

# Universidad de Huelva

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica, de  
Diseño y Proyectos



## **Evaluación e integración de microrredes al sistema eléctrico**

**Memoria para optar al grado de doctor  
presentada por:**

**Jesús Clavijo Camacho**

Fecha de lectura: 17 de enero de 2025

Bajo la dirección de los doctores:

Francisco Javier Ruiz Rodríguez

María Reyes Sánchez Herrera

**Huelva, 2025**



# Universidad de Huelva

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica, de  
Diseño y Proyectos



## EVALUACIÓN E INTEGRACIÓN DE MICRORREDES AL SISTEMA ELÉCTRICO

**Memoria para optar al grado de doctor**

**presentada por:**

**Jesús Clavijo Camacho**

Fecha de lectura:

Bajo la dirección de los doctores:

María Reyes Sánchez Herrera

Francisco Javier Ruiz Rodríguez

**Huelva, 2024**



# **Universidad de Huelva**

**Programa de Doctorado en Ciencia y Tecnología Industrial y  
Ambiental**

**Línea de investigación:**

**Ingeniería eléctrica, electrónica, de control y robótica**



**EVALUACIÓN E INTEGRACIÓN DE MICRORREDES AL  
SISTEMA ELÉCTRICO**

**Tesis Doctoral**

**JESÚS CLAVIJO CAMACHO**

**Directores:**

**Dra. María Reyes Sánchez Herrera**

**Dr. Francisco Javier Ruiz Rodríguez**

**Huelva, 2024**







## ***Agradecimientos***

*A Dios por la vida y por cuanto me regala cada día.*

*A mis directores de tesis, Dra. María Reyes Sánchez Herrera y Dr. Francisco Javier Ruíz Rodríguez. Gracias por vuestro rigor académico, paciencia, consejos y disponibilidad en todo momento. Con vosotros, el trabajo ha sido bonito y llevadero.*

*A mis padres y hermanos, por el apoyo incondicional que me dieron en todo momento.*

*A todos mis familiares y amigos, por vuestro cariño y ánimos.*

*A todos los profesores que, a lo largo de estos años, han dejado una huella en mi formación tanto personal como académica.*



## ***Declaración de originalidad***

Yo Jesús Clavijo Camacho, con DNI 49545062A, por medio de la presente, declaro que este documento es un trabajo completamente original realizado por mí. En esta Tesis Doctoral se reconoce debidamente la contribución de ideas, conceptos y trabajos de otros autores, además de la mía.

Hasta donde tengo conocimiento, todas las ideas y extractos descritos en este trabajo son originales, y ninguna parte del mismo ha sido copiada ni tomada de otras fuentes sin obtener previamente los permisos necesarios y su debida atribución de autoría. Todas las fuentes utilizadas han sido adecuadamente citadas y reconocidas. Esta declaración de originalidad refleja mi compromiso con la integridad académica y la ética en la investigación.

Para que conste así, se firma la presenta declaración en Huelva el 4 de octubre de 2024.

**CLAVIJO  
CAMACHO  
JESUS -  
49545062A** Firmado  
digitalmente por  
CLAVIJO CAMACHO  
JESUS - 49545062A  
Fecha: 2024.10.04  
22:58:26 +02'00'

Fdo: Jesús Clavijo Camacho



# RESUMEN

El elevado coste de la energía, la inestabilidad geopolítica y las diferentes líneas de subvención por parte de los gobiernos han disparado el interés por la autosuficiencia energética mediante fuentes de energía renovable, tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Esta creciente tendencia ha impulsado una transformación significativa en los sistemas eléctricos tradicionales, con una integración cada vez mayor de la generación distribuida (en inglés Distributed Generation, DG), que permite una descentralización de la producción de energía. En este contexto, las microrredes ( $\mu$ redes) han surgido como una solución innovadora para integrar estas fuentes de energía distribuidas en el sistema de potencia.

En esta tesis doctoral se aborda la problemática de flexibilizar la generación y la demanda de las  $\mu$ redes y se cuantifica la mejora que éstas podrían ofrecer en los sistemas eléctricos de distribución, a los cuales están conectadas. El objetivo principal es controlar elementos clave de las  $\mu$ redes, como las cargas termostáticas (TCL, de su denominación en inglés *thermostatically controlled load*) y las turbinas eólicas de pequeña escala, para mejorar su integración en los sistemas de distribución. Además, se optimizan los sistemas de distribución mediante la consideración de nudos flexibles de generación y demanda. Dado que estos sistemas de distribución en su mayoría tienen una configuración radial, también se propone la inserción de líneas adicionales para llegar a una configuración radial óptima.

El estudio se organiza en cuatro bloques principales: la configuración y el control de las  $\mu$ redes con energía eólica de pequeña escala, la planificación y optimización de las TCL, la evaluación de flujos de cargas en redes radiales, y la optimización de sistemas de distribución mediante reconfiguraciones y nudos flexibles. Se presenta además la herramienta de software OPRERES para la reconfiguración óptima de sistemas radiales, que facilita la implementación práctica de uno de los enfoques optimizadores propuesto en la tesis.



# ABSTRACT

The high cost of energy, geopolitical instability, and government subsidy programs have significantly increased the interest in energy self-sufficiency through renewable energy sources, both in domestic and industrial sectors. This growing trend has driven a significant transformation in traditional electrical systems, with a greater integration of distributed generation (DG), enabling the decentralization of the energy production. In this context, the microgrids ( $\mu$ grids) have emerged as an innovative solution to integrate these distributed energy sources into the power system.

This doctoral thesis addresses the challenge of increasing the flexibility of generation and demand within  $\mu$ grids and quantifies the improvements they can offer to the distribution networks to which they are connected. The primary objective is to control the key  $\mu$ grid elements, such as thermostatically controlled loads (TCL) and small-scale wind turbines, to enhance their integration into distribution systems. Additionally, the optimization of distribution networks is considered by incorporating flexible generation and demand nodes. Since these distribution systems are mostly configured radially, the insertion of additional lines is also proposed to achieve an optimal radial configuration.

The study is organized into four main sections: the configuration and control of  $\mu$ grids with small-scale wind energy, the planning and optimization of TCLs, the evaluation of load flows in radial networks, and the optimization of distribution systems through reconfigurations and flexible nodes. Furthermore, the software tool OPRERES is presented for the optimal reconfiguration of radial systems, facilitating the practical implementation of one of the optimization approaches proposed in this thesis.



**ÍNDICE:**

Lista de símbolos .....	XIX
Lista de figuras .....	XXVII
Lista de tablas .....	XXXIII
Lista de acrónimos .....	XXXV
1 OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LA TESIS .....	39
<b>1.1 Introducción .....</b>	<b>39</b>
<b>1.2 Objetivos y planteamiento de la Tesis .....</b>	<b>40</b>
<b>1.3 Estructura de la Tesis .....</b>	<b>42</b>
2 MICRORREDES INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO ...	45
<b>2.1 Introducción .....</b>	<b>45</b>
<b>2.2 Control jerárquico de <math>\mu</math>redes .....</b>	<b>48</b>
<b>2.3 Operación del sistema eléctrico .....</b>	<b>49</b>
<i>2.3.1 Servicios de ajuste del sistema .....</i>	<i>50</i>
<b>2.3.1.1 Reserva de potencia.....</b>	<b>51</b>
<b>2.3.1.2 Gestión de la demanda.....</b>	<b>51</b>
<i>2.3.2 Capacidad de participación de una <math>\mu</math>red en función de su             composición.....</i>	<i>52</i>
3 CARGAS TERMOSTÁTICAS: PLANIFICACIÓN Y ESTRATEGIA DE OPERACIÓN .....	55
<b>3.1 Introducción .....</b>	<b>55</b>
<b>3.2 Estado del arte.....</b>	<b>56</b>
<b>3.3 Modelos de las cargas termostáticas .....</b>	<b>58</b>
<i>3.3.1 Aire Acondicionado.....</i>	<i>60</i>
<i>3.3.2 Termo eléctrico.....</i>	<i>63</i>
<i>3.3.3 Frigorífico .....</i>	<i>66</i>
<i>3.3.4 Congelador.....</i>	<i>68</i>

<b>3.4</b>	<b>Planteamiento del problema de optimización .....</b>	<b>70</b>
<b>3.5</b>	<b>Formulación del problema de optimización.....</b>	<b>72</b>
3.5.1	<i>Variables de decisión .....</i>	72
3.5.2	<i>Funciones objetivo .....</i>	72
3.5.3	<i>Restricciones .....</i>	74
3.5.4	<i>Optimizador: Algoritmo Genético .....</i>	75
3.5.4.1	<b>Población inicial: muestreo aleatorio estratificado .....</b>	<b>76</b>
<b>3.6</b>	<b>Evaluación de la optimización ante un escenario simulado.....</b>	<b>77</b>
3.6.1	<i>Descripción general del conjunto de datos externos.....</i>	78
3.6.2	<i>Caso base: Carga termostática fija .....</i>	78
3.6.3	<i>Casos de Optimización.....</i>	80
3.6.3.1	<b>Escenario: TCL+RES.....</b>	<b>80</b>
3.6.3.2	<b>Resto de escenarios .....</b>	<b>82</b>
<b>3.7</b>	<b>Propuesta de integración de la metodología de optimización en la gestión continuada de las TCL .....</b>	<b>84</b>
3.7.1	<i>Estrategia considerada en los desajustes en tiempo real .....</i>	84
3.7.2	<i>Estrategia considerada para la respuesta a la demanda .....</i>	85
<b>4</b>	<b>RES: ENERGÍA EÓLICA DE PEQUEÑA ESCALA Y SU ESTRATEGIA DE OPERACIÓN .....</b>	<b>87</b>
<b>4.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>87</b>
<b>4.2</b>	<b>Estado del arte.....</b>	<b>88</b>
<b>4.3</b>	<b>Fundamentos teóricos de los WECS de pequeña escala .....</b>	<b>92</b>
<b>4.4</b>	<b>Plataforma de ensayo para miniaerogeneradores .....</b>	<b>95</b>
4.4.1	<i>Configuración de la plataforma.....</i>	95
4.4.2	<i>Adquisición de los datos característicos del WECS experimental ...</i>	98
4.4.2.1	<b>Número de polos del devanado del rotor .....</b>	<b>98</b>
4.4.2.2	<b>Constante de diseño <math>K</math> .....</b>	<b>99</b>
4.4.2.3	<b>Reacción de inducido y reactancia síncrona .....</b>	<b>100</b>
4.4.2.4	<b>Curva característica dinámica del sistema eólico completo .....</b>	<b>104</b>
<b>4.5</b>	<b>Control del miniaerogenerador .....</b>	<b>106</b>

---

4.5.1	<i>Inclusión en la respuesta a la demanda</i> .....	107
4.5.1.1	<b>Definición de la estrategia de control</b> .....	108
4.5.2	<i>Controlador</i> .....	110
4.5.3	<i>Implementación de la estrategia de control</i> .....	112
4.5.3.1	<b>WECS en simulación</b> .....	112
4.5.3.2	<b>WECS experimental</b> .....	117
5	<b>LAS MICRORREDES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN</b> .....	121
5.1	<b>Introducción</b> .....	121
5.2	<b>Herramienta de análisis de las redes de distribución: Flujo de cargas</b> .....	122
5.2.1	<i>Flujo de cargas en redes radiales</i> .....	124
5.2.1.1	<b>Método de matrices BIBC, BCBV y DLF</b> .....	125
5.2.1.2	<b>Método de Compensación Base</b> .....	130
5.3	<b>Topología de las redes de distribución</b> .....	135
5.3.1	<i>Reconfiguración en sistemas radiales</i> .....	136
5.3.1.1	<b>Análisis grafológico: mantenimiento de la radialidad</b> .....	139
5.3.2	<i>Optimización de los sistemas mediante reconfiguraciones</i> .....	143
5.3.2.1	<b>Índices aplicados en la evaluación de la optimización</b> .....	143
5.3.2.2	<b>Procedimiento de optimización mediante reconfiguraciones</b> .....	146
6	<b>OPRERES: APLICACIÓN DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b> .....	149
6.1	<b>Introducción</b> .....	149
6.2	<b>Estado del arte</b> .....	150
6.3	<b>Descripción detallada de la aplicación</b> .....	153
6.3.1	<i>Interfaz</i> .....	154
6.3.1.1	<b>Introducción de los datos</b> .....	155
6.3.1.2	<b>Visualización de los resultados</b> .....	159
6.3.1.3	<b>Características adicionales</b> .....	161
6.4	<b>Casos de estudio</b> .....	164

---

6.4.1	<i>Kumamoto</i> .....	164
6.4.2	<i>IEEE33</i> .....	168
7	OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CON MICRORREDES MEDIANTE RECONFIGURACIONES: FLEXIBILIDAD EN DEMANDA Y GENERACIÓN .....	179
7.1	<b>Introducción</b> .....	179
7.2	<b>Estado del arte</b> .....	180
7.3	<b>Metodología</b> .....	182
7.3.1	<i>Descripción general del enfoque</i> .....	182
7.3.2	<i>Formulación del problema de optimización</i> .....	184
7.3.2.1	<b>Variables de decisión</b> .....	184
7.3.2.2	<b>Funciones objetivo</b> .....	184
7.3.2.3	<b>Restricciones</b> .....	185
7.3.2.4	<b>Optimizador</b> .....	187
7.3.3	<i>Implementación de la metodología</i> .....	187
7.4	<b>Caso de estudio</b> .....	190
8	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	199
8.1	<b>Conclusiones</b> .....	199
8.2	<b>Líneas para futuros trabajos</b> .....	201
9	LISTA DE PUBLICACIONES ASOCIADAS A ESTA TESIS DOCTORAL.....	203
10	FINANCIACIÓN PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS .....	205
	BIBLIOGRAFÍA .....	207
	ANEXOS .....	219
	<b>A1. Construcción paso a paso de las matrices BIBC, BCBV y DLF</b> .....	219
	<b>A2. Ejemplo resolución del flujo de cargas radial por el método de las matrices BCBV, BIBC y DLF</b> .....	226

## Lista de símbolos

En este Tesis Doctoral las variables y funciones utilizadas tendrán la siguiente notación de acuerdo con el Sistema Internacional de unidades de medida.

Símbolo	Parámetro	Unidad
$A$	Área barrida por las palas de la turbina	$m^2$
$A(k)$	Matriz de estado	$K$
$B^*$	Susceptancia total de la línea	$pu Siemens$
$B_{in}$	Susceptancia entre los nudos $i$ y $n$	$pu Siemens$
$B(k)$	Matriz de entrada	$K$
$C_{he}$	Capacidad térmica del intercambiador de calor del congelador	$\frac{J}{K}$
$C_p(\lambda)$	Coefficiente de potencia de la turbina eólica	—
$C_{PF}$	Coste asociado al uso de la potencia flexible	$Eur/pu$
$C_{PP}$	Coste asociado a las pérdidas de potencia activa	$Eur/pu$
$C_{ev}$	Capacidad térmica del evaporador	$\frac{J}{K}$
$C_{ex}$	Capacidad térmica de la pared exterior	$\frac{J}{K}$
$C_{ex}$	Capacidad térmica de la pared externa del congelador	$\frac{J}{K}$
$C_{ia}$	Capacidad térmica del aire interior	$\frac{J}{K}$
$C_{in}$	Capacidad térmica de la pared interior	$\frac{J}{K}$
$C_{in}$	Capacidad térmica del compartimento interno del frigorífico	$\frac{J}{K}$

$C_r^n$	Número de combinaciones posibles	—
$C_w$	Capacidad térmica del agua en el termo eléctrico	$\frac{J}{K}$
$C$	Matriz de salida	$K$
$COP$	Coefficiente de rendimiento del sistema	—
$E_A$	Fuerza electromotriz del generador	$V$
$f_{elect}$	Frecuencia eléctrica	$Hz$
$f(x)$	Función objetivo original	—
$G_{in}$	Conductancia entre los nudos $i$ y $n$	$pu Siemens$
$I_A$	Corriente del inducido	$A$
$I_i$	Corriente consumida en el nudo $i$	$A$
$I_l$	Corriente en la línea $l$	$A$
$I_q$	Corriente reactiva inyectada	$A$
$I$	Vector de corrientes inyectadas en cada nudo	$A$
$I(k)$	Irradiancia incidente	$\frac{W}{m^2}$
$K$	Constante de diseño de la máquina	$V \cdot s$
$L_A$	Inductancia del devanado del inducido	$H$
$L_i$	Carga del nudo $i$	$pu/VA$
$l_l$	Longitud de la línea $l$	$km$
$L$	Inductancia	$H$
$n$	Número total de elementos del sistema	—

---

$P_{FTU}$	Potencia flexible usada en términos de potencia activa	$pu W$
$P_{TCL}$	Potencia consumida por una TCL	$kW$
$P_{TS}$	Pérdidas totales de potencia activa del sistema	$pu W$
$P_{base}$	Potencia base del sistema	$MVA$
$P_{baseinicial}$	Potencia activa del sistema base e inicial	$pu W$
$P_{c,on}$	Potencia nominal del congelador	$kW$
$P_e$	Potencia eléctrica de salida	$W$
$P_{fridge}$	Potencia consumida por el frigorífico	$kW$
$P_i$	Potencia activa en el nudo $i$	$pu W$
$P_{ik}$	Flujo de potencia activa del nudo $i$ al nudo $k$	$pu W$
$P_{ki}$	Flujo de potencia activa del nudo $k$ al nudo $i$	$pu W$
$P_{max}$	Potencia activa máxima del nudo flexible	$pu W$
$P_{min}$	Potencia activa mínima del nudo flexible	$pu W$
$P_{nom}$	Potencia eléctrica nominal del termo eléctrico	$kW$
$P_{nudo flexible i}$	Potencia activa en el nudo flexible $i$	$pu W$
$P_w$	Potencia del viento capturada por la turbina	$W$
$p_{ij}$	Coeficientes de ajuste en la ecuación polinómica multivariable	—
$p$	Número de pares de polos del rotor	—
$Pd^*$	Potencia activa demandada por el nudo	$pu W$
$Pg^*$	Potencia activa generada en el nudo	$pu W$

---

$P(k)$	Energía eléctrica consumida por la unidad de aire acondicionado	$kW$
$Q_{FTU}$	Potencia flexible usada en términos de potencia reactiva	$pu VAr$
$Q_{baseinicial}$	Potencia reactiva del sistema base e inicial	$pu VAr$
$Q_i$	Potencia reactiva en el nudo $i$	$pu VAr$
$Q_{ik}$	Flujo de potencia reactiva del nudo $i$ al nudo $k$	$pu VAr$
$Q_{ki}$	Flujo de potencia reactiva del nudo $k$ al nudo $i$	$pu VAr$
$Q_{max}$	Potencia reactiva máxima del nudo flexible	$pu VAr$
$Q_{min}$	Potencia reactiva mínima del nudo flexible	$pu VAr$
$Q_{nudo flexible i}$	Potencia reactiva en el nudo flexible $i$	$pu VAr$
$Qd^*$	Potencia reactiva demandada por el nudo	$pu VAr$
$Qg^*(initial)$	Potencia reactiva inicial generada en el nudo	$pu VAr$
$Qg^*(max)$	Potencia reactiva máxima generada en el nudo	$pu VAr$
$R^*$	Resistencia de la línea	$pu \Omega$
$R_{he,in}$	Resistencia térmica entre el intercambiador y el compartimento interno	$\frac{K}{W}$
$R_A$	Resistencia del devanado del inducido	$\Omega$
$R_{ev,in}$	Resistencia térmica entre el evaporador y el compartimento interno	$\frac{K}{W}$
$R_{ex,ea}$	Resistencia térmica entre la pared exterior y el ambiente exterior	$\frac{K}{W}$
$R_{ia,ex}$	Resistencia térmica entre el aire interior y la pared exterior	$\frac{K}{W}$
$R_{in,a}$	Resistencia térmica entre el compartimento interno y el ambiente	$\frac{K}{W}$
$R_{in,ex}$	Resistencia térmica entre el compartimento interno y la pared externa	$\frac{K}{W}$

---

$R_{in,ia}$	Resistencia térmica entre la pared interior y el aire interior	$\frac{K}{W}$
$R_l$	Resistencia de la línea $l$	$\Omega$
$R_w$	Resistencia térmica del termo eléctrico	$\frac{K}{W}$
$R_{wind}$	Resistencia del viento	—
$R$	Radio de las palas de la turbina	$m$
$r$	Número de elementos seleccionados en cada combinación	—
$S_{FTU}$	Cantidad de potencia flexible utilizada	$pu VA$
$S_i$	Potencia aparente en el nudo $i$	$VA$
$T_{he}(k)$	Temperatura en el intercambiador de calor del congelador	$K$
$T_{ac,set}$	Temperatura de consigna del aire acondicionado	$K$
$T_c^{set}$	Temperatura de consigna interior del congelador	$K$
$T_{ea}(k)$	Temperatura en el ambiente exterior	$K$
$T_{ex}(k)$	Temperatura en la pared exterior del edificio	$K$
$T_{ex}(k)$	Temperatura en la pared externa del congelador	$K$
$T_{ia}(k)$	Temperatura en el aire interior	$K$
$T_{in,set}$	Temperatura de consigna del frigorífico	$K$
$T_{in}(k)$	Temperatura en la pared interior del edificio	$K$
$T_w(k)$	Temperatura interior del agua en el termo eléctrico	$K$
$U(k)$	Estado de encendido/apagado	—
$u(k)$	Vector de entrada (variables que inducen cambios de temperatura)	$K$

---

$V_i^k$	Tensión en el nudo $i$ en la iteración $k$	$V$
$V^*$	Tensión asignada al nudo	$pu V$
$V_1$	Tensión en el nudo raíz	$V$
$V_{base}$	Tensión base del sistema	$kV$
$V_{calculada}$	Tensión calculada en el nudo PV	$V$
$V_{con}(k)$	Volumen de agua caliente consumida	$m^3$
$V_i$	Tensión en el nudo $i$	$V$
$V_{max}$	Tensión máxima permitida en los nudos	$pu V$
$V_{measure}$	Tensión medida en los terminales	$V$
$V_{min}$	Tensión mínima permitida en los nudos	$pu V$
$V_{programada}$	Tensión programada en el nudo PV	$V$
$V_{rectifier}$	Tensión del rectificador	$V$
$V_{root}$	Tensión del nudo raíz	$pu V$
$V_\phi$	Tensión producida por el generador	$V$
$v_w$	Velocidad del viento	$\frac{m}{s}$
$w_{LLRI}$	Ponderación del índice de reducción de pérdidas	—
$w_{VPII}$	Ponderación del índice de mejora del perfil de tensión	—
$w_i$	Factor de ponderación del nudo $i$	—
$X^*$	Inductancia de la línea	$pu H$
$X_A$	Autoinductancia del devanado del inducido	$\Omega$

---

$X_S$	Reactancia síncrona	$\Omega$
$X$	Reacción del inducido	$\Omega$
$X(\omega_m, v_w)$	Reacción del inducido	$\Omega$
$x(k)$	Vector de estado (temperaturas en nodos térmicos)	$K$
$y(k)$	Vector de salida (evolución de las temperaturas)	$K$
$Z_g$	Matriz de sensibilidad	$\Omega$
$Z_{ij}$	Impedancia de la rama entre nudos $i$ y $j$	$\Omega$

### Símbolos griegos

Símbolo	Parámetro	Unidad
$\delta_{in}$	Diferencia de fase de las tensiones entre los nudos $i$ y $n$	$^\circ$
$\eta_g$	Eficiencia del generador eléctrico	—
$\lambda_{opt}$	Velocidad específica óptima	—
$\rho_w$	Densidad del aire	$kg/m^3$
$\omega_{m,opt}$	Velocidad mecánica óptima del rotor	$\frac{rad}{s}$
$\omega_m$	Velocidad mecánica del rotor	$\frac{rad}{s}$
$\epsilon_1$	Tolerancia para el criterio de convergencia	—
$\epsilon_2$	Tolerancia para el criterio de convergencia en nudo PV	—
$\Delta I_q$	Incremento de corriente reactiva	$A$

---

$\Delta V_{arm}$	Caída de tensión por la reacción del inducido	$V$
$\Delta V_{stator}$	Caída de tensión en el inducido	$V$
$\Delta I$	Incremento de corriente reactiva	$A$
$\Delta Q$	Incremento de potencia reactiva	$VAR$
$\Delta V$	Caída de tensión	$V$
$\Delta t$	Paso de tiempo	$s$
$\beta$	Ángulo de paso de las palas	$rad$
$\delta V$	Ángulo de tensión del nudo PV	$^{\circ}$
$\eta$	Eficiencia térmica	—
$\lambda$	Velocidad específica de la turbina eólica	—
$\mu$	Parámetro escalar de la barrera	—

Las referencias a ecuaciones se indicarán mediante paréntesis ( ) y las referencias a publicaciones y textos mediante corchetes [ ].

## Lista de figuras

	Pág.
Figura 2.1 Estructura ejemplo de una pared.....	47
Figura 3.1 Red térmica elegida para la climatización eléctrica de espacios. ....	62
Figura 3.2 Red térmica elegida para el termo eléctrico cuando no hay consumo de agua caliente. ....	65
Figura 3.3 Red térmica elegida para el frigorífico. ....	68
Figura 3.4 Red térmica elegida para el congelador.....	70
Figura 3.5 Creación de la población inicial en el GA mediante el muestreo aleatorio estratificado propuesto .....	77
Figura 3.6 Condiciones ambientales externas.....	78
Figura 3.7 Precio de la electricidad a) De la compañía eléctrica b) Adaptados para el escenario de TCL+RES.....	78
Figura 3.8 Dinámica de la temperatura y su correspondiente secuencia ON/OFF de a) AC b) Frigorífico c) Congelador d) Termo eléctrico.....	79
Figura 3.9 Resumen esquemático del proceso de optimización .....	80
Figura 3.10 Escenario: TCL+RES. Dinámica de la temperatura y su correspondiente secuencia ON/OFF de a) AC b) Frigorífico c) Congelador d) Termo eléctrico .....	81
Figura 3.11 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo) y objetivo TCL+RES (verde).....	82
Figura 3.12 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo) y el objetivo TCL (verde).....	82
Figura 3.13 Potencia instantánea y comparativa de consumo de energía acumulado entre los casos base (rojo) y el objetivo TCL+ESS (verde).....	83
Figura 3.14 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo), el objetivo TCL (naranja) y el objetivo TCL+RES (verde) .....	83
Figura 3.15 Operación en tiempo real en una TCL.....	85

Figura 3.16 Dinámica de la temperatura y respuesta a la demanda propuesta en una TCL...	86
Figura 4.1 Sistema eólico completo .....	88
Figura 4.2 Topología típica de una $\mu$ red con varias RES que opta por no instalar ESS .....	90
Figura 4.3 Circuito equivalente por fase del PMSG .....	93
Figura 4.4 Ventilador industrial usado para generar viento .....	95
Figura 4.5 Plataforma de ensayo completa .....	96
Figura 4.6 Esquema del dispositivo de topología de medio puente equipado con IGBT a) Del fabricante b) Adaptado al convertidor elevador de potencia necesario para el sistema. ....	97
Figura 4.7 Aerogenerador de pequeña escala.....	98
Figura 4.8 Gráfico de dispersión a partir de diferentes mediciones empíricas de la constante de la máquina $K$ .....	100
Figura 4.9 Procedimiento experimental para caracterizar el WECS.....	101
Figura 4.10 Ensayo en vacío para adquirir la fuerza electromotriz EA (color rojo) y ensayo en carga para adquirir $V\Phi$ (demás colores) frente a diferentes velocidades mecánicas.....	102
Figura 4.11 Resultados experimentales con diferentes velocidades del viento y velocidades de rotación impuestas por el convertidor para hallar a) Reactancia Sincrónica, $X_s$ b) Autoinductancia del devanado del inducido, $X_A$ c) Reacción del inducido, $X$ .....	103
Figura 4.12 Característica dinámica experimental del WECS del laboratorio <i>Pelect</i> – $\omega m$ .....	105
Figura 4.13 Señal PWM que controla un interruptor IGBT y su consecuencia en el convertidor elevador .....	106
Figura 4.14 Curva característica de la potencia eléctrica nominal máxima en cada velocidad de viento incidente en el WECS.....	107
Figura 4.15 Estrategia de colaboración $\mu$ red-OS .....	108
Figura 4.16 Superficie esquemática de las características dinámicas de un WECS.....	110
Figura 4.17 Sistema de control PID de lazo cerrado.....	111
Figura 4.18 Sistema eólico desarrollado en simulación para desarrollar la plataforma .....	113
Figura 4.19 Potencia de reserva en tanto por ciento respecto a la potencia máxima posible a	

---

generar.....	115
Figura 4.20 Análisis comparativo de ruido del sistema de control de bucle abierto y cerrado .....	116
Figura 4.21 Superficie obtenida del ensayo para establecer la tensión de referencia en el controlador .....	117
Figura 4.22 Tiempo de respuesta y estabilización del controlador para diferentes tensiones impuestas por el controlador con una velocidad de viento incidente constante de 17.5 m/s ....	119
Figura 5.1 Esquema simplificado del sistema de energía eléctrica.....	122
Figura 5.2 Sistema de distribución radial de 15 nudos .....	125
Figura 5.3 Ejemplo de numeración según la estructura de nivel .....	126
Figura 5.4 Flujograma del algoritmo para la resolución del flujo de cargas radial utilizando el método de las matrices BIBC, BCBV y DLF .....	130
Figura 5.5 Flujograma del algoritmo de resolución del flujo de cargas radial usando el método de las matrices BIBC, BCBV y DLF, incorporando el método de compensación base.....	134
Figura 5.6 Ejemplo de red mallada .....	135
Figura 5.7 Ejemplo de red en anillo .....	135
Figura 5.8 Ejemplo de red radial.....	136
Figura 5.9 Ejemplo de paso de un sistema radial a débilmente mallado .....	138
Figura 5.10 Ejemplo de reconfiguraciones para un sistema de 4 nudos .....	139
Figura 5.11 Ejemplo sistema con lazo colindantes .....	142
Figura 5.12 Esquema general del proceso de optimización.....	146
Figura 6.1 Interfaz principal de la aplicación .....	154
Figura 6.2 Sección “CASE DATA”: Sistema.....	155
Figura 6.3 Sección “CASE DATA”: Nudos .....	155
Figura 6.4 Sección “CASE DATA”: Generación .....	156
Figura 6.5 Sección “CASE DATA”: Ramas.....	156
Figura 6.6 Ejemplo de cómo añadir las ramas en la aplicación .....	157

---

Figura 6.7 Sección “CASE DATA”: Ramas++ .....	157
Figura 6.8 Sección “CASE DATA”: Factor de ponderación .....	158
Figura 6.9 Sección “RESULTS” .....	159
Figura 6.10 Perfil de tensiones del sistema (ejemplo).....	159
Figura 6.11 Gráfico de la topología del sistema (Ejemplo) .....	161
Figura 6.12 Desplegable para elegir el caso a mostrar en los resultados .....	161
Figura 6.13 Desplegable para el formato de los valores .....	162
Figura 6.14 Botones de zoom para los gráficos .....	162
Figura 6.15 Tiempo de cálculo.....	163
Figura 6.16 Barra de menús desplegables a) Files (Archivos) b) Help (Ayuda).....	163
Figura 6.17 Esquema de la topología del sistema de Kumamoto.....	164
Figura 6.18 Topologías del sistema, resultado de la optimización del sistema de Kumamoto a) Caso base b) Caso de tensión óptima c) Caso de pérdida de potencia óptima d) Caso multiobjetivo .....	166
Figura 6.19 Perfiles de tensión, resultado del sistema de Kumamoto.....	167
Figura 6.20 Datos resultantes de la optimización en el sistema de Kumamoto .....	167
Figura 6.21 Esquema de la topología del sistema IEEE-33 .....	168
Figura 6.22 Topologías del sistema, resultado de la optimización del sistema IEEE-33 a) Caso base b) Caso de tensión óptima c) Caso de pérdida de potencia óptima d) Caso multiobjetivo	169
Figura 6.23 Perfiles de tensión, resultado del sistema de IEEE-33.....	170
Figura 6.24 Datos resultantes de la optimización en el sistema IEEE-33 .....	170
Figura 6.25 Reconfiguración óptima resultante para el escenario MOF después de cambiar los coeficientes de peso: a) Perfil de tensión b) Topología del sistema.....	171
Figura 6.26 Captura de los valores de tensión en p.u. mostrado en OPRERES.....	172
Figura 6.27 Captura de los valores de tensión en valores absolutos mostrados en OPRERES .....	173
Figura 6.28 Captura de los valores de los flujos de potencia por las diferentes ramas y en los	

---

diferentes sentidos en valor absoluto mostrados en OPRERES.....	174
Figura 6.29 Captura de los valores de las pérdidas de potencia por las diferentes ramas en valores absolutos mostrados en OPRERES .....	175
Figura 6.30 Captura de los datos referente a los generadores mostrados en OPRERES .....	177
Figura 7.1 Sistema eléctrico de distribución con nudos flexibles, $\mu$ redes y ramas adicionales .....	183
Figura 7.2 Diagrama resumen de la metodología completa.....	188
Figura 7.3 Esquema de la topología del sistema de Kumamoto con ramas adicionales y nudos flexibles.....	190
Figura 7.4 Sistema reconfigurado número 175, sistema óptimo a) Topología b) Perfil de tensión.....	192
Figura 7.5 Datos de los sistemas optimizados a) Pérdidas totales b) Costes totales.....	193
Figura 7.6 Superficie de los perfiles de tensión en los diferentes nudos para los diferentes sistemas optimizados.....	194
Figura 7.7 Visualización de los picos de tensión en los diferentes sistemas optimizados ...	195
Figura 7.8 Visualización de la correlación entre las caídas de tensión y las pérdidas que se producen.....	196
Figura 7.9 Costes totales de los sistemas reconfigurados, en azul sin uso y en naranja con uso de potencia flexible (optimizados).....	197
Figura A1.0.1 Figura para realizar ejemplo matriz BIBC.....	220
Figura A1.0.2 Figura para realizar ejemplo matriz BCBV .....	223



## Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2.1 Combinaciones de las $\mu$ redes y sus características asociadas .....	52
Tabla 3.1 Parámetros eléctricos del AC.....	63
Tabla 3.2 Parámetros del termo eléctrico cuando no hay consumo de agua.....	66
Tabla 3.3 Parámetros del frigorífico .....	68
Tabla 3.4 Parámetros del congelador .....	70
Tabla 3.5 Influencia de la composición de la $\mu$ red en los objetivos de optimización.....	71
Tabla 4.1 Parámetros del sistema eólico experimental .....	97
Tabla 4.2 Mediciones experimentales del número de pares de polos del SWT.....	99
Tabla 4.3 Valores experimentales obtenidos para la caracterización de la constante $K$ .....	100
Tabla 4.4 Coeficientes de la ecuación (4.11) .....	104
Tabla 4.5 Tabla resumida a completar para la adquisición de la característica dinámica de la WECS .....	109
Tabla 4.6 Parámetros nominales del WECS de simulación.....	114
Tabla 4.7 Datos del sistema eólico de simulación en Simulink.....	115
Tabla 4.8 Respuesta ante el control de potencia representado en la figura 4.22.....	119
Tabla 6.1 Ramas añadidas en el sistema de Kumamoto para realizar las reconfiguraciones	165
Tabla 6.2 Generación distribuida añadida en el sistema de Kumamoto .....	165
Tabla 6.3 Estado de las ramas en cada escenario para el sistema de Kumamoto .....	166
Tabla 6.4 Ramas añadidas en el sistema IEEE-33 para realizar las reconfiguraciones .....	168
Tabla 6.5 Generación distribuida añadida en el sistema IEEE-33 .....	169
Tabla 6.6 Estado de las ramas en cada escenario para el sistema IEEE-33 .....	171
Tabla 6.7 Valores de tensión detallados, extraído de OPRERES .....	172

Tabla 6.8 Valores de los flujos por las líneas detallados, extraídos de OPRERES.....	174
Tabla 6.9 Valores de las pérdidas de potencia, extraídos de OPRERES .....	176
Tabla 6.10 Valores de las pérdidas totales de potencia, extraído de OPRERES.....	176
Tabla 7.1 Intervalo de valores de potencia activa y reactiva para los nudos flexibles, sistema Kumamoto.....	191
Tabla A2.1 Datos de las ramas, ejemplo <i>Figura A2.1</i> .....	226
Tabla A2.2 Datos de los nudos, ejemplo <i>Figura A2.1</i> .....	227

## Lista de acrónimos

Acrónimo	Significado
ABC	Artificial Bee Colony (Colonia de Abejas Artificial)
AC	Alternating Current (Corriente Alterna)
ACOA	Ant Colony Optimization Algorithm (Algoritmo de Optimización por Colonia de Hormigas)
AEO	Artificial Ecosystem-based Optimization (Optimización Basada en Ecosistemas Artificiales)
AIE	Agencia Internacional de la Energía
AMI	Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada)
BCBV	Branch Current to Bus Voltage Matrix (Matriz de Corriente de Rama a Tensión de Barra)
BIBC	Bus Injection to Branch Current Matrix (Matriz de Inyección de Barra a Corriente de Rama)
DAS	Distribution Automation System (Sistema de Automatización de Distribución)
DC	Direct Current (Corriente Continua)
DER	Distributed Energy Resources (Recursos Energéticos Distribuidos)
DLF	Distribution Load Flow Matrix (Matriz de Flujo de Carga de Distribución)
DNRP	Distribution Network Reconfiguration Problem (Problema de Reconfiguración de Redes de Distribución)
DR	Demand Response (Respuesta a la Demanda)
EMS	Energy Management System (Sistema de Gestión Energética)
EPQ	Electric Power Quality (Calidad de la Energía Eléctrica)
ESS	Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía)
EV	Electric Vehicles (Vehículos Eléctricos)
FEM	Fuerza Electromotriz
GA	Genetic Algorithm (Algoritmo Genético)
DG	Distributed Generation (Generación Distribuida)

GSA	Gravitational Search Algorithm (Algoritmo de Búsqueda Gravitacional)
HHO	Harris Hawks Optimization (Optimización de Halcones de Harris)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
ILS	Greedy Iterated Local Search (Búsqueda Local Iterada Codiciosa)
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LL	Line Loss (Pérdida en la Línea)
LLRI	Line Loss Reduction Index (Índice de Reducción de Pérdidas en la Línea)
LMABO	Long Term Artificial Ecosystem-based Optimization (Optimización Basada en Ecosistemas Artificiales a Largo Plazo)
LPF	Linear Power Flow (Flujo de Potencia Lineal)
MIQP	Mixed Integer Linear Programming (Programación Lineal Entera Mixta)
MOF	Multi-objective Function (Función Multiobjetivo)
MPC	Model Predictive Control (Control Predictivo Basado en Modelos)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia)
MRFO	Manta Ray Foraging Optimization (Optimización de Forrajeo de Mantas)
MST	Minimum Spanning Tree (Árbol de Cobertura Mínima)
NSGA	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (Algoritmo Genético de Clasificación No Dominada)
OPF	Optimal Power Flow (Flujo Óptimo de Potencia)
OPRERES	Optimal Reconfiguration of Radial Electrical Systems (Reconfiguración Óptima de Sistemas Eléctricos Radiales)
ORB	Optimum-Relation-Base (Base de Relación Óptima)
OS	Operador del Sistema
P&O	Perturbation and Observation (Perturbación y Observación)
PAC	Punto de Acoplamiento Común
PCB	Printed Circuit Board (Placa de Circuito Impreso)

---

PI	Proporcional Integral
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator (Generador Síncrono de Imán Permanente)
PS	Power System (Sistema Eléctrico)
PSO	Particle Swarm Optimization (Optimización por Enjambre de Partículas)
PWM	Pulse Width Modulation (Modulación por Ancho de Pulso)
PyPSA	Python for Power System Analysis (Python para Análisis de Sistemas de Energía)
RES	Renewable Energy System (Sistema de Energía Renovable)
RMGs	Reconfigurable Microgrids (Microrredes Reconfigurables)
SA	Simulated Annealing (Recocido Simulado)
SM	Smart grid (Red Inteligente)
SWT	Small Wind Turbine (Pequeña Turbina Eólica)
TCL	Thermostatically Controlled Load (Carga Controlada Termostáticamente)
TSR	Tip Speed Ratio (Relación de Velocidad en la Punta)
VESS	Virtual Energy Storage System (Sistema Virtual de Almacenamiento de Energía)
VP	Voltage Profile (Perfil de Tensión)
VPII	Voltage Profile Improvement Index (Índice de Mejora del Perfil de Tensión)
WECS	Wind Energy Conversion System (Sistema de Conversión de Energía Eólica)
$\mu$ red	Microrred



# CAPÍTULO 1

---

## Objetivos y planteamiento de la Tesis

### 1.1 Introducción

El crecimiento exponencial de la demanda energética, junto con la necesidad imperante de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como el elevado coste de la energía, han hecho que se esté produciendo una transformación significativa en los sistemas eléctricos tradicionales. En este contexto, las  $\mu$ redes eléctricas, de aquí en adelante, han emergido como una solución innovadora y eficiente para integrar fuentes distribuidas de energía, mejorar la robustez del sistema eléctrico y optimizar la gestión de la energía. Las  $\mu$ redes representan una revolución en la manera en la que se conciben la generación, la distribución y el consumo de electricidad.

Como se mencionó anteriormente, las  $\mu$ redes facilitan la integración de la DG, promoviendo la descentralización de la generación de energía. Esta descentralización permite que la energía se genere más cerca del punto de consumo, reduciendo pérdidas en la transmisión y mejorando la eficiencia general del sistema. Estas  $\mu$ redes necesitan un sistema de comunicaciones y control avanzado, que lleva al concepto de redes inteligentes o Smart Grids, las cuales permiten un control y una planificación tanto de la generación como de la demanda de energía. Estas redes inteligentes no solo gestionan la distribución de energía de manera más eficiente, sino que también facilitan la integración de fuentes de energía renovable de diversas índoles y características, como la solar, la eólica, la hidroeléctrica, la biomasa...etc.

Otra de las capacidades más destacadas de las  $\mu$ redes es su potencial para participar activamente en los servicios complementarios del sistema eléctrico, como la respuesta a la

demanda y la reserva de potencia. Estos servicios siempre han estado limitados a grandes consumidores y a grandes generadores, pero esto está cambiando. Con las  $\mu$ redes, la participación se puede extender también a pequeñas viviendas, a edificios residenciales, así como a medianas industrias, democratizando así estos servicios. Para aprovechar al máximo este potencial del que se habla, es esencial considerar la diversidad en la composición de las  $\mu$ redes ya que éstas pueden contener indistintamente y de manera no excluyente cualquier combinación de los siguientes elementos:

- Cargas
- Almacenamiento de energía, en inglés Energy Storage System (ESS), de ahora en adelante ESS.
- Generación de energía, en inglés Renewable Energy Sources (RES), de ahora en adelante RES.

Observando las combinatorias existentes, es intuitivo que, aquellas  $\mu$ redes que contengan ESS podrán participar en los servicios complementarios con una aparentemente elevada facilidad. Por tanto, la investigación en torno a esta cuestión queda limitada en este trabajo a planificar, optimizar y controlar aquellas  $\mu$ redes que opten por no instalar ESS y quieran participar en los servicios complementarios del sistema eléctrico de potencia.

## 1.2 Objetivos y planteamiento de la Tesis

La hipótesis de partida de esta Tesis será abordar la “problemática” que presentan las  $\mu$ redes para flexibilizar su generación/demanda, y cuantificar la mejora que pudieran ofrecer en los sistemas eléctricos de distribución para su optimización.

Más en concreto, el objetivo de esta Tesis Doctoral será el control de elementos clave de las  $\mu$ redes: TCL y las turbinas eólicas de pequeña escala, para mejorar su integración en los sistemas de distribución. Además, se optimizarán esos sistemas de distribución, en su mayoría de topología radial, combinando la consideración de nudos flexibles de generación y demanda (producto del trabajo con las  $\mu$ redes) o con reconfiguraciones en la topología, para analizar la mejora que supondría la penetración de  $\mu$ redes en el sistema eléctrico y el cambio potencial en la topología de los sistemas.

El planteamiento que se ha seguido para realizar este trabajo se organiza en los siguientes 4 bloques:

#### BLOQUE 1

- i. Estudio de  $\mu$ redes que contienen cargas termostáticas, modelos de estas cargas y optimizadores.
- ii. Implementación de modelos de cargas termostáticas recientes en la literatura según el enfoque de caja gris.
- iii. Planteamiento del problema de optimización y búsqueda del mejor optimizador.
- iv. Resolución del problema: Programación anticipada de la secuencia de las TCL mediante algoritmos genéticos.

#### BLOQUE 2

- v. Estudio de  $\mu$ redes que contienen energía eólica de pequeña escala, su configuración y controles existentes.
- vi. Implementación en Simulink del sistema eólico, diseño y prueba de control para reserva de potencia.
- vii. Implementación real en laboratorio de un sistema eólico de pequeña escala.
- viii. Constitución de la metodología de ensayo de características del aerogenerador.
- ix. Implementación del control de reserva de potencia en Arduino.

#### BLOQUE 3

- x. Estudio del flujo de cargas, ecuaciones fundamentales y consideración específica del flujo de cargas en redes radiales.
- xi. Implementación del método de las matrices BIBC, BCBV y DLF y método de compensación base.
- xii. Búsqueda de un algoritmo que realice un análisis grafológico del sistema, manteniendo siempre la radialidad en los sistemas reconfigurados.
- xiii. Creación de la aplicación de escritorio OPRERES.

#### BLOQUE 4

- xiv. Optimización de un sistema de distribución considerando reconfiguraciones y nudos flexibles (generación y demanda controlados).
- xv. Planteamiento del problema de optimización y su resolución.

### 1.3 Estructura de la Tesis

La Tesis Doctoral se ha estructurado en ocho capítulos y tres anexos. En este primer capítulo se introduce el trabajo realizado de forma general, así como los objetivos a conseguir. A continuación, se expone brevemente el contenido de los siguientes capítulos:

- En el capítulo 2 se examinan las  $\mu$ redes interconectadas a la red y se abordan temas como la gestión de los servicios complementarios, incluyendo la reserva de potencia y la respuesta a la demanda, además de analizar la influencia en estos conceptos de la composición de una  $\mu$ red, y el control jerárquico de las  $\mu$ redes.
- El capítulo 3 se centra en la planificación y estrategia de operación de las cargas termostáticas. Se presentan el estado de la técnica y los modelos de diferentes tipos de cargas termostáticas como aire acondicionado, termo eléctrico, frigorífico y congelador, y se plantea el problema de optimización, incluyendo las variables de decisión, funciones objetivo y restricciones. Además, se discuten las estrategias de optimización y se evalúan ante escenarios simulados.
- En el capítulo 4 se explora la energía eólica de pequeña escala. Se presenta una plataforma de experimentación para la obtención de datos y se describe el control del miniaerogenerador y su inclusión en la respuesta a la demanda, y se analiza un caso de estudio específico.
- En el capítulo 5 se abordan los sistemas de distribución, redes donde se conectan las  $\mu$ redes. Se presentará la herramienta de análisis de estos sistemas (flujo de cargas) y una metodología para optimizarlos mediante reconfiguraciones en su topología radial.
- En el capítulo 6 se presenta la aplicación de escritorio OPRERES (OPTimal REconfiguration of Radial Electrical Systems), creada y desarrollada en el trabajo comprendido por la tesis. Mediante esta aplicación se consigue materializar de manera clara e intuitiva para un uso extendido la metodología de optimización explicada en el capítulo 5.
- En el capítulo 7 se expone la optimización de un sistema eléctrico de distribución con  $\mu$ redes conectadas, aplicándose flexibilidad en los nudos tanto en la demanda como en la generación y considerándose reconfiguraciones en la topología del sistema.

En el capítulo 8 se presentan las conclusiones derivadas de esta tesis y se proponen líneas para futuros trabajos. También se incluye un capítulo adicional (capítulo 9) que lista las publicaciones asociadas a esta Tesis Doctoral.

A continuación de los capítulos, se dispone la bibliografía usada y consultada para la elaboración de la Tesis.

Otra información adicional que sirve de complemento a los capítulos de esta tesis se presenta en los siguientes anexos:

- Anexo A1: Construcción paso a paso de las matrices BIBC, BCBV y DLF, necesarias para resolver el flujo de cargas radial por el método utilizado en esta tesis.
- Anexo A2: Ejemplo de resolución del flujo de cargas para una red radial.

Finalmente, se incluye el currículum vitae del autor como parte final de la tesis.



## CAPÍTULO 2

---

# Microrredes interconectadas al sistema eléctrico

### 2.1 Introducción

Las dificultades medioambientales y los problemas de dependencia energética que sufre la mayoría de los países desarrollados hacen que sus gobiernos estén apostando por el autoabastecimiento energético de las viviendas, en la línea de la cogeneración industrial, completamente implantada ya en el sistema de potencia a través del régimen retributivo específico [1]. En el caso de nuestro país, esta apuesta se materializó con la aprobación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [2]. Este nuevo y determinante paso hacia la DG conlleva beneficios económicos y medioambientales porque propicia la integración en la red eléctrica de instalaciones basadas en fuentes de energía renovable. Sin embargo, su presencia puede conducir también a dificultades técnicas en el control y operación segura de la red, como las relacionadas a continuación:

- La DG introduce flujos de potencia bidireccionales.
- Los esquemas de protección deben rediseñarse hacia sistemas más complejos que eviten la desconexión no intencionada de usuarios finales y el suministro no intencionado de zonas desconectadas de la red.
- Debido a su propia naturaleza, la mayoría de las renovables trabajan de forma intermitente e impredecible. Sobre todo, en el caso de fuentes renovables como la solar o la eólica.

- Las renovables se conectan normalmente a la red por medio de interfaces basadas en electrónica de potencia. Esto hace que aparezcan dificultades en la línea de la calidad de la potencia (Electric Power Quality, EPQ) que son incluso más relevantes que las ya existentes en la red tradicional. Estas interfaces contribuyen, además, a la proliferación de cargas no lineales.

Una forma de abordar este nuevo problema es mediante el uso de  $\mu$ redes. Una  $\mu$ red es una red que está compuesta de un sistema de distribución, normalmente en baja tensión, que integra fuentes distribuidas de energía RES, como pueden ser microturbinas, células de combustible, fotovoltaica, eólica, etc., junto con ESS como baterías, supercondensadores, volantes de inercia, etc. y cargas gestionables. Además, esta  $\mu$ red puede operar conectada a la red eléctrica general y también puede operar de forma aislada, desconectada de la red eléctrica general, al disponer de fuentes de alimentación y sistemas de almacenamiento de energía capaces de abastecer las cargas incluidas en la  $\mu$ red.

Por tanto, una  $\mu$ red actúa como una única entidad controlable respecto de una red general a la que puede conectarse y desconectarse. Posee capacidad de control, supervisión y coordinación de todos los anteriores elementos mencionados para alcanzar objetivos económicos, técnicos y ambientales. Esa capacidad de control, junto con el sistema de comunicaciones necesario para implementarlo, es lo que convierte a una  $\mu$ red en una red inteligente (Smart grid, SM).

Las  $\mu$ redes tienen evidentes ventajas frente al uso de los sistemas tradicionales de producción, transporte y distribución de electricidad, entre las que se pueden encontrar:

- ✓ Se mejora la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico.
- ✓ Las  $\mu$ redes pueden trabajar acopladas a la red general o de forma aislada.
- ✓ Permite abastecer zonas en las que no hay distribución eléctrica.
- ✓ Reducen pérdidas en el sistema eléctrico al generarse, almacenarse y utilizarse la electricidad de forma local.

Parece pues que el modelo de sistema eléctrico hacia el que se tiende está basado en el uso de  $\mu$ redes interconectadas entre sí mediante el sistema eléctrico convencional. Las  $\mu$ redes normalmente están conectadas a la red de distribución mediante una conexión directa o un convertidor que permite que la  $\mu$ red se alimente o inyecte energía en la red general de distribución, según su producción sea menor o mayor que su propio consumo. Además, le permite la desconexión en caso de que la red general presente problemas y según lo requiera la gestión de su propia producción y demanda. Este elemento de conexión debe permitir una transición suave entre los modos “conectado” – “desconectado”, además de permitir la sincronización en el momento de la reconexión a la red de distribución. El punto de conexión a la red de distribución

se denomina punto de acoplamiento común (en inglés Point of Common Coupling, PCC). La figura 2.1 es una estructura ejemplo de una  $\mu$ red.

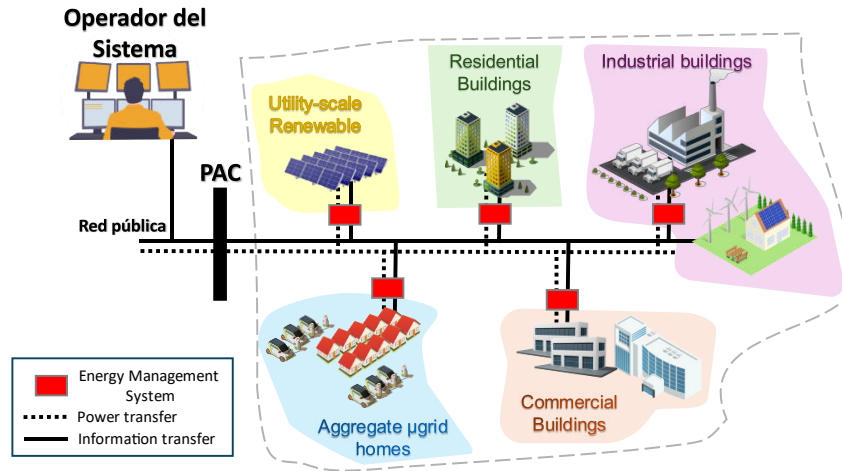


Figura 2.1 Estructura ejemplo de una  $\mu$ red

En una  $\mu$ red pueden coexistir varias RES conectadas a un bus, que puede ser de corriente continua o corriente alterna, y diferentes ESS que alimentan una o varias cargas. El objetivo del control debería ser el de suministrar la energía que necesiten las cargas utilizando las RES y los ESS de forma eficiente y confiable en todo tipo de situaciones, tanto en condiciones normales de funcionamiento como en condiciones de fallo de cualquier tipo en la  $\mu$ red. Por otra parte, en el caso de  $\mu$ redes conectadas a la red general de distribución y dado el carácter reversible de éstas, hay que controlar el flujo de energía entre la red general de distribución y la  $\mu$ red. También, teniendo en cuenta los ESS disponibles en la  $\mu$ red, se puede pretender controlar cuándo comprar y vender energía a la red general. Este control no solo involucra a las RES y los ESS sino también a las cargas gestionables que formen parte de la  $\mu$ red, como las TCL o los vehículos eléctricos (electric vehicles EV), que pueden hacer las veces de ESS cuando estén conectados a la  $\mu$ red.

Aunque en este capítulo se abordarán las  $\mu$ redes considerando la presencia de todos sus elementos principales, incluidos los ESS, es importante destacar que el capítulo que aborda la integración de la energía eólica se centrará en  $\mu$ redes sin ESS. Esta elección se fundamenta en el hecho de que, actualmente, los ESS representan un alto coste económico que reduce la rentabilidad de la instalación, además de plantear importantes desafíos en su construcción y en su gestión final una vez acabada su vida útil. Por ello, se analizará cómo optimizar el funcionamiento de  $\mu$ redes utilizando únicamente RES y cargas gestionables, sin recurrir a ESS, lo que representa una opción más viable y extendida a corto plazo para mejorar la integración de energías renovables en los sistemas de distribución.

## 2.2 Control jerárquico de $\mu$ redes

Para controlar y operar una  $\mu$ red de forma segura y eficiente es necesario el correspondiente sistema de comunicaciones y se pueden encontrar diferentes estrategias de control [3] [4]:

- **Control local.** En el control local, cada convertidor asociado a cada RES debe ajustarse, en general, para maximizar la potencia suministrada a la  $\mu$ red, manteniendo una tensión constante a la salida. Esto puede comprender en el caso de RES como PV, estrategias de control del tipo Seguimiento del Punto de Máxima Potencia, y para ESS hay estrategias del tipo estimación del estado de carga. En el caso de varias RES, la estrategia local más extendida es Drop Control, control de caída, que se implementa para que varias RES puedan trabajar en paralelo repartiéndose la carga de forma proporcional. Esta estrategia no da buenos resultados en redes que contengan, además de RES, ESS, caso en el que hay que acudir a un control coordinado que contemple, además, la gestión de la demanda mediante las TCL y los EV.
- **Control coordinado.** En este caso se necesitará que los diferentes dispositivos, RES, ESS, cargas, mantengan algún canal de comunicaciones entre sí. El control a este nivel permite eliminar problemas surgidos por la diferencia entre la energía generada por cada RES, o por la intermitencia de generación que presentan algunas de ellas. Además, permite tener un control secundario y terciario que servirán para la optimización en tiempo real, el despacho económico de unidades de generación, y el cambio a voluntad del modo de funcionamiento entre isla y conectado al sistema de potencia (power system PS), [1]. Por tanto, se consigue una adecuada gestión económica de las  $\mu$ redes, además de una mejora en la fiabilidad del suministro y la adaptación a fallos dentro o fuera de la  $\mu$ red. Dependiendo de cómo se conecten y comuniquen los diferentes convertidores de la  $\mu$ red, se pueden encontrar diferentes estrategias de control:
  - **Control descentralizado.**
  - **Control centralizado.**
  - **Control distribuido.**

Con respecto al control centralizado, el sistema de comunicaciones recoge las señales de los dispositivos, las traslada a una unidad central que las procesa y envía comandos de actuación a los convertidores, a través del sistema de comunicaciones. El control puede ser jerárquico por capas. Normalmente se implementan 3 capas. En la capa primaria, **control primario**, se realiza el control a nivel local mediante controladores locales. En una segunda capa, **control secundario**, habrá un control central que permite tanto pasar del modo de funcionamiento conectado a red al modo de funcionamiento en isla, como establecer puntos de consigna para los controladores locales. En capas superiores, normalmente en el **control terciario**, se impondrán condiciones de

funcionamiento del sistema para garantizar la fiabilidad del mismo, el funcionamiento en el punto óptimo de operación, la gestión de los ESS, la gestión del funcionamiento de las RES, la gestión económica de la red, etc. Con respecto a los otros controles, descentralizado y distribuido, son controles más independientes y que no aprovechan al 100% los recursos que la red puede proporcionar al sistema eléctrico, ni optimizan las posibles sinergias con redes colindantes. En el control descentralizado, la falta de comunicación entre los elementos de la red y entre las diferentes redes vecinas limita la capacidad de coordinación y la eficiencia en el uso de los recursos energéticos disponibles. Por otro lado, aunque el control distribuido permite cierta cooperación entre los elementos de la microrred, sigue siendo insuficiente para aprovechar completamente los beneficios de una gestión coordinada, especialmente en lo que respecta a la integración con el sistema eléctrico general o a la colaboración con otras redes cercanas. El control centralizado, en cambio, permite maximizar el intercambio de energía y la gestión eficiente de los recursos, tanto dentro de la red como con el entorno eléctrico más amplio.

El sistema de comunicaciones es, por tanto, esencial. Los distintos componentes de la red deben intercambiar información entre sí para actuar de forma coordinada. Además, es necesaria la existencia de comunicación entre la red y el sistema de potencia para conseguir un rendimiento óptimo [2]. Además de contar con un sistema de monitorización adecuado, el sistema de comunicaciones debe estar apoyado por el uso de sensores y actuadores inteligentes en los distintos elementos de la red. El uso de un sistema con estas características, permite ahorrar energía, reducir costes y aumentar la fiabilidad de la red, además de facilitar al operador de la red la toma de decisiones en cuanto a la venta de energía producida por la red o el funcionamiento voluntario en modo isla. Si la red involucra diferentes redes de datos, se plantea un problema importante a la hora de intercomunicarlas porque cada una de ellas tiene sus propios protocolos de comunicaciones, sin olvidar los problemas de ciberseguridad y de protección de datos.

### 2.3 Operación del sistema eléctrico

Una de las características de la energía eléctrica es que no puede almacenarse en grandes cantidades. Esto supone que, para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, la producción de las centrales de generación debe igualarse al consumo de forma precisa e instantánea. Es decir, debe existir un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real para evitar desequilibrios que se traduzcan en desvíos de frecuencia respecto al valor nominal de 50 Hz.

La función de Red Eléctrica, como operador del sistema (OS), consiste en garantizar ese equilibrio en el sistema eléctrico español. Para ello, realiza las previsiones de la demanda de energía eléctrica y gestiona en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico,

logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía de manera que se mantengan márgenes de generación suficientes para hacer frente a posibles pérdidas sobrevenidas de generación o cambios en el consumo previsto. Las redes podrían jugar un papel crucial en este equilibrio dinámico.

En el sistema eléctrico peninsular, Red Eléctrica gestiona los denominados mercados de servicios de ajuste, mediante los que se adecúan los programas de producción, libremente establecidos por los sujetos en el mercado diario (y mediante contratación bilateral), y posteriormente en el mercado intradiario, a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Los servicios de ajuste, como la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos, son fundamentales para mantener la estabilidad de la red. Las redes, con su control de DG, ESS y cargas, pueden participar activamente en estos mercados, proporcionando flexibilidad y estabilidad adicional al sistema general [5].

### 2.3.1 Servicios de ajuste del sistema

El funcionamiento del sistema eléctrico se centra en tres tipos de acciones llevadas a cabo por el OS [6]:

1. Gestión de restricciones técnicas: Se encarga de resolver las congestiones que se presentan debido a las limitaciones en la red de transporte y distribución, tanto en la programación prevista para el día siguiente como las que surgen en tiempo real.
2. Gestión de los servicios complementarios: Estos servicios son necesarios para garantizar la calidad y la seguridad del suministro en todo momento. Incluyen el control de frecuencia-potencia y de tensión-reactiva, así como la reserva de potencia.
3. Gestión de desvíos: Se encarga de resolver casi en tiempo real los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

La red podrá por tanto participar como clúster en las diferentes tareas. Se destacan dos de ellas que son bastante notables y se exponen a continuación.

### 2.3.1.1 Reserva de potencia

La reserva de potencia en una  $\mu$ red es la capacidad adicional que se puede activar en respuesta a contingencias o variaciones inesperadas en la generación o el consumo. Existen varios tipos de reserva de potencia:

- **Reserva de Regulación (Primaria):** Es la capacidad de la  $\mu$ red para responder de manera inmediata a variaciones en la frecuencia del sistema, ajustando su producción o consumo de energía. Esta reserva es gestionada a través de controles automáticos y suele ser proporcionada por fuentes de generación rápida y de almacenamiento de energía.
- **Reserva Secundaria:** Involucra una respuesta a mediano plazo, generalmente unos minutos después de una perturbación, para restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda. Esta reserva permite liberar la reserva primaria y es coordinada mediante un sistema de control central.
- **Reserva Terciaria:** Es utilizada para ajustes a largo plazo, tradicionalmente gestionada a través de la programación de despachos económicos y la optimización de recursos dentro de la  $\mu$ red. La reserva terciaria se activa mediante decisiones operativas y de mercado, asegurando la operación eficiente y económica de la  $\mu$ red.

### 2.3.1.2 Gestión de la demanda

Permite equilibrar la oferta y la demanda de energía, optimizando el uso de los recursos disponibles. Las estrategias de gestión de la demanda incluyen:

- **Cargas Gestionables:** Estas son cargas que pueden ser controladas y ajustadas según las necesidades de la  $\mu$ red. Ejemplos de cargas gestionables incluyen los EV y las TCL. Estas cargas pueden ser ajustadas o desconectadas temporalmente para equilibrar la demanda y reducir picos de consumo.
- **Sistemas de Almacenamiento de Energía:** Los ESS, como las baterías, los supercondensadores y los volantes de inercia, juegan un papel crucial en la gestión de la demanda. Estos sistemas pueden almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla cuando la demanda es alta, ayudando a mantener la estabilidad de la  $\mu$ red.
- **Respuesta a la Demanda:** Consiste en incentivar a los usuarios finales a reducir o modificar su consumo de energía en respuesta a señales del sistema, como precios variables de energía o incentivos por reducción de carga. Esto puede ser gestionado mediante programas de tarifas dinámicas y contratos de interrupción de carga.

