cómo este tipo de estrategias han evolucionado en los últimos años, optimizando el desempeño del inversor mientras se cumple simultáneamente con varios objetivos de control [22], [23].

Como punto de partida, se analizan los conceptos y la teoría, que constituyen los principios fundamentales del control flexible. Posteriormente, se presentan las recomendaciones de diseño basadas en las experiencias reportadas en la literatura. Esto se complementa con una discusión de las tendencias actuales y futuras sobre la capacidad de LVRT de inversores conectados a la red. Finalmente, se propone una metodología generalizable para diseñar algoritmos de control flexible de corriente enfocados en el soporte de tensión ante hundimientos de tensión.

## 5.2. Conceptos generales

Con el objetivo de comprender los conceptos más importantes relacionados con el funcionamiento de los generadores distribuidos (GD) durante fallas de la red, en esta sección se describen conceptos, como el fenómeno de hundimientos de tensión, requerimientos de códigos de red y el soporte de tensión.

**Tabla 5.17.** Fenómenos electromagnéticos de los sistemas de potencia. Adaptado de [24]

| Categoría                         | Contenido espectral     | Duración           | Magnitud de tensión |
|-----------------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------|
| Transitorios impulsivos           | subida de 5 ns - 0.1 ms | <50 ns - >1 ms     | 0 p.u. - 8 p.u.     |
| Transitorios oscilatorios         | <5 kHz - 5 MHz          | 0.3 ms - 5 $\mu$ s |                     |
| Variaciones RMS de corta duración |                         | 0.5 ciclos - 1 min | 0.1 p.u. - 1.4 p.u. |
| Variaciones RMS de larga duración |                         | > 1 min            | 0.1 p.u. - 1.2 p.u. |
| Desbalances                       |                         | Estado estable     | 0.5 % - 3.0 %       |
| Distorsión de forma de onda       | 0 – 9 kHz               | Estado estable     | 0–20 %              |
| Variaciones de frecuencia de red  |                         | < 10 s             | $\pm$ 0.1 Hz        |

### 5.2.1. Hundimientos de tensión

Un hundimiento (o hueco) de tensión es una reducción de corta duración del valor RMS de una o más fases de la red. Este fenómeno puede ser causado por cortocircuitos, sobrecargas o el arranque de motores de gran potencia. El estándar IEEE titulado *IEEE recommended practice for monitoring electric power quality*, Std 1159-2019, presenta una clasificación de diferentes fenómenos electromagnéticos, la cual es adaptada y presentada en la Tabla 5.1 [24].

Aunque la magnitud y la duración son las principales características de los hundimientos de tensión, se deben considerar otros aspectos, como los saltos de ángulo de fase y el desequilibrio [25]. De hecho, la ocurrencia de fallas simétricas es inusual, con una probabilidad de ocurrencia cercana al 3 %, por lo que la mayoría de las fallas en las redes son asimétricas [26].

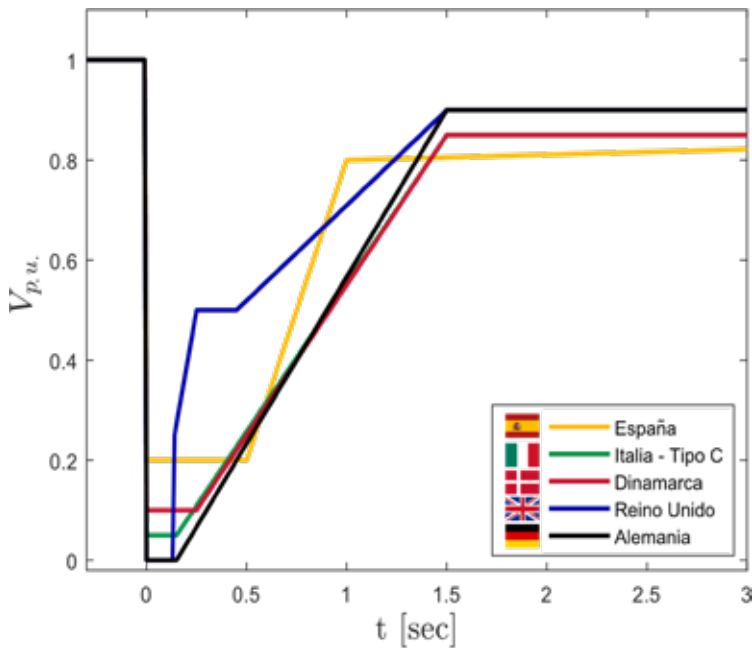
### 5.2.2. Códigos de red

Los códigos de red son documentos técnicos que definen los requerimientos para la operación de la red eléctrica. Para el caso de los GD, se establecen los valores y requisitos necesarios para que la integración de los equipos no afecte la estabilidad y regulación de la frecuencia y tensión de los sistemas

eléctricos [27]. Con el aumento de la penetración de las energías renovables, especialmente los sistemas fotovoltaicos y eólicos, los requisitos de los códigos de red se han vuelto más estrictos [28].

Con respecto a los hundimientos de tensión, los GD deben permanecer conectados el tiempo indicado por los códigos de red, mientras inyectan las cantidades de corriente y potencia reactiva requeridas para dar soporte al sistema. Estos tiempos están determinados por perfiles que relacionan la profundidad de los hundimientos en relación con la duración de las fallas [28], [29]. La Figura 5.1 muestra los perfiles de los códigos de red de algunos países. Una vez superado el hundimiento de tensión, los GD deben reanudar el suministro de potencia activa [30].

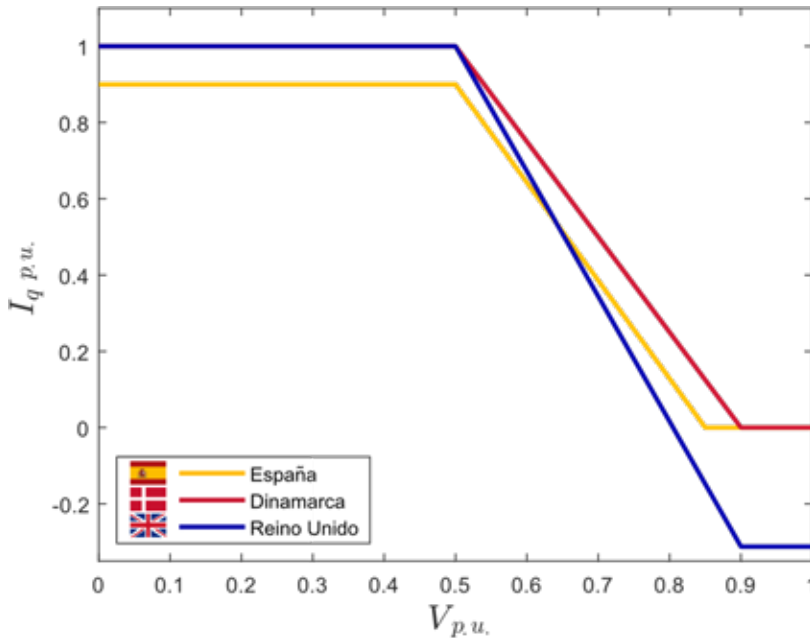
**Figura 5.1.** Curvas LVRT de Algunos Países [31], [32].



Además de esto, algunos códigos de red definen también un perfil mínimo de inyección de corriente reactiva, con el objetivo de garantizar el soporte de tensión, como se muestra en la Figura 5.2 [29], [33]. Una limitante de este tipo de curvas es que asumen una relación entre la reactancia y la resistencia  $X/R$  predominantemente inductiva ( $>10$ ), lo cual es común para sistemas

de alta tensión, pero dicho valor suele ser menor en sistemas de media y baja tensión [34]. De hecho, muchos autores han encontrado que utilizar la estimación de la impedancia de red permite mejorar considerablemente el soporte de tensión [35]–[37].

**Figura 5.2.** Requerimiento de inyección de corriente reactiva de algunos países [38], [39].



### 5.2.3. Soporte de tensión y otros objetivos secundarios

El crecimiento en la penetración de las energías renovables representa un reto tecnológico importante, ante el cual los códigos de red deben adaptarse en busca de asegurar la calidad de la energía eléctrica [40]. Al respecto, la posibilidad de integrar la estimación de la impedancia de red o la implementación de estrategias de control alternativas son ejemplo de las posibilidades existentes para mejorar la recuperación de la tensión ante la ocurrencia de fallas. En [37] se propone una clasificación de las estrategias de soporte de tensión de acuerdo con la definición de los objetivos por conseguir:

- a. **Estrategias en las que se prioriza el soporte de tensión de secuencia positiva:** en este tipo de estrategias, todas las tensiones de fase se

elevan por igual, inyectando potencia activa y reactiva solo a través de la secuencia positiva [37]. Esto puede ocasionar que la tensión en las fases que no presentan hundimiento se eleve, y produzca sobretensiones que resultan problemáticas [41].

- b. **Estrategias en las que se prioriza la reducción de la tensión de secuencia negativa:** en este tipo de estrategias se busca reducir el desequilibrio entre las fases. Para esto, se consume potencia a través de la componente de secuencia negativa. Sin embargo, esto puede ocasionar que se requiera un sistema de almacenamiento de energía de respaldo, o un elemento disipador en caso de que se requiera el consumo de potencia activa.
- c. **Estrategias que combinan los dos objetivos anteriores:** en este tipo de estrategias se busca maximizar la diferencia entre las tensiones de secuencia positiva y negativa, integrando los conceptos de las dos categorías anteriores.

Otras propuestas de control se enfocan en maximizar la potencia entregada y la inyección de corrientes, lo que puede dar como resultado menor control sobre el soporte de tensión [15], [17], [40]. Además de la función de soporte de tensión, también es clave considerar en el diseño de los algoritmos de control, otros objetivos secundarios que pueden aplicarse ante la ocurrencia de hundimientos, como es el caso de la minimización de oscilaciones de tensión en el condensador del lado de DC del inversor; la reducción de las componentes armónicas en las corrientes inyectadas, y la disminución de la componente oscilatoria en las potencias entregadas [42]-[46].

Los objetivos de control deben ser implementados considerando al menos las siguientes tres restricciones vitales para la operación de inversores: 1) limitar la corriente máxima en AC por fase; 2) limitar la tensión máxima en AC por fase; y 3) limitar la tensión en el condensador en el enlace de DC del inversor [14], [40], [41].

Las estrategias de control de LVRT también deben tener en cuenta el tipo y la severidad del hundimiento de tensión, las características de la red y la disponibilidad de energía generada. Por estas razones, es una práctica común organizar los objetivos secundarios en una estructura de control jerárquica de varias capas [30].

### 5.3. Generadores distribuidos interconectados a la red mediante inversores

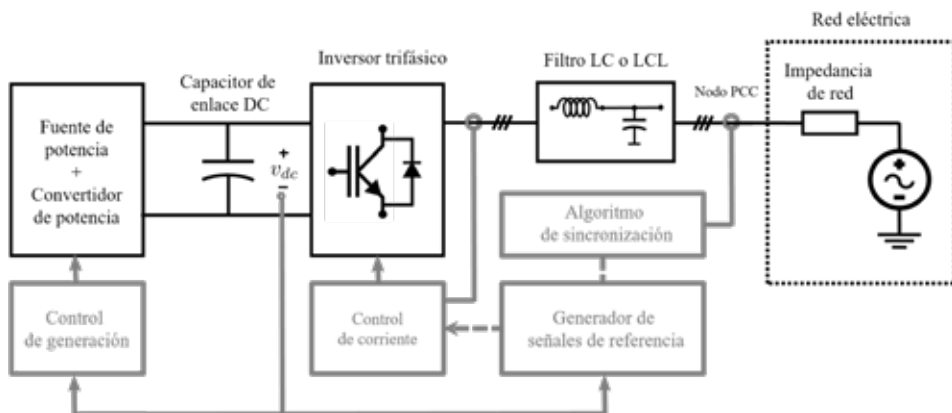
Esta sección describe el esquema general de un inversor de conexión a la red para aplicaciones de generación distribuida. Además, se presentan las etapas y los lazos de control más importantes, que permiten garantizar la capacidad de LVRT.

#### 5.3.1. Esquema general

La Figura 5.3 presenta un esquema general de un inversor conectado a la red. El lado de DC o continua, está compuesto por el generador (generación renovable o sistema de almacenamiento) y un convertidor electrónico de potencia (tipo DC/DC o AC/DC, que depende del tipo de generador) que se utiliza para controlar el nivel de tensión y la potencia generada [47]. Para balancear el intercambio de energía entre el inversor y la etapa de DC, se utiliza un capacitor de enlace, también llamado en inglés *DC-link*. A la salida del inversor trifásico, se implementa un filtro LC o LCL, para reducir los armónicos de alta frecuencia [48], [49].

La red eléctrica, entonces, se modela generalmente mediante un equivalente de Thevenin que representa las líneas de distribución y los transformadores de potencia donde se conecta el inversor. Aunque no ha sido incluido en este esquema, en algunos casos, se conectan cargas locales directamente en el PCC, el cual es el punto de conexión entre la salida del filtro y la red eléctrica.

**Figura 5.3.** Esquema General de un inversor conectado a la red.



### 5.3.2. Lazos de control

De forma general, el control para inversores puede clasificarse en dos tipos: formadores de red o *grid forming*, y seguidores de red o *grid following* [50]. Un inversor tipo *grid forming* controla el nivel de tensión en el lado AC y puede ser utilizado para contribuir a la estabilidad del sistema. Este tipo de controladores define la frecuencia y el nivel de tensión a partir de la medida de las potencias activa y reactiva, respectivamente [51]. Esto puede realizarse mediante un método de control denominado control de pendiente o control *droop*, que en el caso de la frecuencia hace que el inversor tenga un comportamiento similar al de una máquina síncrona. La aplicación de este tipo de control en convertidores conectados a la red es reciente y se encuentra en desarrollo.

Por su parte, el control *grid following* es mayormente utilizado en inversores conectados a la red, los cuales, operando bajo esta estrategia, se comportan como una fuente de corriente. En este caso, el inversor se sincroniza directamente con la tensión de la red estimando su fase y frecuencia. La corriente de referencia se define con base en dicha estimación, y en las potencias activa y reactiva que se requieran inyectar [50]. En condiciones de operación normal es usual definir la potencia activa a suministrar de forma que se regule la tensión del capacitor del bus de DC, logrando un balance entre la potencia generada y la entregada a la red.

Por su parte, la potencia reactiva se utiliza para regular el nivel de tensión AC [52]. Dado que las estrategias de control flexible se aplican principalmente al tipo *grid following*, y a que la aplicación de este tipo de control ante hundimientos de tensión ha sido ampliamente estudiada y se encuentra bien definida, este capítulo se centrará en este tipo de inversores.

Los principales lazos de control de un convertidor *grid following* se presentan en la Figura. 5.3. El algoritmo de sincronización es el encargado de estimar la frecuencia  $\omega$ , la fase y las componentes simétricas de la componente fundamental de las tensiones en el PCC [53]–[56]. De acuerdo con el estándar IEEE-1547, dicha estimación debe realizarse en los primeros cinco ciclos del hundimiento con una precisión del 2 % [ $V_{Nom}$ ] para el valor RMS de la tensión, y  $\pm 0.1$  [Hz] para la frecuencia [57].

En el caso del estándar IEEE-2800, se establece un tiempo de reacción del inversor menor a 2.5 ciclos (excepto para aplicaciones eólicas), con un tiempo de establecimiento máximo de cuatro ciclos de la señal fundamental [58]. Los algoritmos de sincronización juegan un rol crítico dado que las corrientes de referencia son calculadas a partir de la estimación de los parámetros de la tensión y de los valores definidos para la inyección de potencias.

Respecto al generador de las corrientes de referencia, durante un hundimiento de tensión la corriente reactiva a inyectar es usualmente definida por los códigos y el operador de red [59], [60]. En cuanto a la inyección de potencia activa, esta ya no está únicamente definida por el balance entre la potencia generada y la inyectada (regulación de la tensión del bus de DC), sino que también se debe considerar la corriente máxima del inversor. Esto debido a que la potencia máxima que el inversor pueda entregar a la red (inyectando la corriente nominal), estará supeditada por la severidad y el desbalance del hundimiento de tensión. Por esta razón, se debe contar con una estrategia de limitación de potencia para evitar sobrepasar tanto la tensión máxima del bus de DC, como la corriente límite del inversor.

Es así como las corrientes de referencia se deben definir para brindar el soporte de tensión mientras se cumplen las restricciones operativas del sistema, los respectivos requerimientos de los códigos de red y los objetivos control deseados (bajo contenido armónico, limitación de las oscilaciones en las potencias, inyección corriente mediante la componente de secuencia negativa, entre otros).

El controlador de corriente es el encargado de generar los pulsos del inversor de tal manera que la corriente inyectada siga la señal de referencia [21]. Este consta generalmente de dos componentes, un bloque que calcula la tensión de referencia a la salida del inversor y una etapa de modulación. El bloque de tensión debe considerar el efecto del filtro de conexión a la red en la corriente inyectada para realizar un seguimiento adecuado de la referencia. Entre las técnicas más comunes para calcular la tensión de referencia se encuentran el PI en el marco de referencia  $dq0$ , el *Dead-beat* en el marco de referencia  $abc$  y los controladores PI resonantes [21]. Posteriormente, se utiliza una técnica de modulación *PWM* (por sus siglas en inglés) para generar los pulsos del inversor. Esta consiste en comparar la señal de referencia de la

tensión con una señal portadora para determinar el estado de los interruptores del inversor.

En cuanto al control de generación, en condiciones normales de operación el objetivo es llevar al generador a operar en el punto de mayor producción de potencia. Sin embargo, ante un hundimiento de tensión, un recorte de potencia puede ser deseado debido al límite de corriente del inversor. En este caso, el control de generación podría operarse de manera que no garantice la máxima generación de potencia y permita el balance entre la potencia inyectada y la fuente de generación [18], [43]. Otras opciones incluyen una resistencia de corte o “Chopper resistor” (por su nombre en inglés), para lidiar con la potencia generada que no puede ser almacenada o inyectada a la red.

## 5.4. Algoritmos de control flexible de corriente ante hundimientos de tensión

Uno de los beneficios más importantes de utilizar algoritmos de control flexible de corriente ante hundimientos de tensión, es la posibilidad de inyectar diferentes valores de potencia activa y reactiva a través de las secuencias positiva y negativa, a conveniencia [17]. Además, mediante el enfoque de control flexible es posible lograr otros objetivos operativos, como la cancelación de las oscilaciones de potencia o la reducción de la distorsión armónica en las corrientes inyectadas, entre otras características operativas favorables.

### 5.4.1. Conceptos básicos

A continuación, se presentan algunos conceptos básicos necesarios para comprender el control flexible de corriente. Como se mencionó anteriormente, esta estrategia requiere que las tensiones en el PCC se descompongan en secuencias simétricas en el marco de referencia  $\alpha\beta 0$ , como se muestra en la ecuación (5.1), donde  $V^+$ ,  $V^-$ ,  $\varphi^+$ , y  $\varphi^-$  son las amplitudes y fases de las secuencias positiva y negativa de tensión, y  $\omega$  es la frecuencia de la red [19], [30]. Además, la potencia activa instantánea  $P$  y la potencia reactiva instantánea  $q$  están definidas por (5.2), según la teoría de potencias  $P-q$  [61], [62]. Es posible obtener expresiones similares trabajando en el marco de referencia  $dq0$ .

$$\begin{aligned} v_\alpha &= v_\alpha^+ + v_\alpha^- = V^+ \cos(\omega t + \varphi^+) + V^- \cos(\omega t + \varphi^-) \\ v_\beta &= v_\beta^+ + v_\beta^- = V^+ \sin(\omega t + \varphi^+) - V^- \sin(\omega t + \varphi^-) \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Invirtiendo la matriz de tensiones de (5.2) y usando la definición de las componentes de secuencia según (5.1), es posible expresar las corrientes de referencia  $i_\alpha^*$  e  $i_\beta^*$  en términos de las potencias de referencia  $P^*$  y  $Q^*$  (\* se utiliza para indicar que dichos valores son de referencia y no los inyectados), como se muestra en (5.3). Observe que las corrientes tienen un término coseno en el denominador que solo aparece si la tensión del PCC tiene componentes de secuencias positiva y negativa, es decir  $V^+V^-$ .

$$\begin{aligned} i_\alpha^* &= \frac{2}{3} \frac{(v_\alpha^+ + v_\alpha^-)P^* + (v_\beta^+ + v_\beta^-)Q^*}{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)} \\ i_\beta^* &= \frac{2}{3} \frac{(v_\beta^+ + v_\beta^-)P^* - (v_\alpha^+ + v_\alpha^-)Q^*}{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)} \end{aligned} \quad (5.3)$$

#### 5.4.2. Conceptos fundamentales del control flexible

La principal característica de una estrategia de control flexible es la posibilidad de seleccionar factores escalares con el objetivo de lograr las características de control deseadas. Los fundamentos de este control nacen a partir de las estrategias presentadas a continuación [16]:

- Control de potencia activa-reactiva instantáneo (*Instantaneous Active Reactive Control* - IARC).
- Control instantáneo de secuencia positiva (*Instantaneously Controlled Positive-Sequence* - ICPS).
- Compensación de secuencia positiva-negativa (*Positive-Negative-Sequence Compensation* - PNSC).
- Control de potencia activa-reactiva promedio (*Average Active-Reactive Control* - AARC).

Control balanceado de secuencia positiva (*Balanced Positive-Sequence Control* - BPSC).

La primera introducción formal del concepto *flexible* para el control de corriente en inversores trifásicos, corresponde a una variación de la estrategia PNSC propuesta por [63], denominada PNSC flexible o FPNSC. La ecuación (5.4) presenta las corrientes de referencia para la estrategia PNSC, donde  $\mathbf{v}^+$  es el vector de tensión de secuencia positiva, y  $\mathbf{v}^+ \perp$  es una versión ortogonal de  $\mathbf{v}^+$  (rotada 90° del vector original) [64]. La misma definición se puede aplicar a  $\mathbf{v}^-$  y  $\mathbf{v}^- \perp$ , considerando la secuencia negativa en lugar de la positiva. El vector de tensión  $\mathbf{v}$  puede expresarse como  $\mathbf{v} = \mathbf{v}^+ + \mathbf{v}^-$  [63], [65].

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_p^* &= \frac{P^*}{|\mathbf{v}^+|^2 - |\mathbf{v}^-|^2} (\mathbf{v}^+ - \mathbf{v}^-) \\ \mathbf{i}_q^* &= \frac{Q^*}{|\mathbf{v}^+|^2 - |\mathbf{v}^-|^2} (\mathbf{v}_\perp^+ - \mathbf{v}_\perp^-) \end{aligned} \quad (5.4)$$

La ecuación (5.5) muestra las corrientes de referencia según la estrategia FPNSC. Se destaca la inclusión de los factores escalares  $k_j$  ( $k_1$  y  $k_2$ ), que dotan de *flexibilidad* a esta estrategia. Estos factores se utilizan para regular las potencias activa y reactiva, inyectadas a través de las secuencias positiva y negativa.

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_p^* &= k_1 \frac{P^*}{|\mathbf{v}^+|^2} \mathbf{v}^+ + (1 - k_1) \frac{P^*}{|\mathbf{v}^-|^2} \mathbf{v}^- \\ \mathbf{i}_q^* &= k_2 \frac{Q^*}{|\mathbf{v}^+|^2} \mathbf{v}_\perp^+ + (1 - k_2) \frac{Q^*}{|\mathbf{v}^-|^2} \mathbf{v}_\perp^- \end{aligned} \quad (5.5)$$

Note que para el caso particular en el que se cumple que:

$$k_1 = k_2 = \frac{|\mathbf{v}^+|^2}{|\mathbf{v}^+|^2 - |\mathbf{v}^-|^2} \quad (5.6)$$

La ecuación (5.5) será igual a (5.4), por lo que es posible concluir que el PNSC realmente corresponde a un caso de diseño específico del FPNSC.

Aunque en algunas ocasiones los factores escalares  $k$  tienen un significado físico, estos suelen implementarse como una variable de control que

permite cumplir objetivos específicos durante los hundimientos de tensión. Esta característica permite que las estrategias puedan adaptarse a diferentes situaciones operativas. Por ejemplo, la ecuación (5.7) muestra una variación del control FPNSC propuesta por Mehmet *et al.* [65]. En este caso, el objetivo principal es mitigar las componentes oscilatorias de las potencias activa y reactiva instantáneas. Por lo tanto, se propone un solo factor escalar que se aplica a la componente de secuencia negativa de la tensión [65].

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_p^* &= \frac{P^*}{|\mathbf{v}^+|^2 + k|\mathbf{v}^-|^2} (\mathbf{v}^+ + k\mathbf{v}^-) \\ \mathbf{i}_q^* &= \frac{Q^*}{|\mathbf{v}^+|^2 + k|\mathbf{v}^-|^2} (\mathbf{v}_\perp^+ + k\mathbf{v}_\perp^-) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Otra característica importante de los algoritmos de corriente flexible es la posibilidad de reducir las distorsiones en las corrientes. Este enfoque se usa en la estrategia AARC, propuesta por Rodríguez *et al.* [16], en la que se aplica el valor RMS de las tensiones de la red en lugar de los valores instantáneos. Desde el punto de vista del control flexible, la ecuación (5.3) se puede reescribir multiplicando su numerador y denominador por  $(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+V^- \cos(2\omega t + \phi^+ + \phi^-)$  y  $(V^+)^2 + (V^-)^2$ , respectivamente, e introduciendo un factor escalar  $k$ , como se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} i_\alpha^* &= \frac{2(v_\alpha^+ + v_\alpha^-)kP^* + (v_\beta^+ + v_\beta^-)kQ^*}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \\ i_\beta^* &= \frac{2(v_\beta^+ + v_\beta^-)kP^* - (v_\alpha^+ + v_\alpha^-)kQ^*}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \end{aligned} \quad (5.8)$$

Esta expresión corresponde a una formulación general. De hecho, si se selecciona  $k$  según

(5.9), se obtiene el caso de diseño específico en (5.3).

$$k = \frac{(V^+)^2 + (V^-)^2}{(V^+)^2 + (V^-)^2 + 2V^+V^- \cos(2\omega t + \phi^+ + \phi^-)} \quad (5.9)$$

De esta manera, el enfoque flexible permite establecer el valor de  $k$  para lograr las características de control deseadas, incluida la eliminación del término en el denominador en (5.3). Para determinar los valores apropiados de  $k$ , las potencias inyectadas se calculan reemplazando (5.8) en (5.2):

$$\begin{aligned} p &= \left( 1 + \frac{2V^+V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \right) kP^* \\ q &= \left( 1 + \frac{2V^+V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{(V^+)^2 + (V^-)^2} \right) kQ^* \end{aligned} \quad (5.10)$$

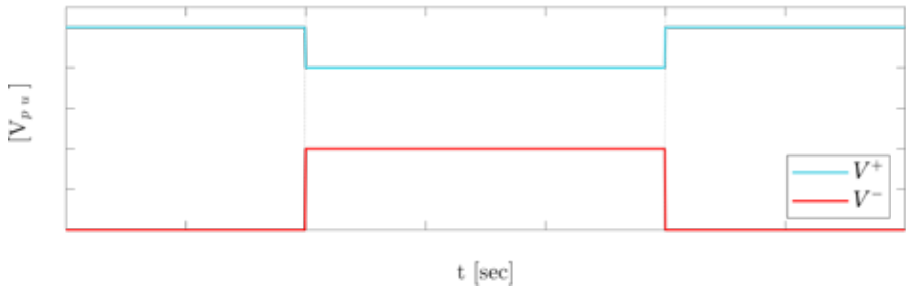
Se aprecia que si  $k$  se selecciona como un término constante, las potencias tienen una componente constante y otra oscilante. Además,  $k$  debe ser un valor positivo dado que un signo negativo implicaría el consumo de energía. Para ejemplificar el impacto de seleccionar diferentes valores de  $k$ , se simuló un escenario de hundimiento de tensión con las características descritas en la Tabla 5.2.

**Tabla 5.18.** Parámetros de la simulación

| Parámetro                 | Valor             |
|---------------------------|-------------------|
| Intervalo del hundimiento | [0.25 – 0.4] [s]  |
| $V_{nom}$                 | 127 [ $V_{RMS}$ ] |
| $P^*$                     | 1750 [W]          |
| $Q^*$                     | 800 [Var]         |
| $V_g^+$                   | 0.8 [p.u.]        |
| $V_g^-$                   | 0.4 [p.u.]        |
| $\varphi^+$               | $\pi / 3$ [rad]   |
| $\varphi^-$               | 0 [rad]           |

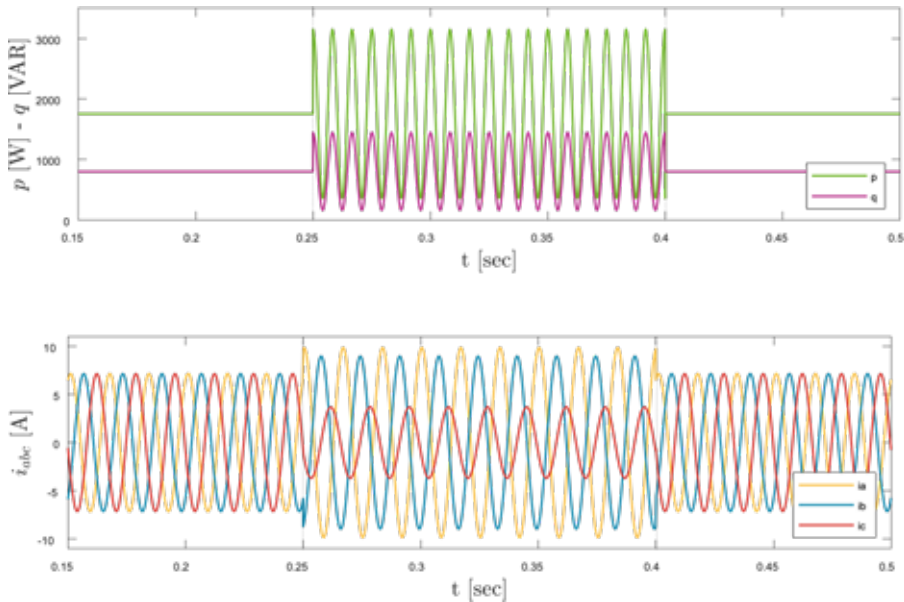
Las componentes de secuencia de las tensiones del hundimiento se pueden apreciar en la Figura 5.4.

