



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



## TRABAJO FIN DE GRADO

# TRANSFORMACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

**Autor:** Lucía García Morales

**Tutor:** Salvador Pineda Morente

Área de conocimiento: Ingeniería Eléctrica

Málaga, julio de 2025



# TRANSFORMACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

## Resumen

La transición energética hacia fuentes más sostenibles representa uno de los principales retos en el proceso de descarbonización del sector eléctrico. Ante la necesidad de modernizar las infraestructuras existentes, la repotenciación de parques eólicos se presenta como una alternativa eficiente frente a la construcción de nuevas instalaciones, evitando así elevados costes económicos, largos plazos de ejecución y un notable impacto ambiental.

Este trabajo desarrolla un modelo de optimización que permite evaluar la viabilidad técnica y económica de repotenciar instalaciones eólicas existentes, en comparación con la inversión en nueva capacidad. El modelo incorpora restricciones técnicas del sistema eléctrico, como límites de transmisión, rampas de generación y factores de capacidad renovable, y garantiza un umbral mínimo de participación de energías renovables. A través de distintos casos de estudio, se analiza en qué nodos resulta más conveniente repotenciar y bajo qué condiciones esta estrategia resulta óptima.

Los resultados muestran que la repotenciación puede ser una alternativa altamente eficiente, especialmente en sistemas con restricciones de espacio o técnicas. El modelo propuesto proporciona una herramienta de análisis útil para la planificación del sistema eléctrico, permitiendo comparar escenarios y tomar decisiones considerando criterios de eficiencia, sostenibilidad y coste.

En definitiva, este estudio demuestra que la modernización de la generación eléctrica mediante nuevas tecnologías puede desempeñar un papel clave en la transición energética, especialmente en sistemas eléctricos con alta penetración de renovables y limitaciones para el desarrollo de nuevas infraestructuras.

Palabras clave: repotenciación eólica, planificación energética, optimización, energías renovables, transición energética.



## **Abstract**

The energy transition toward more sustainable sources represents one of the main challenges in the process of decarbonizing the electricity sector. Given the need to modernize existing infrastructure, the repowering of wind farms is presented as an efficient alternative to the construction of new facilities, thus avoiding high economic costs, long execution times, and significant environmental impact.

This work develops an optimization model to evaluate the technical and economic feasibility of repowering existing wind farms, compared to investing in new capacity. The model incorporates technical constraints of the electricity system, such as transmission limits, generation ramps, and renewable capacity factors, and ensures a minimum threshold of renewable energy participation. Through different case studies, the analysis identifies which nodes are most suitable for repowering and under what conditions this strategy is optimal.

The results show that repowering can be a highly efficient alternative, especially in systems with space or technical constraints. The proposed model provides a useful analytical tool for power system planning, enabling the comparison of scenarios and supporting decision-making based on efficiency, sustainability, and cost criteria.

Ultimately, this study demonstrates that the modernization of electricity generation through new technologies can play a key role in the energy transition, especially in power systems with high renewable energy penetration and limitations on the development of new infrastructure.

Keywords: wind repowering, energy planning, optimization, renewable energy, energy transition.



# Índice

Índice de códigos . . . . .	xii
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Transición Energética y Sistemas Eléctricos . . . . .	1
1.2. Situación Energética en Europa y España . . . . .	3
1.3. Energía Eólica . . . . .	4
1.3.1. Ventajas de la Energía Eólica . . . . .	4
1.3.2. Retos y Limitaciones de la Energía Eólica . . . . .	6
1.4. Fin de Vida Útil de la Energía Eólica . . . . .	7
1.4.1. Reciclaje y Gestión de Componentes . . . . .	8
1.5. Repotenciación de Parques Eólicos . . . . .	11
1.5.1. Tipos de Repotenciación . . . . .	11
1.5.2. Incremento de Capacidad y Producción . . . . .	11
1.5.3. Potencial Global . . . . .	13
1.6. Objetivo del Estudio y Estrategias Analizadas . . . . .	13
<b>2. Metodología y Formulación Matemática</b>	<b>15</b>
2.1. Introducción al enfoque metodológico . . . . .	15
2.2. Naturaleza del problema . . . . .	15
2.2.1. Versiones del modelo . . . . .	16
2.2.2. Aplicación metodológica en los casos de estudio . . . . .	16
2.3. Nomenclatura . . . . .	17
2.3.1. Índices y Conjuntos . . . . .	17