### 2.3.2 Capacidad de participación de una red en función de su composición

La composición de una red influye significativamente en su capacidad para gestionar la demanda y proporcionar servicios de ajuste al sistema eléctrico. Tal y como se viene narrando, las redes pueden estar compuestas por cargas, ESS y/o RES, y dependiendo de su combinatoria, el algoritmo de gestión/planificación/control/respuesta puede variar significativamente. Además de los servicios complementarios se hablará de su capacidad para operar en base a los intereses, no tanto del OS sino también del usuario, maximizando el uso de RES o considerando aspectos económicos como los precios de la electricidad en cada momento. Se detallan en la siguiente tabla las posibles características:

Tabla 2.1 Combinaciones de las redes y sus características asociadas

Combinación	Componentes	Características e Implicaciones	Gestión y Optimización
Cargas	1. Cargas esporádicas (luces, ciertos electrodomésticos) 2. Cargas termostáticas 3. Cargas gestionables (lavadora, lavavajillas)	- Intermittencia en el uso - Capacidad de almacenamiento térmico (TCL) - Programabilidad de cargas gestionables	- Control manual y/o automático para cargas esporádicas - Gestión inteligente para TCL - Programación de uso en periodos óptimos para cargas gestionables
Cargas + ESS	Todas las cargas + Baterías, supercondensadores, volantes de inercia	- Mejora de la estabilidad y el suministro - Capacidad de almacenamiento energético - Suavización de los picos de la demanda	- Estrategias de carga/descarga optimizadas para maximizar la eficiencia y el ahorro - Respuesta rápida a los cambios en la demanda - Mejor aprovechamiento de las energías renovables
Cargas + RES	Todas las cargas + Solar fotovoltaica, eólica, microturbinas, ...	- Integración de energía renovable - Variabilidad e intermitencia en la generación	- Control de la potencia (MPPT o reserva) - Uso de RES para ajustar la generación según la demanda - Predicción y planificación de la generación

Cargas + ESS + RES	Todas las cargas + ESS + RES	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Máxima flexibilidad y robustez</li> <li>- Optimización del uso de los recursos</li> <li>- Reducción de emisiones y costes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coordinación avanzada entre cargas, almacenamiento y generación</li> <li>- Uso de MPPT para RES con ESS para maximizar eficiencia</li> <li>- Optimización económica y operativa</li> <li>- Implementación de MPPT con ESS para eficiencia máxima</li> <li>- Estrategias de almacenamiento para suavizar los picos y proporcionar reserva de potencia</li> </ul>
RES + ESS	Solar fotovoltaica, eólica, microturbinas + Baterías, supercondensadores, volantes de inercia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor capacidad de aprovechamiento de la energía renovable</li> <li>- Almacenamiento para mejor manejo de la variabilidad</li> </ul>	

### 1. Cargas

- **Cargas Esporádicas:** Se gestionan principalmente de forma manual, aunque la automatización puede mejorar la eficiencia.
- **Cargas Termostáticas:** Utilizan la capacidad de almacenamiento térmico para ajustar el uso de energía sin afectar el confort.
- **Cargas Gestionables:** Se programan para operar en horarios óptimos, aprovechando periodos de baja demanda o de alta generación de renovable.

### 2. ESS

- Dependen de los demás componentes de la red para optimizar el rendimiento económico, proporcionar reserva de potencia y/o responder a la demanda.
- **Gestión:** Estrategias de carga/descarga optimizadas según la demanda y la disponibilidad de generación renovable.

### 3. RES

- **MPPT:** Utilizado para maximizar la eficiencia de generación.
- **Gestión sin MPPT:** Pueden actuar con reserva de potencia o gestionar la demanda según la configuración de la red y la presencia de ESS.



## CAPÍTULO 3

---

# Cargas termostáticas: planificación y estrategia de operación

### 3.1 Introducción

Hoy en día todas las viviendas, edificios residenciales, comerciales e industriales contienen cargas termostáticas. Se entiende como TCL todo dispositivo usado para mantener la temperatura de un recinto en unos niveles deseados, por ejemplo, el aire acondicionado mantiene la temperatura de la habitación en unos niveles de temperatura agradables para quien habite la sala, o, por ejemplo, el frigorífico mantiene la temperatura de la cámara interior en los niveles deseados para mantener los alimentos en buen estado. Gran parte de la potencia consumida en España es consecuencia del uso de estas cargas que se han hecho fundamentales en la vida cotidiana [7].

Dentro del ámbito de la gestión de la demanda y la optimización energética de las  $\mu$ redes, el control de las TCL surge como una herramienta valiosa debido a su flexibilidad inherente para ajustar los patrones de consumo de energía sin violar los límites de temperatura establecidos para cada sistema [8] [9]. El control de TCL no solo ayuda a equilibrar la demanda y la oferta de la red, sino que también presenta una oportunidad para optimizar el rendimiento general de la instalación, particularmente dentro del marco de las  $\mu$ redes.

En este capítulo se estudia la optimización de  $\mu$ redes a través de las TCL, componentes prevalentes en cualquier  $\mu$ red.

### 3.2 Estado del arte

Los artículos publicados en la literatura técnica se pueden dividir con respecto a su enfoque en dos grupos: aquellos que presentan métodos para optimizar el consumo/coste de las TCL y aquellos que estudian el posible uso de las TCL para equilibrar la oferta y la demanda en el sistema eléctrico.

Antes de usar las TCL en cualquiera de los enfoques indicados, el modelado es un paso previo bastante importante, abordado por muchos estudios en la literatura técnica. Aunque existen diversas maneras de modelar las TCL, en este trabajo se hará referencia a tres enfoques comunes: caja blanca, caja gris y caja negra [10]. El modelado de caja blanca se basa en una comprensión completa y detallada del sistema, utilizando principios físicos y matemáticos conocidos para describir el comportamiento de la TCL. Este enfoque permite obtener modelos precisos y explicativos, aunque requiere un conocimiento profundo del sistema y sus componentes. Por otro lado, el modelado de caja negra se centra en el uso de datos empíricos para construir modelos sin necesidad de comprender los mecanismos internos del sistema. Este enfoque emplea técnicas de aprendizaje automático y estadística para relacionar las entradas y las salidas de las TCL, siendo útil en situaciones donde la información detallada del sistema no está disponible, aunque puede carecer de interpretabilidad y precisión bajo condiciones no observadas previamente. El enfoque de caja gris combina elementos de ambos modelos anteriores, integrando conocimientos parciales del sistema con datos experimentales para mejorar la precisión y la comprensión del modelo. Este enfoque permite un equilibrio entre la complejidad del modelado de caja blanca y la simplicidad del enfoque de caja negra, proporcionando una herramienta robusta para el análisis y el control de las TCL en diversas aplicaciones. Por ello, en este trabajo se opta por utilizar modelos de TCL que han sido desarrollados mediante un enfoque de caja gris.

Estos modelos normalmente son ecuaciones diferenciales que capturan la dinámica de la transferencia de calor entre el electrodoméstico, el espacio cerrado que regula y el entorno circundante donde se encuentra. Entre las TCL más comunes, que constituyen aproximadamente el 90% de las encontradas en instalaciones típicas, se encuentran: el frigorífico, el congelador, el termo eléctrico y el aire acondicionado. En el apartado 3.3, se presentan los modelos para cada una de ellas, explicando la lógica detrás de su selección y destacando su adaptabilidad a diferentes escenarios.

Volviendo a los dos enfoques comentados en el párrafo inicial de este apartado, y en concreto al que se refiere a la optimización del consumo/coste de las TCL, éstas pueden servir como herramientas versátiles para la optimización de energía dentro de  $\mu$ redes debido a su flexibilidad inherente, permitiendo su ajuste. Las estrategias, establecidas con antelación (día anterior, en inglés *day-ahead*), permiten que estos sistemas sigan dinámicas predefinidas, logrando así un uso

eficiente de la energía. La programación anticipada se utiliza ampliamente para el control óptimo de TCL, considerando los precios de la energía [11], la comodidad del usuario [12] y los perfiles típicos del uso de la potencia [13] [14]. Muchos estudios ya han abordado la formulación de este problema utilizando diversos algoritmos optimizadores, como se discutirá en el apartado 3.5.4. Para abordar las incertidumbres derivadas de los RES, los precios de la electricidad y los factores de comportamiento humano, una línea de investigación reciente está explorando métodos de programación estocástica, que ofrecen soluciones robustas para optimizar la operación de TCL en entornos dinámicos e inciertos [15] [16] [17] [18]. Técnicas emergentes de optimización, incluyendo algoritmos de aprendizaje automático (Machine Learning) [19] o algoritmos basados en un híbrido entre cadenas de Markov y sistemas difusos [20] [21], prometen mejorar aún más las estrategias de optimización de las TCL. Durante el control en tiempo real, la mejor forma de corregir las perturbaciones que pudieran aparecer en los sistemas de las TCL con secuencias On/Off preestablecidas es utilizando herramientas como técnicas de control predictivo[22]. En particular, el Control Predictivo Basado en Modelo (en inglés Model Predictive Control, MPC) [23] [24] permite una optimización proactiva utilizando modelos dinámicos de TCL para predecir el comportamiento futuro bajo diversas configuraciones de control. Destacar que la mayoría de los estudios científicos publicados realizan una optimización basada en control por temperatura (cambio de temperatura set-point) y no en el establecimiento de una secuencia óptima ON/OFF como se propone en esta tesis, pues establecer las secuencias de ON/OFF presenta notables mejoras que se comentarán a lo largo del capítulo.

Por otro lado, el uso de TCL en programas de respuesta a la demanda (Demand Response, DR) podría desempeñar un papel crucial en la gestión dinámica del consumo de electricidad, permitiendo al OS interactuar activamente con los consumidores para ajustar su uso de electricidad en respuesta a las condiciones de la red y a los precios de la electricidad en el mercado. Las TCL son adecuadas para participar en programas de respuesta a la demanda debido a sus características inherentes:

- Versatilidad/flexibilidad en el ajuste de sus patrones de consumo de energía sin comprometer la comodidad del usuario [25].
- Uso extendido de las TCL, proporcionando una capacidad sustancial para ser agregadas en los llamados agregadores (del inglés aggregator) y sus métodos de control coordinado jerárquico: centralizado [26] y descentralizado [27].
- Comportamiento predecible basado en modelos predefinidos como se comentó anteriormente.
- Gran rentabilidad, permitiendo al OS reducir los picos de demanda sin inversiones significativas en infraestructura [28]. Es posible un control automático y remoto [29], y además se proporcionan también recompensas/incentivos a los usuarios de las TCL

(consumidores) [30].

Uno de los enfoques más comunes para gestionar las TCL en escenarios de respuesta a la demanda es mediante su modelado como sistemas virtuales de almacenamiento de energía (en inglés Virtual Energy Storage Systems, VESS) [31] [32]. Dentro de este enfoque, las TCL se representan como unidades de almacenamiento de energía, donde las acciones de carga y descarga se modifican ajustando el punto de temperatura de consigna de la TCL. Esta forma de controlar la temperatura corresponde a los procesos de aumentar o disminuir el consumo de energía, facilitando así la “inyección” o “absorción” controlada de energía en la dinámica exigida por la red. La capacidad de control de energía de las TCL ha sido investigada extensamente en la literatura, así como su equivalencia en agregación [31]: métodos de agregación directa [33], algoritmo de lista de prioridades en función de la temperatura [34] o el método de espacio de estados [35].

Las motivaciones encontradas para desarrollar el trabajo presentado en este capítulo son las siguientes lagunas en el estado del arte:

- Falta de métodos que integren simultáneamente los requisitos de optimización y respuesta a la demanda.
- La investigación existente se centra principalmente en la optimización de los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) de redes, pasando por alto la optimización única de las TCL como entidades independientes dentro de esas redes que las incorporan.
- La ausencia de funciones objetivo adaptadas a la composición de las redes en las formulaciones de optimización, incluidas aquellas redes compuestas únicamente por TCL.
- La limitada y baja variabilidad en la consideración de TCL (como frigorífico, congelador, AC y termo eléctrico) dentro del problema de optimización.
- La baja o nula escalabilidad de los modelos de TCL utilizados en los problemas de optimización, caracterizados por la opacidad de los parámetros, que dificulta su adaptabilidad/reproducibilidad a las diferentes instalaciones de los usuarios.

### 3.3 Modelos de las cargas termostáticas

El paso inicial en el proceso de optimización implica seleccionar la estructura del modelo adecuado para cada TCL dentro de la red. La elección del modelo depende principalmente de la precisión de las variables dinámicas, como las temperaturas, que cambian con el tiempo en respuesta a diversos factores o a las entradas dentro de un sistema. Además, en algunos estudios, puede ser necesario capturar el comportamiento estocástico, como los patrones de ocupación y las preferencias del usuario, o ajustar el modelo mediante aprendizaje por refuerzo. En este

estudio, la estructura del modelo debe poseer las siguientes capacidades:

- permitir transiciones instantáneas entre los estados de encendido y apagado
- tener en cuenta las limitaciones térmicas y tiempos de respuesta
- servir en la programación de la demanda

Además, el modelo debe ser válido y adecuado para las diferentes composiciones de  $\mu$ redes propuestas, permitiendo al problema tener un carácter multi-objetivo. Para lograr esto, se presenta un enfoque de modelado híbrido que combina dos modelos complementarios. Por un lado, la operación de las TCL como estado binario representada por on/off, lo que simplifica el proceso de modelado. Por otro lado, se logra una representación más detallada del comportamiento de la TCL mediante el uso de un modelo con resistencias térmicas ( $R$ ), que representan la oposición al flujo de calor entre dos sistemas, y capacidades térmicas ( $C$ ), que denotan la capacidad de un sistema de almacenar energía en forma de calor. Para ilustrar lo anterior, se consideran dos sistemas para una habitación habilitada con un equipo de acondicionamiento de aire: el primero de ellos, la habitación; el segundo de ellos, el ambiente exterior del edificio. En este caso, los elementos  $R$  y  $C$  modelarían, respectivamente, la oposición al flujo de calor entre el aire encerrado en la habitación y el ambiente exterior, y la capacidad de enfriamiento que posee la habitación por el efecto del aire acondicionado. Véase que puede establecerse una analogía térmica-eléctrica con los elementos  $R$  y  $C$ , puesto que es similar a la forma en la que un circuito eléctrico limita el flujo de corriente eléctrica a través de resistencias y almacena energía eléctrica mediante condensadores.

En resumen, el modelo híbrido propuesto integra elementos del modelo binario on/off y el modelo RC, proporcionando un equilibrio entre simplicidad y precisión. Esto lo hace muy adecuado para problemas de optimización en diversas aplicaciones de gestión de energía.

Por lo tanto, cada TCL considerada en este estudio se ha modelado siguiendo un enfoque híbrido. Además, se ha perseguido en cada uno de los casos una representación en espacio de estados en tiempo discreto.

$$\dot{\mathbf{x}}(k) = \mathbf{A}(\boldsymbol{\theta})\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}(\boldsymbol{\theta})\mathbf{u}(k) \quad ( 3.1 )$$

$$\mathbf{y}(k) = \mathbf{C}\mathbf{x}(k) \quad ( 3.2 )$$

La ecuación (3.1) describe el análisis termodinámico de la TCL, lo que da como resultado un sistema con ecuaciones diferenciales de primer orden, correspondiente al número de elementos de almacenamiento de energía en el modelo, es decir, las capacidades térmicas. En cuanto a la ecuación (3.2), representa las ecuaciones de salida del modelo de espacio de estados y se puede observar que no es dinámica y está determinada por el que modela la TCL, normalmente

utilizando un vector de salida  $\mathbf{y}(k)$  que contiene tantas coordenadas como variables de interés se quieran medir.

En relación a las variables y parámetros presentes en las ecuaciones (3.1) y (3.2),  $k$  representa el muestreo,  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  es el vector de estado, donde  $n$  es el orden del modelo (el número de ecuaciones diferenciales de primer orden),  $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^p$  es el vector de entrada, donde  $p$  es el número de entradas.  $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{n \times n}$  es la matriz de estado,  $\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{n \times p}$  es la matriz de entrada y  $\boldsymbol{\theta} \in \mathbb{R}^m$  es el vector de los  $m$  parámetros del modelo.  $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^q$  es el vector de salida, donde  $q$  es el número de salidas y  $\mathbf{C} \in \mathbb{R}^{q \times n}$  es la matriz de salida.

A continuación, se desarrollarán los modelos de espacio de estado para cada TCL considerada en el trabajo.

### 3.3.1 Aire Acondicionado

Este modelo de aire acondicionado (en inglés Air Conditioning, AC) seleccionado combina las ventajas de los modelos binarios de encendido/apagado y los modelos térmicos RC, ofreciendo un equilibrio entre simplicidad y precisión que supera a otros enfoques. A diferencia de los modelos de caja negra, que a menudo carecen de interpretabilidad [36] o los modelos de caja blanca, que son computacionalmente muy pesados [37], este enfoque resulta más práctico. El modelo seleccionado es un modelo de caja gris de tercer orden, que aunque presenta mayor complejidad, proporciona mayor nivel de precisión y detalle en comparación con los modelos de orden inferior comúnmente utilizados. Al ser un modelo de tercer orden, se contemplan tres nodos térmicos. Por ejemplo, Abtahi et al. en [38] desarrolla un modelo de caja gris de primer orden para investigar el rendimiento de un control predictivo (MPC) bajo tarifas eléctricas dinámicas. Aunque es eficaz para ciertas aplicaciones, estos modelos de orden inferior pueden carecer de la precisión necesaria para comportamientos dinámicos más complejos, especialmente en condiciones térmicas diversas. Sin embargo, el modelo de tercer orden usado en esta tesis ofrece una mayor fidelidad al capturar con más detalle la dinámica térmica del sistema, lo que lo hace más adecuado para las tareas de simulación y control que se requieren en este estudio. El modelo seleccionado se ha publicado recientemente en una de las mejores revistas de este campo [18].

El desarrollo de este modelo se basa en. Los vectores de estado, entrada y salida del modelo se denotan, respectivamente, en la ecuación (3.3).

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k)^T &= [T_{in}(k) \ T_{ex}(k) \ T_{ia}(k)] \\ \mathbf{u}(k)^T &= [T_{ea}(k) \ P(k) \ I(k)] \end{aligned} \quad ( 3.3 )$$

$$\mathbf{y}(k)^T = [T_{in}(k) \ T_{ex}(k) \ T_{ia}(k)]$$

donde el vector de estado  $\mathbf{x}(k)$  comprende las temperaturas en cada nodo térmico: la temperatura en la pared interior del edificio  $T_{in}(k)$ , la temperatura en la pared exterior del edificio  $T_{ex}(k)$  y la temperatura en el aire interior  $T_{ia}(k)$ . Estas temperaturas están influenciadas por las capacidades térmicas correspondientes  $C_{in}$ ,  $C_{ex}$  y  $C_{ia}$ . Es importante tener en cuenta que el nodo de temperatura de la pared interior del edificio  $T_{in}$  se considera independiente del nodo de temperatura del aire interior  $T_{ia}$  para mejorar la precisión del modelo, ya que las temperaturas en la pared interior del edificio y el aire interior a menudo difieren. En cuanto al vector de entrada  $\mathbf{u}(k)$  está formado por las variables que inducen cambios de temperatura en la estancia, entre las que se encuentran la temperatura en el ambiente exterior del edificio  $T_{ea}(k)$ , la energía eléctrica consumida por la unidad de aire acondicionado para calentar/enfriar la estancia  $P(k)$ , y la irradiancia incidente sobre una superficie horizontal del edificio  $I(k)$ . Por la misma razón que se mencionó anteriormente, la temperatura en el ambiente exterior del edificio  $T_{ea}(k)$  se trata por separado de la temperatura de la pared exterior del edificio  $T_{ex}(k)$ . Finalmente, el vector de salida  $\mathbf{y}(k)$ , representa la evolución de la temperatura en los nodos térmicos considerados. Las matrices del modelo son las ecuaciones (3.4.) – (3.6.) que siguen la red térmica representada en la figura 3.1:

$$\mathbf{A}(k) = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{in,ia} \cdot C_{in}} & 0 & \frac{1}{R_{in,ia} \cdot C_{in}} \\ 0 & -\frac{1}{R_{ia,ex} \cdot C_{ex}} - \frac{1}{R_{ex,ea} \cdot C_{ex}} & \frac{1}{R_{ia,ex} \cdot C_{ex}} \\ \frac{1}{R_{in,ia} \cdot C_{ia}} & \frac{1}{R_{ia,ex} \cdot C_{ia}} & -\frac{1}{R_{in,ia} \cdot C_{ia}} - \frac{1}{R_{ia,ex} \cdot C_{ia}} - \frac{1}{R_{ia,ea} \cdot C_{ia}} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{B}(k) = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{C_{in}} & \frac{0.182}{C_{in}} \\ \frac{1}{R_{ex,ea} \cdot C_{ex}} & 0 & \frac{0.05}{R_{ex,ea} \cdot C_{ex}} \\ \frac{1}{R_{ia,ea} \cdot C_{ia}} & 0 & \frac{0.018}{C_{ia}} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

En cuanto a la capacidad de climatización eléctrica para impedir la transferencia de energía térmica de un lado a otro, se consideran cuatro resistencias térmicas:  $R_{in,ia}$ ,  $R_{ia,ex}$ ,  $R_{ex,ea}$  y  $R_{ia,ea}$  que miden la dificultad de paso del calor entre los nodos  $T_{in}$  y  $T_{ia}$ ,  $T_{ia}$  y  $T_{ex}$ ,  $T_{ex}$  y  $T_{ea}$ ,

$T_{ia}$  y  $T_{ea}$ . En relación con el vector de parámetros del modelo  $\theta = [R_{in,ia}, R_{ia,ex}, R_{ex,ea}, R_{ia,ea}, C_{in}, C_{ex}, C_{ia}]$ , los valores se describen en la tabla 3.1. Además, en la matriz  $B(k)$ , los valores numéricos (0,182, 0,05 y 0,018) representan los coeficientes utilizados para calibrar el modelo. El aire acondicionado estará en ON cuando  $P(k)$  sea diferente de cero y se determina de la siguiente forma:

$$P(k) = U_{ac}(k) \cdot P_{ac}^{on} \quad ( 3.7 )$$

La potencia eléctrica nominal se denota como  $P_{ac}^{on}$  y el estado del AC como  $U_{ac}(k)$  que se calcula según las siguientes expresiones:

$$U_{ac}(k) = \begin{cases} 0, & T_{ia}(k) \leq T_{ac}^{set} - \frac{\delta}{2} \\ 1, & T_{ia}(k) \geq T_{ac}^{set} + \frac{\delta}{2} \\ U_{ac}(k-1), & T_{ac}^{set} - \frac{\delta}{2} < T_{ia}(k) < T_{ac}^{set} + \frac{\delta}{2} \end{cases} \quad ( 3.8 )$$

Donde  $T_{ac}^{set}$  es la temperatura de consigna para el interior de la habitación y  $\delta$  es la banda de histéresis.

El modelo RC que ilustra la climatización eléctrica se muestra en la figura 3.1. Este diagrama ayuda a comprender visualmente la ubicación y la relación de las variables descritas en las ecuaciones (3.4) - (3.6) [18].

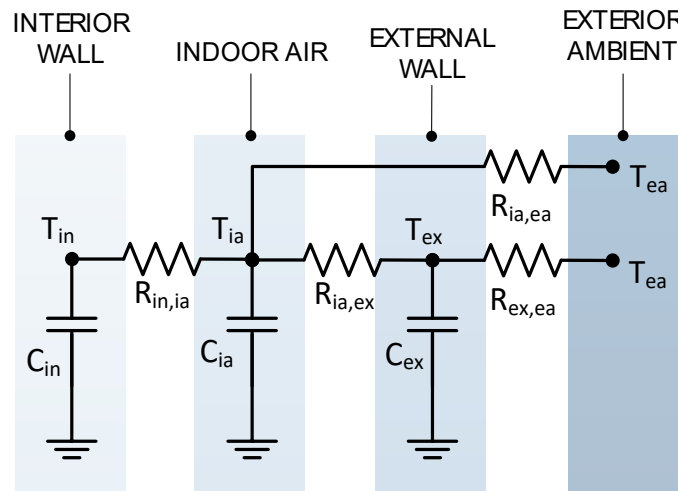


Figura 3.1 Red térmica elegida para la climatización eléctrica de espacios.

Tabla 3.1 Parámetros eléctricos del AC

Parámetro	Unidad	Valor
$R_{in,ia}$	$KW^{-1}$	$7 \times 10^{-3}$
$R_{ia,ex}$	$KW^{-1}$	$7 \times 10^{-3}$
$R_{ex,ea}$	$KW^{-1}$	$1 \times 10^{-1}$
$R_{ia,ea}$	$KW^{-1}$	$1 \times 10^{-2}$
$C_{in}$	$JK^{-1}$	$5 \times 10^2$
$C_{ex}$	$JK^{-1}$	$2 \times 10^2$
$C_{ia}$	$JK^{-1}$	$8 \times 10^1$

### 3.3.2 Termo eléctrico

El modelo de termo eléctrico seleccionado [18] se divide en dos submodelos: uno para cuando hay consumo de agua y otro para cuando no lo hay. El primer submodelo ignora la dinámica térmica, y el segundo utiliza una sencilla ecuación de primer orden, equilibrando precisión y eficiencia computacional. Gracias a la alta resistencia térmica de las paredes del termo, la simulación se simplifica sin perder precisión. Existen estudios sobre esta TCL que usan modelos de orden mayor y más complejos [39] pero computacionalmente son más costosos. Estudios previos, como los de Deutz et al. [40] y Brastein et al. [41], han demostrado que los modelos simplificados, como el usado en este trabajo, predicen con precisión el comportamiento del sistema y reducen la carga computacional, haciendo que este tipo de modelado de caja gris sea muy eficaz para sistemas de termo eléctrico. Además, al igual que ocurre con el aire acondicionado, este modelo se ha usado en un estudio muy reciente con enfoque similar al presentado en este trabajo y publicado en una de las revistas más importantes de esta área [18].

Este sistema al dividirse en dos tipos distintos de funcionamiento, uno sin consumo de agua caliente y otro con consumo de agua caliente, da como resultado dos modelos diferentes [18]. En el primer escenario, cuando no hay consumo de agua caliente, los vectores de estado, entrada y salida del modelo se denotan, respectivamente, en la ecuación (3.9).

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}(k) &= T_w(k) \\
 \mathbf{u}(k)^T &= [T_{ex}(k) P(k)] \\
 \mathbf{y}(k) &= T_w(k)
 \end{aligned} \tag{ 3.9 }$$

donde el vector de estado  $\mathbf{x}(k)$  comprende la temperatura interior del agua del termo eléctrico  $T_w(k)$  debido a la capacidad térmica  $C_w$ . El vector de entrada  $\mathbf{u}(k)$  consiste en las variables que inducen cambios de temperatura en el agua, incluida la temperatura exterior de la

carcasa del termo eléctrico  $T_{ex}(k)$  y la energía eléctrica consumida para calentar  $P(k)$ , que está determinada por la ecuación (3.10).

$$P(k) = U \cdot P_{nom} \cdot \eta \quad ( 3.10 )$$

La potencia eléctrica nominal y la eficiencia térmica del termo eléctrico se denotan como  $P_{nom}$  y  $\eta$ , respectivamente. El estado de funcionamiento  $U(k)$  del calentador se puede determinar utilizando la ecuación (3.11). Es importante tener en cuenta que el objetivo es mantener la temperatura interior del agua del calentador  $T_w(k)$  dentro de un rango definido por la temperatura del agua de consigna  $T_{w,set}$  y la banda de histéresis permitida  $\delta$ .

$$U(k) = \begin{cases} 1, T_w(k) \leq T_{w,set} - \frac{\delta}{2} \\ 0, T_w(k) \geq T_{w,set} + \frac{\delta}{2} \\ U(k-1), T_{w,set} - \frac{\delta}{2} < T_w(k) < T_{w,set} + \frac{\delta}{2} \end{cases} \quad ( 3.11 )$$

Una vez más, el vector de salida  $\mathbf{y}(k)$  coincide con el vector de estado y representa cómo evoluciona la temperatura interior del agua con el tiempo. Las matrices del modelo son las ecuaciones (3.12) – (3.14) que siguen la red térmica representada en la figura 3.2:

$$\mathbf{A}(k) = \left[ e^{-\frac{1}{R_w \cdot C_w}} \right] \quad ( 3.12 )$$

$$\mathbf{B}(k) = \left[ 1 - e^{-\frac{1}{R_w \cdot C_w}} \quad R_w \cdot \left( 1 - e^{-\frac{1}{R_w \cdot C_w}} \right) \right] \quad ( 3.13 )$$

$$\mathbf{C} = 1 \quad ( 3.14 )$$

donde se utiliza la resistencia térmica  $R_w$  para determinar la capacidad del termo eléctrico e impedir la transferencia de calor del agua del interior hacia el exterior.

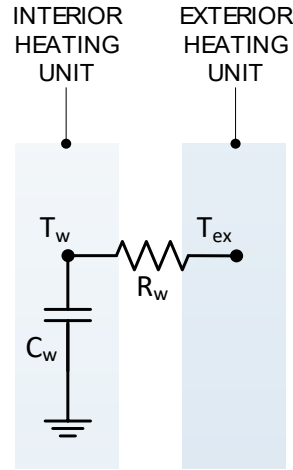


Figura 3.2 Red térmica elegida para el termo eléctrico cuando no hay consumo de agua caliente.

En el segundo escenario, cuando hay consumo de agua caliente, los vectores de estado, entrada y salida del modelo se representan mediante la ecuación (3.15).

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}(k) &= T_w(k) \\
 \mathbf{u}(k) &= V_{con}(k) \\
 \mathbf{y}(k) &= T_w(k)
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

La principal diferencia con respecto al escenario anterior radica en el vector de entrada  $\mathbf{u}(k)$ , que ahora representa el volumen de agua caliente consumida  $V_{con}(k)$ . En esta situación de vaciado del termo, el estado  $U(k)$  del calentador está siempre apagado. A pesar de la entrada de agua fría al termo, no se considera la dinámica térmica en el modelo por dos razones clave: en primer lugar, la estratificación del agua dentro del termo evita la mezcla entre el agua fría que ingresa y el agua caliente que se consume. En segundo lugar, las paredes del termo tienen una alta resistencia térmica, lo que minimiza el intercambio de calor con el ambiente. Dado que el proceso de vaciado, como el uso típico para una ducha, ocurre en un corto período de tiempo, se puede asumir que el enfriamiento del agua almacenada es despreciable. Por tanto, la ecuación considera únicamente el volumen de agua desalojada  $V_{con}(k)$  para el cálculo del estado

Las matrices del modelo son las ecuaciones (3.16) – (3.18):

$$\mathbf{A}(k) = \frac{V(k) - V_{con}(k)}{V(k)} \tag{3.16}$$

$$\mathbf{B}(k) = \frac{V_{con}(k)}{V(k)} \tag{3.17}$$

$$\mathbf{C} = 1 \tag{3.18}$$

donde el volumen total de agua en el calentador está representado por  $V(k)$ .

Los valores de los parámetros del modelo se enumeran en la tabla 3.2. Para cuando hay consumo de agua, por las razones explicadas, no se esquematiza la red térmica.

Tabla 3.2 Parámetros del termo eléctrico cuando no hay consumo de agua

Parámetro	Unidad	Valor
$R_w$	$KW^{-1}$	$1.52 \times 10^{-3}$
$C_w$	$JK^{-1}$	$863.4 \times 10^3$

### 3.3.3 Frigorífico

El modelo seleccionado de frigorífico es un modelo de caja gris de segundo orden, elegido tras evaluar el equilibrio entre precisión y eficiencia computacional. A diferencia de los modelos de primer orden, que pueden simplificar en exceso la dinámica térmica y perder detalles importantes, y los modelos de tercer orden (o superior), que, aunque sean más detallados, añaden complejidad y coste computacional innecesarios [42], el modelo de segundo orden ofrece el equilibrio óptimo. Por ejemplo, Costanzo et al. [43] afirma que un modelo de segundo orden representa con precisión las dinámicas de los frigoríficos domésticos, manteniendo al mismo tiempo cierta simplicidad, lo que lo hace un modelado ideal para aplicaciones como DR en redes eléctricas inteligentes. Además, el trabajo de Van Schalkwyk et al. en [39] muestra que los modelos de mayor orden a menudo no mejoran significativamente la precisión de las predicciones, por lo que no se justifica su complejidad. Es más, el modelo usado en este trabajo se basa en [43], en el que el autor presenta modelados de primer, segundo y tercer orden, obteniéndose mayor precisión en el de segundo orden.

Los vectores de estado, entrada y salida del modelo se denotan, respectivamente, en la ecuación (3.19).

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}(k)^T &= [T_{in}(k) \ T_{ev}(k)] \\
 \mathbf{u}(k)^T &= [T_a(k) \ P(k)] \\
 \mathbf{y}(k)^T &= [T_{in}(k) \ T_{ev}(k)]
 \end{aligned}
 \tag{ 3.19 }$$

donde el vector de estado  $\mathbf{x}(k)$  comprende las temperaturas en cada nodo térmico: la temperatura en el compartimento interno del frigorífico  $T_{in}(k)$  y la temperatura en el evaporador  $T_{ev}(k)$ . Estas temperaturas están influenciadas por las capacidades térmicas correspondientes  $C_{in}$  y  $C_{ev}$ . En cuanto al vector de entrada  $\mathbf{u}(k)$ , consiste en las variables que inducen cambios de temperatura en el frigorífico, incluyendo la temperatura en el ambiente donde se coloca el

frigorífico  $T_a(k)$ , y la energía eléctrica consumida por el frigorífico,  $P(k)$  la cual está determinada por la ecuación (3.20).

$$P(k) = U \cdot P_{nom} \cdot COP \quad (3.20)$$

La potencia eléctrica nominal y la eficiencia del frigorífico se denotan como  $P_{nom}$  y  $COP$ , respectivamente. El estado del frigorífico  $U(k)$  se puede determinar usando la ecuación (3.21). Es importante tener en cuenta que el objetivo es mantener la temperatura del compartimento interno del frigorífico  $T_{in}(k)$  dentro de un rango definido por la temperatura del frigorífico de consigna  $T_{in,set}$  y la banda de histéresis permitida  $\delta$ .

$$U(k) = \begin{cases} 0, & T_{in}(k) \leq T_{in,set} - \frac{\delta}{2} \\ 1, & T_{in}(k) \geq T_{in,set} + \frac{\delta}{2} \\ U(k-1), & T_{in,set} - \frac{\delta}{2} < T_{in}(k) < T_{in,set} + \frac{\delta}{2} \end{cases} \quad (3.21)$$

De nuevo, el vector de salida  $\mathbf{y}(k)$  representa la evolución de la temperatura en los nodos térmicos considerados. Las matrices del modelo vienen dadas por las ecuaciones (3.22) – (3.24) [43] que siguen la red térmica representada en la figura 3.3:

$$\mathbf{A}(k) = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{in,a} \cdot C_{in}} - \frac{1}{R_{ev,in} \cdot C_{in}} & \frac{1}{R_{ev,in} \cdot C_{in}} \\ \frac{1}{R_{ev,in} \cdot C_{ev}} & -\frac{1}{R_{ev,in} \cdot C_{ev}} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$\mathbf{B}(k) = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{in,a} \cdot C_{in}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{ev}} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$\mathbf{C} = [1 \quad 0] \quad (3.24)$$

donde se consideran dos resistencias térmicas:  $R_{ev,in}$  y  $R_{in,a}$ , que miden la dificultad para que el calor se transfiera entre los nodos  $T_{ev}$  y  $T_{in}$ ,  $T_{in}$  y  $T_a$ . Los valores de los parámetros del modelo se enumeran en la tabla 3.3. El modelo RC para el frigorífico se muestra en la figura 3.3.

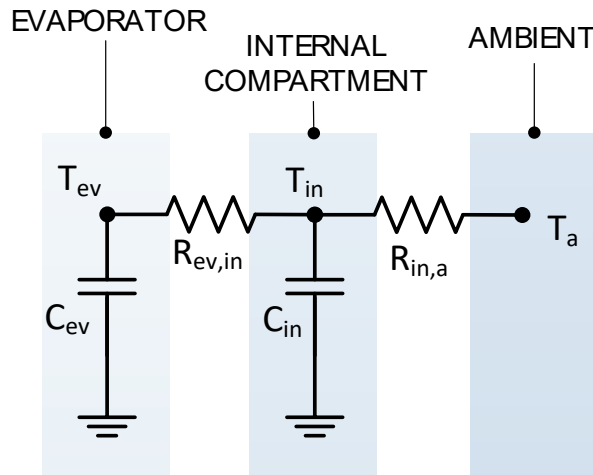


Figura 3.3 Red térmica elegida para el frigorífico.

Tabla 3.3 Parámetros del frigorífico

Parámetro	Unidad	Valor
$R_{ev,in}$	$KW^{-1}$	$9.0348 \times 10^{-1}$
$R_{in,a}$	$KW^{-1}$	$9.0188 \times 10^{-1}$
$C_{ev}$	$JK^{-1}$	$3.4342 \times 10^2$
$C_{in}$	$JK^{-1}$	$1.1600 \times 10^4$

### 3.3.4 Congelador

Para el modelo del congelador, se ha seleccionado un modelo de caja gris de tercer orden, siendo esta la opción más adecuada según el análisis presentado en el artículo de referencia [44]. Este orden superior se justifica por la necesidad de capturar con precisión la dinámica térmica tan compleja del congelador, TCL que funciona a tan bajas temperaturas, donde la inercia térmica y las características de transferencia de calor son más significativas. Los modelos de orden inferior, como los de primer o segundo orden, pueden simplificar en exceso esta dinámica y no capturar el detalle necesario, lo que resultaría en predicciones menos precisas y un peor rendimiento en aplicaciones como optimizar una  $\mu$ red. En Sossan et al. [44] se comparan modelos de diferentes órdenes y se llega a la conclusión de que el modelo de tercer orden ofrece el mejor equilibrio entre precisión y eficiencia computacional, sin los problemas de ajuste excesivo que pueden surgir en modelos de cuarto orden.

El desarrollo de este modelo se basa en [44], como ya se ha comentado. Los vectores de estado, entrada y salida del modelo se denotan, respectivamente, en la ecuación (3.25).

$$\mathbf{x}(k)^T = [T_{he}(k) \ T_{in}(k) \ T_{ex}(k)] \quad ( 3.25 )$$

$$\mathbf{u}(k)^T = [T_a(k) P(k)]$$

$$\mathbf{y}(k)^T = [T_{he}(k) T_{in}(k) T_{ex}(k)]$$

donde el vector de estado  $\mathbf{x}(k)$  comprende las temperaturas en cada nodo térmico: la temperatura en el intercambiador de calor  $T_{he}(k)$ , la temperatura en el compartimiento interno  $T_{in}(k)$  y la temperatura en la pared externa  $T_{ex}(k)$ . Estas temperaturas están influenciadas por las capacidades térmicas correspondientes  $C_{he}$ ,  $C_{in}$  y  $C_{ex}$ . En cuanto al vector de entrada  $\mathbf{u}(k)$ , consiste en las variables que inducen cambios de temperatura en el congelador, incluyendo la temperatura en el ambiente donde se coloca el congelador  $T_a(k)$ , y la energía eléctrica consumida por el congelador  $P(k)$ , que se determina mediante las ecuaciones (3.29) – (3.30). De nuevo, el vector de salida  $\mathbf{y}(k)$  representa la evolución de la temperatura en los nodos térmicos considerados. Las matrices del modelo vienen dadas por las ecuaciones (3.26) – (3.28) que corresponden a la red térmica representada en la figura 3.4:

$$\mathbf{A}(k) = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_{he} \cdot C_{he}} & \frac{1}{R_{he} \cdot C_{he}} & 0 \\ \frac{1}{R_{he} \cdot C_{in}} & -\frac{1}{R_{in} \cdot C_{in}} - \frac{1}{R_{he} \cdot C_{in}} & \frac{1}{R_{in} \cdot C_{in}} \\ 0 & \frac{1}{R_{in} \cdot C_{ex}} & -\frac{1}{R_{ex} \cdot C_{ex}} - \frac{1}{R_{in} \cdot C_{ex}} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\mathbf{B}(k) = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_{he}} \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ \frac{1}{R_{ex} \cdot C_{ex}} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$\mathbf{C} = [0 \quad 1 \quad 0] \quad (3.28)$$

donde se consideran tres resistencias térmicas:  $R_{he,in}$ ,  $R_{in,ex}$ , y  $R_{ex,a}$ , que miden la dificultad para que el calor pase entre los nodos  $T_{he}$  y  $T_{in}$ ,  $T_{in}$  y  $T_{ex}$ ,  $T_{ex}$  y  $T_a$ .

$P(k)$  se determina de la siguiente forma:

$$P(k) = U(k) \cdot P_c^{on} \cdot COP \quad (3.29)$$

La potencia eléctrica nominal y la eficiencia del congelador se denotan como  $P_c^{on}$  y  $COP$ , respectivamente. El estado  $U_c(k)$  se calcula según las siguientes expresiones:

$$U(k) = \begin{cases} 1, T_{in}(k) \leq T_c^{set} - \frac{\delta}{2} \\ 0, T_{in}(k) \geq T_c^{set} + \frac{\delta}{2} \\ U_c(k-1), T_c^{set} - \frac{\delta}{2} < T_{in}(k) < T_c^{set} + \frac{\delta}{2} \end{cases} \quad (3.30)$$

Donde  $T_c^{set}$  es la temperatura de consigna interior del congelador y  $\delta$  la banda de histéresis permitida. Los valores de los parámetros del modelo se enumeran en la tabla 3.4. El modelo RC para el congelador se muestra en la figura 3.4.

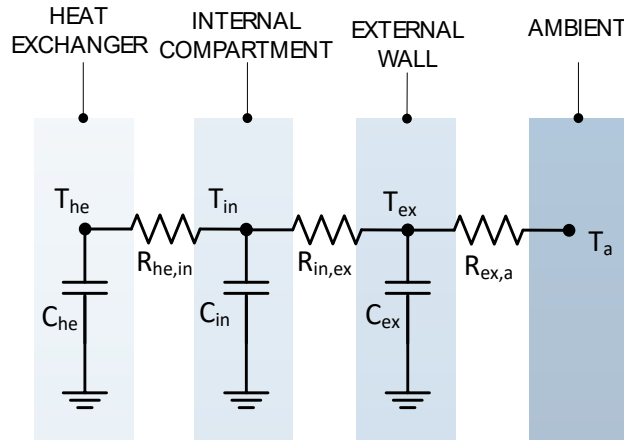


Figura 3.4 Red térmica elegida para el congelador.

Tabla 3.4 Parámetros del congelador

Parámetro	Unidad	Valor
$R_{he,in}$	$KW^{-1}$	$1.12 \times 10^{-1}$
$R_{in,ex}$	$KW^{-1}$	$4.97 \times 10^{-1}$
$R_{ex,a}$	$KW^{-1}$	$1.28 \times 10^{-1}$
$C_{he}$	$JK^{-1}$	$1.05 \times 10^3$
$C_{in}$	$JK^{-1}$	$4.76 \times 10^3$
$C_{ex}$	$JK^{-1}$	$8.11 \times 10^3$

### 3.4 Planteamiento del problema de optimización

El objetivo de este estudio es optimizar la operación de las TCL asegurando una cierta reserva de energía para participar en la gestión de la demanda en cualquier momento. La optimización se establece a través de una secuencia completa de encendido/apagado (On/Off) para el día siguiente. Para lograr esto, se asignarán un total de 1440 instrucciones operativas (24 horas x 60 minutos)

para cada TCL, y se hará uso de los modelos anteriormente presentados, que incluyen aire acondicionado, frigorífico, congelador y termo eléctrico; pudiendo manejar así su respuesta a cambios en la temperatura (cambios de estado) y otras variables externas, adecuando además cada parámetro de los modelos de TCL para cada  $\mu$ red. Como se puede observar en los modelos, estos sistemas están influenciados por parámetros que se pueden prever con cierta seguridad para el día siguiente, como la temperatura ambiente y la irradiancia. Otro factor crucial que afecta al proceso de optimización es la tarifa de electricidad para el día siguiente, un parámetro que en España se conoce también con un día de antelación. Esta información de precios juega un papel fundamental en la determinación de la estrategia óptima de control para las TCL, ya que influye directamente en la programación y en el patrón de consumo de energía en general.

Para una optimización práctica y efectiva, es necesario comprender la naturaleza de la composición de la  $\mu$ red, ya que puede influir en el modo de optimización de la TCL, o, en lo que es equivalente, en el objetivo perseguido por el problema de optimización que se plantee.

Por tanto, si se considera a las TCL como la única “entidad” para optimizar el rendimiento de la  $\mu$ red, es esencial personalizar la función objetivo del problema en función de la composición de la  $\mu$ red. Se deben considerar cuatro combinaciones:  $\mu$ redes compuestas únicamente por TCL, aquellas con TCL y ESS, aquellas con TCL y RES, y aquellas con TCL, RES y ESS. Se exponen en la tabla 3-1 las diferentes combinaciones con sus objetivos.

Tabla 3.5 Influencia de la composición de la  $\mu$ red en los objetivos de optimización

Composición de la $\mu$ red	Objetivo	Descripción
TCL	Obj. 1	Minimizar el coste de energía de las TCL
TCL + ESS	Obj. 2	Reducir el consumo de energía de las TCL
TCL + RES	Obj. 3	Optimizar un equilibrio entre coste y consumo de energía basado en la producción de RES.
TCL + ESS + RES	Obj. 4 $\equiv$ Obj. 2	Reducir el consumo de energía de las TCL

### 3.5 Formulación del problema de optimización

El problema de optimización que se propone viene caracterizado por lo siguiente:

#### 3.5.1 Variables de decisión

Las variables de decisión para este problema de optimización son los estados de encendido/apagado de las diferentes TCL consideradas en la  $\mu$ red. Este enfoque de considerar como variables de decisión los estados de las TCL, presenta ventajas sobre otros enfoques como puede ser la alteración repetida de las bandas de histéresis o de las temperaturas set-point. En efecto, mediante el estado como variable de decisión se puede proporcionar una estrategia de control más estable y predecible. A diferencia de ajustar las bandas de histéresis, lo que puede llevar a fluctuaciones frecuentes en la operación, mantener secuencias de encendido/apagado predeterminadas asegura un control seguro y que, en caso de perturbaciones donde las secuencias se vean alteradas, el sistema tenga una secuencia predefinida de on/off a la que poder regresar. El valor de esta variable solo puede ser 0 o 1.

$$\text{Variables de decisión} \begin{cases} U_{AC}(t) \\ U_{ewh}(t) \\ U_{fridge}(t) \\ U_{freezer}(t) \end{cases} \quad ( 3.31 )$$

#### 3.5.2 Funciones objetivo

Las funciones objetivo del problema de optimización se formulan en función de la composición específica de la  $\mu$ red. Estos objetivos abarcan la minimización de los costes de energía de las TCL, la reducción del consumo de energía de las TCL o la optimización de un equilibrio entre coste y consumo de energía basado en la producción de RES, como lo es la producción de energía fotovoltaica, que está directamente influenciada por los niveles de irradiancia. Cada objetivo se cuantifica de la siguiente manera:

##### **Obj. 1 - Minimización del coste de energía de las TCL**

La función objetivo para minimizar los costes de energía de las TCL se formula como:

$$\text{Minimizar } C = \sum_{n=1}^N P_{TCL} \cdot U_{TCL}(t) \cdot \text{precio}(t) \cdot \Delta t \quad ( 3.32 )$$

Donde  $C$  es el coste total de energía durante el horizonte de optimización desde  $n = 1$  hasta  $N$ .  $N$  significa el número total de intervalos de tiempo en el horizonte de optimización, y se

calcula multiplicando 24 horas por 60 minutos, resultando en 1440 intervalos.  $\Delta t$  representa el paso de tiempo (discretización entre cada intervalo) y se fija en 60 segundos, duración de cada intervalo de tiempo.  $P_{TCL}$  es el consumo de energía de la TCL cuya secuencia de encendido/apagado  $U_{TCL}(t)$  se va a optimizar.  $precio(t)$  es el precio de la electricidad en el tiempo  $t$ .

### Obj. 2 - Reducción del consumo de energía de las TCL

La función objetivo para reducir el consumo de energía de las TCL durante la optimización se formula de manera similar al objetivo de minimización del coste de energía, pero sin considerar el componente del precio de la electricidad:

$$\text{Minimizar } C = \sum_{n=1}^N P_{TCL} \cdot U_{TCL}(t) \cdot \Delta t \quad ( 3.33 )$$

### Obj. 3 - Optimización de un equilibrio entre coste y consumo de energía basado en la producción de RES fotovoltaica

La función objetivo para optimizar el equilibrio entre coste y consumo de energía basado en la producción de RES se formula como:

$$\text{Minimizar } C = \sum_{n=1}^N P_{TCL} \cdot U_{TCL}(t) \cdot precio(t) \cdot f(P_{RES}(t), P_{total\ TCL}) \cdot \Delta t \quad ( 3.34 )$$

Donde:

$$f(P_{RES}(t), P_{total\ TCL}) = \frac{P_{total\ TCL} - P_{RES}(t)}{P_{total\ TCL}} \quad ( 3.35 )$$

Esta función cuantifica la proporción de energía que puede ser autoabastecida por los RES y que puede ser proporcionalmente descontada del precio de la red para la consideración en el problema de optimización, donde  $P_{total\ TCL}$  denota la potencia total de las TCL instalada en la red  $P_{RES}(t)$ , que en el caso de una instalación fotovoltaica es:

$$P_{RES}(t) = Is(t) \cdot A \cdot \eta \quad ( 3.36 )$$

La potencia generada por los paneles fotovoltaicos considerados  $P_{RES}(t)$  en el tiempo  $t$  es proporcional a la irradiancia  $Is(t)$ , al área de los paneles fotovoltaicos  $A$  y su rendimiento  $\eta$ . En el caso de que la RES comprendida en la red fuese de otro tipo, habría que reformular la ecuación (3.36).

La función  $f(P_{RES}(t), P_{total\ TCL})$  de la ecuación (3.35) sirve como un factor de ajuste de

costes dentro del problema de optimización. Refleja el grado en que los costes de consumo de energía pueden ser compensados por la energía generada por RES. En su esencia, esta función determina la porción de los costes de consumo de energía de TCL que puede ser descontada en función de la disponibilidad de los RES. Cuando la generación de energía por parte de la RES es suficiente para cubrir total o parcialmente la demanda de energía de las TCL, la función  $f(P_{RES}(t), P_{total\ TCL})$  reducirá en proporción el coste de la energía asociado al funcionamiento de las TCL durante ese período de tiempo.

En términos matemáticos, la función de optimización ajusta el coste total de energía  $C$  multiplicándolo con  $f(P_{RES}(t), P_{total\ TCL})$  en cada paso de tiempo  $t$  junto con el precio de la electricidad para ese período de tiempo específico. Este ajuste asegura que el proceso de optimización priorice el uso de la energía generada por la RES, minimizando así la dependencia con la energía de la red externa y mejorando la eficiencia energética y la rentabilidad.

Al integrar este mecanismo de ajuste de costes en el problema de optimización, el algoritmo puede optimizar dinámicamente las estrategias de operación de las TCL para aprovechar eficazmente los recursos de energía renovable disponibles, contribuyendo en última instancia a mejorar la eficiencia energética y los ahorros económicos de la red.

### 3.5.3 Restricciones

La formulación del problema tiene las siguientes restricciones:

- La variable de decisión (estados de las TCL) está restringida a tomar solo valores enteros binarios.

$$U_{TCL}(t) \in \{0,1\} \quad ( 3.37 )$$

- Las temperaturas del sistema de las TCL juegan un papel crítico influenciado significativamente por la variable de decisión. La determinación de esta variable impacta sustancialmente en el comportamiento térmico del sistema, ya que dicta el cálculo de la temperatura del sistema en cada paso de tiempo discreto. Es necesario que, en todo momento, la temperatura del sistema esté contenida dentro de la banda de histéresis de temperatura operativa predefinida fijada para cada TCL.

$$T_{TCL_i}^{set} - \frac{\delta_{TCL_i}}{2} \leq T_{TCL_i}(t) \leq T_{TCL_i}^{set} + \frac{\delta_{TCL_i}}{2} \quad ( 3.38 )$$

Donde  $T_{TCL_i}^{set}$  es la temperatura de ajuste para la TCL  $i$ ,  $\delta_{TCL_i}$  es el ancho de la banda de histéresis de temperatura operativa para la TCL  $i$  y  $T_{TCL_i}(t)$  es la temperatura

del sistema modelada por la TCL  $i$  en el paso de tiempo  $t$ .

### 3.5.4 Optimizador: Algoritmo Genético

Dado que la optimización de los estados de las TCL durante las siguientes 24 horas, minuto a minuto, requiere valores discretos —específicamente 1 o 0—, el problema adquiere una naturaleza entera. Si bien existen algoritmos de optimización como la búsqueda local, los algoritmos de ramificación y poda, así como la optimización por enjambre de partículas, que son usados con bastante frecuencia, no resultan efectivos cuando la variable de decisión solo puede tomar valores enteros. Por lo tanto, los algoritmos que pueden manejar variables de decisión enteras, como lo es el algoritmo genético (genetic algorithm en inglés, GA), se vuelve particularmente relevante. En la literatura científica actual es bastante común el uso de Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA), una modificación del GA usada para optimizaciones multi-objetivo. El problema que plantea este trabajo solo pretende minimizar un término por lo que se vuelve innecesario el uso de NSGA.

La optimización de este tipo de problemas también se puede lograr utilizando programación dinámica, más conocida en inglés por Dynamic Programming. De hecho, los autores de [15] han empleado con éxito técnicas de programación dinámica para sistemas de primer orden (es decir, que implican una sola variable de estado). Sin embargo, cuando se trata de sistemas de mayor complejidad (de órdenes superiores), como la TCL considerada para el congelador (orden tres), la programación dinámica se vuelve computacionalmente inasequible debido a la gran memoria computacional que exige. Esto se debe principalmente al crecimiento exponencial de los espacios de estados asociados con los sistemas de mayor orden, lo que aumenta la complejidad computacional. Por lo tanto, aunque la programación dinámica puede ofrecer un enfoque robusto para la optimización, su aplicabilidad práctica está limitada por las restricciones computacionales, particularmente en sistemas que requieren alta precisión e involucran múltiples variables de estado. Finalmente, considerando los desafíos inherentes asociados al problema de optimización, el algoritmo genético resulta la opción preferida para abordar el problema que aquí se plantea.

Los algoritmos genéticos son una herramienta computacional inspirada en la evolución biológica que se utiliza para resolver problemas de optimización complejos. En un GA, se genera una población inicial de posibles soluciones, codificadas como individuos o cromosomas  $x_i$  generada aleatoriamente o a partir de un conocimiento previo. Cada cromosoma  $x_i$  representa una solución potencial y está compuesto por genes, que son las unidades básicas de información.

La calidad de cada solución  $x_i$  se evalúa mediante una función de aptitud  $f(x_i)$  que asigna un valor numérico que indica como de bien se adapta la solución al problema. La probabilidad de que un individuo sea seleccionado para reproducirse es proporcional a su aptitud, y se puede

calcular mediante la siguiente expresión:

$$p(x) = \frac{f(x_i)}{\sum_{j=1}^N f(x_j)} \quad ( 3.39 )$$

donde  $N$  es el tamaño de la población.

En cada generación, los individuos con mayor aptitud tienen más probabilidades de ser seleccionados para reproducirse. La reproducción se lleva a cabo mediante el cruce de los cromosomas de dos individuos seleccionados  $x_i$  y  $x_j$ , combinando sus genes para crear nuevos individuos  $x_{i,j}$ . El cruce puede realizarse de diversas formas, como el cruce de un punto, el cruce de dos puntos o el cruce uniforme.

Además, se introduce una pequeña cantidad de mutación, que consiste en alterar aleatoriamente algunos genes de los nuevos individuos  $x_{i,j}$ , para añadir diversidad a la población y evitar la convergencia prematura hacia soluciones subóptimas. La probabilidad de mutación se denota por  $p_m$ . Este proceso iterativo de selección, cruce y mutación se repite durante un número determinado de generaciones o hasta que se cumpla un criterio de parada, como encontrar una solución satisfactoria o alcanzar un número máximo de generaciones [45].

#### 3.5.4.1 Población inicial: muestreo aleatorio estratificado

Generar la población inicial del GA es un paso crucial, ya que establece la base para los procesos evolutivos hasta llegar a la solución óptima final. En este trabajo, se ha propuesto un enfoque de muestreo estratificado para generar la población inicial del GA.

1. **Preparación de datos:** El algoritmo utiliza los precios anticipados de la electricidad para cada hora del día siguiente, usando por tanto un total de 24 valores de precios que representan el período de las 24 horas que tiene un día.
2. **Proceso de estratificación:** Dentro de cada población  $P$  (ver figura 3.5), la probabilidad de establecer las TCL en ON u OFF en cada paso de tiempo se determina en función del precio de la electricidad para ese tiempo. Específicamente, cuando el precio de la electricidad es más bajo, hay una mayor probabilidad de establecer las TCL en ON, color verde en la figura 3.5. Por el contrario, cuando el precio de la electricidad es más alto, se establece una mayor probabilidad de que la TCL esté en OFF, color rojo en la figura 3.5. Esta estratificación asegura que la población inicial abarcara una gama diversa de soluciones potenciales que consideran las variaciones en los precios de la electricidad a lo largo del día.
3. **Generación de la población:** Siguiendo lo indicado en el punto 2, se propone generar

aleatoriamente 200 poblaciones, cada una representando una entrada potencial para el problema de optimización. Estas probabilidades aseguran que la creación de cada población considera los precios de la electricidad a lo largo del día que, aunque se hizo de forma aleatoria, siguieron un proceso de estratificación. Este enfoque garantiza que cada población ofrece configuraciones únicas de secuencias ON/OFF adaptadas a la variabilidad de los precios.

Al incorporarse el proceso de estratificación en la generación de la población inicial, el algoritmo de optimización se plantea con un conjunto robusto de “soluciones” iniciales que capturan la influencia de los precios de la electricidad en el posible control de las TCL. Este enfoque facilita un proceso de optimización más robusto y adaptativo, permitiendo al algoritmo explorar una gama diversa de soluciones potenciales.

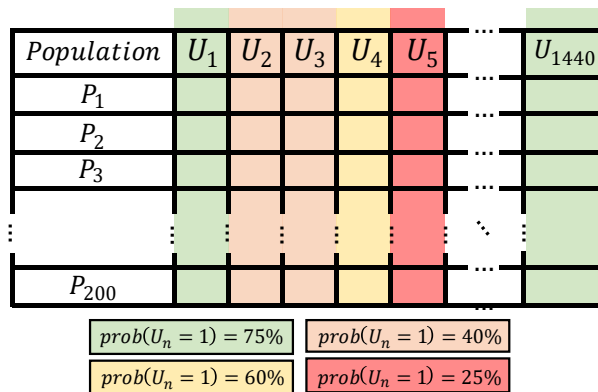


Figura 3.5 Creación de la población inicial en el GA mediante el muestreo aleatorio estratificado propuesto

### 3.6 Evaluación de la optimización ante un escenario simulado

En este apartado se presenta un problema de optimización en concreto. Para ello se considerarán unos datos iniciales para el día siguiente. Se comienza con una descripción general del conjunto de esos datos iniciales utilizado en todos los escenarios propuestos. Para un mismo conjunto de datos iniciales se probará la optimización en diferentes redes, variando en cada una de ellas su composición y por tanto la función objetivo a aplicar en el problema de optimización, pues a esto le llamamos escenario. Posteriormente a la descripción de los datos iniciales, se analiza el rendimiento de las TCL en un escenario base, donde los controles termostáticos permanecen fijos. En este escenario base la composición de la red no tendrá influencia alguna. La idea es comparar el caso base anterior, con la optimización de los costes/consumos realizada para cada escenario considerando la variabilidad de la composición de las redes.

### 3.6.1 Descripción general del conjunto de datos externos

Los datos de entrada incluyen la irradiancia, la temperatura ambiente y la temperatura del agua, todos obtenidos de pronósticos meteorológicos para el día siguiente. Además, el precio de la electricidad está predeterminado por la compañía de electricidad. Estos parámetros impactan directamente en la operación de las TCL, como se indica en sus modelos. Las condiciones ambientales externas, representadas por  $T_{amb}$ ,  $I_s$  y  $T_w$ , se ilustran gráficamente en la figura 3.6.

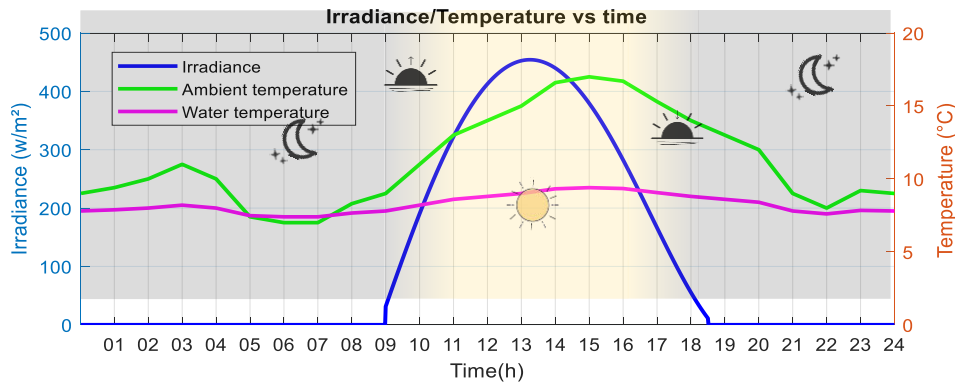


Figura 3.6 Condiciones ambientales externas

En cuanto a los precios de la electricidad, hay que diferenciar entre el precio fijado por la compañía de servicios públicos, figura 3.7 a), y el precio ajustado considerando la ecuación (3.31), que tiene en cuenta la producción de RES, figura 3.7 b). Los diferentes colores asignados a cada barra se calculan automáticamente en función del precio más alto y el más bajo en cada caso. Así, los colores de las barras no afectadas por la producción de RES también varían de la figura a) a la b).

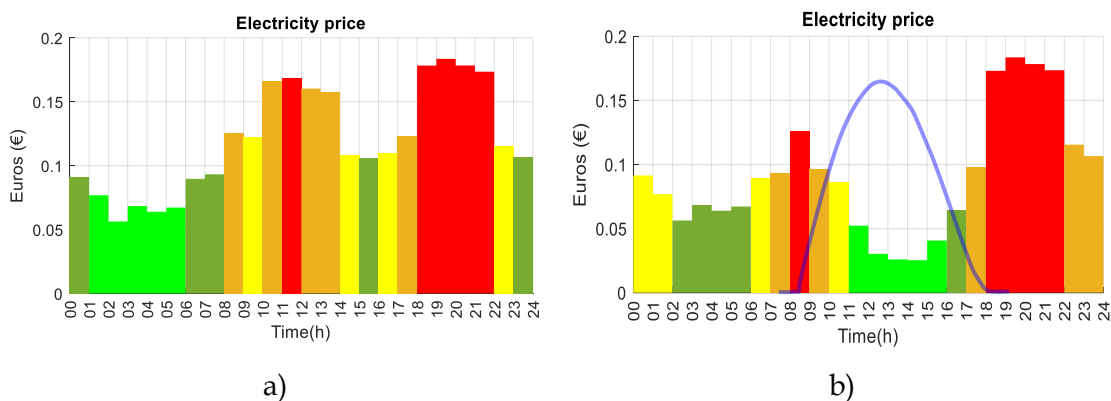


Figura 3.7 Precio de la electricidad a) De la compañía eléctrica b) Adaptados para el escenario de TCL+RES

### 3.6.2 Caso base: Carga termostática fija

Las TCL operan dentro de un escenario de caso base donde el control consiste en mantener la

temperatura objetivo dentro de una banda alrededor del punto de ajuste establecido por el usuario en cada momento. La banda representa el rango de temperaturas de confort. Este caso base sirve como un punto de referencia fundamental para comparar con los escenarios de optimización, ya que refleja el control estándar inherente en estos electrodomésticos hoy en día.