**Figura 5.4.** Amplitudes de las secuencias positiva y negativa del hundimiento de tensión simulado



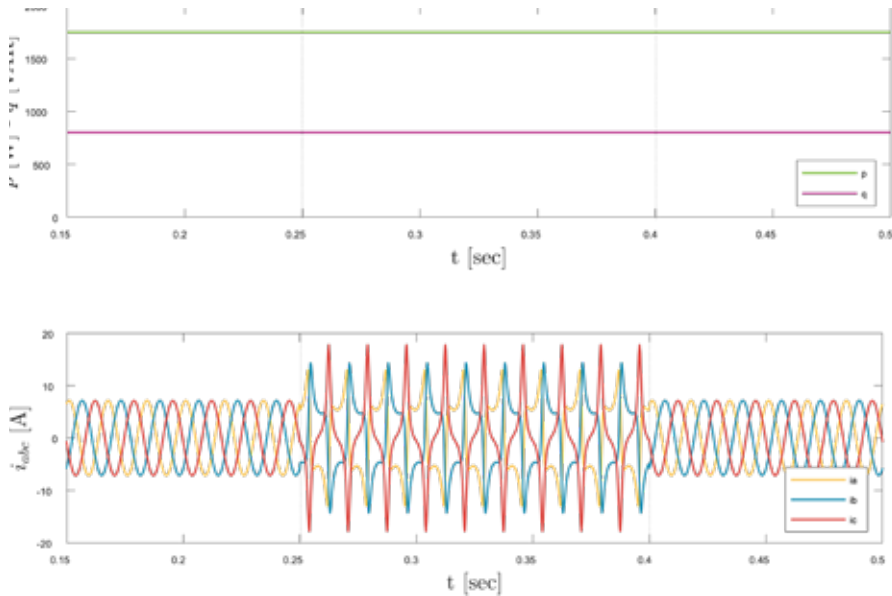
Las potencias activa  $P$  y reactiva  $Q$ , así como las corrientes inyectadas por fase usando  $k = 1$  son mostradas en la Figura 5.5. Con respecto a las potencias, se observa la inyección de valores compuestos por una oscilación sinusoidal en conjunto con una componente constante igual a las potencias de referencia. En cuanto a las corrientes, se observa la inyección de formas de onda sinusoidales sin distorsión armónica. Este es un ejemplo de cómo el valor de los factores  $k$  puede manipularse para conseguir los objetivos de control deseados.

**Figura 5.5.** Potencia Activa  $P$ , Potencia Reactiva  $Q$ , y Corrientes Inyectadas  $i_a, i_b, i_c$ , Usando  $k$  Igual a 1.



La Figura 5.6 muestra los valores de las potencias activa  $P$  y reactiva  $q$ , así como las corrientes inyectadas por fase, usando  $k$  tal como indica en la ecuación (5.9), es decir, un parámetro variable. En este caso, el efecto sobre las potencias es claro, se mantiene la inyección de potencias constantes durante el hundimiento de tensión, lo cual es posible debido a la inyección de corrientes por fase distorsionadas.

**Figura 5.6.** Potencia activa  $p$ , Potencia reactiva  $q$ , y Corrientes inyectadas  $i_a, i_b, i_c$ , Usando  $k$  Como se indica en la ecuación (5.9)



## 5.5. Tendencias en el estado del arte

En la literatura especializada de la última década, se han presentado múltiples propuestas de control flexible de corriente. La Tabla 5.3 presenta un resumen de las contribuciones más relevantes publicadas recientemente. Esta tabla describe las características clave para la implementación del control flexible de corriente, e incluye el cumplimiento de restricciones operativas (como el control de sobrecorriente, el control de sobretensión y el recorte de potencia), la consideración de objetivos secundarios (como el control de oscilaciones en  $P$ ,  $q$  o  $v_{dc}$ ) y las características más importantes del control (como la inyección de potencias, la consideración de la impedancia de la red o los requerimientos de algún código de red).

Tabla 5.19. Contribuciones más relevantes publicadas recientemente en el estado del arte del control flexible de corriente

| Estr. de control | Año  | Flexible | Restricciones operativas                |                                       |                                  | Objetivos secundarios        |                       |                              | Características del control |     |                            |                 | Complejidad |       |
|------------------|------|----------|-----------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------------|-----|----------------------------|-----------------|-------------|-------|
|                  |      |          | Control de sobre-corriente <sup>1</sup> | Control de sobre-tensión <sup>2</sup> | Recorte de potencia <sup>3</sup> | Control de osc. <sup>4</sup> |                       |                              | Inyección <sup>5</sup>      |     | Imped. de red <sup>6</sup> | CR <sup>7</sup> |             |       |
|                  |      |          |                                         |                                       |                                  | $\tilde{P}_{2\omega}$        | $\tilde{Q}_{2\omega}$ | Control de osc. <sup>4</sup> | $P$                         | $Q$ |                            |                 |             |       |
| [63]             | 2011 | ×        | ✓                                       | ×                                     | ×                                | ✓                            | ✓                     | ✓                            | ✓                           | ✓   | ×                          | ×               | ×           | Baja  |
| [66]             | 2012 | ✓        | ×                                       | ×                                     | ×                                | ✓                            | ×                     | ✓                            | ✓                           | ×   | ×                          | ✓               | ×           | Baja  |
| [67]             | 2013 | ✓        | ○                                       | ✓                                     | ×                                | ×                            | ×                     | ×                            | ×                           | ✓   | ×                          | ✓               | ×           | Baja  |
| [19]             | 2013 | ✓        | ✓                                       | ×                                     | ×                                | ○                            | ×                     | ×                            | ✓                           | ✓   | ×                          | ✓               | ×           | Media |
| [68]             | 2014 | ✓        | ✓                                       | ✓                                     | ×                                | ×                            | ×                     | ×                            | ×                           | ✓   | ×                          | ✓               | ✓           | Media |
| [69]             | 2014 | ✓        | ×                                       | ×                                     | ×                                | ×                            | ×                     | ×                            | ✓                           | ×   | ✓                          | ×               | ×           | Baja  |
| [70]             | 2014 | ×        | ✓                                       | ✓                                     | ×                                | ×                            | ×                     | -                            | ×                           | ✓   | ×                          | ✓               | ✓           | Baja  |
| [17]             | 2015 | ✓        | ✓                                       | ×                                     | ✓                                | ×                            | ×                     | ×                            | ✓                           | ✓   | ✓                          | ✓               | ×           | Baja  |
| [14]             | 2015 | ×        | ✓                                       | ✓                                     | ×                                | ×                            | ×                     | ✓                            | ×                           | ✓   | ×                          | ✓               | ×           | Media |
| [71]             | 2015 | ×        | ✓                                       | ✓                                     | ×                                | ×                            | ×                     | ×                            | ✓                           | ✓   | ×                          | ✓               | ×           | Baja  |
| [72]             | 2016 | ×        | ×                                       | ×                                     | ×                                | ○                            | ○                     | ○                            | ✓                           | ✓   | ✓                          | ✓               | ×           | Baja  |

|      |      |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |       |
|------|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|-------|
| [15] | 2016 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | ✓ | × | ✓ | × | ✓ | × | × | × | Baja  |
| [18] | 2017 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | ✓ | ✓ | × | × | ✓ | × | × | × | Media |
| [30] | 2018 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | × | ○ | × | × | ✓ | × | × | ✓ | Media |
| [42] | 2018 | × | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ○ | × | × | ✓ | ✓ | × | × | Alta  |
| [37] | 2018 | × | ✓ | ✓ | × | × | × | × | × | × | ✓ | ✓ | × | × | Baja  |
| [41] | 2018 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | × | × | × | ✓ | × | ✓ | ✓ | Baja  |
| [73] | 2019 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | × | ○ | ○ | × | ✓ | × | × | × | Media |
| [74] | 2019 | × | ✓ | ✓ | × | × | × | × | × | × | ✓ | ✓ | × | × | Baja  |
| [36] | 2020 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | ○ | ○ | × | ✓ | ✓ | × | × | Media |
| [75] | 2020 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | × | ✓ | × | × | ✓ | ✓ | × | × | Baja  |
| [76] | 2020 | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | × | ○ | ○ | × | ✓ | × | × | × | Media |
| [77] | 2020 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | × | ○ | ○ | × | ✓ | × | ✓ | ✓ | Media |
| [65] | 2021 | ○ | ✓ | ✓ | × | × | × | ✓ | ○ | ✓ | ✓ | × | × | × | Baja  |

✓ Se cumple total o parcialmente. × No se cumple. ○ Se cumple bajo ciertas circunstancias. - No se puede determinar el cumplimiento. 1 El control de sobrecorriente se refiere a la posibilidad de limitar la máxima corriente instantánea de salida por fase. 2 El control de sobretensión se refiere a la posibilidad de limitar la máxima tensión instantánea por fase en el PCC. 3 El recorte de potencia se refiere a la capacidad del control para gestionar la energía adicional en la etapa de DC, provocada por la reducción de potencia inyectada. 4 El control de oscilación se refiere a la posibilidad de cancelar o mitigar las oscilaciones en  $p$ ,  $q$  o  $wdc$  (tensión del enlace de DC del inversor). 5 Se indica si el algoritmo es capaz de inyectar potencia activa o reactiva durante el hundimiento de tensión. 6 La impedancia de red indica si la resistencia o la inductancia se consideran en la estrategia de control. 7 CR se refiere a la inyección de corriente reactiva según el código de red. 8 Se clasifica la complejidad de la formulación de control.

Además, la complejidad de cada estrategia de control se clasifica como baja, media o alta. Este criterio hace referencia a qué tan difícil es de entender la “lógica de la estrategia”, estando relacionada con el tratamiento que se le da a las variables de entrada de acuerdo con los objetivos de control, cómo las restricciones afectan el desempeño de la estrategia, los diferentes modos de operación, entre otros. Se debe mencionar que este criterio no tiene en cuenta la carga computacional del algoritmo.

La primera estrategia reseñada en la Tabla 5.3, corresponde a la estrategia IARC [63], mencionada en la Sección 5.4.1. En esta, se inyectan corrientes distorsionadas para garantizar el suministro de potencia constante [46], [78]. Vale la pena mencionar que la inyección de altos contenidos armónicos puede resultar inconveniente para la calidad de la energía, generando problemas operativos en las cargas. Además, la inyección de este tipo de corrientes está limitada por el filtro paso bajos de conexión a la red.

Con respecto a las restricciones operativas consideradas, la revisión del estado del arte, revela que la mayoría de los trabajos solo se enfocan en el límite máximo de corriente. Otras restricciones operativas, como el límite máximo de tensión, no son comúnmente abordadas. Del mismo modo, el recorte de potencia, es decir, la capacidad de regular el equilibrio entre la potencia generada en la fuente y la potencia inyectada por el inversor al sistema durante la falla, ha sido poco explorada [46], [78].

En cuanto a los objetivos secundarios, la mitigación o cancelación de las oscilaciones en la potencia activa y en la tensión del enlace de DC del inversor  $v_{dc}$ , son los más habituales. Estos dos objetivos están relacionados, ya que usualmente, la oscilación de  $P$  conlleva a una oscilación de  $v_{dc}$ , por lo que al mitigar una, se limita la otra. Por otra parte, el control de oscilaciones de potencia reactiva ha sido mucho menos implementado.

En cuanto a las funciones de las estrategias de control, se observa en la revisión del estado del arte que, con el pasar de los años, las estrategias presentadas han considerado más características operativas. Por ejemplo, algunos de los trabajos iniciales solo contemplaban la inyección de  $P$  o  $Q$  durante un hundimiento de tensión, pero no ambas potencias simultáneamente [66]–[69]. Aunque esto simplifica la formulación de la estrategia de control del inversor, inyectar solo  $P$  o  $Q$  puede resultar subóptimo.

Otro aspecto importante tiene que ver con la impedancia de red. Varios estudios han concluido que se debe tener en cuenta el valor de la impedancia de la red para mejorar el soporte de tensión [37], [72]. Los artículos recientes consideran la inyección de  $P$  y  $Q$  simultáneamente, e incluyen el componente resistivo de la impedancia de línea en su análisis [74], [75].

La simplicidad es una característica favorable para el uso práctico de las estrategias de control, ya que los esquemas de control sencillos pueden adaptarse fácilmente a la operación de diferentes códigos de red. Cuando se consideran más funciones de control, las estrategias se vuelven más complejas y la carga computacional en las tarjetas de control de los inversores aumenta.

Como se muestra en la Figura 5.2, en la mayoría de los códigos de red solo se requiere un perfil mínimo de inyección de corriente reactiva. Por lo tanto, las estrategias que actualmente se utilizan en la práctica son aquellas que se enfocan en la inyección del valor máximo de  $I_q^+$ , sin considerar soporte de tensión óptima u otros objetivos secundarios. Esta es una de las razones por las que, en un futuro cercano, los códigos de red deben complementarse e introducir los requerimientos LVRT más completos.

Algo destacable, es que la inyección de corriente reactiva, según, al menos, un código de red, se considera en muy pocos trabajos [30], [70]. Teniendo en cuenta que cada país define su propio perfil, algunos autores prefieren abordar el problema de manera general. No obstante, estudiar la aplicación de las estrategias con códigos de red específicos, permite profundizar en los beneficios y desventajas de cada propuesta, así como evaluar su operación en escenarios más realistas.

Mejorar la acción de soporte de tensión considerando simultáneamente diferentes restricciones operativas, escenarios de potencia y tipos de hundimientos de tensión es una tarea compleja con múltiples soluciones. La tendencia actual de investigación en estrategias de control LVRT busca aumentar el número de funcionalidades de las estrategias. Teniendo en cuenta la gran cantidad de escenarios operativos que pueden presentarse en las redes de distribución y los desafíos de los nuevos códigos de red, el diseño de estrategias LVRT aún es un tema de investigación en desarrollo y en el que

pueden presentarse aportaciones valiosas. La sección 1.8 analiza las tendencias actuales mencionadas y las posibilidades de desarrollo futuro en esta área de investigación.

## 5.6. Diseño de estrategias de control flexible de corriente aplicadas a la capacidad de LVRT

A partir de conceptos descritos anteriormente, esta sección presenta una propuesta de metodología general para el diseño de algoritmos de control flexible de corriente aplicados a la capacidad de LVRT. El diseño de los parámetros de control de una estrategia flexible es un proceso cíclico. Si el algoritmo no cumple con los resultados esperados, el diseñador debe volver al paso uno, y comenzar de nuevo el proceso.

### 5.6.1. Definición de los factores escalares $k$

El primer paso corresponde a la definición de los factores escalares  $k$  con el objetivo de adaptar la formulación y dotar a la estrategia de flexibilidad para lograr objetivos operativos específicos. Si bien estos pueden definirse arbitrariamente, es conveniente aplicar criterios basados en las teorías de potencia para lograr los resultados deseados [17]. Cabe recalcar que no es necesario asignar un significado físico a estos factores escalares.

Partiendo de las definiciones expuestas en (5.11) y (5.12), se analizarán los pasos a seguir en el diseño. Esta propuesta considera cuatro factores escalares:  $k_p^+$ ,  $k_p^-$ ,  $k_q^+$  y  $k_q^-$ , los cuales están asociados a las componentes de secuencias y la inyección de potencias [30]. Para un análisis más profundo del impacto de estos cuatro parámetros en el soporte de tensión, se recomienda revisar la referencia [79].

$$\begin{aligned} i_\alpha &= I_p^+ \left( \frac{v_\alpha^+}{V^+} \right) + I_p^- \left( \frac{v_\alpha^-}{V^-} \right) + I_q^+ \left( \frac{v_\beta^+}{V^+} \right) + I_q^- \left( \frac{v_\beta^-}{V^-} \right) \\ i_\beta &= I_p^+ \left( \frac{v_\beta^+}{V^+} \right) + I_p^- \left( \frac{v_\beta^-}{V^-} \right) - I_q^+ \left( \frac{v_\alpha^+}{V^+} \right) - I_q^- \left( \frac{v_\alpha^-}{V^-} \right) \end{aligned} \quad (5.11)$$

$$\begin{aligned}
I_p^+ &= \frac{2}{3} \frac{k_p^+ V^+ P^*}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} & I_p^- &= \frac{2}{3} \frac{k_p^- V^- P^*}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} \\
I_q^+ &= \frac{2}{3} \frac{k_q^+ V^+ Q^*}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2} & I_q^- &= \frac{2}{3} \frac{k_q^- V^- Q^*}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2}
\end{aligned} \tag{5.12}$$

### 5.6.2. Potencias inyectadas

El segundo paso consiste en calcular las potencias, activa y reactiva inyectadas según la definición de corrientes modificadas, y analizar si estas corresponden con las características de control deseadas. La ecuación (5.13) muestra la potencia entregada a la red inyectando las corrientes de referencia definidas en (5.11) [75].

$$\begin{aligned}
p(t) &= P^* + \left( \frac{(k_p^+ + k_p^-) V^+ V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} \right) P^* \\
&\quad + \left( \frac{(k_q^+ - k_q^-) V^+ V^- \sin(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2} \right) Q^* \\
q(t) &= Q^* + \left( \frac{(k_q^+ + k_q^-) V^+ V^- \cos(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2} \right) Q^* \\
&\quad - \left( \frac{(k_p^+ - k_p^-) V^+ V^- \sin(2\omega t + \varphi^+ + \varphi^-)}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} \right) P^*
\end{aligned} \tag{5.13}$$

El análisis del efecto de los factores escalares  $k$  sobre las potencias inyectadas es complejo, debido a la no linealidad de las ecuaciones (5.13). Por esta razón, aunque estos factores escalares pueden tomar cualquier valor real, se recomienda definir algunos valores enteros que reduzcan el análisis a un número limitado de casos de estudio [44].

A modo de ejemplo, se asumirá que los factores escalares  $k$  solo pueden tomar uno de estos tres valores: -1, 0 o 1. Siendo así, y al haber cuatro factores, habría al menos 81 combinaciones de parámetros (34), cada una de las cuales estará asociada a un *modo de control*. Dado que el análisis se centra en lograr algunas características de control deseadas, se pueden descartar la

mayoría de estos modos. De (5.13), se observa que los términos constantes son iguales a las potencias de referencia  $P^*$  y  $Q^*$ , y los factores escalares  $k$  controlan las componentes oscilantes.

La Tabla 5.4 muestra cuatro modos de control, o casos de interés, relacionados con la mitigación de las oscilaciones en la potencia inyectada. Se debe tener en cuenta que dos de estos (modos 1 y 2) permiten cancelar las componentes oscilantes de  $P$  o  $Q$ , pero no ambas simultáneamente. Los otros dos (modos 3 y 4) hacen que las oscilaciones de  $P$  o  $Q$  dependan únicamente del valor de  $P^*$  o  $Q^*$ .

**Tabla 5.20.** Comportamiento de las potencias inyectadas para diferentes modos de control

| Modo | $k_p^+$ | $k_p^-$ | $k_q^+$ | $k_q^-$ | $\bar{P}$ | $\tilde{P}$ |       | $\bar{Q}$ | $\tilde{Q}$ |       |
|------|---------|---------|---------|---------|-----------|-------------|-------|-----------|-------------|-------|
|      |         |         |         |         |           | $P^*$       | $Q^*$ |           | $P^*$       | $Q^*$ |
| 1    | 1       | -1      | 1       | 1       | $P^*$     | 0           | 0     | $Q^*$     | ✓           | ✓     |
| 2    | 1       | 1       | 1       | -1      | $P^*$     | ✓           | ✓     | $Q^*$     | 0           | 0     |
| 3    | 1       | 1       | 1       | 1       | $P^*$     | ✓           | 0     | $Q^*$     | 0           | ✓     |
| 4    | 1       | -1      | 1       | -1      | $P^*$     | 0           | ✓     | $Q^*$     | ✓           | 0     |

### 5.6.3. Estrategia de soporte de tensión

El tercer paso es la evaluación de la acción de soporte de tensión. Esta requiere modelar todo el sistema para observar los resultados del control (ver Figura 5. 3). Dado que el inversor trabaja en modo *grid following*, el restablecimiento de la tensión del PCC depende de la acción de las corrientes. Además, el soporte podría verse limitado por los escenarios de producción o recorte de potencia.

El soporte de tensión está modelado por (5.14) en términos de la impedancia de línea  $Z_g = R_g + j\omega L_g$ , y la corriente inyectada a la red  $I_g$  (5.15).

$$V_{PCC} = Z_g I_g + V_g \quad (5.14)$$

$$I_g = \begin{bmatrix} |I^+| \angle \theta^+ \\ |I^-| \angle \theta^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{(I_p^+)^2 + (I_q^+)^2} \angle \text{atan}\left(\frac{I_q^+}{I_p^+}\right) \\ \sqrt{(I_p^-)^2 + (I_q^-)^2} \angle \text{atan}\left(\frac{I_q^-}{I_p^-}\right) \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

En [42], se detalla el modelo en el dominio del tiempo para encontrar las amplitudes de  $|V_{PCC}^+|$  y  $|V_{PCC}^-|$ . En este trabajo se utiliza el enfoque IEEE Std-241, que conduce a (5.16) y (1.17) [37], [80]. Se asume que los factores  $k$  son iguales a 1 para simplificar el análisis. Por un lado, si el ángulo de la corriente inyectada es igual al ángulo de  $Z_g$ ,  $\omega L_g I_p^+ - R_g I_q^+ = 0$ , entonces  $|V_{PCC}^+|$  se maximizará; por otro lado,  $|V_{PCC}^-|$  se minimiza, ya que  $\omega L_g I_p^- + R_g I_q^- = 0$  aumenta, mejorando el soporte de tensión [37], [75].

$$|V_{PCC}^+| = R_g I_p^+ + \omega L_g I_q^+ + \sqrt{(V_g^+)^2 - (\omega L_g I_p^+ - R_g I_q^+)^2} \quad (5.16)$$

$$|V_{PCC}^-| = R_g I_p^- - \omega L_g I_q^- + \sqrt{(V_g^-)^2 - (\omega L_g I_p^- + R_g I_q^-)^2} \quad (5.17)$$

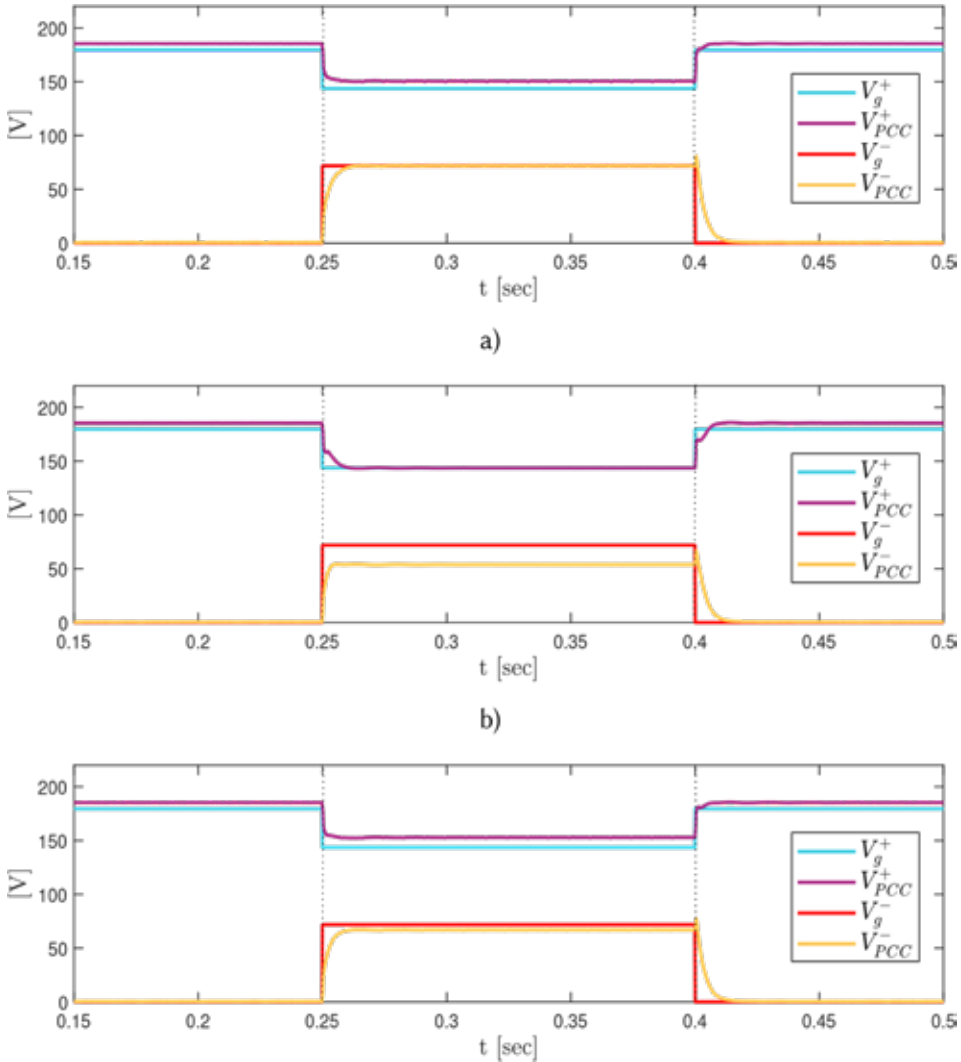
Los valores de los factores escalares  $k$  pueden seleccionarse según el objetivo de soporte de tensión buscado por la estrategia. En la Sección 5.2.3 se presentaron tres tipos de estrategias de soporte de tensión [37], que pueden resumirse en los siguientes modos: modo I: se prioriza el soporte de tensión de secuencia positiva; modo II: se prioriza la reducción de tensión de secuencia negativa; modo III: combinación de modo I y modo II. En la Tabla 5.5 se presentan algunos valores de los factores escalares  $k$  que permiten implementar estos modos.

**Tabla 5.21.** Modos para el análisis de soporte de tensión

| Modo | Soporte de tensión                | $k_q^+$ | $k_q^-$ | $k_q^+$ | $k_q^-$ |
|------|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| I    | $V^+ \uparrow$                    | 1       | 0       | 1       | 0       |
| II   | $V^- \downarrow$                  | 0       | 1       | 0       | 1       |
| III  | $V^+ \uparrow$ y $V^- \downarrow$ | 1       | -1      | 1       | 1       |

En la Figura 5. 7 es posible observar el efecto sobre el soporte de tensión de los modos I y II en la secuencia positiva y secuencia negativa, respectivamente (los parámetros de la simulación son los mismos utilizados en la sección 5.4). Mientras que en el primer resultado se incrementa valor de  $V_{PCC}^+$ , en el segundo  $V_{PCC}^-$  se reduce hasta donde los límites del sistema lo permiten. Por su parte, en el modo III se presenta una combinación de estos dos efectos.

**Figura 5.7.** Simulaciones de soporte de tensión para los modos a) I, b) II y c) III.



Es importante tener en cuenta que el modo II requiere establecer una referencia de potencia negativa  $-P^*$  que permita el consumo de potencia a través de la secuencia negativa. Como se mencionó, los términos constantes de las potencias inyectadas para el caso estudiado son las potencias de referencia independientemente de los valores de los factores escalares  $k$ .

Por lo tanto, si se usa  $P^*$  en lugar de  $-P^*$ , la potencia activa se inyectará a través de la secuencia negativa. Como consecuencia, la amplitud de  $V^-$  aumentará, lo cual no es deseable. Esta misma idea puede aplicarse de forma similar a la potencia reactiva, siendo este un ejemplo de porqué el análisis de las potencias inyectadas se sugiere justo después de definir los factores escalares.

#### 5.6.4. Restricciones del sistema

Una vez verificado que el algoritmo de control logra la inyección de energía y el soporte de tensión deseados, el siguiente paso es asegurarse de que el control satisfaga las restricciones del sistema. A continuación, se analizan las tres restricciones operativas más usuales.

##### a. Limitación de corriente de salida máxima en AC

Para el control de sobrecorriente, la estrategia más común consiste en definir cada corriente de fase en términos de las componentes de secuencia de la tensión en el PCC y las potencias de referencia. Por lo tanto, el desempeño de este método depende de la precisión y velocidad del algoritmo de sincronización para estimar las componentes de tensión [81]. La ecuación (5.18) muestra la máxima corriente de fase para (5.11), donde  $A = I_p^+ I_p^- - I_q^+ I_q^-$ ,  $B = I_p^+ I_q^- + I_p^- I_q^+$  y  $x = \varphi^+ - \varphi^- - \varphi_{abc}$ . La corriente máxima está determinada por el valor de  $\varphi_{abc} = \{0, 2\pi/3, -2\pi/3\}$  que maximiza la función:

$$I_{max}^2 = (I_p^{+2} + I_q^{+2}) + (I_p^{-2} + I_q^{-2}) + 2A \cos(x) + 2B \sin(x) \quad (5.18)$$

Si los valores de las corrientes están fuera de rango (valor de corriente nominal establecida), se debe implementar una estrategia de recorte de la potencia inyectada. La estrategia estará definida principalmente por los requisitos del código de red y las funciones de control deseadas. Un ejemplo de esto es presentado en [30], en el que el recorte de potencia se realiza siguiendo las directrices del código de red español.

Este capítulo presenta un ejemplo de una estrategia de reducción de potencia enfocada en mejorar el soporte de tensión al inyectar una corriente con la misma fase que ángulo de  $Z_g$ . Para garantizar que el ángulo de la corriente inyectada coincida con el ángulo  $Z_g$ , debe cumplirse la relación presentada en (5.19). Entonces, la corriente máxima de fase  $I_{max}$  tiene que calcularse de acuerdo con (5.18), donde  $P^* = P_G$  (ver (5.12)), siendo  $P_G$  la potencia activa generada.

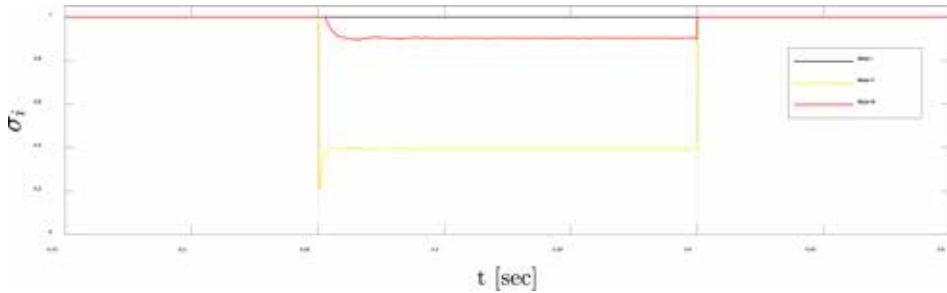
$$\tan(\theta) = \frac{L\omega}{R} = \frac{Q^*}{P^*} \quad (5.19)$$

Pueden surgir dos posibles situaciones de funcionamiento: si  $I_{max}$  es mayor que la corriente nominal del inversor  $I_{nom}$ , se debe aplicar el factor de reducción de potencia  $\sigma_i$ . Este factor se calcula según (5.20), y se usa para redefinir las potencias de referencia como  $P_{cur}^* = \sigma_i P^*$  y  $Q_{cur}^* = \sigma_i Q^*$ .

$$\sigma_i = \frac{I_{nom}}{I_{max}} \quad (5.20)$$

En la Figura 5.8 se puede observar el valor de  $\sigma_i$  para cada uno de los modos simulados. Se observa que la limitación de corriente influye de manera diferente en cada estrategia de soporte de tensión, teniendo en cuenta que cada una se asocia a un recorte de potencia particular.

**Figura 5.8.** Factor de reducción de potencia  $\sigma_i$  para los modos I, II y III



Por otro lado, si  $I_{max}$  es menor que  $I_{nom}$ , la amplitud de la corriente reactiva inyectada puede incrementarse para emplear la capacidad total del inversor.

Por lo tanto, se debe calcular una nueva referencia de potencia reactiva  $Q_{opt}^*$  a partir de (5.18) con  $P^* = P_G$  e  $I_{max} = I_{nom}$ .