2.3.2.	Parámetros . . . . .	17
2.3.3.	Variables . . . . .	18
2.4.	Formulación del modelo . . . . .	18
2.4.1.	Modelo continuo (LP) . . . . .	18
2.4.2.	Modelo mixto (MILP) . . . . .	20
2.4.3.	Métodos de resolución . . . . .	22
2.5.	Implementación computacional . . . . .	23
2.6.	Procedimiento de resolución . . . . .	23
2.7.	Análisis y validación de resultados . . . . .	24
2.7.1.	Interpretación de los resultados . . . . .	24
2.7.2.	Comparación entre estrategias . . . . .	24
2.7.3.	Validación y consistencia del modelo . . . . .	25
<b>3.</b>	<b>Casos de estudio</b>	<b>27</b>
3.1.	Sistema de 3 Nudos . . . . .	27
3.1.1.	Descripción del Sistema . . . . .	27
3.1.1.1.	Capacidades de Generación . . . . .	28
3.1.1.2.	Restricciones de Rampa en Tecnologías Convencionales . . . . .	29
3.1.1.3.	Capacidades máximas de transmisión . . . . .	30
3.1.1.4.	Factores de Capacidad: . . . . .	30
3.1.1.5.	Demanda: . . . . .	30
3.1.2.	Parámetros y Costes . . . . .	30
3.1.3.	Resultados . . . . .	31
3.2.	Sistema de 3 Nudos con Restricciones Técnicas . . . . .	32
3.2.1.	Descripción del Sistema . . . . .	32
3.2.1.1.	Capacidades de Generación . . . . .	33
3.2.1.2.	Capacidades máximas de transmisión . . . . .	33
3.2.1.3.	Factores de Capacidad . . . . .	34
3.2.2.	Resultados . . . . .	34
3.3.	Sistema de 28 Nudos . . . . .	38

3.3.1.	Descripción del Sistema . . . . .	38
3.3.1.1.	Capacidades de Generación . . . . .	39
3.3.1.2.	Capacidades Máximas Instalables . . . . .	40
3.3.1.3.	Restricciones de Rampa en Tecnologías Convencionales . . . . .	42
3.3.1.4.	Capacidades máximas de transmisión . . . . .	43
3.3.1.5.	Demanda y factores de capacidad . . . . .	45
3.3.2.	Parámetros y Costes . . . . .	45
3.3.3.	Resultados . . . . .	47
3.3.3.1.	Capacidad instalada: repotenciación y nueva inversión . . . . .	47
3.3.3.2.	Efecto sobre el coste total del sistema . . . . .	56
<b>4.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>59</b>
4.1.	Principales Conclusiones . . . . .	60
4.1.1.	Importancia de la flexibilidad del sistema . . . . .	60
4.1.2.	Selección de nodos basada en recurso y topología de red . . . . .	60
4.1.3.	Repotenciación ante altos objetivos renovables . . . . .	61
4.1.4.	Beneficios de la interconexión regional . . . . .	61
4.2.	Limitaciones del estudio . . . . .	61
4.3.	Líneas de investigación y mejora futura . . . . .	62
4.4.	Conclusión General . . . . .	63
	<b>Bibliografía</b>	<b>65</b>
<b>5.</b>	<b>Anexo: Código</b>	<b>69</b>
5.1.	Modelo Continuo . . . . .	69
5.1.1.	Carga y preprocesamiento de datos . . . . .	69
5.1.2.	Inicialización y configuración del modelo . . . . .	70
5.1.3.	Definición del modelo en AMPL . . . . .	71
5.1.4.	Asignación de conjuntos y parámetros . . . . .	74
5.1.5.	Resolución del modelo y salida de resultados . . . . .	76
5.2.	Modelo Discreto . . . . .	77

5.2.1. Carga y preprocesamiento de datos . . . . .	78
5.2.2. Inicialización y configuración del modelo . . . . .	78
5.2.3. Definición del modelo en AMPL . . . . .	79
5.2.4. Asignación de conjuntos y parámetros . . . . .	82
5.2.5. Resolución del modelo y salida de resultados . . . . .	84