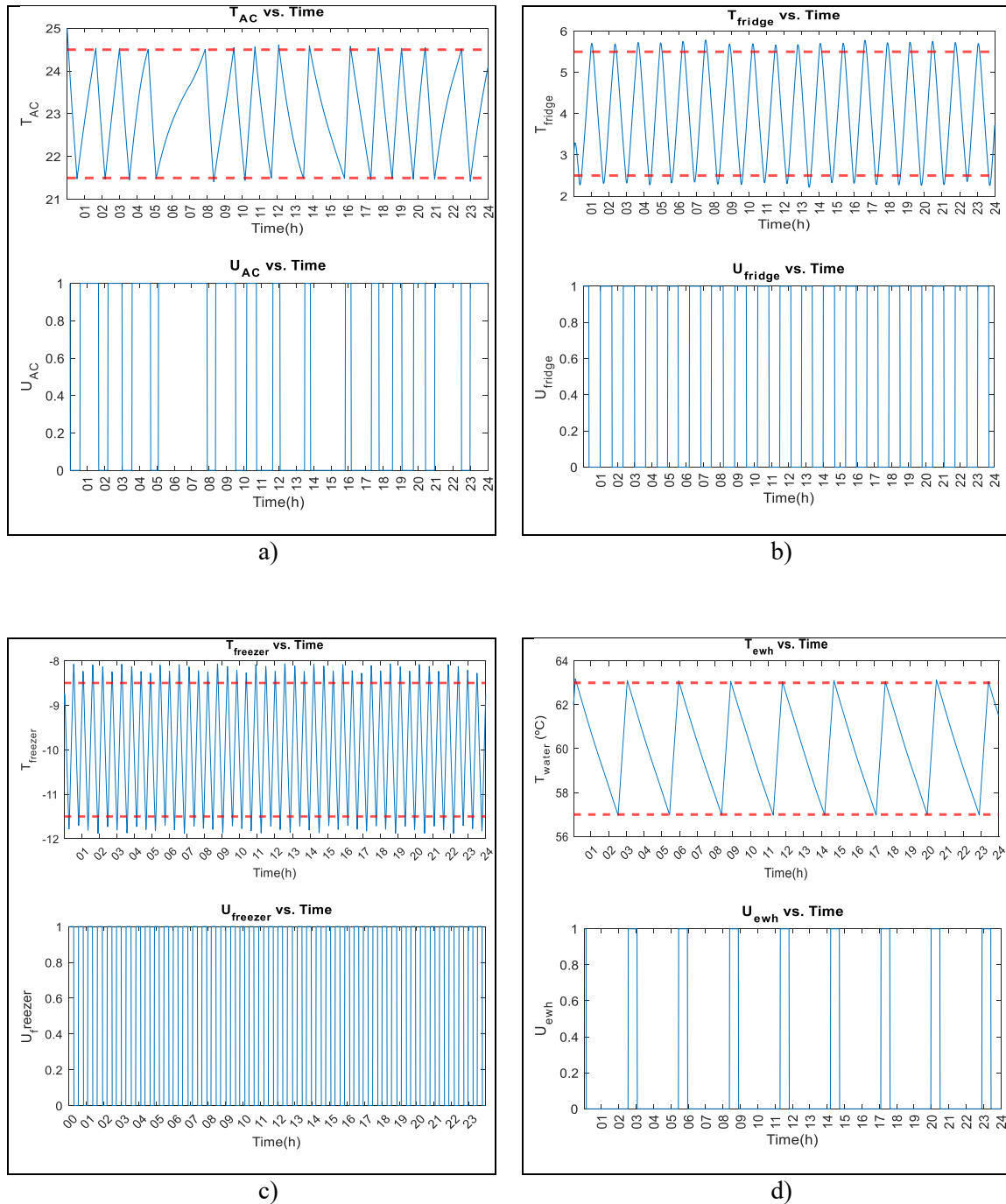


Figura 3.8 Dinámica de la temperatura y su correspondiente secuencia ON/OFF de a) AC b) Frigorífico c) Congelador d) Termo eléctrico

### 3.6.3 Casos de Optimización

El diagrama de flujo de la estrategia de optimización utilizada para optimizar el perfil de secuencia ON/OFF de las TCL dentro de la  $\mu$ red se muestra en la figura 3.9. El análisis que se presenta a continuación se centra principalmente en evaluar el rendimiento de las TCL en términos de consumo de energía y costes para cada tipo de  $\mu$ red, en función de su objetivo.

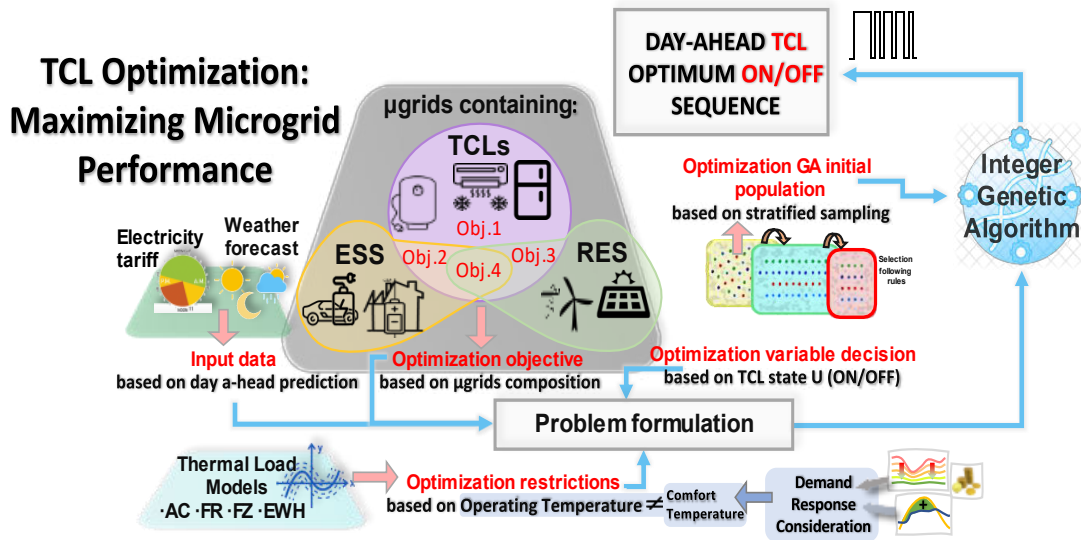
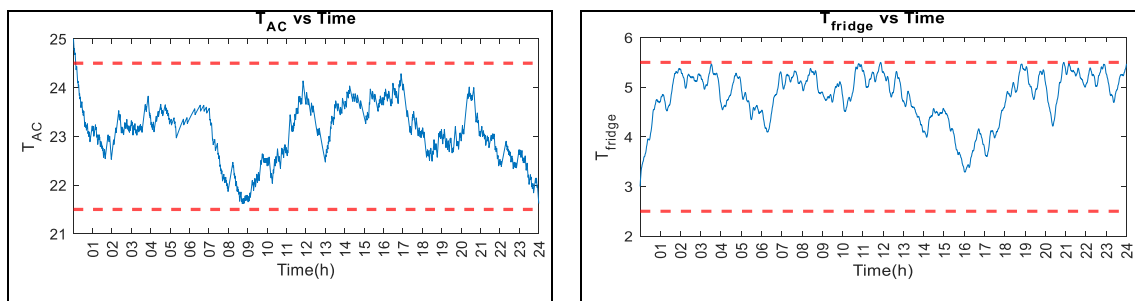


Figura 3.9 Resumen esquemático del proceso de optimización

#### 3.6.3.1 Escenario: TCL+RES

El escenario elegido para analizarlo en profundidad es el más completo, ya que los demás escenarios solo requieren especificar la composición de la  $\mu$ red al optimizador. En este caso, es necesario especificar los metros cuadrados de superficie de paneles fotovoltaicos y su eficiencia. Además, los precios introducidos son precios ajustados basados en la producción de RES, como se ilustra en la figura 3.7 b). Los resultados obtenidos aplicando este objetivo se presentan en la figura 3.10, donde se pueden ver perfiles de temperatura muy diferentes de los correspondientes al caso base mostrado en la figura 3.8.



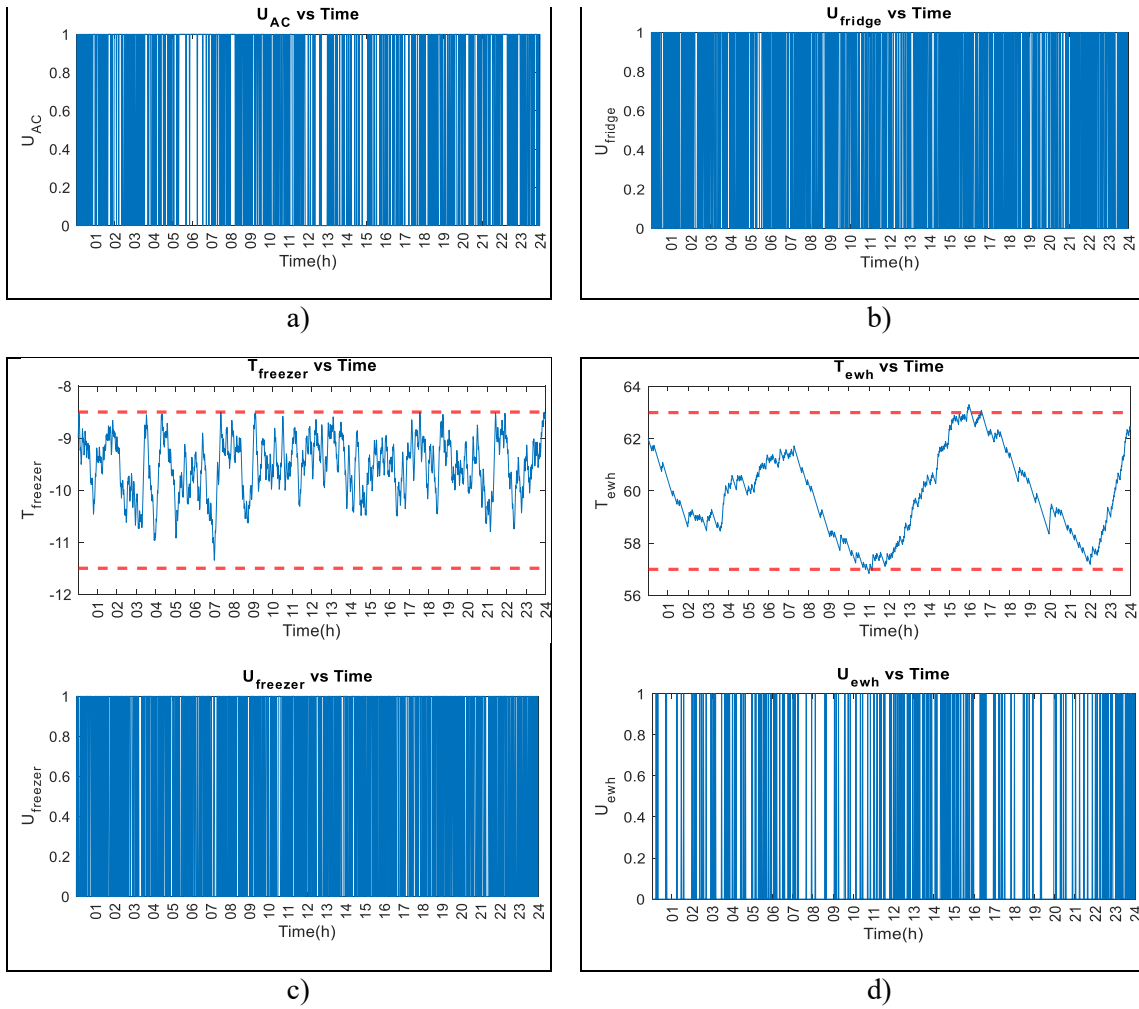


Figura 3.10 Escenario: TCL+RES. Dinámica de la temperatura y su correspondiente secuencia ON/OFF de a) AC b) Frigorífico c) Congelador d) Termo eléctrico

Los gráficos mostrados en la figura 3.10 muestran los perfiles de temperatura y las secuencias ON/OFF de cada TCL, proporcionando información sobre su dinámica y el comportamiento del consumo de energía. La figura 3.11 ilustra una comparación entre los costes energéticos acumulados en el caso base y el escenario de optimización TCL+RES.

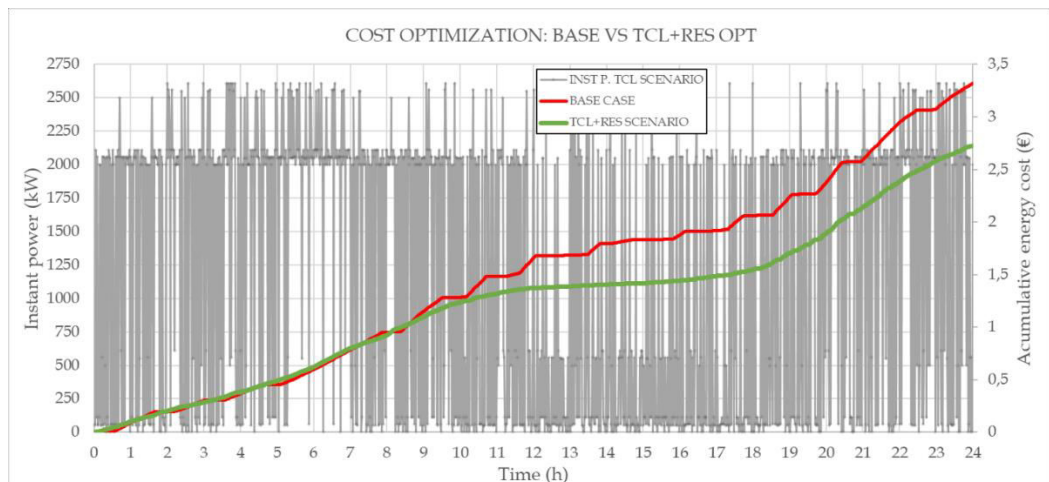


Figura 3.11 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo) y objetivo TCL+RES (verde)

Este gráfico comparativo resalta la reducción significativa en los costes de energía lograda a través de la optimización. Como se observa, al final del día, el escenario optimizado, marcado en color verde, presenta una disminución del 18% en los costes en comparación con el caso base.

### 3.6.3.2 Resto de escenarios

De los cuatro casos que se pueden dar en la composición de una  $\mu$ red, solo se consideran tres de ellos ya que dos tienen objetivos idénticos, tal y como se explicó en la tabla 3.1 y uno de los casos ya se ha expuesto. A continuación, se analizará la optimización de costes en el caso de una  $\mu$ red compuesta únicamente por TCL y la optimización del consumo de energía en los casos en los que la  $\mu$ red contiene ESS.

Los resultados correspondientes a la optimización de costes de una  $\mu$ red compuesta solo por TCL se presenta en la figura 3.12. Como se puede ver, se obtiene una disminución perceptible del coste diario, que representa al final del día un 3,3% de mejora con respecto al caso base.

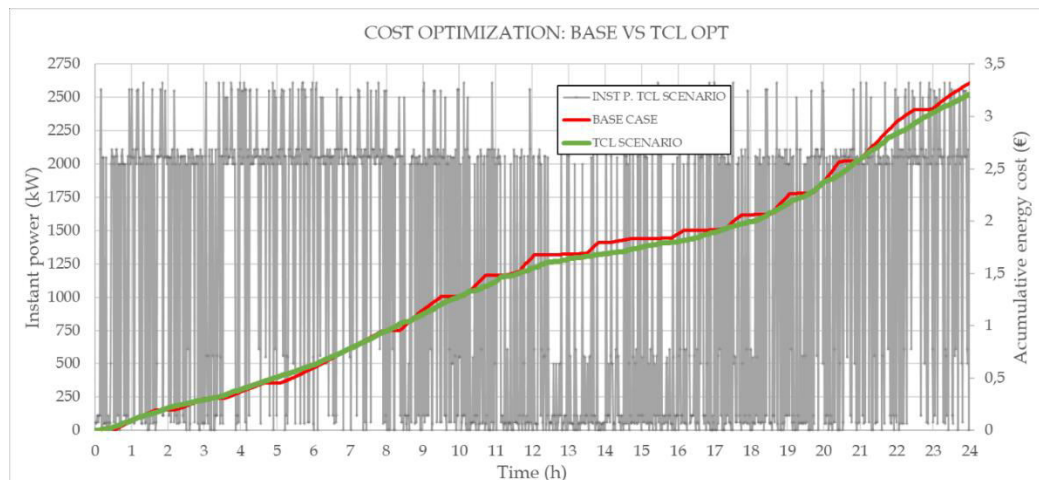


Figura 3.12 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo) y el objetivo TCL (verde)

Los resultados correspondientes a la optimización del consumo de energía se presentan en la figura 3.13, donde se obtiene una disminución del 2,4% en el consumo diario de energía con respecto al caso base (sin optimizar).

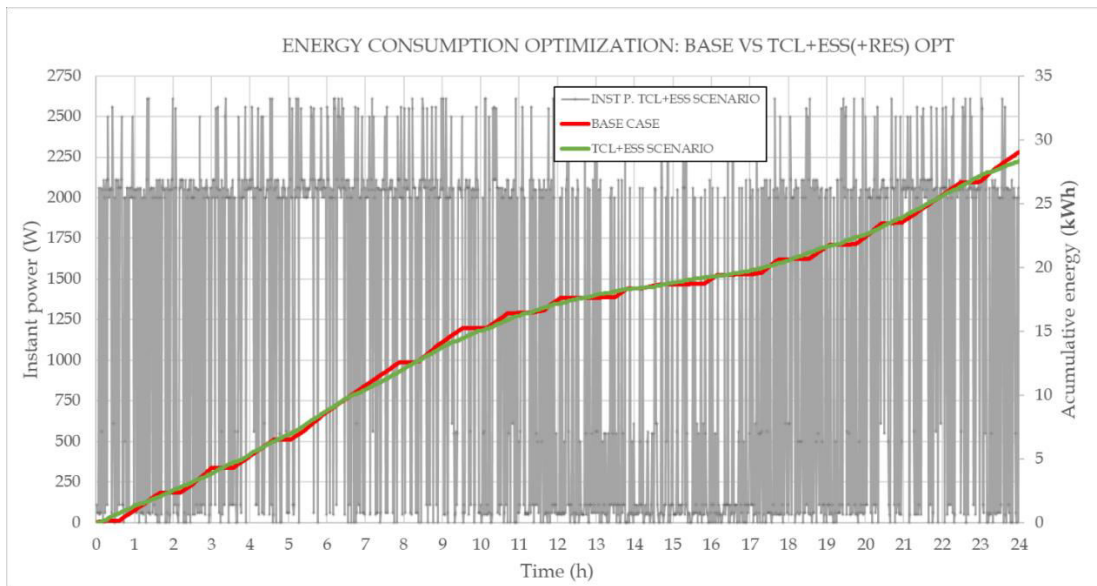


Figura 3.13 Potencia instantánea y comparativa de consumo de energía acumulado entre los casos base (rojo) y el objetivo TCL+ESS (verde)

Finalmente, la figura 3.14 presenta la comparación entre los casos: base, TCL y TCL+RES en los cuales la optimización se basa en disminuir costes. El caso en el que existe RES fotovoltaica es más favorable, es decir, se produce un mayor ahorro. El algoritmo de optimización, tal y como se ha dicho anteriormente, prioriza el encendido de la TCL promoviendo el autoconsumo.

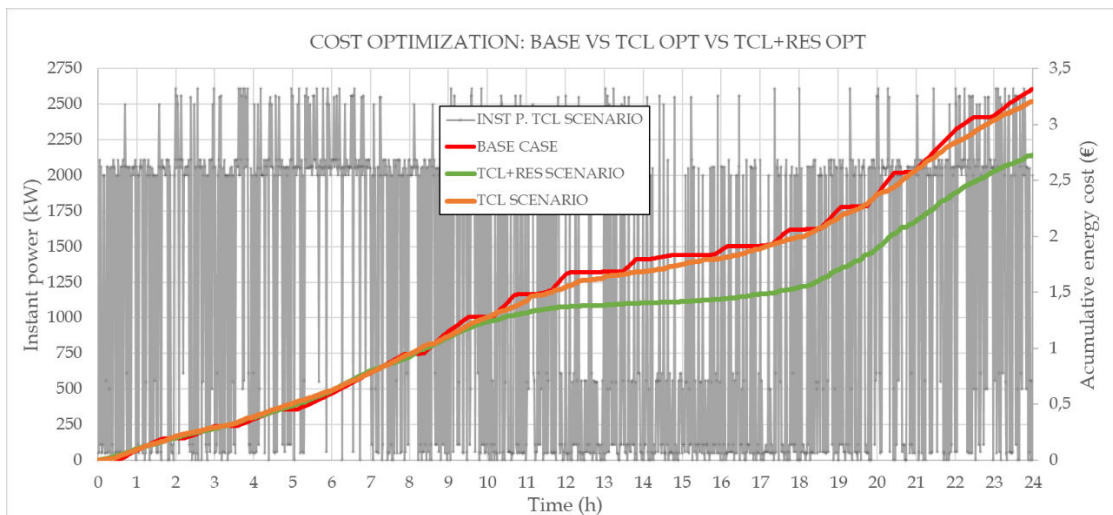


Figura 3.14 Potencia instantánea y comparativa de costes acumulados entre los casos base (rojo), el objetivo TCL (naranja) y el objetivo TCL+RES (verde)

### 3.7 Propuesta de integración de la metodología de optimización en la gestión continuada de las TCL

Las condiciones ideales de funcionamiento optimizado de las TCL rara vez se mantienen debido a las fluctuaciones ambientales y al comportamiento impredecible de los usuarios. Además, se busca introducir el enfoque de "respuesta a la demanda" como un elemento clave para ajustar las TCL a las necesidades externas por parte del OS. A continuación, se presentan dos estrategias: una enfocada en la integración de la optimización de las TCL en su gestión diaria y otra orientada a facilitar la participación de estas cargas en los programas de respuesta a la demanda.

#### 3.7.1 Estrategia considerada en los desajustes en tiempo real

En la operación en tiempo real de la red, pueden surgir desajustes entre el consumo de energía previsto (secuencia establecida por la optimización) y el real de las TCL debido a diversos factores, como incertidumbres en las condiciones ambientales y desviaciones producidas por el comportamiento del usuario, así como los períodos de respuesta a la demanda descrito en el apartado anterior. Estos desajustes plantean desafíos significativos para la gestión efectiva de las secuencias de encendido/apagado de las TCL, ya que pueden disminuir la optimización y llevar a secuencias de encendido/apagado no programadas. El supervisor, equipado con capacidades de monitorización en tiempo real y algoritmos de control, actúa como una entidad de toma de decisiones responsable de ajustar la operación de las TCL en respuesta a esos cambios dinámicos.

Para abordar los desajustes en la operación en tiempo real, el supervisor de las TCL podría emplear una estrategia adaptativa que ajusta dinámicamente el control de las TCL para alinearse con la secuencia de encendido/apagado establecida por la optimización. Específicamente, cuando ocurren desviaciones debido al comportamiento humano o factores ambientales como cambios en la irradiancia, resultando en temperaturas no predefinidas o en la secuencia no predeterminada, el supervisor intervendrá en tiempo real. Su función es asegurar que la TCL alcance la temperatura objetivo establecida por la secuencia de optimización precedente lo antes posible. Una vez alcanzada la temperatura deseada, la TCL puede reanudar la secuencia de encendido/apagado establecida. Esta estrategia de control garantiza que la TCL opere de manera óptima según la secuencia predeterminada, incluso ante desviaciones imprevistas.

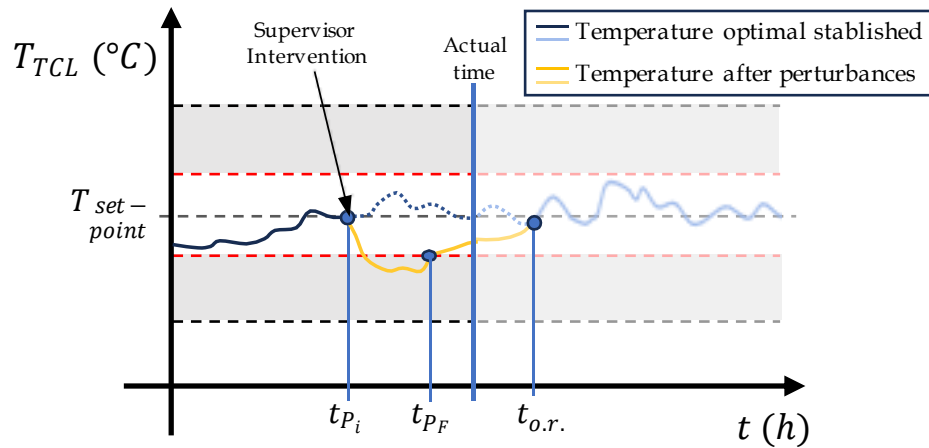


Figura 3.15 Operación en tiempo real en una TCL

La figura 3.15 muestra una representación gráfica de la dinámica descrita anteriormente. Una vez que ocurre una perturbación, causando que el sistema se desvíe de la dinámica óptima propuesta, el supervisor inicia su operación  $t_{P_i}$ . Esta perturbación persiste durante un período en el cual el supervisor no puede mantener el control total sobre la TCL. Al concluir la perturbación en  $t_{P_f}$ , el sistema responde efectivamente al control del supervisor, guiándolo rápidamente de regreso a la temperatura óptima para reanudar el seguimiento de la secuencia optimizada obtenida del problema planteado. El tiempo que toma el sistema para recuperarse y adherirse a la temperatura propuesta se denomina el tiempo de recuperación de optimización  $t_{o.r.}$ .

Después de analizar la figura 3.15 y su explicación, se hace evidente que la intervención del supervisor está facilitada por la presencia de una secuencia óptima de encendido/apagado y su perfil de temperatura asociado. Esta secuencia optimizada permite una respuesta rápida a las perturbaciones, asegurando un control sobre la dinámica del sistema. En contraste, si la optimización se basara en establecer un ajuste de temperatura, la respuesta del sistema a los desajustes sería significativamente más compleja y difícil de gestionar.

### 3.7.2 Estrategia considerada para la respuesta a la demanda

La estrategia de optimización garantiza que cualquier  $\mu$ red que contenga TCL permanezca disponible de manera continua para participar en programas de respuesta a la demanda. Este trabajo introduce y distingue dos términos nuevos en relación con las TCL: la banda de histéresis de temperatura operativa (operating temperature hysteresis band en inglés) y la banda de histéresis de temperatura de confort (comfort temperature hysteresis band en inglés). La banda de histéresis de temperatura operativa se refiere al rango dentro del cual ocurre la optimización y las TCL operan bajo condiciones normales. Esta banda está contenida dentro de la banda de histéresis de temperatura de confort, que representa el rango menos restrictivo para las TCL. Las TCL solo

pueden operar dentro de esta banda si se emite un comando por parte del OS para participar en un evento de respuesta a la demanda al recibir una solicitud de la red. La banda de histéresis de temperatura de confort es impuesta por el usuario de la TCL, ya que exceder esos límites de temperatura comprometería la comodidad del usuario.

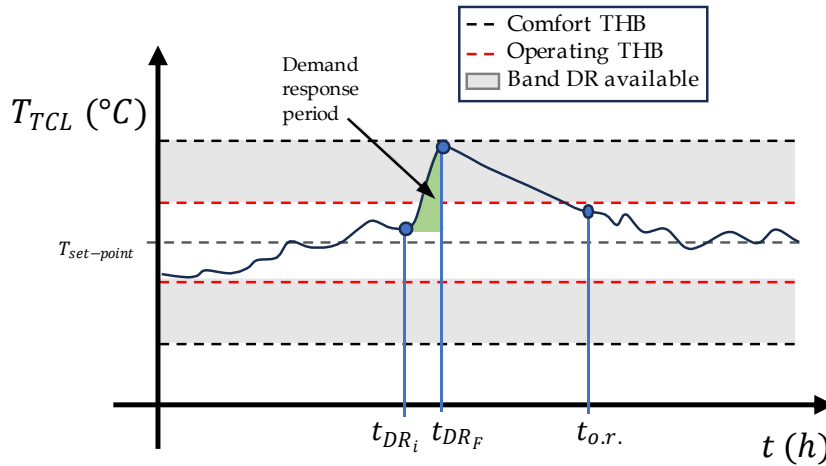


Figura 3.16 Dinámica de la temperatura y respuesta a la demanda propuesta en una TCL.

La figura 3.16 ilustra la dinámica de temperatura dentro de un sistema gobernado por una TCL. Después de un período de respuesta a la demanda, denotado como  $t_{DRi}$  y  $t_{DRF}$  indicando el comienzo y la conclusión de la respuesta a la demanda, respectivamente, la TCL vuelve a su programa impuesto por la optimización. El restablecimiento de la secuencia de optimización después de la respuesta a la demanda debe garantizarlo el supervisor del sistema de la  $\mu$ red. El momento en que alcanza la secuencia de encendido/apagado predefinida por la optimización se denomina tiempo de recuperación de optimización  $t_{o.r.}$  (optimization recovery) señalado en la figura 3.16. Cada banda de histéresis mencionada anteriormente está dibujada por líneas discontinuas en diferentes colores.

En la literatura existen diferentes índices usados para anticipar con precisión los recursos disponibles en la  $\mu$ red para participar en un evento de respuesta a la demanda [46] [47]. Estos índices tienen en cuenta factores como la temperatura operativa del sistema, que varía según las diferentes TCL, así como la disponibilidad de recursos energéticos (potencia y duración a lo largo del tiempo).

## CAPÍTULO 4

---

# RES: Energía Eólica de pequeña escala y su estrategia de operación

### 4.1 Introducción

El uso de recursos energéticos distribuidos, como el sol y el viento, es fundamental en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles. La DG permite aprovechar eficientemente este potencial a lo largo de la diversa geografía, contribuyendo significativamente a la descentralización energética. La energía eólica, especialmente destacada en España, se ha posicionado como una de las tecnologías renovables más avanzadas [48]. En particular, la mini eólica representa una buena solución para el autoconsumo en sectores rurales, granjas e industrias, consiguiéndose mayor eficiencia energética y reducción de la dependencia de las redes centralizadas.

El diseño, análisis y dimensionamiento adecuado de los sistemas mini eólicos es crucial para maximizar su eficacia. En un escenario de alta penetración de esta tecnología, es imprescindible que las  $\mu$ redes que la incorporen tengan un control integral, lo que permitirá optimizar su operación y adaptarse a las condiciones específicas de cada entorno. Y que, incluso sin contener almacenamiento de energía, aquellas  $\mu$ redes que instalen este tipo de tecnología puedan participar en la reserva de potencia mediante un control de potencia robusto.

En este capítulo se profundizará en el mundo de la pequeña eólica, desde la creación de una plataforma de ensayo y el procedimiento para hacerlo, hasta el control preciso de potencia del aerogenerador mediante un sistema de control digital. Todo ello realizado a nivel de simulación y experimental en el laboratorio.

## 4.2 Estado del arte

En los sistemas de generación eólica (en inglés wind energy conversion system, WECS), el tipo de generador más usado para potencias de menos de 100kW es el generador síncrono de imanes permanentes (en inglés Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) [49], que se caracteriza por incorporar un sistema de eje directo entre generador y turbina, evitando mecanismos de engranajes y las pérdidas o el mantenimiento asociados a ellos [50]. La electrónica es también una parte importante ya que se incorporan convertidores de potencia para lograr un alto rendimiento y control sobre el sistema generador. El esquema típico de este sistema de generación mini-eólico suele ser: palas horizontales acopladas a un eje que hace las veces de turbina y está conectado a un PMSG con salida trifásica conectada a un rectificador. La salida de continua está conectada a un convertidor de potencia elevador (boost converter en inglés), cuyo secundario está conectado a un bus de continua, a una batería o bien directamente a un inversor con salida monofásica o trifásica, figura 4.1.

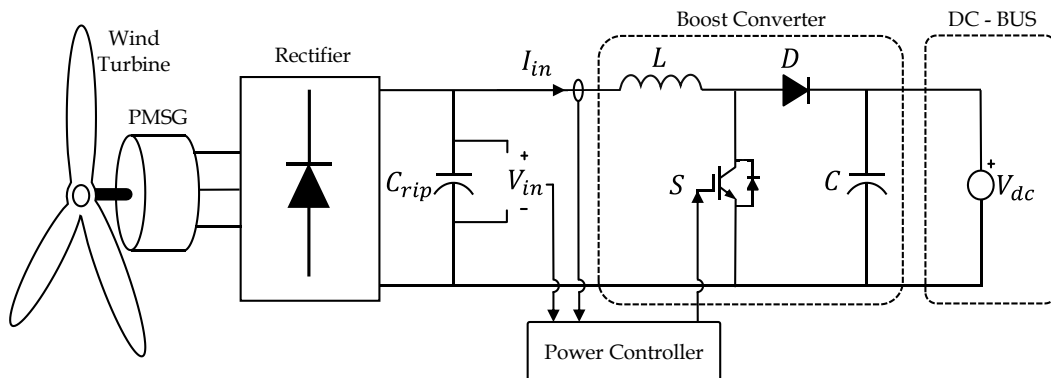


Figura 4.1 Sistema eólico completo

El sistema comprende dos bloques que son susceptibles de ser investigados, examinados y analizados. El primero de ellos es el convertidor de potencia y su controlador, llamado en la figura 4.1 controlador de potencia (power controller). El otro bloque es la caracterización del sistema, comprendiendo tanto el generador eléctrico, como el sistema eólico completo y sus curvas características.

### Plataforma de ensayo para mini aerogeneradores

Caracterizar los sistemas generadores de energía es importante para el diseño efectivo, la operación y la integración de las turbinas eólicas en los sistemas eléctricos. Además, conocer a la perfección estos sistemas permite identificar y solucionar problemas potenciales, contribuyendo así a la optimización del rendimiento y la fiabilidad de la energía eólica. Para lograr esto, se ha desarrollado una plataforma específica que involucra tanto al PMSG y al WECS, por lo que la revisión de la literatura se divide en estas subpartes fundamentales debido a que nunca se han

combinado con el mismo propósito seguido en este trabajo.

Por un lado, hay una parte teórica en la que se basan los estudios de cortocircuito y vacío de los generadores y las características que se pueden obtener de estos ensayos. Los generadores síncronos y sus análogos, como los generadores asíncronos, son siempre objeto de investigación y evolución continua [51]. Por ejemplo, la reacción de inducido es uno de los problemas más críticos, ya que determina la eficiencia y calidad de la onda [52], la característica del par [53], la vibración y el ruido acústico [54], algo crucial en la generación de energía eólica. El número de polos del generador correlaciona la velocidad de la máquina y su momento de inercia [55], por lo que en entornos donde la velocidad del viento es variable, se convierte en un factor decisivo para considerar un régimen de generación adecuado. Además, la variación en el par de polos tiene un gran impacto, necesario de analizar y conocer para establecer las relaciones de engranajes en sistemas de engranajes múltiples si se deseara introducirlos en el sistema eólico [56]. En un PMSG, la constante de la máquina  $K$  establece la Fuerza Electromotriz (en inglés Electromagnetic Force, EMF), determinando la eficiencia del generador y la estabilidad transitoria en fallos [57]. Esta  $K$  también influye en el par producido en el generador y, por lo tanto, en la corriente que fluye a través de sus devanados. En el proceso de diseño de generadores para su incorporación en sistemas de energía eólica, es esencial fundamentar su diseño y construcción estableciendo relaciones entre todos los factores que influyen en él.

Por otro lado, los WECS incorporan de manera inherente las características anteriormente comentadas del PMSG. Un aspecto destacado que siempre se aborda en este tipo de estudio es la capacidad de los WECS para maximizar la extracción de energía del viento cuando es necesario y adaptarse a condiciones de velocidad de viento variable. En la literatura se consideran dos características importantes de los WECS y que son equivalentes: la curva de rendimiento de potencia  $C_p$  y el diagrama de características dinámicas. Aunque ambos conceptos son similares, la curva de rendimiento de potencia se define específicamente en términos de la relación de la velocidad en punta de la pala [58] y representa la relación entre la aerodinámica y la energía del viento que las palas son capaces de recoger. Esta característica se puede obtener utilizando datos históricos/registrados [59] [60] o mediante experimentación directa con la máquina [61]. Si bien existe una metodología para realizar estudios de esta naturaleza enfocada en las características de los WECS, el análisis del generador y su interacción con sus propiedades sigue siendo algo incompleto. Posteriormente a la experimentación antes comentada, se desarrollan algoritmos avanzados para la modelización y estimación de estas curvas características [62] [63]. En la metodología propuesta en este trabajo, para relacionar de manera simple la velocidad mecánica de la turbina eólica con la potencia eléctrica final que puede producir el generador, se opta por la segunda característica antes mencionada y denominada diagrama de característica dinámica para diferentes velocidades del viento. Esta característica es la siguiente: en una gráfica se enfrentan

potencia eléctrica vs velocidad de rotación del eje de la turbina (y por tanto velocidad del generador) para cada velocidad de viento [64] [65].

La necesidad de relacionar todos los parámetros de los WECS y los PMSG con las velocidades del viento y los regímenes operativos radica en la comprensión fundamental de cómo el rendimiento de la turbina se ve influenciado por factores del entorno. La influencia de la velocidad del viento en la reacción de la inducido y en la reactancia síncrona, así como en la variación de la velocidad de rotación, es esencial para entender la respuesta de la turbina a diferentes velocidades del viento.

### Control de los aerogeneradores de potencia menor de 100kW

Las µredes que contienen ESS pueden integrarse “fácilmente” en el servicio de reserva de potencia, ya que disponen de energía almacenada [66]. Sin embargo, las ESS suelen ser algo que los usuarios evitan a la hora de conformar su instalación/µred debido a su alto coste y a su compleja operatividad, y a que disminuyen considerablemente la rentabilidad de las RES en caso de que se instalaran en conjunto [67]. De hecho, la gran ventaja de la DG es la posibilidad de utilizar la red como un ESS virtual, enfoque parecido al comentado en el capítulo anterior de las TCL. Por lo tanto, es necesario desarrollar controles y algoritmos que permitan a una µred con DG, que carece de ESS, participar en el servicio complementario ofrecido por el OS de reserva de potencia. La figura 4.2 ilustra una configuración típica de las µredes.

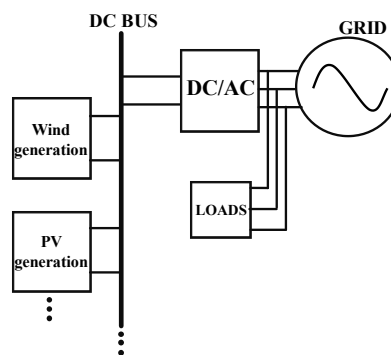


Figura 4.2 Topología típica de una µred con varias RES que opta por no instalar ESS

Entre las tecnologías de DG empleadas en µredes, los sistemas fotovoltaicos ocupan actualmente la posición dominante, seguidos por las tecnologías de energía eólica. En la literatura técnica, existen numerosos algoritmos para controlar la potencia inyectada por los sistemas fotovoltaicos, tanto para inyectar la máxima potencia disponible como un porcentaje de ella [68] [69]. Sin embargo, los algoritmos para instalaciones eólicas son menos y los relacionados con instalaciones eólicas a pequeña escala son aún más escasos. En cualquier caso, los sistemas de control de potencia que se narran en la literatura técnica para los WECS priorizan siempre el seguimiento del punto de máxima potencia (en inglés maximum power point tracker, MPPT) en

todo momento [70]. El enfoque de esta parte del trabajo es realizar un control de WECS menor de 100kW que conjuntamente y de manera robusta maneje el MPPT y también otro punto de trabajo diferente del MPPT, con el objetivo de poder participar en los servicios complementarios del OS.

Las metodologías empleadas para conseguir el MPPT en la literatura científica se pueden categorizar en tres grupos principales: el método de la relación de velocidad de punta de pala (en inglés tip speed ratio, TSR) [71], que trata de mantener el valor óptimo de la velocidad en punta de las palas, el método de perturbación y observación (P&O) [72], basado en la búsqueda constante de la máxima potencia comparando la potencia actual con la anterior, y el control basado en relaciones óptimas (en inglés Optimum-Relation-Base control, ORB) [73], que mide constantemente los parámetros característicos de la turbina eólica y, junto con las curvas pre-obtenidas, trabaja para mantener el MPPT. El control de potencia (mediante los algoritmos comentados) en las turbinas eólicas a gran escala se puede llevar a cabo controlando mecánicamente el ángulo de paso de las palas (en inglés pitch angle) [74], variando la relación de la caja de engranajes [75], mediante la excitación de campo [76], el control del par o la velocidad del rotor en los generadores, y a través de la electrónica de potencia mediante convertidores, inversores y rectificadores de diodos activos [77] [78].

Para las turbinas eólicas en las que se centra este estudio, las de pequeña escala, el control de potencia se logra exclusivamente a través de la electrónica de potencia, ya que el WECS estudiado tiene un generador PMSG (no existe excitación) de eje con acople directo [79] y el control del ángulo de paso es pasivo, es decir, la posición de las palas de la turbina no es controlable. En la figura 4.1 presentada anteriormente se observa el sistema completo. Esto lleva a que la literatura especializada en pequeñas turbinas eólicas estudie cómo obtener el MPPT únicamente controlando los componentes electrónicos activos del circuito mencionado. Existen pocos estudios que hayan abordado estrategias de control de potencia operando más allá del MPPT. En [80], el autor propone una estrategia de control basada en inversores teniendo baterías como respaldo, algo que el presente estudio evita. Otro método propuesto, pero sin resultados experimentales, fusiona los controles de convertidor e inversor para variar la potencia inyectada, requiriendo por lo tanto un inversor para cada sistema generador de la red [81].

Las carencias de investigación mencionadas a lo largo de este apartado se abordan mediante el trabajo presentado en este capítulo, el cual pretende contribuir con una plataforma y una metodología de caracterización de los WECS y con un control integral. Para respaldar y validar todo ello, se presentan resultados experimentales.

### 4.3 Fundamentos teóricos de los WECS de pequeña escala

Antes de abordar la caracterización de una turbina eólica, es esencial exponer los principios teóricos en los que se basa. En esta sección, se presentan en detalle las ecuaciones y particularidades relevantes de los PMSG y los WECS que son necesarios para la comprensión de esta plataforma experimental y la consecución del control de potencia que se quiere.

El generador es movido por las palas integradas en el eje del rotor, las cuales capturan parte de la energía transportada por el viento  $P_w$ :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho_w A v_w^3 \quad (4.1)$$

Donde  $A$  es el área barrida por las palas de la turbina,  $\rho_w$  es la densidad del aire y  $v_w$  es la velocidad del viento. La relación entre la potencia transportada por el viento y la potencia eléctrica de salida  $P_e$  es la siguiente:

$$P_e = P_w \cdot C_p(\lambda) \cdot \eta_g \quad (4.2)$$

$C_p(\lambda)$  es el coeficiente de potencia característico de las turbinas eólicas y depende de la velocidad específica  $\lambda$ , que se define como la relación entre la velocidad de punta de pala y la velocidad del viento, y del ángulo de paso  $\beta$  de las palas. En las turbinas eólicas de pequeña escala (en inglés small wind turbine, SWT), el ángulo de paso no es controlable, por lo que en este caso  $C_p$  dependerá únicamente de  $\lambda$ . Siendo  $R$  el radio de las palas y  $\omega_m$  la velocidad mecánica del rotor se tiene que  $\lambda$  es:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_m}{v_w} \rightarrow \lambda_{opt} = \frac{R \cdot \omega_{m \, opt}}{v_w} \quad (4.3)$$

Se consigue extraer la máxima potencia del viento cuando se tiene  $\lambda_{opt}$ , que no es más que conseguir que la velocidad mecánica de giro del rotor sea también óptima  $\omega_{m \, opt}$  para cada velocidad de viento, de esto tratan los algoritmos de MPPT presentados anteriormente. El parámetro  $\eta_g$  de la ecuación (4.2) es el rendimiento del generador eléctrico, que se ve influenciado por las pérdidas de cobre y de hierro. En la plataforma presentada, el rendimiento  $\eta_g$  también incluye la fricción cuando gira el eje, tal como se menciona en [82]. En [83], el autor detalla el cálculo de cada pérdida para los WECS.

Tal y como se indicó anteriormente, en este trabajo la caracterización se hará mediante la relación entre la potencia eléctrica y la velocidad de rotación mecánica de la máquina  $\omega_m$ , donde el coeficiente de potencia mencionado anteriormente está intrínsecamente contemplado; esto se denomina la característica dinámica de la máquina.

La mayoría de las pequeñas turbinas eólicas de eje horizontal están compuestas por un PMSG de accionamiento directo. Este tipo de generadores no tiene excitación de campo, por lo tanto, la fuerza electromotriz  $E_A$  es únicamente proporcional a la velocidad de rotación  $\omega_m$  durante toda la operación de la máquina, para cualquier carga conectada [84].

$$E_A = K \cdot \omega_m \quad ( 4.4 )$$

El valor de la tensión en el generador  $V_\phi$  bajo una carga será igual a la fuerza electromotriz generada con la velocidad existente  $E_A$  menos la caída de tensión  $\Delta V_{stator}$  producida por la resistencia del devanado  $R_A$  y por la reactancia síncrona.

$$\vec{V}_\phi = \vec{E}_A - \Delta \vec{V}_{stator} = \vec{E}_A - \vec{I}_A(R_A + jX_S) \quad ( 4.5 )$$

La figura 4.3 muestra el circuito equivalente por fase de un PMSG. La reactancia síncrona  $X_S$  es la suma de la autoinductancia del devanado del inducido  $X_A$  y la reacción de inducido  $X$ .

$$X_S = X + X_A \quad ( 4.6 )$$

La reacción de inducido se define como la respuesta o efecto resultante de la interacción entre el campo magnético generado por los imanes y el campo magnético generado en el inducido de la máquina. Determinar la reactancia  $X_A$  es posible midiendo los siguientes parámetros:

$$X_A = L_A \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_{elect} \quad ( 4.7 )$$

Siendo  $L_A$  la inductancia del devanado del inducido y  $f_{elect}$  la frecuencia eléctrica de la tensión generada.

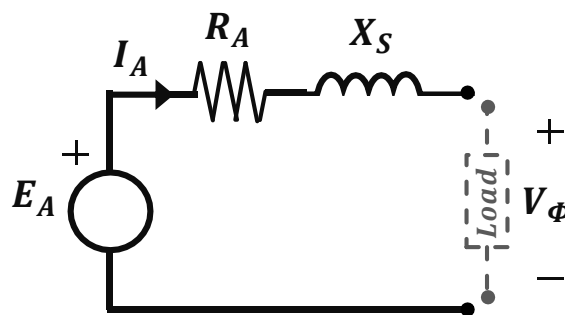


Figura 4.3 Circuito equivalente por fase del PMSG

Debido a lo establecido en la ecuación (4.4), a través de la plataforma presentada en este estudio, la caída de tensión interna de la máquina puede calcularse en función de la tensión y la velocidad de rotación medidos con el generador en operación sin carga. Dado que la fuerza electromotriz es conocida para cada velocidad de rotación, sería posible estimar las caídas de tensión producidas en cualquier momento con cualquier carga conectada, como se indica en la

ecuación (4.5).

Además, dado que la resistencia del devanado del inducido  $R_A$  permanece constante, se puede estimar la reactancia síncrona  $X_S$ . Esto hace posible calcular la reactancia del inducido  $X$  utilizando la ecuación (4.6), ya que  $X_A$  se define para cada valor de  $f_{elect}$ , según la ecuación (4.7).

La constante de diseño de la máquina,  $k$ , y el flujo magnético  $\phi$  creado por los imanes, pueden combinarse en un único término  $K$ . Este parámetro tendrá un valor proporcional a la velocidad de rotación del PMSG y puede determinarse para cada punto de operación de la máquina como otro parámetro característico en esta plataforma de ensayo. Se observará que, siendo experimental, la medición no siempre permanece en el mismo valor, pero sí muestra una clara tendencia.

Al tratarse de un generador compuesto por un rotor inductor donde los imanes permanentes están acoplados, estos se organizarán en pares. Este importante detalle de construcción se denomina número de pares de polos del rotor. La velocidad de rotación  $\omega_m$  a la que gira el rotor del generador está relacionada con la frecuencia eléctrica  $f_{elect}$  de la tensión generada y los pares de polos  $p$  que tiene la máquina. Esta relación es directamente proporcional, lo que significa que, si se incrementa la velocidad mecánica, la frecuencia eléctrica también aumentará [85]:

$$p = \frac{f \cdot 60}{\omega_m} \quad ( 4.8 )$$

Donde  $p$  es el número de pares de polos del generador. Para determinarlo, solo es necesario medir la frecuencia eléctrica  $f_{elect}$  de la tensión generada y la velocidad a la que está girando el rotor de la máquina  $\omega_m$  en ese momento.

## 4.4 Plataforma de ensayo para miniaerogeneradores

### 4.4.1 Configuración de la plataforma

Para caracterizar cualquier turbina eólica, es necesario disponer de un ventilador industrial de velocidad variable controlado por un convertidor de frecuencia que permita generar y modificar la velocidad del viento resultante que moverá la turbina eólica, ver figura 4.4.

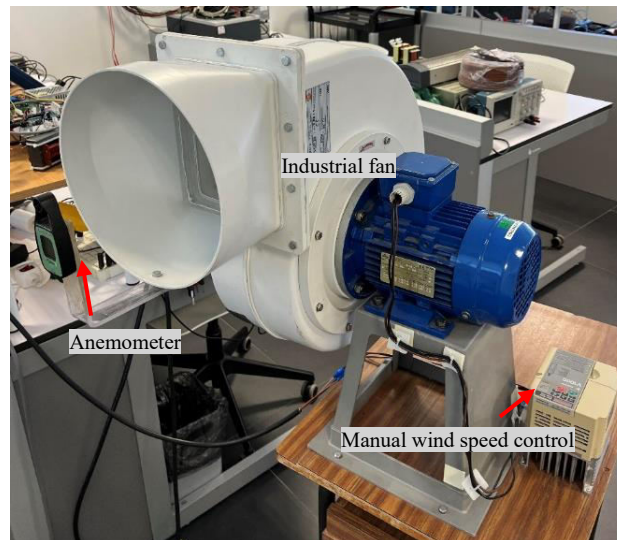


Figura 4.4 Ventilador industrial usado para generar viento

La corriente trifásica generada por el SWT se rectifica mediante diodos rectificadores. Justo antes de la rectificación, se colocan dos vatímetros en conexión Aron para medir la potencia eléctrica generada. Una vez que la corriente se rectifica, se hace pasar través de sensores instalados en una placa de circuito impreso (en inglés printed circuit board, PCB) diseñada ad hoc. Empleando esta PCB, es posible medir la potencia después de la conversión a corriente continua (en inglés Direct Current, DC) y monitorear la generación del WECS a través de un PC. Esta adquisición de datos se hace usando un transductor de corriente para medir la tensión (LEM LV 25-P) y un sensor de corriente no invasivo (LEM LA 55-P), ambas señales se introducen en un controlador Arduino MEGA para que puedan ser monitorizadas desde el pc. En la figura 4.5 se presenta cada etapa y además en la figura 4.6b) se esquematiza.

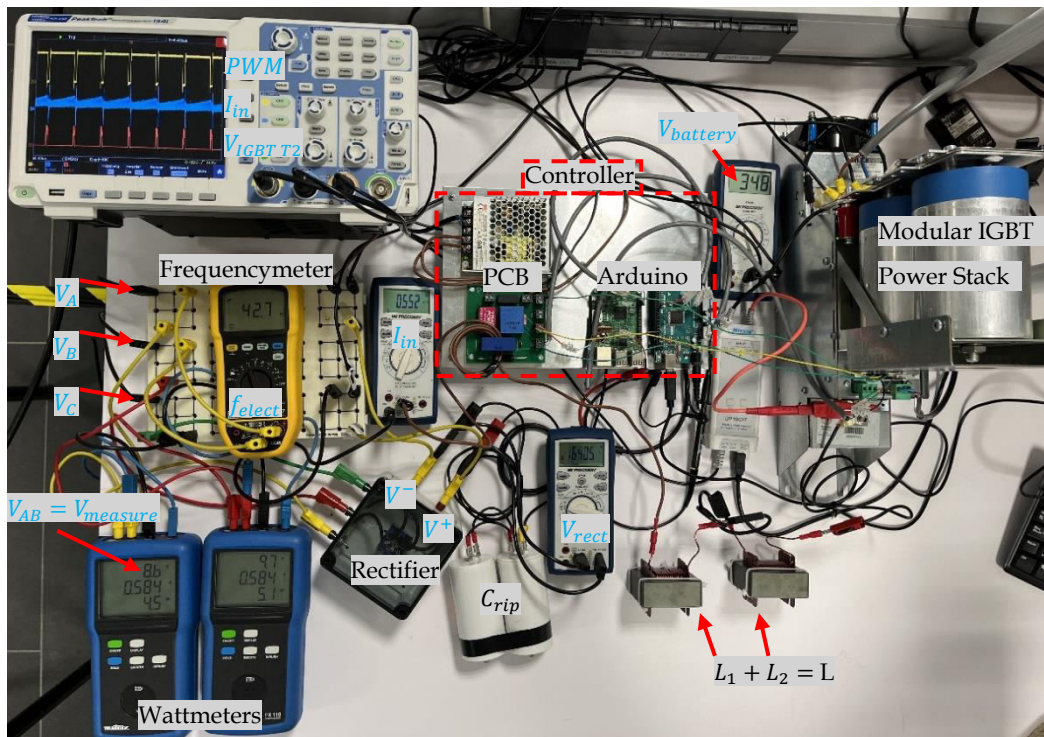


Figura 4.5 Plataforma de ensayo completa

Arduino permite la posibilidad de generar la señal modular por ancho de pulsos (en inglés pulse width modulation, PWM) que gobierna el transistor bipolar de puerta aislada (en inglés Insulated Gate Bipolar Transistors, IGBT) incorporado en el convertidor. Para crear y modificar esta señal PWM, se ha diseñado un código simple en Arduino utilizando una biblioteca común de PWM. El ancho del ciclo de trabajo del pulso se variará manualmente para ir probando la turbina eólica. En la figura 4.6 b) se puede observar el dispositivo controlado por esta señal.

Esta plataforma funciona gracias a que el convertidor de potencia puede variar el punto de operación de la turbina eólica. Es un convertidor que eleva la tensión de un nivel más bajo a uno más alto, disminuyendo la corriente. Para construirlo, se utiliza un dispositivo llamado Modular IGBT Power Stack de la empresa GUASCH con referencia MTM-1/2B2IC0225F12HB que incorpora una topología de medio puente y un banco de condensadores C, figura 4.6 a). Este tipo de módulo de IGBT es una solución que permite una alta versatilidad en la creación de equipos de potencia IGBT personalizados. Consiste en dos IGBT designados como T1 y T2. En la plataforma objeto de este trabajo, el primer IGBT permanecerá abierto mientras que el segundo será controlado por la señal PWM generada por el Arduino. En la figura 4.6 a) se muestra el esquema electrónico del fabricante y en b) la configuración adaptada para construir el convertidor elevador necesario. Para completar el convertidor elevador construido a partir del módulo de potencia IGBT, se conecta una bobina L en la entrada. Cada parámetro se puede observar en la figura 4.5 y sus valores se muestran en la tabla 4.1. El valor de la bobina se ha calculado

inicialmente de manera analítica [86] y luego se ha adaptado empíricamente a la turbina eólica probada.

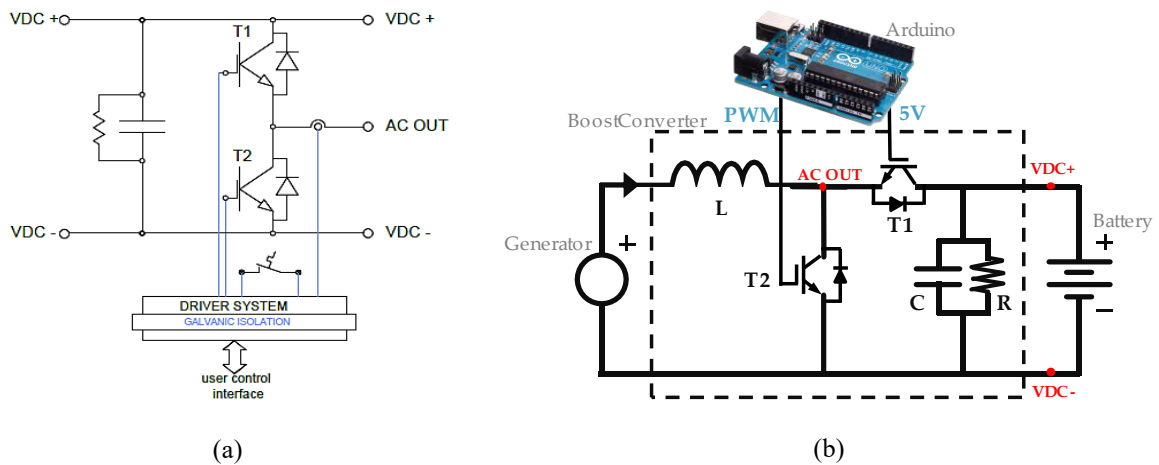


Figura 4.6 Esquema del dispositivo de topología de medio puente equipado con IGBT a) Del fabricante b) Adaptado al convertidor elevador de potencia necesario para el sistema.

Tabla 4.1 Parámetros del sistema eólico experimental

Rectificador	
$C_{rip}$	99.25 mF
Diode threshold voltage	0.635 V
Convertidor DC-DC	
L	6.8 mH
C	850 $\mu$ F
Cutting frequency	9 kHz

Este IGBT tiene una frecuencia de conmutación de 10 kHz, es decir, puede conmutar cada 0.0001s. La salida del sistema se conectará a una fuente bidireccional de la empresa EA Elektro Automatik, específicamente el modelo PSB 9000. Esta fuente permite configurar un bus de corriente continua de manera sencilla, facilitando cambios rápidos en los parámetros. Además de lo anterior, la plataforma necesita instrumentos de medición como:

- Multímetros para medir la tensión y la corriente, verificando el correcto funcionamiento del sistema.
- Frecuencímetro que mide la frecuencia eléctrica de la onda de tensión generada por el generador.
- Tacómetro para medir la velocidad de rotación del eje. Este puede ser fotodetector o de contacto.
- Osciloscopio que muestra tanto la señal PWM como cualquier otro parámetro característico de la máquina. En el caso de esta plataforma, además del PWM, se muestra la corriente en la bobina y la tensión en el IGBT T2.

#### 4.4.2 Adquisición de los datos característicos del WECS experimental

La turbina eólica con la que se va a trabajar en el laboratorio tiene un eje horizontal y está equipada con seis palas de 34 cm de radio cada una, un timón-veleta en la cola y un ángulo de paso no controlable. El aerogenerador probado se muestra en la figura 4.7.

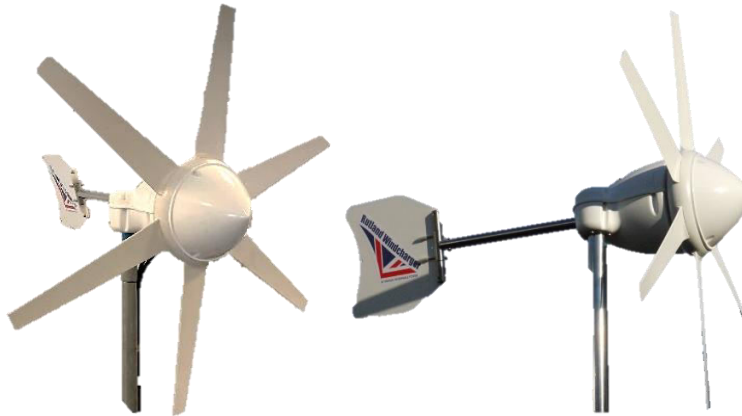


Figura 4.7 Aerogenerador de pequeña escala

##### 4.4.2.1 Número de polos del devanado del rotor

Como se observa en la ecuación (4.8), en un PMSG, la frecuencia eléctrica y la velocidad de rotación del rotor están relacionadas por el número de pares de polos. Por lo tanto, para calcular este último parámetro, es necesario obtener la velocidad mecánica del rotor ( $\omega_m$ ) y la frecuencia eléctrica de la onda ( $f_{elect}$ ), medidas con un tacómetro y un frecuencímetro, respectivamente.

En la operación en vacío del generador, se deben realizar al menos dos medidas de cada parámetro antes comentado, y en cada medida es necesario variar la velocidad del viento incidente. Luego, aplicando la ecuación (4.8) para cada medida, es posible obtener el número de pares de polos  $p$ , aproximando al número entero más cercano. El valor de  $p$  que se obtiene siempre es un valor muy cercano a un número entero (2.1 → 2 | 5.92 → 6)

El PMSG está acoplado en el mismo eje que lo hace girar, recibiendo así el par generado por la turbina y, por lo tanto, girando a la misma velocidad. No obstante, esta velocidad difiere de la frecuencia de tensión generada, la cual dependerá del número de polos. Como se ha indicado en el procedimiento para obtener el número de pares de polos, se han realizado las medidas empíricas listadas en la tabla 4.3.

Tabla 4.2 Mediciones experimentales del número de pares de polos del SWT

Electrical frequency, $f_{elect}$	Mechanical speed, $\omega_m$	No. pairs of poles (eq. 8)
45.5	686.3	3.97
35.8	545.5	3.93
27.5	406.8	4.05

Se puede considerar válido que el número entero de pares de polos es cuatro. En los WECS, el PMSG con un número elevado de pares de polos es más eficiente debido a su capacidad para operar a bajas velocidades sin disminuir la eficiencia, lo que permite evitar el uso de cajas de engranajes.

#### 4.4.2.2 Constante de diseño $K$

La constante  $K$  de un PMSG desempeña un papel fundamental en el funcionamiento de la máquina y, a menos que sea especificada por el fabricante, se desconoce. Para calcularla, como se ve en la ecuación (4.4), basta con conocer la relación entre la fuerza electromotriz  $E_A$  generada por la máquina y la velocidad de rotación en el eje. Durante el funcionamiento en vacío del generador, habría que realizar lo siguiente:

1. Establecer una velocidad del viento con el ventilador industrial.
2. Dejar que la turbina eólica se estabilice.
3. Medir la velocidad mecánica del eje,  $\omega_m$ .
4. Medir la tensión en los terminales entre dos fases,  $V_{measure}$ .

Es necesario repetir los pasos anteriores en un rango mínimo de velocidades de viento, siendo deseable cubrir desde la velocidad de arranque del SWT hasta la velocidad máxima. Dependiendo de la configuración del devanado del inducido, la relación entre la tensión medida y la fuerza electromotriz será la siguiente:

Si la conexión es en estrella, entonces:

$$E_A = \frac{V_{measure}}{\sqrt{3}} \quad (4.9)$$

Si la conexión es en triángulo, entonces:

$$E_A = V_{measure} \quad (4.10)$$

La constante del generador  $K$  se calcula para cada muestra empírica tomada utilizando la ecuación (4.1) de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente. Los valores experimentales obtenidos como media y desviación estándar se presentan en la tabla 4.3.

Basándose en estos dos datos, media y desviación estándar, se caracteriza la constante de construcción del PMSG.

Remarcarse que al graficar los distintos valores de  $E_A$  tomados frente a  $\omega_m$  es posible observar cómo, al ser experimental, los valores de esta constante  $K$  oscilan, pero siempre alrededor de la línea recta que mejor se ajusta a los valores tomados, esto se puede observar en la figura 4.10 (línea roja).

Tabla 4.3 Valores experimentales obtenidos para la caracterización de la constante  $K$

Media ( $V \cdot s$ )	Desviación estándar ( $V \cdot s$ )
0.172681921	0.002033901

Para un total de trece muestras, el gráfico de dispersión se muestra en la figura 4.8.

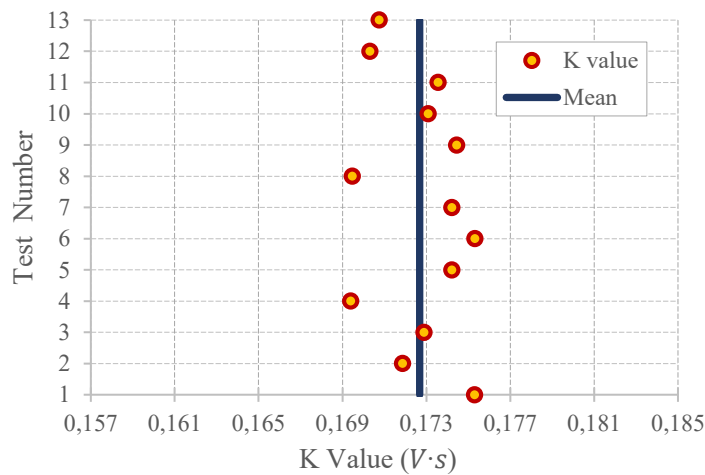


Figura 4.8 Gráfico de dispersión a partir de diferentes mediciones empíricas de la constante de la máquina  $K$

El valor de la constante constructiva de la máquina depende del material utilizado, la geometría de los imanes y de las características de diseño de la máquina.

#### 4.4.2.3 Reacción de inducido y reactancia síncrona

La fuerza electromotriz interna ( $E_A$ ) ya se ha obtenido para cada velocidad de rotación en el procedimiento anterior, ahora sería posible calcular, mediante la ecuación (4.5), la caída de tensión producida en el inducido ( $\Delta V_{stator}$ ) simplemente midiendo  $V_\phi$  para cada velocidad mecánica de rotación ( $\omega_m$ ) con el rectificador, el convertidor y la batería ya conectados. Cabe señalar que, de la misma manera que antes, al medir la tensión entre fases es necesario diferenciar entre la conexión en estrella o en triángulo, pero cuando circula corriente, la tensión medida

( $V_{measure}$ ) pasa de ser  $E_A$  a ser  $V_\phi$ . En el circuito equivalente por fase del PMSG de la figura 4.3 ilustra este fenómeno.

Finalmente, como la resistencia del devanado del inducido ( $R_A$ ) puede medirse y la corriente del inducido ( $I_A$ ) puede cuantificarse en cada experimento con un amperímetro, es posible, por lo tanto, calcular la reactancia síncrona ( $X_S$ ) de la máquina. Esto permite conocer la reacción del inducido ( $X$ ) mediante la ecuación (4.6), dado que el valor de  $X_A$  se calcula para cada  $f_{elect}$ , según la ecuación (4.7).

Estableciendo una velocidad del viento y con el generador en vacío girando a una velocidad establecida, se conecta el sistema de conversión. Modificando el ancho del pulso del PWM en Arduino se impondrá una carga (un punto de operación) y hará que el generador gire a diferentes velocidades de rotación para una misma velocidad de viento incidente. Lo que permitirá estimar la reacción del inducido  $X$  para diferentes velocidades del viento incidente y diferentes velocidades de rotación gracias a esta modificación del PWM. El proceso de recolección de datos se representa visualmente en la figura 4.7 mediante un diagrama de flujo.