Resolver  $Q_{opt}^*$  para el caso general implica un procedimiento complejo porque los valores deben tratarse como variables. La ecuación (5.21) muestra a  $Q_{opt}^*$  para un caso simplificado en el que  $k_p^- = -k_p^+$ ,  $k_q^- = k_q^+$  y  $V_x = V^{+2} + V^{-2}$ .

$$Q_{opt}^* = V_x \sqrt{\frac{3}{2} \left( \frac{V^{+2} I_{nom}^2}{V^{+2} - 2V^+ V^- \cos(x) + V^{-2}} - I_p^{+2} \right)} \quad (5.21)$$

### b. Limitación de tensión de salida máxima en AC

En el caso de la limitación de tensión, se debe adoptar un enfoque similar al de la limitación de corriente. Las tensiones de fase se descomponen en componentes de secuencia, como se muestra en (5.22). El valor de tensión máximo está determinado por el valor en  $\varphi_{abc} = \{0, 2\pi/3, -2\pi/3\}$  que maximiza la función descrita en (5.22) [42], [78], [82].

Al respecto, se han propuesto diferentes formulaciones. Un método ampliamente utilizado es usar (1.14) para definir las amplitudes de referencia  $V^{+*}$  y  $V^{-*}$  en términos de  $V_{max}^{abc}$  y  $V_{min}^{abc}$ , que se seleccionan teniendo en cuenta los requisitos del código de red [67], [68]. Con estos valores se calculan las referencias de potencia o corriente a inyectar [42].

$$V_{abc}^2 = V^{+2} + V^{-2} + 2V^+ V^- \cos(\varphi^+ - \varphi^- + \varphi_{abc}) \quad (5.22)$$

### c. Tensión máxima en el capacitor enlace de DC

El valor de la tensión  $v_{dc}$ , en el capacitor de enlace de DC del inversor, está directamente relacionado con el balance de potencia entre la fuente de generación y la potencia inyectada a la red [81], [83]. Asimismo, limitar la amplitud de las oscilaciones de potencia activa ayuda a restringir el valor máximo de  $v_{dc}$  [65], [81]. Esta limitación y la gestión de la energía extra, producto del recorte de potencia, pueden ser controladas desde la etapa DC.

Algunas estrategias comunes consisten en operar el sistema en un modo no MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, en inglés), es decir, en un punto que no sea el de extracción de máxima potencia. También se puede hacer uso

de un resistor de frenado para disipar la energía (conocido en inglés como *breaking chopper resistor*) o descargar la energía adicional en un sistema de almacenamiento de energía, por ejemplo, en baterías o supercapacitores [83], [84]. Este tema será discutido con más detalle en la sección 5.8.

### 5.6.5. Objetivos secundarios

El último paso de la metodología consiste en revisar la capacidad del control flexible de corriente para lograr otros objetivos secundarios. Mitigar las oscilaciones de potencia o reducir el contenido de armónicos en las señales de salida son objetivos de interés. Como se mencionó anteriormente, las oscilaciones de potencia activa se pueden controlar seleccionando correctamente los factores escalares  $k$  para minimizar  $\tilde{p}$  (ver Tabla 5.4). Otra opción es regular la producción de energía en la etapa de DC.

Por el contrario, las oscilaciones de potencia reactiva solo pueden tratarse desde el lado de AC. Con respecto al contenido armónico, la mayoría de las estrategias de control flexible de corriente utilizan el enfoque presentado en la sección 5.4. Sin embargo, cierto nivel de oscilaciones de potencia o contenido armónico puede ser aceptable si se garantiza un soporte de tensión adecuado [76].

Una vez realizado este análisis, el diseñador debe decidir si la operación de la estrategia cumple con las características esperadas. Por lo general, algunos de los objetivos secundarios solo se pueden lograr en escenarios específicos que dan lugar a diferentes modos de control [30]. Sin embargo, si el control propuesto no cumple con el comportamiento deseado, los factores escalares deben ser redefinidos, y el diseñador debe volver al primer paso. Un diagrama de flujo que resume la metodología propuesta se presenta en la Figura 5.9.

## 5.7. Discusión

En los próximos años se prevé que los sistemas de generación distribuida conectados a las redes eléctricas aumentarán en capacidad y cantidad [18], [23]. Por esta razón, los códigos de red de los diferentes países serán complementados con la inclusión de requisitos operativos más estrictos, con el fin de evitar el posible impacto que el aumento de la generación renovable

podría tener sobre la estabilidad de las redes [40], [85]. Uno de los aspectos que deberían considerar los futuros códigos de red es la definición de lineamientos técnicos claros relacionados con la operación de soporte de tensión, ya que algunas estrategias funcionan mejor que otras según el tipo de falla, la disponibilidad de potencia generada y la impedancia de la red.

**Figura 5.9.** Diagrama de flujo para el diseño de estrategias de control de corriente flexibles.



Para la operación LVRT, la mayoría de los códigos de red solo contemplan la inyección de corriente reactiva [37]. Sin embargo, de acuerdo con la impedancia de la red y el tipo de hundimiento, estrategias como el consumo de potencia a través de la secuencia negativa podrían ser una mejor alternativa, así estas requieran de resistencias o sistemas de almacenamiento de energía para permitir el consumo o almacenamiento transitorio de la potencia absorbida.

El efecto de la impedancia de la red es un aspecto clave que debe estudiarse a fondo para mejorar la operación de las estrategias de control flexible de corriente. Dado que la diferencia entre la tensión del PCC y la tensión de la

red es la caída en la línea, un valor pequeño de la impedancia de la red implica que, incluso con una inyección de corriente alta, el impacto del soporte de tensión será mínimo. Frente a esta condición particular, se hace necesario un análisis adicional para definir cuál es la mejor manera de operar a los inversores.

Si bien la característica principal del control de corriente flexible es la aplicación de los factores escalares  $k$  los cuales pueden tomar cualquier valor real, la mayoría de los trabajos revisados los definen en un rango de 0 a 1. Esta normalización es válida, ya que  $P^*$  y  $Q^*$  son las variables de referencia. Por lo tanto, un valor superior a 1 podría dar lugar a una referencia más allá de la potencia disponible. No obstante, algunos algoritmos flexibles, como el presentado en [30], tienen factores escalares  $k$  tanto en el numerador como en el denominador, lo que hace innecesaria esta normalización. La búsqueda de factores óptimos es una tarea compleja debido a la no linealidad de las ecuaciones, por lo que el estudio de estas alternativas es un campo de investigación abierto.

El correcto funcionamiento de los diferentes lazos de control del inversor es un factor fundamental para el diseño de las estrategias de control flexible. Durante los hundimientos de tensión, estas estrategias deben contemplar aspectos que no son considerados en condiciones normales de funcionamiento, como es el caso de la presencia de secuencia negativa, amplitudes en forma de rampa y el efecto de los desfases en las tensiones de red [25].

Como ejemplo, para la técnica de limitación de corriente utilizada en este capítulo, es fundamental una estimación rápida y precisa de la frecuencia, las amplitudes y fases de las tensiones de secuencias positiva y negativa. Por lo tanto, se debe verificar la compatibilidad entre los lazos de control para garantizar el funcionamiento de las estrategias propuestas.

En los últimos años, diferentes trabajos se han centrado en tratar el balance de potencia activa y las oscilaciones de tensión en el capacitor enlace de DC mediante la regulación de la producción de energía en la etapa de DC [86]. El enfoque habitual para mantener el equilibrio de potencias consiste en ajustar  $P^*$ ; sin embargo, este enfoque es limitado, ya que podría requerirse un escenario de recorte de energía durante una condición de falla. En tales casos, el equilibrio de potencia debe tratarse desde el lado de DC.

Cabe destacar que existen tres opciones para realizar la regulación de potencia. La primera es regular la potencia generada en función de las necesidades de control; la estrategia para lograr este objetivo depende del tipo de fuente renovable, por lo que es la más compleja de las opciones presentadas. La segunda consiste en consumir la energía adicional usando una resistencia, también denominada resistencia de frenado o resistencia chopper; aunque es un enfoque sencillo de diseñar, el hecho de requerir un elemento adicional y la limitación de que solo se pueda tratar el exceso de potencia, pero no su falta, se consideran desventajas. La última opción contempla el uso de un elemento de almacenamiento de energía que permite el flujo de energía bidireccional; sin embargo, aumenta los costos de implementación.

## 5.8. Conclusiones

Este capítulo muestra el desarrollo que han tenido las estrategias de control flexible de corriente ante hundimientos de tensión en la última década. En la revisión del estado del arte se puede apreciar cómo este tipo de estrategias han introducido más consideraciones operativas como el control de potencia activa y reactiva, la mitigación de oscilaciones en la tensión del bus de DC, la limitación de tensión AC, entre otras. A pesar de dichos avances, la optimización del soporte de tensión sigue siendo un tema de investigación con retos por resolver, dado que se deben tener en cuenta diferentes factores como el tipo de hundimiento y la severidad del mismo, la impedancia de la red, el tipo de fuente de generación, entre otros aspectos.

Lo anterior conllevará que los futuros códigos de red consideren la inyección de corriente activa y reactiva, por las componentes de secuencia tanto positiva como negativa, con el fin de mejorar el soporte de tensión a la red. Teniendo en cuenta estas limitaciones, el uso de estrategias flexibles representa una interesante alternativa de operación, ya que estas permiten brindar soporte a la red mientras otro tipo de objetivos secundarios son asegurados.

Por este motivo, este capítulo presenta una metodología para el diseño de estrategias de control flexible de corriente. En este sentido se propone una secuencia de diseño que permite verificar, en etapas tempranas, si la estrategia propuesta cumple con las características y los objetivos de control deseados. Una vez se haya realizado dicha verificación, la estrategia deberá

adaptarse para cumplir con las restricciones del sistema. Este paso es de suma importancia, pues se encontró que la mayoría de las estrategias en la literatura no consideran las tres restricciones del sistema (ver Tabla 5.3), lo que a su vez dificulta comparar su desempeño.

Finalmente, la metodología propuesta corresponde a una recomendación de diseño. De hecho, los fundamentos expuestos en la definición de cada una de sus etapas podrían ser aplicables a la formulación de estrategias para la operación de inversores ante otros escenarios operativos. Se espera que es planteamiento pueda servir de guía para los investigadores a la hora de afrontar los retos actuales y futuros de los sistemas de generación distribuida.

## Referencias

- [1] P. Kundur, J. Paserba, and S. Vitet, "Overview on definition and classification of power system stability," in *CIGRE/IEEE PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003*, 2003, pp. 1–4, doi: 10.1109/QSEPDS.2003.159786.
- [2] S. Peyghami, P. Palensky and F. Blaabjerg, "An Overview on the Reliability of Modern Power Electronic Based Power Systems," *IEEE Open Journal of Power Electronics*, vol. 1, pp. 34–50, 2020, doi: 10.1109/OJPEL.2020.2973926.
- [3] C. K. Tse, M. Huang, X. Zhang, D. Liu, and X. L. Li, "Circuits and Systems Issues in Power Electronics Penetrated Power Grid," *IEEE Open Journal of Circuits and Systems*, vol. 1, pp. 140–156, 2020, doi: 10.1109/OJCAS.2020.3020633.
- [4] K. Zeb *et al.*, "Faults and Fault Ride Through strategies for grid-connected photovoltaic system: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 158, p. 112125, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112125>.
- [5] Z. Zhang, R. Schuerhuber, L. Fickert, and K. Friedl, "Study of stability after low voltage ride-through caused by phase-locked loop of grid-side converter," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, p. 106765, 2021, doi: /10.1016/j.ijepes.2021.106765.
- [6] Ö. Çelik *et al.*, "Grid code requirements – A case study on the assessment for integration of offshore wind power plants in Turkey," *Sustainable*

- Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102137, 2022, doi: /10.1016/j.seta.2022.102137.
- [7] A. M. Howlader and T. Senjyu, "A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 643–658, 2016, doi: /10.1016/j.rser.2015.11.073.
  - [8] C.-Y. Tang, Y.-T. Chen, and Y.-M. Chen, "PV Power System With Multi-Mode Operation and Low-Voltage Ride-Through Capability," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 12, pp. 7524–7533, 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2449777.
  - [9] A. Benali, M. Khiat, T. Allaoui, and M. Denaï, "Power Quality Improvement and Low Voltage Ride Through Capability in Hybrid Wind-PV Farms Grid-Connected Using Dynamic Voltage Restorer," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 68634–68648, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2878493.
  - [10] X. Guo, W. Liu, and Z. Lu, "Flexible Power Regulation and Current-Limited Control of the Grid-Connected Inverter Under Unbalanced Grid Voltage Faults," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 9, pp. 7425–7432, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2669018.
  - [11] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, "Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods," *J Clean Prod*, vol. 253, p. 119831, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119831>.
  - [12] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, F. Blaabjerg, and Y. Yang, "Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review," *Solar Energy*, vol. 180, pp. 340–350, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.032>.
  - [13] M. Talha, A. Amir, S. R. S. Raihan, and N. Abd Rahim, "Grid-connected photovoltaic inverters with low-voltage ride through for a residential-scale system: A review," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 10, p. e12630, 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12630>.
  - [14] A. Milicua, G. Abad, and M. Á. Rodríguez Vidal, "Online Reference Limitation Method of Shunt-Connected Converters to the Grid to Avoid Exceeding Voltage and Current Limits Under Unbalanced Operation - Part I: Theory," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 30, no. 3, pp. 852–863, 2015, doi: 10.1109/TEC.2015.2395718.

- [15] J. L. Sosa, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, and Y. A. Al-Turki, "Control Strategy to Maximize the Power Capability of PV Three-Phase Inverters During Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 4, pp. 3314–3323, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2451674.
- [16] P. Rodriguez, A. V Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Flexible Active Power Control of Distributed Power Generation Systems During Grid Faults," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 5, pp. 2583–2592, 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.899914.
- [17] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell, and L. G. de Vicuña, "Active and Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 62, no. 3, pp. 1515–1525, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2347266.
- [18] E. Afshari *et al.*, "Control Strategy for Three-Phase Grid-Connected PV Inverters Enabling Current Limitation Under Unbalanced Faults," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 11, pp. 8908–8918, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2733481.
- [19] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. C. Vasquez, and E. Alarcon-Gallo, "Flexible Voltage Support Control for Three-Phase Distributed Generation Inverters Under Grid Fault," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1429–1441, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2185016.
- [20] Y. Levron, J. Belikov, and D. Baimel, "A Tutorial on Dynamics and Control of Power Systems with Distributed and Renewable Energy Sources Based on the DQ0 Transformation," *Applied Sciences*, vol. 8, no. 9, 2018, doi: 10.3390/app8091661.
- [21] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez, and F. Blaabjerg, "Evaluation of Current Controllers for Distributed Power Generation Systems," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2012527.
- [22] J. Jia, G. Yang, and A. H. Nielsen, "A Review on Grid-Connected Converter Control for Short-Circuit Power Provision Under Grid Unbalanced Faults," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 2, pp. 649–661, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2682164.
- [23] J. Joshi, A. K. Swami, V. Jatelly, and B. Azzopardi, "A Comprehensive Review of Control Strategies to Overcome Challenges During LVRT in PV Systems," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 121804–121834, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3109050.

- [24] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, pp. 1–98, 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.
- [25] M. H. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. John Wiley & Sons, Inc, 2000.
- [26] M. Garnica, L. de Vicuña, J. Miret, A. Camacho, and R. Guzmán, "Voltage Support Experimental Analysis of a Low-Voltage Ride-Through Strategy Applied to Grid-Connected Distributed Inverters," *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 8, 2018, doi: /10.3390/en11081949.
- [27] M. Tarafdar Hagh and T. Khalili, "A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes," *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 4, pp. 1342–1356, 2019, doi: /10.1002/er.4247.
- [28] E. Buraimoh and I. E. Davidson, "Overview of Fault Ride-Through Requirements for Photovoltaic Grid Integration, Design and Grid Code Compliance," in *2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, 2020, pp. 332–336, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242914.
- [29] Q. Zheng, J. Li, X. Ai, J. Wen, and J. Fang, "Overview of grid codes for photovoltaic integration," in *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/EI2.2017.8245501.
- [30] M. A. Garnica López, J. L. de Vicuña, J. Miret, M. Castilla, and R. Guzmán, "Control Strategy for Grid-Connected Three-Phase Inverters During Voltage Sags to Meet Grid Codes and to Maximize Power Delivery Capability," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 11, pp. 9360–9374, 2018.
- [31] "P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólica," *Red Eléctrica de España (REE)*, 2006. [Online]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO\\_resol\\_12.3\\_Respuesta\\_huecos\\_eolica.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_12.3_Respuesta_huecos_eolica.pdf)
- [32] "Grid Code Chapter 1 Section C – Access to the national transmission service," *Terna Driving Energy, Italy*, 2015. [Online]. Available: [https://download.terna.it/terna/Chapter%201\\_Section%201C\\_8d80ebf9fdc3e48.pdf](https://download.terna.it/terna/Chapter%201_Section%201C_8d80ebf9fdc3e48.pdf)

- [33] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, and M. Datta, "Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of Grid-Codes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2838563.
- [34] M. H. Athari and Z. Wang, "Statistically Characterizing the Electrical Parameters of the Grid Transformers and Transmission Lines," Jan. 2017.
- [35] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, L. G. de Vicuña, and G. L. Miguel Andrés, "Control Strategy for Distribution Generation Inverters to Maximize the Voltage Support in the Lowest Phase During Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 65, no. 3, pp. 2346–2355, 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2736486.
- [36] D. Celik and M. E. Meral, "Voltage Support Control Strategy of Grid-connected Inverter System Under Unbalanced Grid Faults to Meet Fault Ride Through Requirements," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020, doi: /10.1049/iet-gtd.2019.1206.
- [37] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, L. G. de Vicuña, and R. Guzman, "Positive and Negative Sequence Control Strategies to Maximize the Voltage Support in Resistive-Inductive Grids During Grid Faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 6, pp. 5362–5373, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2732452.
- [38] "Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW," *Energinet, Denmark*, 2016. [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection>
- [39] "The grid code," *National Grid ESO, Great Britain*, 2020. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download>
- [40] J. Ge, Z. Shuai, C. Tu, A. Luo, and Z. J. Shen, "Flexible Control Strategy for Enhancing Power Injection Capability of Three-Phase Four-Wire Inverter During Asymmetrical Grid Faults," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 8, pp. 9592–9608, 2021, doi: 10.1109/TPEL.2021.3054827.
- [41] J. Miret, M. Garnica López, L. Vicuña, and A. Camacho, "PI-based controller for low-power distributed inverters to maximize reactive current injection while avoiding over voltage during voltage sags," *IET Power Electronics*, vol. 12, Jan. 2018, doi: /10.1049/iet-pel.2018.5071.

- [42] M. M. Shabestary and Y. A. I. Mohamed, "Advanced Voltage Support and Active Power Flow Control in Grid-Connected Converters Under Unbalanced Conditions," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 2, pp. 1855–1864, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2695646.
- [43] H. D. Tafti, A. I. Maswood, G. Konstantinou, J. Pou, and C. D. Townsend, "Low-voltage ride-through capability of full-row connected cascaded H-bridge converters," in *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, pp. 984–987, doi: 10.1109/TENCON.2016.7848152.
- [44] E. Afshari, G. R. Moradi, Y. Yang, B. Farhangi, and S. Farhangi, "A review on current reference calculation of three-phase grid-connected PV converters under grid faults," in *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2017, pp. 1–7, doi: 10.1109/PECI.2017.7935761.
- [45] C. Xu, W. Xuehua, R. Xinbo, W. Cheng, and W. Huanyu, "A Low-Voltage Ride-Through Control Strategy for Two-Stage T-Type Three-Level Photovoltaic Inverters Limiting DC-Link Overvoltage and Grid-Side Overcurrent," in *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, 2018, p. P.1-P.10.
- [46] P. Naresh and V. S. Sravan Kumar, "Analysis of Low Voltage Ride Through Techniques for Grid-Connected Photovoltaic Systems," in *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, 2020, pp. 1–7, doi: 10.1109/PESGRE45664.2020.9070365.
- [47] O. P. Mahela and A. G. Shaik, "Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 316–332, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.096>.
- [48] D. Solatalkaran, K. G. Khajeh, and F. Zare, "A Novel Filter Design Method for Grid-Tied Inverters," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 5, pp. 5473–5485, 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3029827.
- [49] U. P. Yagnik and M. D. Solanki, "Comparison of L, LC & LCL filter for grid connected converter," in *2017 International Conference on Trends in Electronics and Informatics (ICEI)*, 2017, pp. 455–458, doi: 10.1109/ICOEI.2017.8300968.
- [50] Y. Li, Y. Gu, and T. C. Green, "Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 6, pp. 4541–4554, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3151851.

- [51] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter, and T. M. Jahns, "Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586162.
- [52] M. Rajeev and V. Agarwal, "Low Voltage Ride-Through Capability of a Novel Grid Connected Inverter Suitable for Transformer-Less Solar PV-Grid Interface," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 56, no. 3, pp. 2799–2806, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2979134.
- [53] M. M. Mohammad Reza, "Performance Comparison of Synchronous Reference Frame-Based PLLs Topologies Under Power Quality Disturbances," *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 2018.
- [54] D. Pei and Y. Xia, "Robust Power System Frequency Estimation Based on a Sliding Window Approach Mathematical Problems in Engineering," *Hindawi*, pp. 1–98, 2019, doi: /10.1155/2019/3254258.
- [55] M. Sun and Z. Sahinoglu, "Extended Kalman filter based grid synchronization in the presence of voltage unbalance for smart grid," in *ISGT 2011*, 2011, pp. 1–4, doi: 10.1109/ISGT.2011.5759147.
- [56] F. Milano, "A Geometrical Interpretation of Frequency," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 816–819, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3108915.
- [57] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, pp. 1–138, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- [58] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," *IEEE Std 2800-2022*, pp. 1–180, 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9762253.
- [59] B. Pal, P. K. Sahu, and S. Mohapatra, "A review on feedback current control techniques of grid-connected PV inverter system with LCL filter," in *2018 Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP)*, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICSESP.2018.8376682.
- [60] W. Y. W. X. Q. Guo, "Improved current regulation of three-phase grid-connected voltage-source inverters for distributed generation systems,"

- IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 101-115(14), 2010, doi: 10.1049/iet-rpg.2009.0044.
- [61] H. Akagi, E. H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Wiley-IEEE Press, 2017.
  - [62] C. J. O' Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin, and J. L. Kirtley, "A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 4, pp. 2070–2083, 2019, doi: 10.1109/TEC.2019.2941175.
  - [63] P. Rodríguez, R. Teodorescu and M. Liserre, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2011.
  - [64] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, 2007.
  - [65] M. E. Meral and D. Celik, "Mitigation of DC-link voltage oscillations to reduce size of DC-side capacitor and improve lifetime of power converter," *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107048, 2021, doi: 10.1109/TPEL.2018.2792478.
  - [66] J. Miret, M. Castilla, A. Camacho, L. G. de Vicuña, and J. Matas, "Control Scheme for Photovoltaic Three-Phase Inverters to Minimize Peak Currents During Unbalanced Grid-Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 10, pp. 4262–4271, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2191306.
  - [67] J. Miret, A. Camacho, M. Castilla, L. G. de Vicuña, and J. Matas, "Control Scheme With Voltage Support Capability for Distributed Generation Inverters Under Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 11, pp. 5252–5262, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2013.2246190.
  - [68] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, and L. de Vicuña, "Voltage Support Control Strategies for Static Synchronous Compensators Under Unbalanced Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 61, no. 2, pp. 808–820, 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2257141.
  - [69] X. Guo, X. Zhang, B. Wang, W. Wu, and J. M. Guerrero, "Asymmetrical Grid Fault Ride-Through Strategy of Three-Phase Grid-Connected Inverter Considering Network Impedance Impact in Low-Voltage Grid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 3, pp. 1064–1068, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2278030.

- [70] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, R. Guzman, and A. Borrell, "Reactive Power Control for Distributed Generation Power Plants to Comply With Voltage Limits During Grid Faults," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 11, pp. 6224–6234, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2014.2301463.
- [71] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, "Individual Phase Current Control With the Capability to Avoid Overvoltage in Grid-Connected Photovoltaic Power Plants Under Unbalanced Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 10, pp. 5346–5351, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2015.2410285.
- [72] P. Jin, Y. Li, G. Li, Z. Chen, and X. Zhai, "Optimized hierarchical power oscillations control for distributed generation under unbalanced conditions," *Appl Energy*, vol. 194, pp. 343–352, 2017, doi: /10.1016/j.apenergy.2016.06.075.
- [73] D. Celik and M. E. Meral, "A flexible control strategy with overcurrent limitation in distributed generation systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 104, pp. 456–471, 2019, doi: /10.1016/j.ijepes.2018.06.048.
- [74] M. A. Shuvra and B. Chowdhury, "Distributed dynamic grid support using smart PV inverters during unbalanced grid faults," *IET Renewable Power Generation*, 2019, doi: /10.1049/iet-rpg.2018.5761.
- [75] M. Garnica, L. G. de Vicuña, J. Miret, M. Castilla, and R. Guzmán, "Optimal Voltage-Support Control for Distributed Generation Inverters in RL Grid-Faulty Networks," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 67, no. 10, pp. 8405–8415, 2020, doi: 10.1109/TIE.2019.2949544.
- [76] M. E. Meral and D. Çelik, "Minimisation of power oscillations with a novel optimal control strategy for distributed generation inverter under grid faulty and harmonic networks," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 15, pp. 3010–3022(12), Nov. 2020, doi: /10.1049/iet-rpg.2019.1325.
- [77] J. Miret, M. Castilla, A. Camacho, R. Guzmán, and L. G. de Vicuña, "Avoiding overvoltage problems in three-phase distributed-generation systems during unbalanced voltage sags," *IET Power Electronics*, vol. 13, pp. 1537–1545(8), Jun. 2020, doi: /10.1049/iet-pel.2019.1178.
- [78] G. Ding *et al.*, "Adaptive DC-Link Voltage Control of Two-Stage Photovoltaic Inverter During Low Voltage Ride-Through Operation," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 6, pp. 4182–4194, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2469603.

- [79] M. Garnica, "Control of Grid-Connected Three-Phase Three-Wire Voltage-Sourced Inverters Under Voltage Disturbances," Universitat Politècnica de Catalunya, 2018.
- [80] "IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings," *IEEE Std 241-1990*, pp. 1–768, 1991, doi: 10.1109/IEEESTD.1991.101037.
- [81] H. Just, M. Gentejohann, M. Eggers, and S. Dieckerhoff, "Analysis and Control of DC-link Oscillations of Voltage Source Inverters during Unbalanced Grid Faults," in *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe)*, 2019, p. P.1-P.10, doi: 10.23919/EPE.2019.8914842.
- [82] M. Sufyan, N. A. Rahim, B. Eid, and S. R. S. Raihan, "A comprehensive review of reactive power control strategies for three phase grid connected photovoltaic systems with low voltage ride through capability," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, p. 42701, 2019, doi: 10.1063/1.5095185.
- [83] E. K. Mohammedsaeed and K. Jia, "Comparison of some low voltage ride-through strategies," in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2017, pp. 152–157, doi: 10.1109/IECON.2017.8216030.
- [84] M. Talha, S. R. S. Raihan, and N. A. Rahim, "PV inverter with decoupled active and reactive power control to mitigate grid faults," *Renew Energy*, vol. 162, pp. 877–892, 2020, doi: /10.1016/j.renene.2020.08.067.
- [85] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg, and H. Wang, "Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 21, no. 5, pp. 21–31, 2015, doi: 10.1109/MIAS.2014.2345837.
- [86] D. J. Rincon, M. A. Mantilla, J. M. Rey, and M. Garnica, "DC Stage Modelling for LVRT Capability in Photovoltaic Systems," in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2021, pp. 1–7, doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589955.



## 6. Optimización de múltiples microrredes en sistemas de distribución

---

Edwin Cervera<sup>1</sup>, Jhojan A. Rodríguez-Gil<sup>2</sup>, Sergio Rivera<sup>3</sup>  
y Eduardo Mojica-Nava<sup>4</sup>

### Resumen

En este capítulo se examinan los conceptos fundamentales de la optimización en los sistemas de distribución con múltiples microrredes acopladas al sistema. Se hace una revisión del estado arte y se presentan las diferentes perspectivas sobre el tema; se incluyen técnicas de optimización que abordan la incertidumbre, específicamente la optimización robusta distribucional (DRO), mediante la reformulación basada en la métrica de Wasserstein.

**Palabras clave:** microrredes, gestión de energía, optimización robusta y distribucional.

### 6.1. Introducción

Los recursos de energía distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) se están convirtiendo en un pilar en la evolución del sistema eléctrico hacia una red más inteligente. Sin embargo, esta evolución trae algunos desafíos importantes para su implementación en tiempo real, especialmente los relacionados

---

1 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia. Correo electrónico: eacerveraf@unal.edu.co

2 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia. Correo electrónico: jharodriguezgi@unal.edu.co

3 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia. Correo electrónico: srriverar@unal.edu.co

4 Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia. Correo electrónico: eamojican@unal.edu.co

con la optimización y el diseño de control, y su integración con los sistemas de distribución [1]. Las redes eléctricas más utilizadas en todo el mundo funcionan con componentes que han permanecido aproximadamente iguales durante unos 50 años [2]. Sin embargo, se espera que las tecnologías más recientes tomen el relevo a mediano plazo. De hecho, los sistemas eléctricos de próxima generación, a menudo conocidos como redes inteligentes, prometen operar con un aumento significativo en la monitorización, la comunicación, el control y la coordinación.

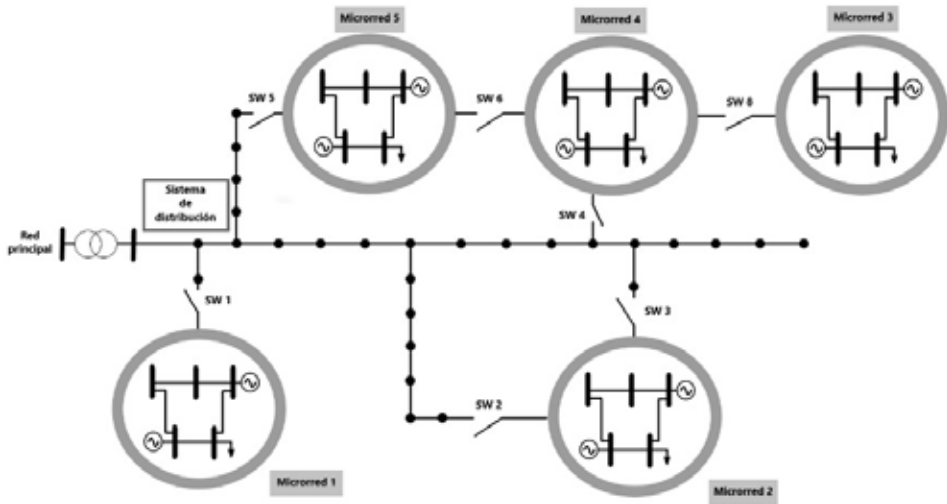
Este impulso hacia la mejora de estas áreas clave actualmente es impulsado por iniciativas verdes que fomentan y requieren el uso de recursos de energía renovable. Esto no significa que los sistemas eléctricos existentes no sean capaces de aprovechar las energías renovables; por el contrario, una parte significativa de la energía producida hoy es renovable. Sin embargo, ya que las redes inteligentes se proyectan para ser descentralizadas, se espera que puedan aprovechar la generación de energía distribuida de una manera mucho más eficiente de lo que son capaces las grandes centrales eléctricas.