# Índice de Tablas

1.	Capacidades de generación por nodo y tecnología . . . . .	29
2.	Límites de rampa para tecnologías convencionales . . . . .	29
3.	Parámetros y costes del modelo. . . . .	31
4.	Capacidades de generación por nodo y tecnología . . . . .	33
5.	Capacidades máximas de transmisión entre nodos. . . . .	34
6.	Tabla transmisiones de línea caso de estudio 1 (MW). . . . .	36
7.	Tabla transmisiones de línea caso de estudio 2 (MW). . . . .	37
8.	Países considerados en la red eléctrica europea analizada. . . . .	38
9.	Capacidad instalada (GW) de generación por región y tecnología. . . . .	40
10.	Capacidad máxima instalable en energía eólica por país (en GW). . . . .	41
11.	Límites de rampa aplicados a tecnologías convencionales. . . . .	43
12.	Capacidades máximas de transmisión entre nodos (en GW). . . . .	44
13.	Capacidad repotenciada y de nueva inversión eólica por país para distintos valores de $\kappa$ (en GW). . . . .	48
14.	Coste total para distintos valores de $\kappa$ (M€/año). . . . .	57

# Índice de Ilustraciones

1.	Participación de las tecnologías renovables en la generación de electricidad a nivel mundial (%). Fuente: [2]. . . . .	2
2.	Estructura de la energía renovable sobre la producción total en los países miembros de ENTSO-E(%). Fuente: [5] . . . . .	3
3.	Empleo en el sector eólico en 2023: Los 10 países principales [9]. . . . .	5
4.	Métodos de reciclaje. . . . .	9
5.	Evolución aerogeneradores terrestres [24]. . . . .	12
6.	Esquema del sistema eléctrico 3 nudos. . . . .	28
7.	Distribución geográfica máxima capacidad instalable. . . . .	42
8.	Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para $\kappa = 0.5$ . . .	50
9.	Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para $\kappa = 0.5$ . . .	51
10.	Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para $\kappa = 0.6$ . . .	53
11.	Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para $\kappa = 0.6$ . . .	53
12.	Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para $\kappa = 0.8$ . . .	55
13.	Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para $\kappa = 0.8$ . . .	56

# Índice de Códigos

1.	Carga de datos desde ficheros CSV (Modelo Continuo) . . . . .	69
2.	Inicialización de AMPL y definición de parámetros (Modelo Continuo) . . . . .	70
3.	Definición modelo en AMPL (Modelo Continuo) . . . . .	71
4.	Asignación de datos a los parámetros del modelo (Modelo Continuo) . . . . .	74
5.	Resolución del modelo (Modelo Continuo) . . . . .	76
6.	Carga de datos desde ficheros CSV (Modelo Discreto) . . . . .	78
7.	Inicialización de AMPL y definición de parámetros (Modelo Discreto) . . . . .	79
8.	Definición modelo en AMPL (Modelo Discreto) . . . . .	79
9.	Asignación de datos a los parámetros del modelo (Modelo Discreto) . . . . .	82
10.	Resolución del modelo (Modelo Discreto) . . . . .	84



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Transición Energética y Sistemas Eléctricos

La transición hacia un modelo energético sostenible representa uno de los principales desafíos del siglo XXI. Especialmente en los sistemas eléctricos, que desempeñan un papel esencial en la reducción de emisiones asociadas a la generación de energía. La creciente preocupación por el cambio climático y la necesidad de independencia energética han impulsado un fuerte desarrollo de las energías renovables en todo el mundo [1].

Este crecimiento se refleja en la diversificación del mix energético global, donde tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica y la biomasa han ganado terreno de forma progresiva. La integración de estas fuentes renovables no solo contribuye a reducir la huella de carbono del sector eléctrico, sino que también impulsa avances tecnológicos y hace que los sistemas eléctricos sean más resistentes frente a los cambios en la oferta y la demanda.

Como se observa en la Figura 1, la participación de las tecnologías renovables a nivel mundial ha ido aumentando de forma constante entre 2000 y 2030, reflejando una tendencia global hacia fuentes más limpias [2].