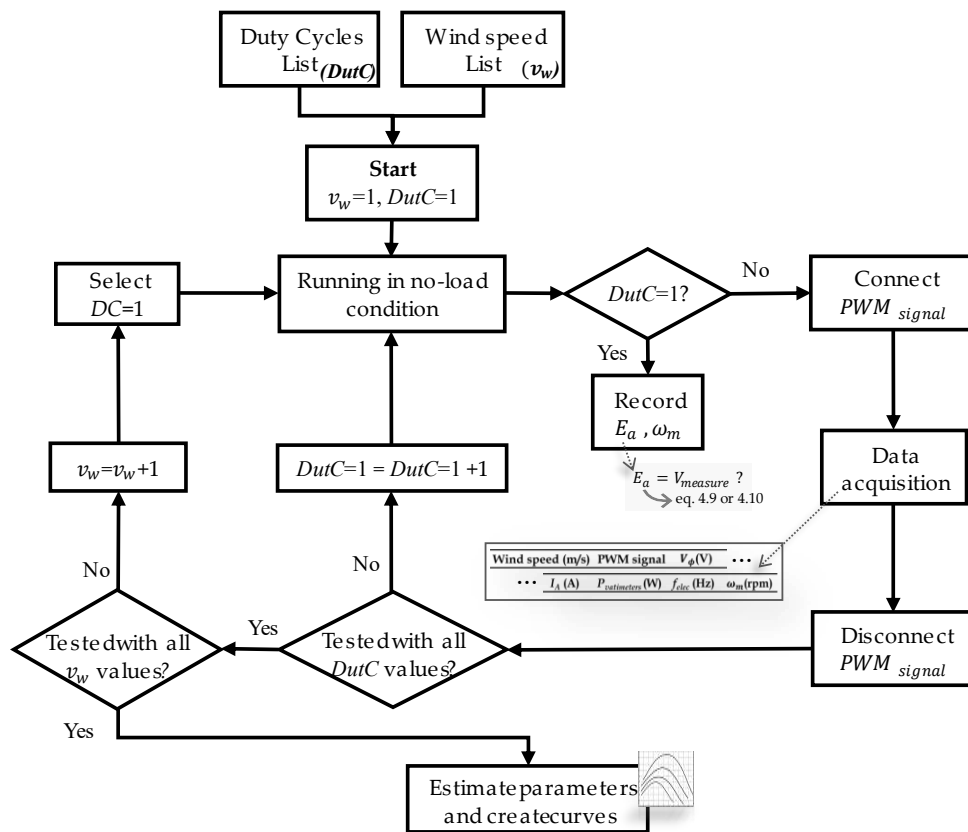


Figura 4.9 Procedimiento experimental para caracterizar el WECS

Aplicando este procedimiento al mini-aerogenerador del laboratorio se obtiene la siguiente figura 4.10 que muestra la diferencia entre la fuerza electromotriz  $E_A$  en vacío (pues es la única

forma de obtenerla) y la tensión una vez que se conecta la carga, para las diferentes velocidades del viento impuestas, así como para las distintas velocidades de rotación del rotor. Se puede verificar que, cuanto menor es la velocidad del viento, menor es la caída de tensión en el inducido, esto es algo previsible ya que la corriente que circula por el inducido es más baja.

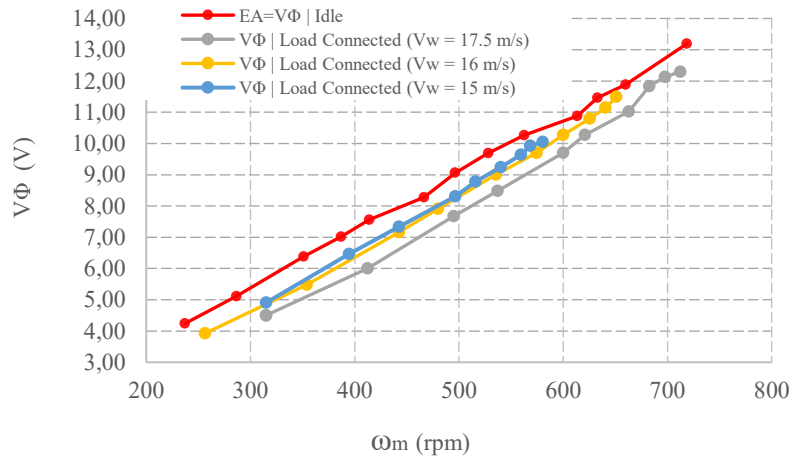


Figura 4.10 Ensayo en vacío para adquirir la fuerza electromotriz EA (color rojo) y ensayo en carga para adquirir  $V_{\phi}$  (demás colores) frente a diferentes velocidades mecánicas

Midiendo la caída de tensión, es posible calcular la reactancia síncrona ( $X_s$ ), según la ecuación (4.5). Posteriormente, dado que la reactancia del inducido ( $X_A$ ) se puede calcular para cada velocidad del rotor usando la ecuación (4.7) (la velocidad del rotor es proporcional a la frecuencia eléctrica), se calcula la reacción del inducido ( $X$ ) mediante la ecuación (4.6). La recolección de los datos se ha hecho siguiendo paso a paso el diagrama antes presentado, ver figura 4.9. Los datos experimentales son los siguientes:

Wind speed (m/s)	Duty Cycle of PWM signal	$V_{\phi}$ (V)	$I_A$ (A)	$P_{vatimeters}$ (W)	$f_{elec}$ (Hz)	$\omega_m$ (rpm)
17.5	0.87	12.298	0.15	3.8	47.5	712.5
	0.88	12.124	0.2	5.4	46.5	697.5
	0.89	11.836	0.26	7.1	45.5	682.5
	0.9	11.027	0.33	9.8	44.2	663
	0.91	10.277	0.46	13.4	41.4	621
	0.92	9.699	0.54	15.1	40	600
	0.93	8.487	0.68	17	35.8	537
	0.94	7.679	0.82	17.1	33	495
	0.95	6.004	0.86	14.7	27.5	412.5
	0.96	4.503	0.79	10.5	21	315
16	0.97	4.503	0.79	9.7	21	315
	0.87	11.49	0.13	2.9	43.4	651
	0.88	11.14	0.17	4.1	42.7	640.5
	0.89	10.80	0.21	5.2	41.7	625.500
	0.9	10.28	0.27	7.2	40	600
	0.91	9.70	0.36	9.7	38.3	574.5
	0.92	9.01	0.43	10.8	35.7	535.5

	0.93	7.91	0.54	12.2	32	480
	0.94	7.16	0.63	12.7	29.5	442.5
	0.95	5.48	0.68	10.8	23.6	354
	0.96	3.93	0.62	7.1	17.1	256.5
	0.87	10.05	0.106	2	38.7	580.5
	0.88	9.93	0.14	3	37.9	568.5
	0.89	9.64	0.169	3.7	37.3	559.5
	0.9	9.24	0.222	5	36	540
15	0.91	8.78	0.29	6.6	34.4	516
	0.92	8.31	0.362	8	33.1	496.5
	0.93	7.33	0.47	9.4	29.5	442.5
	0.94	6.47	0.536	9.7	26.3	394.5
	0.95	4.91	0.58	8	21	315

A continuación, para presentar los datos de  $X_s$ ,  $X_A$  y  $X$  con tal de evitar el uso excesivo de tablas, se presentan los datos de forma gráfica. Dado que se representa la variación de tres variables, el resultado es una gráfica en forma de superficie. En la figura 4.11 a) se observa cómo la reactancia síncrona ( $X_s$ ) es la suma algebraica de  $X_A$  (figura 4.11 b)), y la reacción del inducido ( $X$ ) (figura 4.11 c)). Como era de esperar, la función  $X_A$  depende linealmente de  $\omega_m$ .

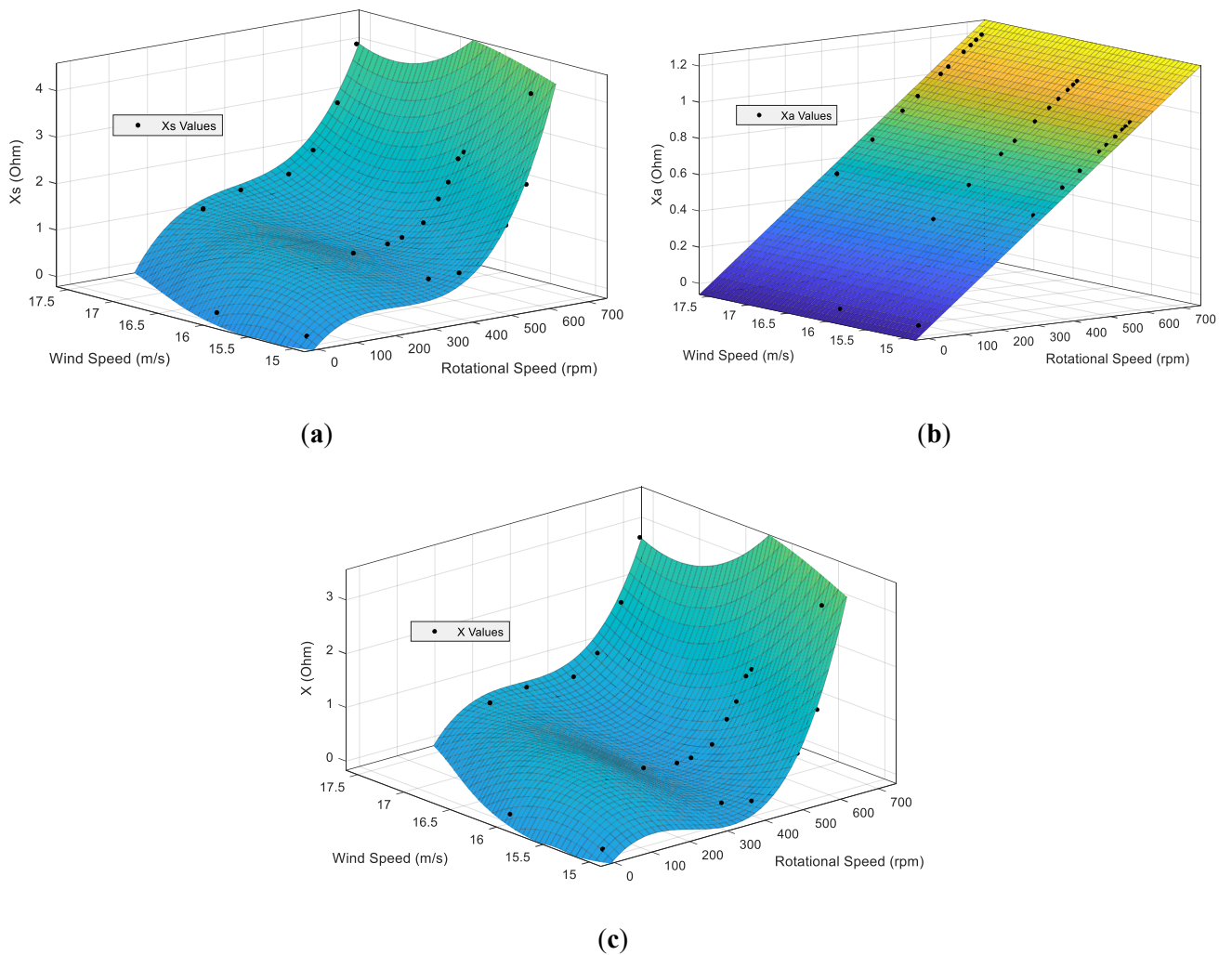


Figura 4.11 Resultados experimentales con diferentes velocidades del viento y velocidades de rotación

impuestas por el convertidor para hallar a) Reactancia Sincrónica,  $X_s$  b) Autoinductancia del devanado del inducido,  $X_A$  c) Reacción del inducido,  $X$ .

En la figura 4.11 se pueden observar los puntos negros, que son las muestras que se tienen a partir de las cuales se crean las superficies.

La reactancia síncrona  $X_s$  del aerogenerador ensayado es la suma de  $X_A$  y  $X$ ; la superficie de esta reactancia síncrona (ver figura 4.11 a)) queda definida por la siguiente ecuación polinómica multivariable:

$$X(\omega_m, v_w) = p_{00} + p_{10} \cdot \omega_m + p_{01} \cdot v_w + p_{20} \cdot \omega_m^2 + p_{11} \cdot \omega_m \cdot v_w + p_{02} \cdot v_w^2 + p_{30} \cdot \omega_m^3 + p_{21} \cdot \omega_m^2 \cdot v_w + p_{12} \cdot \omega_m \cdot v_w^2 \quad (4.11)$$

Los coeficientes que caracterizan la ecuación 4.11 para el SWT ensayado se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Coeficientes de la ecuación (4.11)

Coeficiente	Estimación
p00	-225.7
p10	0.5951
p01	29.21
p20	0.0001822
p11	-0.08146
p02	-0.9441
p30	6.222e-08
p21	-1.484e-05
p12	0.002815

Esta función  $X$  muestra un comportamiento no lineal entre la reacción del inducido y la velocidad de rotación tal y como se observa, figura 4.11 a).

#### 4.4.2.4 Curva característica dinámica del sistema eólico completo

La extracción de la máxima potencia a generar por este tipo de sistema implica inevitablemente realizar un perfil del comportamiento del WECS para cada velocidad de viento mientras se varía también la velocidad de rotación del generador. Esta curva permite establecer una relación de velocidad de punta óptima  $\lambda_{opt}$  donde se alcanza el punto de máxima eficiencia. En las SWT, el MPPT se establece controlando el convertidor electrónico, como ya se ha comentado.

Realizando la recolección de datos descrita en la figura 4.9, es posible obtener también la potencia eléctrica ( $P_{elect}$ ) frente a la velocidad de rotación ( $\omega_m$ ) para cada velocidad del viento ( $v_w$ ) probada. Según el diagrama de flujo proporcionado, la variación de la velocidad de rotación se realiza mediante el cambio del PWM siguiendo la Lista de Ciclo de Trabajo, denominada DutC List.

La curva dinámica característica del WECS del laboratorio, en la cual se representa la potencia eléctrica de salida para diferentes velocidades de viento se muestra en la figura 4.12. El punto de máxima potencia está indicado con un punto rojo, correspondiente a las relaciones óptimas de velocidad de punta  $\lambda_{opt}$  comentadas antes.

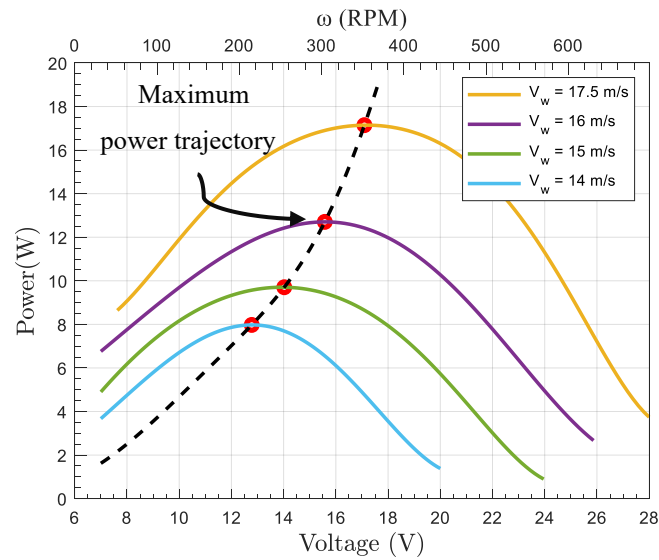


Figura 4.12 Característica dinámica experimental del WECS del laboratorio  $P_{elect} - \omega_m$

## 4.5 Control del miniaerogenerador

Para realizar el ensayo completo del aerogenerador ha sido necesario aplicar un control manual sobre el convertidor, variando el ciclo de trabajo de la señal PWM. En la figura 4.13 se observa gráficamente lo que implica esta señal PWM.

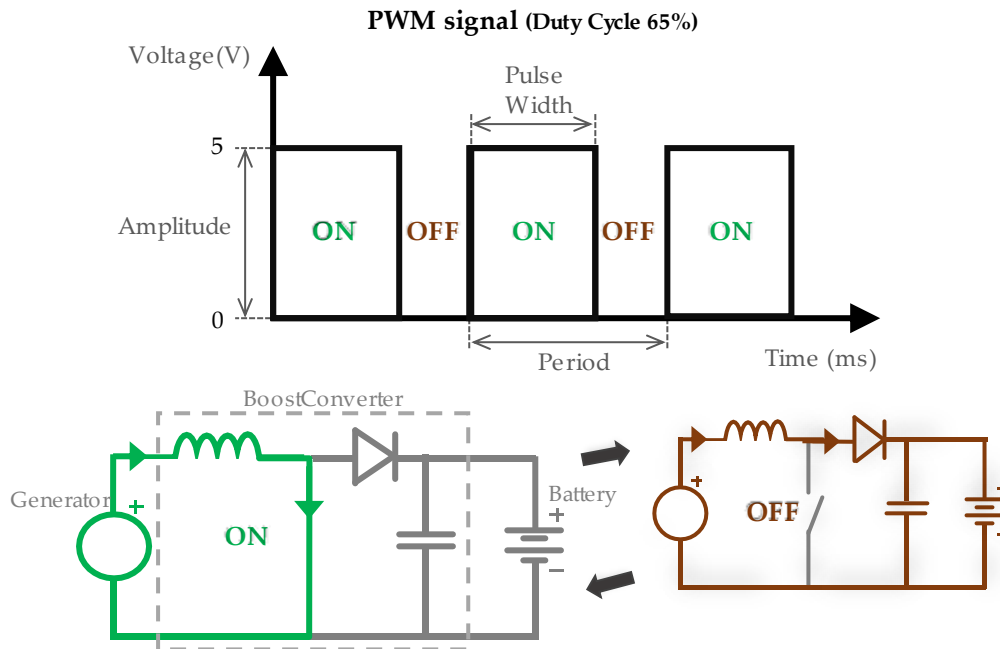


Figura 4.13 Señal PWM que controla un interruptor IGBT y su consecuencia en el convertidor elevador

Se puede observar lo que ocurre: la señal PWM se activa (5V) durante cierto tiempo del periodo establecido y durante otro cierto tiempo se desactiva (0V), para el ejemplo de la figura 4.13 ya que el ciclo de trabajo es del 65%, si la señal PWM es de 1kHz entonces la onda está en 5V durante 0.00065 segundos y en 0V durante 0.00035 segundos, y así repetidamente. En un convertidor elevador, la bobina está conectada en serie con la fuente de entrada, mientras que el interruptor (IGBT) está en paralelo. Cuando el IGBT está cerrado, la bobina se carga almacenando energía, y el diodo aísla la entrada de la salida, impidiendo que la corriente fluya en la dirección no deseada. Al abrirse el IGBT, la energía acumulada en la bobina se transfiere a la carga, aumentándose la tensión de salida y disminuyéndose la corriente. El condensador de salida, conectado en paralelo con la carga, suaviza el rizado en la tensión causado por la conmutación.

Esta misma señal será la que se creará con un control automático, pero con la salvedad de que el tiempo de “activado/desactivado” de la señal, o lo que es lo mismo, el ciclo de trabajo, ya no será uniforme, sino que variará de forma que se consiga en todo momento cierto punto de operación del sistema.

Esto es, al controlador le llegará en todo momento la velocidad del viento y la instrucción de

trabajar en MPPT o en cierta potencia deseada, con ello el controlador junto con las curvas desarrolladas del sistema y guardadas, será capaz de imponer cierto régimen de trabajo en el generador imponiendo cierta tensión en la entrada del convertidor. Es decir, se impondrá la tensión a la que el PMSG tiene que trabajar mediante el convertidor de potencia.

#### 4.5.1 Inclusión en la respuesta a la demanda

La potencia que puede inyectar un aerogenerador menor de 100kW puede ser o no la potencia eléctrica máxima disponible, por tanto, es necesario cuantificar y tener caracterizado esa máxima potencia con cada velocidad de viento para poder planificar la generación de la instalación o red que incorpore esta tecnología. De esta forma es posible realizar una planificación de la generación al sistema eléctrico. Se tiene por tanto una curva característica de la velocidad del viento incidente frente a la máxima potencia eléctrica a extraer por el WECS tal y como, esquemáticamente, se observa en la figura 4.14.

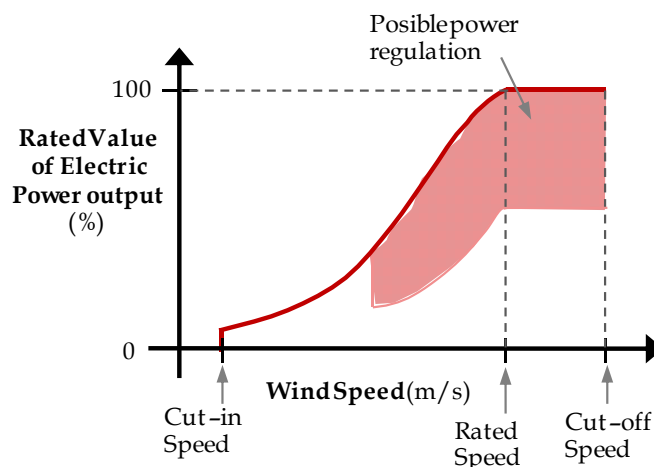


Figura 4.14 Curva característica de la potencia eléctrica nominal máxima en cada velocidad de viento incidente en el WECS

Además de ello, se observa, sombreada, la potencia eléctrica de salida que podría ser regulada, siendo claramente menor que la potencia máxima, lo que constituye el objetivo del estudio que se presenta en este capítulo.

Funcionando en tiempo real y mediante un simple anemómetro se puede saber la velocidad del viento y la potencia eléctrica disponible. La estrategia de operación para participar en programas de respuesta a la demanda es la que se presenta en la figura 4.15.

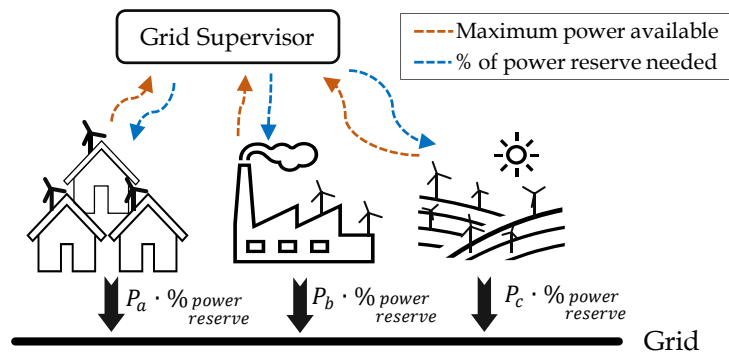


Figura 4.15 Estrategia de colaboración µred-OS

La µred en todo momento informa de la potencia máxima disponible a inyectar por su instalación, y el supervisor, a su vez, especifica en todo momento el % de reserva de potencia que se necesita, significando 0% que la µred puede inyectar esa potencia máxima. Al leer la explicación anterior, es posible apreciar como la atención recae sobre la µred y no sobre el WECS, objeto de este capítulo. Sin embargo, la idea de este capítulo es que la µred más “simple” que sólo incorpora un WECS pueda participar en ese servicio complementario, y la metodología es la misma, solo que la potencia máxima a inyectar por la µred es justo la del WECS y ese porcentaje especificado por el OS recae solo sobre el WECS.

#### 4.5.1.1 Definición de la estrategia de control

Para implementar un control de potencia robusto, de fácil implementación y sin modificar instalaciones ya existentes, se plantea la siguiente estrategia.

La µred monitoriza continuamente la potencia máxima de la turbina eólica utilizando un anemómetro para medir la velocidad del viento, el cual se correlaciona con curvas preestablecidas. El OS decide si la µred inyecta la potencia máxima disponible en ese momento o solo una parte, ya que puede haber momentos en los que la inyección total de potencia pueda afectar a la estabilidad de la red.

Así, el controlador impone la referencia de tensión correspondiente a través del convertidor elevador, antes analizado. Para lograrlo, el método de reserva de potencia implementado se puede dividir en tres fases consecutivas:

##### a) Caracterización del WECS

Antes de comenzar la implementación destinada a participar en los servicios complementarios, es necesario realizar la recolección de datos que lleva a conocer la caracterización de la turbina eólica, explicada en el apartado 4.4.2.4. Para adquirir la característica dinámica del WECS es

necesario completar la siguiente tabla.

Tabla 4.5 Tabla resumida a completar para la adquisición de la característica dinámica de la WECS

		Wind speed (m/s)			
		$v_1$	$v_2$	$v_3$	$v_4$
Voltage (V)	$V_1$	$P_{11}$	$P_{12}$	$P_{13}$	$P_{14}$
	$V_2$	$P_{21}$	$P_{22}$	$P_{23}$	$P_{24}$
	$V_3$	$P_{31}$	$P_{32}$	$P_{33}$	$P_{34}$

Se pueden observar los datos necesarios que son la potencia eléctrica generada para cada velocidad de viento, y las resultantes de imponer diferentes tensiones en el convertidor para cada velocidad de viento.

El dato  $P_{Vv}$  mostrado en la tabla 4.5 es la potencia eléctrica de salida del generador eólico con la velocidad del viento  $v$  y la tensión impuesta  $V$ . Una vez tomadas las medidas, se crean las curvas polinómicas a partir de los datos experimentales para obtener las referencias de tensión  $V_{ref}$  a imponer en cada caso, y automatizar el control. Utilizando la función *polyfit* de MATLAB, se genera una función para cada velocidad del viento evaluada. Dado que las pruebas se han realizado con valores discretos de velocidad del viento, para obtener curvas con valores continuos es necesario aplicar una interpolación. Para ello, se emplea la función *griddata*, que permite realizar interpolaciones mediante diversos métodos. En este caso, se ha optado por el método de interpolación lineal.

La figura 4.16 ilustra un ejemplo de la superficie que se puede crear a partir de los datos mostrados en la tabla 4.5. Dada la velocidad del viento  $v_x$  señalada en rojo en la figura 4.16, la potencia máxima que generará el sistema eólico será  $P_A$  al imponer una tensión  $V_A$ . Sin embargo, si se desea disminuir la potencia a inyectar para cumplir con lo especificado por el OS ( $P_B$ ), se impondrá la tensión  $V_B$ .

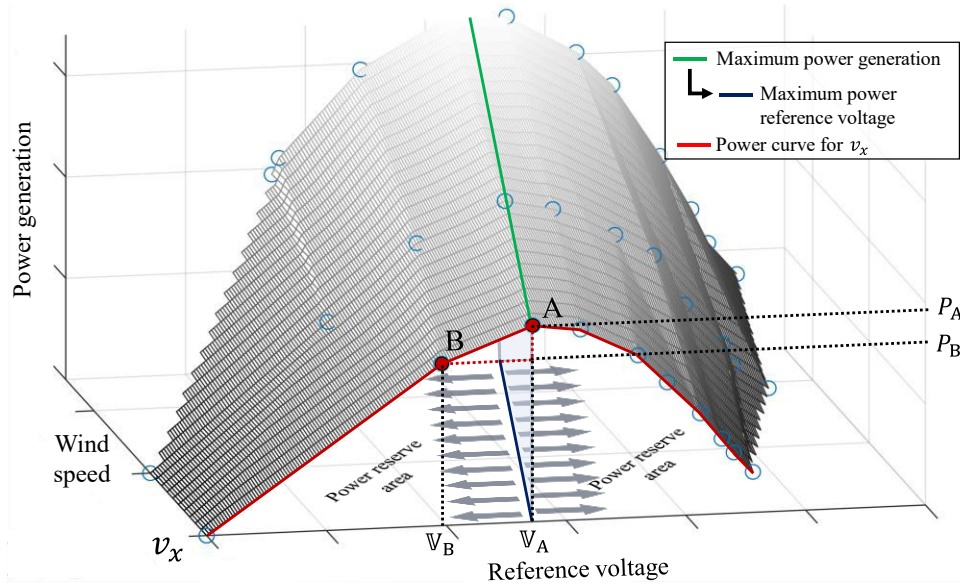


Figura 4.16 Superficie esquemática de las características dinámicas de un WECS

b) Estimación de la tensión de referencia,  $V_{ref}$

Una vez que la potencia máxima ha sido multiplicada por el % potencia a reservar y se ha calculado la potencia final a inyectar, la estimación de la tensión se realiza mediante el uso de la superficie 3D elaborada antes. Así,  $V_{ref}$  tiene la siguiente dependencia:

$$V_{ref} = f(v_w, \%reserve) \quad (4.12)$$

Esta referencia  $V_{ref}$  cambia la tensión en la entrada del convertidor elevador mediante el controlador. Esto es posible porque el PWM generado por el controlador modifica la carga experimentada por el generador (lo hace girar a una velocidad o a otra), haciéndole variar la tensión de trabajo, según se establece en la ecuación (4.4).

c) Controlador. Será detallado en el siguiente apartado 4.5.2.

### 4.5.2 Controlador

El controlador, o “Power Controller” (ver figura 4.1), que se ha desarrollado para mantener el punto de trabajo de la máquina, es un sistema de control PID de lazo cerrado. Se caracteriza por tener dos controladores PI (proporcional integral) en cascada. Una vez que se establece la tensión de referencia a la que debe operar el convertidor,  $V_{ref}$ , el controlador realiza las siguientes operaciones:

$$\begin{aligned} e_1(t) &= V_{ref} - V_{in}(t) \\ u_1(t) &= K_{p1}e_1(t) + K_{i1}e_1(t) \end{aligned} \quad (4.13)$$

La salida del primer controlador PI queda establecida, y para el segundo las operaciones se muestran en la ecuación (4.14):

$$\begin{aligned} e_2(t) &= -u_1(t) - I_{in}(t) \\ u_2(t) &= K_{p2}e_2(t) + K_{i2}e_2(t) \end{aligned} \quad ( 4.14 )$$

Donde  $e_1(t)$  y  $e_2(t)$  son los errores de referencia para cada controlador,  $V_{in}(t)$  e  $I_{in}(t)$  son la tensión y la corriente de entrada al convertidor, y  $K_p$  y  $K_i$  son las ganancias proporcionales e integrales para cada PI. Finalmente, la salida  $u_1(t)$  del primer controlador PI se utiliza como entrada del segundo controlador PI. La salida de este segundo controlador,  $u_2(t)$ , genera la señal portadora que se compara con la señal moduladora para crear el PWM que acciona el IGBT llamado S en la figura 4.1 o T2 en la figura 4.6 b). En este caso la señal moduladora es de 9kHz. El sistema de control de PID de lazo cerrado es el representado en la figura 4.17.

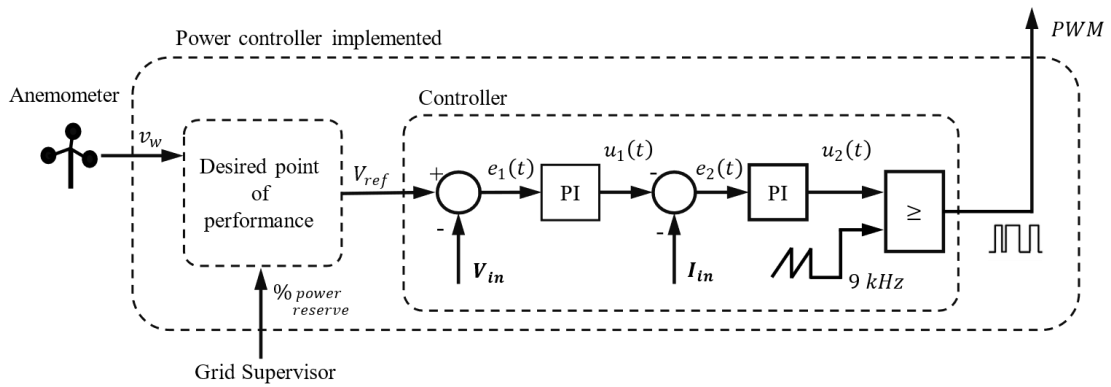


Figura 4.17 Sistema de control PID de lazo cerrado.

Empleando este control en los WECS de pequeña escala, se logra lo siguiente:

- La estructura de control en cascada con retroalimentación ayuda a mitigar el impacto de perturbaciones externas en el sistema.
- Al implementar dos controladores PI en cascada, se puede alcanzar una mayor estabilidad considerando la no linealidad del circuito.
- La retroalimentación permite que el sistema responda y se adapte a las variaciones y cambios en la planta.
- Permite una implementación sin problemas del método propuesto en cualquier sistema WECS existente.

El propósito principal de este conocido sistema de control es servir como controlador inicial para probar la metodología propuesta.

### 4.5.3 Implementación de la estrategia de control

Ahora se lleva a cabo la implementación del sistema discutido tanto en el entorno de simulación como en el experimental. El orden seguido ha sido primero probar el sistema en simulación utilizando Simulink/Matlab, y posteriormente implementarlo en el laboratorio. En los siguientes apartados se detallan la configuración de cada estudio y los pasos seguidos para obtener los resultados correspondientes.

#### 4.5.3.1 WECS en simulación

En este apartado se presenta el sistema eólico desarrollado en simulación, utilizando para ello el programa Simulink de MatLab. Antes de realizar las pruebas experimentales, se llevaron a cabo diversas simulaciones para validar el comportamiento del sistema, comprobar el funcionamiento del control y ajustar los diferentes elementos del circuito. Estas simulaciones permiten prever posibles problemas y optimizar los controladores para lograr el mejor rendimiento posible en las pruebas experimentales.

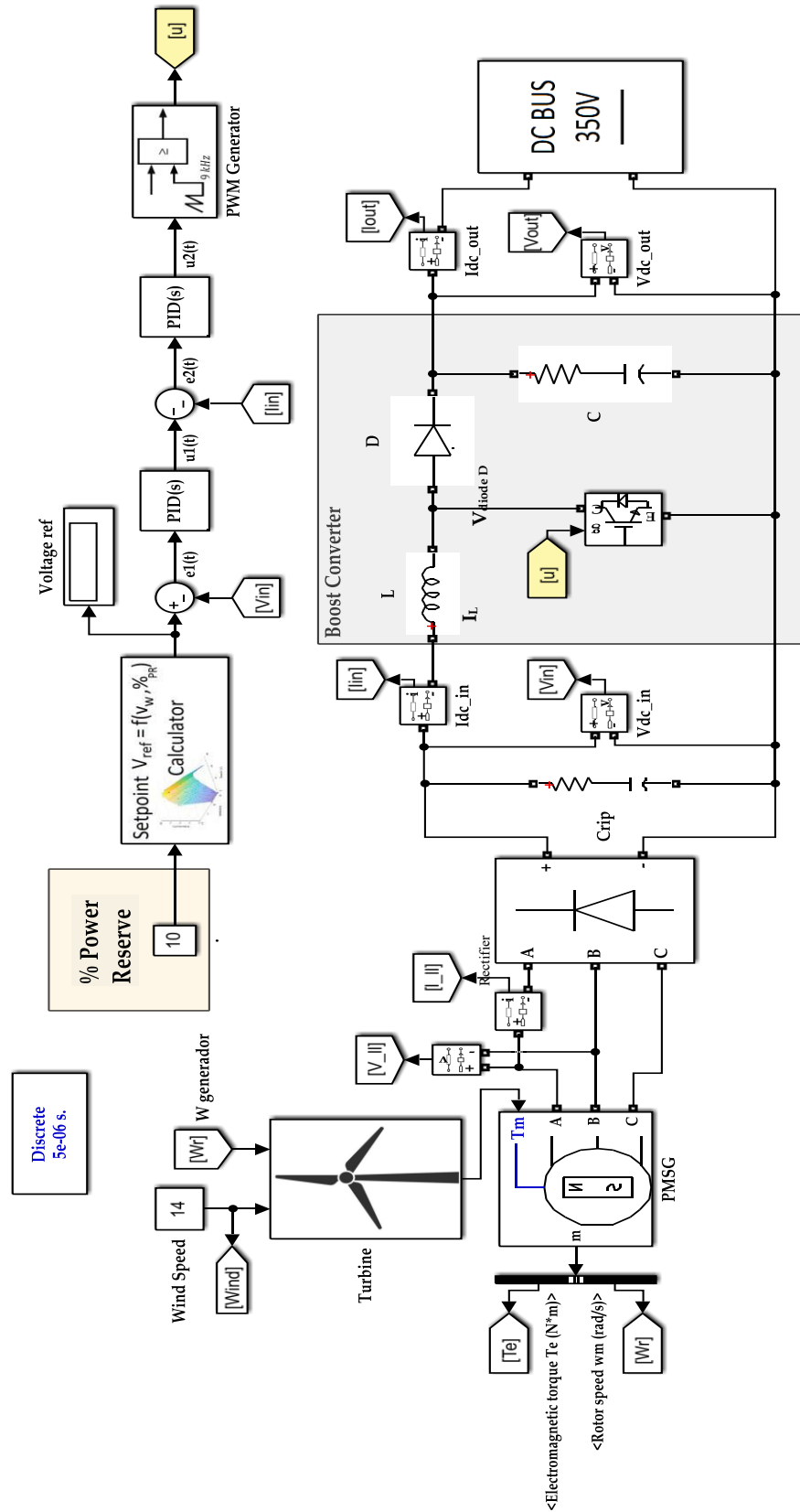


Figura 4.18 Sistema eólico desarrollado en simulación para desarrollar la plataforma

Basado en el estudio presentado en [87] con control MPPT, la implementación del circuito de las figuras 4.1 y 4.17 del WECS se muestra en la figura 4.18 de Simulink, pero el controlador de

potencia no será MPPT. Para el sistema de simulación, se reproduce una microturbina eólica de eje horizontal de 3kW [45] cuyos parámetros nominales se describen en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Parámetros nominales del WECS de simulación

Datasheet characteristics	Value	Unit
$P_{nom}$	3000	W
$C_{p,max}$	0.41	-
$v_{nom}$	12	m/s
$v_{cutin}$	2	m/s
$v_{cutoff}$	15	m/s

Para simular la turbina eólica, se ha creado una función en Simulink cuya entrada es la velocidad del aire y cuya salida es el par que será aplicado al generador. Debido a que estos aerogeneradores son pasivos, la potencia aportada por el aerogenerador será proporcional a la velocidad de viento incidente, pues no es posible una regulación en el ángulo de las palas.

Para simular el generador eléctrico al que se le introduce el par generado por la turbina, se ha utilizado un bloque de Simulink llamado PMSG. En concreto, el valor predeterminado “02: 1.7 Nm 300 Vdc 3750 RPM - 1.7 Nm”. El rectificador es un Puente Universal configurado con diodos. Posteriormente, un condensador reducirá el rizado de la tensión creada en la conversión de AC a DC. Luego, el convertidor elevador (boost) implementado está compuesto por una bobina L, un dispositivo IGBT controlado por la señal  $u$  (ecuación (4.13)), y un condensador C. En la tabla 4.7 se muestran todos los valores del sistema.

Se ha generado un bloque de BUS DC mediante una fuente de tensión para mantener siempre la tensión en 350V. La señal de control  $u$  se crea en el controlador. Este controlador es el presentado en la figura 4.17, el bloque donde se establece  $V_{ref}$  es una función que sigue el procedimiento presentado en el apartado anterior (ecuación (4.11)), así como para obtener la superficie dinámica.

Tabla 4.7 Datos del sistema eólico de simulación en Simulink

PMSG	
1.7 Nm 300 Vdc 3750 RPM - 1.7 Nm (Default Simulink Model)	
Rectificador	
$C_{rip}$	16.7 mF
Convertidor DC-DC	
L	83.3 mH
C	70.4 $\mu$ F
Parámetros del controlador	
$K_{p1}$	0.5
$K_{i1}$	0.15
$K_{p2}$	0.7
$K_{i2}$	0.05

Se han realizado las pruebas necesarias para validar la efectividad del control, una de las cuales ha sido observar la reserva de potencia del aerogenerador imponiendo diferentes tensiones en el controlador y midiendo la potencia eléctrica que se extraía. Haciendo esto, se verifica que para ciertas tensiones impuestas (con ciertos ciclos de trabajo de PWM) el aerogenerador varía la potencia que genera. De estas pruebas se extrae la figura 4.19, donde se presenta la potencia de reserva relativa con respecto a la potencia máxima posible a generar con respecto a la tensión de trabajo impuesta. Además, se realiza para diferentes velocidades de viento incidentes en la turbina.

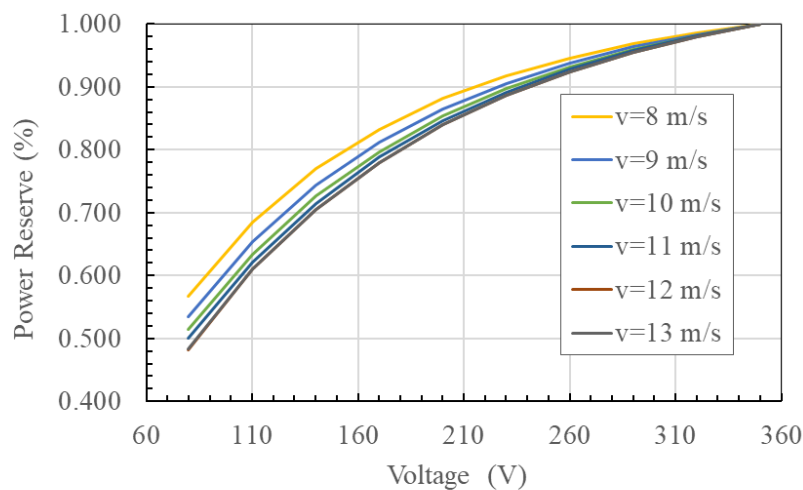


Figura 4.19 Potencia de reserva en tanto por ciento respecto a la potencia máxima posible a generar

Por ejemplo, la curva de color amarillo corresponde a la velocidad de viento incidente de 8

m/s. Imponiéndose en la entrada del convertidor una tensión de 350V se consigue que el sistema extraiga la máxima potencia eléctrica, e imponiéndose una tensión de 110V se consigue que el sistema aporte solo el 70% de la potencia máxima que puede inyectar. De esta forma se valida el control de potencia.

Otra prueba que se realiza es una comparativa de dos controles: el control, en lazo cerrado en cascada y el control en lazo abierto. Se comprueba que el control en lazo cerrado en cascada disminuye las perturbaciones en la corriente de entrada de la bobina y, por lo tanto, el sistema es más eficiente que utilizando el control en lazo abierto, como se muestra en la siguiente figura 4.20.

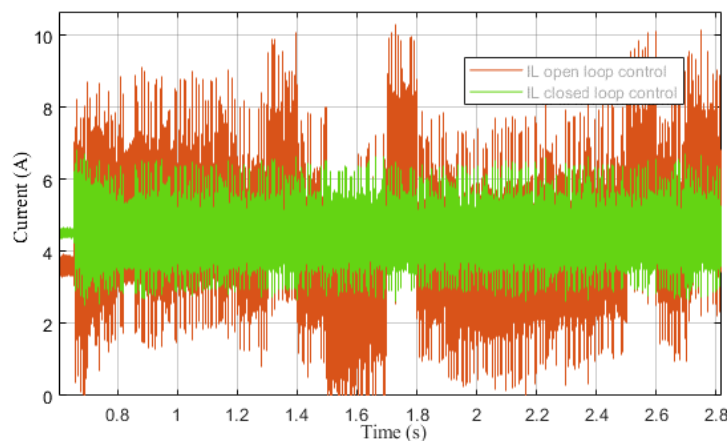


Figura 4.20 Análisis comparativo de ruido del sistema de control de bucle abierto y cerrado

Con el modelo implementado se ha verificado el funcionamiento del control, sin embargo, se han detectado ciertas limitaciones que es importante comentar.

En un sistema experimental real, la dinámica entre la turbina y el generador está acoplada. Concretamente, cuando se frena el generador mediante el convertidor, la turbina, que está conectada al mismo eje, también experimenta una disminución en la velocidad de rotación, lo que afecta al par en el eje. En el modelo desarrollado en simulación, la turbina no experimenta esta desaceleración ya que sigue una función simple donde la velocidad del viento de entrada se traduce directamente en un par de salida, sin considerar la interacción dinámica entre el generador y la turbina y la variación del punto de trabajo impuesta por el convertidor. Esta interacción es muy importante porque en un WECS real, cualquier cambio en la velocidad de rotación del generador afecta directamente a la turbina y, por tanto, al par obtenido en el eje. Una posible solución para abordar esta limitación es retroalimentar la función generada en el bloque de la turbina para que siga una curva característica real de coeficiente de potencia  $C_p$  de un aerogenerador. Esta retroalimentación permitiría que la turbina ajustase su par en función de la velocidad de rotación, proporcionando una representación más precisa del comportamiento

dinámico del sistema eólico real. Esta es la razón de la forma de las curvas mostradas en la figura 4.19. En lugar de implementar esa mejora en simulación, se ha implementado el sistema completo en el laboratorio.

#### 4.5.3.2 WECS experimental

Para implementar el control en el sistema experimental descrito anteriormente, es necesario tener todas las curvas dinámicas del aerogenerador. A partir de ellas se crea la superficie comentada en el apartado 4.5, que para los datos experimentales toma la forma presentada en la figura 4.21.

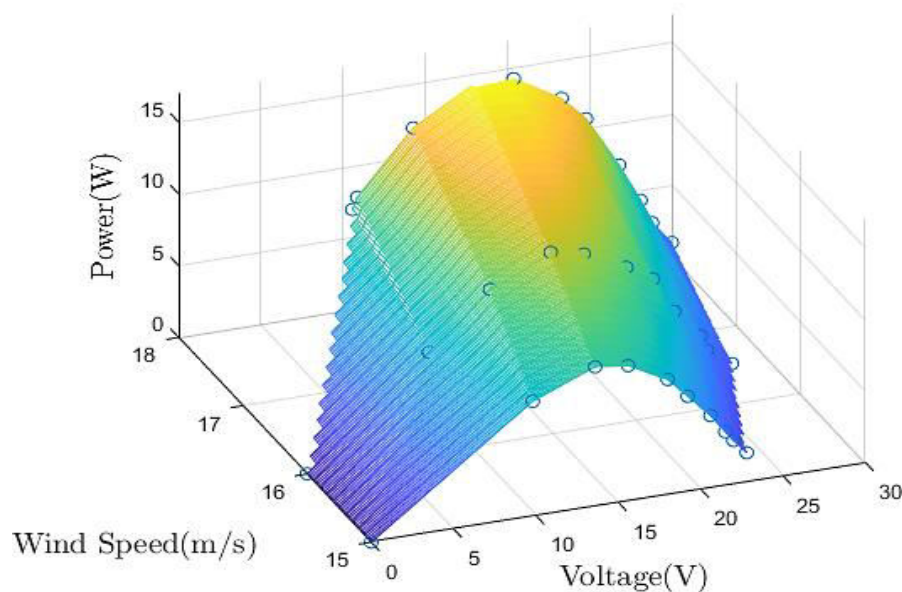


Figura 4.21 Superficie obtenida del ensayo para establecer la tensión de referencia en el controlador

Esta superficie se introduce como dato en el controlador usado, lo que supone que parte de la implementación se realiza en Arduino y otra parte en Matlab. Para realizar el control, en Arduino se ha programado lo siguiente:

1. Configuración inicial:
  - a. Asignación de los pines de entrada en Arduino
    - i. Sensor de corriente
    - ii. Sensor de tensión
  - b. Configuración del PWM
    - i. Frecuencia de conmutación
    - ii. Pin de salida
  - c. Constantes y variables del código

- i. Variables del controlador PID Kp Ki
  - ii. Variables usadas en el loop
2. Setup
  - a. Iniciación de temporizadores
  - b. Iniciación del PWM
  - c. Establecimiento comunicación serie
  - d. Establecimiento del punto de referencia SETPOINT
3. Loop principal
  - a. Muestreo sensores
    - i. Lectura y promediado de valores del sensor corriente
    - ii. Lectura y promediado de valores del sensor tensión
  - b. Salida de lecturas por el puerto serie
  - c. ¿Existencia de comando serie para cambiar el SETPOINT?
    - SI. Actualización del SETPOINT del controlador
    - NO. Sigue el mismo SETPOINT.

Para calcular el SETPOINT que se mandará por puerto serie al Arduino, se ha programado en Matlab un código que hace lo siguiente:

1. Entrada de matrices con los datos de las curvas del WECS
2. Tratamiento de datos
  - a. Mallado de valores
  - b. Interpolación
  - c. Creación de la función de interpolación bidimensional
3. Lectura de la velocidad de viento incidente y de la potencia deseada
4. Cálculo de la potencia máxima y de la tensión correspondiente
5. Cálculo de la tensión de referencia para la potencia deseada. → valor del SETPOINT

Así queda establecido el controlador completo. Con este control se han realizado diferentes pruebas. La más destacable es la medida del tiempo de respuesta del sistema ante cambios en el punto de consigna, SETPOINT, o lo que es lo mismo, cambio de la potencia deseada para un valor de viento incidente concreto.

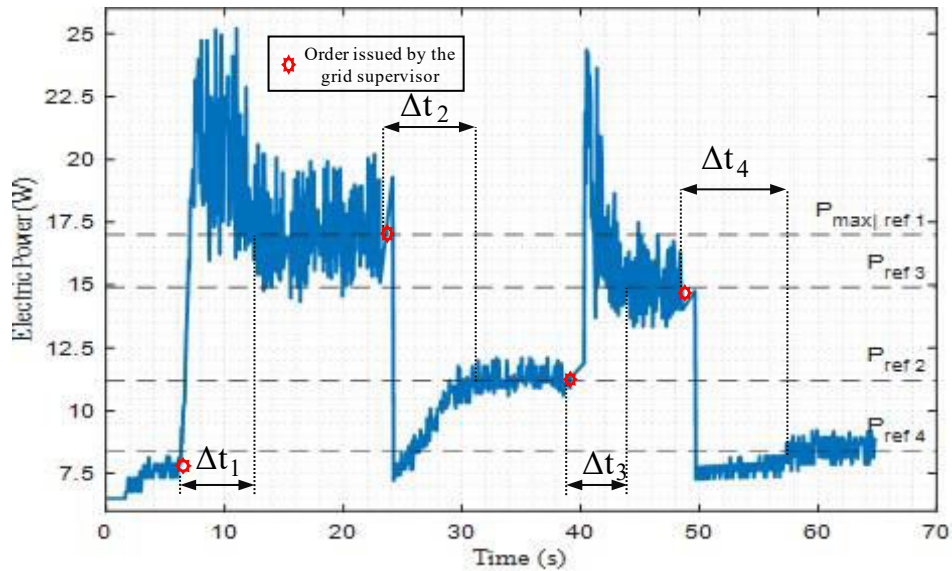


Figura 4.22 Tiempo de respuesta y estabilización del controlador para diferentes tensiones impuestas por el controlador con una velocidad de viento incidente constante de 17.5 m/s

Los resultados de esta prueba se presentan en la figura 4.22, donde se observa la potencia activa generada por el WECS durante un intervalo de tiempo (70s) en el que se han ido estableciendo diferentes puntos de consigna, para una velocidad de viento fija de 17.5 m/s. La potencia impuesta en cada intervalo queda representada con líneas discontinuas y mediante un punto estrellado de color rojo se señala el momento en el que se le asigna al controlador una orden (SETPOINT) diferente al que se encontraba en ejecución. Los resultados correspondientes a esta prueba también se presentan en la tabla 4.8, donde se calcula el tiempo de respuesta/estabilidad. Se indican también la referencia de tensión, la potencia generada y la reserva de potencia correspondiente (%) para cada punto de operación. Como se puede observar, el tiempo de respuesta más alto es de 8.663 segundos cuando la potencia impuesta pasa de 14.9 W a 8.4 W.

Tabla 4.8 Respuesta ante el control de potencia representado en la figura 4.22

Potencia generada	Tensión de referencia	% de Potencia reservada	Tiempo de respuesta
$P_{\max ref1} = 17 \text{ W}$	$V_{ref1} = 15.8 \text{ V}$	$\%_{PR} = 0 \%$	$\Delta t_1 = 7.454 \text{ s}$
$P_{ref2} = 11.2 \text{ W}$	$V_{ref2} = 9.46 \text{ V}$	$\%_{PR} = 34.1 \%$	$\Delta t_2 = 6.385 \text{ s}$
$P_{ref3} = 14.9 \text{ W}$	$V_{ref3} = 12.6 \text{ V}$	$\%_{PR} = 12.3 \%$	$\Delta t_3 = 3.566 \text{ s}$
$P_{ref4} = 8.4 \text{ W}$	$V_{ref4} = 8.6 \text{ V}$	$\%_{PR} = 50.5 \%$	$\Delta t_4 = 8.663 \text{ s}$

Hay que destacar que, en las pruebas realizadas en el laboratorio tanto en el ensayo como en el control, las condiciones disponibles en el entorno no son las más favorables y difieren

enormemente de las que se encuentran en el exterior. El flujo de aire incidente en el aerogenerador no es estable y fuerte como sería en campo abierto, donde no existen rebotes de viento y éste es constante en toda la superficie de las palas, entre otros fenómenos. No obstante, estas condiciones tan diferentes entre interior/exterior no afectan al alcance de los objetivos de este capítulo.

## CAPÍTULO 5

---

# Las microrredes en los sistemas eléctricos de distribución

### 5.1 Introducción

El sistema eléctrico se puede dividir en dos grandes grupos atendiendo a la organización del reparto de energía: por un lado, el sistema eléctrico de transporte y, por otro, el sistema eléctrico de distribución. Este último es la etapa final del proceso de transporte de energía, llevando la electricidad desde las subestaciones y centros de transformación hasta los hogares, comercios e industrias, donde se consume. El sistema de transporte conecta las subestaciones con las grandes centrales eléctricas generadoras de energía, caracterizándose por la gran distancia que recorren sus líneas, el mallado de la red en cuanto a su topología y la alta tensión a la que operan (400-220 kV) [88]. El sistema de distribución, por su parte, es una red que trabaja con tensiones menores a 66 kV y está compuesto por una variedad de componentes, incluyendo líneas de distribución, transformadores, interruptores, reguladores de tensión y dispositivos de protección. Su misión principal es garantizar la entrega eficiente y segura de la electricidad a todos los puntos de consumo, operando generalmente de forma radial.

En los últimos años, el sistema de distribución ha experimentado importantes transformaciones, principalmente debido a la incorporación de DG y, más recientemente, a la creciente implementación de  $\mu$ redes eléctricas. Estas  $\mu$ redes, que son pequeños sistemas de generación y distribución de energía que pueden operar tanto conectados a la red principal como de forma aislada, se integran mayoritariamente en las redes de distribución a través del PCC. Este punto, ya discutido en el capítulo 2, es clave para la conexión de  $\mu$ redes al sistema de distribución, permitiendo la bidireccionalidad en el flujo de energía y facilitando la integración de fuentes renovables.

Este capítulo se centra en el análisis de los sistemas de distribución en el contexto de la incorporación de las redes eléctricas y la DG. Dado que las redes de distribución son las que más pérdidas producen [89] y las que más cambios experimentan debido a la incorporación de tecnologías emergentes como la comentada, se estudian diversas topologías y estrategias de optimización que pueden ser implementadas para mejorar la eficiencia y la fiabilidad del sistema.

En primer lugar, se detallará la metodología para el análisis de estas redes, poniendo énfasis en el flujo de cargas para redes radiales, que es la topología más común y, por ende, el principal objeto de estudio en este trabajo. A continuación, se explorará cómo las reconfiguraciones de topologías radiales pueden optimizar estos sistemas. Para ello, se presentará un algoritmo que genera múltiples configuraciones radiales a partir de un sistema mallado, lo cual es posible gracias a la inclusión de líneas adicionales al sistema radial existente. Finalmente, con el objetivo de cuantificar las mejoras que estas reconfiguraciones pueden aportar, se introducirá una serie de índices y una metodología de optimización completa que permitirá evaluar de manera precisa la eficiencia de las reconfiguraciones propuestas.

## 5.2 Herramienta de análisis de las redes de distribución: Flujo de cargas

La herramienta para resolver el estado del sistema eléctrico a través de estas redes interconectadas de componentes eléctricos se llama flujo de cargas o flujo de potencia.

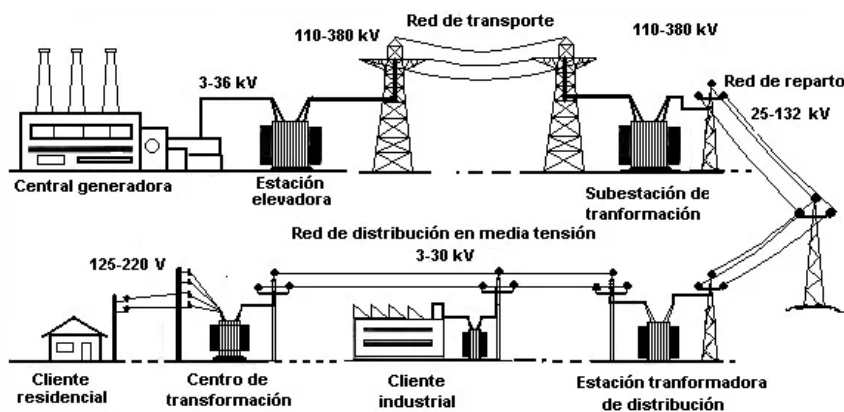


Figura 5.1 Esquema simplificado del sistema de energía eléctrica

Resolver con precisión el flujo de cargas en una red eléctrica es esencial para garantizar el correcto funcionamiento del suministro de energía eléctrica en un estado estacionario del sistema. El análisis del flujo de cargas en sistemas eléctricos se basa en un conjunto de ecuaciones fundamentales que describen las relaciones entre las magnitudes de tensión, corriente y potencia en los distintos componentes y puntos de la red, representados en la figura 5.1.

Para resolver el flujo de cargas, primero es necesario modelar los componentes principales de

la red, como los nudos y las líneas de transmisión. En un sistema eléctrico, cada nudo puede representar un punto de consumo (nudo PQ), un punto de generación (nudo PV) o un nudo de referencia (nudo Slack)[90]. Las ecuaciones del flujo de cargas se basan en la potencia activa ( $P_i$ ) y reactiva ( $Q_i$ ) en cada nudo, que están relacionadas con las tensiones ( $V_i$ ) y las admitancias ( $Y_{ik}$ ) de las líneas que conectan los nudos. Estas ecuaciones se expresan como [90]:

$$P_i = V_i \sum_{n=1}^N [V_n (G_{in} \cos \delta_{in} + B_{in} \sin \delta_{in})]$$

$$Q_i = V_i \sum_{n=1}^N [V_n (G_{in} \sin \delta_{in} - B_{in} \cos \delta_{in})]$$
( 5.1 )

Donde:

- $P_i$  es la potencia activa en el nudo  $i$
- $Q_i$  es la potencia reactiva en el nudo  $i$
- $V_i$  y  $V_n$  son las magnitudes de tensión en los nudos  $i$  y  $n$ .
- $G_{in}$  y  $B_{in}$  son las conductancia y susceptancia entre los nudos  $i$  y  $n$ .
- $\delta_{in} = \delta_n - \delta_i$ ,  $\delta_i$  y  $\delta_n$  son los ángulos de fase de las tensiones en los nudos  $i$  y  $n$ .

Estas ecuaciones son no lineales debido a la presencia de los productos de las tensiones y las funciones trigonométricas, lo que hace que la resolución del flujo de cargas requiera métodos numéricos iterativos. Existen numerosos métodos para resolver el flujo de cargas en sistemas eléctricos, entre los que se destacan los más representativos:

- **Método de Newton-Raphson:** El Método de Newton-Raphson es una técnica matemática iterativa utilizada para resolver sistemas no lineales [91], como es el caso de las ecuaciones del flujo de cargas (5.1). En cada iteración, se calculan las derivadas parciales de las ecuaciones del flujo de cargas respecto a las variables de tensión y potencia reactiva. Luego, se actualizan estas variables utilizando la fórmula del método de Newton-Raphson. Es un método con una convergencia rápida, pero muy sensible al punto de partida inicial, pudiendo no converger.
- **Método de Newton-Raphson Modificado:** El Método de Newton-Raphson Modificado combina el Método de Newton-Raphson y el Método de barrido iterativo. Utiliza el barrido de cargas inicial para proporcionar un punto de partida óptimo al Método de Newton-Raphson, mejorando así la velocidad de convergencia [92]. Este método ofrece un equilibrio entre precisión y eficiencia para sistemas eléctricos de tamaño mediano y grande.
- **Método de Gauss-Seidel:** El Método de Gauss-Seidel es un método de análisis numérico iterativo usado para resolver las ecuaciones del flujo de cargas. A diferencia del Método de

Newton-Raphson, actualiza las variables de tensión y potencia reactiva de forma secuencial, de nudo en nudo. La convergencia puede ser más lenta que el Método de Newton-Raphson, pero es más simple y requiere menos recurso computacional.

Para la resolución del flujo de cargas existen más métodos que son combinaciones de los anteriores, o bien, avances de estos. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas, no obstante, la elección entre uno u otro dependerá del tamaño y características de la red a analizar, y concretamente de su topología.

Los métodos tradicionales de resolución de flujo de cargas pueden presentar dificultades cuando se aplican a redes radiales, que son las más comunes en los sistemas de distribución, objeto del presente capítulo. Para abordar estas dificultades, se emplea el Método de Barrido Iterativo (Forward-Backward) [93], que es particularmente eficaz en redes radiales debido a su capacidad para manejar la estructura jerárquica de estas redes.

- **Método de barrido iterativo:** Es un método que consiste en el barrido de la red mediante las leyes de Kirchhoff, dividido en dos etapas: hacia adelante (forward) y hacia atrás (backward). En la etapa hacia adelante, se calculan las corrientes que fluyen por las líneas desde los nudos extremos hacia el nudo raíz, y en la etapa hacia atrás, se ajustan las tensiones a lo largo de la red en función de las corrientes calculadas en la etapa anterior. Este método es muy eficiente para redes radiales y es ampliamente utilizado en estudios de distribución.

### 5.2.1 Flujo de cargas en redes radiales

Dado que los sistemas radiales son la configuración más común en los sistemas de distribución, y considerando que este tipo de sistemas es donde se integran mayoritariamente las redes eléctricas, es lógico centrar el análisis en este tipo de redes. En el trabajo desarrollado para esta Tesis se aplica una versión mejorada del método de barrido iterativo llamado método de las matrices BIBC, BCBV y DLF.

Las redes radiales se caracterizan por su forma en árbol; existe un nudo raíz del que surgen ramas conducentes a nudos sucesivos, en la figura 5.2 [94] se muestra un ejemplo.

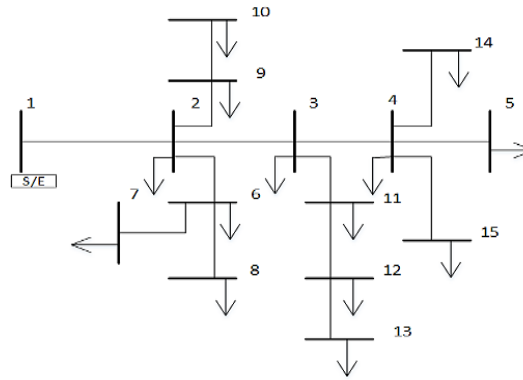


Figura 5.2 Sistema de distribución radial de 15 nudos

Las características, ventajas y desventajas de este tipo de topología se detallarán en el apartado 5.3.

#### 5.2.1.1 Método de matrices BIBC, BCBV y DLF

Se trata de un método que utiliza como base el barrido iterativo, pero de una forma más rápida y automatizada, ya que se crean unas matrices invariables (BIBC/BCBV/DLF) asociadas a la red, que se irán usando en cada iteración. Fue publicado en 2003 por el autor Jen-Hao Teng [95], que posteriormente en 2008 volvió a publicar una modificación de este mismo método, pero incluyendo fuentes de generación distribuida [96]. Estas dos publicaciones han sido referentes para la herramienta desarrollada en este trabajo, pues el flujo de cargas que aquí se resuelve, se basa en las publicaciones comentadas. Hay que señalar que este método sirve fundamentalmente para sistemas radiales, pero también para los débilmente mallados (*weakly meshed* en inglés).

El método tal y como nombra el enunciado del apartado requiere el uso de tres matrices: la matriz BIBC, BCBV y el producto de ellas que dará la matriz DLF. La matriz *Bus Injection to Branch Current* (BIBC) representa la relación entre las corrientes que fluyen por las ramas y las corrientes inyectadas a cada nudo. La matriz *Branch Current to Bus Voltage* (BCBV) representa la relación entre las corrientes que fluyen por las ramas y las tensiones en los nudos. El producto de ambas matrices da como resultado la matriz *Distribution Load Flow* (DLF). A continuación, se expone la metodología completa.

##### a) Ordenación de los nudos en capas

Es necesario crear una estructura de nivel en el sistema de forma jerárquica, en la que el nudo raíz quede en el nivel 1, los nudos conectados a este mediante una línea quedarán en el nivel 2, los nudos que mediante una rama se conectan al nivel 2 pertenecerán al nivel 3...étc.