Actualmente, se están estudiando las microrredes (MG, por sus siglas en inglés) como uno de los enfoques más efectivos para integrar los DER [3]. Dado su eficiente manejo de los recursos eléctricos, representan una prometedora alternativa de generación rentable, con el beneficio adicional de mitigar el impacto ambiental asociado a dicho proceso. De hecho, pueden funcionar tanto de manera autónoma o en modo conectado a la red para satisfacer una demanda de energía, lo que los hace muy eficientes y versátiles. Las MG también pueden integrar generadores distribuidos de energía renovable o no renovable para abastecer las demandas energéticas de un área determinada [4].

Para integrar eficazmente las MG en el sistema de distribución, un componente clave es el sistema de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés). Dentro de los estudios de gestión de energía inteligente para sistemas de distribución con MG, es necesario considerar la respuesta a la demanda, el óptimo diario de las MG conectadas en la red, y el comportamiento intermitente en la generación y la demanda. Esta información se puede capturar a través de programas de respuesta integrados en tiempo real basados en el uso y los precios [5], [6]. De esta manera, las estrategias de control y las

tecnologías de comunicación son componentes fundamentales para la integración de nuevos dispositivos en los sistemas de distribución.

**Figura 6.1.** Esquema de un sistema de distribución con múltiples microrredes.



Las múltiples microrredes pueden operar en modo autónomo, son escenarios comunes que podrían dar lugar a problemas de calidad de energía o incluso inestabilidad cuando tienen cambios significativos de carga o de generación. Un fallo puede ocurrir en un generador distribuido debido a las incertidumbres de la energía suministrada por las fuentes no programables. La interconexión de varios MG en un vecindario para formar una red de microrredes (NMG, por sus siglas en inglés) es una alternativa para superar estos problemas, mejorando la estabilidad y la resiliencia contra casos de operación críticos o fallos [7], [8], [9], [10].

En la Figura 6.1 se puede apreciar un esquema de un sistema de distribución con múltiples microrredes acopladas. Por otro lado, la conexión de múltiples MG creando un sistema de distribución con NMG puede mejorar el rendimiento y la fiabilidad de los sistemas de distribución [11], [12]. El concepto de NMG también está asociado a la multi-microrred, que es una red formada por la interconexión de dos o más MG individuales a través de un punto de acoplamiento común, que además permite la interacción de la energía entre varias microrredes o con el sistema de alimentación de nivel superior.

Al respecto, en el estándar IEEE 1547.4, se indica que la fiabilidad de un sistema de distribución puede mejorar con la inclusión de múltiples MG al compartir energía entre las MG para satisfacer la potencia demandada, reduciendo la carga en la red principal mientras se mejora la integración de las energías renovables [12]. Las NMG, o multi-microrredes, han emergido como una estrategia fundamental para abordar la gestión de la energía proveniente de los DER en los sistemas de distribución. Numerosos artículos de revisión recientes han explorado temas complementarios pertinentes, tal como se introduce en este trabajo. Por ejemplo, en [9], se presenta la conceptualización principal de las NMG y se ofrece una perspectiva futura sobre el tema. Entretanto, en [10] se revisan las arquitecturas de control para la integración de DER en los sistemas de distribución mediante NMG. Finalmente, en [12] se revisan los desafíos que presentan las incertidumbres para la gestión de la energía en las multi-microrredes.

Con la finalidad de mantener una operación adecuada de las microrredes y de los sistemas de generación desde un punto de vista económico, estable y resiliente, los EMS son implementados para programar las diferentes fuentes de generación distribuida, acorde con la energía generada por la macrored, la demanda y la información del mercado [13], minimizando así los costos de los generadores distribuidos locales así como el intercambio de la red principal, para suministrar energía prevista a los usuarios finales, en un cierto tiempo [14].

Finalmente, se destaca una aproximación a los sistemas de distribución con múltiples microrredes usando el concepto de redes multicapas [15], [16]. Implementar estrategias de optimización distribuida es muy útil en sistemas importantes como el de energía. Esto ayuda a que el sistema sea más fuerte ante problemas, ya que los algoritmos distribuidos son resistentes y pueden adaptarse a cambios en la red con el tiempo. Estos algoritmos se centran en llegar a un acuerdo entre las partes locales y la red, asegurando que todos estén de acuerdo en ciertas cosas. Se puede llamar a estos acuerdos “protocolos de consenso”.

Uno de los mayores retos relacionados con la investigación en las microrredes, es encontrar la manera de modelar ciertos parámetros que poseen propiedades inciertas, parámetros que influyen en todos los factores de

operación como lo es la calidad de energía presente en el sistema de distribución, y esto se debe principalmente a que las fuentes de generación renovables, como lo son la fotovoltaica (PV) y la eólica (WP) son fuentes con una alta incertidumbre especialmente en cuestiones de generación, debido a que estas están ligadas directamente a las condiciones ambientales presentes en cada momento del día, las predicciones de la potencia generada se fundamentan en pronósticos climáticos y en el comportamiento de los usuarios finales respecto del uso de energía [14].

Algunos de los parámetros con alto nivel de incertidumbre se describen en la Tabla 6.1.

**Tabla 6.1.** Parámetros de incertidumbre

|                                    |                              |                                                    |
|------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------|
| <b>Parámetros de incertidumbre</b> | <b>Parámetros técnicos</b>   | <b>Valores de demanda</b>                          |
|                                    |                              | Valores de generación, falla o salida de elementos |
|                                    | <b>Parámetros económicos</b> | Crecimiento económico                              |
|                                    |                              | Nivel de precio                                    |
|                                    |                              | Costo de producción                                |
|                                    |                              | Tasas de desempleo                                 |
|                                    |                              | Aumento de productos domésticos                    |
|                                    |                              | Inflación                                          |

Para gestionar este factor de incertidumbre, es esencial acceder a la máxima cantidad de información posible mediante medidores inteligentes, concentradores de datos y sistemas de gestión y almacenamiento de información medida. Esto cobra relevancia, ya que proporciona los parámetros de entrada necesarios para generar señales de control del sistema de distribución y del usuario del EMS.

El desarrollo del resto de este capítulo sigue una metodología clara y estructurada. Se inicia con una investigación literaria exhaustiva centrada en comprender el comportamiento y modelamiento de sistemas de energía en múltiples microrredes. Esta fase de investigación literaria se enfoca especialmente en la identificación de enfoques eficientes, destacando el modelamiento por grafos como una solución robusta para representar la complejidad interconectada de las microrredes.

Posteriormente, se realiza un análisis detallado de diferentes enfoques de optimización. La investigación se orienta hacia la exploración de métodos que permitan diseñar un modelo más eficiente desde el punto de vista de la optimización de costos de operación. Entre los enfoques destacados, se profundiza en la Optimización de Doble Nivel y la Optimización Robusta Distribucional (DRO), identificándolos como herramientas potentes para abordar la complejidad y la incertidumbre inherente en la gestión de múltiples microrredes.

Además, en el Anexo I, se ahonda en los conceptos fundamentales relacionados con la optimización robusta y robusta distribucional en situaciones de incertidumbre, proporcionando herramientas adicionales para afrontar escenarios complejos.

Este enfoque metodológico, que combina una revisión exhaustiva de la literatura con la identificación de enfoques específicos de optimización, sienta las bases para el análisis y la discusión detallada que seguirá en el desarrollo del capítulo.

## 6.2. Optimización de múltiples microrredes

Una microrred se define como un conjunto de DER, como generadores distribuidos o dispositivos de almacenamiento de energía, y un conjunto de cargas controlables, con la capacidad de autogestionar su energía y su conexión/desconexión a la red principal. Las MG permiten una integración flexible de estos recursos y proporcionan energía eléctrica confiable [27], [28], [29], [30]. Una característica clave de las MG es que son autosuficientes y pueden operar en modo aislado o conectado a la red [28]. Además, su peculiar estructura la hace fácilmente identificable cuando forma parte de un sistema a gran escala [29], [30]. También, pueden mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas de energía que los integran [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37].

Además, junto con los recursos de energía renovable en constante crecimiento, las MG pueden contribuir a cambiar el paradigma de distribución de energía de un sistema centralizado a un sistema distribuido. Sin embargo, esto implica algunos desafíos importantes que deben superarse. Por ejemplo, hay que tener en cuenta el hecho de que la generación de energía renovable,

como la solar o la eólica, tiene una producción tan impredecible [38], [39]. Cada MG presenta limitaciones tanto en la generación de energía individual como en el almacenamiento de energía, lo que restringe sus aplicaciones. Asimismo, sus condiciones de estabilidad difieren de las de los sistemas de energía a gran escala [40].

Con el fin de explotar las ventajas de las MG y superar algunas de sus limitaciones en la inclusión de DER, los sistemas de múltiples MG o NMG han surgido como paradigma fundamental para la gestión energética de los sistemas de distribución con alta inclusión de DER [9]. Por ejemplo, una NMG es considerablemente más confiable, duradera y resistente que cualquier MG individual [41], [42]. Además, las NMG pueden proporcionarse soporte de energía entre sí [43]. La reducción de costos es alcanzable mediante estrategias adecuadas de intercambio de energía [44], de hecho, según algunos resultados numéricos, se observa una reducción de costos de aproximadamente 30 % [37].

De lo anterior, también se tiene que la resiliencia intrínseca de las MultiMicroRedes (NMG) las hace muy adecuadas para respaldar las operaciones de la ciudad durante eventos extremos o catástrofes [45], [46], [47]. Adicionalmente, la cooperación entre las NMG presenta ventajas significativas para la operación de MicroRedes (MG) individuales [48]. Por ejemplo, la coordinación entre las NMG puede disminuir los costos de generación y mejorar la confiabilidad y la resiliencia de todo el sistema [9], [13], [49], [50], [51]. Sin embargo, los sistemas NMG tienen sus propios desafíos particulares. Por ejemplo, el intercambio de información entre los diferentes componentes de la red sigue siendo un problema.

Teniendo en cuenta lo mencionado, la gestión de información centralizada no es una solución conveniente para este problema, y un alcance distribuido en el que las entidades comparten solo información parcial es un enfoque atractivo. Otro desafío crucial de los NMG es modelar las incertidumbres y trabajar con un nivel de precisión limitado, ya sea incertidumbres de generación de recursos renovables o simplificaciones del sistema [52].

Por un lado, los modelos para una MG como una entidad única varían según la aplicación. Es común emplear un modelo detallado para la MG y luego

aplicar técnicas de reducción de orden, como el modelo de análisis de Prony, el modelo de principio de coherencia y métodos de perturbación, entre otros [53]. Por ejemplo, en [54] se desarrolla un modelo detallado para una MG y luego se propone un modelo reducido utilizando el método de preservación de la estructura. Este modelo reducido destaca por su precisión en la dinámica y simplicidad en comparación con el modelo completo.

Además, se han explorado enfoques basados en redes neuronales artificiales para aproximar la dinámica de los sistemas de MultiMicroRedes (NMG), como se evidencia en [55] y [56]. No obstante, la principal problemática de la generación distribuida radica en las incertidumbres producto de las condiciones climáticas. Para abordar esto, se utilizan herramientas como redes neuronales artificiales, soporte de vectores y regresión de procesos gaussianos para modelar y predecir la generación eólica y solar, así como los comportamientos de la demanda eléctrica.

Estas herramientas permiten proponer metodologías de control que pueden mejorar el rendimiento de las técnicas actuales y proporcionar información crucial para las decisiones del operador de la MG. Una revisión detallada de estos temas se presenta en [57], [14]. Cabe destacar que estas técnicas son capaces de predecir el comportamiento de las MG utilizando únicamente mediciones en el punto de acople común, información meteorológica y datos sobre el precio de la electricidad, al prescindir de una identificación completa del sistema o conocimiento previo [58].

Además de las metodologías de control mencionadas anteriormente, en la siguiente sección se profundizan aspectos clave para la implementación efectiva de sistemas de gestión en microrredes (MG). En este sentido, se abordará la modelación detallada de las MG, explorando cómo los grafos se utilizan como herramientas esenciales para representar las interconexiones y se proporcionará una definición básica de cómo se estructuran estos grafos para modelar microrredes de manera efectiva.

También, se examinarán diferentes modelos y tipologías de interconexión, destacando sus características y ventajas. Por último, se analizarán los sistemas de gestión de energía aplicados a las MG, evaluando sus funciones, capacidades y su papel en la optimización del rendimiento del sistema.

La combinación de estos elementos ofrece una visión integral para aquellos interesados en comprender y avanzar en el campo de las microrredes.

### 6.2.1. Modelamiento de microrredes

Cuando se aborda la modelación del comportamiento de un conjunto de MultiMicroRedes (NMG), resulta crucial comprender los tres tipos de elementos que componen el sistema [59]:

- *Dispositivos*: estos elementos engloban generadores, cargas, líneas de transmisión y convertidores de energía, y son responsables de la producción, consumo y transferencia de energía. Cada dispositivo cuenta con uno o más terminales por los cuales la energía puede fluir en cualquier dirección. La convención de signos establece que una potencia positiva en un terminal indica que la energía fluye hacia el dispositivo, mientras que una potencia negativa señala la salida de energía del dispositivo. La función de costo asociada a cada dispositivo refleja su operación o costos de adquisición/mantenimiento, y puede ser infinita para potencias terminales inviables. La función de costo busca minimizarse, mientras que su negativo, conocido como función de utilidad, se busca maximizar. No se modela el medio físico de transporte de la energía, simplemente se cuantifica en vatios (o kW, MW o GW).
- *Red*: esta se compone de dos o más terminales conectados a dispositivos. La conservación perfecta del flujo de potencia en una red implica que la suma de las potencias de los terminales conectados es cero. Una red no impone restricciones adicionales en las potencias de los terminales conectados aparte de la conservación. Se puede concebir una red como un bus ideal sin pérdida de potencia ni limitaciones, sin detalles eléctricos como tensión, corriente o ángulo de fase de AC.
- *Macrorred*: esta se forma al conectar cada terminal de cada dispositivo a una de las redes. El costo total de la Macrorred es la suma de los costos de sus dispositivos, que depende de las potencias terminales de los dispositivos. Un conjunto de potencias terminales en una red es factible si el costo es finito y se cumple la conservación de energía en cada red. Es óptimo si, además de ser factible, minimiza el costo total entre todas

las corrientes de potencia terminal posibles. Este concepto de potencias terminales óptimas es central en este artículo.

En resumen, una red se compone de dispositivos y redes conectadas mediante sus terminales. El costo total de la red es la suma de los costos de los dispositivos, y la viabilidad de un conjunto de potencias terminales en una red se basa en la conservación de energía. Este conjunto es óptimo si minimiza el costo total entre todas las corrientes de potencia terminal factibles, lo que hace que este concepto sea fundamental en el artículo.

A su vez, un modelo de optimización para NMG consta de tres partes fundamentales.

- Las *variables de decisión* representan las incógnitas del modelo, es decir, las cantidades que se deben determinar para encontrar la solución óptima. Estas variables pueden ser, por ejemplo, la cantidad de energía que se produce, se almacena o se consume en cada nodo de la red.
- Las restricciones imponen limitaciones al modelo, asegurando que la solución encontrada cumpla con ciertas condiciones físicas, técnicas o económicas. Por ejemplo, una restricción podría limitar la cantidad máxima de energía que se puede producir o consumir en un nodo determinado.
- La función *objetivo* es la expresión matemática que se busca optimizar. Esta función define el criterio de optimización, como maximizar el beneficio económico, minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero o reducir el costo de energía.

La optimización de un EMS es un problema complejo que involucra una gran cantidad de dispositivos, redes y macrorredes. Para modelar y resolver este tipo de problemas, se utilizan herramientas de teoría de grafos, que permiten representar los componentes del sistema como nodos y las conexiones entre ellos como aristas. Los grafos proporcionan una forma visual y matemática de modelar la topología del sistema, y las relaciones entre los dispositivos.

Al analizar la estructura del grafo, es posible identificar los componentes críticos del sistema y optimizar su operación para lograr una mayor eficiencia y reducir los costos; además, los grafos también permiten modelar y analizar diferentes escenarios, lo que ayuda a los gestores de energía eléctrica

a tomar decisiones informadas sobre cómo operar el sistema en situaciones críticas o de emergencia. En la siguiente sección se presentan los conceptos fundamentales de grafos y luego los conceptos de topologías de las NMG y sus sistemas de gestión de energía.

### 6.2.2. Modelos y tipologías de interconexión física de múltiples microrredes

Hay varias formas de clasificar las NMG, como NMG de CA, NMG de DC y NMG de CA/DC o híbridas [28], [32], [38], [60], [61]. Las MG en AC son comparativamente más fáciles de diseñar e implementar, lo que los convierte en el tipo más común de MG. También, tienen la ventaja de ser compatibles con la red eléctrica existente. Sin embargo, presentan inconvenientes, como la necesidad de dispositivos electrónicos complejos para gestionar algunos recursos energéticos distribuidos (DER). Las MG de DC, por otro lado, pueden aprovechar el hecho de que ciertos DER funcionan de forma nativa con nivel de DC; entretanto, para usar el sistema de almacenamiento de energía (ESS), es necesario un enlace de DC, ya que muchos dispositivos son cargas de DC.

Además, las MG de DC son estructuras más simples y cuestan menos que las MG de AC. Sin embargo, el principal inconveniente de las DC MG es su incompatibilidad con los sistemas de energía reales [60]. Basados en la tecnología de interconexión, los NMG pueden usar transformadores de potencia o convertidores de electrónica de potencia [62]. El resto de esta sección se organiza como sigue. Primero, se presentan algunas arquitecturas físicas posibles para NMG. En segundo lugar, se muestran algunas arquitecturas de comunicación que pueden implementarse en estos sistemas.

Una parte fundamental de las NMG es su interconexión física. Esta capa física define algunas características clave de los NMG, por ejemplo, si están conectados con el sistema de distribución central o no. Esto también determina si un MG con déficit en la generación de energía puede obtener el apoyo de uno, dos, tres o más MG en su vecindario. El tipo de interconexión física elegida para una NMG también tiene un impacto significativo en su costo final, ya que determina, por ejemplo, el tipo de dispositivos de interconexión que se debe instalar para que funcione [62].

La topología que se ajuste mejor a una NMG dependerá del alcance y la aplicación prevista de estas últimas [30]. A continuación, se hace una pequeña descripción de las topologías físicas más implementadas.

#### 6.2.2.1. Topología radial

La principal característica de la topología radial es la conexión directa de cada MG con la red central, como se muestra en la Figura 6.2. De hecho, esta arquitectura de red implica que para cualquier conjunto de  $n$  MG, habrá un conmutador individual que permitirá que cada MG funcione en su modo aislado o conectado. Por lo tanto, dado que las MG no están conectadas a través de un enlace de comunicación ni un enlace físico para compartir el poder, no hay interacción directa entre las MG. Sin embargo, cada MG se comunica con el operador de red distribuida (DNO) para coordinar su interacción con la red principal. Por lo tanto, cuando una MG no puede abastecer su demanda de carga, puede comprar energía eléctrica a la red principal. Por el contrario, cuando un MG tiene un excedente de energía, se puede vender para obtener un beneficio económico [13].

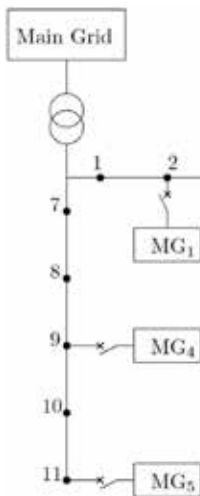
Otra característica atractiva de esta arquitectura es que permite el aislamiento de una MG específica o un conjunto de MG cuando surge un contingente. Así, las microrredes que no estén afectadas por la falla podrán seguir funcionando con normalidad. Además, las topologías radiales son una alternativa deseable debido a su capacidad *plug-and-play*, que permite implementar NMG en grandes sistemas de distribución [63]. Diversos autores también afirman que, en comparación con otras topologías, esta arquitectura tiene el mínimo impacto posible en la operación de la red [30]. En [64] se menciona que las tipologías radiales son comunes. Sin embargo, esta arquitectura de red cuenta con algunos problemas de estabilidad cuando las MG tienen que trabajar en su modo aislado [34].

#### 6.2.2.2. Topología de cadena margarita

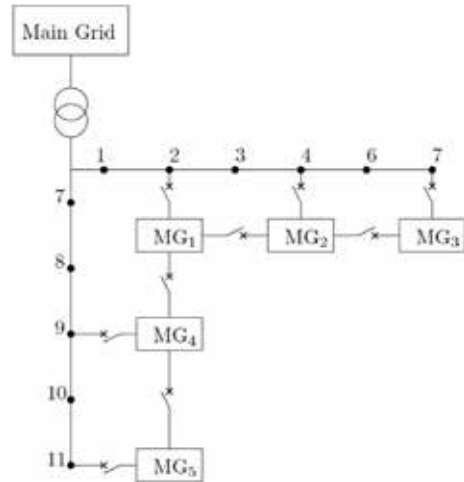
En esta arquitectura de red, las MG también están conectadas directamente con la red principal. Sin embargo, cada uno también está conectado a sus MG adyacentes (Figura 6.3). Por lo tanto, la energía o la información pueden fluir más rápido y de manera más directa entre los MG, lo que facilita la

colaboración y el comercio de energía. Además de permitir el aislamiento de una microrred específica en caso de falla, las múltiples conexiones inherentes a esta arquitectura permiten que los NMG redirijan la energía a través de rutas de energía alternativa cuando sea necesario [34], [65]. Sin embargo, el intercambio de información necesario para el buen funcionamiento de un NMG en cadena conlleva un enorme desafío: ¿cómo proteger la privacidad del usuario? [9], [13].

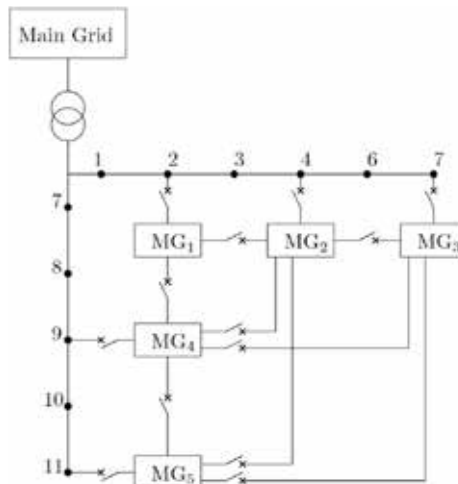
**Figura 6.2.** Topología radial



**Figura 6.3.** Topología de cadena margarita



**Figura 6.4.** Topología Mesh



### 6.2.2.3. Topología de malla

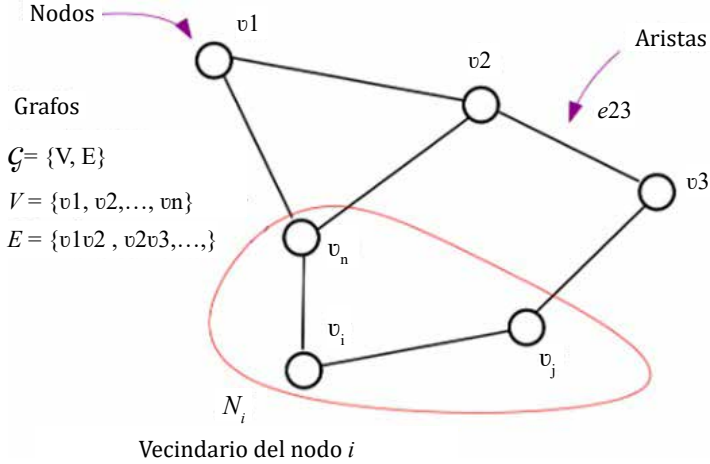
Como se muestra en la Figura 6.4, cada MG está conectada a varias MG mediante un enlace físico o de comunicación. Debido a que esta topología es más compleja que las anteriores, la coordinación es más complicada. Sin embargo, si un NMG con esta topología se comporta de manera cooperativa, mejorará el rendimiento operativo y reducirá los costos operativos [49]. Además, el proceso de decisión no solo está influenciado por su generación local y la demanda de carga local, sino también por las decisiones de cualquier otra MG en la red [49].

### 6.2.3. Definiciones básicas de grafos

Se presentan los conceptos fundamentales de grafos, que permiten modelos de sistemas en red, como las microrredes y las multi-microrredes. Primero, se consideran los grafos sin dirección por simplicidad de presentación, pero la mayoría de los conceptos se extienden a grafos dirigidos casi directamente. Un grafo no dirigido, o simplemente grafo  $\mathcal{G}$ , se construye sobre un conjunto con un número finito de elementos  $V$ , cuyos elementos son llamados vértices (también conocidos como nodos)  $v_i$  y de un conjunto  $E$  de pares de vértices desordenados, denominados aristas (también conocidos como enlaces)  $v_i v_j$ . Así, el grafo queda representado por el par  $\mathcal{G} = \{V, E\}$ , con el conjunto de  $n$  nodos de la forma  $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  y los elementos de  $E$  representados como  $v_i v_j$  para indicar que hay una arista entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$ .

Asimismo, el vecindario del nodo  $i$  notado como  $\mathcal{N}_i \subseteq V$  es el conjunto de nodos  $v_j$  que tienen al menos una arista en común con el nodo  $i$ . Un grafo  $\mathcal{G}$  es conectado si, por cada par de nodos en  $V$  hay una ruta que los tiene como nodos finales, es decir, que siempre hay un camino a través de aristas entre cualquier par de nodos  $v_i$  y  $v_j$  en  $V$ . De lo contrario, el grafo es desconectado. Cuando los nodos de un camino son distintos a excepción de sus nodos finales, se tiene un ciclo. Un grafo conectado sin ciclos se llama un árbol.

Finalmente, el grado de un nodo  $v_i$  es el número de vecinos de  $v_i$ . Un grafo es regular si todos los nodos tienen el mismo grado. En la Figura 6.5 se presenta un grafo de ejemplo, en el cual se visualizan las definiciones de los conjuntos y la representación gráfica de un grafo.

**Figura 6.5.** Definiciones de grafos.

**Representación matricial de grafos:** los grafos son construcciones para representar relaciones entre un número finito de objetos, al tiempo que admiten una representación gráfica sencilla en términos de nodos y aristas. Por otro lado, los grafos también admiten representaciones en referencia a ciertas matrices. Los resultados clave en esta área relacionan, a través de condiciones necesarias y suficientes, propiedades de la matriz con propiedades gráficas. Estas representaciones matriciales son importantes, tanto desde el punto de vista teórico, usando la teoría espectral, como desde las posibilidades de programación. Muchas herramientas computacionales son desarrolladas sobre representaciones matriciales.

Para un grafo no dirigido  $\mathcal{G}$ , el grado de un nodo dado  $v_i$ , representado por  $d(v_i)$ , es la cardinalidad del conjunto vecindario  $\mathcal{N}_i$ , es decir, es igual al número de nodos adyacentes al nodo  $v_i$  en  $\mathcal{G}$ . La matriz de grado tiene el grado de cada nodo como elementos de su diagonal. Las definiciones de la matriz de grado y de adyacencia son las siguientes:

**Matriz de grado:** considere un grafo con  $n$  nodos. La matriz de grado de  $\mathcal{G}$  es la matriz diagonal, que contiene los grados de nodo de  $\mathcal{G}$  en la diagonal, i.e.

$$\Delta(\mathcal{G}) = \begin{bmatrix} d(v_1) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & d(v_2) & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & \dots & d(v_n) \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

La matriz de adyacencia  $Y(\mathcal{G})$  es la codificación matricial simétrica  $n \times n$  de las relaciones de adyacencia en el grafo  $\mathcal{G}$ , en que la entrada de la matriz es definida como:

$$[Y(\mathcal{G})]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } v_i v_j \in E \\ 0 & \text{De otra manera} \end{cases} \quad (6.2)$$

Como, por ejemplo:

$$Y(\mathcal{G}) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & \vdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

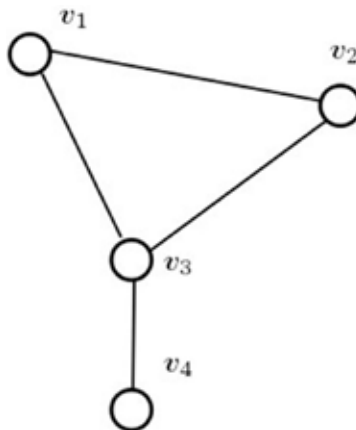
Otra representación matricial fundamental es el laplaciano. Esta matriz se puede definir de diferentes formas, dando como resultado el mismo objeto. La definición más sencilla del grafo laplaciano asociado con un grafo  $\mathcal{G}$  no dirigido es usando la matriz de grado y de adyacencia, de la siguiente forma:

Considere el grafo  $\mathcal{G}$  de  $n$  nodos, el laplaciano está definido por la matriz:

$$L(\mathcal{G}) = \Delta(\mathcal{G}) - Y(\mathcal{G})$$

**Ejemplo:** considere el siguiente grafo en 5 nodos (Figura 6.6). La matriz de adyacencia y el laplaciano correspondientes son las siguientes:

**Figura 6.6.** Grafo ejemplo.



$$Y(\mathcal{G}) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

$$L(\mathcal{G}) = \begin{bmatrix} 2 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 3 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 2 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

Estos conceptos también se pueden extender al caso en el cual la información que se pasa de nodo a nodo tiene dirección, es decir, que no es bidireccional.

#### 6.2.4. Sistemas de gestión de energía inteligentes

Con el aumento de los costos de generación de energía debido a la demanda eléctrica actual, se ha incrementado la necesidad de un despacho económico óptimo para reducir el costo total de la energía generada. El requerimiento proviene de resolver problemas de optimización asociados con funciones de costo comúnmente cuadráticas. Los sistemas de NMG son una alternativa para hacer frente al coste de generación de energía, ya que permiten una gestión detallada de los recursos. Para la solución de despacho económico se manejan métodos como el método de iteración lambda, la programación estocástica y dinámica o las estrategias difusas para encontrar una solución global o casi global. Sin embargo, el despacho de energía de una MG es monitoreado por el Sistema de Gestión de Energía.

Dicho sistema gestiona las RES y ESS para satisfacer la demanda de energía. Es posible hablar de sistemas de gestión inteligente cuando se consideran también otros aspectos del proceso de despacho de energía como costos, límites de potencia, vida útil de los dispositivos del sistema, entre otros. En general, un EMS busca un punto de operación óptimo para minimizar el costo total de operación [13], [66], [67], [68]. Cuando el EMs trabaja en estrecha colaboración con un sistema de comunicación, es posible aumentar el nivel

de penetración de las energías renovables y reducir los costos operativos [66]. Sin embargo, con el aumento de los recursos energéticos, ESS o MG en un NMG, el problema de la gestión de la energía aumenta y se vuelve más complicado. Algunos enfoques distribuidos para enfrentar este problema se basan en la descomposición dual, la teoría de juegos o ADMM [13].