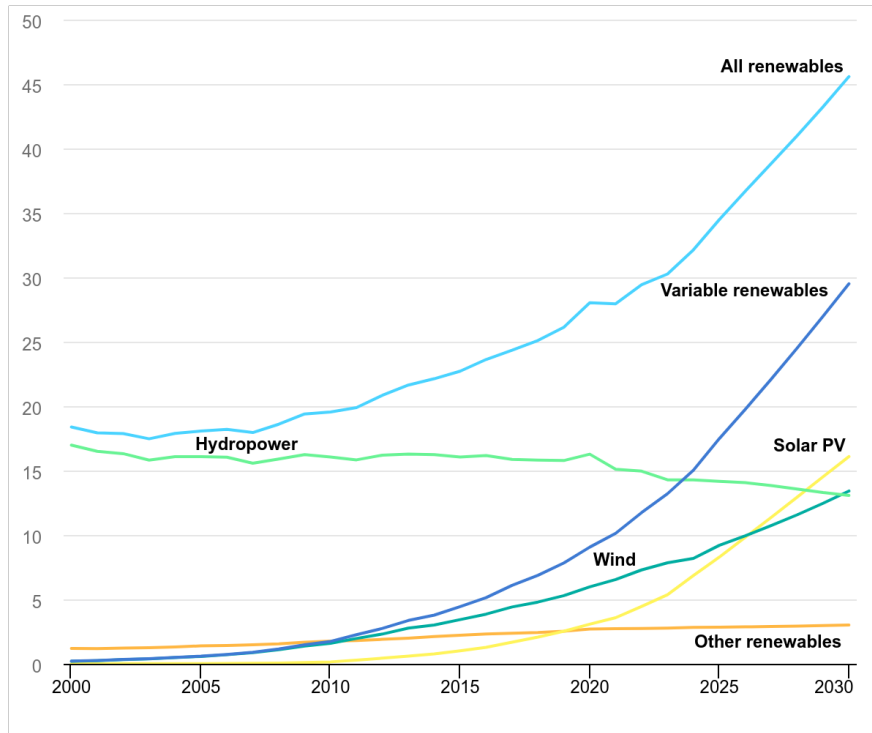


Figura 1. Participación de las tecnologías renovables en la generación de electricidad a nivel mundial (%). Fuente: [2].

Como parte del Pacto Verde Europeo, la Unión Europea ha fijado como meta, dentro de su estrategia climática y energética para 2030, alcanzar al menos un 42,5% de consumo de energía procedente de fuentes renovables, con la aspiración de llegar al 45%. Este compromiso forma parte del paquete legislativo “Fit for 55” y de la actualización de la Directiva de Energías Renovables (RED III), que también contempla la necesidad de modernizar los sistemas eléctricos, mejorar las interconexiones entre países y acelerar los permisos para nuevos proyectos. Estas medidas buscan no solo mitigar el cambio climático, sino también reforzar la seguridad energética en la región, especialmente tras las tensiones geopolíticas recientes. La UE apuesta por una transformación profunda del sistema eléctrico que permita integrar de forma masiva fuentes limpias como la solar y la eólica, avanzando hacia la neutralidad climática para 2050 [3].

## 1.2. Situación Energética en Europa y España

En los últimos años, las energías renovables han experimentado un crecimiento notable en Europa, impulsado por la creciente conciencia medioambiental y el interés en reducir la dependencia del petróleo. Este avance ha sido acompañado por el desarrollo tecnológico y la reducción de costes, lo que ha permitido que las fuentes renovables sean cada vez más competitivas [4]. La Figura 2 muestra cómo varía la participación de las energías renovables en la producción total entre los países miembros de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E), reflejando los distintos niveles de desarrollo en su transición energética.