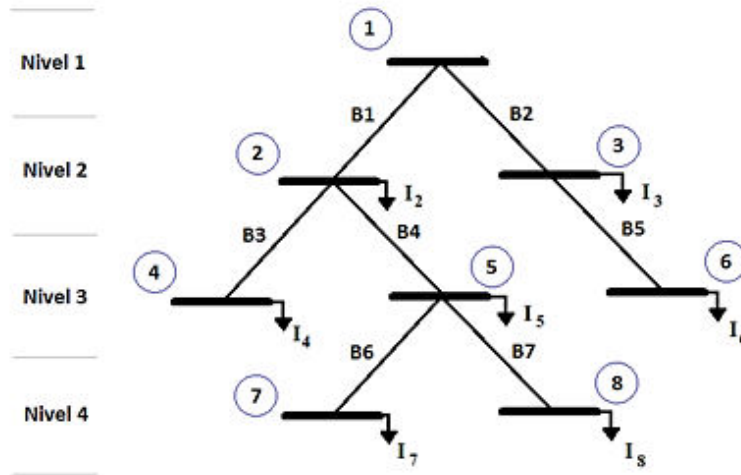


Figura 5.3 Ejemplo de numeración según la estructura de nivel

En la figura anterior [97] se puede observar la ordenación por capas o niveles, donde  $B_j$  hace referencia a la rama enumerada  $j$  e  $I_i$  es la corriente consumida por el nudo  $i$ . En este sistema se establecen 4 capas tal y como se puede observar.

b) Matriz BIBC

Relación entre la corriente que se inyecta en un nudo y las corrientes que circulan por la rama, se trata de la matriz que recoge la topología del sistema. Está compuesta por tantas filas como número de ramas ( $m$ ) haya en el sistema y tendrá tantas columnas como nudos, a excepción del nudo raíz ( $n-1$ ). Estará rellena por términos binarios (0 o 1) y como se puede deducir de la frase anterior será cuadrada ( $m = n-1$ , siendo  $m$  el número de ramas y  $n$  el número de nudos).

Se presenta a continuación como ejemplo la matriz BIBC para la red mostrada en la figura 5.3:

$$\begin{bmatrix} \vec{B}_1 \\ \vec{B}_2 \\ \vec{B}_3 \\ \vec{B}_4 \\ \vec{B}_5 \\ \vec{B}_6 \\ \vec{B}_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \vec{I}_2 \\ \vec{I}_3 \\ \vec{I}_4 \\ \vec{I}_5 \\ \vec{I}_6 \\ \vec{I}_7 \\ \vec{I}_8 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Siendo  $\vec{B}_i$  la corriente por la rama  $i$ . La construcción de la matriz se detalla en el Anexo A1. La expresión completa es una forma algebraica de expresar la suma de corrientes por cada rama del sistema.

De forma general, la ecuación (5.2) se puede escribir como sigue:

$$[B] = [BIBC][I] \quad (5.3)$$

c) Matriz BCBV

La matriz BCBV representa la relación entre las corrientes de rama y la tensión en cada nudo. Está compuesta por tantas filas como nudos, a excepción del nudo raíz ( $n-1$ ) y tantas columnas como número de ramas ( $m$ ) que haya en el sistema. La matriz estará rellena por las impedancias de las ramas y como se puede deducir de la frase anterior será cuadrada ( $m = n-1$ , siendo  $m$  el número de ramas y  $n$  el número de nudos).

Se presenta como ejemplo para la red mostrada en la figura 5.3:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{V}_3 \\ \vec{V}_4 \\ \vec{V}_5 \\ \vec{V}_6 \\ \vec{V}_7 \\ \vec{V}_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & \vec{Z}_{58} & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \vec{B}_1 \\ \vec{B}_2 \\ \vec{B}_3 \\ \vec{B}_4 \\ \vec{B}_5 \\ \vec{B}_6 \\ \vec{B}_7 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

La construcción de la matriz se detalla en el Anexo A1. Se puede deducir que la expresión completa hace alusión a la suma de la caída de tensión existente en las líneas que unen el nudo raíz con el nudo a analizar.

De forma general, la ecuación (5.4) se puede escribir como sigue:

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \quad (5.5)$$

d) Matriz DLF

Esta matriz se obtiene multiplicando las dos matrices ya expuestas. Partiendo de la ecuación (5.5) y sustituyendo en ella la expresión (5.3):

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \quad (5.6)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{V}_3 \\ \vec{V}_4 \\ \vec{V}_5 \\ \vec{V}_6 \\ \vec{V}_7 \\ \vec{V}_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & \vec{Z}_{58} & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \vec{I}_2 \\ \vec{I}_3 \\ \vec{I}_4 \\ \vec{I}_5 \\ \vec{I}_6 \\ \vec{I}_7 \\ \vec{I}_8 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

La matriz [DLF] resultante de multiplicar los términos [BIBC] x [BCBV] es:

$$[DLF] = \begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{24} & \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{13} + \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} + \vec{Z}_{57} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{12} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} & \vec{Z}_{12} + \vec{Z}_{25} + \vec{Z}_{58} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

La ecuación (5.7) relaciona las caídas de tensiones con las intensidades que circulan por cada rama y su impedancia asociada. Es una expresión generalizada del sistema basada en la ley de ohm. De forma general:

$$[\Delta V] = [DLF][I] \quad (5.9)$$

e) Incorporación de las matrices a la resolución del flujo de cargas

Se sabe que la potencia aparente que consume un nudo del sistema es igual a la tensión a la que se encuentra el nudo por el conjugado de la corriente que demanda o inyecta:

$$\vec{S}_i = \vec{V}_i \vec{I}_i^* \quad (5.10)$$

$$\vec{S}_{nudo\ i} = P_{nudo\ i} + jQ_{nudo\ i}$$

y sabiendo que esto se hará de forma iterativa, despejando, se tiene la inyección de corriente en un nudo  $i$  en la iteración  $k$ :

$$\vec{I}_i^k = \left( \frac{P_i + jQ_i}{\vec{V}_i^k} \right)^* = [I^k] \quad (5.11)$$

Partiendo de la ecuación (5.9) y sabiendo que se hará de forma iterativa, la caída de tensión en cada iteración será:

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I^k] \quad (5.12)$$

Donde  $[I^k]$  se ha hallado en la ecuación (5.11).

De esta forma es posible conocer la tensión en cada nudo para cada iteración:

$$[V^{k+1}] = [V_1] - [\Delta V^{k+1}] = [V_1] - [DLF][I^k] \quad (5.13)$$

Donde  $[V^{k+1}]$  es el vector de tensión en cada nudo en la iteración  $k+1$ ,  $[V_1]$  es el vector columna de tensión del nudo 1 y  $[\Delta V^{k+1}]$  es la caída de tensión en la iteración  $k+1$ .

Se da por finalizada la resolución del flujo si la tensión del nudo entra dentro de unos márgenes establecidos por un criterio de convergencia, esto es:

$$\text{error}(V^k) < \varepsilon_1 \quad ( 5.14 )$$

Donde  $\varepsilon_1$  es un valor establecido teniendo en cuenta la precisión deseada en el cálculo y  $\llbracket \text{error}(V^k) \rrbracket$  es:

$$\text{error}(V^k) = \max_i (V_i^k - V_i^{k-1}) \quad ( 5.15 )$$

Donde:

- $V_i^k$  es la tensión en el nudo  $i$  en la iteración  $k$ .
- $V_i^{k-1}$  es la tensión en el nudo  $i$  en la iteración  $k-1$ .
- El operador *max* indica que se toma el máximo valor de las diferencias absolutas entre las tensiones de todas las parejas de iteraciones consecutivas en cada nudo.

De esta manera, el criterio de convergencia se basa en la **máxima diferencia** de tensión entre dos iteraciones consecutivas entre todos los nudos del sistema. El proceso iterativo continuará hasta que este máximo error sea menor que  $\varepsilon_1$  garantizando así que todas las tensiones nodales han convergido dentro del margen de precisión deseado.

El algoritmo de resolución del flujo de cargas usando la metodología presentada es el que se presenta en la figura 5.4:

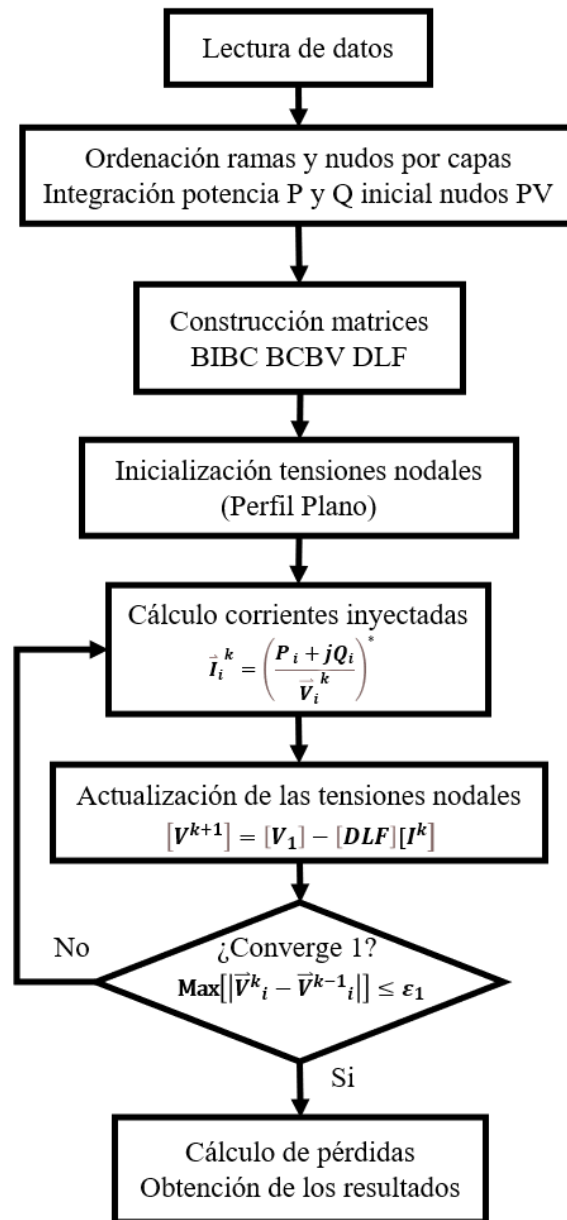


Figura 5.4 Flujograma del algoritmo para la resolución del flujo de cargas radial utilizando el método de las matrices BIBC, BCBV y DLF

### 5.2.1.2 Método de Compensación Base

La resolución del flujo de cargas mediante el método de las matrices explicado anteriormente no considera la generación distribuida, por lo que es necesario introducir un método que la tenga en cuenta y explicar las modificaciones a realizar en el algoritmo ya expuesto.

El autor Jen-Hao Teng en [96] propone tres modelos de DG, atendiendo al tipo de fuente que inyecta en la red:

1. Modelo de factor de potencia constante

2. Modelo de potencia reactiva variable
3. Modelo de tensión constante

Los modelos 1. y 2. pueden ser representados por nudos PQ, con algún tratamiento especial. El modelo 3. se deberá modelar como un nudo PV en el flujo de cargas. Sin embargo, para mantener constante la tensión en ese nudo PV, será necesario que inyecte potencia reactiva, y la capacidad de la fuente conectada para realizar esta compensación será limitada.

Para incorporar la generación distribuida al método de las matrices, se usará el algoritmo de compensación base presentando en [98] que se basa en el modelo de tensión constante anteriormente mencionado. Suponiendo que el flujo de cargas ha convergido y cada nudo adquiere un valor de tensión, existirán nudos declarados PV con un valor de tensión distinto que los de consigna. Para ajustar la tensión de estos nudos y conseguir que lleguen a su valor programado, hay que determinar qué cantidad de potencia reactiva o inyección de corriente reactiva tiene que aportar el nudo, o más bien, el generador conectado.

Por tanto, el problema de mantener la tensión del nudo PV se traduce en encontrar la inyección de corriente reactiva  $I_q$  para cada nudo considerado PV, consiguiendo así que su tensión  $|V|$  sea igual a la especificada. Debido a que la relación existente entre  $I_q$  y  $|V|$  no es lineal,  $I_q$  solo se puede calcular de forma iterativa.

Se ha desarrollado una matriz llamada matriz de sensibilidad para los nudos PV, que aproxima la relación no lineal entre  $I_q$  y  $|V|$  para cada nudo PV.

a) Matriz de sensibilidad de nudos PV

La matriz se calculará a partir de las matrices BIBC y BCBV, definiéndose como:

$$[Z_g] = [BCBV_{nudos\ PV}] - [BIBC_{nudos\ PV}] \quad ( 5.16 )$$

Para calcular  $[BCBV_{nudos\ PV}]$ , se extraerán de la matriz original  $[BCBV]$  las filas correspondientes a los nudos PV. Volviendo a usar la figura 5.3 como ejemplo y considerando nudos PV los nudos 5 y 7, se tienen las siguientes matrices:

$$[BCBV] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & 0 & \bar{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & \bar{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_{13} & 0 & 0 & \bar{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & \bar{Z}_{25} & 0 & \bar{Z}_{57} & 0 \\ \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & \bar{Z}_{25} & 0 & 0 & \bar{Z}_{58} \end{bmatrix} \quad ( 5.17 )$$

$$[BCBV_{nudos PV}] = \begin{pmatrix} \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & \bar{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & \bar{Z}_{25} & 0 & \bar{Z}_{57} & 0 \end{pmatrix} \quad ( 5.18 )$$

Para calcular  $[BIBC_{nudos PV}]$ , se extraerá de la matriz original  $[BIBC]$  las columnas correspondientes a los nudos PV. Para el ejemplo:

$$[BIBC] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad ( 5.19 )$$

$$[BCBV_{nudos PV}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad ( 5.20 )$$

De forma general y considerando que existe más de un nudo PV:

$$[Z_g] = \begin{bmatrix} BCBV_{fila\ nudo\ PV\ 1} \\ BCBV_{fila\ nudo\ PV\ 2} \\ \vdots \end{bmatrix} x [BIBC_{colum.\ nudo\ PV\ 1} \quad BIBC_{colum.\ nudo\ PV\ 2} \quad \dots] \quad ( 5.21 )$$

b) Inyección de corriente reactiva

Una vez obtenida la matriz de sensibilidad del sistema es necesario saber qué cantidad de potencia reactiva necesita inyectar cada nudo, para ello se usa la siguiente expresión:

$$[\Delta I] = [Z_g]^{-1} x [\Delta V^{Nudos PV}] \quad ( 5.22 )$$

Donde  $[\Delta V^{Nudos PV}]$  es igual a:

$$[\Delta V^{Nudos PV}] = |[V^{Nudos PV}_{programada}]| - |[V^{Nudos PV}_{calculada}]| \quad ( 5.23 )$$

Siendo  $V^{Nudos PV}_{programada}$  el vector de las tensiones especificadas como datos para los nudos PV y  $V^{Nudos PV}_{calculada}$  el vector de las tensiones calculadas en el flujo de cargas.

c) Potencia reactiva que aportar

Haciendo ahora el análisis individual para cada nudo PV, la potencia reactiva a aportar a partir de la matriz (5.22) se calcula como:

$$\Delta I_{q,nudo PV i} = \Delta I_i (\cos(90 + \delta V_{nudo PV i}) + j \text{sen}(90 + \delta V_{nudo PV i})) \quad ( 5.24 )$$

Donde  $\delta V_{nudo PV i}$  es el ángulo de la tensión del nudo PV  $i$  que se analiza e  $\Delta I_i$  el incremento de intensidad que debe experimentar el nudo PV  $i$  a partir de la matriz  $[\Delta I]$ .

Posteriormente, es posible establecer la potencia reactiva para cada nudo como sigue:

$$\Delta Q_{nudo PV i} = \Delta I_{q,nudo PV i} \times |V|_{nudo PV i} \quad ( 5.25 )$$

Una vez calculada se incorpora a la potencia reactiva ya existente del nudo y se vuelve a resolver el flujo de cargas.

d) Incorporación a la resolución del flujo de cargas

Se ha explicado cómo crear la matriz de sensibilidad del sistema para la inyección de potencia reactiva en los nudos PV. Esto se incorporará a un bucle iterativo, y acabará cuando:

- La tensión del nudo esté dentro de unos márgenes establecidos por un criterio de convergencia, esto es:

$$\text{error}(V^k)_{nudo PV i} < \varepsilon_2 \quad ( 5.26 )$$

Donde  $\varepsilon_2$  es un valor establecido teniendo en cuenta la precisión deseada en el cálculo y  $[\text{error}(V^k)]$  es:

$$\text{error}(V^k)_{nudo PV i} = V^k_{nudo PV i} - V^{k-1}_{nudo PV i} \quad ( 5.27 )$$

- El/los generador/es conectado/s al nudo PV tendrá/n un límite de potencia reactiva a inyectar, si el cálculo excede la potencia reactiva límite del nudo, pasará de considerarse PV a PQ con una inyección de reactiva llevada a su máximo o mínimo, dependiendo del caso.

El diagrama de flujo del algoritmo completo se muestra en la figura 5.5.

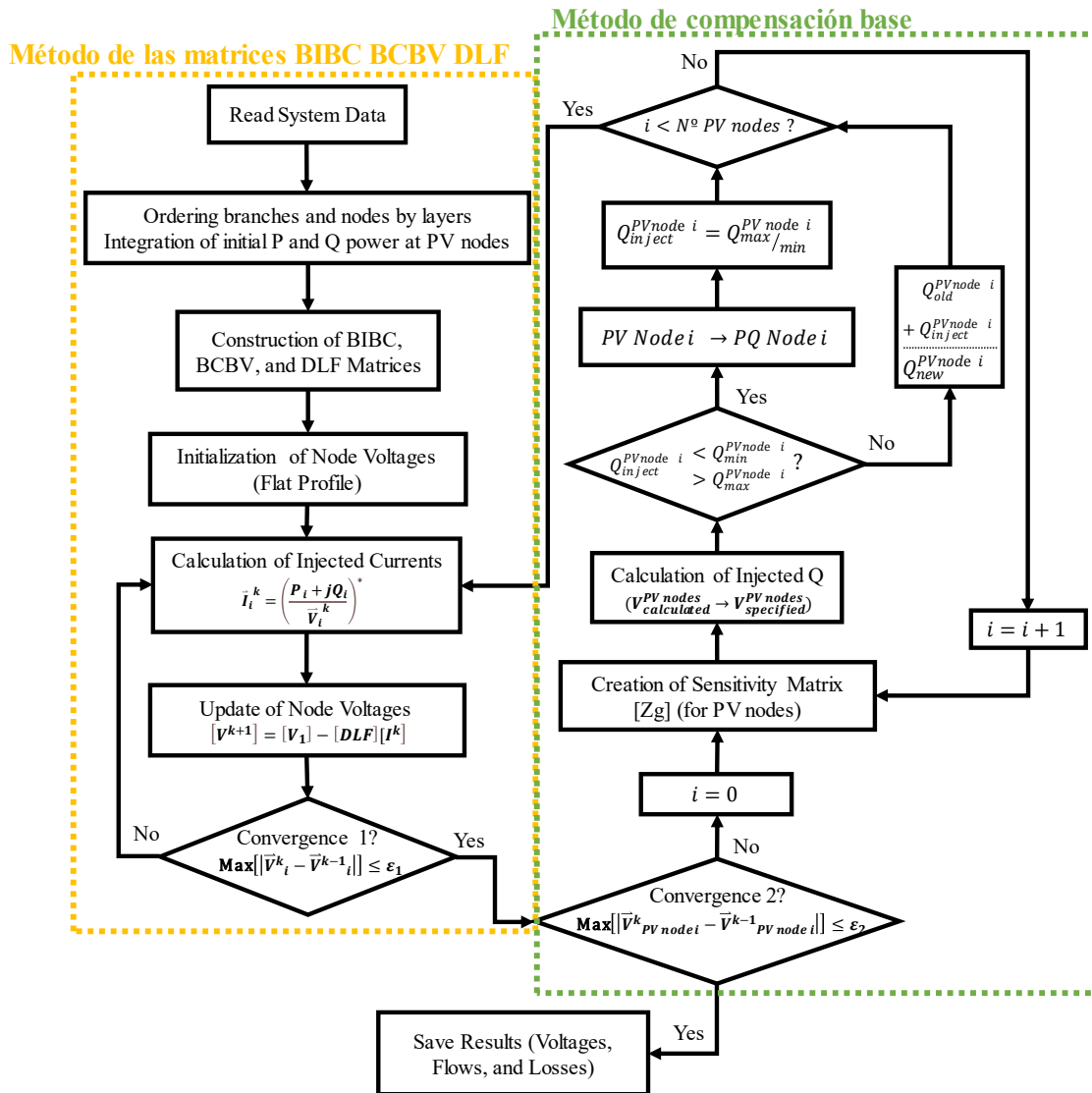


Figura 5.5 Flujograma del algoritmo de resolución del flujo de cargas radial usando el método de las matrices BIBC, BCBV y DLF, incorporando el método de compensación base

Después de haber explicado la metodología de resolución del flujo de cargas en sistemas radiales, es fundamental explorar cómo la topología de la red puede influir en el funcionamiento y en el rendimiento del sistema. Si en una red radial dada se considera la introducción de algunas líneas adicionales, es posible reconfigurar la topología de ésta para llegar a otro sistema radial. La capacidad de optimizar estas redes mediante reconfiguraciones estratégicas no solo permite mejorar el perfil de tensiones y reducir las pérdidas, sino que también incrementa la fiabilidad del sistema ante fluctuaciones en la demanda y variaciones en la DG. En la siguiente sección, se presentarán las diferentes topologías de redes de distribución y se analizará cómo su reconfiguración puede llevar a un funcionamiento óptimo del sistema eléctrico.

### 5.3 Topología de las redes de distribución

La topología de una red de distribución se refiere a la estructura de conexionado de sus líneas de transmisión. Las redes de distribución pueden adoptar las siguientes topologías [99]:

- **Red mallada.** Se trata de redes en la cuales la energía puede seguir caminos alternativos para llegar desde los nudos de generación a los de consumo [90]. Muchos de sus nudos se encuentran conexionados entre sí por más de dos líneas de transmisión, permitiendo múltiples rutas y creando lazos en la estructura, figura 5.6.

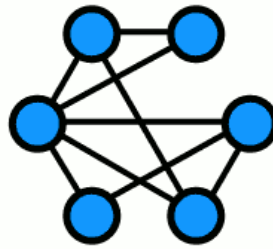


Figura 5.6 Ejemplo de red mallada

Suelen formar entramados complejos por lo que se hace esencial una buena planificación en cuanto a la distribución de la energía. Ya que la electricidad puede tomar múltiples caminos y direcciones, las protecciones tienen que ser más robustas que en otras topologías, y, por tanto, más costosas. La principal ventaja de estos sistemas es que las interrupciones en el suministro son escasas ya que si una línea falla, existen alternativas para el abastecimiento.

- **Red en anillo.** Cuando los nudos están conectados formando un circuito cerrado, de manera que cada nudo está vinculado directamente a dos nudos vecinos, se le llama red en anillo. Si una línea cae, la corriente tiene otros caminos para fluir, evitando interrupciones en el suministro.

Al igual que en los sistemas mallados, debe existir una buena coordinación entre las protecciones debido a las altas corrientes de cortocircuito que se pueden producir tras un fallo en cualquier punto del sistema.

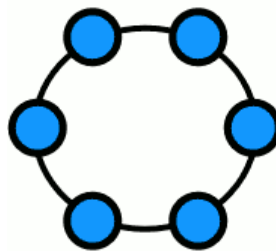


Figura 5.7 Ejemplo de red en anillo

Este tipo de redes presenta flexibilidad ya que pueden operar en abierto. Osea, se puede provocar la desconexión de una rama de la red mediante un interruptor, haciendo que la energía fluya en un solo sentido cuando se alimenta por un solo extremo creando un *feeder*. También cabe la posibilidad de alimentar esta red en abierto por sus dos extremos.

Las redes en anillo son una buena opción para cuando no se puede mallar el sistema, pero se pretende tener una buena fiabilidad.

- **Red radial.** En los sistemas radiales existe un nudo raíz y a éste están conectados los demás nudos en forma de cascada. Esta red tendrá forma de árbol, por lo que se le llama también red ramificada. En la figura 5.8 se observa claramente la topología. No existen bucles cerrados (mallas) debiéndose cumplir lo siguiente:
  - I. En un sistema de  $N$  nudos, existirán  $N-1$  líneas de transmisión.
  - II. Todos los nudos del sistema deben estar conectados entre sí, sin que existan redes independientes dentro de lo que se considera un único sistema. A esta propiedad se le llama red conexas.

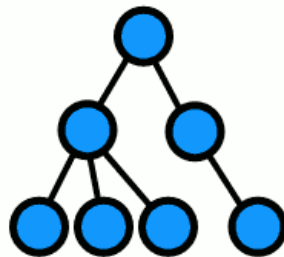


Figura 5.8 Ejemplo de red radial

Este tipo de red es muy usual en los sistemas de distribución debido a la sencillez de operación y planificación. Ni las protecciones ni las infraestructuras son tan costosa como en los anteriores sistemas explicados por lo que es ideal para lugares con bajos recursos o bien simplemente porque no se necesiten sistemas más complejos.

Su principal desventaja es la baja fiabilidad, ya que, si una rama falla, se quedarán sin suministro todas las que parten de ella, no existiendo caminos alternativos.

### 5.3.1 Reconfiguración en sistemas radiales

La reconfiguración se refiere a la habilidad de alterar la topología de la red en tiempo real o en respuesta a cambios en la demanda o en las condiciones operativas, activando o desactivando ciertos interruptores de las líneas de la red.

La gran desventaja de las redes radiales, relacionada con su baja fiabilidad, puede mitigarse mediante la introducción de líneas alternativas e interruptores estratégicamente ubicados que

permitan la conexión o desconexión de secciones de la red según sea necesario. Esta estrategia, conocida como reconfiguración de la red, permite aprovechar las ventajas operativas de una red radial, como su simplicidad y menor coste, al tiempo que se incrementa su fiabilidad acercándola a las prestaciones de una red mallada.

Mediante la reconfiguración, es posible aislar secciones defectuosas de la red sin interrumpir el suministro de energía a otras partes del sistema. Esto se logra al cambiar el flujo de potencia a través de líneas alternativas, lo que permite que la red funcione en una configuración diferente, pero siempre manteniendo una estructura radial durante su operación normal. Así, se combina la flexibilidad y redundancia características de las redes malladas con la simplicidad y eficiencia de las redes radiales, mejorando significativamente la continuidad del suministro eléctrico. Además de aumentar la fiabilidad, la reconfiguración de redes radiales ofrece una ventaja adicional en el contexto de la creciente incorporación de DG y  $\mu$ redes eléctricas. La presencia de DG, especialmente a partir de fuentes renovables como la solar, introduce variaciones significativas en la producción local de energía a lo largo del día. En este sentido, la capacidad de reconfigurar la topología de la red de acuerdo con las condiciones de generación es crucial para maximizar la eficiencia energética.

Por ejemplo, durante las horas de máxima radiación solar, podría ser beneficioso operar la red en una configuración radial que priorice el uso de la energía generada localmente en zonas con alta penetración de instalaciones solares, minimizando la necesidad de importar energía desde otras partes del sistema. Sin embargo, durante la noche, cuando la producción de energía solar cesa, la red podría reconfigurarse para adoptar una topología diferente que optimice la distribución de la energía proveniente de otras fuentes. De esta manera, la reconfiguración no solo mejora la fiabilidad, sino que también permite una gestión más eficiente de los recursos energéticos disponibles, adaptándose dinámicamente a las condiciones cambiantes de generación y demanda.

Cuando se lleva a cabo la reconfiguración de un sistema manteniendo su estructura radial, el número de posibles configuraciones radiales puede ser considerablemente elevado. Esto convierte la tarea de reconfiguración en un proceso complejo y potencialmente lento desde una perspectiva analítica. Cada reconfiguración implica un cambio en la topología de la red, lo que a su vez altera el estado estacionario del sistema eléctrico. Dado que el estado estacionario debe ser evaluado mediante un análisis de flujo de cargas para asegurar la correcta operación del sistema, cada nueva topología requiere una verificación rigurosa.

El proceso de reconfiguración se complica aún más por la necesidad de garantizar que cualquier operación en los interruptores de las líneas, que conduce a un cambio en la configuración de la red, sea segura y viable. Antes de realizar cualquier alteración en la topología,

es esencial verificar que la nueva configuración, no solo mantendrá la radialidad y la conectividad del sistema, sino que también podrá ser soportada por la infraestructura existente sin comprometer la estabilidad operativa.

El algoritmo desarrollado y presentado en esta tesis aborda estos desafíos al automatizar el proceso de identificación y evaluación de todas las configuraciones radiales posibles, permitiendo un análisis eficiente y exhaustivo. A continuación, se presenta un ejemplo simplificado que ilustra los principios básicos sobre los que se fundamenta el algoritmo.

Este ejemplo trata de un sistema de 4 nudos con 3 ramas iniciales ( $Z_1, Z_3$  y  $Z_4$ ), ver figura 5.9, al que posteriormente se le añaden las ramas  $Z_2, Z_5$  y se analizan todas las posibles reconfiguraciones a través de una combinatoria, que sigue la siguiente fórmula:

$$C_r^n = \frac{n!}{(r!(n-r)!)} \quad ( 5.28 )$$

Siendo  $C_r^n$  el número de combinaciones posibles de los  $n$  elementos totales del sistema, seleccionando  $r$  elementos en cada combinación.

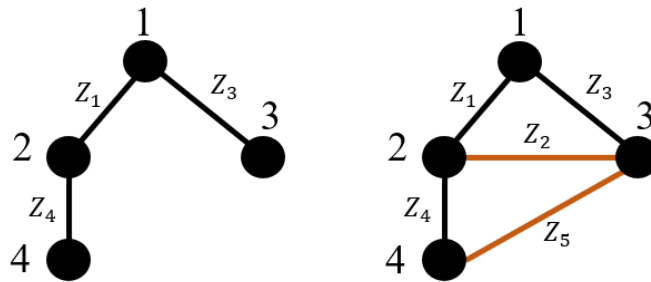


Figura 5.9 Ejemplo de paso de un sistema radial a débilmente mallaado

Para este caso  $n$  será 5, ya que existen 5 ramas y  $r$  será 3 debido a que se quiere sistemas radiales. Introduciendo estos parámetros en la ecuación (5.28):

$$C_3^5 = \frac{5!}{(3!(5-3)!)} = 10 \text{ combinaciones} \quad ( 5.29 )$$

Se obtienen 10 combinaciones posibles.

Y serán las siguientes:

- I. (Z2, Z4, Z5) II. (Z1, Z3, Z4) III. (Z2, Z3, Z4) IV. (Z2, Z3, Z5) V. (Z3, Z4, Z5)  
 VI. (Z1, Z2, Z4) VII. (Z1, Z2, Z5) VIII. (Z1, Z2, Z3) IX. (Z1, Z4, Z5) X. (Z1, Z3, Z5)

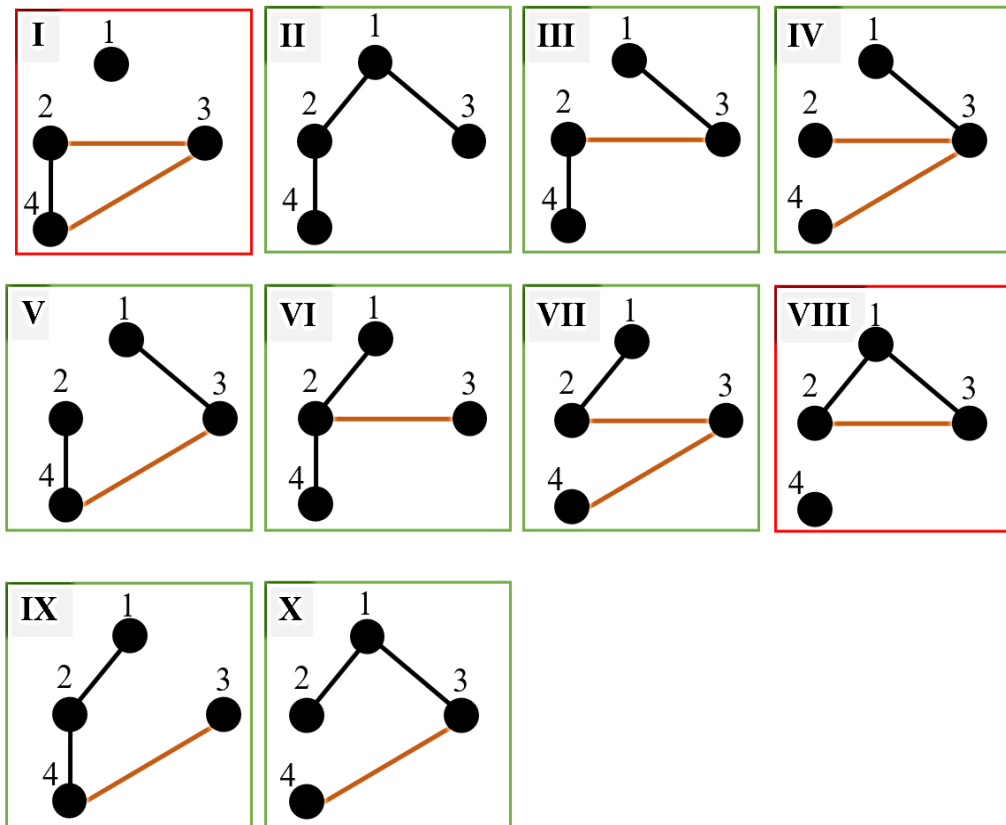


Figura 5.10 Ejemplo de reconfiguraciones para un sistema de 4 nudos

De las diez combinaciones posibles, solo ocho son sistemas radiales conexos, es decir sistemas radiales dónde todos los nudos quedan conectados entre sí. Las combinaciones I y VIII se descartan.

Este ejemplo ilustra la base teórica del proceso de reconfiguración. Para llevar a cabo un análisis exhaustivo de las posibles configuraciones radiales en redes más complejas, se ha desarrollado un algoritmo en *MATLAB* basado en la teoría de grafos, que permite automatizar y optimizar este proceso, tal y como se describe en el siguiente apartado.

### 5.3.1.1 Análisis grafológico: mantenimiento de la radialidad

La teoría de grafos es una rama de las matemáticas enfocada en el estudio de las estructuras formadas por objetos llamados vértices y las conexiones entre ellos, conocidas como aristas. Formalmente, un grafo  $G = (V, E)$  se define como un par formado por dos conjuntos:  $V$ , que representa el conjunto finito de vértices, y  $E$ , que es el conjunto de aristas que conectan pares de vértices. Cada arista en un grafo une dos vértices, lo que se denota comúnmente como  $(u, v)$  para vértices  $u$  y  $v$ .

El estudio de grafos se aplica en una amplia gama de disciplinas debido a su capacidad para

modelar relaciones complejas y sistemas interconectados. Uno de los conceptos clave en la teoría de grafos es el de conectividad. Un grafo se dice que es conexo si existe al menos un camino entre cada par de vértices. En contraposición, un grafo no conexo puede descomponerse en subgrafos conexos independientes, conocidos como componentes conexas. Otro concepto relevante es el de ciclo. Un ciclo en un grafo es un camino que comienza y termina en el mismo vértice, sin repetir aristas o vértices en el camino, exceptuando el vértice inicial/final. La identificación de ciclos es crucial en muchos algoritmos, incluyendo aquellos que determinan si un grafo puede representarse como un árbol (un tipo especial de grafo conexo sin ciclos) o que facilitan la optimización en redes, como en el caso de la reconfiguración de redes eléctricas. La teoría de grafos también abarca la matriz de adyacencia, una representación matricial que facilita la manipulación computacional de grafos, y los algoritmos de caminos más cortos, como el algoritmo de Dijkstra [100], que se utilizan para encontrar rutas óptimas en grafos ponderados.

En el contexto de redes eléctricas, la teoría de grafos adquiere aplicabilidad en la tarea de analizar y optimizar la topología de la red, permitiendo la modelización de sistemas complejos de distribución y transmisión de energía. Todos los conceptos mencionados sobre los grafos se utilizan para desarrollar el algoritmo que ayuda a identificar todos los posibles sistemas radiales a partir de un sistema radial con líneas alternativas. Este algoritmo se divide en cinco etapas que se detallan a continuación:

### 1. Representación del grafo

El algoritmo desarrollado comienza con la representación del sistema eléctrico como un grafo no dirigido  $G(V, E)$  donde:

- $V = \{v_1, v_2, \dots, v_N\}$  es el conjunto de nudos del sistema.
- $E = \{e_1, e_2, \dots, e_M\}$  es el conjunto de ramas que conectan los nudos.

Cada rama  $e_k$  conecta dos nudos  $v_i$  y  $v_j$  en el grafo, y se representa como un par ordenado  $(v_i, v_j)$ . La conectividad de la red se describe mediante la matriz de adyacencia  $A$  del grafo  $G$ , definida como:

$$A_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si existe una rama entre los nudos } i \text{ y } j, \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

En Matlab, esta representación se crea utilizando la función *graph*, que toma como entrada dos vectores: *From* y *To*. Por ejemplo, estos vectores contienen los nudos de origen y destino de cada rama del sistema:

```
From = [1, 1, 2, 2, 3];
```

```
To = [2, 3, 3, 4, 4];
```

```
G = graph(From, To);
```

## 2. Identificación de los ciclos fundamentales

Para mantener la radialidad del sistema tras la reconfiguración, es necesario identificar y eliminar los ciclos presentes en el grafo. En una red eléctrica, un ciclo implica la presencia de rutas redundantes para la transmisión de energía, lo cual rompe la estructura radial.

El algoritmo desarrollado utiliza la función *cyclebasis* de Matlab, que permite identificar los ciclos fundamentales del grafo. Los ciclos fundamentales son aquellos que no pueden descomponerse en otros ciclos más simples. Matemáticamente, un ciclo fundamental  $C_f$  se representa como un conjunto de aristas:

$$C_f = \{e_{i_1}, e_{i_2}, \dots, e_{i_k}\}$$

En Matlab, esto se realiza de la siguiente manera:

```
cycles = cyclebasis(G);
```

Esta función devuelve una matriz donde cada fila representa un ciclo fundamental en términos de los nudos que lo componen.

El algoritmo desarrollado optimiza el proceso de generación de configuraciones radiales mediante un enfoque selectivo en la eliminación de ramas. Específicamente, el algoritmo identifica y focaliza las combinaciones de eliminación en las ramas que forman parte de los ciclos fundamentales detectados. Esto significa que el algoritmo es capaz de reconocer que la eliminación de ramas debe centrarse únicamente en los ciclos identificados. Al limitar la eliminación a las ramas dentro de estos ciclos, se minimiza el número total de combinaciones necesarias, lo que mejora la eficiencia computacional del proceso y reduce significativamente la complejidad del problema.

## 3. Generación de configuraciones radiales

Una vez identificados los ciclos fundamentales, el siguiente paso es generar todas las posibles configuraciones radiales eliminando selectivamente ramas de estos ciclos. Este proceso se realiza mediante combinatoria, calculando todas las combinaciones posibles de ramas a eliminar. La función *nchoosek* de Matlab se emplea para este propósito, proporcionando todas las combinaciones posibles de  $r$  ramas a partir de un conjunto de  $n$  ramas, ecuación (5.28). El conjunto de  $n$  ramas son las extraídas de la función *cyclebasis* ya que son las pertenecientes a un ciclo dentro del grafo donde hay que ir eliminando una rama cada vez que se quiera crear un sistema reconfigurado. Así con todos los ciclos; si existen 3 ciclos dentro de un grafo entonces en cada reconfiguración es necesario desconectar 3 ramas.

Para evitar combinaciones redundantes, donde el orden de eliminación no afecta el resultado (por

ejemplo, eliminar  $e_{ij}$  es lo mismo que  $e_{ji}$ ), se utiliza la función *unique* en Matlab para filtrar las combinaciones únicas:

```
combinations = nchoosek(1:length(E), N-1);
unique_combinations = unique(sort(combinations, 2), 'rows');
```

#### 4. Verificación de la radialidad

En el proceso de generación de todos los posibles sistemas radiales mediante la desconexión de ramas en los diferentes ciclos que pudiera contener el grafo, puede surgir una situación en la que existan ciclos adyacentes o colindantes, como se ilustra en la Figura 5.11.

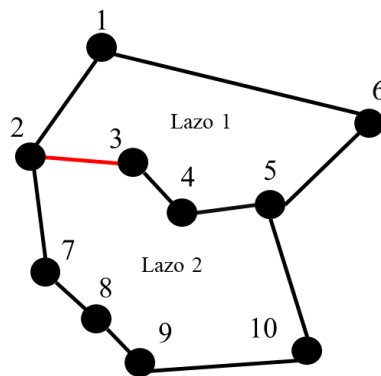


Figura 5.11 Ejemplo sistema con lazo colindantes

En estos casos, es posible que ciertas combinaciones de eliminación de ramas resulten en la misma rama eliminada para más de un ciclo, es decir, una rama que es parte tanto del "Lazo 1" como del "Lazo 2". Cuando esto ocurre, la eliminación de una sola rama no será suficiente para romper todos los ciclos, lo que significa que el grafo resultante aún contendrá ciclos y, por lo tanto, no será estrictamente radial. Para garantizar que cada sistema reconfigurado sea verdaderamente radial, el algoritmo desarrollado en Matlab realiza una verificación adicional. Una vez generados los sistemas radiales candidatos, se utiliza nuevamente la función *cyclebasis* para identificar si algún ciclo persiste en el grafo reconfigurado. Si la función *cyclebasis* detecta la presencia de un ciclo en el sistema resultante, dicho sistema es descartado, ya que no cumple con el criterio de radialidad.

#### 5. Reorganización de los nudos y orientación de las ramas

Este proceso de reorganización de los nudos en función de su estructura jerárquica se realiza justo antes de llevar a cabo el análisis del flujo de cargas de cada sistema radial reconfigurado. Una vez que se carga un nuevo sistema radial, derivado de la reconfiguración, es esencial ajustar la matriz de nudos y las conexiones correspondientes (vectores *From* y *To*) para reflejar la topología específica de ese sistema. El proceso es el siguiente:

### 5.1. Creación de la Matriz de Adyacencia

Se construye una matriz de adyacencia, que es una matriz cuadrada donde cada fila y cada columna representa los nudos del sistema. Si existe una conexión directa entre el nudo  $i$  y el nudo  $j$ , entonces el valor en la matriz  $(i, j)$  se establece en 1; de lo contrario, se establece en 0. Esta matriz refleja la estructura de conexiones del sistema radial.

### 5.2. Generación del grafo direccionado del sistema

Utilizando la matriz de adyacencia  $M$ , se genera un grafo no dirigido que representa el sistema. El siguiente paso es determinar un árbol de expansión mínima (MST, por sus siglas en inglés) utilizando la función *minspanntree*, con el nudo raíz predefinido como punto de partida. Posteriormente, se convierte este árbol en un grafo dirigido mediante la función *digraph*, lo que asegura que todas las conexiones estén orientadas correctamente desde el nudo raíz hacia las hojas del sistema.

### 5.3. Asignación de niveles estructurales a los nudos

Una vez que el grafo está direccionado, se recorre nudo a nudo para determinar el camino más corto desde el nudo raíz hasta cada nudo en particular, utilizando la función *shortestpath*. Este análisis permite asignar a cada nudo un nivel estructural basado en su posición dentro de la topología radial. Los niveles se asignan de manera que el nudo raíz tiene el nivel 0, y los niveles aumentan a medida que se alejan del nudo raíz. Esta nivelación es necesaria para el uso de la metodología de resolución de flujo de cargas explicada con anterioridad.

#### 5.3.2 Optimización de los sistemas mediante reconfiguraciones

Tras el análisis grafológico, donde se garantizó la radialidad de todas las reconfiguraciones posibles en un sistema con ramas alternativas, se procede a evaluar cada uno de ellos para llegar al sistema más óptimo según ciertos criterios. Esta optimización se centra en identificar la reconfiguración radial que maximice el perfil de tensión y minimice las pérdidas en las líneas, mediante esa reconfiguración de la topología de la red. A continuación, se detallan los índices usados para evaluar los sistemas y la metodología de optimización aplicada.

##### 5.3.2.1 Índices aplicados en la evaluación de la optimización

Se han utilizado tres índices para evaluar la optimización de los sistemas de distribución: uno basado en la mejora del perfil de tensión, otro en la disminución de las pérdidas de potencia, y el último es la Función de Optimización Multiobjetivo (MOF), que combina los dos índices mencionados anteriormente. Para contabilizar la mejora que introduce la reconfiguración del

sistema, se establece el **sistema base**, que es el sistema en su estado actual con la topología que se encuentre funcionando y el **sistema reconfigurado**, que será cada uno de los sistemas factibles de ser la nueva topología del sistema, creado mediante el algoritmo explicado en la sección anterior a partir de la incorporación de líneas alternativas.

### Índice de Mejora del Perfil de Tensiones

El Índice de Mejora del Perfil de Tensión [101] (en inglés Voltage Profile Improvement Index (VPPI)) permite evaluar la mejora del nivel de tensión entre las diferentes reconfiguraciones de la red. El VPPI se define como el cociente entre el índice del perfil de tensión del sistema reconfigurado ( $VP_{reconf}$ ) y el índice del perfil de tensión del sistema base ( $VP_{base}$ ):

$$VPPI = \frac{VP_{reconf}}{VP_{base}} \quad ( 5.30 )$$

Aquí,  $VP_{reconf}$  y  $VP_{base}$  son medidas del perfil de tensión de los sistemas reconfigurado y base, respectivamente, bajo las condiciones de misma carga en sus nudos. El índice de perfil de tensión (en inglés Voltage Profile,  $VP$ ) se calcula usando la siguiente expresión:

$$VP = \sum_{i=1}^J w_i \cdot L_i \cdot V_i \quad ( 5.31 )$$

Donde  $V_i$  es la magnitud de tensión en el nudo  $i$  en por unidad (p.u.),  $L_i$  es la carga en el nudo  $i$  en p.u.,  $w_i$  es el factor de ponderación para el nudo  $i$ , que refleja su importancia o criticidad, y  $J$  es el número total de nudos en el sistema eléctrico evaluado.

El VPPI proporciona una medida cuantitativa de la mejora del perfil de tensión resultante de la reconfiguración. Sin embargo, es importante destacar que este índice solo se aplica a configuraciones que ya cumplen con los límites de tensión establecidos (normalmente entre 0.95 y 1.05 pu). Esto evita que el VPPI otorgue como óptima una configuración con tensiones fuera de los límites aceptables, incluso si el índice en conjunto sugiere un buen rendimiento. De este modo, se garantiza que las configuraciones evaluadas sean viables desde el punto de vista del perfil de tensiones, permitiendo así la comparación entre ellas y la selección de la que maximice la mejora del perfil

### Índice de Reducción de Pérdidas en las Líneas

Similar al VPPI, el Índice de Reducción de Pérdidas en las Líneas (en inglés Line Loss Reduction Index, LLRI) [101] se utiliza para cuantificar la reducción de las pérdidas de potencia en las líneas para las diferentes reconfiguraciones de la red. El LLRI se define como el cociente de las pérdidas totales en las líneas del sistema reconfigurado ( $LL_{reconf}$ ) entre las pérdidas totales

en las líneas del sistema base ( $LL_{base}$ ):

$$LLRI = \frac{LL_{reconf}}{LL_{base}} \quad ( 5.32 )$$

Las pérdidas totales en las líneas del sistema (en inglés Line Loss, LL) se calculan de la siguiente manera:

$$LL = \sum_{l=1}^M I_l^2 \cdot R_l \cdot l_l \quad ( 5.33 )$$

Donde  $I_l$  es la corriente en por unidad (pu) en la línea de distribución  $l$ ,  $R_l$  es la resistencia de la línea  $l$  en pu/km,  $l_l$  es la longitud de la línea de distribución  $l$  en km y  $M$  es el número total de ramas en el sistema eléctrico.

Al calcular el índice LLRI para cada sistema radial reconfigurado, se puede identificar la configuración óptima que minimiza las pérdidas de potencia y mejora la eficiencia general de la red de distribución.

### **Función de Optimización Multiobjetivo**

La función de optimización multiobjetivo combina el VPPII y el LLRI. Este enfoque permite considerar de manera equilibrada ambos índices, adaptado a las prioridades específicas del sistema de distribución en ese momento. La función objetivo a minimizar es la siguiente:

$$\min \quad MOF = w_{LLRI} \cdot LLRI + w_{VPPII} \cdot \frac{1}{VPPII} \quad ( 5.34 )$$

Donde  $w_{LLRI}$  and  $w_{VPPII}$  son los factores de ponderación asignados al LLRI y al VPPII, respectivamente. La suma de estos pesos debe ser igual a 1 ( $w_{LLRI} + w_{VPPII} = 1$ ).

El objetivo de la optimización es identificar una reconfiguración de la red que minimice la función objetivo combinada, equilibrando tanto las pérdidas de potencia como los niveles de tensión. Para incorporar el VPPII en una función de minimización, se utiliza la inversa  $1/VPPII$  de modo que minimizar este término corresponde a maximizar la mejora del perfil de tensiones.

Mediante el flujo de cargas, los índices y las reconfiguraciones es posible optimizar un sistema de distribución donde se han incorporado redes con DG en algunos de sus nudos. En la siguiente y última sección de este capítulo se explica paso a paso como todo se orquesta para poder realizar la optimización.

### 5.3.2.2 Procedimiento de optimización mediante reconfiguraciones

La figura 5.12 ilustra el proceso de optimización, desde el sistema radial inicial hasta la identificación de las reconfiguraciones óptimas basadas en los índices previamente explicados. El sistema base comienza con una topología radial, y a partir de la adhesión de ramas alternativas, se generan todas las posibles reconfiguraciones radiales para así explorar todas las soluciones.

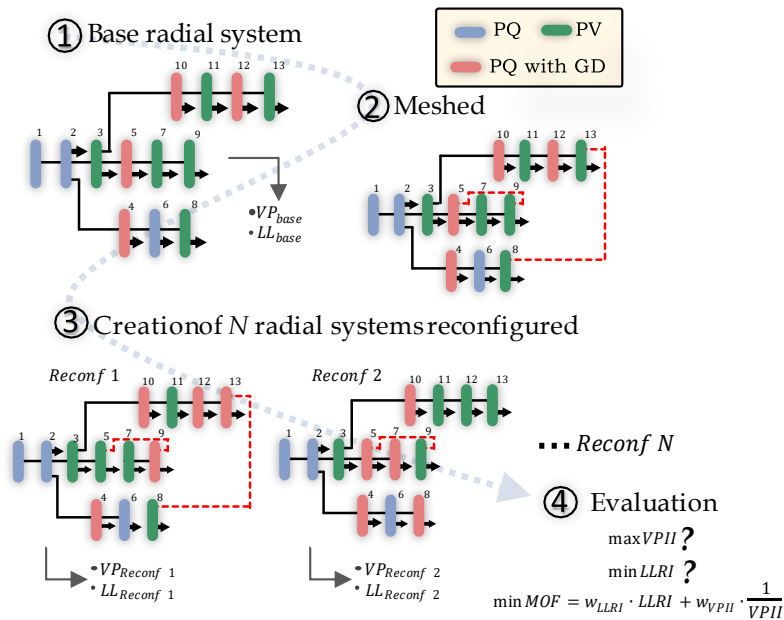


Figura 5.12 Esquema general del proceso de optimización

Los pasos detallados de este enfoque sistemático se explican a continuación:

#### Paso 1: Configuración inicial del sistema

El proceso comienza con la configuración radial inicial del sistema eléctrico. Esta configuración base sirve como punto de partida para generar posibles reconfiguraciones. El sistema se representa mediante nudos y ramas que describen la conectividad y las rutas del flujo de energía.

#### Paso 2: Generación de red mallada

A partir de la configuración radial inicial, se genera una red mallada al incluir las ramas adicionales. Esta red mallada incluye todas las posibles conexiones entre los nudos, creando una red más compleja que abarca múltiples configuraciones radiales potenciales. En el ejemplo considerado en la figura 5.12, se destacan las ramas adicionales en rojo.

#### Paso 3: Creación de $N$ sistemas radiales reconfigurados

El siguiente paso consiste en extraer todas las configuraciones radiales posibles de la red

mallada. Mediante el algoritmo explicado, cada reconfiguración potencial se identifica y se registra para su posterior análisis.

### **Step 3.1: Análisis grafológico: mantenimiento de la radialidad**

Se realizan todos los pasos explicados en el apartado 5.3.1.1. De forma general, sin entrar en detalle, para asegurar que la configuración es radial y está completamente conectada, se deben cumplir los siguientes criterios:

- Estructura radial: La configuración debe tener exactamente  $n - 1$  ramas para  $n$  nudos, lo que indica una estructura en árbol sin bucles.
- Conectividad: Cada nudo debe ser alcanzable desde el nudo fuente, asegurando que la red esté completamente conectada.

Las reconfiguraciones que no cumplan con estos criterios se descartan.

### **Paso 3.2: Análisis de flujo de potencia**

Para cada reconfiguración radial factible, se realiza un análisis de flujo de potencia para evaluar su rendimiento, ver sección 5.2 *Herramienta de análisis de las redes de distribución: Flujo de cargas*. Este análisis, además, implica calcular el perfil de tensiones y las pérdidas en las líneas a lo largo de la red, entre otros muchos parámetros. Los resultados de este análisis se utilizan para calcular el VP y el LL para cada reconfiguración, utilizando las ecuaciones correspondientes antes presentadas, ecuaciones (5.31) y (5.33), respectivamente.

### **Paso 3.3: Cálculo del VP, LLRI y MOF**

Como se ha descrito antes, se calculan el VP y el LLRI para cada reconfiguración con el fin de cuantificar la mejora en el perfil de tensiones y la reducción en las pérdidas de las líneas en comparación con la configuración base. Para identificar una reconfiguración que se ajuste mejor a los criterios del sistema, se aplica la función de optimización multiobjetivo MOF a cada reconfiguración factible. La reconfiguración con el valor mínimo de MOF se identifica como la configuración óptima, asegurando que la elección logra el mejor equilibrio entre minimizar las pérdidas de potencia y maximizar la estabilidad de tensión.

### **Paso 4: Evaluación**

Basándose en los índices calculados y la función multiobjetivo, la metodología selecciona las configuraciones óptimas:

- Reconfiguración con el mejor perfil de tensiones, maximizando el VP.
- Reconfiguración con mínimas pérdidas en las líneas, minimizando el LLRI.

— Reconfiguración que minimiza la función multiobjetivo.

La Figura 5.12 resume esquemáticamente todo el proceso de optimización, ilustrando los pasos desde la configuración inicial hasta la selección final de las reconfiguraciones óptimas basadas en los índices VPPI y LLRI.

Es importante destacar que el método presentado explora exhaustivamente todas las posibles reconfiguraciones radiales del sistema. Si bien este enfoque garantiza la identificación de la solución óptima, también implica un mayor coste computacional, dado que se analizan todas las configuraciones factibles. Este procedimiento podría optimizarse mediante el uso de técnicas avanzadas de optimización que reduzcan el tiempo de cálculo y los recursos necesarios. No obstante, la razón por la que se emplea este enfoque exhaustivo es que proporciona una base comparativa sólida frente a técnicas metaheurísticas que, aunque más eficientes en cuanto a tiempo de ejecución y coste computacional, no aseguran la obtención de un óptimo global. Las técnicas metaheurísticas son adecuadas para resolver problemas complejos con funciones objetivo más sofisticadas, pero pueden quedarse en soluciones subóptimas debido a la naturaleza aproximada de su búsqueda. En cambio, este enfoque garantiza que las reconfiguraciones seleccionadas representen la mejor solución posible dentro del espacio de soluciones, sirviendo así, como una referencia fiable para comparar los resultados obtenidos con métodos aproximados.

## CAPÍTULO 6

---

# OPRERES: Aplicación de análisis y optimización de sistemas de distribución

### 6.1 Introducción

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos es fundamental en la sociedad moderna, donde la electricidad es un recurso esencial e indispensable. A pesar de los avances tecnológicos, los sistemas eléctricos continúan enfrentándose a desafíos significativos, no solo en términos de pérdidas de potencia durante la transmisión y distribución, sino también en el mantenimiento de niveles de tensión correctos y en la operación óptima de otros parámetros clave [102]. Según la Agencia Internacional de la Energía (en inglés International Energy Agency, IEA), las pérdidas globales de energía en los sistemas de transmisión y distribución eléctrica ascienden aproximadamente al 8% de la electricidad total producida, lo que se traduce en miles de millones de euros en pérdidas económicas anuales [103]. Estas pérdidas se atribuyen principalmente a ineficiencias inherentes en el diseño y la operación de la red, incluyendo pérdidas resistivas en los conductores, configuraciones subóptimas en la topología de la red y fluctuaciones en la demanda y la generación que pueden conducir a condiciones de subtensiones o sobretensiones.

Durante la última década, se han realizado mejoras significativas en la eficiencia y fiabilidad de los sistemas eléctricos mediante la automatización y la planificación avanzada [104]. Las tecnologías de redes inteligentes [105], los sistemas mejorados de monitorización [106] y los controles automatizados han contribuido a reducir las pérdidas de energía, a mantener un buen perfil de tensiones en el sistema y a mejorar el rendimiento general de la red [105]. La

implementación de infraestructura avanzada de medición (en inglés Advanced Metering Infrastructure, AMI) y de sistemas de automatización de la distribución (en inglés Distribution Automation System, DAS) han permitido a las empresas de servicios públicos identificar y aislar fallos rápidamente, reduciendo la duración de las interrupciones y mejorando la fiabilidad del servicio [107] [108] [109].

La aplicación que se presenta en este capítulo surge como una herramienta de análisis y optimización de estas redes radiales de distribución que necesitan ser mejoradas. Para llevar a cabo esta mejora se propone una optimización basada en las reconfiguraciones de su topología insertando líneas alternativas. El objetivo es implementar en una interfaz de usuario interactiva, clara y de fácil manejo de todo lo explicado en el capítulo anterior (capítulo 5). En la siguiente sección se expondrá el estado del arte de las aplicaciones existentes, sus limitaciones y las nuevas aportaciones de la aquí presentada.

Hay que destacar que el programa informático desarrollado, denominado “OPRERES”, acrónimo del inglés “**o**ptimal **r**econfiguration of **r**adial **e**lectrical **s**ystems”, se encuentra registrado en el Registro de la Propiedad Intelectual. Asimismo, la aplicación está disponible para descarga pública en el siguiente enlace [110].

## 6.2 Estado del arte

Con los avances tecnológicos, los sistemas de potencia han evolucionado considerablemente, destacando la necesidad de desarrollar métodos eficientes para el análisis y la optimización del flujo de potencia. El análisis de flujo de potencia, también conocido como análisis de flujo de cargas, es fundamental en la planificación y operación de los sistemas de potencia, ya explicado en el capítulo anterior. Este análisis determina la tensión, la corriente y los flujos de potencia en toda la red en condiciones de estado estacionario. A lo largo del tiempo, se han desarrollado numerosas herramientas de software y algoritmos que han permitido mejorar la precisión y la eficiencia de estos análisis, respondiendo a las complejas exigencias de los sistemas de potencia actuales.

Una de las herramientas destacadas es MATPOWER [111] [112], un paquete de simulación de sistemas de potencia de código abierto basado en MATLAB, diseñado para investigadores, profesores y estudiantes. MATPOWER destaca en simulaciones de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo (en inglés Optimal Power Flow, OPF) tanto para sistemas de CA como de CC. Proporciona una arquitectura OPF ampliable, lo que facilita la creación y adhesión de variables, costes y restricciones a definir por el usuario al problema OPF ya predefinido. Esta flexibilidad ha posicionado a MATPOWER como un recurso valioso para estudios de flujo de potencia a gran

escala, ofreciendo características como funciones de coste por tramos, cargas despachables, curvas de capacidad del generador y límites de diferencias de ángulo de rama. PyPSA (Python for Power System Analysis) es otra herramienta poderosa que destaca por su capacidad para realizar simulaciones de redes eléctricas a gran escala y optimización de sistemas energéticos, con un enfoque particular en la integración de fuentes de energía renovable y el acoplamiento sectorial [113] [114]. Una de sus características distintivas es su capacidad para manejar redes eléctricas complejas utilizando una arquitectura basada en grafos, lo que permite un análisis detallado y eficiente de sistemas de potencia en escenarios de alta penetración de renovables. Pandapower [115], una herramienta basada en Python, se distingue por su capacidad de personalización y una interfaz intuitiva, lo que facilita su uso. Además, ofrece un alto grado de automatización en el modelado, análisis y optimización de sistemas de potencia. Estas herramientas, junto con otras como EasyPower [116], PSS® de Siemens [117], CYME [118], ETAP [119] y NEPLAN [120] desempeñan un papel crucial en el ámbito del análisis y optimización del flujo de potencia, proporcionando plataformas comerciales robustas y fiables. Una plataforma gratuita es GYTE [121] que, aunque se centra en proporcionar funcionalidades analíticas sólidas, carece de funciones de optimización que se encuentran en otras herramientas de software avanzadas. PowerWorld [122] [123], por otro lado, ofrece una versión demo con algunas capacidades de optimización, pero el acceso completo requiere una licencia de pago. Todas estas plataformas sirven como un recurso valioso tanto para fines educativos como comerciales/industriales de análisis de los sistemas de eléctricos.

La optimización de los sistemas de potencia mediante la reconfiguración de la red es un área de investigación bastante relevante, que, a menudo, utiliza algoritmos metaheurísticos como los algoritmos genéticos [124], la optimización por enjambre de partículas (en inglés Particle Swarm Optimization, PSO) [125] y el recocido simulado (SA) [126]. Estos algoritmos son reconocidos por su capacidad de manejar la naturaleza no lineal y discreta de los problemas de reconfiguración [127]. No obstante, suelen converger en óptimos locales, los cuales pueden no coincidir con la solución óptima global [128]. La optimización de la fiabilidad, que se centra en minimizar la probabilidad e impacto de los cortes de energía, es otro aspecto crítico en la reconfiguración de sistemas de potencia [129]. Esto implica el desarrollo de estrategias para mejorar la robustez del sistema, como la ubicación óptima de interruptores y dispositivos de protección, así como la incorporación del análisis de contingencias para evaluar el rendimiento del sistema bajo distintos escenarios de fallo. Los estudios científicos en este campo destacan la eficiencia de los GA, PSO y SA en la optimización de las configuraciones de red, pero también reconocen sus limitaciones para lograr soluciones óptimas globales tal y como se comentó. Los avances recientes incluyen algoritmos híbridos y mejorados como el PSO híbrido y el algoritmo de búsqueda gravitacional (PSOGSA) [130] o el PSO híbrido con k-vecinos más cercanos [131], y el algoritmo de colonia

de abejas artificiales (ABC) [132], que han mostrado ser prometedores en la optimización. Estos enfoques novedosos abordan las limitaciones de la metaheurística tradicional mejorando la convergencia hacia óptimos globales [133] o al menos intentando asegurar un óptimo global. En el contexto de los modelos de flujo de potencia lineal (en inglés Linear Power Flow, LPF), el modelo DistFlow modificado propuesto por Yang et al. destaca por su enfoque innovador [134]. Al sustituir la potencia activa y reactiva por sus relaciones con la magnitud de la tensión como variables de estado, este modelo minimiza los errores provocados por la omisión de los términos de pérdida de red en los métodos de linealización convencionales [135]. La precisión y la eficiencia del modelo DistFlow modificado, particularmente en la resolución de problemas de programación cuadrática de enteros mixtos (en inglés Mixed Integer Quadratic Programming, MIQP) para la optimización de la potencia reactiva y la reconfiguración de la red, lo convierten en una herramienta valiosa para el análisis de sistemas de distribución. Yahyaoui et al. presentan GrILS, un algoritmo metaheurístico híbrido basado en Greedy Iterated Local Search (ILS) para resolver el problema de reconfiguración de la red de distribución (DNRP) [136]. Este enfoque se centra en minimizar la pérdida de potencia, las desviaciones de tensión y las operaciones de conmutación [136]. Los autores destacan la eficiencia computacional de GrILS, especialmente cuando se implementa en arquitecturas de Unidad de Procesamiento Gráfico (GPU), lo que lo hace adecuado para sistemas a gran escala. El algoritmo de Optimización del Ecosistema Artificial (AEO), inspirado en los procesos de interacción y equilibrio en los ecosistemas naturales, también se ha aplicado para resolver el problema de reconfiguración [137]. Este algoritmo incorpora comportamientos de producción, consumo y descomposición para optimizar la configuración de la red. Recientemente se ha propuesto una versión modificada de AEO, denominada AEO con componente de memoria a largo plazo (LMAEO), para mejorar la capacidad del algoritmo de explorar diversas soluciones y evitar la convergencia temprana [138]. LMAEO incorpora un componente de memoria a largo plazo, lo que permite a los individuos de la población tomar decisiones basadas en experiencias pasadas [138]. Esta integración de la memoria a largo plazo le permite al algoritmo explorar una gama más amplia de soluciones potenciales durante el proceso de optimización, lo que potencialmente conduce a un mejor rendimiento y a una mejor exploración del espacio de soluciones. Los métodos de optimización que se desarrollan actualmente se están orientando hacia el uso de experiencias pasadas y datos históricos para potenciar el proceso de optimización, logrando así resultados significativamente mejores [139].

Tras esta revisión del estado del arte se identifican las siguientes lagunas en los algoritmos y aplicaciones ya creadas:

- Los sistemas de optimización descritos suelen detallar el funcionamiento del algoritmo y su aplicación, pero no proporcionan el algoritmo completo para un uso más amplio.

- Los algoritmos de optimización raramente aseguran que el sistema resultante sea 100% óptimo, lo que revela una falta de análisis comparativo con sistemas teóricamente óptimos para validar la eficacia de las soluciones propuestas por otros algoritmos.
- Cada herramienta avanzada de optimización de sistemas de potencia presenta una alta complejidad y es difícil de implementar, lo que complica su uso en contextos educativos y de investigación.
- Algunas funciones multiobjetivo encontradas en la literatura son bastante complejas y computacionalmente pesadas, lo que las hace difíciles de resolver con métodos analíticos.