En general, todas las diversas estrategias para la gestión de la energía se pueden clasificar en dos campos: estrategias competitivas y colaborativas. En las estrategias competitivas, cada entidad del sistema tiene sus propios objetivos y trata de encontrar un conjunto de acciones para alcanzar estos objetivos. Este comportamiento hace que el sistema global converja a un equilibrio de Nash; sin embargo, este punto de equilibrio podría no ser económicamente óptimo. Por ello, aparecen las estrategias colaborativas. En estas estrategias, las entidades del sistema toman decisiones conjuntas para obtener pagos colectivos apropiados para ellos [68], [69].

En el dinámico panorama de la gestión inteligente de energía en microredes, las perspectivas futuras se centran en avanzadas técnicas de optimización que prometen revolucionar la eficiencia y la resiliencia de estos sistemas. En la subsección dedicada a estrategias de optimización, se detallan específicamente dos enfoques clave: la optimización de doble nivel y la optimización robusta distribucional (DRO). Estos métodos abren la puerta a una toma de decisiones más coordinada y robusta, considerando tanto los objetivos globales como la incertidumbre inherente en el entorno energético.

A medida que la investigación y el desarrollo avanza, se vislumbra la integración de tecnologías emergentes, como la inteligencia artificial y el aprendizaje automático, para potenciar la capacidad predictiva y la optimización en tiempo real. Estas innovaciones no solo mejorarán la eficiencia económica, sino que también impulsarán la transición hacia microrredes más sostenibles y resilientes, marcando así el camino hacia un futuro energético inteligente y adaptable a las complejidades cambiantes del suministro y la demanda de energía.

#### 6.2.4.1. Optimización en doble nivel

El problema de despacho de energía eléctrica se puede abordar desde una perspectiva de control de dos niveles para el sistema de administración de energía

[1]. El primer nivel se caracteriza como el control del sistema de distribución, el cual, a través del aprendizaje, se fundamenta en estrategias de aprendizaje reforzado (RL) para la gestión del operador de red de distribución (DSO). Comúnmente a este nivel se define una regularización a través de una función de mínimos cuadrados para obtener el precio óptimo de cada microrred; no obstante, no maximiza intrínsecamente su beneficio, sino que maximiza iterativamente la información de todo el sistema en su conjunto. El problema exacto es encontrar el mejor precio minorista para todos los agentes.

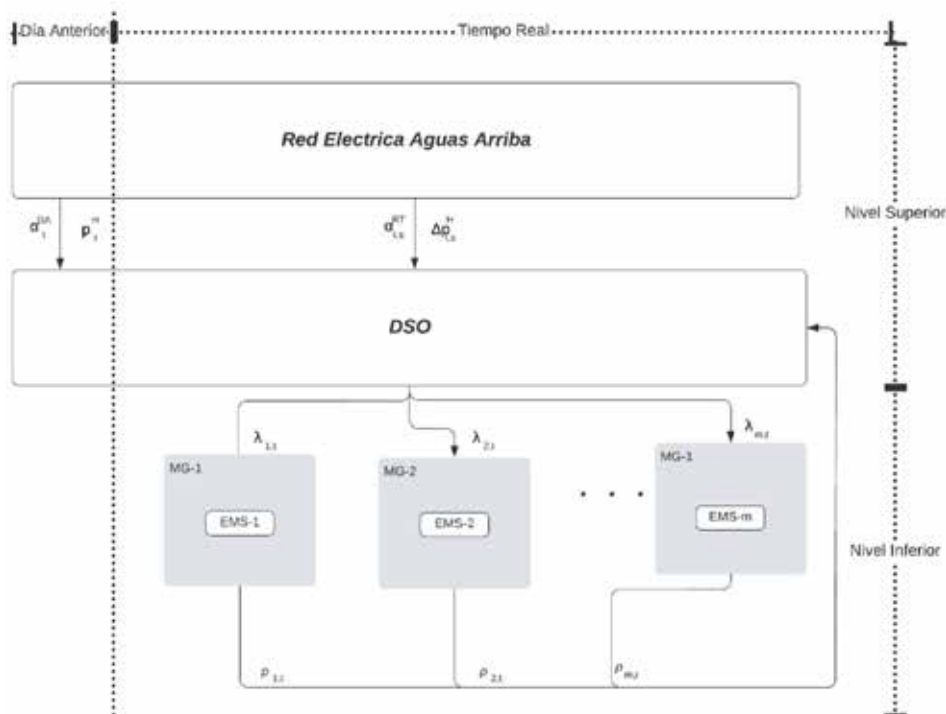
El siguiente nivel se define para la gestión de la energía. El DSO recibe información de precios dentro de un intervalo de tiempo para resolver, generalmente, un problema de programación no lineal. Esto se realiza con el fin de llevar a cabo el despacho de energía basado en precios, considerando las restricciones de precios. Este proceso permite determinar la potencia activa y reactiva de distribución en el punto de conexión común (PCC) (Figura 6.7). Es fundamental, entonces, evidenciar una relación directa entre la solución de los problemas de optimización en cada nivel debido a la relación precio-despacho [70], [71].

Para formular el problema de optimización correspondiente, se asume que un conjunto de microrredes interactúa con un operador del sistema de distribución (DSO) para alcanzar un equilibrio entre el precio del líder y el despacho de las microrredes. Considere un conjunto de microrredes  $G = \{1, 2, \dots, M\}$ : cada microrred tiene una función de pago:

$$U_i(\lambda, p_i) = \lambda p_i - C_i(p_i) \quad (6.4)$$

Donde,  $p_i$  es la cantidad de potencia producida por cada microrred  $i$ ,  $p = [p_1, p_2, \dots, p_M]^T$ ,  $\lambda$  es el precio de la energía definida por el operador del sistema de distribución, y  $C_i(p_i)$  es la función de costo por producir energía de cada microrred. La función de costo es tradicionalmente escogida como una función convexa cuadrática tal como  $C_i(p_i) = 1/2\alpha_i p_i^2 + \beta_i p_i$ , donde  $\alpha_i, \beta_i$  son los coeficientes de costo. La distribución del recurso de potencia es restringida por la ecuación de balance de potencia  $\sum_{i=1}^M p_i = P_L$ , donde  $P_L$  es la potencia total demandada por el sistema de distribución.

**Figura 6.7.** Modelo de gestión de energía descentralizada de dos niveles basado en energía transactiva en el sistema de distribución.



Por otro lado, el objetivo principal del problema de fijación de precios es determinar el precio de equilibrio del mercado (MCP) para el productor de energía. El DSO resuelve un problema de optimización que maximiza el bienestar de la población durante un ciclo de mercado. Se observa que el esquema de coordinación se presenta como un juego de Stackelberg, que es un desafiante problema de optimización de dos niveles. En la función objetivo se supone que las microrredes habrán elegido el perfil de generación óptimo para un precio determinado  $\lambda$ . El precio óptimo de compensación del mercado se obtiene, entonces, resolviendo el siguiente problema de optimización de dos niveles:

$$\max_{\lambda} U(\lambda, p) = \sum_{i=1}^M U_i(\lambda, p_i) \quad (6.5)$$

$$p = \arg \max_p \left\{ U(\lambda, p) : \sum_{i=1}^M p_i = P_L \right\}$$

El problema de optimización se resuelve para un caso simplificado de tres microrredes conectadas al sistema de distribución. Las capacidades y coeficientes de las microrredes para los experimentos de simulación se presentan en la Tabla 6.2. Los experimentos numéricos se simularon en un alimentador de prueba de 9 buses IEEE adaptado de [15], donde cada MG se modeló usando un inversor de fuente de voltaje con controladores locales. El escenario del caso de prueba es el siguiente.

Inicialmente, el sistema debe suministrar una carga total de  $PL = 4950 \text{ W}$ , correspondientes a tres cargas  $L1 = 1500 \text{ W}$ ,  $L2 = 1250 \text{ W}$  y  $L3 = 2200 \text{ W}$  en la red de distribución. Las microrredes en la red de distribución interactúan dinámicamente entre sí y con el DSO para llegar a la solución óptima a través de una dinámica de precios que determina el precio óptimo y la asignación de energía óptima para cada MG. Luego, en  $t = 0,8\text{s}$  de simulación, se agrega una carga adicional a la red, sumando el total a  $PL = 5850 \text{ W}$ .

**Tabla 6.2.** Parámetros de simulación del sistema

| $i$ | $\bar{p}_i$ | $\underline{p}_i$ | $\alpha_i$ | $\beta_i$ |
|-----|-------------|-------------------|------------|-----------|
| 1   | 6000 (W)    | 200 (W)           | 2.5        | 3.5       |
| 2   | 5500 (W)    | 200 (W)           | 2.5        | 3.6       |
| 3   | 4000 (W)    | 200 (W)           | 1.9        | 2.5       |

En la Figura 6.8 se presenta el comportamiento energético de cada microrred. Se muestra que la MG3 menos costosa (con  $\alpha$  pequeño) despacha más energía al sistema, mientras que la MG2 más costosa (con  $\alpha$  más grande) despacha menos energía. Se observa la respuesta a variaciones de la carga (Figura 6.9) en  $t = 0,8\text{s}$ , y las microrredes se adaptan dinámicamente a la nueva demanda con un pequeño sobre-impulso.

Finalmente, la Figura 6.10 presenta la dinámica de precios  $\lambda(t)$ . Se observa el comportamiento hacia el punto estable y luego la respuesta dinámica a la variación de la carga en  $t = 0,8\text{s}$ , como se esperaba.

Figura 6.8. Respuesta de la potencia de cada microrred.

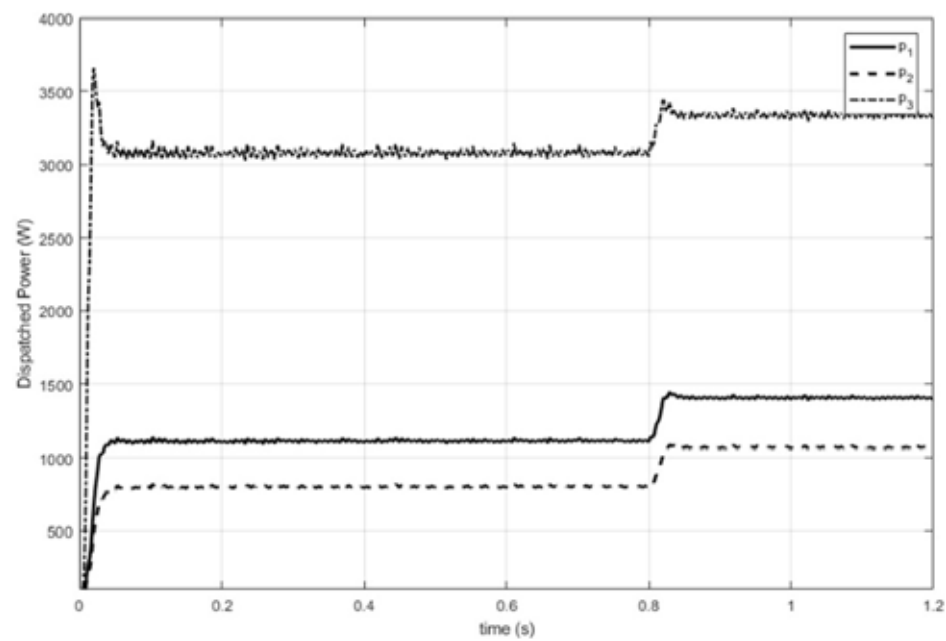
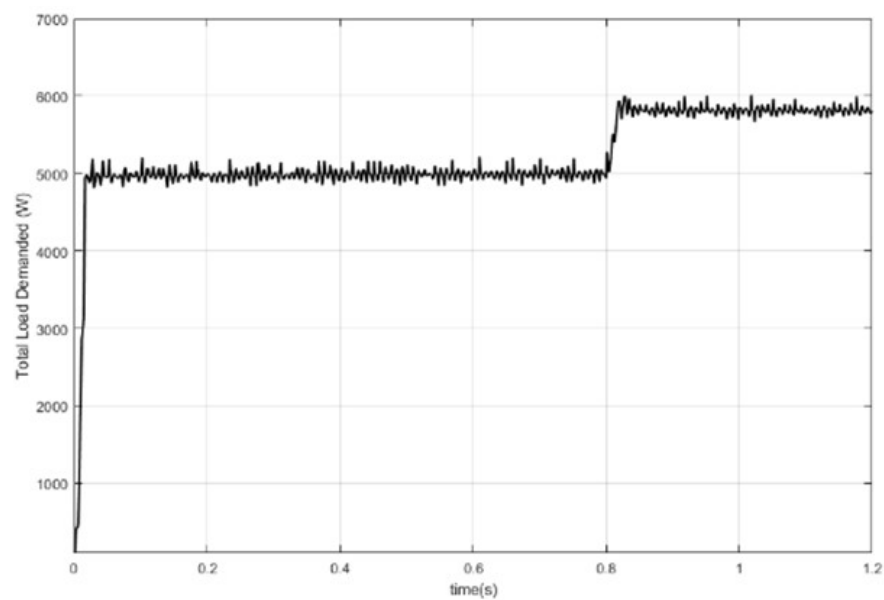
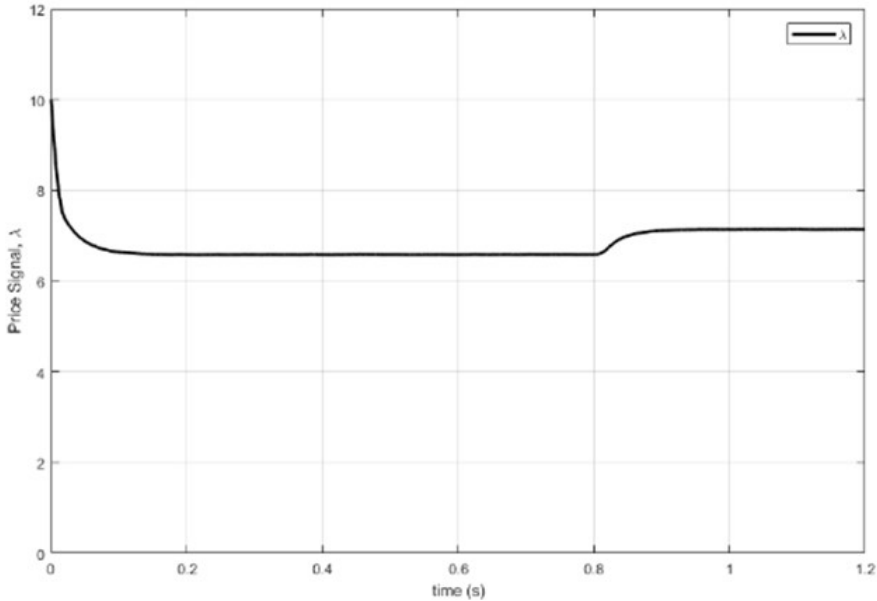


Figura 6.9. Respuesta de la demanda total.



**Figura 6.10.** Respuesta de la señal de precio.

#### 6.2.4.2. Optimización robusta distribucional para NMGs

Teniendo en cuenta el problema de despacho de energía descrito anteriormente, y las bases teóricas de optimización robusta evidenciadas en el Anexo I, se pueden agregar diferentes parámetros o escenarios de diseño con la finalidad de simular las nuevas tecnologías que serán implementadas cotidianamente en los próximos años. Como ejemplos de estas tecnologías, se incluye el uso de fuentes no convencionales de energía renovable, así como la adquisición y uso de vehículos eléctricos. Los parámetros mencionados anteriormente cuentan con un alto grado de incertidumbre, convirtiéndolos en un ejemplo perfecto para la implementación de técnicas de optimización como RO y DRO. Estas técnicas buscan obtener una respuesta óptima resistente a la incertidumbre, basándose en factores como la generación, la demanda y los generadores con fuentes renovables.

Estos parámetros permiten formular un problema de optimización de dos niveles, según lo describen autores como [70], [71]. Dicha expresión describe el comportamiento del sistema plasmado en la Figura 6 mediante el ajuste del desequilibrio en el problema de programación de energía del DSO,

basado en el sistema de pago de liquidación de dos partes en los mercados de energía de día previo y tiempo real.

El pago total en el sistema de liquidación de dos partes  $\alpha_t^{DA} p_t^H + \alpha_t^{RT} (p_t^{RT} - p_t^H)$ , donde  $\alpha_t^{DA}$  es el precio de la electricidad en el día previo en el intervalo de tiempo  $t$ , que son los precios marginales, horarios locales calculados a nivel de transmisión para cada hora y enviados al sistema de distribución,  $\alpha_t^{RT}$  es el precio de la electricidad en tiempo real en el mercado de equilibrio,  $p_t^H$  es el intercambio de energía activa programada entre la red de aguas arriba y el DSO en la etapa del día previo, y  $p_t^{RT}$  es el intercambio de energía activa programada en tiempo real entre la red de aguas arriba y el DSO.

El precio de la electricidad en el día previo,  $\alpha_t^{DA}$ , se conoce de antemano y el precio de la electricidad en tiempo real,  $\alpha_t^{RT}$ , es desconocido, pues tiene algunas incertidumbres basadas en el escenario  $s$ . Se define  $\Delta p_t^H = p_t^{RT} - p_t^H$  como el intercambio de energía compensatoria en la etapa en tiempo real. Por ende, la formulación de dicho nivel superior puede ser descrita como:

$$\begin{aligned} \min \mathcal{E}_{\mathcal{D},s} = & \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_t^{DA} p_t^H + \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_{t,s}^{RT} \Delta p_{t,s}^H \\ & - \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{m \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} \left( \lambda_{m,t,s} p_{m,t,s}^{nd} + \lambda_{m,t,s}^d p_{m,t,s}^{d*} + \lambda_{m,t,s}^{EV} p_{m,t,s}^{EV*} \right) \end{aligned} \quad (6.6)$$

La primera parte  $\sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_t^{DA} p_t^H$  en la ecuación (6.6) es el costo del intercambio de energía entre MGs y la red de aguas arriba. La segunda parte  $\sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_{t,s}^{RT} \Delta p_{t,s}^H$  es el costo del intercambio de energía compensatoria entre el DSO y la red de aguas arriba en el escenario  $s$ , donde  $\Delta p_{t,s}^H$  es el intercambio de energía compensatoria activa del DSO en la etapa en tiempo real en el escenario  $s$  de acuerdo con el intercambio de energía activa programada  $p_t^H$ . El precio en tiempo real  $\alpha_{t,s}^{RT}$  para el intercambio de energía compensatoria  $\Delta p_{t,s}^H$  entre el DSO y la red de aguas arriba se puede determinar de la siguiente manera:

$$\alpha_{t,s}^{RT} = \begin{cases} \alpha_{t,s}^{DA}, si \Delta p_{t,s}^H < 0, \alpha_{t,s}^{DA} \leq \alpha_{t,s}^{RR} & \text{ó} \quad \Delta p_{t,s}^H > 0, \alpha_{t,s}^{DA} \geq \alpha_{t,s}^{RR} \\ \alpha_{t,s}^{RR}, si \Delta p_{t,s}^H > 0, \alpha_{t,s}^{DA} \geq \alpha_{t,s}^{RR} & \text{ó} \quad \Delta p_{t,s}^H < 0, \alpha_{t,s}^{DA} > \alpha_{t,s}^{RR} \end{cases} \quad (6.7)$$

Mientras que la tercera y última parte de la ecuación (6.6) , hace referencia al acuerdo entre las NMGS y el DSO, Los precios de compensación  $\lambda_{m,t,s}$ , correspondientes al intervalo de tiempo  $t$  y el escenario  $s$ , entre MG  $m$  y la red de aguas arriba se establecen en función del estado del sistema en cada intervalo de programación. El problema de programación de energía del DSO en el nivel superior se puede formular en la siguiente expresión, mediante la minimización de la variable de decisión  $z = (p_t^H, \Delta C_t^H, \lambda_{m,t,s}, \lambda_{m,t,s}^d, \lambda_{m,t,s}^{EV})$ .

$$\min_z \mathcal{E}_{D,s} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_t^{DA} p_t^H + \sum_{t \in \mathcal{T}} \Delta C_{t,s}^H - \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{m \in \mathcal{G}_M} (\lambda_{m,t,s} p_{m,t,s}^{nd} + \lambda_{m,t,s}^d p_{m,t,s}^{d*} + \lambda_{m,t,s}^{EV} p_{m,t,s}^{EV*}) \quad (6.8)$$

$$\text{s.t.} \quad \Delta C_{t,s}^H \geq \alpha_{t,s}^{DA} \Delta p_{t,s}^H, t \in \mathcal{T} \quad (6.9)$$

$$\Delta C_{t,s}^H \geq \alpha_{t,s}^{RT} \Delta p_{t,s}^H, t \in \mathcal{T} \quad (6.10)$$

$$\lambda_m^- \leq \lambda_{m,t,s} \leq \lambda_m^+ \quad (6.11)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} p_{m,t,s}^{EV*} = \mu_{EV} \overline{D_{m,s}}^{EV} \quad (6.12)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} p_{m,t,s}^{d*} = \mu_D \overline{D_{m,s}}^d \quad (6.13)$$

$$p_{i,j,t,s}^F = p_{j,t,s}^{nd} + \sum_{m \in \mathcal{M}} s_{j,m} (p_{m,t,s}^{d*} + p_{j,t,s}^{EV*}) - \sum_{v \in \mathcal{V}_D} s_{j,v} p_{v,t,s}^V \quad (6.14)$$

$$q_{i,j,t,s}^F = q_{j,t,s}^{nd} + \sum_{m \in \mathcal{M}} s_{j,m} q_{m,t,s}^{M*} - \sum_{v \in \mathcal{V}_D} s_{j,v} q_{v,t,s}^V \quad (6.15)$$

$$V_{j,t,s} = V_{i,t,s} - \frac{(r_i p_{i,j,t,s}^F + x_i q_{i,j,t,s}^F)}{V_0} \quad (6.16)$$

$$V_j^- \leq V_{j,t,s} \leq V_j^+ \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad \forall j \in \mathcal{N}_{\mathcal{D}} \quad (6.17)$$

Las restricciones (6.9) y (6.10) representan el costo del DSO para el intercambio de energía compensatoria entre las MGs y la red de aguas arriba, lo que garantiza que  $\Delta C_{t,s}^H$  en la función objetivo (6.8) sea igual a  $\alpha_{t,s}^{RT} \Delta p_{t,s}^H$  en el problema original (6.6). Para establecer el rango de precios de compensación, se utiliza la restricción (6.11), donde  $\lambda_m^-$  y  $\lambda_m^+$  representan los precios de compra y venta de electricidad. Las restricciones (6.12) y (6.13) establecen la demanda de electricidad de los vehículos eléctricos y las cargas aplazables, donde  $\overline{D}_{m,s}^{EV}$  y  $\overline{D}_{m,s}^d$  son los valores esperados de la energía requerida para los vehículos eléctricos y la demanda de electricidad aplazable de la MGm, y  $\mu_{EV}$  y  $\mu_D$  representan las eficiencias energéticas de los vehículos eléctricos y la demanda de electricidad de la MG, respectivamente.

Además, las restricciones (6.14) a (6.16) imponen limitaciones sobre el flujo de energía desde el nodo  $i$  hasta el nodo  $j$ , utilizando el modelo de flujo de potencia linealizado de AC DistFlow en [72,73]. En estas restricciones,  $y$  y  $s_j, v$  son indicadores que señalan si la MGm y el PV  $v$  están conectados al nodo  $j$ , respectivamente, mientras que  $V_0$  representa el voltaje del nodo, donde el DSO está conectado a la red de aguas arriba.

En el flujo de energía activa se incluye la demanda de electricidad no diferible  $p_{j,t,s}^{nd}$ , la demanda de electricidad diferible  $p_{m,t,s}^{d*}$ , la energía requerida activa de los vehículos eléctricos  $p_{j,t,s}^{EV*}$  y la salida de energía activa de la energía renovable  $p_{v,t,s}^V$ . Para calcular el intercambio de energía entre DSO y las MGs conectadas a la red, se utiliza la ecuación  $(p_{m,t,s}^{d*}, p_{m,t,s}^{EV*}) = \text{argmin } \mathcal{E}_{\mathcal{D},s}(\lambda_{m,t,s})$ . Es importante mencionar que se considera una velocidad de carga rápida de CC para los vehículos eléctricos y no se requiere energía reactiva de ellos. En cuanto al flujo de energía reactiva, se aplica una restricción similar al flujo de energía activa. Además, es importante tener en cuenta que el flujo de energía, tanto reactiva como activa, entre dos nodos está limitado por el voltaje de las líneas de electricidad.

Por otro lado, en el nivel inferior, cada uno de los EMSs deciden la salida de las microturbinas y el intercambio de energía con el DSO para minimizar el costo de electricidad considerando el precio de compensación  $(\lambda_{m,t,s}, \lambda_{m,t,s}^d, \lambda_{m,t,s}^{EV})$  de la MG  $m$  en el escenario  $s$  en el nivel inferior. Se formula el problema de optimización de programación de energía entre DSO y las MGs en red, donde las variables de decisión se denotan como  $y = (p_{k,t,s}, p_{m,t,s}^d, p_{m,t,s}^{EV}, \lambda_{m,t,s}, \lambda_{m,t,s}^d, \lambda_{m,t,s}^{EV})$ . Así, se optimiza la programación de energía del DSO y las EMSs y se minimiza el costo de operación para el intercambio de energía entre DSO y las EMSs. Para esto, se da como sigue:

$$\min_y \mathcal{E}_{\mathcal{M},s} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[ \sum_{m \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} (ap_{k,t,s}^2 + bp_{k,t,s} + c) + \sum_{m \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} (\lambda_{m,t,s} p_{m,t,s}^{nd} + \lambda_{m,t,s}^d p_{m,t,s}^d + \lambda_{m,t,s}^{EV} p_{m,t,s}^{EV}) \right] \quad (6.18)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} p_{k,t,s} + \sum_{v \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} p_{k,t,s}^v + p_{i,j,t,s}^F - \sum_{v \in \mathcal{G}_{\mathcal{M}}} (p_{m,t,s}^{nd} + p_{m,t,s}^d + p_{m,t,s}^{EV}) = 0 \quad (6.19)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} p_{m,t,s}^{EV} = \mu_{EV} (\overline{D_{m,s}}^{EV} + \widetilde{D_{m,t,s}}^{EV}) \quad (6.20)$$

$$p_{min}^{EV} \leq p_{m,t,s}^{EV} \leq p_{max}^{EV} \quad (6.21)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} p_{m,t,s}^d = \mu_D (\overline{D_{m,s}}^d + \widetilde{D_{m,t,s}}^d) \quad (6.22)$$

$$p_{min}^d \leq p_{m,t,s}^d \leq p_{max}^d \quad (6.23)$$

$$p_k^- \leq p_{k,t,s} \leq p_k^+ \quad (6.24)$$

$$p_{m,t,s}^{EV,min} \leq p_{m,t,s}^{EV} \leq p_{m,t,s}^{EV,max} \quad (6.25)$$

$$p_{m,t,s}^{d,min} \leq p_{m,t,s}^d \leq p_{m,t,s}^{d,max} \quad (6.26)$$

La primera parte de la ecuación (18) es el costo total de energía de las MT en las MG conectadas según [70], [71]; la segunda parte es el costo de intercambio de energía de la potencia eléctrica no diferible; y la tercera, es el ajuste de tareas diferibles y la última parte es el ajuste de vehículos eléctricos. Las restricciones (6.20) y (6.22) son la demanda de electricidad de los vehículos eléctricos y las tareas diferibles, donde  $\overline{D_{m,t,s}^{EV}}$  y  $\overline{D_{m,t,s}^d}$  son términos aleatorios de la energía requerida por los vehículos eléctricos y la demanda de electricidad diferible en la MG  $m$ .

Es difícil realizar la optimización de programación de carga para cada vehículo eléctrico de manera simultánea en este modelo, por lo tanto, es aplicado el agregador de vehículos eléctricos cuando se considera la demanda de carga de los vehículos eléctricos. Las restricciones (6.20) y (6.21) representan la restricción de la energía requerida del EV y el límite de alcance de la potencia de carga del EV. La restricción (23) es el límite de capacidad de las MT. Las restricciones (6.25) y (6.26) son los límites de alcance de la energía requerida de los vehículos eléctricos y las tareas diferibles.

Después de formular el problema de doble nivel, se modela la incertidumbre del perfil de los vehículos eléctricos mediante cargas probabilísticas y pronósticos basados en la ubicación. Debido a la naturaleza estocástica e intermitente de los vehículos eléctricos, las cargas y la energía renovable, es necesario desarrollar nuevos métodos para manejar las incertidumbres en el sistema de energía. Las incertidumbres relacionadas con el precio de la electricidad en tiempo real, los vehículos eléctricos, la energía renovable y las cargas en el escenario se expresan de la siguiente manera:

$$\alpha_{t,s}^{RT} = \overline{\alpha_s^{RT}} + \widetilde{\alpha_{t,s}^{RT}} \quad (6.27)$$

$$D_{m,t,s}^{EV} = \overline{D_{m,s}^{EV}} + \widetilde{D_{m,t,s}^{EV}}, \quad (6.28)$$

$$D_{m,t,s}^d = \overline{D_{m,s}^d} + \widetilde{D_{m,t,s}^d}, \quad (6.29)$$

$$p_{v,t,s}^V = \overline{p_{v,s}^V} + \widetilde{p_{v,t,s}^V}, \quad (6.30)$$

$$p_{m,t,s}^{nd} = \overline{p_{m,s}^{nd}} + \widetilde{p_{m,t,s}^{nd}} \quad (6.31)$$

En donde  $\overline{\alpha_s^{RT}}, \overline{D_{m,s}^{EV}}, \overline{D_{m,s}^d}, \overline{p_{v,s}^v}, \overline{p_{m,s}^{nd}}$  son los valores esperados del precio de la electricidad en tiempo real, la energía requerida de los vehículos eléctricos, la demanda de electricidad diferible, la salida de potencia activa de la energía renovable y la demanda de electricidad no diferible de la MG  $m$ , respectivamente. Se fija el precio máximo de la electricidad en tiempo real como  $\alpha_{max}^{RI}$ , la energía máxima requerida de los vehículos eléctricos como  $D_{max}^{EV}$ , la demanda máxima de electricidad diferible como  $D_{max}^d$ , la salida máxima de potencia activa de la energía renovable como  $p_{max}^v$  y la demanda máxima de electricidad no diferible como  $p_{max}^{nd}$ . Los términos aleatorios se representan por  $\widetilde{\alpha_{t,s}^{RT}}, \widetilde{D_{m,t,s}^{EV}}, \widetilde{D_{m,t,s}^d}, \widetilde{p_{v,t,s}^v}, \widetilde{p_{m,t,s}^{nd}}$  y las distribuciones de probabilidad de los términos aleatorios no se conocen con precisión. En la práctica, se conoce el conjunto de muestras  $(\widetilde{\alpha_s^{RT}}, \widetilde{D_{m,s}^{EV}}, \widetilde{D_{m,s}^d}, \widetilde{p_{v,s}^v}, \widetilde{p_{m,s}^{nd}})$  y los valores esperados  $(\overline{\alpha_s^{RT}}, \overline{D_{m,s}^{EV}}, \overline{D_{m,s}^d}, \overline{p_{v,s}^v}, \overline{p_{m,s}^{nd}})$  de los términos aleatorios para las muestras.

El conjunto de ambigüedad por escenario, que contiene todas las distribuciones cercanas a la distribución empírica según la métrica de Wasserstein (6.94), se expondrá a continuación:

$$\min_z E_\pi [\mathcal{C}_M] = \sum_{s \in \mathcal{S}} \pi_s C_{Ms} \quad (6.32)$$

$$\begin{aligned} &= \sum_{t \in \mathcal{T}} \alpha_t^{DA} p_t^H + \sum_{s \in \mathcal{S}} \pi_s \left[ \sum_{t \in \mathcal{T}} \Delta C_{t,s}^H - \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{m \in \mathcal{G}_M} (ap_{k,t,s}^2 + bp_{k,t,s} + c) \right. \\ &\quad \left. - \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{m \in \mathcal{G}_M} \sum_{m \in \mathcal{G}_M} (\lambda_{t,s} p_{m,t,s}^M) \right] \end{aligned} \quad (6.33)$$

$$(11)-(17), (20)-(26) \quad (6.34)$$

El símbolo  $\pi_s$  representa la probabilidad del escenario  $s$  en el modelo. Si la probabilidad del escenario es precisa, el modelo es estocástico y carece de robustez. Con el fin de encontrar una solución confiable al problema de gestión de energía en el marco de energía transactiva, que no sea ni conservadora ni agresiva y tenga en cuenta las incertidumbres, un enfoque que

soluciona este desafío, es crear un modelo basado en DRO, el cual minimiza el costo esperado del sistema con un conjunto de ambigüedad  $\mathcal{F}$ .

Para definir el conjunto de ambigüedad  $\mathcal{F}$ , es necesario definir primero una métrica de distancia entre dos distribuciones, denotada como  $\rho: R_S \times R_S \rightarrow [0, +\infty)$ . Luego, se define la variable aleatoria  $\tilde{x} = \left( \frac{\tilde{\alpha}_{t,s}^{RT}}{\alpha_{max}^{RT}}, \frac{\tilde{D}_{t,s}^{EV}}{D_{max}^{EV}}, \frac{\tilde{D}_{t,s}^d}{D_{max}^d}, \frac{\tilde{D}_{t,s}^{EV}}{D_{max}^{EV}}, \frac{\tilde{p}_{t,s}^V}{p_{max}^V}, \frac{\tilde{p}_{t,s}^{nd}}{D_{max}^{nd}} \right)$ , en este contexto, se establece un conjunto de ambigüedad por evento para garantizar una solución no conservadora ni agresiva, lo que permite formular un conjunto de ambigüedad de la forma:

$$\mathcal{F}_e = P \left\{ \begin{array}{l} \tilde{x} \sim P \\ E_P[\tilde{x}|\tilde{s} \in \mathbb{G}_k] \in \mathbb{Q}_k, \forall k \in [K] \\ P[\tilde{x} \in \mathbb{X}_s | \tilde{s} = s] = 1, \forall s \in [\mathbb{S}] \\ P[\tilde{s} = s] = p_s, \forall s \in [\mathbb{S}] \\ p \in \mathbb{P} \end{array} \right\} \quad (6.35)$$

Donde  $\mathcal{G}_k$  es el conjunto de eventos dados,  $\mathcal{X}_s$  es un conjunto cerrado y  $\mathcal{Q}_k$  es un conjunto convexo. La probabilidad de los escenarios aleatorios  $s$  puede ser incierta. El conjunto de ambigüedad  $\mathcal{F}_e$  se puede reformular como el siguiente conjunto de ambigüedad con una distribución discreta incierta.

$$\mathcal{F}_d = P \left\{ \begin{array}{l} \tilde{x} \sim P \\ P[\tilde{x} \in \mathbb{X}_s | \tilde{s} = s] = 1, \forall s \in [\mathbb{S}] \\ P[\tilde{s} = s] = p_s, \forall s \in [\mathbb{S}] \\ p \in \mathbb{P} \end{array} \right\} \quad (6.36)$$

De acuerdo con varios autores como [72], [73], las divergencias  $\Phi$  pueden ser utilizadas para describir el conjunto de ambigüedad de distribución discreta  $\mathcal{F}_d$ . Si el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{P}$  es fijo, el conjunto de ambigüedad relevante  $\mathcal{F}_d$  puede reducirse a un conjunto de ambigüedad con una distribución discreta dada por la medida de Dirac. A continuación, por lo que se puede diseñar el conjunto de ambigüedad de Wasserstein centrado en la distribución empírica  $\hat{P} = \sum_{s \in [\mathbb{S}]} p_s \delta_{\tilde{s}}$ :

$$\mathcal{F} = P \left\{ \begin{array}{l} \tilde{x} \sim P \\ P E_P[\rho(\tilde{x}, \hat{x}) | \tilde{s} \in \mathcal{S}] \leq \\ P[\tilde{x} \in \mathcal{X}_s | \tilde{s} = s] = 1, \forall s \in [\mathbb{S}] \\ P[\tilde{s} = s] = p_s, \forall s \in [\mathbb{S}] \end{array} \right\} \quad (6.37)$$

Donde  $P \in \mathcal{P}_0 (R \times [\mathcal{S}])$ ,  $\mathcal{S}$  representa el tamaño de la muestra,  $\hat{x}_s$  es la distribución empírica de la variable aleatoria  $\tilde{x}$  y  $\theta$  es el radio de la bola de Wasserstein. La segunda restricción en la ecuación (6.37) asegura que la distancia de Wasserstein entre  $\tilde{x}$  y  $\hat{x}_s$  debe ser menor que un umbral  $\theta$  en el escenario  $\tilde{s}$ . Las tercera y cuarta condiciones garantizan que la probabilidad de los escenarios en el conjunto de ambigüedad es  $\mathcal{P}_s$ , permitiendo así que se pueda reformular un problema de optimización multinivel con incertidumbre, en un problema de optimización de un único nivel determinístico.

### 6.3. Perspectivas en EMSs inteligentes

El trayecto hacia una red eléctrica más inteligente presenta notables desafíos en la gestión óptima de la energía, especialmente con la integración de una variedad de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) heterogéneos. Con la participación activa de miles de dispositivos en la negociación de energía en tiempo real, se vislumbra la insuficiencia de un enfoque centralizado, dando paso a la implementación de controladores distribuidos jerárquicos en sistemas de Microrredes de Nivel Múltiple (NMG). Este enfoque descentralizado, operando en diferentes escalas temporales y minimizando el tráfico de información, se erige como una solución esencial para garantizar una operación segura y confiable en tiempo real. Además de lidiar con los DER tradicionales, el futuro sistema multienergía ofrecerá diversas fuentes de energía a las microrredes.

Un factor crítico en la implementación futura de los NMG es la incertidumbre en todos los niveles, desde el modelado incompleto hasta las predicciones de carga variable, lo que destaca la necesidad de desarrollar métodos conscientes del riesgo para la gestión óptima de la energía. Este enfoque proactivo hacia la gestión energética en el futuro no solo aborda eficientemente estas incertidumbres, sino que también contribuye significativamente a la eficiencia y sostenibilidad de las redes eléctricas inteligentes en evolución.

## Referencias

- [1] E. Baron-Prada and E. Mojica-Nava, "A population games transactive control for distributed energy resources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106874, 2021.
- [2] M. Yazdanian and A. Mehrizi-Sani, "Distributed control techniques in microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2901–2909, 2014.
- [3] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid control: A comprehensive survey," *Annu Rev Control*, vol. 45, pp. 118–151, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2018.04.012>.
- [4] E. Mojica-Nava, C. A. Macana, and N. Quijano, "Dynamic population games for optimal dispatch on hierarchical microgrid control," *IEEE Trans Syst Man Cybern Syst*, vol. 44, no. 3, pp. 306–317, 2013.
- [5] C. A. Macana, E. Mojica-Nava, H. R. Pota, J. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Accurate proportional power sharing with minimum communication requirements for inverter-based islanded microgrids," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 121, p. 106036, 2020.
- [6] C. A. Macana, E. Mojica-Nava, H. R. Pota, J. Guerrero, and J. C. Vasquez, "A distributed real-time energy management system for inverter-based microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 213, p. 108753, 2022.
- [7] M. S. Saleh, A. Althaibani, Y. Esa, Y. Mhandi, and A. A. Mohamed, "Impact of clustering microgrids on their stability and resilience during blackouts," in *2015 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, 2015, pp. 195–200, doi: [10.1109/ICSGCE.2015.7454295](https://doi.org/10.1109/ICSGCE.2015.7454295).
- [8] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, 2017, doi: [10.1109/JPROC.2017.2685558](https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2685558).
- [9] M. N. Alam, S. Chakrabarti, and A. Ghosh, "Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 15, no. 3, pp. 1238–1250, 2019, doi: [10.1109/TII.2018.2881540](https://doi.org/10.1109/TII.2018.2881540).
- [10] L. Yan, M. Sheikholeslami, W. Gong, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Architecture, Control, and Implementation of Networked Microgrids

- for Future Distribution Systems,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 286–299, 2022.
- [11] Z. Bie, P. Zhang, G. Li, B. Hua, M. Meehan, and X. Wang, “Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2342–2350, 2012.
  - [12] G. Ma, J. Li, and X.-P. Zhang, “A review on optimal energy management of multimicrogrid system considering uncertainties,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 77081–77098, 2022.
  - [13] H. Zou, S. Mao, Y. Wang, F. Zhang, X. Chen, and L. Cheng, “A Survey of Energy Management in Interconnected Multi-Microgrids,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 72158–72169, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2920008.
  - [14] K. P. Kumar and B. Saravanan, “Recent techniques to model uncertainties in power generation from renewable energy sources and loads in microgrids – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 348–358, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.063.
  - [15] E. Mojica-Nava, *Optimización y control en grafos*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia, 2023.
  - [16] V. Toro and E. Mojica-Nava, “Droop-free control for networked microgrids,” in *2016 IEEE Conference on Control Applications (CCA)*, 2016, pp. 374–379, doi: 10.1109/CCA.2016.7587860.
  - [17] A. Ben-Tal, Laurent. El Ghaoui, and A. S. Arkadii S. Nemirovskiĭ, *Robust optimization*. Princeton University Press, 2009.
  - [18] A. Nemirovski and H. M. Stewart, *Lectures on Robust Convex Optimization*, 2012. [Online]. Available: [https://people.eecs.berkeley.edu/~elghaoui/Teaching/EE227BT/RO\\_LN.pdf](https://people.eecs.berkeley.edu/~elghaoui/Teaching/EE227BT/RO_LN.pdf)
  - [19] X. Andyyusun and A. Conejo, *International Series in Operations Research and Management Science Robust Optimization in Electric Energy Systems*. [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/6161>
  - [20] S. P. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex optimization*. Cambridge University Press, 2004.
  - [21] A. Shapiro, D. Dentcheva, and A. P. Ruszczyński, *Lectures on stochastic programming: modeling and theory*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009.

- [22] F. Lin, X. Fang, and Z. Gao, "Distributionally robust optimization: A review on theory and applications," *Numerical Algebra, Control and Optimization*, vol. 12, no. 1, pp. 159–212, Jan. 2022, doi: 10.3934/naco.2021057.
- [23] V. Toro, D. Tellez-Castro, E. Mojica-Nava, and N. Rakoto-Ravalontsalama, "Data-driven distributed voltage control for microgrids: A Koopman-based approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 145, p. 108636, 2023.
- [24] R. Gao, A. J. Kleywegt, and H. M. Stewart, "Distributionally Robust Stochastic Optimization with Wasserstein Distance," 2022.
- [25] R. Chen and I. Ch. Paschalidis, "Distributionally Robust Learning," *Foundations and Trends® in Optimization*, vol. 4, no. 1–2, pp. 1–243, 2020, doi: 10.1561/24000000026.
- [26] J. Blanchet and K. Murthy, "Quantifying distributional model risk via optimal transport," *Mathematics of Operations Research*, vol. 44, no. 2, pp. 565–600, 2019, doi: 10.1287/moor.2018.0936.
- [27] Q. Zhou, M. Shahidehpour, A. Paaso, S. Bahramirad, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Distributed Control and Communication Strategies in Networked Microgrids," *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 22, no. 4, pp. 2586–2633, 2020, doi: 10.1109/COMST.2020.3023963.
- [28] B. Zhou *et al.*, "Multi-microgrid Energy Management Systems: Architecture, Communication, and Scheduling Strategies," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 463–476, 2021, doi: 10.35833/MPCE.2019.000237.
- [29] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402–411, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>.
- [30] A. Cagnano, E. De Tuglie, and P. Mancarella, "Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation," *Appl Energy*, vol. 258, p. 114039, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>.
- [31] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2006.890003.

- [32] M. Ahmed, L. Meegahapola, A. Vahidnia, and M. Datta, "Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures—A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730–144766, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014977.
- [33] S. Nirmal, K. N. Sivarajan, E.A. Jasmin, and T. P. I. Ahamed, "Comparative Analysis of Communication Assisted Grid Synchronization Methods in Microgrids," *IEEE Syst J*, vol. 14, no. 1, pp. 1007–1014, 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2927004.
- [34] D. Kumar, F. Zare, and A. Ghosh, "DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 12230–12256, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2705914.
- [35] I. Serban, S. Céspedes, C. Marinescu, C. A. Azurdia-Meza, J. S. Gómez, and D. S. Hueichapan, "Communication Requirements in Microgrids: A Practical Survey," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 47694–47712, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2977928.
- [36] W.-J. Ma, J. Wang, V. Gupta, and C. Chen, "Distributed Energy Management for Networked Microgrids Using Online ADMM With Regret," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 847–856, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2569604.
- [37] H. Wang and J. Huang, "Incentivizing Energy Trading for Interconnected Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2647–2657, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2614988.
- [38] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "Microgrid: Architecture, policy and future trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 477–489, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>.
- [39] A. Ahl, M. Yarime, K. Tanaka, and D. Sagawa, "Review of blockchain-based distributed energy: Implications for institutional development," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 200–211, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.002>.
- [40] P. Vorobev, P. Huang, M. Al Hosani, J. L. Kirtley, and K. Turitsyn, "High-Fidelity Model Order Reduction for Microgrids Stability Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 874–887, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2707400.

- [41] Z. Li, S. Bahramirad, A. Paaso, M. Yan, and M. Shahidehpour, "Blockchain for decentralized transactive energy management system in networked microgrids," *The Electricity Journal*, vol. 32, no. 4, pp. 58–72, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.03.008>.
- [42] A. Werth *et al.*, "Peer-to-Peer Control System for DC Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3667–3675, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2638462.
- [43] X. Zhou *et al.*, "A microgrid cluster structure and its autonomous coordination control strategy," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 100, pp. 69–80, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.02.031>.
- [44] R. H. M. Zargar and M. H. Yaghmaee, "Energy exchange cooperative model in SDN-based interconnected multi-microgrids," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 100491, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100491>.
- [45] Z. Tang, P. Zhang, W. O. Krawec, and Z. Jiang, "Programmable Quantum Networked Microgrids," *IEEE Transactions on Quantum Engineering*, vol. 1, pp. 1–13, 2020, doi: 10.1109/TQE.2020.3019738.
- [46] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, "Enhancing Power System Resilience Through Hierarchical Outage Management in Multi-Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2869–2879, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2558628.
- [47] Y. Wang, A. O. Rousis, and G. Strbac, "On microgrids and resilience: A comprehensive review on modeling and operational strategies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, p. 110313, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110313>.
- [48] A. Parisio, C. Wiezorek, T. Kyntäjä, J. Elo, K. Strunz, and K. H. Johansson, "Cooperative MPC-Based Energy Management for Networked Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 3066–3074, 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2726941.
- [49] K. Rahbar, C. C. Chai, and R. Zhang, "Energy Cooperation Optimization in Microgrids With Renewable Energy Integration," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1482–1493, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2600863.
- [50] N. Priyadharshini, S. Gomathy, and M. Sabarimuthu, "A review on microgrid architecture, cyber security threats and standards," *Mater Today Proc*, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.10.622>.

- [51] W. Xu, J. Li, M. Dehghani, and M. GhasemiGarpachi, "Blockchain-based secure energy policy and management of renewable-based smart microgrids," *Sustain Cities Soc*, vol. 72, p. 103010, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103010>.
- [52] R. Aboli, M. Ramezani, and H. Falaghi, "A hybrid robust distributed model for short-term operation of multi-microgrid distribution networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 177, pp. 106011, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106011>.
- [53] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid modelling: A comprehensive survey," *Annu Rev Control*, vol. 46, pp. 216–250, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2018.10.010>.
- [54] Z. Shuai, Y. Peng, X. Liu, Z. Li, J. M. Guerrero, and Z. J. Shen, "Dynamic Equivalent Modeling for Multi-Microgrid Based on Structure Preservation Method," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3929–3942, 2019, doi: [10.1109/TSG.2018.2844107](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2844107).
- [55] Y. Li, Z. Wang, J. Yang, X. Wang, and J. Feng, "Dynamic Equivalence Modeling for Microgrid Cluster by Using Physical-Data-Driven Method," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 31, no. 8, pp. 1–4, 2021, doi: [10.1109/TASC.2021.3091065](https://doi.org/10.1109/TASC.2021.3091065).
- [56] C. Cai, H. Liu, Y. Tao, Z. Deng, W. Dai, and J. Chen, "Microgrid Equivalent Modeling Based on Long Short-Term Memory Neural Network," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 23120–23133, 2020, doi: [10.1109/ACCESS.2020.2966238](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2966238).
- [57] M. Sharifzadeh, A. Sikinioti-Lock, and N. Shah, "Machine-learning methods for integrated renewable power generation: A comparative study of artificial neural networks, support vector regression, and Gaussian Process Regression," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 108, pp. 513–538, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.040>.
- [58] H. Xiao, W. Pei, W. Deng, L. Kong, H. Sun, and C. Tang, "A Comparative Study of Deep Neural Network and Meta-Model Techniques in Behavior Learning of Microgrids," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 30104–30118, 2020, doi: [10.1109/ACCESS.2020.2972569](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2972569).
- [59] J. M. Velásquez-Bermúdez, M. Khakifirooz, and M. Fathi, *Large Scale Optimization in Supply Chains and Smart Manufacturing Theory and Applications*, vol. 149. Springer Optimization and Its Applications, 2019. [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/7393>

- [60] V. K. Sood, and H. Abdelgawad, "Chapter 1 - Microgrids architectures," in *Distributed Energy Resources in Microgrids*, R. K. Chauhan and K. Chauhan, Eds., Academic Press, 2019, pp. 1–31, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817774-7.00001-6>.
- [61] J. Hu, Y. Shan, J. M. Guerrero, A. Ioinovici, K. W. Chan, and J. Rodriguez, "Model predictive control of microgrids – An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 136, p. 110422, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110422>.
- [62] E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González, M. Aragüés-Peñalba, F. Girbaullistruella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, "Microgrid clustering architectures," *Appl Energy*, vol. 212, pp. 340–361, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.048>.
- [63] Y. C. C. Wong, C. S. Lim, M. D. Rotaru, A. Cruden, and X. Kong, "Consensus Virtual Output Impedance Control Based on the Novel Droop Equivalent Impedance Concept for a Multi-Bus Radial Microgrid," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, no. 2, pp. 1078–1087, 2020, doi: [10.1109/TEC.2020.2972002](https://doi.org/10.1109/TEC.2020.2972002).
- [64] F. Dörfler, J. W. Simpson-Porco, and F. Bullo, "Breaking the Hierarchy: Distributed Control and Economic Optimality in Microgrids," *IEEE Trans Control Netw Syst*, vol. 3, no. 3, pp. 241–253, 2016, doi: [10.1109/TCNS.2015.2459391](https://doi.org/10.1109/TCNS.2015.2459391).
- [65] U. Orji *et al.*, "Adaptive Zonal Protection for Ring Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1843–1851, 2017, doi: [10.1109/TSG.2015.2509018](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2509018).
- [66] M. H. Mostafa, S. H. E. Abdel Aleem, S. G. Ali, and A. Y. Abdelaziz, "Chapter 20 - Energy-management solutions for microgrids," in *Distributed Energy Resources in Microgrids*, R. K. Chauhan and K. Chauhan, Eds., Academic Press, 2019, pp. 483–515, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817774-7.00020-X>.
- [67] T. Liu, X. Tan, B. Sun, Y. Wu, and D. H. K. Tsang, "Energy management of cooperative microgrids: A distributed optimization approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 96, pp. 335–346, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.10.021>.
- [68] H. Karimi and S. Jadid, "Optimal energy management for multi-microgrid considering demand response programs: A stochastic multi-objective framework," *Energy*, vol. 195, p. 116992, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116992>.

- [69] J. Lai, X. Lu, F. Wang, P. Dehghanian, and R. Tang, "Broadcast Gossip Algorithms for Distributed Peer-to-Peer Control in AC Microgrids," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 55, no. 3, pp. 2241–2251, 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2898367.
- [70] Y. Cao *et al.*, "Optimal Energy Management for Multi-Microgrid under a Transactive Energy Framework with Distributionally Robust Optimization," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 599–612, Jan. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3113573.
- [71] Z. Liu, L. Wang, and L. Ma, "A Transactive Energy Framework for Coordinated Energy Management of Networked Microgrids with Distributionally Robust Optimization," 2019.
- [72] Z. Chen and P. Xiong, "RSOME in Python: An Open-Source Package for Robust Stochastic Optimization Made Easy". [Online]. Available: <http://xprog.weebly.com/>.
- [73] A. Ben-Tal, D. Den Hertog, A. De Waegenaere, B. Melenberg, and G. Rennen, "Robust solutions of optimization problems affected by uncertain probabilities," *Manage Sci*, vol. 59, no. 2, pp. 341–357, Jan. 2013, doi: 10.1287/mnsc.1120.1641.



## Anexo I:

# Optimización para problemas con incertidumbre

---

### 6.4. Optimización robusta

La optimización robusta es una técnica que se utiliza para encontrar soluciones óptimas a problemas de optimización en entornos inciertos o con cambios frecuentes. A diferencia de la optimización tradicional, que se centra en encontrar la solución más completa para un conjunto fijo de condiciones, la optimización robusta busca soluciones que sean resistentes a cambios en las condiciones del problema. Esto puede ser especialmente importante en aplicaciones en las que la precisión de la solución es crítica y los cambios en las condiciones tengan un impacto significativo en el resultado final, como por ejemplo en campos de:

1. *Administración de bienes públicos*: en este campo, se pueden observar los casos de los exámenes de radioterapia, en los cuales existe un alto grado de incertidumbre en pacientes con patologías importantes, como el cáncer. Para enfrentar este desafío, se ha aplicado este tipo de optimización con el objetivo de definir el tratamiento adecuado para estos pacientes.
2. *Gestión de energía*: se utiliza para planificar y operar sistemas de energía con fuentes renovables inciertas, como la energía solar y eólica. Por lo que se debe analizar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios climáticos y de generación, y se utilizan técnicas de optimización robusta para encontrar la mejor configuración del sistema que minimice el riesgo de interrupciones del suministro o sobrecostos. Esto puede incluir la optimización de la capacidad y la ubicación de los

recursos renovables, así como la planificación de la capacidad de almacenamiento y la capacidad de respaldo.

Además, como se mencionó en la sección anterior, existe una relación entre las redes de distribución de energía eléctrica y de gas, y se está investigando cómo integrarlas para crear un sistema único de distribución de energía. Esta integración se conoce como “sistemas de energía duales” o “sistemas de energía integrados”.

La idea es utilizar la infraestructura de gas existente para almacenar y transportar energía eléctrica, ya sea en forma de gas de almacenamiento de energía o de gas de transporte de energía. Al igual que en las redes eléctricas, las redes de gas también se caracterizan por una gran cantidad de incertidumbre en los parámetros de entrada, como la disponibilidad de gas y energía, los precios del mercado y la demanda.

La optimización robusta se utiliza para encontrar soluciones óptimas que son resistentes a estos cambios inciertos, garantizando la estabilidad y la seguridad del sistema. Por ejemplo, en la gestión de redes de gas, se pueden utilizar conjuntos de incertidumbre poliédricos para modelar la incertidumbre en la disponibilidad de gas y avalar que el sistema sea capaz de manejar cambios impredecibles en la demanda.

Igualmente, este enfoque de optimización también se utiliza en la integración de estos dos tipos de redes, con el fin de posibilitar la estabilidad y seguridad en el uso conjunto de ambos recursos. Esto incluye la optimización de la generación de energía renovable en conjunto con la infraestructura de gas, así como la gestión de la demanda de energía y gas.

3. *Producción*: se utiliza para maximizar o minimizar ciertos criterios de rendimiento como el costo total, la eficiencia del proceso o la calidad del producto, mediante la identificación y gestión de factores inciertos que pueden afectar el rendimiento del sistema, como la demanda del producto, la disponibilidad de materias primas y la eficiencia de los equipos.

La optimización robusta es un paradigma de modelado rico y poderoso que permite tomar decisiones bajo incertidumbre. La filosofía básica de la toma de decisiones robusta es buscar una decisión que sea factible ante todas las

realizaciones de parámetros inciertos en un conjunto acotado, llamado conjunto de incertidumbre. En esta sección, se examina en profundidad los principios y las técnicas de la optimización robusta y cómo se pueden aplicar en diversas situaciones.

#### 6.4.1. Impacto de la incertidumbre en problemas de optimización

El primer acercamiento a la optimización robusta se remonta a los modelos de optimización lineal robusta estática, donde los coeficientes de la función objetivo y las restricciones de un problema de optimización lineal son inciertos. Considere el siguiente programa lineal determinista (LP, por sus siglas en inglés):

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{s.t.} \quad & Ax \leq b \end{aligned} \tag{6.38}$$

Ahora,  $c$ ,  $A$  y  $b$  son parámetros inciertos y pueden tomar cualquier valor en un conjunto de incertidumbre. No hay una única forma de tomar decisiones en esta situación. Los tomadores de decisiones deterministas pueden optar por resolver (38) con algún tipo de valores nominales de los parámetros inciertos. Aunque esta es una forma simple de tomar una decisión, esta decisión podría ser bastante problemática, cuando los parámetros inciertos se desvían de sus valores nominales. En los siguientes ejemplos se pueden evidenciar los efectos de la incertidumbre en la toma de decisiones.

##### **Ejemplo 1.1.**

Un ejemplo sencillo de optimización robusta es encontrar el valor mínimo de una función de una variable con incertidumbre en los datos de entrada. Sea el problema de optimización:

$$\begin{aligned} \min \quad & x^2 \\ \text{s.t.} \quad & -1 \leq x \leq 1 \end{aligned} \tag{6.39}$$

En (39) la optimización robusta, en lugar de utilizar un valor exacto para  $x$ , se busca el valor mínimo de la función en todos los posibles valores de  $x$  dentro del intervalo  $[-1,1]$ . La solución a esta optimización robusta sería  $x = 0$ , ya que es el valor mínimo de la función en el intervalo  $[-1,1]$

Es importante mencionar que la optimización robusta no siempre tiene soluciones únicas, y puede haber varios puntos que cumplan con las restricciones dadas, como se puede observar en el siguiente ejemplo [14].

**Ejemplo 1.2**

Una empresa produce dos tipos de medicamentos, *MedI* y *MedII*, que contienen un agente activo específico X, que se extrae de materias primas compradas en el mercado. Hay dos tipos de materias primas, *MatI* y *MatII*, que se pueden utilizar como fuentes del agente activo. Los datos de producción, costos y recursos relacionados se presentan en la Tabla 6.3, Tabla 6.4 y Tabla 6.5. El objetivo es encontrar el plan de producción que maximiza las ganancias de la empresa.

**Tabla 6.3.** Costos del medicamento

| Parámetro [x1000 paquetes]     | Med I | Med II |
|--------------------------------|-------|--------|
| Precio de venta [\$]           | 6200  | 6900   |
| Contenido de agente X [g]      | 0.5   | 0.6    |
| Horas de trabajo requeridas    | 90    | 100    |
| Horas de maquinaria requeridas | 40    | 50     |
| Costos operacionales [\$]      | 70    | 80     |

**Tabla 6.4.** Características del Material

| Material | Precio [ por kg] | Contenido de agente X [g por kg] |
|----------|------------------|----------------------------------|
| Mat I    | 100              | 0.01                             |
| Mat II   | 199.9            | 0.02                             |

**Tabla 6.5.** Recursos

| Presupuesto [\$] | Horas Hombre | Equipos [h] | Capacidad de almacenamiento Materiales crudos [kg] |
|------------------|--------------|-------------|----------------------------------------------------|
| 100,000          | 2,000        | 800         | 1,000                                              |

Este problema de optimización puede ser solucionado mediante el siguiente programa de optimización lineal:

$$\min 100 \cdot MatI + 199.9 \cdot MatII + 700MedI + 800MedII - [6200 \cdot MedI + 6900 \cdot MedII]$$

s.t.

$$\begin{aligned} 0.01 \cdot MatI + 0.02 \cdot MatII - 0.5 \cdot MedI - 0.6MedII &\geq 0 \\ MatI + MatII &\leq 1000 \\ 90 \cdot MedI + 100 \cdot MedII &\leq 2000 \\ 40MedI + 50MedII &\leq 800 \\ 100 \cdot MatI + 199.9 \cdot MatII + 700 \cdot MedI + 800 \cdot MedII &\leq 100000 \\ MedI, MedII, MatI, MatII &\geq 0 \end{aligned} \quad (6.40)$$

El problema de optimización tiene cuatro variables de estado: las cantidades de materiales crudos I y II (en kg) a comprar y las cantidades de medicamentos I y II (en 1000 paquetes) a producir.

La solución óptima de nuestro problema LO es  $Opt = 8819,658$ ;  $MatI = 0$ ;  $MatII = 438,789$ ;  $MedI = 17,552$ ;  $MedII = 0$ .

Se tiene en cuenta que tanto las restricciones de presupuesto como las de equilibrio están activas (es decir, el proceso de producción utiliza todo el presupuesto de 100,000 y la cantidad completa de agente activo-contenida en los materiales crudos). La solución promete a la empresa un modesto, pero respetable beneficio del 8,8 %.

Incluso en este problema de optimización lineal simple, algunos de los datos no pueden ser “absolutamente confiables”; por ejemplo, es difícil creer que el contenido del agente activo en las materias primas es exactamente 0.01 g kg para  $MatI$  y 0.02 g kg para  $MatII$ . En la realidad, estos contenidos varían alrededor de los valores indicados. Se podría partir desde la suposición natural de que los contenidos reales de agente activo  $al$  en  $MatI$  y  $all$  en  $MatII$  son realizaciones de variables aleatorias distribuidas alrededor del contenido nominal  $anI = 0:01$  y  $anII = 0:02$ . Para ser más específico, asumir que  $al$  se desvía en un margen del 0.5 % de  $reI$ , tomando valores en el segmento  $[0:00995; 0:01005]$ . De manera similar, asumir que  $all$  se desvía en un margen del 2 % de  $reII$ , tomando valores en el segmento  $[0:0196; 0:0204]$ . Además, asumir que  $al$ ,  $all$  toman los dos valores extremos en los segmentos correspondientes con probabilidades 0:5 cada uno. ¿Cómo afectan estas perturbaciones en los contenidos del agente activo al proceso de producción?