### 6.3 Descripción detallada de la aplicación

OPRERES es una aplicación diseñada específicamente para abordar los desafíos presentes en el análisis y la optimización de sistemas de distribución eléctrica, específicamente en redes radiales. La herramienta se destaca por su capacidad para realizar un análisis exhaustivo del flujo de carga, considerando tanto la presencia como la ausencia de DG en el sistema, independientemente de su penetración. Además, ofrece funcionalidades avanzadas de optimización que permiten reconfigurar estratégicamente la red para minimizar las pérdidas de potencia y/o mejorar el perfil de tensiones, todo ello manteniendo su estructura radial.

Una de las ventajas de OPRERES es la flexibilidad que le da a los usuarios para introducir los datos del sistema eléctrico, ya sea de forma manual o mediante la importación desde un archivo de texto (txt). A partir de estos datos, la aplicación es capaz de generar diversos resultados, tales como:

- El análisis del caso base del sistema.
- Reconfiguraciones optimizadas para la reducción de pérdidas de potencia.
- Reconfiguraciones que maximizan el perfil de tensiones.
- Reconfiguraciones basadas en una función multiobjetivo, que pondera los índices de pérdidas y de perfil de tensiones según las preferencias del usuario.

El desarrollo de OPRERES se ha enfocado en garantizar que las reconfiguraciones propuestas sean óptimas para sistemas eléctricos completamente radiales, permitiendo modificaciones estructurales sin comprometer la radialidad. A diferencia de otros algoritmos, que a menudo son metaheurísticos por la complejidad de la función objetivo, OPRERES, gracias al algoritmo que emplea, asegura la obtención de un óptimo global.

La interfaz de la aplicación ha sido diseñada para ser intuitiva y seguir un flujo secuencial, lo que facilita un manejo ágil y sencillo para el usuario. Además de presentar los resultados típicos de un análisis de flujo de potencia en tablas, OPRERES ofrece una visualización detallada del

perfil de tensiones, tanto para el caso base como para las configuraciones óptimas resultantes de las reconfiguraciones. Esta visualización incluye un gráfico que representa la topología del sistema eléctrico, diferenciando mediante colores los tipos de nudos (PQ, PQ con DG y PV) y las ramas conectadas (líneas continuas) de las desconectadas (líneas discontinuas) en el escenario mostrado.

Cabe destacar que también ofrece la posibilidad de realizar un análisis de flujo de cargas sencillo en un sistema radial, sin optimización por reconfiguración de líneas. En este caso, es importante no introducir líneas en la pestaña "Branch++", lo que hará que el programa se limite a mostrar los resultados del sistema base.

Finalmente, para facilitar el uso de la aplicación, se proporciona un manual explicativo que guía al usuario paso a paso a través de todas las funcionalidades de OPRERES.

### 6.3.1 Interfaz

La interfaz general de la aplicación se muestra en la figura 6.1.

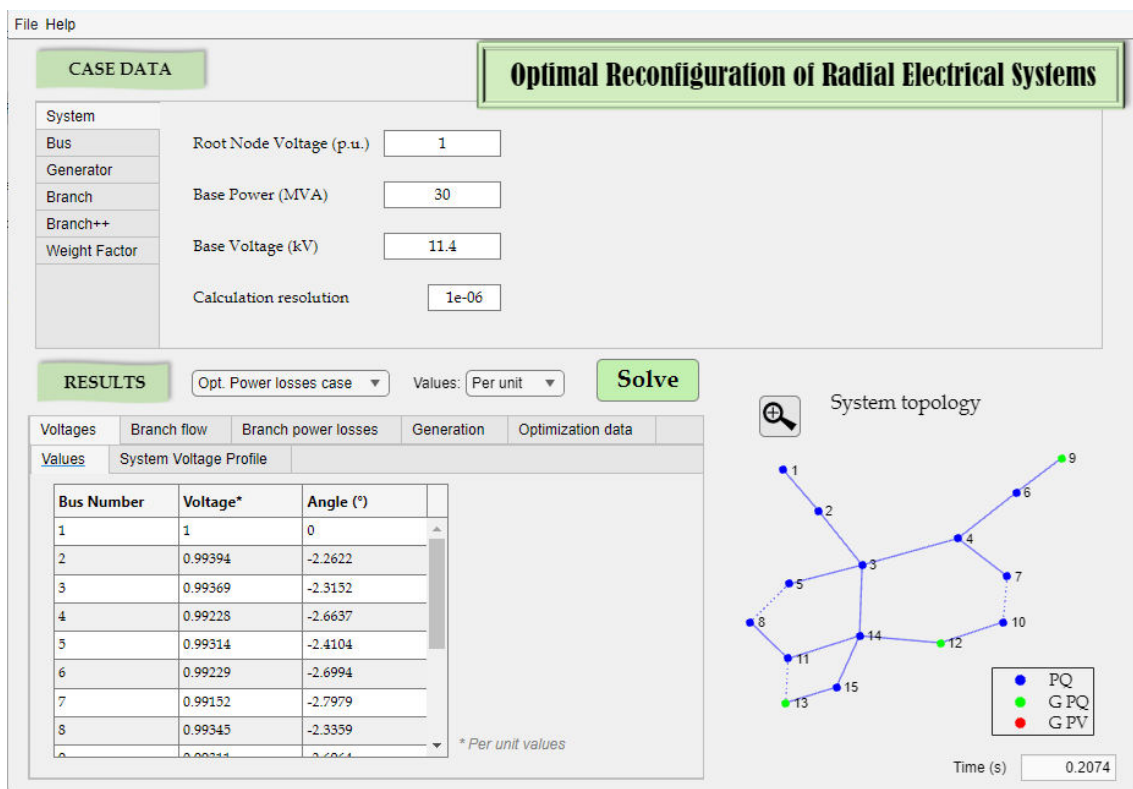


Figura 6.1 Interfaz principal de la aplicación

### 6.3.1.1 Introducción de los datos

En esta sección, se introducen todos los datos necesarios sobre el sistema a analizar/optimizar. La aplicación al iniciarse ya cuenta con un sistema introducido por defecto, mostrando sus valores predeterminados. A continuación, se da una breve descripción de los datos a introducir:

- Sistema:

System	
Bus	Root Node Voltage (p.u.) <input type="text" value="1"/>
Generator	
Branch	Base Power (MVA) <input type="text" value="30"/>
Branch++	
Weight Factor	Base Voltage (kV) <input type="text" value="11.4"/>
	Calculation resolution <input type="text" value="1e-06"/>

Figura 6.2 Sección "CASE DATA": Sistema

- *Root Node Voltage (Tensión del nudo raíz)*, en pu. Esta es la tensión en la que se encuentra el nudo raíz en función de la tensión base.
- *Base power (Potencia base)*, en MVA. Potencia base del sistema eléctrico.
- *Base voltage (Tensión base)*, en kV. Tensión base del sistema eléctrico.
- *Calculation resolution (Resolución del cálculo)*. Cuanto menor sea este valor, más precisos serán los resultados obtenidos; sin embargo, el tiempo de cálculo será mayor.
- Nudo: se proporciona una tabla para añadir los nudos que componen el sistema. Las columnas representan lo siguiente:

System					
Bus	<input type="button" value="+"/> Add Row	<b>Bus Number</b>	<b>Type</b>	<b>Pd*</b>	<b>Qd*</b>
Generator	<input type="button" value="-"/> Delete Row	1	1	0	0
Branch		2	2	0.0208	0.0021
Branch++		3	2	0.0495	0.0051
Weight Factor		4	2	0.0938	0.0098
		5	2	0.0132	0.0014
		6	2	0.0442	0.0045
		7	2	0.0638	0.0066

\* Per unit values

Figura 6.3 Sección "CASE DATA": Nudos

- *Bus number (Número de nudo)*: Identificación numérica de los nudos.
- *Type (Tipo)*: "1" → Raíz "2" → PQ "3" → PV, El nudo raíz siempre deberá ser el nudo número 1.
- *Pd\**: Potencia activa demandada por el nudo en pu.
- *Qd\**: Potencia reactiva demandada por el nudo en pu.

Si se desea añadir un nuevo nudo, es necesario presionar "+". Para eliminar un nudo, se presiona

"-". Para que los botones "+"/"-" estén disponibles, hay que seleccionar una casilla de la tabla. Al presionarse "+" se añade una fila vacía justo debajo de la seleccionada, asimismo, si se presiona "-" se eliminará la fila donde se encuentra la casilla seleccionada.

- Generación: se proporciona una tabla para añadir los nudos que inicialmente se consideran como PV. Las columnas representan lo siguiente:

System		Bus Number	Pg*	Qg(initial)*	Qg max*	Assigned V*
Bus	+ Add Row	9	0.02	0	0.02	1
Generator	- Delete Row	13	0.04	0	0.04	1
Branch	∅ No generation	12	0.04	0	0.04	1
Branch++						
Weight Factor						

\* Per unit values

Figura 6.4 Sección "CASE DATA": Generación

- Bus number (Número de nudo): Identificación numérica de los nudos.
- $P_g^*$ : Potencia activa generada por el nudo en pu.
- $Q_g(\text{initial})^*$ : Potencia reactiva inicial generada por el nudo en pu.
- $Q_g \text{ max}^*$ : Potencia reactiva máxima (y mínima) que puede generar el nudo en pu.
- $V^*$  asignada: Tensión asignada al nudo (en pu). Si el nudo cambia de PV a PQ durante el proceso de cálculo, será probable que este nudo no haya podido mantener la tensión asignada.

Si se desea añadir un nuevo nudo, es necesario presionar "+". Para eliminar un nudo, se presiona "-". Para que los botones "+"/"-" estén disponibles, hay que seleccionar una casilla de la tabla. Al presionarse "+" se añade una fila vacía justo debajo de la seleccionada, en cambio, si se presiona "-" se eliminará la fila donde se encuentra la casilla seleccionada. Se ha añadido un nuevo botón "∅" para eliminar de forma simultánea toda la generación que se encuentre en la tabla.

- Branch: se proporciona una tabla para añadir las ramas que forman parte del sistema, cuya función es conectar los nudos. Las columnas representan lo siguiente:

System		From	To	R*	X*	b*
Bus	+ Add Row	1	2	0.003145	0.075207	0
Generator	- Delete Row	2	3	0.00033	0.001849	0
Branch		3	4	0.006667	0.030808	0
Branch++		3	5	0.027502	0.12704	0
Weight Factor		4	6	0.003785	0.014949	0
		4	7	0.008001	0.036961	0
		5	8	0.031497	0.081405	0

\* Per unit values

Figura 6.5 Sección "CASE DATA": Ramas

- *From (Desde)*: Identificación numérica del nudo del que parte la línea eléctrica.
- *To (Hasta)*: Identificación numérica del nudo al cual llega la línea eléctrica.
- $R^*$ : Resistencia de la línea en pu.
- $X^*$ : Inductancia de la línea en pu.
- $B^*$ : Susceptancia total de la línea en pu.

Si se desea añadir un nuevo nudo, es necesario presionar "+". Para eliminar un nudo, se presiona "-". Para que los botones "+"/"-" estén disponibles, hay que seleccionar una casilla de la tabla. Al presionarse "+" se añade una fila vacía justo debajo de la seleccionada, y, si se presiona "-" se eliminará la fila donde se encuentra la casilla seleccionada.

*Nota: para que el programa pueda realizar el cálculo, es necesario seguir el orden de sucesión de las ramas desde el nudo raíz hasta el último nudo situado en la "base".*

*Para el sistema que se muestra a la izquierda la forma correcta es la siguiente*

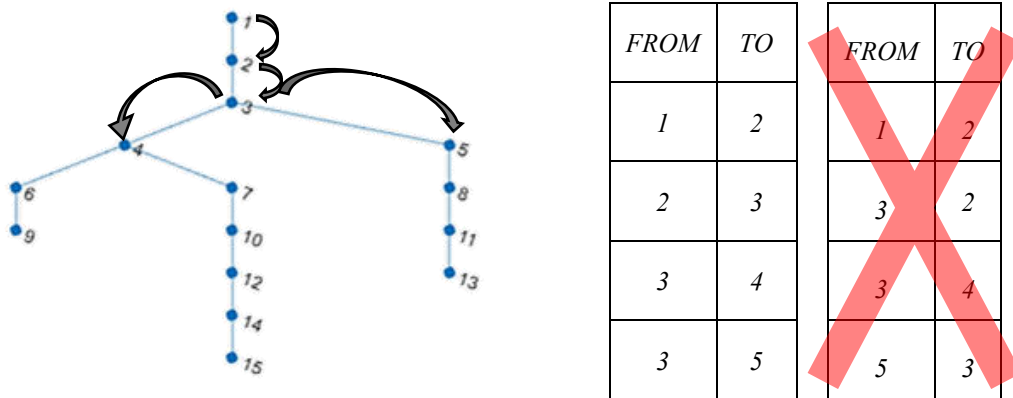


Figura 6.6 Ejemplo de cómo añadir las ramas en la aplicación

- **Ramas++**: se proporciona una tabla para añadir las ramas que crearán el sistema mallado, el cual se utilizará para las reconfiguraciones. Las columnas representan lo siguiente:

System					
Bus	<input type="button" value="+"/>	Add Row			
Generator	<input type="button" value="-"/>	Delete Row			
Branch	<input type="button" value="∅"/>	No Branch+			
Branch++					
Weight Factor					

From	To	$R^*$	$X^*$	$b^*$
14	11	0.00033	0.00033	0
15	13	0.00033	0.00033	0
14	3	0.000303	0.000303	0

\* Per unit values

Figura 6.7 Sección "CASE DATA": Ramas++

- *From (Desde)*: Identificación numérica del nudo del que parte la línea eléctrica.
- *To (Hasta)*: Identificación numérica del nudo al cual llega la línea eléctrica.

- R\*: Resistencia de la línea en pu.
- X\*: Inductancia de la línea en pu.
- B\*: Susceptancia total de la línea en pu.

Si se desea añadir un nuevo nudo, es necesario presionar "+". Para eliminar un nudo, se presiona "-". Para que los botones "+"/"-" estén disponibles, hay que seleccionar una casilla de la tabla. Al presionarse "+" se añade una fila vacía justo debajo de la seleccionada. Si se presiona "-" se eliminará la fila donde se encuentra la casilla seleccionada.

- Factor de Ponderación: En esta pestaña se muestra la función multiobjetivo presentada en el capítulo anterior, ecuación (5.34), permitiendo a los usuarios establecer el factor de ponderación correspondiente mediante deslizadores o campos numéricos editables.

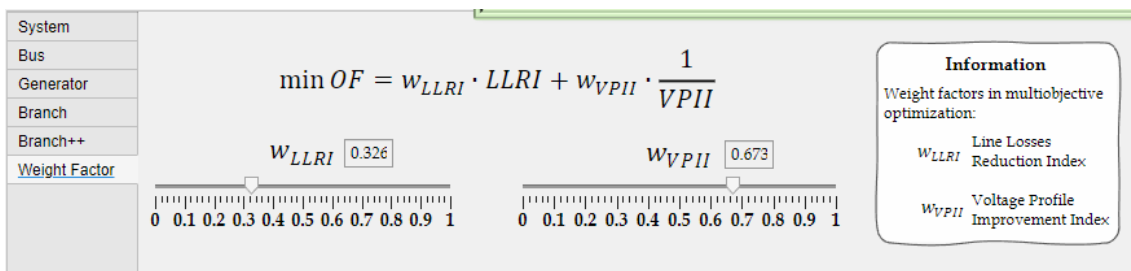


Figura 6.8 Sección "CASE DATA": Factor de ponderación

Como se puede observar, estos factores ponderan la importancia del índice de reducción de pérdidas y del índice de mejora del perfil de tensiones, vistos en el capítulo 5, sección 5.3.2.1 *Índices aplicados en la evaluación de la optimización*. La función objetivo combina estos índices para evaluar y mostrar el sistema reconfigurado que mejor cumpla con los criterios de la función objetivo, según los factores de ponderación establecidos por el usuario. La suma de ambos factores de ponderación no puede superar la unidad.

### 6.3.1.2 Visualización de los resultados

La sección de resultados está organizada como se muestra en la figura 6.9.

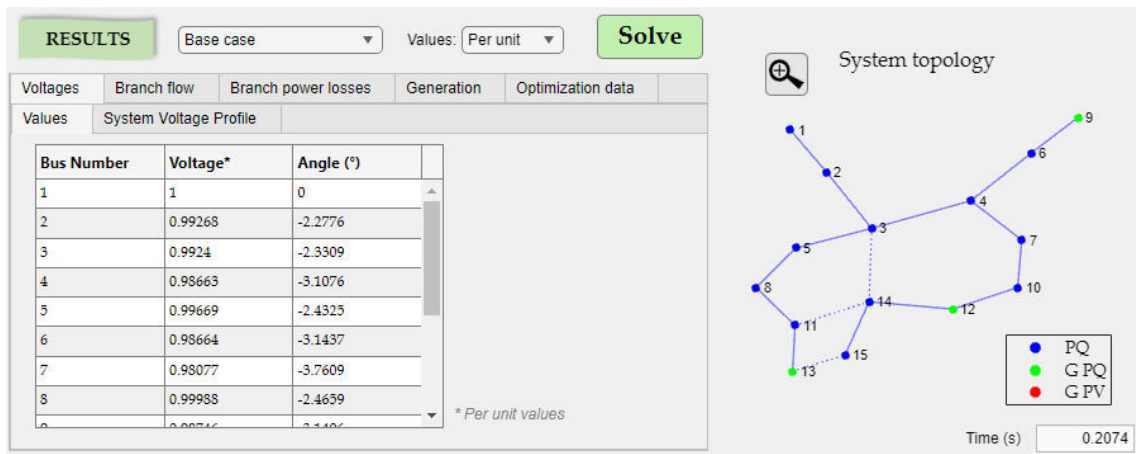


Figura 6.9 Sección "RESULTS"

Al hacer clic en el botón "**Solve**", se muestran los resultados basados en los datos introducidos. A continuación, se explican brevemente los resultados de las diferentes pestañas:

1. *Voltages (Tensiones)*, dentro de esta pestaña se encuentran las siguientes subpestañas:
  - a. *Values (Valores)*: Los nudos se muestran en una tabla con sus correspondientes valores de tensión.
  - b. *System voltage profile (Perfil de tensiones del sistema)*: se muestra un gráfico del perfil de tensiones del sistema. Si se ha introducido una rama en la pestaña "Branch++" para realizar la optimización del sistema, se graficarán todos los perfiles de tensiones de los sistemas, como se puede ver en el ejemplo de la figura 6.10.

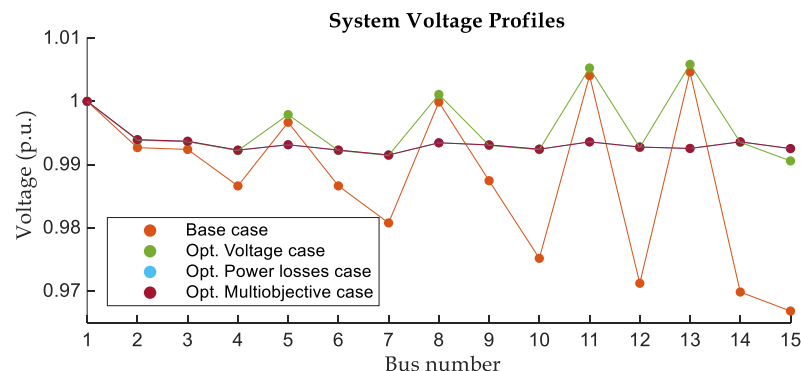


Figura 6.10 Perfil de tensiones del sistema (ejemplo)

2. *Branch flow (Flujo de potencia por las ramas)*: Se muestra en una tabla el flujo de potencia que fluye por las ramas. Se proporciona la siguiente información: " $P_{ik}$ " y

- " $P_{ki}$ ", flujo de potencia activa desde el nudo  $i$  al nudo  $k$  y desde el nudo  $k$  al nudo  $i$ , respectivamente. Además, se muestra lo mismo para la potencia reactiva " $Q_{ik}$ " y " $Q_{ki}$ " en pu.
3. *Branch power losses (Pérdida de potencia en las ramas)*: En una tabla se muestran las pérdidas de potencia activa y reactiva de cada rama. Las pérdidas totales del sistema también se indican en la última fila de la tabla.
  4. *Generation (Generación)*: Se muestran en una tabla los nudos inicialmente introducidos como PV y sus características después de la resolución del flujo de potencia. En la tabla: " $P_g^*$ " potencia activa en pu generada en el nudo, " $Q_g^*$ " potencia reactiva final en pu generada en el nudo, y "*Node type (Tipo de nudo)*", que puede ser PQ o PV, dependiendo de si el generador conectado en ese nudo ha sido capaz de mantener la tensión especificada o no. Si lo ha logrado, el nudo seguirá siendo de tipo PV y si no, se clasificará como tipo PQ, como ya se comentó en el capítulo 5.
  5. *Optimization data (Datos de optimización)*: Muestra los resultados del proceso de optimización, incluyendo el número de reconfiguraciones reales (ecuación (5.28)) y las verdaderamente factibles (aquellas verificadas por el algoritmo explicado en el punto 5.3.1.1 de este documento) y los valores de los índices optimizados (VPII, LLRI y MOF) del sistema introducido, también explicado ya.

Además de todas las características mencionadas, el programa proporciona un esquema visual de la topología del sistema. Este esquema se actualiza dinámicamente según los resultados seleccionados. La red completa se muestra manteniendo siempre la radialidad. Cuando se selecciona el caso base, la topología correspondiente se representa con líneas continuas, mientras que las ramas que no están conectadas en el caso base se muestran con líneas discontinuas (aquellas introducidas en la pestaña *Branch++*). Si el usuario selecciona un caso óptimo, como el caso con perfil de tensión óptimo, la topología de este gráfico se actualizará. Las ramas que pertenecen al caso óptimo seleccionado se mostrarán con líneas continuas, y las ramas que están desconectadas en ese escenario se representarán con líneas discontinuas, representado en la figura 6.11.

También es importante señalar que los nudos se clasifican según su tipo adquirido tras el análisis del flujo de potencia: los nudos PQ se muestran en azul, los nudos con DG que no pueden mantener el nivel de tensión especificado se muestran en verde, y los nudos PV se representan en rojo, esto se puede observar en la figura 6.11.

## System topology

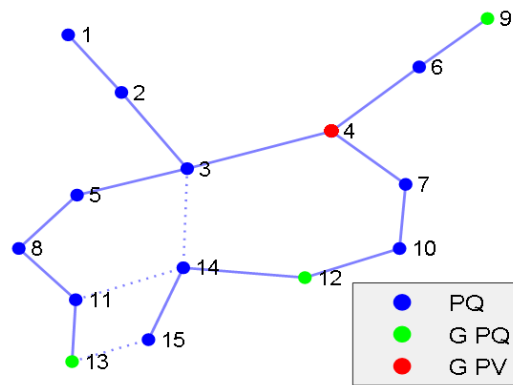


Figura 6.11 Gráfico de la topología del sistema (Ejemplo)

## 6.3.1.3 Características adicionales

Junto con todas las funcionalidades presentadas de este programa y con el objetivo de hacerlo más intuitivo y cómodo, también se ha incluido lo siguiente:

- Desplegable para elegir el caso a mostrar en la sección de resultados

Si el usuario ha introducido alguna 'Branch++' para realizar la optimización del sistema mediante reconfiguraciones, entonces este menú desplegable se habilitará, permitiendo seleccionar los resultados deseados que se mostrarán: el caso base, el caso con el perfil de tensión óptimo, el caso con las menores pérdidas de potencia o el caso con el valor mínimo de la función multiobjetivo.

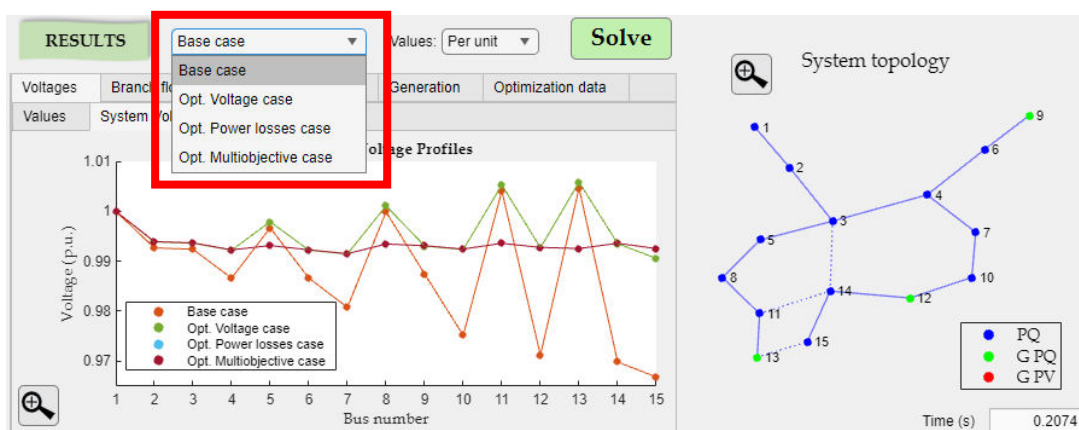


Figura 6.12 Desplegable para elegir el caso a mostrar en los resultados

- Desplegable para elegir el formato de los valores en la sección de resultados

Los valores se pueden mostrar en formato por unidad o en valores absolutos, y el usuario tiene

la opción de elegir entre ellos.

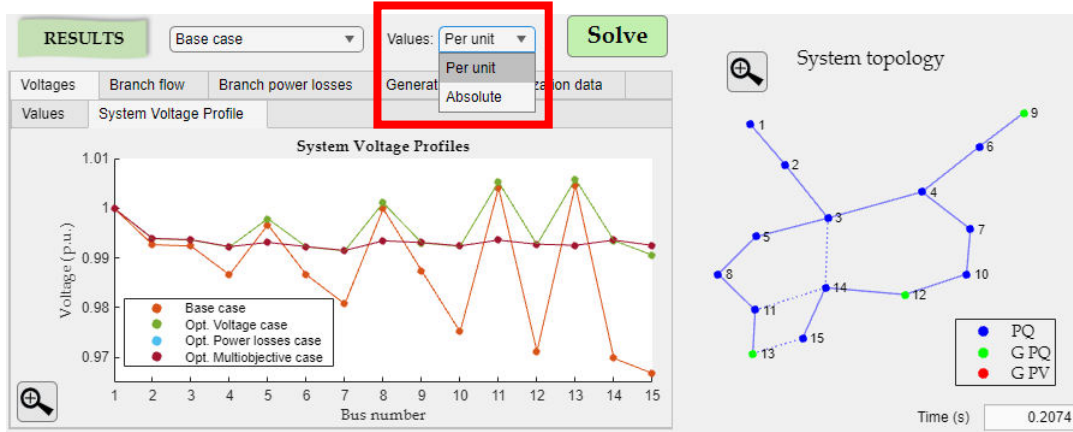


Figura 6.13 Desplegable para el formato de los valores

- Botón de zoom para los diferentes gráficos

Hay dos botones con forma de "lupa" que permiten a los usuarios visualizar los gráficos en una nueva ventana para una mejor apreciación de los diferentes elementos mostrados. Un botón es para la topología del sistema y el otro para el perfil de tensiones.

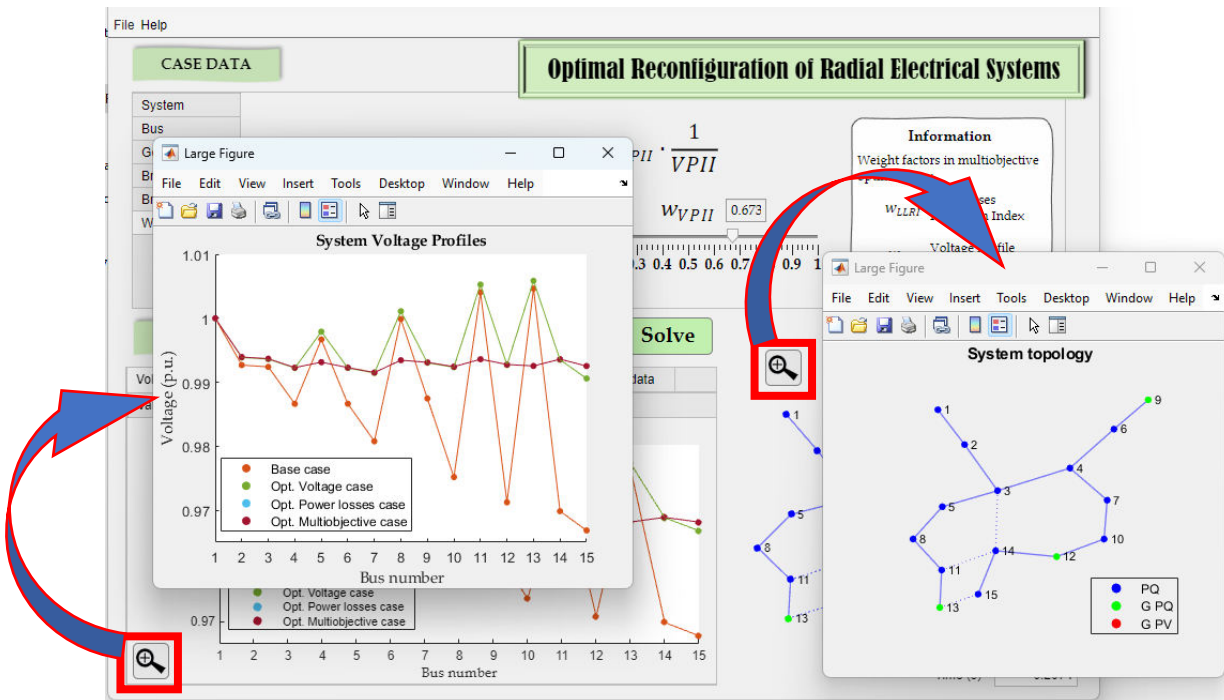


Figura 6.14 Botones de zoom para los gráficos

- Visualización del tiempo de resolución

Además de realizar el análisis de flujo de cargas, la aplicación lleva a cabo tareas de optimización. En estos casos, el tiempo de resolución (en segundos) es un factor relevante e interesante para mostrar.

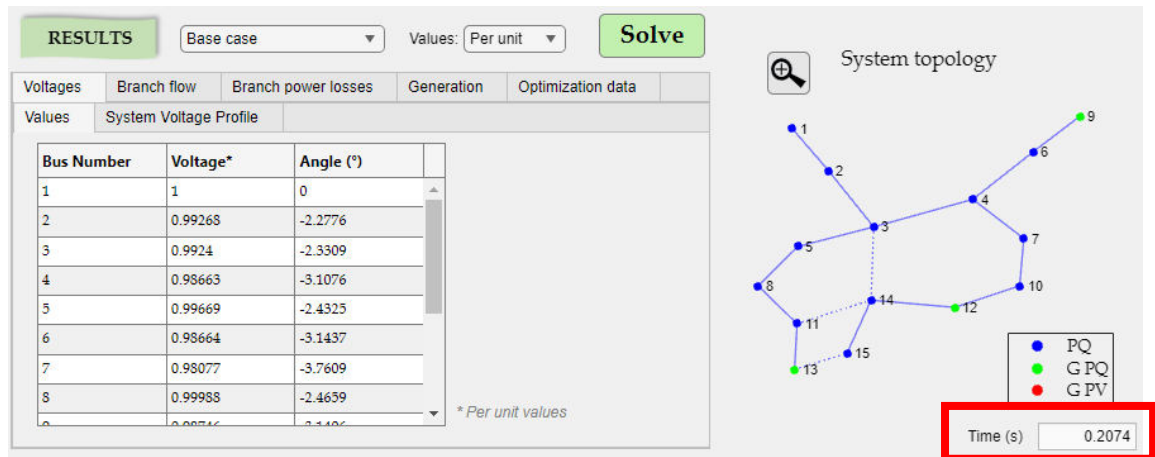
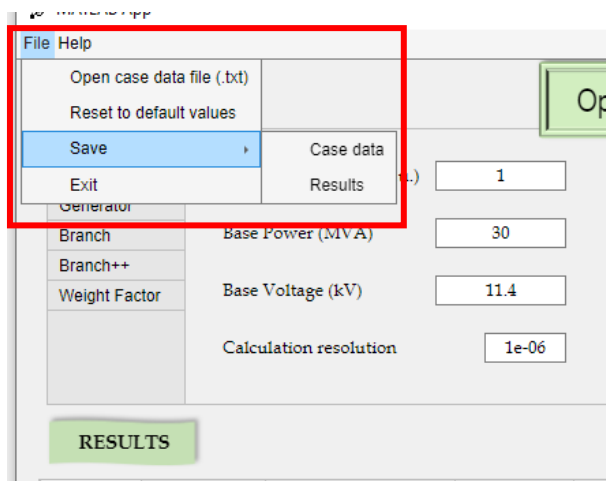


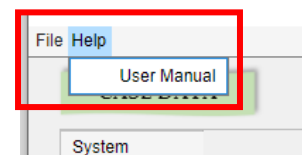
Figura 6.15 Tiempo de cálculo

- Barra desplegable de menús

Se divide en dos partes, la primera pestaña es Archivos (*File*) y la segunda es Ayuda (*Help*), figura 6.16 a) y b), respectivamente. Con la primera es posible importar los datos de un sistema eléctrico a partir de un archivo de texto (txt) (*Open case data file (.txt)*), restaurar los valores por defecto que la aplicación trae (*Reset to default values*), guardar tanto los datos del sistema eléctrico como los resultados tras su análisis (*Save*) en un archivo de texto y salir de la aplicación (*Exit*). Además, se proporciona ayuda mediante un manual que se abre clicando sobre Manual de usuario (*User Manual*).



a)



b)

Figura 6.16 Barra de menús desplegables a) Files (Archivos) b) Help (Ayuda)

## 6.4 Casos de estudio

Para demostrar la efectividad y eficiencia de OPRERES, se prueban dos sistemas de distribución diferentes: Kumamoto y el sistema IEEE de 33 nudos. Dado que los sistemas eléctricos originales no consideran ramas alternativas ni DG, se proporciona una tabla con las configuraciones introducidas en cada caso. Los sistemas originales que se consideran (sin ramas adicionales) se utilizan como **caso base**. La aplicación se ejecuta en un PC con un procesador AMD Ryzen 5 2500U con Radeon Vega Mobile Gfx a 2.00 GHz y 16.0 GB de RAM.

El objetivo es analizar el sistema base y calcular las configuraciones óptimas basadas en los tres índices descritos en el capítulo anterior, concretamente la sección 5.3.2.1 *Índices aplicados en la evaluación de la optimización*.

### 6.4.1 Kumamoto

La red de Kumamoto fue presentada por los autores S. Li, K. Tomsovic y T. Hiyama en [140]. Es un sistema con 15 nudos (un nudo raíz y 14 nudos PQ, originalmente), con una tensión base de 6.6 kV y una potencia base de 10 MVA. Los datos de los nudos y ramas que originalmente componen el sistema se pueden consultar en [141]. Las ramas adicionales añadidas para las reconfiguraciones se enumeran en la tabla 6.1, y la generación distribuida considerada se muestra en la tabla 6.2. Los valores de los factores de ponderación para la función multiobjetivo,  $w_{LLRI}$  y  $w_{VPIL}$ , son 0.1 y 0.9, respectivamente. Esta elección refleja un mayor énfasis en mantener los niveles de tensión sobre la minimización de las pérdidas de potencia, lo que indica que se priorizan los niveles de tensión en la función multiobjetivo (MOF).

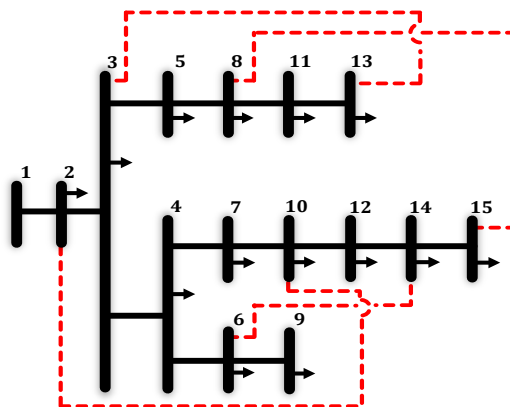


Figura 6.17 Esquema de la topología del sistema de Kumamoto

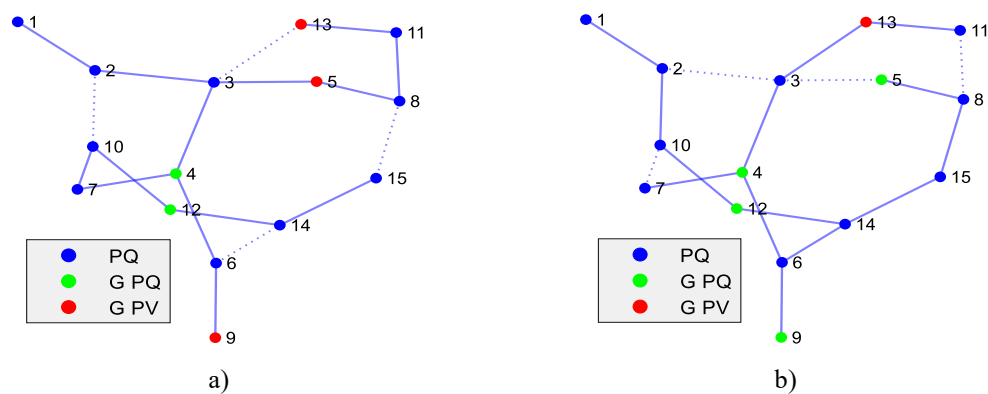
Tabla 6.1 Ramas añadidas en el sistema de Kumamoto para realizar las reconfiguraciones

From	To	$R$ (p.u.)	$X$ (p.u.)	$b$ (p.u.)
6	14	0.0607	0.00754	0
15	8	0.00732	0.01694	0
3	13	0.0307	0.032346	0
2	10	0.0012	0.022	0

Tabla 6.2 Generación distribuida añadida en el sistema de Kumamoto

Node number	$P_g$ (p.u.)	$Q_{(g initial)}$ (p.u.)	$Q_{(g limit)}$ (p.u.)	$V_{assigned}$ (p.u.)
9	0.02	0	0.02	1
13	0.04	0	0.04	1
12	0.011	0	0.011	1
5	0.009	0	0.009	1
4	0.0958	0	0.0958	1

La aplicación, como se explicó anteriormente, permite a los usuarios seleccionar y visualizar diferentes casos. Además de mostrar flujos, pérdidas, etc., permite la visualización de los cambios en la configuración de la red, mostrando las ramas conectadas como líneas continuas y las ramas desconectadas como líneas discontinuas, como se puede ver en la figura 6.18. En la tabla 6.3 se proporciona una lista completa del caso base y de las tres soluciones óptimas diferentes, correspondientes a los 3 índices de optimización considerados.



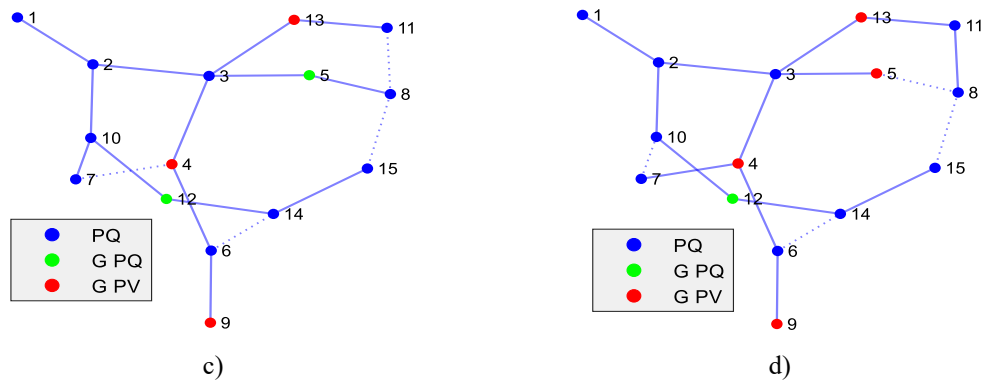


Figura 6.18 Topologías del sistema, resultado de la optimización del sistema de Kumamoto a) Caso base b) Caso de tensión óptima c) Caso de pérdida de potencia óptima d) Caso multiobjetivo

Es importante destacar que, dependiendo de la configuración de la red, ciertos nudos pasan de ser nudos PV a nudos PQ con generación distribuida, los cuales se resaltan en verde en la figura 6.18. Esta transición ocurre porque estos nudos no pueden mantener el nivel de tensión especificado. De esta forma se percibe de manera excelente como una topología u otra afecta a la operación y a la estabilidad de la red de distribución.

Aunque se da un 90% de prioridad a la mejora de los niveles de tensión dentro de la función multiobjetivo (MOF), la configuración del sistema en la solución óptima para la tensión (figura 6.18 b)) es distinta de la configuración obtenida para la solución óptima de la función multiobjetivo (figura 6.18 d)).

Tabla 6.3 Estado de las ramas en cada escenario para el sistema de Kumamoto

Branch	Base case	Opt. Voltage case	Opt. losses case	Multi-objective case	Branch	Base case	Opt. Voltage case	Opt. losses case	Multi-objective case
1-2	1	1	1	1	8-11	1	0	0	1
2-3	1	0	1	1	10-12	1	1	1	1
3-4	1	1	1	1	11-13	1	1	1	1
3-5	1	0	1	1	12-14	1	1	1	1
4-6	1	1	1	1	14-15	1	1	1	1
4-7	1	1	0	1	6-14	0	1	0	0
5-8	1	1	1	0	15-8	0	1	0	0
6-9	1	1	1	1	3-13	0	1	1	1
7-10	1	0	1	0	2-10	0	1	1	1

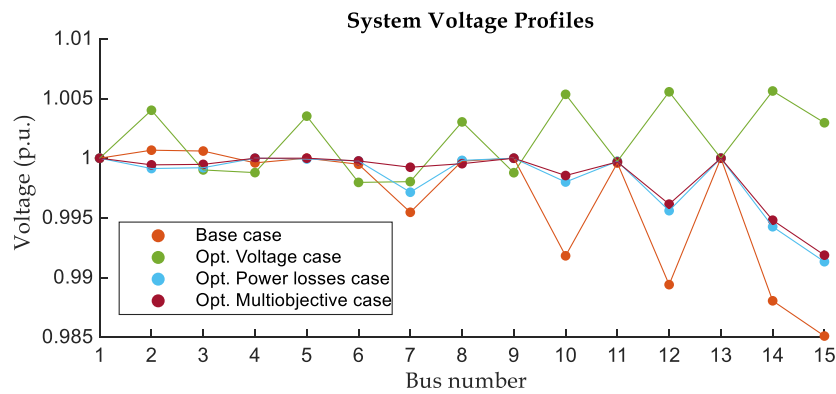


Figura 6.19 Perfiles de tensión, resultado del sistema de Kumamoto

En la figura 6.19, se puede observar que, en el caso óptimo en términos de tensión, el perfil de tensiones en algunos nudos está por debajo del caso base. Sin embargo, otros nudos muestran tensiones superiores al caso base. Esto es porque al calcular el Índice de Mejora del Perfil de Tensión (VPPI), se pondera la influencia de cada nudo en función de su carga. Esto significa que, aunque algunas tensiones sean menores, los nudos con mayor carga, al mostrar mejoras significativas, tienen un impacto más alto en el índice global. Como resultado, el VPPI del caso óptimo puede ser mayor que el del caso base, ya que las mejoras en los nudos con mayor carga compensan las caídas en otros nudos. Este enfoque asegura que la optimización favorece las mejoras de tensión en los nudos donde es más necesario (la carga es considerablemente mayor), teniendo en cuenta la importancia de la carga en cada uno de ellos.

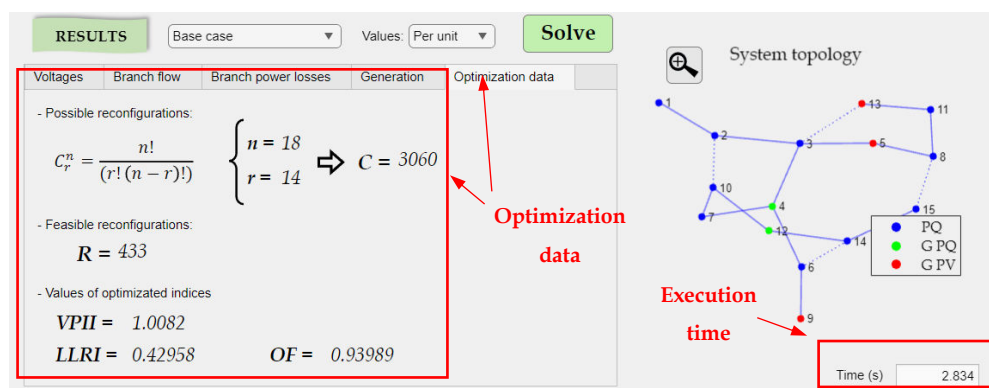


Figura 6.20 Datos resultantes de la optimización en el sistema de Kumamoto

El tiempo de ejecución de OPRERES para resolver este sistema es de 2.834 segundos. Al añadir 4 ramas adicionales, y por lo tanto crear 4 lazos, se pueden obtener un total de 3060 configuraciones a partir de la red mallada, siguiendo la fórmula combinatoria dada en la ecuación (5.28), la cual también se muestra en la figura 6.20. De todos estos sistemas posibles, solo 433 son factibles. Gracias al algoritmo propuesto (explicado en el punto 5.3.1.1), se descartan 2627

sistemas. Después de realizar cada análisis de flujo de potencia y calcular los índices VP y LL, estos se comparan con el sistema base para identificar los sistemas óptimos según el índice evaluado (procedimiento descrito en 5.3.2.2). Se logra una mejora del 0.82% en los niveles de tensión en el caso óptimo de tensión y una reducción del 42.95% en las pérdidas, ambos comparados con el sistema base. En la figura 6.20 se pueden observar todos los parámetros.

### 6.4.2 IEEE33

El sistema de distribución IEEE de 33 nudos incluye 4 ramas adicionales (indicadas por líneas discontinuas rojas). Está compuesto por 33 nudos y 32 ramas, donde el nudo 1 actúa como nudo raíz conectado a la subestación. Se utiliza una potencia base de 100 MVA y una tensión base que coincide con la tensión nominal del sistema, de 12.66 kV. Los datos detallados de los nudos y ramas se pueden consultar en [138]. Las ramas adicionales utilizadas para las reconfiguraciones se detallan en la tabla 6.4, mientras que la información sobre la generación distribuida se proporciona en la tabla 6.5. Los factores de ponderación para la función multiobjetivo se establecen en 0.1 para  $w_{LLRI}$  y 0.9 para  $w_{VPII}$ .

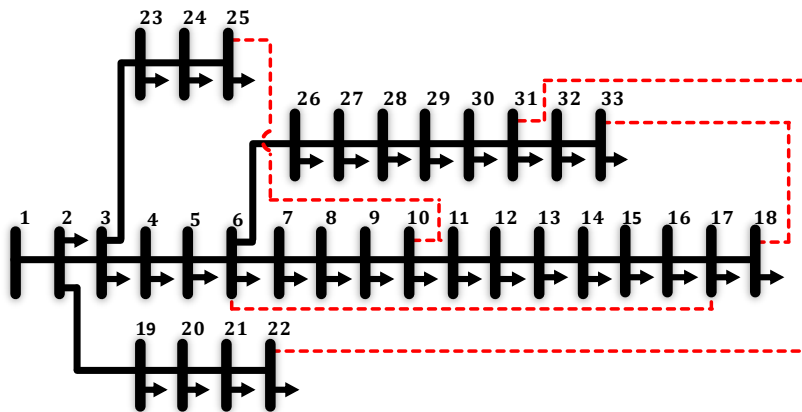


Figura 6.21 Esquema de la topología del sistema IEEE-33

Tabla 6.4 Ramas añadidas en el sistema IEEE-33 para realizar las reconfiguraciones

From	To	$R$ (p.u.)	$X$ (p.u.)	$b$ (p.u.)
18	33	0.0575	0.0293	0
22	31	0.3076	0.1566	0
10	25	0.2284	0.1163	0
6	17	0.2378	0.1211	0

Tabla 6.5 Generación distribuida añadida en el sistema IEEE-33

Node number	$P_g$ (p. u.)	$Q_{(g initial)}$ (p. u.)	$Q_{(g limit)}$ (p. u.)	$V_{assigned}$ (p. u.)
9	0.002	0	0.002	1
12	0.002	0	0.002	1
16	0.003	0	0.003	1
20	0.0025	0	0.0025	1

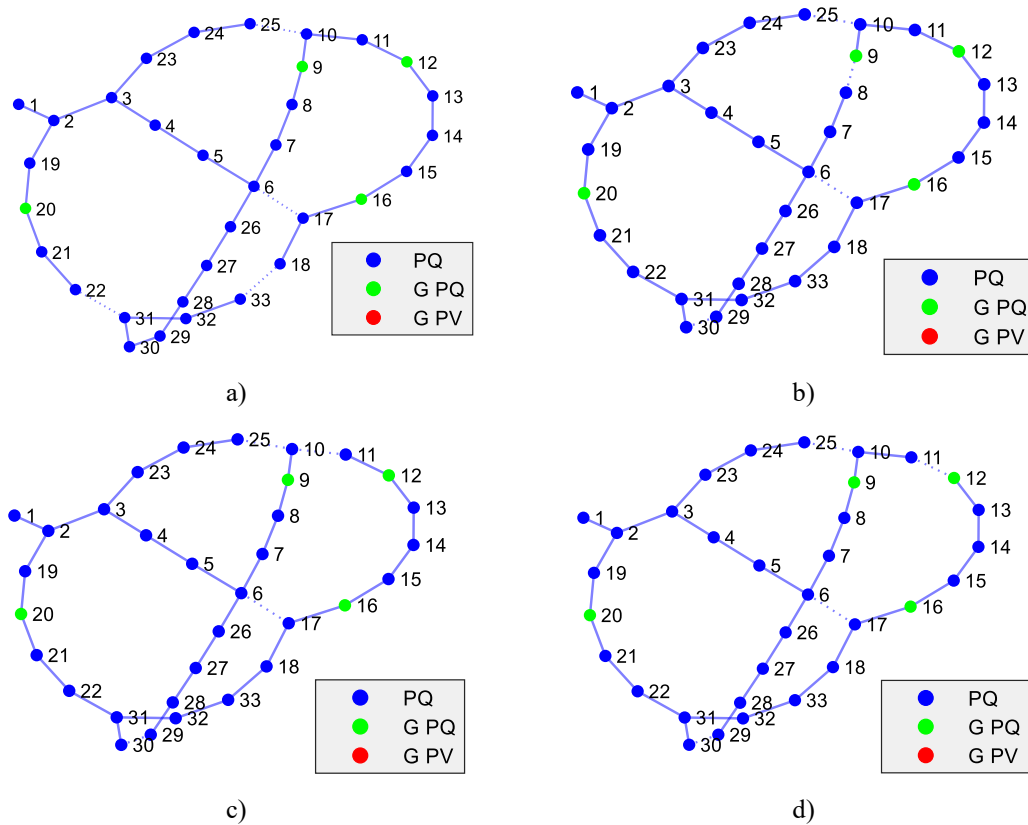


Figura 6.22 Topologías del sistema, resultado de la optimización del sistema IEEE-33 a) Caso base b) Caso de tensión óptima c) Caso de pérdida de potencia óptima d) Caso multiobjetivo

En este sistema, dados los datos de generación presentados en la tabla 6.5, ninguno de los nudos considerados inicialmente como PV es capaz de mantener los niveles de tensión asignados. Como resultado, se destacan en verde en el gráfico, como se observa en la figura 6.22. La inyección de potencia reactiva en todos estos nudos ha alcanzado el límite establecido. Esto indica que las unidades de generación distribuida no son capaces de sostener la tensión requerida, lo que resalta aún más la necesidad de reconfiguración para lograr un rendimiento óptimo. Las ramas conectadas y desconectadas se pueden visualizar claramente en la tabla 6.6.

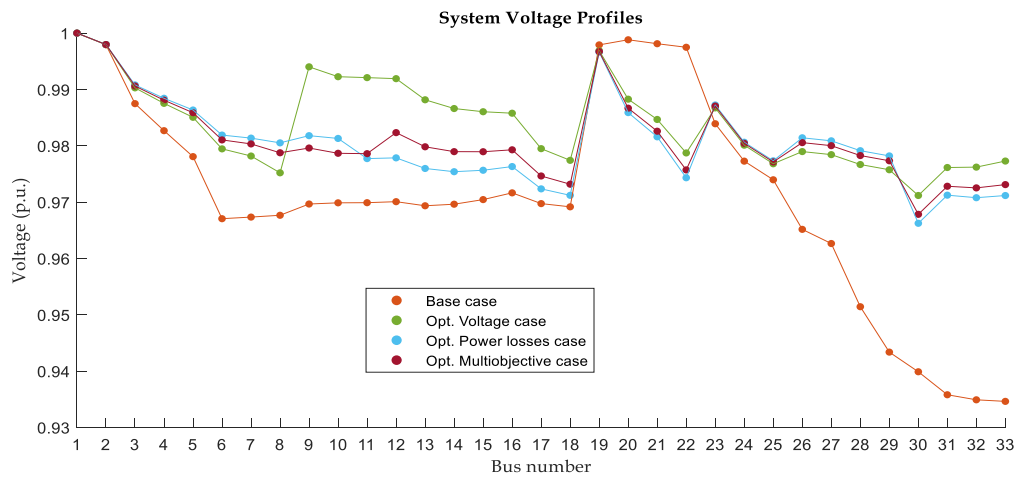


Figura 6.23 Perfiles de tensión, resultado del sistema de IEEE-33

Dado que este sistema es significativamente más grande que el presentado antes, existen muchas más combinaciones posibles para la reconfiguración de la topología, lo que genera una mayor variabilidad en los resultados. Esto se puede observar en los perfiles de tensiones mostrados en la figura 6.23 y en los datos de optimización presentados en la figura 6.24.

En cuanto al perfil de tensiones, la figura 6.23 ilustra cómo el perfil de tensiones del caso óptimo en tensión muestra ciertos valores de tensión más bajos, en los nudos del 1 al 6 y del 19 al 25 en comparación con el caso base. Sin embargo, debido a que los valores de tensión en los otros nudos son más altos y se tiene en cuenta la ponderación por carga, se logra una mejora general en el perfil de tensiones.

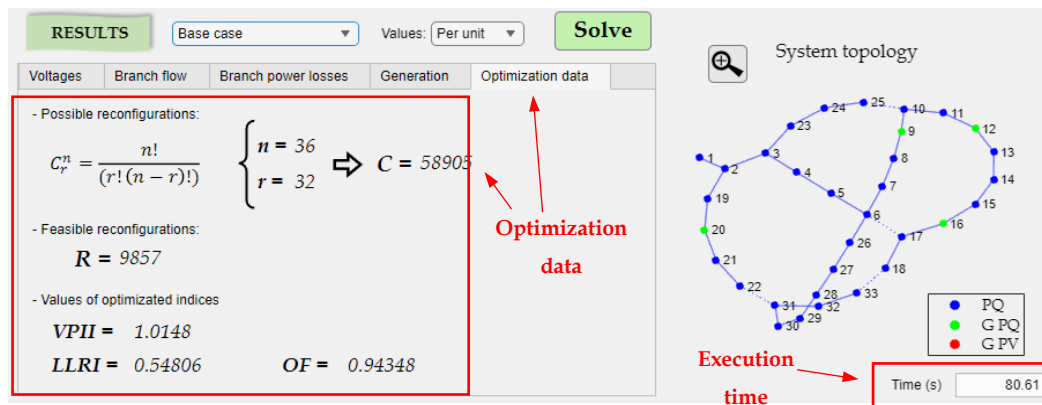


Figura 6.24 Datos resultantes de la optimización en el sistema IEEE-33

En cuanto a los datos de optimización, se puede observar en la figura 6.24 que las pérdidas disminuyen en casi un 55% y el perfil de tensiones mejora en un 1,48%. Los sistemas factibles para la reconfiguración que se calcularon ascienden a 9.857, lo que representa un 83% menos que las combinaciones posibles según el análisis combinatorio. Esta reducción se debe a la capacidad del algoritmo para descartar de manera eficiente las configuraciones no viables. El tiempo de

ejecución del programa ha sido de 80.61 segundos, figura 6.24.

Tabla 6.6 Estado de las ramas en cada escenario para el sistema IEEE-33

Branch	Base case	Opt. Voltage case	Opt. losses case	Multi-objective case	Branch	Base case	Opt. Voltage case	Opt. losses case	Multi-objective case
1-2	1	1	1	1	19-20	1	1	1	1
2-3	1	1	1	1	20-21	1	1	1	1
3-4	1	1	1	1	21-22	1	1	1	1
4-5	1	1	1	1	3-23	1	1	1	1
5-6	1	1	1	1	23-24	1	1	1	1
6-7	1	1	1	1	24-25	1	1	1	1
7-8	1	1	1	1	6-26	1	1	1	1
8-9	1	0	1	1	26-27	1	1	1	1
9-10	1	1	1	1	27-28	1	1	1	1
10-11	1	1	0	1	28-29	1	1	1	1
11-12	1	1	1	0	29-30	1	0	0	0
12-13	1	1	1	1	30-31	1	1	1	1
13-14	1	1	1	1	31-32	1	1	1	1
14-15	1	1	1	1	32-33	1	1	1	1
15-16	1	1	1	1	18-33	0	1	1	1
16-17	1	1	1	1	22-31	0	1	1	1
17-18	1	1	1	1	10-25	0	0	0	0
2-19	1	1	1	1	6-17	0	0	0	0

Si se reajustan los coeficientes de ponderación para la ecuación MOF, la reconfiguración óptima resultante determinada por este índice también cambiará. Por ejemplo, al establecer los coeficientes en 0,5 tanto para  $w_{LLRI}$  y  $w_{VPPI}$ , se obtiene una nueva reconfiguración óptima, como se muestra en la figura 6.25.

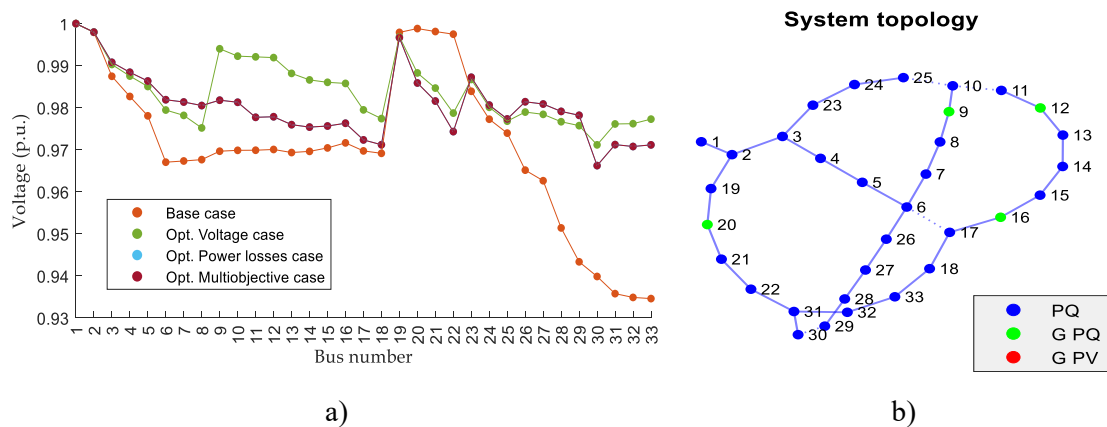


Figura 6.25 Reconfiguración óptima resultante para el escenario MOF después de cambiar los

coeficientes de peso: a) Perfil de tensión b) Topología del sistema

En este caso, se puede observar que la configuración seleccionada por el índice que sigue la ecuación MOF, al dar igual importancia a LLRI y VPPII, coincide con la que optimiza la reducción de pérdidas de potencia. Esto indica que la reconfiguración seleccionada no solo logra un equilibrio entre la mejora del perfil de tensiones y la reducción de pérdidas de potencia, sino que también se alinea con la configuración que minimiza exclusivamente las pérdidas de potencia.

En los diferentes casos de estudio presentados no se han expuesto todos los resultados que ofrece la aplicación OPRERES: valores de tensión, flujo por las líneas, pérdidas.... Ahora se exponen todos esos resultados correspondientes al último escenario comentado, En concreto, se muestra el sistema que minimiza la MOF, cuyo perfil de tensiones y topología del sistema se han expuesto en la figura 6.25.

Los valores de las tensiones en p.u. de los diferentes nudos se muestran a continuación. En la figura 6.26 se muestra una captura de la aplicación y en tabla 6.7 se listan todos los valores.

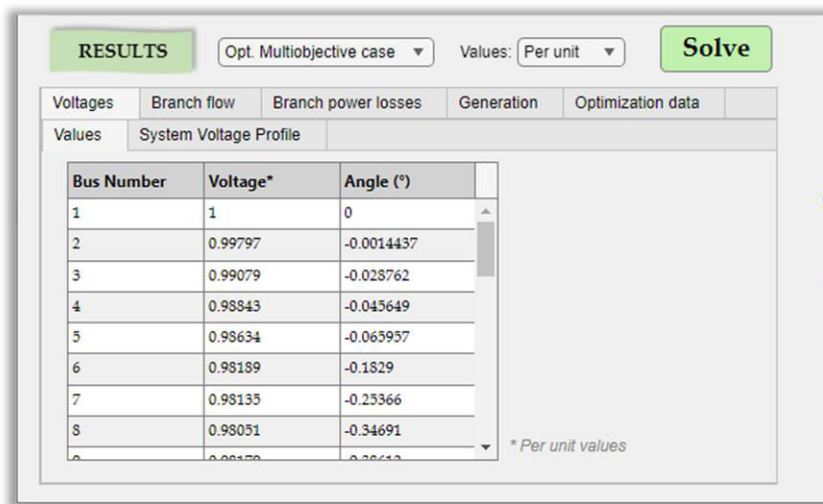


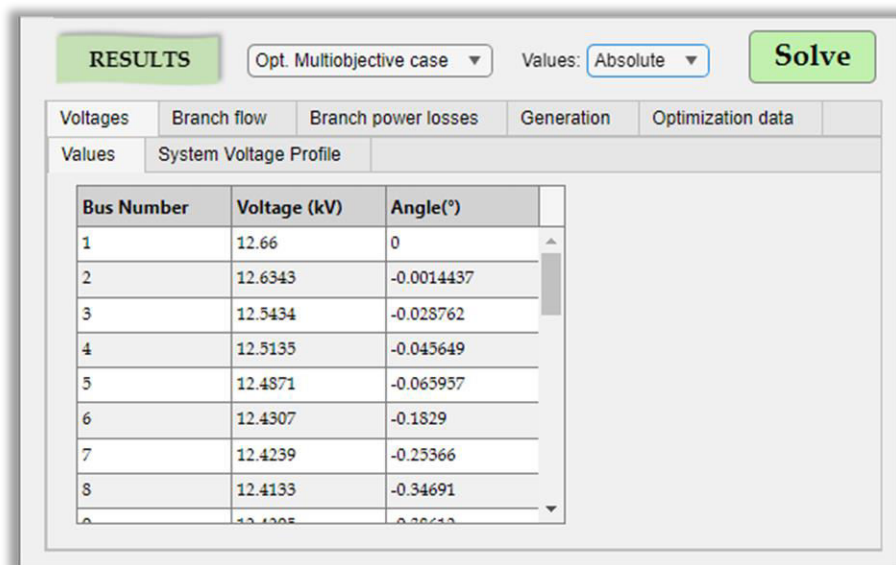
Figura 6.26 Captura de los valores de tensión en p.u. mostrado en OPRERES

Tabla 6.7 Valores de tensión detallados, extraído de OPRERES

Nudo	Tensión	Ángulo	Nudo	Tensión	Ángulo
1	1	0	17	0.97234	-0.40256
2	0.99797	0.0014437	18	0.97119	-0.33547
3	0.99079	-0.028762	19	0.99664	-0.016631
4	0.98843	-0.045649	20	0.98588	-0.1118
5	0.98634	-0.065957	21	0.98158	-0.16331

6	0.98189	-0.1829	22	0.97432	-0.26796
7	0.98135	-0.25366	23	0.98724	-0.059263
8	0.98051	-0.34691	24	0.98062	-0.14656
9	0.98179	-0.38612	25	0.97732	-0.18955
10	0.9813	-0.39485	26	0.98141	-0.18385
11	0.97772	-0.57756	27	0.98087	-0.18459
12	0.97785	-0.57968	28	0.97912	-0.21168
13	0.97596	-0.54654	29	0.97819	-0.22205
14	0.97539	-0.53554	30	0.96623	-0.074122
15	0.97565	-0.5143	31	0.97122	-0.22349
16	0.9763	-0.48186	32	0.97077	-0.27869
			33	0.97116	-0.32649

También es posible, como ya se ha comentado en este capítulo, visualizar los resultados en valores absolutos. Como ejemplo, se muestran en la siguiente figura 6.27 los valores de las tensiones anteriores.