La solución óptima prescribe comprar 438.8 kg de *MatII* y producir 17.552K paquetes de *MedI* (K significa “mil”). Con las fluctuaciones aleatorias anteriormente mencionadas en el contenido del agente activo en *MatII*, este plan de producción será infectable con una probabilidad de 0.5, es decir, el contenido real del agente activo en las materias primas será menor al requerido para producir la cantidad planificada de *MedI*.

Esta dificultad puede resolverse de la manera más simple: cuando el contenido real del agente activo en las materias primas es insuficiente, la producción del medicamento se reduce en consecuencia. Con esta política, la producción real del *MedI* se convierte en una variable aleatoria que toma con igual probabilidad el valor nominal de 17.552K paquetes y el valor (2 % menos) de 17.201K paquetes. Estas fluctuaciones del 2 % en la producción también afectan a las ganancias; se convierten en una variable aleatoria tomando, con probabilidades 0.5, el valor nominal 8,820 y el valor 21 % menor 6,929. La ganancia esperada es 7,843, lo que representa un 11 % menos que la ganancia nominal 8,820 prometida por la solución óptima del problema nominal.

En resumen, en nuestro ejemplo simple, una perturbación pequeña (e inevitable en la realidad) de los datos puede hacer que la solución óptima nominal sea infactible. Además, un ajuste directo de la solución óptima nominal a los datos reales puede afectar significativamente la calidad de la solución. Este fenómeno se puede encontrar en muchos programas lineales prácticos donde al menos parte de los datos no se conocen exactamente y pueden variar alrededor de sus valores nominales. Las consecuencias de la incertidumbre en los datos pueden ser mucho más severas que en nuestro ejemplo.

La conclusión es que, en las aplicaciones de la optimización lineal, existe una necesidad real de una técnica capaz de detectar los casos en los que la incertidumbre en los datos puede afectar significativamente la calidad de la solución nominal, y en estos casos generar una solución “confiable”, inmune a la incertidumbre. El enfoque de contraparte robusta para problemas de optimización lineal inciertos se presenta para hacer frente a la incertidumbre en los datos.

### 6.4.2. Tratabilidad de problemas de optimización robusta

La filosofía de la optimización robusta es tomar decisiones “seguras” que minimizan el costo contra el peor caso de realización de incertidumbre y al mismo tiempo siempre satisfacen las restricciones para todas las realizaciones de incertidumbre. Esta filosofía de modelado conduce al siguiente modelo de optimización lineal robusta.

$$\begin{aligned} & \min_x \max_{c \in \mathcal{C}} c^T x \\ & \text{s.t. } Ax \leq b, \forall (A, b) \in \mathcal{U}, \forall (A, b) \in \mathcal{U} \end{aligned} \quad (6.41)$$

Donde  $\mathcal{C}$  y  $\mathcal{U}$  son conjuntos de incertidumbre para  $c$  y  $(A, b)$ , respectivamente. La función objetivo en (6.41) es minimizar el costo relacionado al peor caso, que se da por la maximización de  $cx$  sobre el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{C}$ . Este objetivo del peor caso puede experimentar una reformulación del problema de optimización en las restricciones mediante la introducción de una nueva variable  $t$ , de la forma:

$$\begin{aligned} & \min_{x,t} t \\ & \text{s.t. } \max_{c \in \mathcal{C}} c^T x \leq t \\ & \quad Ax \leq b, \forall (A, b) \in \mathcal{U}. \end{aligned} \quad (6.42)$$

Existiendo así una equivalencia entre la función objetivo del sistema (6.4) y las restricciones (6.42). Con esta reformulación, queda claro que cualquier programa lineal robusto estático se puede modelar con un objetivo determinista y restricciones robustas. En otras palabras, no pierde ninguna generalidad si un modelo robusto estático tiene incertidumbre solo en las restricciones. Es por eso por lo que a partir de ahora el enfoque es en las restricciones robustas en la forma en que se plasman las restricciones de la ecuación (6.4).

Se supone que  $A$  es una matriz  $m \times n$ . Entonces es posible identificar que cada restricción lineal robusta correspondiente a una fila  $i$  de la matriz  $A$  y reescribir (6.4) como:

$$a_i^T x \leq b, \forall (a_i, b_i) \in \mathcal{U}_i, \forall i = 1, 2, \dots, m \quad (6.43)$$

Por cada  $i$ , la  $i$ -ésima restricción lineal robusta en (6.43), envuelve únicamente la incertidumbre en  $(a_i, b_i)$ . Por lo que se puede formar un conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}_i$  por cada  $(a_i, b_i)$  fuera de  $\mathcal{U}$ , de la forma:

$$\begin{aligned} \mathcal{U}_i := \{ & (a_i, b_i) \in R^{n+1}: \exists (a_j, b_j) \in R^{n+1} \text{ para } j \neq i, j = 1, 2, \dots, m \\ & \text{s. t. } [(a_i^T; \dots; a_m^T), [(b_i^T; \dots; b_m^T)] \in \mathcal{U} \} \end{aligned} \quad (6.44)$$

En otras palabras, el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}_i$  de  $(a_j, b_j)$  es la proyección del conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}$  en el espacio de  $(a_j, b_j)$ . Con estos conjuntos de incertidumbre proyectados  $\mathcal{U}_i$ , las restricciones lineales robustas (44) son equivalentes a:

$$a_i^T x \leq b, \forall (a_i, b_i) \in \mathcal{U}_i, \forall i = 1, 2, \dots, m \quad (6.45)$$

Si se reúnen todas las restricciones lineales robustas individuales en (6.45) se obtiene la siguiente:

$$Ax \leq b, \forall (A, b) \in \mathcal{U}_1 \times \mathcal{U}_2 \times \dots \times \mathcal{U}_m \quad (6.46)$$

Lo cual es equivalente a la restricción robusta original (41). No obstante, se debe tener en cuenta que el nuevo conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}_1 \times \mathcal{U}_2 \times \dots \times \mathcal{U}_m$  en (46) es el producto cartesiano de  $\mathcal{U}_i$ , que, intuitivamente hablando, es el hipercubo más pequeño que contiene el  $\mathcal{U}$  original. Es importante darse cuenta de que, desde la perspectiva de las restricciones robustas, no tiene importancia si se considera el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}$  que puede tener acoplamientos de  $(a_i, b_i)$  entre diferentes  $i$ , o el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}_1 \times \mathcal{U}_2 \times \dots \times \mathcal{U}_m$ , donde  $(a_i, b_i)$  de diferentes  $i$  son completamente independientes entre sí. Sin embargo, desde la perspectiva del modelado de incertidumbre, es significativo establecer un conjunto de incertidumbre conjunto  $\mathcal{U}$ , primero, para modelar las correlaciones y dependencias de los parámetros de incertidumbre, y luego, derivar las proyecciones  $\mathcal{U}_i$  para cada restricción.

### Ejemplo 1.3

Un ejemplo de restricción robusta sencilla puede darse mediante la siguiente fórmula:

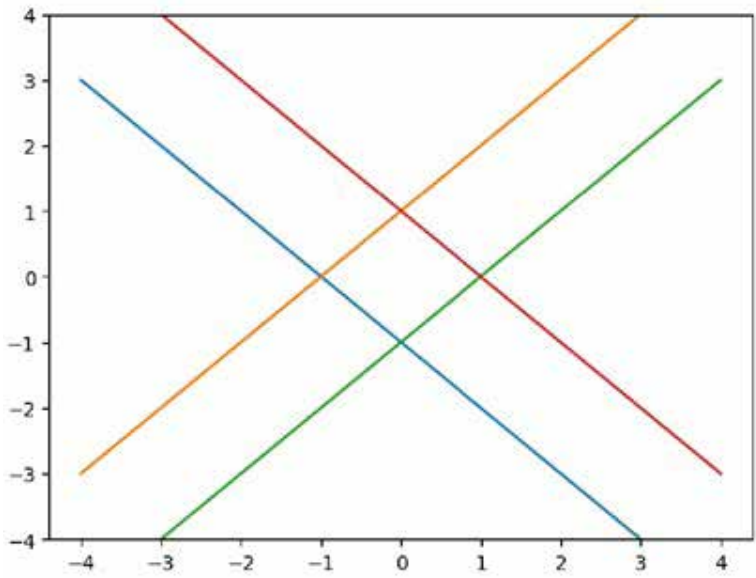
$$a_1x_1 + a_2x_2 \leq 1, \forall a_i \in [-1,1], i = 1, \quad (6.47)$$

En donde cada uno de los coeficientes puede tomar cualquier valor en el intervalo  $[-1,1]$ , es decir, que el coeficiente incierto sería  $a = (a_1, a_2)$ , el cual toma valores dentro de una caja bidimensional. Esta restricción robusta lineal contiene un conjunto infinito de restricciones lineales deterministas, tales como:

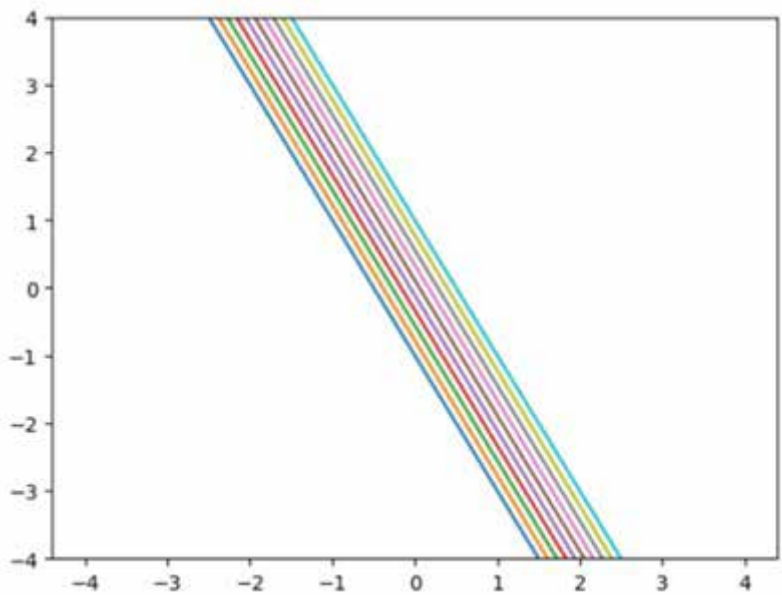
$$\begin{aligned} x_1 - 0.1x_2 &\leq 1 \\ x_1 - 0.2x_2 &\leq 1 \\ x_1 - 0.3x_2 &\leq 1 \\ &\dots \\ 0.9x_1 + x_2 &\leq 1 \\ x_1 + x_2 &\leq 1 \end{aligned} \quad (6.48)$$

La región factible de  $x = (x_1, x_2)$  definida por la restricción robusta (6.47) es la intersección de todos los semiplanos anteriores. A partir de la Figura 6.11, se puede ver que la intersección de las infinitas desigualdades lineales, las cuales definen una región factible para  $x$ , en realidad se ve como un poliedro simple con cuatro desigualdades, que se identificará utilizando la técnica de reformulación mediante dualidad.

**Figura 6.11.** El diamante formado por las cuatro líneas presentes, representa la región factible de la restricción robusta  $a_1x_1 + a_2x_2 \leq 1, \forall a_i \in [-1,1], i = 1$ , (Véase Ejemplo 1.3).



**Figura 6.12.** El espacio, encima de la línea verde, representa la región factible de la restricción robusta  $2x_1 + x_2 \leq b$  (Véase Ejemplo 1.4).



### Ejemplo 1.4

Otro ejemplo sencillo de una restricción lineal robusta se puede analizar cuando los coeficientes son deterministas, pero el lado derecho de la desigualdad es incierto:

$$2x_1 + x_2 \leq b, \forall b \in [-1, 1] \quad (6.49)$$

En este caso es fácil observar que la restricción lineal robusta contiene un número infinito de restricciones deterministas lineales de la forma:

$$\begin{aligned} 2x_1 + x_2 &\leq -1 \\ 2x_1 + x_2 &\leq -0.9 \\ 2x_1 + x_2 &\leq 0 \\ &\dots \\ 2x_1 + x_2 &\leq 1 \end{aligned} \quad (6.50)$$

Dicha región de restricciones se puede analizar teniendo en cuenta la Figura 6.12. Por lo que las restricciones en optimización robusta son necesarias para asegurar que el sistema se mantenga operativo en condiciones adversas. Es por eso por lo que en algunos casos es necesario realizar ciertas reformulaciones generales a las restricciones lineales robustas, en las siguientes secciones se analizarán las reformulaciones poliédricas más utilizadas, tanto para escenarios lineales como convexas.

#### 6.4.3. Reformulaciones poliédricas para problemas de optimización robusta lineal

Los conjuntos de incertidumbre poliédricos son un tipo de conjunto utilizado en la optimización robusta para modelar la incertidumbre presente en los datos utilizados para formular un problema de optimización. Se definen como el cierre convexo de un número finito de escenarios o “vértices” que representan los posibles valores que pueden tomar los parámetros inciertos del problema. Estos conjuntos se pueden utilizar para modelar una amplia gama de tipos de incertidumbre, como la incertidumbre probabilística o los peores escenarios (*worst-case*, en inglés).

Al resolver un problema de optimización con un conjunto de incertidumbre poliédrico, la solución obtenida es robusta frente a cualquier realización de los parámetros inciertos dentro de ese conjunto.

Considere, entonces, la siguiente restricción lineal con un conjunto de incertidumbre poliédrico  $\mathcal{U}$  como:

$$a^\top x \leq b, \forall a \in \mathcal{U} := \{a \in \mathbb{R}^n : Ba = d, a \geq 0\} \quad (6.51)$$

La siguiente reformulación de (6.51) aprovecha la teoría de dualidad de la programación lineal, la cual consiste en una relación matemática entre dos problemas de optimización lineal diferentes. El primer problema, conocido como el problema primal, se busca encontrar el mejor valor para una función objetivo sujeta a un conjunto de restricciones lineales. El segundo problema, conocido como el problema dual, tiene el objetivo de hallar el peor valor para una función objetivo diferente, también sujeto a restricciones lineales. Los valores óptimos de los dos problemas están relacionados entre sí.

En particular, se tiene:

$$a^\top x \leq b, \forall a \in \mathcal{U} := \{a \in \mathbb{R}^n : Ba = d, a \geq 0\} \quad (6.52)$$

Y su reformulación:

$$\Leftrightarrow \max_{a: Ba=d, a \geq 0} c^\top x \leq b, \quad (6.53)$$

$$\Leftrightarrow \min_{y: B^\top y = x} d^\top y \leq b \quad (6.54)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} d^\top y \leq b, \\ B^\top y \geq x, \end{cases} \quad (6.55)$$

La ecuación (54) se deriva del hecho de que si un número real ( $b$ ) es mayor o igual a un conjunto de números reales  $ax$  para cada  $a$  en  $\mathcal{U}$  entonces  $b$  debe cumplir  $b \geq \sup_{a \in \mathcal{U}} ax$ ; además, el supremo se logra con algún  $a$  particular en  $\mathcal{U}$  ya que siempre se supone que  $\mathcal{U}$  es un conjunto compacto. Por lo tanto, es posible reemplazar  $\sup$  por  $\max$  y obtener (6.55).

La ecuación (6.54) es válida porque el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}$  es un poliedro no vacío, por lo que el máximo en (6.53) para cualquier  $x$  es finito,

por lo tanto, la dualidad fuerte LP se cumple entre el problema de maximización primal y el problema dual en (6.53). Finalmente, dado que el mínimo en (6.53) existe para cualquier  $x$  y es menor o igual a  $b$ , debe existir algún  $y$  en el poliedro dual, de tal manera que el valor objetivo del problema dual sea menor que  $b$ .

A partir de la discusión anterior, cabe afirmar que, si el conjunto de incertidumbre es un poliedro, entonces, una restricción lineal robusta es equivalente a un conjunto finito de restricciones lineales determinísticas. A continuación, se analizarán algunos conjuntos de incertidumbre poliédricos importantes.

- **Conjunto de incertidumbre de caja:** si cada coeficiente incierto  $a_i$  tomara un valor en un intervalo alrededor de un valor nominal de  $\bar{a}_i$  con un ancho  $\Delta_i$ , es decir que los valores de  $a_i \in [\bar{a}_i - \Delta_i, \bar{a}_i + \Delta_i]$ , para cualquier  $i=1, 2, \dots, n$ , por lo que el vector con incertidumbre es un conjunto de incertidumbre en forma de caja.

$$\mathcal{U}_{box} = \{a \in R^n : \exists \xi \text{ s.t. } a = \bar{a} + \Delta\xi, \|\xi\|_\infty \leq 1\} \quad (6.56)$$

En donde  $\bar{a}_i$  es el vector del valor nominal  $a_i$ 's y  $\Delta$  es la matriz diagonal con  $\Delta_i$ 's en su diagonal. La norma infinita  $\|\xi\|_\infty := \max_{i=1,2,\dots,n} |\xi_i|$

Las restricciones lineales sobre un conjunto de incertidumbre tipo caja, como se expresa en la ecuación (56), puede ser reformulada como:

$$a^T x \leq b, \forall a \in \mathcal{U}_{box} \quad (6.57)$$

$$\Leftrightarrow \max_{\|\xi\|_\infty \leq 1} \{\bar{a}^T x + \xi^T (\Delta x)\} \leq b \quad (6.58)$$

$$\Leftrightarrow \bar{a}^T x + \|\Delta x\|_1 \leq b, \quad (6.59)$$

$$\Leftrightarrow \bar{a}^T x + \sum_{i=1}^n |\Delta_i x_i| \leq b \quad (6.60)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \bar{a}^T x + \sum_{i=1}^n |t_i| \leq b \\ -t_i \leq \Delta_i x_i \leq t_i, \forall i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (6.61)$$

Donde (6.58) se deriva del hecho de que la norma infinita y la norma unitaria son duales entre sí. La restricción (6.61) reemplaza la función valor absoluto en la ecuación (6.60) utilizando variables adicionales  $t_i$ . Tenga en cuenta que  $\xi$  que alcanza el máximo en (6.58) es decir, el peor escenario que pueda obtener el parámetro incierto  $\xi$ , tiene la forma  $\xi_i = \pm 1$  para cada  $i$ . En otras palabras, el peor escenario toma la desviación más grande del valor nominal. Si el lector no está familiarizado con la dualidad LP, es beneficioso verificar los pasos en (6.61).

*Conjunto de incertidumbre presupuestaria:* el conjunto de incertidumbre de caja  $\mathcal{U}_{box}$  contiene todo el rango de las desviaciones extremas de los parámetros inciertos desde  $a_i - \Delta_i$  hasta  $a_i + \Delta_i$  para cada  $i$ . Con el fin de controlar el tamaño del conjunto de incertidumbre y restringir la cantidad de incertidumbre considerada, es posible imponer una restricción de que la desviación total desde el valor nominal esté limitada.

$$\mathcal{U}_{budget} = \{a \in R^n: \exists \quad \xi \quad s.t. \quad a = \bar{a} + \Delta\xi, \|\xi\|_\infty \leq 1, \sum_{i=1}^n |\xi_i| \leq r\} \quad (6.62)$$

Donde  $\theta$ , controla el nivel de conservabilidad de la restricción robusta. Si  $r = 0$ , entonces  $\xi_i = 0$  para todo  $i$  y el conjunto de incertidumbre es una instancia única del valor nominal  $\mathcal{U}_{budget} = \{\bar{a}\}$ . Si  $r = n$ , entonces  $\mathcal{U}_{box} = \mathcal{U}_{budget}$ . Cabe destacar que  $|\xi_1| \leq r$  también puede escribirse como  $|\xi_i| \leq r$ . Por lo tanto, el conjunto de incertidumbre presupuestario es la intersección de una bola unitaria  $\infty$  y una bola con radio  $r$ .

$$a^T x \leq b, \forall a \in \mathcal{U}_{budget} \quad (6.63)$$

$$\Leftrightarrow \bar{a}^T x + \sum_{i=1}^n |t_i| \leq b - \theta \leq \Delta_i x_i \leq t_i, \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (6.64)$$

$$\begin{cases} \bar{a}^T x + r\theta + \sum_{i=1}^n (y_i^+ + y_i^-) \leq b \\ y_i^+ - y_i^- + z_i^+ - z_i^- = \Delta_i x_i, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \\ \theta - z_i^+ - z_i^- = 0, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \\ \theta \geq 0, y_i^\pm \geq 0, z_i^\pm \geq 0, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n. \end{cases} \quad (6.65)$$

- **Conjunto de incertidumbre elipsoidal:** a diferencia de los conjuntos lineales mencionados anteriormente, el conjunto elipsoidal es un conjunto de incertidumbre no lineal, permite ser expresado de la misma forma, ampliamente utilizado. Un elipsoide centrado en 0 en  $R^n$  se puede expresar como:

$$\mathcal{U}_{ellip} = \{a: a^T Q a \leq 1\} \quad (6.66)$$

Donde  $Q$  es una matriz definida positiva simétrica. La forma del elipsoide está determinada por  $Q$ . Si  $Q$  es la matriz identidad, entonces el elipsoide es la bola euclidiana estándar con radio 1. En términos generales, sea  $Q = V\Lambda V^T$  una descomposición propia de  $Q$ , donde  $V$  contiene un conjunto de ortonormales vectores propios de  $Q$  en sus columnas y  $\Lambda = \text{diag}(\lambda_1, \dots, \lambda_n)$  es una matriz diagonal con valores propios positivos de  $Q$ . Entonces  $a^T Q a = (a^T V \Lambda^{1/2}) (\Lambda^{1/2} V^T a)$ . En este sentido, si  $u = \Lambda^{1/2} V^T a$ , entonces  $a \in \mathcal{U}_{ellip} \Leftrightarrow u^T u \leq 1$ . Esta derivación refiere que el elipsoide  $\mathcal{U}_{ellip}$  en el espacio de  $a$  puede obtenerse de una bola euclidiana estándar en el espacio de  $u$  por la transformación lineal  $R = V\Lambda^{-1/2}$ . Los ejes de  $\mathcal{U}_{ellip}$  se pueden obtener aplicando  $R$  a las bases estándar de  $R^n$ , e inmediatamente se aprecia que el  $j$ -ésimo eje de  $\mathcal{U}_{ellip}$  es la  $j$ -ésima columna de  $V$  con longitud  $1/\sqrt{\lambda_j}$ . A veces es más conveniente usar esta transformación lineal para representar el elipsoide  $\mathcal{U}_{ellip}$  como:

$$\mathcal{U}_{ellip} = \{a: \|u\|_2 \leq 1\} \quad (6.67)$$

Dicha restricción (67), restricción lineal robusta sobre este conjunto de incertidumbre elipsoidal puede ser reformulada como:

$$a^T x \leq b, \forall a \in \mathcal{U}_{ellip} \quad (6.68)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \bar{a}^T x + r\theta + t \leq b, \\ e_{n+1} \geq K^* \widetilde{R}^T x. \end{cases} \quad (6.69)$$

#### 6.4.4. Reformulaciones para problemas de optimización convexa

La última sección brinda información detallada sobre restricciones lineales robustas en conjuntos de incertidumbre poliédricos y en los más generales conjuntos de incertidumbre cónicos convexos. La conclusión es que las restricciones

lineales robustas en general son manejables. En particular, siempre y cuando sea posible describir de manera manejable los conos convexos involucrados en el conjunto de incertidumbre, la reformulación de la restricción lineal robusta es un conjunto finito de restricciones cónicas convexas que pueden ser manejadas eficientemente por los modernos *solvers* de optimización convexa.

Este ejercicio se vuelve mucho más desafiante cuando se tienen restricciones no lineales robustas. La reformulación de una restricción no lineal robusta puede no ser una restricción convexa como tal, por lo tanto, puede resultar computacionalmente difícil de resolver, es decir, puede caer en la categoría de problemas NP-difíciles (*nondeterministic polynomial time*, por sus siglas en inglés, es decir, el conjunto de problemas que no pueden ser resueltos en tiempo polinómico por una máquina de Turing no determinista). Frente a esta situación, hay dos direcciones a seguir:

- Desarrollar métodos para aproximar restricciones robustas intratables, en una combinación de restricciones lineales convexas, como es el caso de las aproximaciones *S-lemma*, o en la formulación de problemas de programación lineal con incertidumbre en términos de problemas conocidos, como se hace en la *propiedad de complemento de Schur*.

Estos enfoques permiten la formulación eficiente y resolución de problemas con incertidumbre en una forma equivalente a la optimización convexa, lo que simplifica el proceso de solución y mejora la eficiencia computacional.

- Identificar clases de restricciones no lineales robustas y conjuntos de incertidumbre asociados que lleven a reformulaciones en restricciones cónicas convexas manejables, dentro de este tipo de restricciones destacan:

- **Restricciones cónicas de segundo orden:** considere las siguientes restricciones:

$$\|Ax - b\|_2 \leq c^T x + d \quad (6.70)$$

con  $A \in R^{m \times n}$ , puede ser representado como:

$$\begin{bmatrix} Ax - b \\ c^\top x + d \end{bmatrix} \in L^{m+1} \quad (6.71)$$

Para este tipo de restricciones, es posible implementar una reformulación para hacer el problema de optimización más tratable, la del *conjunto de Incertidumbre cascarón convexo* mediante la cual se construye directamente un conjunto de escenarios de los datos con incertidumbre como un cascarón convexo

$$\mathcal{U}_{\text{hull}} = \text{conv}\{(A^1, b^1, c^1, d^1), (A^2, b^2, c^2, d^2), \dots, (A^N, b^N, c^N, d^N)\} \quad (6.72)$$

$$\begin{bmatrix} Ax - b \\ c^\top x + d \end{bmatrix} \in L^{m+1} \forall (A, b, c, d) \in \mathcal{U}_{\text{hull}} \quad (6.73)$$

$$\begin{bmatrix} A^i x - b^i \\ (c^i)^\top x + d^i \end{bmatrix} \in L^{m+1} \forall i = 1, 2, \dots, N \quad (6.74)$$

- **Restricciones positivas semi definidas (PSD):** una restricción positiva semi definida puede ser descrita como:

$$A_1 x_1 + A_2 x_2 + \dots + A_m x_m \geq B \quad (6.75)$$

En donde  $A \geq B$  significa que  $A - B \geq 0$ , es decir que  $A - B \in S_+^n$ , donde  $S_+^n$  denota un cono positivo semidefinido, permitiendo así que la restricción se pueda definir como:

$$A_1 x_1 + A_2 x_2 + \dots + A_m x_m - B \in S_+^n \quad (6.76)$$

Para este escenario también es usual implementar el mismo conjunto de incertidumbre tratado anteriormente, el *conjunto de incertidumbre cascarón convexo*, el cual es un conjunto simple que se reformula de la forma:

$$\mathcal{U}_{\text{hull}} = \text{conv}\{(A^1, b^1, c^1, d^1), (A^2, b^2, c^2, d^2), \dots, (A^N, b^N, c^N, d^N)\} \quad (6.77)$$

Unas buenas referencias, donde se puede encontrar más información acerca de la optimización robusta, y las técnicas de reformulación, de aproximación o de optimización robusta, son [17], [18], [19], en cambio, si se desea realizar una mayor profundización en las técnicas de optimización convexa, la formación de conjuntos de restricciones o los algoritmos para solucionar este tipo de problemas, el lector puede dirigirse a [20].

## 6.5. Optimización robusta distribucional (DRO)

Hasta el momento, se ha introducido una metodología de optimización robusta basada en un enfoque de modelado fundamental, que se basa en modelos deterministas de incertidumbre teóricos. En particular, se han tratado problemas típicos de optimización robusta mín-máx, los cuales son de la forma:

$$\min_{x \in X} \max_{\xi \in \mathcal{U}} f(x, \xi) \quad (6.79)$$

En donde  $x$  es la variable de decisión,  $\xi$  es el parámetro incierto que toma valores en el conjunto de incertidumbre  $\mathcal{U}$ , y  $f(x, \xi)$  tiene algunas estructuras favorables para el cálculo. La optimización estocástica (SO), otro marco importante de modelado para la toma de decisiones bajo incertidumbre ofrece un enfoque de modelado diferente. En lugar de conjuntos de incertidumbre deterministas y desempeño peor-caso, los programas estocásticos se basan en encontrar la mejor decisión en términos de su esperanza (mediante distribuciones de probabilidad) o rendimiento promedio a lo largo del tiempo.

La optimización estocástica es ampliamente utilizada en aplicaciones como la toma de decisiones financieras, la planificación de la producción, la gestión de recursos y la ingeniería. Sin embargo, también puede ser un desafío resolver problemas de optimización estocástica debido a la complejidad matemática y computacional asociada con la incorporación de incertidumbre y la necesidad de realizar cálculos estadísticos. En particular, un programa estocástico típico puede formularse como:

$$\min_{x \in X} E_{P_{\otimes}} [f(x, \xi)] \quad (6.80)$$

En donde  $P_{\otimes}$  es una distribución de probabilidad conocida para el elemento aleatorio  $\xi$ . Estos enfoques (RO y SO) ofrecen dos formas opuestas a la hora de tratar la incertidumbre, uno completamente libre de cualquier distribución de probabilidad, y el otro que abraza completamente una distribución de probabilidad fija (si se desea conocer más de este enfoque de optimización, el lector puede referirse a [21]). A pesar de su acertada precisión, ambos enfoques sufren limitaciones en el momento del modelado, pues:

- La optimización robusta podría ser excesivamente conservadora si ignora información probabilística valiosa, mientras que la optimización

estocástica puede requerir demasiada información sobre la distribución de probabilidad.

- Las soluciones obtenidas a partir de modelos de optimización robusta o estocástica pueden tener un mal rendimiento en pruebas fuera de la muestra o un sesgo intrínseco que no sería removible simplemente aumentando el tamaño de los datos muestreados.
- Los modelos robustos podrían ser computacionalmente desafiantes de resolver, especialmente para problemas de optimización robusta adaptativa.
- Los programas estocásticos pueden involucrar integración de alta dimensionalidad, que también es intratable en general.

Es por eso que se introduce un nuevo enfoque, ya que se utilizan las poderosas ventajas de la optimización robusta y estocástica; la optimización robusta en la distribución proporciona un marco de modelado y resuelve algunas de las limitaciones mencionadas anteriormente. Es decir, en lugar de modelar los parámetros con alto grado de incertidumbre en una distribución de probabilidad específica, que puede ser difícil de observar en la práctica, se tiene alguna ambigüedad sobre la distribución de probabilidad, por ejemplo, en lugar de asumir que la distribución de probabilidad de la capacidad de potencia de una turbina eólica es una distribución Weibull estándar con media 0 y varianza 1, se puede considerar todas las distribuciones de tipo Weibull con la misma media, pero con diferentes varianzas, o incluso tener en cuenta todas las distribuciones con media cercana a 0 y varianza cercana a 1. Esta ambigüedad sobre las distribuciones de probabilidad es posible modelarla especificando un conjunto  $\mathcal{P}$ , cuyos elementos son todas las distribuciones de probabilidad que se puedan considerar. A estos, se les llama *conjunto de ambigüedad*.

El modelo de optimización estocástica, nombrado anteriormente, puede ser visto como analizar dicho problema de optimización mediante un único conjunto de ambigüedad que solo tiene un elemento, es decir,  $P$  la distribución nominal  $P_{\mathbb{0}}$ . Una vez que  $P$  tiene más de un elemento, el objetivo de minimizar el costo promedio se vuelve ambiguo, es decir, que no se sabe con certeza cuál costo promedio considerar. En este momento, la filosofía

de desempeño peor-caso de RO ofrece una elección natural, o sea, que se minimizará el peor costo promedio en todas las distribuciones planteadas en el conjunto de ambigüedad. Por lo tanto, se halla el siguiente modelo de optimización:

$$\min_{x \in X} \max_{P \in \mathcal{P}} E_P [f(x, \xi)] \quad (6.81)$$

También conocido como un modelo de optimización robusta distribucional (DRO). Así, surgen dos desafíos en el momento de modelar un problema con DRO, ¿cómo se construye dicho conjunto de ambigüedad?; y ¿cómo resolver el problema de optimización resultante? A pesar de que las soluciones a ambos desafíos implica técnicas diferentes, una solución satisfactoria de estas dos preguntas debe ir de la mano, ya que la estructura de un conjunto de ambigüedad determina directamente la factibilidad del problema de optimización resultante, y sin factibilidad computacional.

En la literatura, se han estudiado ampliamente dos clases amplias de conjuntos de ambigüedad: Los conjuntos de ambigüedad basados en momentos se definen utilizando información sobre los momentos de las distribuciones subyacentes, por ejemplo, la media y la covarianza, y, por otro lado, los conjuntos de ambigüedad basados en la distancia, los cuales se definen por alguna “distancia” entre una distribución nominal, generalmente obtenida a través de métodos basados en datos, como la muestra, y otra distribución cercana.

A veces, la distancia utilizada no es una verdadera distancia, es decir, no es una métrica en el espacio de distribuciones de probabilidad. Sin embargo, se captura algún tipo de diferencia entre distribuciones. A continuación, se exhiben algunos ejemplos ampliamente utilizados de cada clase. Para cada conjunto de ambigüedad, se deriva una reformulación del problema asociado de DRO.

### 6.5.1. Conjuntos de ambigüedad basados en momentos

En la vida real no se conoce la distribución real del elemento aleatorio subyacente a la hora de modelarse, sino que solo se tiene información sobre sus momentos, como la media, la varianza o la covarianza. ¿Cómo obtener esta información de los momentos? Por ejemplo, en un marco de modelado basado en datos, se pueden extraer muestras independientes e idénticamente

distribuidas (*iid*) de la distribución desconocida, a partir de las cuales se pueda estimar estos momentos. ¿Por qué importa la información de los momentos? Intuitivamente, la media y la varianza ofrecen alguna caracterización básica de una variable aleatoria. Matemáticamente, se puede plantear la siguiente pregunta. Al respecto, se supone que para una variable aleatoria  $\xi$  con distribución de probabilidad  $P$ , todos los momentos,  $m^k = E_P[\xi^k]$ , para  $k = 1, 2, \dots$ , son finitos y conocidos. Entonces, ¿es posible determinar de manera única la distribución  $P$  mediante la secuencia de momentos  $\{m^k\}_{k=1}^\infty$ ?

Este tipo de pregunta (la cual data del final del siglo XIX) se llama el problema de los momentos y su estudio se ha expandido a diversas áreas, como la teoría de la probabilidad, la teoría de la optimización y la estadística. En algunos casos, la distribución de probabilidad es determinada únicamente por sus momentos (se llama distribución determinada por los momentos o *M-det*), en este caso,  $P$  está totalmente caracterizada por la secuencia de momentos, por lo que se esperara que, si dos secuencias de momentos están cerca el uno del otro en algún sentido, entonces sus distribuciones correspondientes también deben estar cerca en algún sentido. Mientras que, en otros casos, no es posible determinar la distribución de manera única solo conociendo sus momentos. En estos casos, pueden existir múltiples distribuciones que tienen los mismos momentos.

En efecto, esta intuición está respaldada por un resultado clásico, el Teorema de Fréchet-Shohat, el cual dice lo siguiente: *Sea una secuencia de variables aleatorias con valores reales  $\xi_n$  con distribuciones  $P_n$  para  $n = 1, 2, \dots$ , y cada  $P_n$  tiene momentos finitos  $\{m^k := E_{P_n}[\xi_n^k]\}_{k=1}^\infty$ . Si las secuencias de momentos convergen, es decir,  $\lim_{n \rightarrow \infty} m_n^k = m^k < \infty$  para cada  $k$ , entonces el límite  $m_{k=1}^\infty = 1$  es nuevamente una secuencia de momentos, es decir, existe una distribución de probabilidad  $P$  tal que  $m^k = E_P[\xi^k]$  para todo  $k = 1, 2, \dots$ . Además, si esta  $P$  es *M-det* (entonces por definición  $P$  es determinada de manera única por esta secuencia de límite de momentos), entonces  $P_n$  converge débilmente a  $P$ , a medida que  $n \rightarrow \infty$ .*

Este tipo de restricciones pueden ser escritas en la literatura de la forma:

$$\mathcal{P}(\mathcal{U}, \mu^+, \mu^-) := \{P \in \mathcal{M}_+(R^l) : P(\xi \in \mathcal{U}) = 1, \mu^- \leq E_P[\xi] \leq \mu^+\} \quad (6.77)$$

Y su problema DRO, con este tipo de conjuntos de ambigüedad, puede tener el siguiente problema de maximización interna sobre la distribución de probabilidad del peor caso:

$$\begin{aligned} & \max_P E_P[f(\mathbf{x}, \xi)] \\ & P \in \mathcal{M}_+(R^l), \\ \text{s. t. } & P(\xi) \in \mathcal{U} = 1 \\ & \mu^- \leq E_P[\xi] \leq \mu^+ \end{aligned} \tag{6.83}$$

Este problema se ve bastante diferente a otros vistos hasta ahora, principalmente porque la variable en este momento es una distribución de probabilidad, que en general son objetos de dimensión infinita. Por lo tanto, este problema de maximización interna (6.45) en general es de optimización con un número infinito de variables y un número finito de restricciones. En la siguiente sección se analiza otro tipo de conjuntos de ambigüedad, los basados en distancia.

### 6.5.2. Conjuntos de ambigüedad basados en la distancia: enfoque en distancia de Wasserstein

Los conjuntos de ambigüedad basados en momentos contienen distribuciones de probabilidad que admiten algunas caracterizaciones comunes en los momentos. Este tipo de conjuntos de ambigüedad no tiene una distribución específica que se destaque como especial. Por ejemplo, no hay una manera fácil de definir una distribución nominal o una distribución empírica en un conjunto de ambigüedad basado en momentos simplemente utilizando momentos. Sin embargo, es común que un modelador tenga acceso a alguna distribución empírica obtenida de la muestra de la distribución verdadera.

Entonces, se vuelve natural estudiar un conjunto de ambigüedad de distribuciones que estén “cerca” a esta distribución empírica específica, y esperar que, si el conjunto de ambigüedad se elige adecuadamente, deba contener la verdadera distribución desconocida, al menos en un sentido estadístico. La pregunta clave es *¿cómo medir la cercanía entre distribuciones de probabilidad?* Este también es un problema clásico de la estadística, medir las distancias entre distribuciones de probabilidad. Para esto, se han propuesto muchas medidas, como por ejemplo las funciones de divergencia  $\Phi$ , las cuales son una clase de medidas de distancia entre distribuciones de

probabilidad que son utilizadas para comparar dos distribuciones y determinar cuán similares o diferentes son.

Estas funciones se basan en un parámetro  $\phi$  y se definen como la integral de la función  $\phi$  aplicada a la relación entre la distribución objetivo y la distribución de comparación. Algunas de las funciones de divergencia *phi-divergence* más comunes son la divergencia de Kullback-Leibler (KL), la divergencia de Jensen-Shannon (JS) y la divergencia de Rényi. Cada una mide la distancia entre distribuciones de probabilidad de manera diferente y se utiliza en distintos contextos según las necesidades y objetivos del problema. Si se desea investigar más acerca de este tipo de conjuntos de ambigüedad basados en distancia es posible hallar información en [19], [22].

La otra opción, la cual se desarrollará a lo largo de la presente sección, es mediante la medida de Wasserstein, la cual es una medida de distancia entre dos distribuciones de probabilidad en un espacio métrico. También conocida como la distancia de Kantorovich-Rubinstein o transporte óptimo (OT, por sus siglas en inglés), la medida de Wasserstein se utiliza para medir la similitud entre dos distribuciones de probabilidad en un espacio de probabilidad. Esta medida se basa en el cálculo del costo mínimo para transportar una distribución a otra mediante un plan de transporte.

La medida de Wasserstein se utiliza en una variedad de campos, incluyendo el aprendizaje automático, el procesamiento de imágenes y la optimización robusta (en este sector, se emplea en procesos de optimización robusta para tratar problemas de incertidumbre).

Esta métrica es elegida sobre las del tipo divergencia  $\phi$  por dos razones principales:

- El conjunto de ambigüedades de Wasserstein es lo suficientemente rico como para contener distribuciones relevantes continuas y discretas, mientras que otras métricas, como la divergencia KL, excluyen todas las distribuciones continuas si la distribución nominal discreta [23], [24]. Además, considerar distribuciones dentro de una distancia KL de la empírica, no permite una masa de probabilidad fuera del soporte de la distribución empírica.

- Los resultados de la concentración medida garantizan que el conjunto de Wasserstein contenga la verdadera distribución generadora de datos con alta confianza para una muestra con un tamaño suficientemente grande [25]. Además, la métrica de Wasserstein tiene en cuenta la cercanía entre los puntos de apoyo, mientras que otras métricas, como la divergencia  $\varphi$ , solo consideran las probabilidades en estos puntos.

Suponga que hay  $m$  proveedores y  $n$  clientes de un bien. El proveedor  $i$  tiene  $p_i$  unidades del bien para ofrecer, y el consumidor  $j$  tiene  $q_j$  unidades de demanda del bien. Cuesta  $c_{ij}$  transportar una unidad del bien del proveedor  $i$  al consumidor  $j$  para cada par de  $i \in [m] = \{1, \dots, m\}, j \in [n] = \{1, \dots, n\}$ . Se quiere encontrar un programa de transporte para enviar todo el suministro de los proveedores para satisfacer toda la demanda de los clientes con un costo mínimo de transporte. Este, se llama problema de transporte óptimo. Sea  $\pi_{ij}$  la cantidad de bienes enviados del proveedor  $i$  al consumidor  $j$ . Entonces, el problema de transporte óptimo se puede formular como el siguiente programa lineal.

$$d^P(\mathbf{p}, \mathbf{q}) = \min_{\pi} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} \pi_{ij} \quad (6.84)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{j=1}^n \pi_{ij} = p_i, i \in [m], \quad (6.85)$$

*todo el suministro para el proveedor  $i$  necesita ser enviado*

$$\sum_{i=1}^m \pi_{ij} = q_j, j \in [n], \quad (6.86)$$

*toda la demanda del consumidor  $j$  debe cumplirse*

$$\pi_{ij} \geq 0, i \in [m], j \in [n] \quad (6.87)$$

El problema de transporte óptimo anterior puede ser construido fácilmente como su homólogo dual:

$$d^D(\mathbf{p}, \mathbf{q}) = \max_{u,v} \sum_{i=1}^m p_i u_i + \sum_{j=1}^n q_j v_j \quad (6.88)$$

$$\text{s.t.} \quad u_i + v_j \leq c_{ij}, \forall i \in [m], j \in [n]$$

El principio de la dualidad fuerte sostiene que  $d^P(\mathbf{p}, \mathbf{q}) = d^D(\mathbf{p}, \mathbf{q})$  si cualquiera de los problemas primales (6.84) y el problema dual (6.88) tiene un óptimo finito.

Ahora suponga que la oferta  $p$  y la demanda  $q$  en el problema de transporte óptimo son medidas de probabilidad. Más específicamente, en un espacio de muestra  $\Omega$  en  $R^l$ , la oferta  $p = (p_1, p_2, \dots, p_m)^T$  es una función de masa de probabilidad sobre  $m$  puntos de soporte  $\{\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_m\}$  en  $\Omega$ , y de manera similar la demanda  $q = (q_1, q_2, \dots, q_n)^T$  es otra función de masa de probabilidad sobre  $n$  puntos de soporte  $\{\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n\}$  en  $\Omega$ .

A partir de las restricciones (6.84) y (6.88), se puede ver que  $\pi_{ij} = 1$  para  $i \in [m]$  y  $j \in [n]$ . Y  $\pi_{ij} \geq 0$  debido a (86). Por lo tanto,  $\pi$  es una distribución conjunta de probabilidad sobre el producto  $\{\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_m\} \times \{\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n\}$ . Entonces, desde las restricciones (6.84) y (6.88) se puede interpretar que las distribuciones marginales de  $\pi$  son  $p$  y  $q$ . El costo de transporte unitario  $c_{ij}$  desde  $i$  hasta  $j$  suele depender de la distancia entre las dos ubicaciones  $i$  y  $j$ . Esto se puede caracterizar por alguna distancia entre los dos vectores  $\xi_i$  y  $\zeta_j$  en  $R^l$ , por ejemplo, se define  $c_{ij} = \|\xi_i - \zeta_j\|^p$ , en donde  $\|\cdot\|$  es cualquier norma en  $R^l$  y  $p \in [1, +\infty)$ .

Finalmente, el problema primal de transporte óptimo puede ser visto como encontrar una distribución de probabilidad conjunta  $\pi$ , cuyas distribuciones marginales son  $p$  y  $q$ , tal que la medida de probabilidad  $p$ , apoyada en  $\{\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_m\}$  se puede transportar a través de  $\pi$  a la medida de probabilidad  $q$  apoyada en  $\{\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n\}$  de la manera más rentable. La  $1/p$ -ésima potencia del costo óptimo  $(d^P(p, q))^{1/p}$  con  $c_{ij} = \|\xi_i - \zeta_j\|^p$  se denomina distancia de Wasserstein de orden  $p$  entre  $p$  y  $q$ .

La distancia de Wasserstein se puede definir para medidas de probabilidad generales  $P$  y  $Q$  en  $\mathcal{P}(\mathcal{U})$ , distribuciones no necesariamente discretas sobre un soporte finito, donde  $\mathcal{U}$  es un subconjunto cerrado de  $R^l$ . En particular, cabe definir la distancia de Wasserstein de  $p$ -ésimo orden entre  $P$  y  $Q$  como:

$$\left(W_p(P, Q)\right)^p = \inf_{\pi \in \mathcal{P}(\mathcal{U} \times \mathcal{U})} \int_{\mathcal{U} \times \mathcal{U}} \|\xi_i - \zeta_j\|^p d\pi(\xi, \zeta) \quad (6.89)$$

$$\int_{\{\xi\} \times \mathcal{U}} d\pi(\xi, \zeta) = P(\xi), \forall \xi \in \mathcal{U} \quad (6.90)$$

$$\int_{\mathcal{U} \times \{\zeta\}} d\pi(\xi, \zeta) = Q(\zeta), \forall \zeta \in \mathcal{U}. \quad (6.91)$$

Por otro lado, mediante la teoría de la dualidad de Kantotovich, la mencionada distancia de Wasserstein tiene una representación dual, tal y como se muestra a continuación.

$$\left(W_p(P, Q)\right)^d = \sup_{u \in L^1(P), v \in L^1(Q)} \int_{\mathcal{U}} u(\xi) dP(\xi) + \int_{\mathcal{U}} v(\zeta) dQ(\zeta) \quad (6.92)$$

$$\text{s.t.} \quad u(\xi) + v(\zeta) \leq \left\| \xi_i - \zeta_j \right\|^p, \forall \xi, \zeta \in \mathcal{U}. \quad (6.93)$$

Donde  $L^1(P)$  es el espacio  $L^1$  de funciones medibles respecto a  $P$ . En este sentido, se reconoce que este par de problemas primales y duales (88)-(91) son la extensión del par primal-dual (6.84)-(6.88) desde un espacio de dimensión finita hasta espacios de dimensión infinita de funciones y medidas de probabilidad.

Se puede verificar que  $\left(W_p(P, Q)\right)$  es de hecho una función de distancia (es decir, una métrica) en el espacio de medidas de probabilidad, es decir, satisface las tres condiciones de identidad de los indiscernibles (la distancia entre un punto y sí mismo es cero, es decir,  $d(x, x) = 0$ ), simetría (la distancia entre dos puntos es la misma independientemente del orden en que se tomen, es decir,  $d(x, y) = d(y, x)$ ) y desigualdad triangular de una función de distancia (la distancia entre dos puntos más la distancia del primero a un tercer punto es siempre mayor o igual que la distancia del segundo al tercer punto, es decir,  $d(x, y) + d(y, z) \leq d(x, z)$ ).

### 6.5.3. Reformulaciones equivalentes de DRO, mediante conjuntos de ambigüedad por métrica de Wasserstein

Es posible utilizar la distancia de Wasserstein para definir un conjunto de ambigüedad alrededor de una distribución nominal.

$$\mathcal{P}_{\mathcal{W}}(Q_{\mathbb{0}}, d): \{P \in \mathcal{P}_0(\mathcal{U} : W_p(P, Q_{\mathbb{0}}) \leq d\} \quad (6.94)$$

Donde  $Q_{\mathbb{0}}$  es la distribución nominal, es decir, una distribución empírica. Al respecto, se considera el siguiente problema DRO:

$$\min_{x \in X} \max_{P \in \mathcal{P}} E_P [f(x, \xi)] \quad (6.95)$$

La tarea consiste en encontrar una reformulación equivalente del problema de maximización interna usando la teoría de la dualidad de la optimización convexa. Primero, se estudiará el caso más simple, en el que tanto  $P$  como  $Q_{\mathbb{Q}}$  se restringen a ser distribuciones discretas en soportes finitos, es decir,  $P = \sum_{i=1}^m p_i \delta_{\xi_i}$  y  $Q_{\mathbb{Q}} = \sum_{j=1}^n q_j \delta_{\zeta_j}$ , en donde  $\delta_x$  es la medida de Dirac (la cual es una medida de probabilidad concentrada en un punto específico de un espacio medible; se representa como una función  $\delta$ , que toma el valor infinito en el punto específico y cero en cualquier otro lugar del espacio; esta medida es utilizada a menudo en matemáticas y física teórica para modelar sistemas puntuales o discretos). En este caso, la distancia de Wasserstein es dada por los programas lineales (6.89) y (6.92). La reformulación de la maximización interna del problema DRO (6.95) es dada a continuación:

$$\max_{P \in \mathcal{P}(U)} \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \quad (6.96)$$

$$\text{s.t. } W_p(P, Q_{\mathbb{Q}}) \leq d, \quad (6.97)$$

$$\Leftrightarrow \max_{P \in \mathcal{P}(U)} \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \quad (6.98)$$

s.t.

$$\min_{\pi} \left\{ \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \|\xi_i - \zeta_j\|^p : (6.85) - (6.87) \leq d^p, \right\} \quad (6.99)$$

$$\max_{P \in \mathcal{P}(U)} \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \quad (6.100)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \|\xi_i - \zeta_j\|^p \cdot \pi_{ij} \leq d^p, \quad (6.101)$$

$$\sum_{j=1}^n \pi_{ij} - p_i = 0 \quad \forall i \in [m], \quad (6.102)$$

$$\sum_{i=1}^m \pi_{ij} = q_j \quad \forall j \in [n] \quad (6.103)$$

$$\sum_{i=1}^m p_i = 1, \quad (6.104)$$

$$p_{-i} \geq 0 \quad \forall i \in [m] \quad (6.105)$$

$$\pi_{ij} \geq 0, \quad \forall i \in [m], j \in [n] \quad (6.106)$$

$$\Leftrightarrow \min_{\alpha, \lambda, u, v} \lambda + d^p \cdot \alpha + \sum_{j=1}^n q_j v_j \quad (6.107)$$

$$\text{s.t.} \quad \lambda - u_i \geq f(x, \xi_i), \quad \forall i \in [m], \quad (6.108)$$

$$\|\xi_i - \zeta_j\|^p \cdot \alpha + u_i + v_j \geq 0, \quad \forall i \in [m], j \in [n] \quad (6.109)$$

$$\alpha \geq 0. \quad (6.110)$$

Es importante tener en cuenta que se eliminó el operador de minimización en (6.106) utilizando el truco elemental para formular restricciones robustas mencionadas en la sección anterior. El problema resultante (6.107)-(6.110) es un programa lineal en  $(\alpha, \lambda, u, v)$ , ya que todos los programas en el proceso de derivación son lineales y la dualidad fuerte se mantiene siempre y cuando el problema primitivo (6.96)-(6.97) sea factible.

Hay otra forma equivalente de reformular (6.97)-(6.97) que es más fácil de generalizar en el caso de dimensiones infinitas de distribuciones de probabilidad continuas. Se deriva, entonces, esta reformulación a continuación. Nuevamente, cabe suponer que la dualidad fuerte se mantiene para todos los programas lineales involucrados.

$$\max_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U})} \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \quad (6.111)$$

$$\text{s.t.} \quad W_p(P, Q_{\mathbb{U}}) \leq d. \quad (6.112)$$

$$\min_{\alpha \geq 0} \max_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U})} \left\{ \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) + d^p \cdot \alpha - \alpha \cdot W_p^p(P, Q_{\mathbb{U}}) \right\} \quad (6.113)$$

$$\min_{\alpha \geq 0} \{ d^p \cdot \alpha - \min_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U})} \{ \alpha W_p^p(P, Q_{\mathbb{U}}) - \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \} \} \quad (6.114)$$

$$\begin{aligned} \min_{\alpha \geq 0} \{ & d^p \cdot \alpha - \min_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U})} \{ \alpha W_p^p(P, Q_{\mathbb{U}}) - \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \} \} \\ & - \min_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U}) | \pi: (6.85)-(6.87)} \left\{ \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \alpha \|\xi_i - \zeta_j\|^p \cdot \pi_{ij} \right. \\ & \left. - \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \right\} \end{aligned} \quad (6.115)$$

$$\min_{\alpha \geq 0} \{ d^p \cdot \alpha - \min_{P \in \mathcal{P}(\mathcal{U})} \{ \alpha W_p^p(P, Q_{\mathbb{U}}) - \sum_{i=1}^m p_i f(x, \xi_i) \} \} \quad (6.116)$$

En la ecuación (6.113) se relaja directamente la restricción de distancia de Wasserstein y se crea el dual de Lagrange. Luego, en el paso final (6.116), se elimina la variable  $P$  al utilizar la restricción  $\sum_j \pi_{ij} = p_i$  para todo  $i$  en el rango de  $[m]$ . Ahora, mediante el hallazgo de una expresión cerrada con la finalidad de resolver el problema de minimización interna en la ecuación (6.116):

$$\min_{\pi} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \left( \alpha \|\xi_i - \zeta_j\|^p - f(x, \xi_i) \right) \pi_{ij} \quad (6.117)$$

$$\sum_{j=1}^n \pi_{ij} = p_i, i \in [m], \quad (6.118)$$

$$\sum_{i=1}^m \pi_{ij} = q_j, j \in [n], \quad (6.119)$$

$$\pi_{ij} \geq 0, i \in [m], j \in [n] \quad (6.120)$$

Puede ser reescrita como:

$$= \sum_{j=1}^n q_j \min_{i \in [m]} \{ \alpha \left\| \xi_i - \zeta_j \right\|^p - f(x, \xi_i) \} \quad (6.121)$$

La reformulación anterior solo es válida para distribuciones discretas  $P$  y  $Q_\mathbb{U}$ , pero una generalización importante ocurre cuando  $Q_\mathbb{U}$  es finito, pero  $P$  no está restringida a ser finita. Por ejemplo, si  $Q_\mathbb{U}$  es una distribución empírica obtenida al muestrear una distribución continua desconocida  $Q$ , es deseable incluir distribuciones continuas en el conjunto de ambigüedad. Esta derivación se puede extender a esta configuración aún más general, es decir, un escenario donde tanto  $P$  como  $Q_\mathbb{U}$  son distribuciones continuas. El espacio de soporte puede ser generalizado a un espacio topológico llamado espacio polaco, y la métrica de la norma de la distancia de Wasserstein se reemplaza por una métrica del espacio polaco.

Aunque la derivación del dual es más complicada, su forma es exactamente la misma que en los casos discretos y finitos explicados anteriormente. La reformulación dual para este caso general se presenta sin demostración y más detalles se pueden encontrar en [24], [26].

Por lo que se puede afirmar que las reformulaciones de un problema DRO, son de la forma:

$$\min_{\alpha \geq 0} \{ d^p \cdot \alpha + h(\alpha) \} \quad (6.122)$$

$$h(\alpha) := E_{Q_\mathbb{U}} \left[ \max_{\xi \in \mathbb{U}} \{ f(x, \xi) \pi_{ij} - \alpha \left\| \xi_i - \zeta_j \right\|^p \} \right] \quad (6.123)$$

En donde la función  $h(\alpha)$  varía dependiendo la naturaleza de las distribuciones de probabilidad; estas pueden ser escritas como:

–  $P$  y  $Q_\mathbb{U}$  **discretas**:

$$\min_{\alpha \geq 0} \{ d^p \cdot \alpha + \sum_{j=1}^n q_j \min_{i \in [m]} \{ \alpha \left\| \xi_i - \zeta_j \right\|^p - f(x, \xi_i) \} \} \quad (6.124)$$

–  **$P$  continua y  $Q_\mathbb{Q}$  discreta:** dada una distribución discreta  $Q_\mathbb{Q}$  compuesta por una suma ponderada de deltas de Kronecker ( $Q_\mathbb{Q} = \sum_{j=1}^n q_j \delta_{\zeta_j}$ ), donde los pesos están dados por  $q_j$  y los soportes por  $\zeta_j$ . Para cualquier  $d \geq 0$  y para cualquier valor de  $p$  dentro del intervalo  $[1, +\infty)$ , el problema de maximización interno dentro del modelo DRO (6.95) se resuelve utilizando el conjunto de ambigüedad de Wasserstein de orden  $p$ .

$$\min_{\alpha \geq 0} \{d^p \cdot \alpha + \sum_{j=1}^n q_j \inf_{\xi \in \mathcal{U}} \{ \alpha \|\xi_i - \zeta_j\|^p - f(x, \xi_i) \} \}, \quad (6.125)$$

–  **$P$  y  $Q_\mathbb{Q}$  continuas:** dada una distribución discreta  $Q_\mathbb{Q} \in \mathcal{P}(\mathcal{U})$ , donde  $\mathcal{U} \in R^l$  y  $f \in L^1(Q_\mathbb{Q})$ , para cualquier  $d \geq 0$  y para cualquier valor de  $p$  dentro del intervalo  $[1, +\infty)$  el problema de maximización interno dentro del modelo DRO (94) se resuelve utilizando el conjunto de ambigüedad de Wasserstein de orden  $p$ .

$$\min_{\alpha \geq 0} \{d^p \cdot \alpha + \int_{\mathcal{U}} \{ \alpha \|\xi_i - \zeta_j\|^p - f(x, \xi_i) \} dQ_\mathbb{Q}(\zeta) \} \quad (6.126)$$

Es sorprendente ver que (6.122) es un problema de optimización unidimensional que solo involucra la variable escalar  $\alpha$ , considerando que el problema primal (6.125) en el caso más general implica un espacio de medidas de probabilidad de dimensión infinita. La función  $h(\alpha)$  es convexa y no creciente en  $\alpha$ , y se observa que la suma  $d^p \cdot \alpha + h(\alpha) \geq d^p \cdot \alpha + E_{Q_\mathbb{Q}} f(x, \xi_i)$  al seleccionar  $\xi = \zeta$  en el supremo interno, lo que significa que la suma  $d^p \cdot \alpha + h(\alpha)$  se aproxima a  $+\infty$  a medida que  $\alpha$  se aproxima a  $+\infty$ . Por lo tanto, el valor mínimo de la ecuación (6.126) se obtiene en un valor finito de  $\alpha^*$ , cuando  $h(\alpha)$  es una función convexa adecuada.

Después de encontrar reformulaciones equivalentes en la subsección anterior, surge la pregunta de cómo abordarlas. En su forma actual, tanto (6.125) como (6.126) implican problemas de optimización anidados bastante complejos, por lo que se busca reformularlos aún más, para que puedan ser resueltos directamente por un *solver* existente o estén listos para su cálculo numérico.

La investigación se enfocará en el caso en que  $Q_\mathbb{Q}$  es una medida discreta con soporte finito, que es importante en la práctica, ya que suele ser una

distribución empírica estimada a partir de datos. Además, se asume que el orden de la distancia de Wasserstein es uno ( $p = 1$ ), ya que el caso de  $p > 1$  es generalmente más difícil. Es importante destacar que el caso de  $Q_\otimes$  siendo una medida de probabilidad general es más desafiante de reformular con exactitud, especialmente cuando se trata de evaluar la integración en el problema de minimización interna de (6.127) para  $Q_\otimes$  continua en alta dimensión.

# Compiladores

## Nelson Leonardo Díaz Aldana

Profesor asociado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Doctor en Tecnologías Energéticas. Magister en Ingeniería Automatización Industrial. Ingeniero electrónico. Director del Laboratorio en Investigación en Fuentes Alternativas de Energía (LIFAE).

## Camilo Andrés Cortés Guerrero

Profesor titular de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá. Fellow del Hanse-Wissenschaftskolleg, Delmenhorst, Alemania. Doctor en Ingeniería Eléctrica. Ingeniero electricista. Embajador Científico del Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD).

Este libro se terminó de imprimir en noviembre de 2024  
en E-Design Ltda.  
Bogotá, D. C., Colombia

La creciente demanda de energía limpia y sostenible ha dado lugar a un aumento en la implementación de microrredes eléctricas. Estas son sistemas autónomos de generación y distribución de energía que funcionan de manera independiente o en coordinación con la red eléctrica convencional. En este libro, se exploran varios avances en el estudio, diseño e implementación de las microrredes realizados por diversas universidades.

Al respecto, se revisan algunos laboratorios de microrredes en América Latina y el resto del mundo. También, se ofrece al lector una mirada sobre las dinámicas de construcción que originaron el Laboratorio Experimental para Microrredes Eléctricas de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, así como los modelos de los diferentes recursos energéticos distribuidos más comunes y usados en microrredes eléctricas como fuentes de energía renovables, eólica y solar, y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y cargas.

Adicionalmente, se propone una metodología de optimización estocástica basada en un modelo de programación lineal entera mixta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas hospitalarias y estrategias de control flexible de corriente para inversores trifásicos ante hundimientos de tensión. Finalmente, se examinan los conceptos fundamentales de optimización en los sistemas de distribución con múltiples microrredes acopladas al sistema.

Los resultados obtenidos en este libro son parte del Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables, patrocinado por Minciencias.

ISBN: 978-958-787-729-8



9 789587 877298