Bus Number	Voltage (kV)	Angle(°)
1	12.66	0
2	12.6343	-0.0014437
3	12.5434	-0.028762
4	12.5135	-0.045649
5	12.4871	-0.065957
6	12.4307	-0.1829
7	12.4239	-0.25366
8	12.4133	-0.34691

Figura 6.27 Captura de los valores de tensión en valores absolutos mostrados en OPRERES

Los valores de los flujos de potencia por las diferentes ramas y en los diferentes sentidos en p.u. se muestran en la figura 6.28.

Branch (i-k)	P <sub>ik</sub> *	P <sub>ki</sub> *	Q <sub>ik</sub> *	Q <sub>ki</sub> *
1-2	0.028238	-0.02818	0.013952	-0.013922
2-3	0.019102	-0.018968	0.008192	-0.0081241
2-19	0.0080788	-0.0080694	0.0051304	-0.0051215
3-4	0.0086737	-0.0086538	0.0031528	-0.0031428
3-23	0.0093946	-0.0093633	0.0045713	-0.0045499
4-5	0.0074538	-0.007439	0.0023428	-0.0023352
5-6	0.006839	-0.0068122	0.0020352	-0.0020121
6-7	0.0032057	-0.0032044	0.00040735	-0.00040317
6-26	0.0030066	-0.0030051	0.0014047	-0.001404

\* Per unit values

Figura 6.28 Captura de los valores de los flujos de potencia por las diferentes ramas y en los diferentes sentidos en valor absoluto mostrados en OPRERES

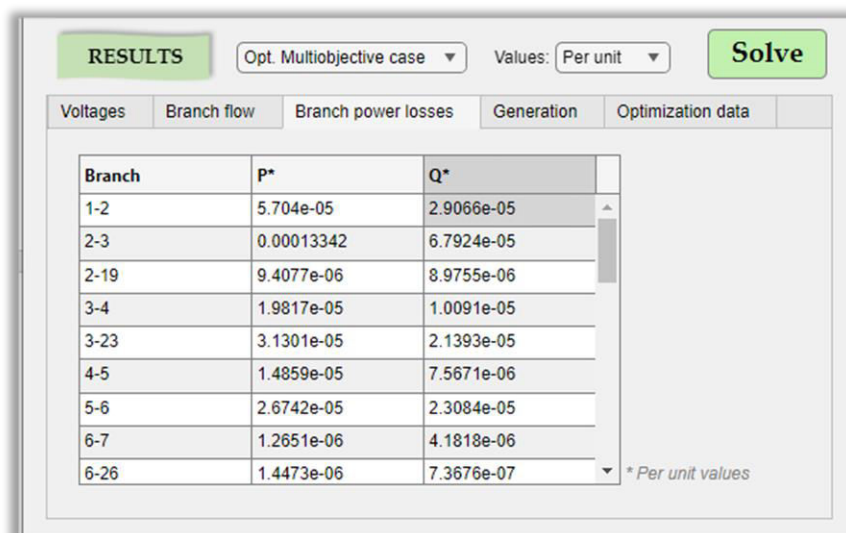
Todos los valores se detallan en la tabla 6.8.

Tabla 6.8 Valores de los flujos por las líneas detallados, extraídos de OPRERES

Rama (i-k)	$P_{ik}$	$P_{ki}$	$Q_{ik}$	$Q_{ki}$
1-2	0.028238	-0.02818	0.013952	-0.013922
2-3	0.019102	-0.018968	0.008192	-0.0081241
2-19	0.0080788	-0.0080694	0.0051304	-0.0051215
3-4	0.0086737	-0.0086538	0.0031528	-0.0031428
3-23	0.0093946	-0.0093633	0.0045713	-0.0045499
4-5	0.0074538	-0.007439	0.0023428	-0.0023352
5-6	0.006839	-0.0068122	0.0020352	-0.0020121
6-7	0.0032057	-0.0032044	0.00040735	-0.00040317
6-26	0.0030066	-0.0030051	0.0014047	-0.001404
7-8	0.0012044	-0.0012024	-0.00059683	0.00059828
8-9	-0.0007976	0.00079973	-0.0015983	0.0015998
9-10	0.00060027	-0.0006	0.00020019	-0.0002
12-11	0.00045007	-0.00045	0.00030002	-0.0003
13-12	-0.00094732	0.00094993	-0.0013479	0.00135
14-13	-0.00034692	0.00034732	-0.0009974	0.00099792
15-14	0.00085337	-0.00085308	-0.00019714	0.0001974

16-15	0.0014544	-0.0014534	-9.6379e-05	9.7137e-05
17-16	-0.00093775	0.00094559	-0.0028859	0.0028964
18-17	-0.00033421	0.00033775	-0.0026831	0.0026859
19-20	0.0071694	-0.0070998	0.0047215	-0.0046587
20-21	0.0086998	-0.0086679	0.0067587	-0.0067215
21-22	0.0077679	-0.0077218	0.0063215	-0.0062606
22-31	0.0068218	-0.0067956	0.0058606	-0.0058472
23-24	0.0084633	-0.0084127	0.0040499	-0.0040099
24-25	0.0042127	-0.0042	0.0020099	-0.002
26-27	0.0024051	-0.0024038	0.001154	-0.0011533
27-28	0.0018038	-0.001801	0.00090335	-0.00090088
28-29	0.001201	-0.0012	0.00070088	-0.0007
31-30	0.002026	-0.002	0.0060257	-0.006
31-32	0.0032696	-0.0032672	-0.00087851	0.00088125
32-33	0.0011672	-0.0011661	-0.0018813	0.001883
33-18	0.00056612	-0.00056578	-0.002283	0.0022831

Como se puede observar, los flujos de potencia se calculan en ambos sentidos (de  $i$  a  $k$  y de  $k$  a  $i$ ) ya que no son iguales. La diferencia entre los valores calculados en ambos sentidos representa las pérdidas de potencia. Las pérdidas de potencia en las diferentes líneas se visualizan en la figura 6.29 y detallan en la tabla 6.9.



Branch	P*	Q*
1-2	5.704e-05	2.9066e-05
2-3	0.00013342	6.7924e-05
2-19	9.4077e-06	8.9755e-06
3-4	1.9817e-05	1.0091e-05
3-23	3.1301e-05	2.1393e-05
4-5	1.4859e-05	7.5671e-06
5-6	2.6742e-05	2.3084e-05
6-7	1.2651e-06	4.1818e-06
6-26	1.4473e-06	7.3676e-07

\* Per unit values

Figura 6.29 Captura de los valores de las pérdidas de potencia por las diferentes ramas en valores absolutos mostrados en OPRERES

Tabla 6.9 Valores de las pérdidas de potencia, extraídos de OPRERES

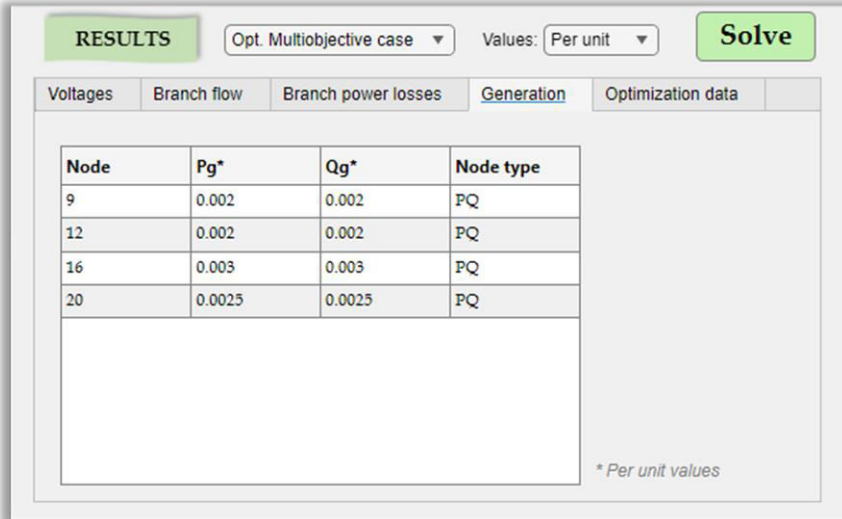
Rama ( <i>i-k</i> )	<i>P</i>	<i>Q</i>	Rama ( <i>i-k</i> )	<i>P</i>	<i>Q</i>
1-2	5.704e-05	2.9066e-05	16-15	1.0378e-06	7.5785e-07
2-3	0.00013342	6.7924e-05	17-16	7.8323e-06	1.0458e-05
2-19	9.4077e-06	8.9755e-06	18-17	3.5399e-06	2.7757e-06
3-4	1.9817e-05	1.0091e-05	19-20	6.9628e-05	6.2743e-05
3-23	3.1301e-05	2.1393e-05	20-21	3.1904e-05	3.7273e-05
4-5	1.4859e-05	7.5671e-06	21-22	4.6044e-05	6.0878e-05
5-6	2.6742e-05	2.3084e-05	22-31	2.6209e-05	1.3343e-05
6-7	1.2651e-06	4.1818e-06	23-24	5.0606e-05	3.9957e-05
6-26	1.4473e-06	7.3676e-07	24-25	1.2665e-05	9.9097e-06
7-8	2.0037e-06	1.4465e-06	26-27	1.31e-06	6.6718e-07
8-9	2.1326e-06	1.5323e-06	27-28	2.7948e-06	2.4644e-06
9-10	2.7059e-07	1.9179e-07	28-29	1.0121e-06	8.8164e-07
12-11	7.1478e-08	2.3622e-08	31-30	2.605e-05	2.5741e-05
13-12	2.61e-06	2.0535e-06	31-32	2.3537e-06	2.7438e-06
14-13	3.9607e-07	5.2137e-07	32-33	1.1068e-06	1.7205e-06
15-14	2.9713e-07	2.6449e-07	33-18	3.3729e-07	1.7187e-07

OPRERES, además de proporcionar las pérdidas de potencia en cada rama, proporciona las pérdidas totales. Estas se sitúan al final de la tabla como se muestra en la tabla 6.10.

Tabla 6.10 Valores de las pérdidas totales de potencia, extraído de OPRERES

	<i>P</i>	<i>Q</i>
<b>Total</b>	0.00058751	0.00045154

Con respecto a los generadores incluidos en el sistema se tiene los siguientes resultados, figura 6.30.



Node	Pg*	Qg*	Node type
9	0.002	0.002	PQ
12	0.002	0.002	PQ
16	0.003	0.003	PQ
20	0.0025	0.0025	PQ

\* Per unit values

Figura 6.30 Captura de los datos referente a los generadores mostrados en OPRERES

Se observa en la figura que todos los nudos considerados al principio como PV pasaron a ser PQ debido a que no pudieron mantener la tensión asignada. La potencia  $Qg^*$  se establece en cada nudo en su valor límite.

Y finalmente, los datos relativos a la optimización realizada son los siguientes.



## CAPÍTULO 7

---

# Optimización de sistemas eléctricos con microrredes mediante reconfiguraciones: flexibilidad en demanda y generación

### 7.1 Introducción

En los capítulos anteriores se ha ido explorando la incorporación de tecnologías emergentes dentro de las  $\mu$ redes, desde la integración de fuentes renovables como la energía eólica, hasta la optimización/gestión del consumo energético a través de las TCL. Si bien estos elementos se han analizado de manera aislada, la extrapolación de la gestión flexible de potencia a otras comunidades energéticas podría tener un impacto significativo. Aunque una sola  $\mu$ red puede tener un efecto limitado, la coordinación de múltiples  $\mu$ redes permite que la capacidad de aumentar o disminuir la potencia a elección del OS durante un cierto período se traduzca en una herramienta poderosa para la gestión de las redes de distribución.

Tradicionalmente, esta capacidad de ajuste de potencia se ha utilizado principalmente en el análisis de contingencias para responder a eventos inesperados en la red. Estos programas de ajuste potencia se comentaron en el capítulo 2: respuesta a la demanda y reservas de potencia. Sin embargo, en este capítulo, se propone aprovechar esta misma flexibilidad con un enfoque dirigido a la optimización global de la red en su estado estacionario. Mediante la integración de nudos flexibles de generación y demanda, junto con la reconfiguración de la topología de la red, se busca ya no solo manejar contingencias, sino optimizar el rendimiento general de los sistemas de distribución, mejorando tanto su eficiencia como su robustez.

Este capítulo final se centrará en cómo esta capacidad de ajuste dinámico puede ser explotada de manera estratégica, permitiendo que las redes contribuyan activamente a la optimización del sistema eléctrico en su conjunto. A través de la implementación de márgenes de potencia flexibles y de la optimización del flujo de cargas, se demostrará cómo la modernización de la red puede beneficiarse de estas innovaciones, garantizando una operación más fuerte y eficiente en un entorno de creciente demanda energética y variabilidad en la producción de la DG.

A lo largo de los capítulos previos se ha abordado la optimización de sistemas eléctricos a través de diversas metodologías y herramientas. En particular, el Capítulo 6 presenta la aplicación OPRERES, que permite optimizar sistemas de distribución radiales mediante la reconfiguración en la topología, centrándose en parámetros clave, como las pérdidas de potencia y el perfil de tensión. Esta aplicación sirve como base sólida para comprender la optimización de redes radiales. No obstante, el Capítulo 7 introduce un enfoque más avanzado, donde se aprovecha la flexibilidad en la generación y demanda de las redes. Aunque ambos capítulos comparten un objetivo común de optimización de redes eléctricas, el Capítulo 7 explora nuevos avances, como la integración de nudos flexibles, que pueden estar constituidos por TCL y/o mini aerogeneradores en reserva, tal como se explicó en los Capítulos 3 y 4. Este enfoque complementa y extiende el trabajo realizado en el capítulo anterior, ofreciendo una visión más profunda y específica para lograr una optimización global en escenarios con mayor dinamismo y variabilidad.

## 7.2 Estado del arte

En la literatura científica existen numerosos trabajos que combinan la reconfiguración de redes de distribución, la integración de DG, la optimización de la ubicación y dimensionamiento de la DG y la implementación del flujo óptimo de potencia. Sin embargo, el enfoque presentado en esta Tesis introduce una variación sutil pero significativa respecto a lo existente. En [142], Helmi et al. desarrollan un algoritmo basado en la optimización Harris Hawks (HHO) para abordar el problema de reconfiguración de redes de distribución, incluyendo redes. El objetivo es minimizar las pérdidas de energía y mejorar los perfiles de tensiones mediante la determinación de la topología óptima de la red. El enfoque incluye un proceso de optimización múltiple que combina HHO con fases de preprocesamiento y posprocesamiento, las cuales mejoran la generación inicial de configuraciones y refinan las soluciones obtenidas. Por su parte, Lei et al. en su trabajo titulado “*Radiality Constraints for Resilient Reconfiguration of Distribution Systems: Formulation and Application to Microgrid Formation*” [143] resaltan la importancia de las restricciones de radialidad en sistemas que incluyen redes flexibles, explicando cómo pueden contribuir a la robustez del sistema al permitir una reconfiguración dinámica de la red. También otros autores han estudiado las redes/reconfiguraciones como forma de mejora del sistema [144]

[145], incluidos los sistemas de distribución radiales [146]. Las reconfiguraciones en [143] se basan en la teoría de grafos, teoría que ha sido también base del algoritmo presentando en esta Tesis. También, Yaprakdal et al. en [147] destacan la innovación de las  $\mu$ redes reconfigurables (en inglés Reconfigurable Microgrids, RMGs) en la optimización a corto plazo, combinando la reconfiguración de la red y el despacho óptimo de DG para minimizar pérdidas de energía. Utiliza un enfoque híbrido de PSO que mejora la eficiencia y fiabilidad del sistema, validado en un sistema IEEE-33. Por otro lado, las  $\mu$ redes están cada vez más reconocidas por su papel en la mejora de la flexibilidad de los sistemas de energía, permitiendo la integración de fuentes de energía renovable, DG y sistemas de almacenamiento de energía. Ramadan y Helmi [148] utilizan el algoritmo de optimización Manta Ray Foraging (MRFO) para mejorar la tolerancia a fallos y la recuperación rápida en redes inteligentes a través de la reconfiguración de la red, también logran una reducción significativa de las pérdidas de energía y una mejora en el perfil de tensiones dados diferentes escenarios en la red. Gautam et al. en [149] proponen un enfoque basado en aprendizaje profundo por refuerzo (deep reinforcement learning) para la reconfiguración óptima de redes de distribución, orientado a minimizar la pérdida de carga crítica durante ciertos eventos (contingencias), logrando una reconfiguración rápida y eficaz incluso con cambios en los estados del sistema. Por su parte, Shi et al. en [150] desarrollan una estrategia de gestión de interrupciones del suministro que combina la reconfiguración de la red con la programación óptima de recursos energéticos distribuidos (en inglés Distributed Energy Resources, DER), lo que permite mantener un alto porcentaje de carga en servicio tras fallos en la red, destacando la eficiencia del método en comparación con enfoques tradicionales de formación de  $\mu$ redes. De igual manera que se investigan las reconfiguraciones y la gestión de la DG, se indaga en la ubicación óptima de éstas dentro de un sistema eléctrico o de las  $\mu$ redes. En [151], Badran et al. desarrollan una estrategia de optimización que determina simultáneamente la reconfiguración óptima de la red de distribución y la inyección de potencia de la DG, con objetivos como minimizar las pérdidas de energía, mejorar el perfil de tensión y maximizar de la penetración de la DG. Utilizando algoritmos metaheurísticos (Programación Evolutiva, PSO, Firefly y GSA), demuestran que la reconfiguración de la red por sí sola no es suficiente para lograr el máximo rendimiento de la red. En este trabajo, los autores destacan la importancia crucial de una ubicación óptima de la DG, aunque en su caso de estudio asumen que dicha ubicación es óptima basándose en estudios previos, específicamente en [152], centrándose, por tanto, en optimizar la inyección de esta DG. Los estudios en este campo avanzan al introducir y combinar diferentes algoritmos de optimización y además fusionar diferentes conceptos en el problema a optimizar (funciones, restricciones, objetivos...etc.). En el trabajo [153] publicado recientemente por Raza et al., se introduce un método basado en la optimización por colonias de hormigas (en inglés Ant Colony Optimization Algorithm, ACOA), que optimiza tanto la reconfiguración de la red como la ubicación y el tamaño de diferentes tipos de DG, mejorando la estabilidad del sistema y reduciendo significativamente

las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión en los nudos, todo mientras se mantiene la estructura radial del sistema y se mejora su fiabilidad.

En relación con el enfoque seguido en este trabajo, es fundamental destacar el concepto de flujo óptimo de potencia. Este método es una herramienta clave en la operación y planificación de sistemas eléctricos, ya que se encarga de encontrar el punto óptimo de variables de control que minimizan una función objetivo, generalmente asociada a los costes de generación, mientras se satisfacen todas las restricciones del sistema. El OPF tiene como objetivo principal determinar el despacho óptimo de las unidades generadoras, ajustar los niveles de tensión, y definir el flujo de potencia a través de la red, todo ello de manera que se minimicen los costes asociados a la operación, como, por ejemplo, los costes de combustible, y se maximice la eficiencia del sistema. Además, en algunos enfoques/algoritmos, el OPF también puede considerar la minimización de las pérdidas de potencia activa y reactiva, así como la optimización del perfil de tensión en la red. No obstante, es importante señalar que los métodos tradicionales de OPF suelen asumir una topología de red fija, lo cual implica que la estructura de la red no varía durante el proceso de optimización. Esta suposición limita la aplicabilidad del OPF en sistemas que permitan reconfiguración dinámica, ya sea por razones de operación o en respuesta a contingencias. Es en este contexto que han surgido investigaciones que integran la reconfiguración de la topología de la red con el OPF, permitiendo una mayor flexibilidad y capacidad de adaptación del sistema ante cambios [154] [155] [156].

## 7.3 Metodología

### 7.3.1 Descripción general del enfoque

La reconfiguración de sistemas de distribución se presenta como una estrategia útil tanto para la respuesta ante contingencias como para la optimización continua de la operación bajo diferentes escenarios de generación distribuida y demanda. A diferencia de los enfoques analizados en la sección anterior, que se centran en la ubicación, dimensionamiento e inyección óptima de la DG, el enfoque propuesto en este trabajo no solo optimiza la inyección de potencia de la DG en puntos específicos (similar a lo comentado en otros trabajos revisados [151]), sino que también incorpora la flexibilidad de la demanda. Esto permite un ajuste más preciso de las variables de potencia activa y reactiva ( $P$  y  $Q$ ) en los nudos considerados “nudos flexibles”. Además, este enfoque explora de manera exhaustiva todas las configuraciones posibles de la red, asegurando la identificación de la topología más eficiente.

En la figura 7.1 se ilustra un sistema eléctrico que incorpora nudos flexibles. Se considera nudo flexible a un nudo del sistema de distribución cuya potencia activa y reactiva no tiene un valor constante, si no que puede variar dentro de un rango predefinido. En el problema de

optimización la  $P$  y  $Q$  datos de estos nudos vienen dadas por un intervalo de valores, es decir,  $\{P_{max}, P_{min}\}$  y  $\{Q_{max}, Q_{min}\}$ , cómo se puede observar en la figura 7.1. Se presupondrá que no existe dependencia entre los valores de  $P$  y  $Q$ , es decir, la potencia activa podrá variar de valor sin necesidad que la potencia reactiva lo haga y viceversa. El optimizador será el encargado de decidir el punto de ajuste potencia activa y reactiva para ese nudo flexible. En cambio, los nudos llamados tradicionales serán considerados nudos PQ o PV.

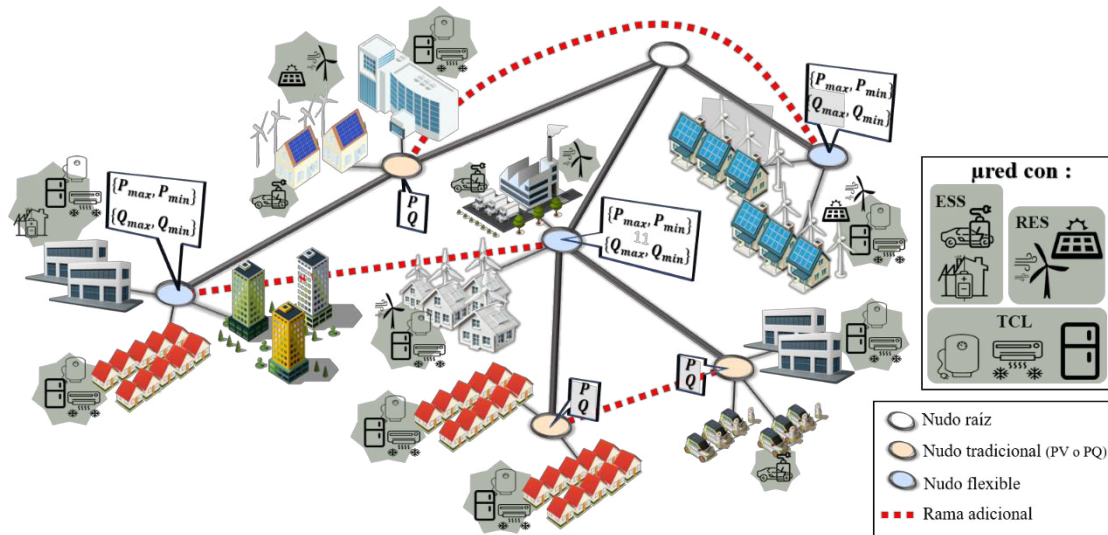


Figura 7.1 Sistema eléctrico de distribución con nudos flexibles, µredes y ramas adicionales

Partiendo del sistema eléctrico radial en su configuración base, el proceso comienza identificando los nudos que presentan flexibilidad en términos de demanda y generación, junto con las líneas eléctricas alternativas que podrían ser utilizadas para reconfigurar la red. El algoritmo genera todas las posibles configuraciones radiales añadiendo estas ramas alternativas, lo que da lugar a múltiples topologías del sistema. A continuación, cada una de estas configuraciones se evalúa mediante un optimizador que ajusta las potencias activas ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ) en los nudos flexibles, respetando las restricciones de potencia máxima y mínima, así como los límites de tensión en todos los nudos del sistema. La función objetivo que el optimizador trata de minimizar consta de dos sumandos: costes totales de pérdidas de potencia y costes del uso de la potencia flexible. Después de analizar todas las configuraciones posibles, se selecciona la que presente menor valor en la función objetivo, determinando así la topología más eficiente, que puede coincidir o no con la configuración inicial del sistema.

Este enfoque es similar al presentado en el capítulo anterior (capítulo 6), con la diferencia clave de que aquí se optimiza cada reconfiguración del sistema para aprovechar la flexibilidad de los nudos que incorporan µredes. A través de este nuevo procedimiento, se asignan de manera óptima los valores de potencia activa y reactiva en los nudos flexibles, lo que permite una mejora en funcionamiento del sistema más allá de lo que se lograba con OPRERES, que se basaba

únicamente en la reconfiguración sin considerar la optimización específica de estos nudos.

A continuación, se presenta cómo se formula el problema de optimización para comprender en profundidad el procedimiento. Luego, en la sección 7.3.3., se detallará mediante un diagrama lo comentado.

### 7.3.2 Formulación del problema de optimización

Una vez que el algoritmo ha detectado todas las posibles combinaciones de ramas para formar sistemas radiales, se comienza a optimizar sistema a sistema. En la optimización se distinguen las siguientes partes.

#### 7.3.2.1 Variables de decisión

Las variables de decisión para este problema de optimización son las potencias activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ) en los nudos flexibles del sistema de distribución. Estas variables determinan el ajuste de la potencia en cada nudo que tiene capacidad de flexibilidad, lo cual permite que el sistema responda a las necesidades de demanda y generación de manera dinámica. Para cada nudo flexible  $i$ , las variables de decisión se representan como:

$$\text{Variables de decisión} \begin{cases} P_{\text{nudo flexible } i} \\ Q_{\text{nudo flexible } i} \end{cases} \quad ( 7.1 )$$

Podrán adquirir valores continuos desde la potencia máxima hasta la potencia mínima posible del nudo evaluado.

#### 7.3.2.2 Funciones objetivo

La función objetivo del problema de optimización busca minimizar los costos totales asociados a la operación del sistema de distribución. Estos costos incluyen no solo las pérdidas de potencia activa en la red, sino también los costos derivados del uso de la potencia flexible en los nudos que permiten variabilidad en la inyección de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, el objetivo es determinar, para cada configuración radial generada por el algoritmo, los valores óptimos de  $P$  y  $Q$  en los nudos flexibles, minimizando el impacto económico tanto de las pérdidas de potencia activa como del uso de la flexibilidad en dichos nudos.

$$\text{Minimizar } C_{\text{totales}} = C_{PP} \cdot P_{TS} + C_{PF} \cdot S_{FTU} \quad ( 7.2 )$$

Donde

- $P_{TS}$  representa las pérdidas totales de potencia activa del sistema
- $S_{FTU}$  representa la cantidad de potencia flexible utilizada en los nudos flexibles.
- $C_{PP}$  coste asociado a las pérdidas de potencia activa.

- $C_{PF}$  coste asociado al uso de la potencia flexible.

Y la potencia flexible usada queda definida como:

$$S_{FTU} = \sqrt{(P_{FTU})^2 + (Q_{FTU})^2} \quad ( 7.3 )$$

El valor de la potencia flexible usada  $P_{FTU}$  así como  $Q_{FTU}$ , se determinan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_{FTU} &= |P_{base\ inicial} - P_{nudo\ flexible\ i}| \\ Q_{FTU} &= |Q_{base\ inicial} - Q_{nudo\ flexible\ i}| \end{aligned} \quad ( 7.4 )$$

Siendo  $P_{base\ inicial}$  y  $Q_{base\ inicial}$  la potencia activa y reactiva del sistema base e inicial del que parte la optimización. Y  $P_{nudo\ flexible\ i}$  y  $Q_{nudo\ flexible\ i}$  son las variables de decisión del problema de optimización ya antes presentadas. Si los valores de  $P$  y  $Q$  no han variado, entonces los costes asociados a ese término serán nulos.

### 7.3.2.3 Restricciones

El problema de optimización debe cumplir con una serie de restricciones operativas para garantizar que la solución propuesta sea viable y segura:

#### 1. Ecuaciones del flujo de carga

Ya que el objetivo del problema es minimizar los costes asociados a las pérdidas y a la potencia flexible usada, será esencial primero calcular los valores de tensión y flujos por las líneas del sistema. Para poder hallar estos valores comentados, primero es necesario que el optimizador cumpla las ecuaciones del flujo de carga ya comentadas en el capítulo 5. Se vuelven a mostrar en la ecuación (7.5):

$$\begin{aligned} P_i &= V_i \sum_{n=1}^N [V_n (G_{in} \cos \delta_{in} + B_{in} \sin \delta_{in})] \\ Q_i &= V_i \sum_{n=1}^N [V_n (G_{in} \sin \delta_{in} - B_{in} \cos \delta_{in})] \end{aligned} \quad ( 7.5 )$$

Donde:

- $P_i$  es la potencia activa en el nudo  $i$
- $Q_i$  es la potencia reactiva en el nudo  $i$
- $V_i$  y  $V_n$  son las magnitudes de tensión en los nudos  $i$  y  $n$ .
- $G_{in}$  y  $B_{in}$  son las conductancia y susceptancia entre los nudos  $i$  y  $n$ .

- $\delta_{in} = \delta_i - \delta_n$ ,  $\delta_i$  y  $\delta_n$  son los ángulos de fase de las tensiones en los nudos  $i$  y  $n$ .

Estas ecuaciones representan el balance de potencia activa y reactiva en cada nudo del sistema y deben cumplirse para asegurar una solución del mismo.

## 2. Restricciones de Potencia en Nudos Flexibles:

El rango de potencia que podrá adquirir la variable decisión vendrá limitado como sigue:

$$\begin{aligned} P_{min} &\leq P_{nudo\ flexible\ i} \leq P_{max} \\ Q_{min} &\leq Q_{nudo\ flexible\ i} \leq Q_{max} \end{aligned} \quad ( 7.6 )$$

Siendo la  $P_{min}$  y  $P_{max}$  la potencia activa mínima y máxima, respectivamente, a la que el nudo flexible  $i$  puede adaptarse. Y de la misma forma,  $Q_{min}$  y  $Q_{max}$  son la potencia reactiva mínima y máxima, respectivamente.

## 3. Restricciones de Tensión:

La tensión en todos los nudos del sistema debe mantenerse dentro de unos márgenes adecuados para garantizar el funcionamiento normal y seguro de la red. Esta restricción se impone para evitar desviaciones que puedan comprometer la estabilidad del sistema. Las tensiones en los nudos se expresan en cantidades por unidad (pu), que es una forma normalizada de representar las magnitudes eléctricas en relación con un valor base.

$$V_{min} \leq V_{nudo\ i} \leq V_{max} \quad ( 7.7 )$$

donde  $V_{nudo\ i}$  es la tensión en el nudo  $i$ ,  $V_{min}$  la tensión mínima permitida, y  $V_{max}$  la tensión máxima permitida. En este caso, para todos los nudos del sistema, se impone la misma condición:

$$0.95 \leq V_{nudo\ i} \leq 1.05 \quad (en\ pu) \quad ( 7.8 )$$

## 4. Restricciones de Radialidad

En la mayoría de los problemas de optimización aplicados a sistemas de distribución que involucran reconfiguración, es habitual incorporar restricciones de radialidad para asegurar que la red mantenga su estructura radial durante el proceso de optimización. Sin embargo, en la metodología propuesta, esta restricción no es necesaria. Esto se debe a que, como se explicó en la sección 5.3.1.1. del capítulo 5, un algoritmo previo se encarga de generar todas las posibles configuraciones radiales del sistema. Como resultado, el optimizador opera exclusivamente sobre configuraciones que ya son radiales por definición, eliminando la necesidad de imponer restricciones adicionales de radialidad durante el proceso de optimización. De este modo, el

optimizador puede centrarse únicamente en la optimización de las variables relevantes, con la certeza de que la estructura de la red sigue siendo radial en un 100%.

#### 7.3.2.4 Optimizador

Para resolver el problema de optimización planteado, se ha utilizado la función *fmincon* de MATLAB, que es adecuada para encontrar el mínimo de una función objetivo sujeta a restricciones. *Fmincon* utiliza por defecto el algoritmo de "punto interior" (Interior-Point algorithm) que convierte un problema con restricciones en una serie de problemas sin restricciones mediante la adición de una barrera a la función objetivo. Esta barrera evita que las soluciones se acerquen demasiado a los límites de las restricciones, manteniéndolas dentro de la región factible. A medida que el algoritmo avanza, la influencia de la barrera se reduce, permitiendo que la solución se acerque al óptimo dentro de los límites permitidos. Esta nueva función objetivo que realiza el algoritmo tendrá este aspecto:

$$\text{Minimizar } f(x) + \mu \cdot \sum \text{Barrera}(x) \quad (7.9)$$

Aquí,  $f(x)$  es la función objetivo original y  $\mu$  es un parámetro escalar positivo que controla el peso del término de barrera. El término de barrera es una función logarítmica de las restricciones, que se vuelve muy grande a medida que se acerca al límite.

El algoritmo de "punto interior" utilizado por *fmincon* sigue una trayectoria conocida como la "trayectoria central," que guía la solución hacia el óptimo mientras se mantiene dentro de la región factible. Durante este proceso, el algoritmo garantiza que se cumplan las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), que son fundamentales para asegurar la optimalidad en problemas de optimización con restricciones. Estas condiciones incluyen: la viabilidad primal, que asegura que las restricciones se cumplan; la viabilidad dual, que garantiza que los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones sean no negativos; la estacionalidad, que exige que el gradiente del Lagrangiano (una función que combina la función objetivo y las restricciones) sea cero en el punto óptimo; y la holgura complementaria, que asegura que cualquier restricción activa en el óptimo tenga un multiplicador de Lagrange positivo [157] [158]. El cumplimiento de estas condiciones en cada iteración del algoritmo es clave para asegurar que la solución encontrada sea realmente óptima y cumpla con todas las restricciones del problema.

#### 7.3.3 Implementación de la metodología

Finalmente, para tener una visión clara se presentan el diagrama que sigue esta metodología y un pseudocódigo del mismo.

Este diagrama es parecido al presentado en el capítulo 5, seguido por OPRERES, pero ahora

se introducen ciertas modificaciones notables. La primera de ellas es el intervalo de valores de  $P$  y  $Q$  en ciertos nudos y el problema de optimización para todos los sistemas. Además, debido a que se trata de una optimización que persigue minimizar los costes de operación del sistema (simplificados a los costes de las pérdidas y a los costes de la potencia flexible usada), ahora la evaluación del sistema óptimo no se hace respecto a los índices VPPI o LLRI ni a la función multiobjetivo. Por tanto, se tiene lo siguiente:

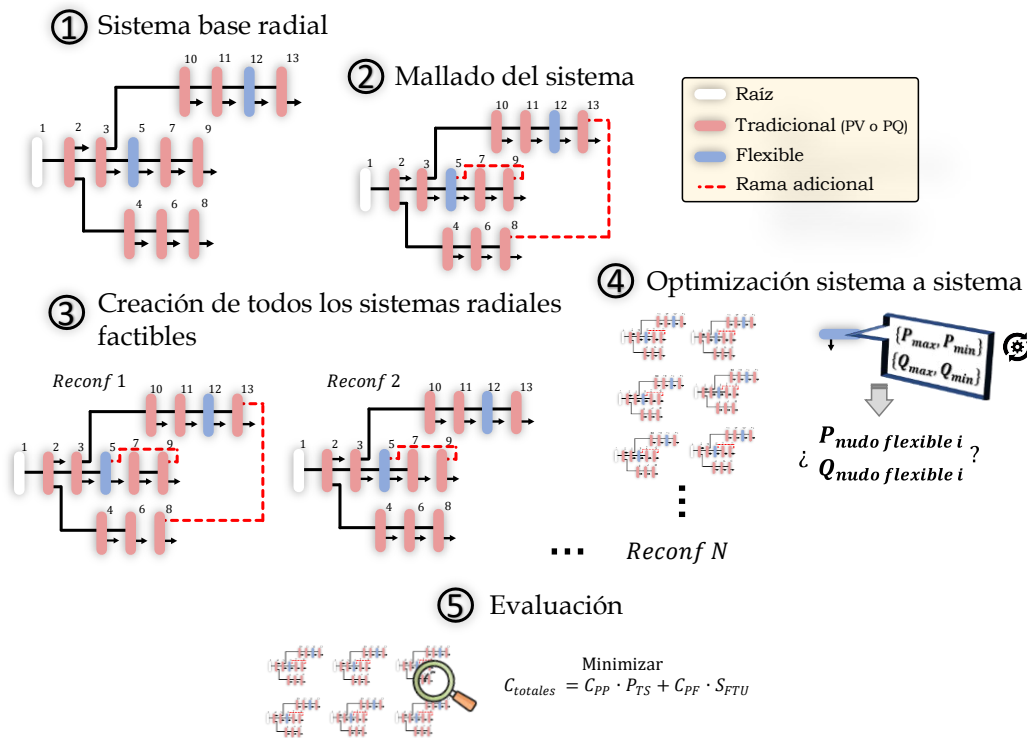


Figura 7.2 Diagrama resumen de la metodología completa

Hasta el punto "3. Creación de todos los sistemas radiales factibles," el proceso sigue la metodología explicada en el capítulo anterior. Sin embargo, el punto 4 requiere una explicación adicional. En esta etapa, el optimizador realiza un flujo de cargas para cada configuración radial evaluada en ese momento. Para optimizar el sistema minimizando las pérdidas de potencia, el optimizador ajusta los datos de entrada correspondientes a las potencias activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ) de los nudos flexibles dentro de la red. Esto significa que, en cada iteración de la optimización de un sistema, el algoritmo prueba diferentes combinaciones de valores para  $P$  y  $Q$  en los nudos flexibles, manteniendo estos valores dentro de los límites permitidos por las restricciones impuestas de potencia. El objetivo es identificar los valores óptimos de  $P$  y  $Q$  que minimicen las pérdidas de potencia para la configuración radial considerada, tal y como se ha explicado en el apartado anterior.

A continuación, se presenta el pseudocódigo que detalla los pasos necesarios para identificar el sistema óptimo, mostrando el proceso que se sigue desde la generación de las configuraciones

---

radiales hasta la optimización de las variables de potencia en los nudos flexibles.

**1. Inicialización del sistema:**

- a. Cargar los datos iniciales del sistema de distribución desde un archivo de entrada.
- b. Resolver el flujo de carga inicial para el sistema radial base.
- c. Almacenar los valores de tensión en los nudos y las pérdidas de potencia del sistema base.

**2. Preparación del sistema para reconfiguración:**

- a. Identificar las ramas principales del sistema.
- b. Añadir ramas adicionales para posibilitar la creación de sistemas mallados.
- c. Generar todas las configuraciones radiales posibles a partir del sistema mallado.
  - Crear todas las combinaciones posibles de ramas que mantengan la estructura radial.
  - Almacenar todas las configuraciones generadas.

**3. Optimización de cada sistema radial:**

- a. Para cada configuración radial generada:
  - i. Adaptar la matriz de datos del sistema para reflejar la nueva configuración.
  - ii. Identificar nudos flexibles y sus respectivos rangos de potencia activa (P) y reactiva (Q).
    - Definir límites inferiores y superiores para P y Q según el rango de flexibilidad permitido.
  - iii. Establecer una función objetivo:
    - La función objetivo busca minimizar los costes totales asociados al sistema: costes de las pérdidas de potencia y costes del uso de la potencia flexible.
    - Esta función toma en cuenta los datos generados por el flujo de carga.
  - iv. Definir restricciones del problema de optimización:
    - Restricciones de potencia:
      - \* Las potencias activa y reactiva en cada nudo flexible deben mantenerse dentro de sus límites definidos.
    - Restricciones de tensión:
      - \* Las tensiones en todos los nudos deben mantenerse dentro del rango seguro ( $0.95 \leq V \leq 1.05$  p.u.).
  - v. Aplicar el algoritmo de optimización ("Interior-Point" con fmincon):
    - Resolver el problema para encontrar los valores óptimos de P y Q en los nudos flexibles.
    - Garantizar que las soluciones encontradas cumplan con todas las restricciones.
  - vi. Guardar los resultados de la optimización para cada configuración:
    - Guardar los valores optimizados de P y Q.
    - Guardar las tensiones en los nudos y las pérdidas de potencia para la configuración optimizada.

4. **Identificación del sistema óptimo:**
  - a. Comparar los costes totales entre todas las configuraciones optimizadas.
  - b. Identificar la configuración con menores costes totales como la configuración óptima.
  - c. Extraer los valores optimizados de P y Q para los nudos flexibles del sistema óptimo.
5. **Visualización y análisis de resultados.**
6. **Finalización.**

#### 7.4 Caso de estudio

Para evaluar la efectividad del algoritmo de optimización aplicado a sistemas de distribución mediante reconfiguración y nudos flexibles, se ha diseñado un caso de estudio específico. Este caso de estudio permitirá analizar cómo la optimización de un sistema puede resultar en mejoras significativas.

El sistema de distribución seleccionado es el sistema de Kumamoto, que ha sido usado previamente para validar la aplicación OPRERES, presentada en el capítulo anterior. A continuación, se vuelve a proporcionar una breve descripción del sistema. El sistema de Kumamoto, originalmente presentado en [140], consta de 15 nudos, incluyendo un nudo de raíz y 14 nudos PQ. La red opera con una tensión base de 6.6 kV y una potencia base de 10 MVA. Los datos detallados de los nudos y ramas que componen este sistema se encuentran disponibles en [141]. Para este estudio, se han considerado las mismas ramas adicionales que se utilizaron en las reconfiguraciones discutidas en el capítulo anterior (ver tabla 6.1).

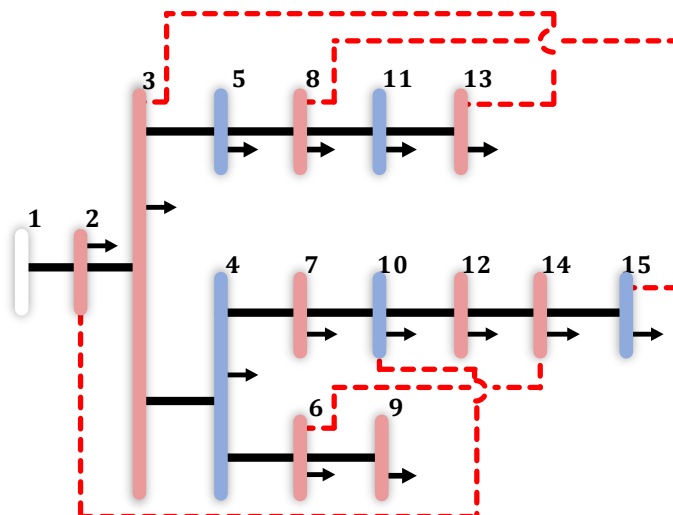


Figura 7.3 Esquema de la topología del sistema de Kumamoto con ramas adicionales y nudos flexibles

En este enfoque se introducen nudos flexibles que permiten ajustes tanto en la potencia activa

como en la reactiva, representados en azul en la figura 7.3. Debido a esta capacidad de variación en ambos tipos de potencia, no se ha considerado la inclusión de nudos PV tradicionales. Aunque los nudos flexibles pueden desempeñar un rol similar al de los nudos PV, en los cuales la potencia activa es conocida y se ajusta la potencia reactiva para mantener un nivel de tensión específico, los nudos flexibles se diferencian porque no tienen una tensión objetivo asignada. En su lugar, la potencia activa y reactiva en estos nudos puede variar dentro de un rango determinado. La optimización se encarga de determinar los valores óptimos de  $P$  y  $Q$  en estos nudos flexibles, asegurando que las tensiones en todos los nudos del sistema permanezcan dentro de los límites predefinidos. Esta capacidad de ajuste hace que los nudos flexibles sean más adecuados para la optimización del sistema bajo las condiciones dinámicas del estudio.

El sistema de distribución se encuentra funcionando en los valores  $PQ$  nominales de la red de Kumamoto, es decir, valores base ( $P_{base\ inicial}$  y  $Q_{base\ inicial}$ ). Siendo ahora el momento en el que se requiere realizar la optimización, el algoritmo recaba cuáles son los nudos flexibles, siendo estos los nudos 4, 5, 10, 11 y 15. Además de saber cuáles podrán tener holgura en los valores potencia activa y reactiva, el algoritmo necesita detallar el rango en sus valores concretos. Estos detalles para el caso de estudio se exponen en la tabla 7.1.

Tabla 7.1 Intervalo de valores de potencia activa y reactiva para los nudos flexibles, sistema Kumamoto

Número de nudo	Holgura sobre el valor inicial (%)	Potencia activa ( $P$ ) (p.u.)			Potencia reactiva ( $Q$ ) (p.u.)		
		Valor mínimo	Valor inicial (base)	Valor máximo	Valor mínimo	Valor inicial (base)	Valor máximo
4	50	0.0479	0.0958	0.1437	0.0049	0.0098	0.0147
5	50	0.0066	0.0132	0.0198	0.0007	0.0014	0.0021
10	50	0.01615	0.0323	0.04845	0.00165	0.0033	0.00495
11	50	0.00805	0.0161	0.02415	0.0008	0.0016	0.0024
15	50	0.1085	0.2170	0.3255	0.011	0.0220	0.033

Con el objetivo de mantener un enfoque sistemático, y dado que se trata de un escenario simulado, se ha aplicado un porcentaje fijo sobre el valor inicial del sistema de distribución para determinar los valores máximos y mínimos de las distintas potencias, que se ha establecido para todos ellos del 50%. No obstante, cabe señalar que estos valores podrían ser aleatorios o diferentes en cada nudo, ya que el optimizador puede trabajar con cualquier rango de potencia que se le asigne. El coste asociado a las pérdidas de potencias es de 0.4 eur/kW y el asociado a la potencia flexible es de 0.04 eur/kVA.

El código que realiza el algoritmo se ejecuta en Matlab en un PC con un procesador AMD Ryzen 5 2500U con Radeon Vega Mobile Gfx a 2.00 GHz y 16.0 GB de RAM. Una vez aplicado el algoritmo al sistema de Kumamoto de la figura 7.3 y, por tanto, haber realizado la optimización a todos los sistemas radiales factibles, se presenta el sistema más óptimo y se evalúa el conjunto de los resultados obtenidos, siendo el tiempo de ejecución de 52.8784 segundos.

Se encontraron 432 sistemas factibles y se han optimizado todos ellos. El sistema etiquetado como número 175 es el que presenta menores costes totales, por tanto, se considera el óptimo. En la figura 7.4 a) y b) se observa el esquema de su topología y el perfil de tensión, respectivamente.

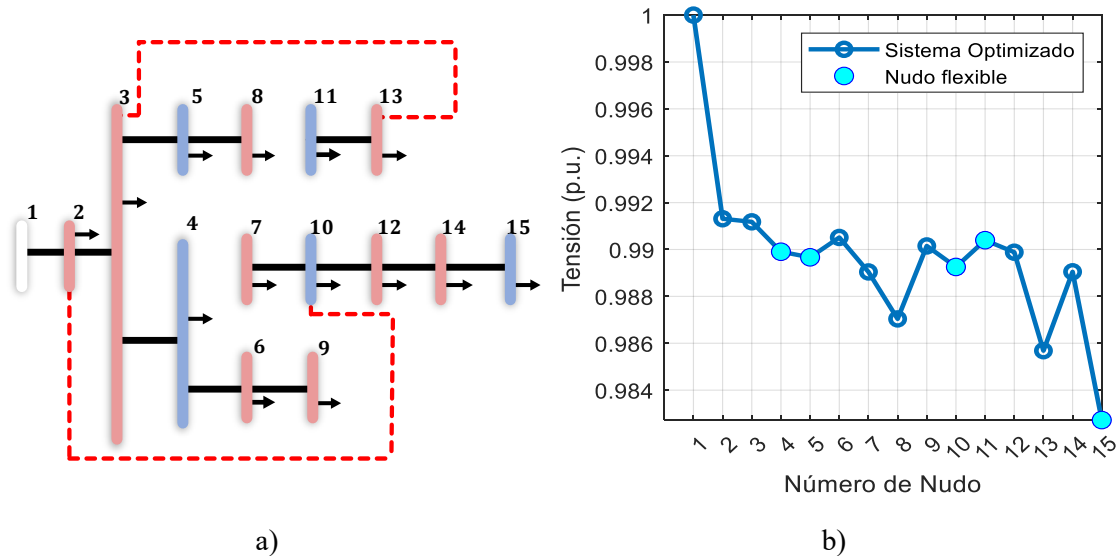


Figura 7.4 Sistema reconfigurado número 175, sistema óptimo a) Topología b) Perfil de tensión

El sistema base (inicial) presenta 0.006484695 p.u. (64.85 kW) de pérdida de potencia, con un coste de 25.9387 eur. mientras que el sistema óptimo presenta 0.0028515 p.u. (28.5 kW) con un coste de 11.406210 eur. Con respecto a los costes totales: en el caso de sistema base el coste total es igual que el coste de las pérdidas puesto que no se está haciendo uso de potencia flexible. En cambio, en el sistema optimizado hay un coste de 0.000013 eur, prácticamente no ha hecho uso de la potencia flexible. En el sistema óptimo, se reducen las pérdidas un 43.9% con respecto al sistema base, y de igual forma se reducen los costes.

La razón de porque en este sistema el optimizador no ha hecho uso de esa potencia flexible en los diferentes nudos es por la baja rentabilidad que ésta supondría para el cómputo total en las pérdidas totales, es decir, usar la potencia flexible no tiene una repercusión lo suficientemente rentable como para hacer uso de ella. En cambio, para otros sistemas sí que se observa que el uso de la potencia flexible ha disminuido considerablemente los costes totales.

En la figura 7.5 a) se muestran las pérdidas de potencia totales de cada sistema optimizado, comparadas con las del sistema base (señalado con una línea discontinua negra). Se puede

observar que un número significativo de configuraciones optimizadas presentan pérdidas menores en comparación con el sistema base, lo que demuestra la eficacia del algoritmo de optimización en mejorar la eficiencia del sistema en varios casos. No obstante, se identifican 309 sistemas de un total de 432 que, tras la optimización, exhiben pérdidas superiores. En la gráfica, el sistema número 175, resaltado en rojo, se destaca como el sistema óptimo, ya que logra las pérdidas más bajas. Por otro lado, la figura 7.5 b) representa los costes totales asociados a cada sistema optimizado. Al comparar ambas gráficas, se nota que la relación entre pérdidas de potencia y costes no es directamente proporcional. Esto se debe a que, en muchos casos, el algoritmo ha hecho un uso considerable de la potencia flexible para reducir los costes, lo que explica que, aunque algunos sistemas presenten mayores pérdidas, se compensen con una reducción en los costes totales.

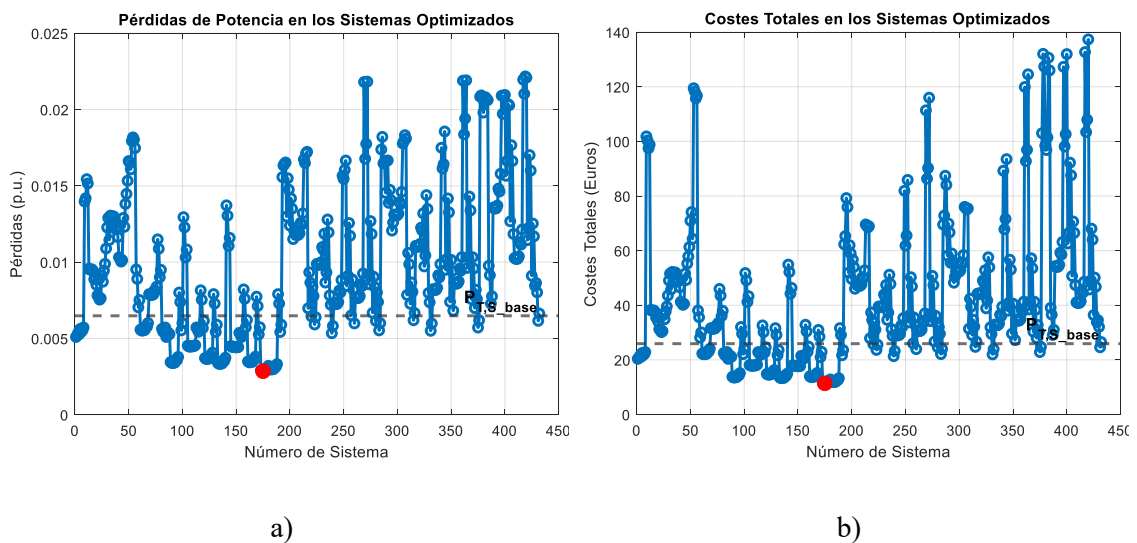


Figura 7.5 Datos de los sistemas optimizados a) Pérdidas totales b) Costes totales

En la figura 7.6, se ilustra la superficie de los perfiles de tensiones para cada nudo en los diferentes sistemas optimizados. Esta gráfica tridimensional permite visualizar cómo las tensiones varían en función de la configuración del sistema y del nudo considerado. Es evidente que no todas las configuraciones cumplen con las restricciones de tensión, ya que se pueden observar picos de tensión fuera del rango permitido ( $0.95 \leq V \leq 1.05$ ).

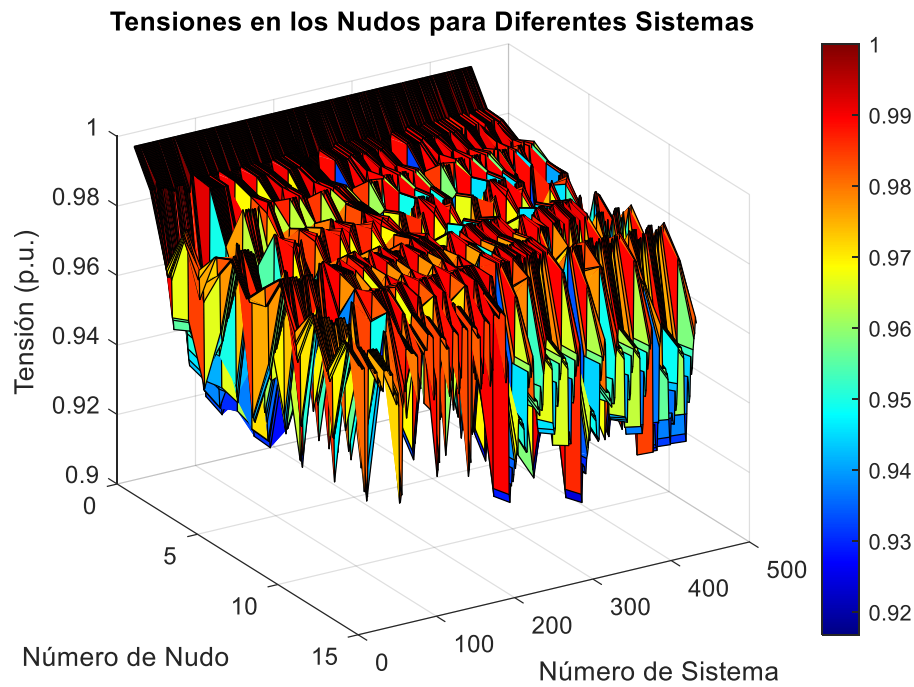


Figura 7.6 Superficie de los perfiles de tensión en los diferentes nudos para los diferentes sistemas optimizados

Para profundizar en este análisis, la figura 7.7 presenta una vista más enfocada en los picos de tensión en los diferentes sistemas optimizados. Aquí se destacan aquellos sistemas que no cumplen con las restricciones de tensión, mostrando claramente cómo los perfiles de tensiones de algunos sistemas caen por debajo del límite inferior de 0.95 p.u., lo que los descalifica como configuraciones viables. Este análisis es crucial, ya que permite filtrar y descartar automáticamente aquellas configuraciones que no cumplen las restricciones de tensión. Aunque se hayan establecido en el optimizador, puede ocurrir que, en la variedad de sistemas reconfigurados, ningún valor de potencia activa y reactiva en los nudos flexibles resulte en un sistema con valores de tensiones fuera del rango debido a la naturaleza de la topología (organización de los nudos). Un total de 89 sistemas reconfigurados de los 432 totales no cumplen con los límites de tensión impuestos.

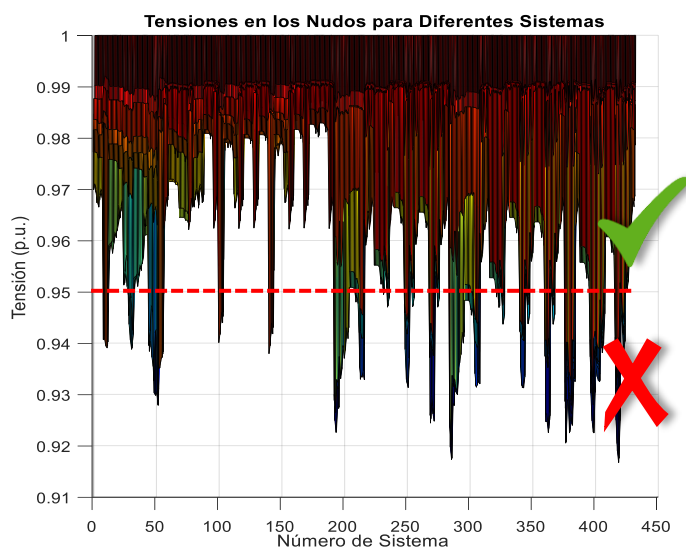


Figura 7.7 Visualización de los picos de tensión en los diferentes sistemas optimizados

En la figura 7.8 se correlacionan las tensiones y las pérdidas de potencia, así se ofrece una visión conjunta que permite comparar el “rendimiento” de cada sistema desde ambas perspectivas. Se observa que los sistemas con mejores perfiles de tensión, es decir, aquellos que presentan menores caídas de tensión a lo largo de su perfil, tienden a presentar menores pérdidas de potencia. Esto sugiere que un buen control de las tensiones no solo es necesario para mantener buenos niveles de tensión en el sistema, sino que también está asociado a una mayor eficiencia en términos de pérdidas de potencia. En contraste con esto, los sistemas que muestran tensiones con mayores caídas de tensión tienden a tener mayores pérdidas.

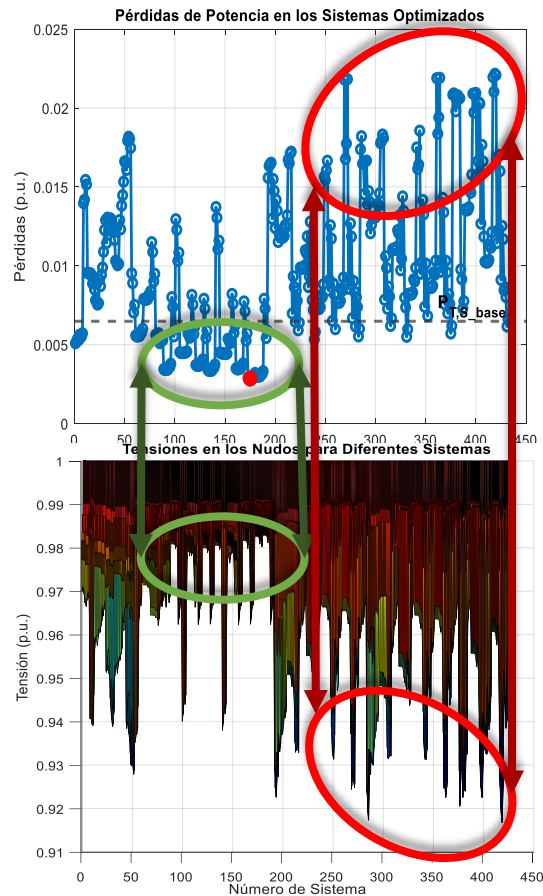


Figura 7.8 Visualización de la correlación entre las caídas de tensión y las pérdidas que se producen

En la figura 7.9 se muestran los costes totales de los sistemas optimizados tanto con (en naranja) como sin (en azul) el uso de la potencia flexible (P flex). El objetivo de esta figura es verificar el funcionamiento del algoritmo de optimización y su capacidad para reducir los costes totales mediante el uso inteligente de la potencia flexible. Al comparar ambos conjuntos de datos, se observa que el uso de la potencia flexible (representado en naranja) es predominante en aquellos sistemas en los que su aplicación resulta rentable. Esto se evidencia claramente a partir de los 80 euros, aproximadamente. En este punto, los sistemas que hacen uso de la potencia flexible logran una reducción significativa en los costes totales en comparación con aquellos que no la utilizan (representados en azul). Esto confirma que el optimizador toma decisiones acertadas, aplicando la potencia flexible en configuraciones donde su impacto económico es notable, permitiendo una disminución de los costes cuando es más ventajoso hacerlo. De este modo, se puede verificar que el algoritmo no solo identifica configuraciones óptimas en términos de pérdidas de potencia, sino que también sabe cuándo es rentable hacer uso de la potencia flexible para minimizar los costes totales.

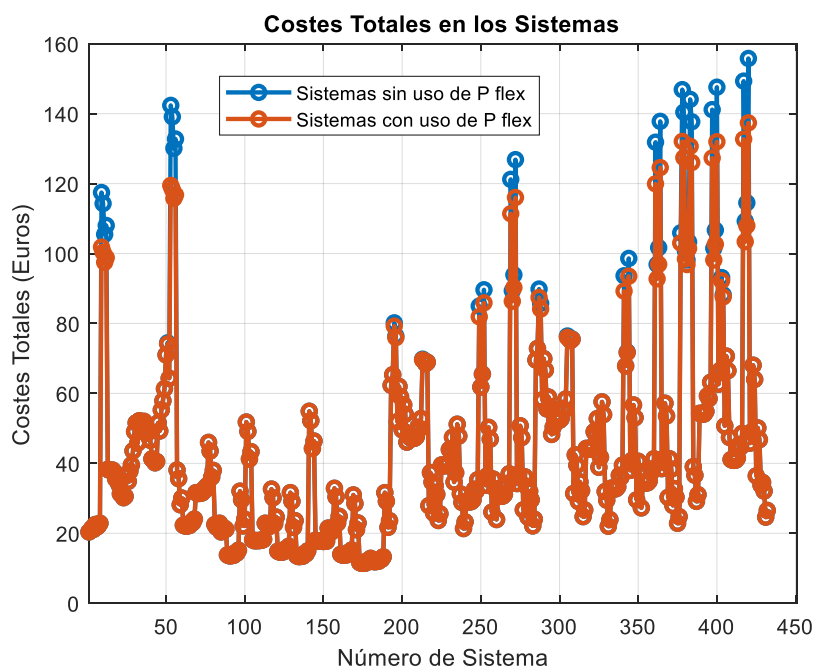


Figura 7.9 Costes totales de los sistemas reconfigurados, en azul sin uso y en naranja con uso de potencia flexible (optimizados)

Es importante destacar que los costes totales en azul, al no incluir el uso de la potencia flexible, corresponden a los mismos resultados que proporcionaría OPRERES, escalados por medio del factor coste de las pérdidas. De esta manera, este planteamiento de optimización es una continuación de OPRERES, ampliando su funcionalidad para optimizar no solo la reconfiguración, sino también los costes totales mediante el uso de la potencia flexible que proporcionan las redes.



## CAPÍTULO 8

---

# Conclusiones y Líneas Futuras

### 8.1 Conclusiones

A lo largo del trabajo presentado en esta tesis se ha abordado la integración de  $\mu$ redes eléctricas en el sistema de distribución, centrándose en la optimización de la flexibilidad tanto en la demanda como en la generación. Se ha investigado el control de las TCL, que representan una porción significativa del consumo energético en  $\mu$ redes, y su potencial para participar en servicios de respuesta a la demanda. Se han usado modelos avanzados y adaptables de TCL permitiendo optimizar las  $\mu$ redes que las incorporan mediante GA, y se han minimizado los costes energéticos sin comprometer el confort térmico. Asimismo, se ha implementado un sistema de control para mini aerogeneradores, que optimiza su operación en función de las condiciones del viento y la demanda energética, sin la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía. Además, con el objetivo de realizar dicho control, se ha construido una plataforma de experimentación que funde la teoría de máquinas eléctricas con el estudio de la mini eólica. Este control incluye la reserva de potencia, aspecto clave para la integración de las fuentes de energía renovable en  $\mu$ redes.

Con idea de evaluar las DG y las  $\mu$ redes, se ha desarrollado una herramienta de flujo de cargas para sistemas radiales (la topología predominante en los sistemas de distribución) y un algoritmo de optimización mediante reconfiguraciones, todo ello implementado en una interfaz gráfica. Esta interfaz o programa creado, llamado OPRERES, se encuentra registrado en el Registro de la Propiedad Intelectual. Con OPRERES es posible determinar las configuraciones que reducen las pérdidas de potencias de un sistema eléctrico y/o mejoran el perfil de tensiones, todo ello mediante

reconfiguraciones en la topología.

El capítulo 7 integra el enfoque de gestión de TCL y la operación de mini aerogeneradores en una metodología coordinada para la reconfiguración de redes de distribución, donde el análisis de los sistemas mediante el flujo de carga ha sido primordial. Se ha demostrado cómo la flexibilidad en los nudos de generación y demanda, apoyada por la optimización del flujo de cargas y la reconfiguración de la topología de las redes, permite una mejora significativa en la eficiencia de los sistemas de distribución, llegando a reducir las pérdidas de potencia hasta en un 60%. Además, se ha verificado que este enfoque permite una participación activa de las comunidades energéticas o  $\mu$ redes, proporcionando capacidad de respuesta adicional al sistema eléctrico sin la necesidad de **almacenamiento energético**.

Esta tesis presenta soluciones orientadas a mejorar la eficiencia energética de las instalaciones eléctricas, así como de la red general, con implicaciones directas en el bienestar social y económico. Para los usuarios finales, la optimización de las TCL permite reducir significativamente el consumo energético, lo que se traduce en facturas más bajas. Además, con la propuesta que se expone en la tesis, estos sistemas térmicos pueden ponerse al servicio del OS y el usuario puede verse recompensado mediante incentivos, sin comprometer su confort. Estos mismos incentivos se pueden percibir también mejorando el control de la DG que contienen las instalaciones. El control propuesto para los mini aerogeneradores abre esta posibilidad de inyección controlada. Esta tesis al centrarse en instalaciones/ $\mu$ redes que no requieren la instalación de baterías, elimina uno de los costes más elevados, lo que también incrementa el ahorro para los usuarios. En este contexto, la red misma puede actuar como una batería virtual, absorbiendo y gestionando el exceso de generación.

Para el OS, la solución propuesta de reconfiguración de las topologías de las redes proporcionan una mejora en la estabilidad del sistema, así como la reducción de las pérdidas de potencias en las líneas y los costes asociados. Además, al facilitarse la integración de la DG, se aumenta su penetración en el sistema eléctrico, lo que disminuye la dependencia de combustibles fósiles y de los países que los producen. A largo plazo, se fortalece la independencia energética y se contribuye a una reducción significativa de las emisiones de CO<sub>2</sub>, apoyando los objetivos globales de sostenibilidad.

## 8.2 Líneas para futuros trabajos

Con el trabajo presentado se han alcanzado los objetivos propuestos de manera efectiva, pero hay que mencionar que existen diversas áreas de investigación que podrían enriquecer aún más el enfoque y la eficiencia de los diferentes aspectos que se han ido tratando. A continuación, se presentan algunas líneas futuras que podrían ser exploradas:

- **Integración de comportamiento humano en redes:** Al tratar con redes, viviendas y el uso intensivo de cargas termostáticas, es crucial incorporar en futuras investigaciones la representación del comportamiento humano. Esto implica modelar la probabilidad del uso de las diferentes cargas termostáticas y cómo estas interacciones pueden influir en los perfiles de encendido/apagado (ON/OFF). Asimismo, sería de gran valor implementar y validar un sistema inteligente en un entorno experimental que gestionase diferentes cargas termostáticas, aplicando directamente el algoritmo de optimización propuesto en una microrred a escala de laboratorio.
- **Optimización del control de la generación minieólica mediante IA:** Si bien el control implementado para la generación minieólica ha demostrado ser fiable, futuras investigaciones podrían centrarse en la integración de inteligencia artificial (IA) que incorpore funcionalidades avanzadas de predicción y análisis de grandes volúmenes de datos. Esto permitiría realizar predicciones más precisas de las condiciones de viento basadas en datos meteorológicos, mejorando la capacidad de garantizar una energía fiable al operador del sistema (OS), incluso en condiciones de incertidumbre.
- **Mejoras y expansión de funcionalidades en OPRERES:** Para futuras versiones del software OPRERES, se podrían incorporar nuevos índices de evaluación que consideren aspectos como los costes y la fiabilidad de los sistemas. Además, sería beneficioso permitir a los usuarios personalizar la función objetivo según sus necesidades específicas, incrementando la flexibilidad y aplicabilidad del software. Paralelamente, la exploración de métodos de optimización que permitan reconfiguraciones sin necesidad de resolver explícitamente los sistemas podría reducir significativamente el coste computacional, aunque con la consideración de que esto podría limitar la garantía de alcanzar un óptimo global.
- **Implementación de índices de flexibilidad energética en redes:** En una perspectiva más general, se propone la incorporación de índices cuantitativos que, basados en la literatura científica, midan la energía disponible en una microrred, es decir, la cantidad de potencia y la duración durante la cual se dispone de flexibilidad de potencia en el sistema. Esto se aplicaría tanto a los sistemas termodinámicos como a la generación eólica, y podría implicar el desarrollo de modelos probabilísticos para capturar la variabilidad inherente en estos sistemas.

- **Optimización multiobjetivo para la fiabilidad y sostenibilidad:** Una línea futura de investigación para el algoritmo propuesto en el capítulo 7, podría centrarse en la formulación de problemas de optimización multiobjetivo que consideren, además de la minimización de las pérdidas y la estabilidad de tensión, otros factores clave como la fiabilidad del sistema y la sostenibilidad ambiental. Este enfoque permitiría optimizar no solo el rendimiento técnico, sino también la adaptabilidad y sostenibilidad de las redes en un entorno energético cada vez más complejo e interconectado.
- **Incorporación de la dependencia entre P y Q de los nudos flexibles:** En la metodología propuesta en el capítulo 7, se ha asumido que el optimizador puede ajustar la potencia activa (P) de un nudo flexible de manera independiente, sin necesidad de modificar la potencia reactiva (Q). Esta es una simplificación que no refleja completamente las condiciones reales del sistema eléctrico, ya que, en la práctica, existe una interdependencia entre la potencia activa y la reactiva, especialmente en nudos generadores o dispositivos como inversores, donde las variaciones en la potencia activa pueden afectar a la potencia reactiva y viceversa. Para futuros trabajos, se sugiere incluir esta dependencia entre P y Q en el modelo de optimización, con el fin de obtener resultados más realistas y representar con mayor precisión el comportamiento de los sistemas eléctricos.

## Lista de publicaciones asociadas a esta Tesis

---

Los siguientes artículos asociados a esta Tesis han sido publicados o están en proceso de revisión para su publicación:

### ARTÍCULOS EN REVISTAS JCR

1. J. Clavijo-Camacho and F. J. Ruiz-Rodriguez, “*Improving the Reliability of an Electric Power System by Biomass-Fueled Gas Engine*,” *Energies*, vol. 15, no. 22, p. 8451, Nov. 2022, doi: 10.3390/en15228451.
2. Jesus Clavijo-Camacho, Gabriel Gomez-Ruiz, Francisco J. Ruiz-Rodriguez, Reyes Sanchez-Herrera, “*A modular IGBT power stack – based and open hardware framework for small wind turbines assessment*”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol 66, Jun 2024, 103804, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103804>.
3. Jesus Clavijo-Camacho, Reyes S. Herrera, Francisco J. Ruiz-Rodriguez, and Juan P. Torreglosa, “*Data-Driven Control Strategy for Dynamic Power Reserve and MPPT in Small Wind Turbines*”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, (Enviada y siendo revisada en *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, Agosto 2024).
4. Jesus Clavijo-Camacho, Gabriel Gomez-Ruiz, Reyes Sanchez-Herrera, J. A. Hernandez Torres “*Day-Ahead TCL Dispatch Optimization: An Integer Genetic Algorithm Approach Based on Microgrids Composition*”, *Energy and Building*, (Enviada y siendo revisada en *Energy and Building*, Elsevier, Julio 2024)
5. Jesus Clavijo-Camacho, Francisco J. Ruiz-Rodriguez, Juan Pérez-Ruiz, Reyes Sanchez-Herrera, “*OPRERES: A Multi-Objective Decision-Making App for Optimal Reconfiguration of Electrical Systems Based on Grid Performance*”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, (Enviada y siendo revisada en *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, Octubre 2024)
6. Jesus Clavijo-Camacho, Francisco J. Ruiz-Rodriguez, Reyes Sanchez-Herrera, “*Advanced*

*Distribution System Optimization: Utilizing Flexible Power Buses and Network Reconfiguration*" (Enviada y siendo revisada en Applied Science, Octubre 2024)

## ARTÍCULOS EN CONFERENCIAS

1. Jesus Clavijo-Camacho, Francisco J. Ruiz-Rodríguez, Reyes S. Herrera y J. A. Hernández Torres, "*Mejora de la fiabilidad de un sistema eléctrico de distribución mediante reconfiguración con enfoque probabilista*", VI Jornadas ScienCity 2023
2. Jesus Clavijo-Camacho; Francisco J. Ruiz-Rodríguez; Reyes S. Herrera; J. A. Hernández Torres, "*USER-FRIENDLY SOFTWARE FOR ELECTRICAL CONDUCTOR CALCULATIONS AND SELECTION IN COMPLIANCE WITH REBT REGULATIONS FOR BUILDING INSTALLATIONS*" IX International Conference on Technological Innovation in Building
3. Jesus Clavijo-Camacho, Francisco J. Ruiz-Rodríguez, Reyes S. Herrera, Gabriel Gomez Ruiz, "*Optimización de Sistemas de Distribución a través de Nudos de Potencia Flexible y Reconfiguración de la Red*", VII Jornadas ScienCity 2024

## **Financiación para la realización de la Tesis**

---

Este trabajo de investigación ha sido desarrollado gracias al apoyo del proyecto PID2020-117828RB-I00 “Sistema de control integral para optimizar la demanda energética de microrredes eléctricas (SOSGED)”, otorgado por el MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades de España.

Durante toda la realización de esta Tesis Doctoral, el doctorando ha disfrutado de una beca de investigación “INVESTIGO” financiada por la Unión Europea – NextGenerationEU. Con expediente HU/INV/0004/2022.



Las referencias bibliográficas que se han utilizado para la realización de esta Tesis Doctoral se han ordenado según el orden de aparición en el documento.

## Bibliografía

- [1] «Régimen Retributivo Específico», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-retributivo-especifico.html>
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica, *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, vol. BOE-A-2019-5089. 2019, pp. 35674-35719. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- [3] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, y N. D. Hatziargyriou, «Trends in Microgrid Control», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n.º 4, pp. 1905-1919, jul. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [4] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, y M. Castilla, «Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n.º 1, pp. 158-172, ene. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [5] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, y P. Rodríguez, «Control of Power Converters in AC Microgrids», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, n.º 11, pp. 4734-4749, nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [6] R. Eléctrica, «Operación del sistema eléctrico», Red Eléctrica. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [7] «Heating and cooling». Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en)
- [8] J. Wang, Y. Shi, y Y. Zhou, «Intelligent Demand Response for Industrial Energy Management Considering Thermostatically Controlled Loads and EVs», *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 15, n.º 6, pp. 3432-3442, jun. 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2875866.
- [9] S. A. B. dos Santos, J. M. Soares, G. C. Barroso, y B. de A. Prata, «Demand response application in industrial scenarios: A systematic mapping of practical implementation», *EXPERT Syst. Appl.*, vol. 215, p. 119393, abr. 2023, doi: 10.1016/j.eswa.2022.119393.
- [10] M. Calixto Molina, *Modelización matemática de sistemas dinámicos*. Universidad Politécnica de Cartagena, 2007. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=573784>
- [11] D. P. Chassin, J. Stoustrup, P. Agathoklis, y N. Djilali, «A new thermostat for real-time price demand response: Cost, comfort and energy impacts of discrete-time control without

- deadband», *Appl. Energy*, vol. 155, pp. 816-825, oct. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.06.048.
- [12] B. Aluisio, M. Dicorato, G. Forte, G. Litrico, y M. Trovato, «Integration of heat production and thermal comfort models in microgrid operation planning», *Sustain. ENERGY GRIDS Netw.*, vol. 16, pp. 37-54, dic. 2018, doi: 10.1016/j.segan.2018.05.004.
- [13] R. Morsali, G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, A. Stojcevski, y R. Kowalczyk, «A relaxed constrained decentralised demand side management system of a community-based residential microgrid with realistic appliance models», *Appl. ENERGY*, vol. 277, p. 115626, nov. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115626.
- [14] A. Kumar, A. R. Singh, R. S. Kumar, Y. Deng, X. He, R. C. Bansal, P. Kumar, y R. M. Naidoo, «An effective energy management system for intensified grid-connected microgrids», *ENERGY STRATEGY Rev.*, vol. 50, p. 101222, nov. 2023, doi: 10.1016/j.esr.2023.101222.
- [15] H. Shuai, J. Fang, X. Ai, Y. Tang, J. Wen, y H. He, «Stochastic Optimization of Economic Dispatch for Microgrid Based on Approximate Dynamic Programming», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 10, n.º 3, pp. 2440-2452, may 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2798039.
- [16] X. Xue, J. Fang, X. Ai, S. Cui, Y. Jiang, W. Yao, y J. Wen, «A Fully Distributed ADP Algorithm for Real-Time Economic Dispatch of Microgrid», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 15, n.º 1, pp. 513-528, ene. 2024, doi: 10.1109/TSG.2023.3273418.
- [17] T. H. B. Huy, H. T. Dinh, D. N. Vo, y D. Kim, «Real-time energy scheduling for home energy management systems with an energy storage system and electric vehicle based on a supervised-learning-based strategy», *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 292, p. 117340, sep. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117340.
- [18] Z. Luo, J. Peng, y R. Yin, «Many-objective day-ahead optimal scheduling of residential flexible loads integrated with stochastic occupant behavior models», *Appl. Energy*, vol. 347, p. 121348, oct. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121348.
- [19] D. G. Rosero, N. L. Diaz, y C. L. Trujillo, «Cloud and machine learning experiments applied to the energy management in a microgrid cluster», *Appl. ENERGY*, vol. 304, p. 117770, dic. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117770.
- [20] Z. A. Obaid, L. Cipcigan, y M. T. Muhssin, «Design of a hybrid fuzzy/Markov chain-based hierarchal demand-side frequency control», en *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, jul. 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8273821.
- [21] Y. Ji, J. Wang, J. Xu, y D. Li, «Data-Driven Online Energy Scheduling of a Microgrid Based on Deep Reinforcement Learning», *ENERGIES*, vol. 14, n.º 8, p. 2120, abr. 2021, doi: 10.3390/en14082120.
- [22] H. Zhang, S. Seal, D. Wu, F. Bouffard, y B. Boulet, «Building Energy Management With Reinforcement Learning and Model Predictive Control: A Survey», *IEEE ACCESS*, vol. 10, pp. 27853-27862, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3156581.
- [23] J. Zhang, D. Qin, Y. Ye, Y. He, X. Fu, J. Yang, G. Shi, y H. Zhang, «Multi-Time Scale Economic Scheduling Method Based on Day-Ahead Robust Optimization and Intraday MPC Rolling Optimization for Microgrid», *IEEE ACCESS*, vol. 9, pp. 140315-140324, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3118716.
- [24] Y. Zhang, F. Meng, R. Wang, B. Kazemtabrizi, y J. Shi, «Uncertainty-resistant stochastic MPC approach for optimal operation of CHP microgrid», *ENERGY*, vol. 179, pp. 1265-1278, jul. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.151.

- 
- [25] S. Pang, Z. Zheng, X. Xiao, C. Huang, S. Zhang, J. Li, Y. Zong, y S. You, «Collaborative power tracking method of diversified thermal loads for optimal demand response: A MILP-Based decomposition algorithm», *Appl. Energy*, vol. 327, p. 120006, dic. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120006.
- [26] X. Mao, M. Xue, T. Zhang, W. Tan, Z. Zhang, Y. Pan, H. Wu, y Z. Lin, «Centralized bidding mechanism of demand response based on blockchain», *ENERGY Rep.*, vol. 8, pp. 111-117, ago. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.02.145.
- [27] K. Sakurama y M. Miura, «Communication-Based Decentralized Demand Response for Smart Microgrids», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, n.º 6, pp. 5192-5202, jun. 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2631133.
- [28] A. Elkasrawy y B. Venkatesh, «Positive demand response and multi-hour net benefit test», *Electr. POWER Syst. Res.*, vol. 183, p. 106275, jun. 2020, doi: 10.1016/j.epr.2020.106275.
- [29] A. Zakariazadeh, O. Homaei, S. Jadid, y P. Siano, «A new approach for real time voltage control using demand response in an automated distribution system», *Appl. ENERGY*, vol. 117, pp. 157-166, mar. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.12.004.
- [30] S. M. Ghorashi, M. Rastegar, S. Senemmar, y A. R. Seifi, «Optimal design of reward-penalty demand response programs in smart power grids», *Sustain. CITIES Soc.*, vol. 60, p. 102150, sep. 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102150.
- [31] K. Xie, H. Hui, y Y. Ding, «Review of modeling and control strategy of thermostatically controlled loads for virtual energy storage system», *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 4, n.º 1, p. 23, dic. 2019, doi: 10.1186/s41601-019-0135-3.
- [32] G. Fambri, P. Marocco, M. Badami, y D. Tsagkrasoulis, «The flexibility of virtual energy storage based on the thermal inertia of buildings in renewable energy communities: A techno-economic analysis and comparison with the electric battery solution», *J. ENERGY STORAGE*, vol. 73, p. 109083, dic. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.109083.
- [33] X. Kong, B. Sun, J. Zhang, S. Li, y Q. Yang, «Power Retailer Air-Conditioning Load Aggregation Operation Control Method and Demand Response», *IEEE ACCESS*, vol. 8, pp. 112041-112056, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3003278.
- [34] Z. Yin, Y. Che, D. Li, H. Liu, y D. Yu, «Optimal Scheduling Strategy for Domestic Electric Water Heaters Based on the Temperature State Priority List», *ENERGIES*, vol. 10, n.º 9, p. 1425, sep. 2017, doi: 10.3390/en10091425.
- [35] M. Song, C. Gao, M. Shahidehpour, Z. Li, J. Yang, y H. Yan, «State Space Modeling and Control of Aggregated TCLs for Regulation Services in Power Grids», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 10, n.º 4, pp. 4095-4106, jul. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2849321.
- [36] A. Afram, A. S. Fung, F. Janabi-Sharifi, y K. Raahemifar, «Development and performance comparison of low-order black-box models for a residential HVAC system», *J. Build. Eng.*, vol. 15, pp. 137-155, ene. 2018, doi: 10.1016/j.job.2017.11.021.
- [37] F. Jorissen, D. Picard, K. Six, y L. Helsen, «Detailed White-Box Non-Linear Model Predictive Control for Scalable Building HVAC Control», *Model. Conf.*, pp. 315-323, sep. 2021, doi: 10.3384/ecp21181315.
- [38] S. M. Abtahi, A. K. Athienitis, y B. Delcroix, «Archetype Building Energy Models for Residential Sector: Importance of Uncontrolled Inputs in Predictive Control and Energy Flexibility», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2654, n.º 1, p. 012058, dic. 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2654/1/012058.
- [39] P. D. van Schalkwyk, J. A. A. Engelbrecht, y M. J. Booysen, «Thermal Stratification and
-

- Temperature Variation in Horizontal Electric Water Heaters: A Characterisation Platform», *Energies*, vol. 15, n.º 8, Art. n.º 8, ene. 2022, doi: 10.3390/en15082840.
- [40] K. R. Deutz, G.-L. Charles, O. Cauret, R. Rullière, y P. Haberschill, «Detailed and dynamic variable speed air source heat pump water heater model: Combining a zonal tank model approach with a grey box heat pump model», *Int. J. Refrig.*, vol. 92, pp. 55-69, ago. 2018, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2018.05.022.
- [41] O. M. Brastein, D. W. U. Perera, C. Pfeifer, y N.-O. Skeie, «Parameter estimation for grey-box models of building thermal behaviour», *Energy Build.*, vol. 169, pp. 58-68, jun. 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.03.057.
- [42] C. J. L. Hermes, C. Melo, F. T. Knabben, y J. M. Gonçalves, «Prediction of the energy consumption of household refrigerators and freezers via steady-state simulation», *Appl. Energy*, vol. 86, n.º 7, pp. 1311-1319, jul. 2009, doi: 10.1016/j.apenergy.2008.10.008.
- [43] G. T. Costanzo, F. Sossan, M. Marinelli, P. Bacher, y H. Madsen, «Grey-box modeling for system identification of household refrigerators: A step toward smart appliances», en *2013 4th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, jun. 2013, pp. 1-5. doi: 10.1109/IYCE.2013.6604197.
- [44] F. Sossan, V. Lakshmanan, G. T. Costanzo, M. Marinelli, P. J. Douglass, y H. Bindner, «Grey-box modelling of a household refrigeration unit using time series data in application to demand side management», *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 5, pp. 1-12, mar. 2016, doi: 10.1016/j.segan.2015.10.003.
- [45] D. Whitley, «A genetic algorithm tutorial», *Stat. Comput.*, vol. 4, n.º 2, jun. 1994, doi: 10.1007/BF00175354.
- [46] X. Jin, K. Baker, D. Christensen, y S. Isley, «Foresee: A user-centric home energy management system for energy efficiency and demand response», *Appl. Energy*, vol. 205, pp. 1583-1595, nov. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.166.
- [47] J. Wang, Y. Jiang, C. Y. Tang, y L. Song, «Analysis of predicted mean vote-based model predictive control for residential HVAC systems», *Build. Environ.*, vol. 229, p. 109952, feb. 2023, doi: 10.1016/j.buildenv.2022.109952.
- [48] R. Eléctrica, «REData - Generación», Red Eléctrica. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [49] W. Liang y W. Liu, «Key technologies analysis of small scale non-grid-connected wind turbines: A review», en *2010 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, nov. 2010, pp. 1-6. doi: 10.1109/WNWEC.2010.5673189.
- [50] H. Polinder, F. F. A. Van Der Pijl, G.-J. De Vilder, y P. J. Tavner, «Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, n.º 3, pp. 725-733, 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.875476.
- [51] «Future research directions for the wind turbine generator system», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 481-489, sep. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.126.
- [52] K. Kamiev, J. Nerg, J. Pyrhonen, V. Zaboin, y J. Tapia, «Feasibility of an Armature-Reaction-Compensated Permanent-Magnet Synchronous Generator in Island Operation», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, n.º 9, pp. 5075-5085, sep. 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2289871.
- [53] J.-H. Kim, T.-S. O, Y.-S. Ri, S.-H. Kim, y C.-J. Yun, «Reduction of quadrature armature reaction in salient-pole synchronous generator by rotor flux barrier», *Electr. Eng.*, ago. 2023, doi: 10.1007/s00202-023-01955-8.

- 
- [54] Z. Qiu, Y. Chen, X. Liu, Y. Kang, y H. Liu, «Analysis of the sideband current harmonics and vibro-acoustics in the PMSM with SVPWM», *IET POWER Electron.*, vol. 13, n.º 5, pp. 1033-1040, abr. 2020, doi: 10.1049/iet-pel.2019.0661.
- [55] L. He, X. Gu, Y. Han, Z. Zhou, X. Tian, y G. Cheng, «Nonlinear dual action piezoelectric energy harvester for collecting wind energy from the environment», *J. ALLOYS Compd.*, vol. 889, p. 161711, dic. 2021, doi: 10.1016/j.jallcom.2021.161711.
- [56] W. Li, K. T. Chau, C. H. T. Lee, T. W. Ching, M. Chen, y J. Z. Jiang, «A new linear magnetic gear with adjustable gear ratios and its application for direct-drive wave energy extraction», *Renew. Energy*, vol. 105, pp. 199-208, may 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.12.026.
- [57] K. E. Okedu, M. Al Tobi, y S. Al Araithi, «Comparative Study of the Effects of Machine Parameters on DFIG and PMSG Variable Speed Wind Turbines During Grid Fault», *Front. ENERGY Res.*, vol. 9, p. 681443, may 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.681443.
- [58] S. Ganjefar, A. A. Ghassemi, y M. M. Ahmadi, «Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network», *ENERGY*, vol. 67, pp. 444-453, abr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.023.
- [59] H. Long, L. Wang, Z. Zhang, Z. Song, y J. Xu, «Data-Driven Wind Turbine Power Generation Performance Monitoring», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, n.º 10, pp. 6627-6635, oct. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2447508.
- [60] H. Jing y C. Zhao, «Adjustable piecewise regression strategy based wind turbine power forecasting for probabilistic condition monitoring», *Sustain. ENERGY Technol. Assess.*, vol. 52, p. 102013, ago. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102013.
- [61] J. M. Edwards, L. Angelo Danao, y R. J. Howell, «Novel Experimental Power Curve Determination and Computational Methods for the Performance Analysis of Vertical Axis Wind Turbines», *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 134, n.º 3, p. 031008, ago. 2012, doi: 10.1115/1.4006196.
- [62] M. Lydia, A. I. Selvakumar, S. S. Kumar, y G. E. P. Kumar, «Advanced Algorithms for Wind Turbine Power Curve Modeling», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, n.º 3, pp. 827-835, jul. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2247641.
- [63] K. Mok, «Identification of the power coefficient of wind turbines», en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, jun. 2005, pp. 2078-2082 Vol. 2. doi: 10.1109/PES.2005.1489074.
- [64] A. Kavousi, S. H. Fathi, J. Milimonfared, y M. N. Soltani, «Application of Boost Converter to Increase the Speed Range of Dual-Stator Winding Induction Generator in Wind Power Systems», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, n.º 11, pp. 9599-9610, nov. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2018.2797095.
- [65] J. Xie, X. Zhang, S. Huang, F. Huang, Z. Peng, Y. Dai, y X. Wu, «Characteristics Simulation Method of Megawatt Three-Blade Horizontal Axis Wind Turbine Based on Laboratory Kilowatt Low-Power Motor System», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, n.º 1, pp. 645-655, ene. 2022, doi: 10.1109/TIA.2021.3123116.
- [66] B. Li, Q. Yang, L. Duan, y Y. Sun, «Operator-as-a-Consumer: A Novel Energy Storage Sharing Approach Under Demand Charge», *IEEE Trans. Cybern.*, vol. 53, n.º 2, pp. 941-953, feb. 2023, doi: 10.1109/TCYB.2021.3088221.
- [67] X. Zhang, J. Bao, R. Wang, C. Zheng, y M. Skyllas-Kazacos, «Dissipativity based distributed economic model predictive control for residential microgrids with renewable energy generation and battery energy storage», *Renew. ENERGY*, vol. 100, pp. 18-34, ene. 2017,
-

doi: 10.1016/j.renene.2016.05.006.

- [68] H. Xin, Z. Lu, Y. Liu, y D. Gan, «A Center-Free Control Strategy for the Coordination of Multiple Photovoltaic Generators», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 5, n.º 3, pp. 1262-1269, may 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2302310.
- [69] J. M. Cano, R. S. Herrera, A. D. Martin, y J. R. Vazquez, «Complete and versatile remote controller for PV systems», *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 142, p. 108324, nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108324.
- [70] M. Kesraoui, N. Korichi, y A. Belkadi, «Maximum power point tracker of wind energy conversion system», *Renew. ENERGY*, vol. 36, n.º 10, pp. 2655-2662, oct. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.04.028.
- [71] E. H. Dursun y A. A. Kulaksiz, «MPPT Control of PMSG Based Small-Scale Wind Energy Conversion System Connected to DC-Bus», *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 21, n.º 2, p. 20190188, abr. 2020, doi: 10.1515/ijeeeps-2019-0188.
- [72] Z. M. Dalala, Z. U. Zahid, W. Yu, Y. Cho, y J.-S. Lai, «Design and Analysis of an MPPT Technique for Small-Scale Wind Energy Conversion Systems», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 28, n.º 3, pp. 756-767, sep. 2013, doi: 10.1109/TEC.2013.2259627.
- [73] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, y C. W. Tan, «An online optimum-relation-based maximum power point tracking algorithm for wind energy conversion system», en *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, sep. 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966524.
- [74] F. D. Bianchi, R. J. Mantz, y C. F. Christiansen, «Power regulation in pitch-controlled variable-speed WECS above rated wind speed», *Renew. Energy*, vol. 29, n.º 11, Art. n.º 11, sep. 2004, doi: 10.1016/j.renene.2004.02.009.
- [75] J. F. Hall, D. Palejiya, M. L. Shaltout, y D. Chen, «An Integrated Control and Design Framework for Optimizing Energy Capture and Component Life for a Wind Turbine Variable Ratio Gearbox», *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, n.º 2, p. 021022, abr. 2015, doi: 10.1115/1.4029812.
- [76] Y. Suh y T. A. Lipo, «Field excitation scheme using a machine-side 4-leg converter in MW-range WRSG wind turbine systems», en *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, oct. 2017, pp. 3316-3323. doi: 10.1109/ECCE.2017.8096598.
- [77] K. Ma, L. Tutelea, I. Boldea, D. M. Ionel, y F. Blaabjerg, «Power Electronic Drives, Controls, and Electric Generators for Large Wind Turbines—An Overview», *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 43, n.º 12, pp. 1406-1421, jul. 2015, doi: 10.1080/15325008.2015.1037470.
- [78] F. Blaabjerg, M. Liserre, y K. Ma, «Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, n.º 2, pp. 708-719, mar. 2012, doi: 10.1109/TIA.2011.2181290.
- [79] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, y R. A. McMahon, «Trends in Wind Turbine Generator Systems», *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 1, n.º 3, pp. 174-185, sep. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2280428.
- [80] R. A. Mastromauro, N. A. Orlando, D. Ricchiuto, M. Liserre, y A. Dell'Aquila, «Hierarchical control of a small wind turbine system for active integration in LV distribution network», en *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, jun. 2013, pp. 426-433. doi: 10.1109/ICCEP.2013.6587025.
- [81] P. J. Dos Santos Neto, A. Cecilio Pinto, T. A. Dos Santos Barros, y E. Ruppert Filho, «A Proposal to Control Active and Reactive Power in Distributed Generation Systems Using

- Small Wind Turbines», *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, n.º 10, pp. 1699-1706, oct. 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9387640.
- [82] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th edition. New York :McGraw-Hill, 2012.
- [83] J. D. M. De Kooning, L. Gevaert, J. Van de Vyver, T. L. Vandoorn, y L. Vandeveld, «Online estimation of the power coefficient versus tip-speed ratio curve of wind turbines», en *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, nov. 2013, pp. 1792-1797. doi: 10.1109/IECON.2013.6699403.
- [84] T. F. Chan y L. L. Lai, «An Axial-Flux Permanent-Magnet Synchronous Generator for a Direct-Coupled Wind-Turbine System», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, n.º 1, pp. 86-94, mar. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889546.
- [85] S. S. Laxminarayan, M. Singh, A. H. Saifee, y A. Mittal, «Design, modeling and simulation of variable speed Axial Flux Permanent Magnet Wind Generator», *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 19, pp. 114-124, feb. 2017, doi: 10.1016/j.seta.2017.01.004.
- [86] M. Rahimi, «Modeling, control and stability analysis of grid connected PMSG based wind turbine assisted with diode rectifier and boost converter», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 93, pp. 84-96, dic. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.05.019.
- [87] A. Urtasun, P. Sanchis, I. San Martín, J. López, y L. Marroyo, «Modeling of small wind turbines based on PMSG with diode bridge for sensorless maximum power tracking», *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 138-149, jul. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.12.035.
- [88] «Transporte de electricidad», Endesa. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/https://fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/transporte-de-electricidad>
- [89] A. M. Barrios09/13/2022, «Así funcionan las pérdidas de la red eléctrica», *El Periódico de la Energía*. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-funcionan-las-perdidas-de-la-red-electrica/>
- [90] B. G. FERMIN, *Sistemas de energía eléctrica*. Ediciones Paraninfo, S.A., 2004.
- [91] S. Janković y B. Ivanović, «Application of combined Newton–Raphson method to large load flow models», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 134-140, oct. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.024.
- [92] F. Mumtaz, M. H. Syed, M. A. Hosani, y H. H. Zeineldin, «A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, n.º 2, pp. 493-503, abr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2502482.
- [93] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, y G. X. Luo, «A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, n.º 2, pp. 753-762, may 1988, doi: 10.1109/59.192932.
- [94] A. Aguila-Téllez, D. González, G. Gutiérrez, y L. Ortiz, «Ubicación y dimensionamiento óptimo de Generación Distribuida en redes de distribución usando PSO», *ID Tecnológico*, vol. 18, n.º 1, pp. 50-68, jul. 2022, doi: 10.33412/idt.v18.1.3219.
- [95] Jen-Hao Teng, «A direct approach for distribution system load flow solutions», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, n.º 3, pp. 882-887, jul. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813818.
- [96] J.-H. Teng, «Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow», *IET*

- Gener. Transm. Amp Distrib.*, vol. 2, n.º 3, pp. 330-340, may 2008, doi: 10.1049/iet-gtd:20070165.
- [97] S. Aguilar Fernandez, «Análisis de la configuración de red de un Sistema Eléctrico de Distribución con Topología Radial». Universidad de Málaga, 2021.
- [98] C. S. Cheng y D. Shirmohammadi, «A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, n.º 2, pp. 671-679, may 1995, doi: 10.1109/59.387902.
- [99] I. IT, «Topología de Red: conozca los principales tipos», International IT. Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.internationalit.com/post/topologia-de-red-conozca-los-principales-tipos?lang=es>
- [100] J. Tsitsiklis, «Efficient Algorithms for Globally Optimal Trajectories», *IEEE Trans. Autom. CONTROL*, vol. 40, n.º 9, pp. 1528-1538, sep. 1995, doi: 10.1109/9.412624.
- [101] P. Chiradeja y R. Ramakumar, «An approach to quantify the technical benefits of distributed generation», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, n.º 4, pp. 764-773, dic. 2004, doi: 10.1109/TEC.2004.827704.
- [102] P. Goli, S. R. Gampa, N. M. Kumar, K. Jasthi, A. M. Parimi, D. Das, Ramesh. C. Bansal, P. Siano, y J. M. Guerrero, «Strategic planning of distribution network integrated with EV charging stations using fuzzy pareto optimality for performance improvement and grid-side emission reduction benefits», *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 36, p. 101199, dic. 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101199.
- [103] «IEA – International Energy Agency», IEA. Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org>
- [104] W. Kong, Z. Y. Dong, Y. Jia, D. J. Hill, Y. Xu, y Y. Zhang, «Short-Term Residential Load Forecasting Based on LSTM Recurrent Neural Network», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 10, n.º 1, pp. 841-851, ene. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2753802.
- [105] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, y M. Benghanem, «A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications», *Renew. Sustain. ENERGY Rev.*, vol. 44, pp. 751-766, abr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [106] R. Bayindir, E. Irmak, I. Colak, y A. Bektas, «Development of a real time energy monitoring platform», *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 33, n.º 1, pp. 137-146, ene. 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.06.018.
- [107] F. L. Quilumba, W.-J. Lee, H. Huang, D. Y. Wang, y R. L. Szabados, «Using Smart Meter Data to Improve the Accuracy of Intraday Load Forecasting Considering Customer Behavior Similarities», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 6, n.º 2, pp. 911-918, mar. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2364233.
- [108] J. Kwac, J. Flora, y R. Rajagopal, «Household Energy Consumption Segmentation Using Hourly Data», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 5, n.º 1, pp. 420-430, ene. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2278477.
- [109] G. Zhang, X. Yuan, W. Xiong, Q. Feng, y Y. Zhao, «Research on power supply recovery control technology of distribution network embedding with DC links», *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 152, p. 109265, oct. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109265.
- [110] J. Clavijo Camacho, F. J. Ruiz-Rodríguez, J. Pérez-Ruiz, y M. R. Sanchez-Herrera, *OPRERES v.0: Optimal Reconfiguration of Radial Electrical Systems*. (29 de julio de 2024).

---

Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.13120972.

- [111] «MATPOWER – Free, open-source tools for electric power system simulation and optimization». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://matpower.org/>
- [112] R. D. Zimmerman, C. Edmundo Murillo-Sanchez, y R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education», *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 26, n.º 1, pp. 12-19, feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [113] M. Parzen, H. Abdel-Khalek, E. Fedotova, M. Mahmood, M. M. Frysztacki, J. Hampp, L. Franken, L. Schumm, F. Neumann, D. Poli, A. Kiprakis, y D. Fioriti, «PyPSA-Earth. A new global open energy system optimization model demonstrated in Africa», *Appl. ENERGY*, vol. 341, p. 121096, jul. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121096.
- [114] «Introduction — PyPSA: Python for Power System Analysis». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/introduction.html>
- [115] «pandapower», pandapower. Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pandapower.org/>
- [116] «EasyPower Arc Flash Analysis Software». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.easypower.com/index.php>
- [117] «PSS® power system simulation and modeling software», siemens.com Global Website. Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software.html>
- [118] «CYME Software». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cyme.com/es/software/>
- [119] «ETAP | Solución de gestión de la energía | Plataforma gemela digital eléctrica». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://etap.com/es>
- [120] «PSI Neplan – power system analysis». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.neplan.ch/?lang=es>
- [121] U. Eminoglu, T. Gozel, y M. H. Hocaoglu, «DSPFAP: Distribution Systems Power Flow Analysis Package Using Matlab Graphical User Interface (GUI)», *Comput. Appl. Eng. Educ.*, vol. 18, n.º 1, pp. 1-13, mar. 2010, doi: 10.1002/cae.20209.
- [122] «PowerWorld» The visual approach to electric power systems». Accedido: 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.powerworld.com/>
- [123] D. Zhang, S. Li, P. Zeng, y C. Zang, «Optimal Microgrid Control and Power-Flow Study With Different Bidding Policies by Using PowerWorld Simulator», *IEEE Trans. Sustain. ENERGY*, vol. 5, n.º 1, pp. 282-292, ene. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2281811.
- [124] G. A. D. Vargas, D. J. Mosquera, y E. R. Trujillo, «Optimization of Topological Reconfiguration in Electric Power Systems Using Genetic Algorithm and Nonlinear Programming with Discontinuous Derivatives», *Electronics*, vol. 13, n.º 3, Art. n.º 3, ene. 2024, doi: 10.3390/electronics13030616.
- [125] T. Niknam, E. Azadfarsani, y M. Jabbari, «A new hybrid evolutionary algorithm based on new fuzzy adaptive PSO and NM algorithms for Distribution Feeder Reconfiguration», *Energy Convers. Manag.*, vol. 54, n.º 1, pp. 7-16, feb. 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2011.09.014.

- [126] B. Stojanović, T. Rajić, y D. Šošić, «Distribution network reconfiguration and reactive power compensation using a hybrid Simulated Annealing – Minimum spanning tree algorithm», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 147, p. 108829, may 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108829.
- [127] B. Yang, M. Zhang, Z. Guo, P. Cao, J. Yang, G. He, J. Yang, R. Su, X. Huang, M. Zhu, H. Lu, y D. Zhu, «Adaptive evolutionary jellyfish search algorithm based optimal photovoltaic array reconfiguration under partial shading condition for maximum power extraction», *EXPERT Syst. Appl.*, vol. 215, p. 119325, abr. 2023, doi: 10.1016/j.eswa.2022.119325.
- [128] H. Jia y C. Lu, «Guided learning strategy: A novel update mechanism for metaheuristic algorithms design and improvement», *Knowl.-BASED Syst.*, vol. 286, p. 111402, feb. 2024, doi: 10.1016/j.knosys.2024.111402.
- [129] L.-H. Tsai, «Network reconfiguration to enhance reliability of electric distribution systems», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 27, n.º 2, pp. 135-140, jul. 1993, doi: 10.1016/0378-7796(93)90037-F.
- [130] Q. Sun, Y. Yu, D. Li, y X. Hu, «A distribution network reconstruction method with DG and EV based on improved gravitation algorithm», *Syst. Sci. CONTROL Eng.*, vol. 9, pp. 6-13, may 2021, doi: 10.1080/21642583.2020.1833781.
- [131] S. Jo, J.-Y. Oh, J. Lee, S. Oh, H. S. Moon, C. Zhang, R. Gadh, y Y. T. Yoon, «Hybrid Genetic Algorithm With k-Nearest Neighbors for Radial Distribution Network Reconfiguration», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 15, n.º 3, pp. 2614-2624, may 2024, doi: 10.1109/TSG.2023.3324328.
- [132] H. Lotfi, «Multi-Objective Network Reconfiguration and Allocation of Capacitor Units in Radial Distribution System Using an Enhanced Artificial Bee Colony Optimization», *Electr. POWER Compon. Syst.*, vol. 49, n.º 13-14, pp. 1130-1142, may 2022, doi: 10.1080/15325008.2022.2049661.
- [133] B. Liu, M. Xu, y L. Gao, «Enhanced swarm intelligence optimization: Inspired by cellular coordination in immune systems», *Knowl.-BASED Syst.*, vol. 290, p. 111557, abr. 2024, doi: 10.1016/j.knosys.2024.111557.
- [134] T. Yang, Y. Guo, L. Deng, H. Sun, y W. Wu, «A Linear Branch Flow Model for Radial Distribution Networks and Its Application to Reactive Power Optimization and Network Reconfiguration», *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 12, n.º 3, pp. 2027-2036, may 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3039984.
- [135] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia, y C. Kang, «A Linearized OPF Model With Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n.º 2, pp. 1734-1745, mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2718551.
- [136] H. Yahyaoui, A. Dekdouk, y S. Krichen, «GPU-Based Power Flow Method a Multi-Objective Power Optimization Model for Reconfiguration Problem in Radial Distribution Networks», *Int. J. ENERGY Optim. Eng.*, vol. 7, n.º 4, pp. 56-67, dic. 2018, doi: 10.4018/IJEOE.2018100103.
- [137] A. Shaheen, A. Elsayed, A. Ginidi, R. El-Sehiemy, y E. Elattar, «Reconfiguration of electrical distribution network-based DG and capacitors allocations using artificial ecosystem optimizer: Practical case study», *Alex. Eng. J.*, vol. 61, n.º 8, pp. 6105-6118, ago. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.11.035.
- [138] F. J. Ruiz-Rodriguez, S. Kamel, M. H. Hassan, y J. A. Duenas, «Optimal reconfiguration

- of distribution systems considering reliability: Introducing long-term memory component AEO algorithm», *EXPERT Syst. Appl.*, vol. 249, p. 123467, sep. 2024, doi: 10.1016/j.eswa.2024.123467.
- [139] M. Jiang, Z. Wang, L. Qiu, S. Guo, X. Gao, y K. C. Tan, «A Fast Dynamic Evolutionary Multiobjective Algorithm via Manifold Transfer Learning», *IEEE Trans. Cybern.*, vol. 51, n.º 7, pp. 3417-3428, jul. 2021, doi: 10.1109/TCYB.2020.2989465.
- [140] S. Li, K. Tomsovic, y T. Hiyama, «Load following functions using distributed energy resources», en *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, jul. 2000, pp. 1756-1761 vol. 3. doi: 10.1109/PESS.2000.868791.
- [141] N. K. Roy, H. R. Pota, y A. Anwar, «A new approach for wind and solar type DG placement in power distribution networks to enhance systems stability», en *2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference*, Melaka, Malaysia: IEEE, jun. 2012, pp. 296-301. doi: 10.1109/PEOCO.2012.6230878.
- [142] A. M. Helmi, R. Carli, M. Dotoli, y H. S. Ramadan, «Efficient and Sustainable Reconfiguration of Distribution Networks via Metaheuristic Optimization», *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 19, n.º 1, pp. 82-98, ene. 2022, doi: 10.1109/TASE.2021.3072862.
- [143] S. Lei, C. Chen, Y. Song, y Y. Hou, «Radiality Constraints for Resilient Reconfiguration of Distribution Systems: Formulation and Application to Microgrid Formation», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, n.º 5, pp. 3944-3956, sep. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2985087.
- [144] F. Shariatzadeh, C. B. Vellaithurai, S. S. Biswas, R. Zamora, y A. K. Srivastava, «Real-Time Implementation of Intelligent Reconfiguration Algorithm for Microgrid», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, n.º 2, pp. 598-607, abr. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2289864.
- [145] E. Dall'Anese y G. B. Giannakis, «Risk-Constrained Microgrid Reconfiguration Using Group Sparsity», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, n.º 4, pp. 1415-1425, oct. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2325746.
- [146] L. H. Macedo, J. F. Franco, M. Mahdavi, y R. Romero, «A Contribution to the Optimization of the Reconfiguration Problem in Radial Distribution Systems», Accedido: 17 de septiembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bv.fapesp.br/en/publicacao/153974/a-contribution-to-the-optimization-of-the-reconfiguration-pr/>
- [147] F. Yaprakdal, M. Baysal, y A. Anvari-Moghaddam, «Optimal Operational Scheduling of Reconfigurable Microgrids in Presence of Renewable Energy Sources», *Energies*, vol. 12, n.º 10, Art. n.º 10, ene. 2019, doi: 10.3390/en12101858.
- [148] H. S. Ramadan y A. M. Helmi, «Optimal reconfiguration for vulnerable radial smart grids under uncertain operating conditions», *Comput. Electr. Eng.*, vol. 93, p. 107310, jul. 2021, doi: 10.1016/j.compeleceng.2021.107310.
- [149] M. Gautam, M. Abdelmalak, M. MansourLakouraj, M. Benidris, y H. Livani, «Reconfiguration of Distribution Networks for Resilience Enhancement: A Deep Reinforcement Learning-based Approach», en *2022 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, oct. 2022, pp. 1-6. doi: 10.1109/IAS54023.2022.9939854.
- [150] Q. Shi, F. Li, M. Olama, J. Dong, Y. Xue, M. Starke, C. Winstead, y T. Kuruganti, «Network reconfiguration and distributed energy resource scheduling for improved distribution system resilience», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, p. 106355, ene. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106355.
- [151] O. Badran, H. Mokhlis, S. Mekhilef, y W. Dahalan, «Multi-Objective Network Reconfiguration with Optimal DG Output Using Meta-Heuristic Search Algorithms», *Arab.*

- J. Sci. Eng.*, vol. 43, n.º 6, pp. 2673-2686, jun. 2018, doi: 10.1007/s13369-017-2714-9.
- [152] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, y S. V. L. Narasimham, «Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n.º 1, pp. 317-325, feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2197227.
- [153] A. Raza, M. Zahid, J. Chen, S. M. Qaisar, T. Ilahi, A. Waqar, y A. Alzahrani, «A Novel Integration Technique for Optimal Location & Sizing of DG Units With Reconfiguration in Radial Distribution Networks Considering Reliability», *IEEE Access*, vol. 11, pp. 123610-123624, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3329704.
- [154] J. Wen, Y. Tan, L. Jiang, y Z. Xu, «A compound objective reconfiguration of distribution networks using hierarchical encoded particle swarm optimization», *J. Cent. South Univ.*, vol. 25, n.º 3, pp. 600-615, mar. 2018, doi: 10.1007/s11771-018-3764-1.
- [155] H. Hamour, S. Kamel, H. Abdel-mawgoud, A. Korashy, y F. Jurado, «Distribution Network Reconfiguration Using Grasshopper optimization Algorithm for Power Loss Minimization», en *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, sep. 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/SEST.2018.8495659.
- [156] Y. Merzoug, B. Abdelkrim, y B. Larbi, «Distribution network reconfiguration for loss reduction using PSO method», *Int. J. Electr. Comput. Eng. IJECE*, vol. 10, n.º 5, Art. n.º 5, oct. 2020, doi: 10.11591/ijece.v10i5.pp5009-5015.
- [157] P.-A. Absil y A. L. Tits, «Newton-KKT interior-point methods for indefinite quadratic programming», *Comput. Optim. Appl.*, vol. 36, n.º 1, pp. 5-41, ene. 2007, doi: 10.1007/s10589-006-8717-1.
- [158] Y.-C. Wu, A. S. Debs, y R. E. Marsten, «A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n.º 2, pp. 876-883, may 1994, doi: 10.1109/59.317660.

## ANEXOS

---

### A1. Construcción paso a paso de las matrices BIBC, BCBV y DLF

- Matriz BIBC

La matriz BIBC (Bus Injection to Branch Current matrix) representa la relación entre las inyecciones de corriente en los nudos y las corrientes en las ramas de un sistema de distribución radial. Para un sistema de distribución con  $m$  ramas y  $n$  nudos, la matriz BIBC tiene unas dimensiones de  $m \times (n-1)$ , ya que no se incluye el nudo raíz, lo que reduce las columnas a  $n-1$ . La matriz comienza como una matriz nula (es decir, llena de ceros).

A continuación, se describe el proceso paso a paso para construir la matriz BIBC:

- 1) **Inicialización de la matriz:** Se parte de una matriz de dimensiones  $m \times (n-1)$ , donde todas las entradas son cero. Este formato refleja que inicialmente no hay ninguna relación establecida entre las ramas y los nudos.
- 2) **Recorrido por las ramas del sistema:** Se analiza cada línea de transmisión o rama del sistema de distribución, siguiendo el orden de conexión de los nudos (es decir, de acuerdo con la estructura jerárquica del nivel del sistema radial).
- 3) **Actualización de la matriz:** Si una línea  $B_k$  conecta los nudos  $i$  y  $j$  (donde  $i$  es el nudo predecesor de  $j$ ):

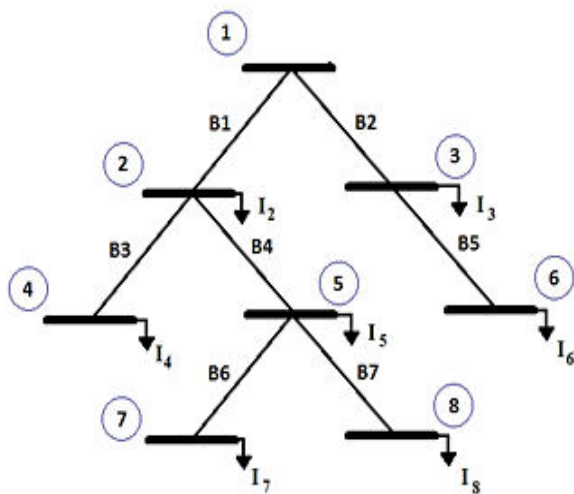
- Primero, se copia la columna correspondiente al nudo  $i$  en la columna

correspondiente al nudo  $j$  (si existe, ya que para el nudo raíz se hace una excepción). Esto asegura que cualquier corriente que fluya hacia  $i$  también afecte a  $j$ , dado que  $j$  está aguas abajo en la topología radial.

- Luego, se coloca un valor "1" en el elemento de la matriz BIBC que corresponde a la fila  $k$  (que representa la rama  $B_k$ ) y la columna correspondiente al nudo  $j$ . Esto indica que la rama  $B_k$  está afectada por la inyección de corriente en el nudo  $j$ .

4) **Repetir para todas las ramas:** Este procedimiento se repite para cada una de las ramas del sistema hasta que se haya procesado toda la red. El resultado será una matriz que muestra cómo las inyecciones de corriente en los nudos afectan a las corrientes en las ramas.

El ejemplo de la construcción de las matrices se realiza para la figura A1.1 y la matriz es la siguiente:



1) Para este sistema de distribución con 7 ramas y 8 nudos, la dimensión de la matriz BIBC es  $7 \times (8-1)$ , inicialmente nula (rellena de 0).

	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4	Nudo 5	Nudo 6	Nudo 7	Nudo 8
$B_1$	0	0	0	0	0	0	0
$B_2$	0	0	0	0	0	0	0
$B_3$	0	0	0	0	0	0	0
$B_4$	0	0	0	0	0	0	0
$B_5$	0	0	0	0	0	0	0
$B_6$	0	0	0	0	0	0	0
$B_7$	0	0	0	0	0	0	0

Figura A1.0.1 Figura para realizar ejemplo matriz BIBC

2.0) Comenzando por la primera línea de transmisión de acuerdo a la estructura de nivel, la línea  $B_1$  se encuentra entre los nudos 1 y 2, entonces se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 1 y columna correspondiente al nudo 2.

1	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0

2.1) La línea  $B_2$  se encuentra entre 1 y 3, entonces se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 2 y columna correspondiente al nudo 3

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.2) La línea  $B_3$  se encuentra entre 2 y 4, entonces se copia la columna correspondiente al nudo 2 en la columna correspondiente del nudo 4, y después se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 3 y columna correspondiente al nudo 4

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.3) La línea  $B_4$  se encuentra entre 2 y 5, entonces se copia la columna correspondiente al nudo 2 en la columna correspondiente del nudo 5, y después se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 4 y columna correspondiente al nudo 5

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.4) La línea  $B_5$  se encuentra entre 3 y 6, entonces se copia la columna correspondiente al nudo 3 en la columna correspondiente del nudo 6, y después se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 5 y columna correspondiente al nudo 6

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.5) La línea  $B_6$  se encuentra entre 5 y 7, entonces se copia la columna correspondiente al nudo 5 en la columna correspondiente del nudo 7, y después se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 6 y columna correspondiente al nudo 7

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.6) La línea B<sub>7</sub> se encuentra entre 5 y 8, entonces se copia la columna correspondiente al nudo 5 en la columna correspondiente del nudo 8, y después se coloca un 1 en el elemento de la matriz: fila 7 y columna correspondiente al nudo 8

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

2.7) Finalmente, se tiene el sistema al completo:

$$\begin{bmatrix} \vec{B}_1 \\ \vec{B}_2 \\ \vec{B}_3 \\ \vec{B}_4 \\ \vec{B}_5 \\ \vec{B}_6 \\ \vec{B}_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} \vec{I}_2 \\ \vec{I}_3 \\ \vec{I}_4 \\ \vec{I}_5 \\ \vec{I}_6 \\ \vec{I}_7 \\ \vec{I}_8 \end{bmatrix}$$

:

- Matriz BCBV

La matriz BCBV (Branch Current to Bus Voltage matrix) establece la relación entre las corrientes en las ramas y las caídas de tensión en los nudos. En un sistema de distribución con  $m$  ramas y  $n$  nudos, la matriz BCBV tiene unas dimensiones de  $(n-1) \times m$ , ya que no se incluye el nudo raíz, lo que reduce las filas a  $n-1$ . A continuación se describe el proceso paso a paso para su construcción:

**1) Inicialización de la matriz:**

Se parte de una matriz de dimensiones  $(n-1) \times m$  en la que todas las entradas son ceros. Esto significa que, inicialmente, no hay ninguna relación entre las caídas de tensión en los nudos y las corrientes en las ramas.

**2) Recorrido por las ramas del sistema:**

Para cada línea de transmisión o rama, se sigue el orden jerárquico de los nudos (es decir, de acuerdo a la estructura radial del sistema).

### 3) Actualización de la matriz:

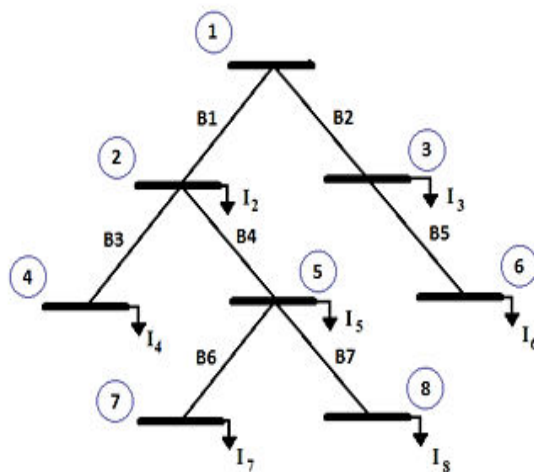
Si una rama  $B_k$  conecta los nudos  $i$  (predecesor) y  $j$  (sucesor):

- Primero, se copia la fila correspondiente al nudo  $i$  en la fila correspondiente al nudo  $j$ . Esto asegura que cualquier caída de tensión en  $i$  también afecte a  $j$ , ya que  $j$  está aguas abajo en la estructura radial.
- Luego, se coloca el valor de la impedancia de la línea  $Z_{ij}$  en la posición que corresponde a la fila  $j-1$  (que representa el nudo  $j$ , excluyendo el nudo raíz) y la columna  $k$  (que representa la rama  $B_k$ ) en la matriz BCBV. Esto indica que la caída de tensión en  $j$  está relacionada con la corriente en la rama  $B_k$ .

### 4) Repetir para todas las ramas:

Este proceso se repite para todas las ramas del sistema, desde el nivel superior (nudo raíz) hasta la última rama enumerada, asegurando que la matriz BCBV refleje correctamente las caídas de tensión en todos los nudos debidas a las corrientes en las respectivas ramas.

La matriz es la siguiente:



- 1) Para este sistema de distribución en el que existen 7 ramas y 8 nudos, la dimensión de la matriz BCBV será  $7 \times 7$ . Se inicializa a ceros una matriz de dicha dimensión.

	$B_1$	$B_2$	$B_3$	$B_4$	$B_5$	$B_6$	$B_7$
Nudo 2	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 3	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 4	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 5	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 6	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 7	0	0	0	0	0	0	0
Nudo 8	0	0	0	0	0	0	0

Figura A1.0.2 Figura para realizar ejemplo matriz BCBV

- 2.0) Empezando por la primera rama, de acuerdo a la estructura de nivel, si una línea ( $B_1$ ) está entre los nudos 1 y 2, se sustituye la fila del nudo 1 (nudo del que se parte) en la fila correspondiente del nudo 2 y se coloca la impedancia de esa línea ( $Z_{12}$ ) en la posición: fila 1 y columna 1 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.1) La línea B<sub>2</sub> se encuentra entre 1 y 3, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 1 en la fila correspondiente del nudo 3, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>13</sub>) en la posición: fila 2 y columna 2 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.2) La línea B<sub>3</sub> se encuentra entre 2 y 4, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 2 en la fila correspondiente del nudo 4, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>24</sub>) en la posición: fila 3 y columna 3 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.3) La línea B<sub>4</sub> se encuentra entre 2 y 5, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 2 en la fila correspondiente del nudo 5, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>25</sub>) en la posición: fila 4 y columna 4 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.4) La línea B<sub>5</sub> se encuentra entre 3 y 6, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 3 en la fila correspondiente del nudo 6, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>36</sub>) en la posición: fila 5 y columna 5 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.5) La línea B<sub>6</sub> se encuentra entre 5 y 7, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 5 en la fila correspondiente del nudo 7, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>57</sub>) en la posición: fila 6 y columna 6 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

2.6) La línea B<sub>7</sub> se encuentra entre 5 y 8, entonces se copia la fila correspondiente al nudo 5 en la fila correspondiente del nudo 8, y después se coloca la impedancia de esa línea (Z<sub>58</sub>) en la posición: fila 7 y columna 7 de la matriz.

$$\begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & \vec{Z}_{58} \end{bmatrix}$$

2.7) Finalmente, se tiene el sistema al completo:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{V}_3 \\ \vec{V}_4 \\ \vec{V}_5 \\ \vec{V}_6 \\ \vec{V}_7 \\ \vec{V}_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & \vec{Z}_{58} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \vec{B}_1 \\ \vec{B}_2 \\ \vec{B}_3 \\ \vec{B}_4 \\ \vec{B}_5 \\ \vec{B}_6 \\ \vec{B}_7 \end{bmatrix}$$

• Matriz DLF

Finalmente, la matriz que se utiliza en el flujo de carga es la matriz DLF (Distribution Load Flow matrix) y es el producto de la matriz BCBV por la matriz BIBC

$$[DLF] = [BCBV]x[BIBC]$$

$$[DLF] = \begin{bmatrix} \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & \vec{Z}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_{13} & 0 & 0 & \vec{Z}_{36} & 0 & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & \vec{Z}_{57} & 0 \\ \vec{Z}_{12} & 0 & 0 & \vec{Z}_{25} & 0 & 0 & \vec{Z}_{58} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

A2. Ejemplo resolución del flujo de cargas radial por el método de las matrices BCBV, BIBC y DLF

Se procede a resolver un sistema de 4 nudos, mostrado en la figura A2.1.

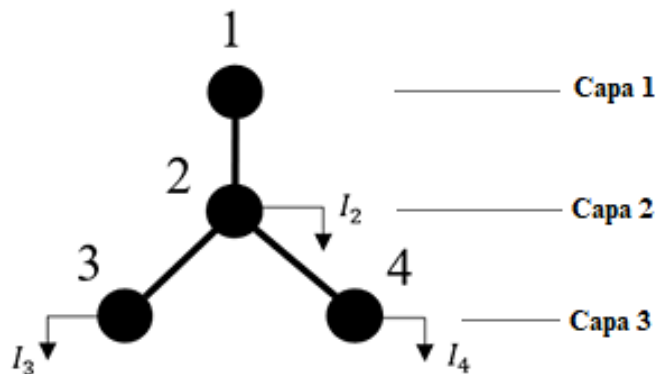


Figura A2.1 Esquema del sistema de 4 nudos

Tabla A2.1 Datos de las ramas, ejemplo *Figura A2.1*

From	To	R (pu)	X (pu)
1	2	0	0.0209
2	3	0	0.04367
2	4	0	0.05

Tabla A2.2 Datos de los nudos, ejemplo *Figura A2.1*

Nudo N.º	Tipo	Pd (pu)	Qd(pu)
1	1	0	0
2	2	3	0.8
3	2	1.2	0.1
4	2	1.5	0.3

La constante  $\varepsilon_1$  para comprobar el criterio de convergencia toma el valor de  $\varepsilon_1 = 0,00001$ . La tensión en el nudo raíz es constante, de valor:  $\vec{V}_1 = 1 + 0i$  (p. u.).

### PASO 1 Ordenación del sistema

Lo primero es ordenar el sistema por capas, algo que se ha hecho ya gráficamente en la figura A2.1.

### PASO 2 Inicialización de tensiones nodales

Perfil plano de tensiones:

$$\vec{V}_2^0 = 1 + 0i(\text{p. u.})$$

$$\vec{V}_3^0 = 1 + 0i(\text{p. u.})$$

$$\vec{V}_4^0 = 1 + 0i(\text{p. u.})$$

### PASO 3 Formación de la matriz DLF (Invariable)

Como ya se explicó, la matriz DLF se obtiene multiplicando las matrices BCBV y BIBC. La matriz DLF es invariable durante el proceso iterativo:

$$\text{BIBC} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

$$\text{BCBV} = \begin{pmatrix} Z_{12} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 \\ Z_{12} & 0 & Z_{24} \end{pmatrix}$$

Al introducir los valores, esta matriz quedará de la siguiente forma:

$$\text{BCBV} = \begin{pmatrix} j0.0209 & 0 & 0 \\ j0.0209 & j0.04367 & 0 \\ j0.0209 & 0 & j0.05 \end{pmatrix}$$

Finalmente, la matriz DLF:

$$DLF = [BCBV]x[BIBC] = \begin{pmatrix} j0.0209 & j0.0209 & j0.0209 \\ j0.0209 & j0.06457 & j0.0209 \\ j0.0209 & j0.0209 & j0.0709 \end{pmatrix}$$

PASO 4 Bucle de resolución hasta convergencia

**PRIMERA ITERACIÓN**

- 1) Cálculo de las intensidades inyectadas en los nudos  $I_k$

$$S_k = P_d + jQ_d$$

$$I_k^0 = \text{conj}\left(\frac{S_k}{V_k^0}\right)$$

$$I_k^0 = \begin{pmatrix} 3 - 0.8i \\ 1.2 - 0.1i \\ 1.5 - 0.3i \end{pmatrix}$$

- 2) Actualización de las tensiones

$$V_k^1 = V_1 - DLF \cdot I_k^0$$

Siendo  $V_1$  la tensión del nudo raíz (1+0i), vectorizado con tantas filas como nudos existan

$$V_k^1 = \begin{pmatrix} 0.97492 - 0.11913i \\ 0.970553 - 0.171534i \\ 0.95992 - 0.19413i \end{pmatrix}$$

- 3) Comprobación criterio convergencia

$$\text{Criterio de convergencia} = \max(|V_k^0 - V_k^1|)$$

$$\text{Criterio de convergencia} = \max\left(\left|\begin{pmatrix} 1 - 0i \\ 1 - 0i \\ 1 - 0i \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0.97492 - 0.11913i \\ 0.970553 - 0.171534i \\ 0.95992 - 0.19413i \end{pmatrix}\right|\right)$$

$$\text{Criterio de convergencia} = 0.1982 \gg \varepsilon_1$$

**SEGUNDA ITERACIÓN**

- 1) Cálculo de las intensidades inyectadas en los nudos  $I_k$

$$S_k = P_d + jQ_d$$

$$I_k^1 = \text{conj}\left(\frac{S_k}{V_k^1}\right)$$

$$I_k^1 = \begin{pmatrix} 3 - 0.8i \\ 1.2 - 0.1i \\ 1.5 - 0.3i \end{pmatrix}$$

2) Actualización de las tensiones

$$V_k^2 = V_1 - \text{DLF} \cdot I_k^1$$

$$V_k^2 = \begin{pmatrix} 0.9562 - 0.1160i \\ 0.9426 - 0.167685i \\ 0.92602 - 0.18812i \end{pmatrix}$$

3) Comprobación criterio convergencia

$$\text{Criterio de convergencia} = \max(|V_k^1 - V_k^2|)$$

$$\text{Criterio de convergencia} = \max \left( \left| \begin{pmatrix} 0.97492 - 0.11913i \\ 0.970553 - 0.171534i \\ 0.95992 - 0.19413i \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0.9562 - 0.1160i \\ 0.9426 - 0.167685i \\ 0.92602 - 0.18812i \end{pmatrix} \right| \right)$$

$$\text{Criterio de convergencia} = 0.0344 \gg \varepsilon_1$$

•  
•  
•

El problema sigue de esta forma, hasta llegar a cumplir el criterio de convergencia. En cada iteración, se va reduciendo la diferencia del valor de las tensiones entre la iteración  $i$  y la iteración  $i+1$  hasta que se llegan a los valores de tensiones finales que representan el estado estacionario del sistema bajo las condiciones de carga especificadas. Finalmente, tras 9 iteraciones se llega a la solución y a partir de aquí se pueden calcular otros parámetros: flujos en las líneas, pérdidas...etc.

$$V_k^9 = \begin{pmatrix} 0.9545 - 0.1191i \\ 0.9401 - 0.1722i \\ 0.9225 - 0.1937i \end{pmatrix}$$