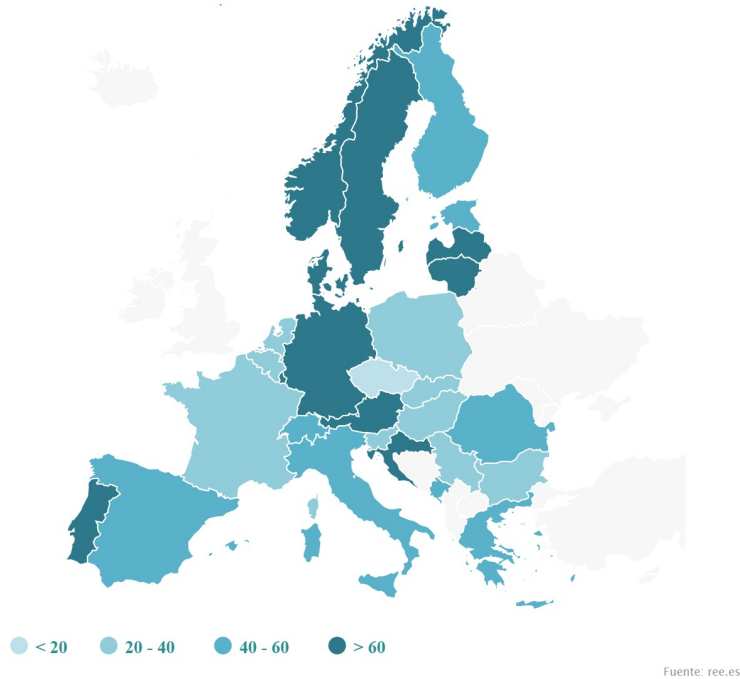


Figura 2. Estructura de la energía renovable sobre la producción total en los países miembros de ENTSO-E(%). Fuente: [5]

España ha sido un país clave en esta transición, con una transformación significativa en su sistema eléctrico. La energía eólica y la solar fotovoltaica han crecido de forma sostenida, gracias al gran potencial de aprovechamiento que ofrece el territorio. Esto ha convertido a España en uno de los países con mayor producción de energía renovable en Europa. Según

datos de 2024, España cuenta con una capacidad instalada de 31.811,5 MW en energía eólica y 38.587,4 MW en energía solar fotovoltaica [6]. Estos valores reflejan el compromiso del país con un sistema eléctrico más limpio y sostenible.

## **1.3. Energía Eólica**

La energía eólica es una energía renovable que aprovecha la fuerza del viento para generar electricidad, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Gracias a su desarrollo tecnológico, se ha consolidado como una de las alternativas más eficientes dentro del sector de las energías limpias [7].

### **1.3.1. Ventajas de la Energía Eólica**

La energía eólica destaca principalmente por ser una fuente renovable inagotable, lo que garantiza un suministro de energía a largo plazo. A diferencia de los combustibles fósiles, cuya disponibilidad es limitada y cuyo uso genera impactos ambientales severos, el viento es un recurso natural que siempre existirá. Su aprovechamiento depende únicamente de la tecnología utilizada para captarlo y transformarlo en electricidad.

Otra gran ventaja es la baja emisión de gases contaminantes. La generación de energía mediante aerogeneradores no produce dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) ni otros contaminantes atmosféricos que contribuyan al calentamiento global [8]. Esto convierte a la energía eólica en una herramienta clave para combatir el cambio climático y avanzar hacia un sistema energético sostenible.

Además, la energía eólica reduce la dependencia energética de los combustibles fósiles importados. Muchos países dependen de la compra de petróleo, gas y carbón para garantizar su suministro eléctrico, lo que los hace vulnerables a fluctuaciones de precios y conflictos geopolíticos. La inversión en parques eólicos permite fortalecer la autonomía energética y reducir los riesgos asociados a la dependencia de recursos externos.

En términos económicos, otra ventaja son los bajos costes operativos. Aunque la instalación inicial de aerogeneradores requiere una inversión considerable, su mantenimiento es relativamente simple y económico en comparación con otras fuentes de generación, y su vida

útil puede prolongarse durante décadas con un mantenimiento adecuado.

Por último, la energía eólica genera empleo y desarrollo económico a nivel global. El crecimiento del sector ha impulsado la creación de nuevos puestos de trabajo en sectores como la fabricación de aerogeneradores, la construcción y mantenimiento de parques eólicos, así como en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías de optimización.

En 2023, el sector de las energías renovables empleaba a 16.2 millones de personas en todo el mundo, de las cuales aproximadamente 1,5 millones trabajaban específicamente en el sector eólico. Según estimaciones de IRENA, el sector eólico europeo empleó a 316.300 personas en 2023. La UE-27 representó 282.000 de estos empleos. Estas cifras destacan el papel de Europa como el segundo mayor instalador y fabricante mundial de equipos eólicos. Alemania encabezó la generación de empleo, con aproximadamente 108.640 puestos, seguida por España, Reino Unido y Francia [9], como se ilustra en la Figura 3.

Estos datos reflejan cómo la energía eólica no solo es clave en la transición energética, sino que también representa una oportunidad significativa para el crecimiento económico sostenible y la creación de empleo cualificado a nivel mundial.

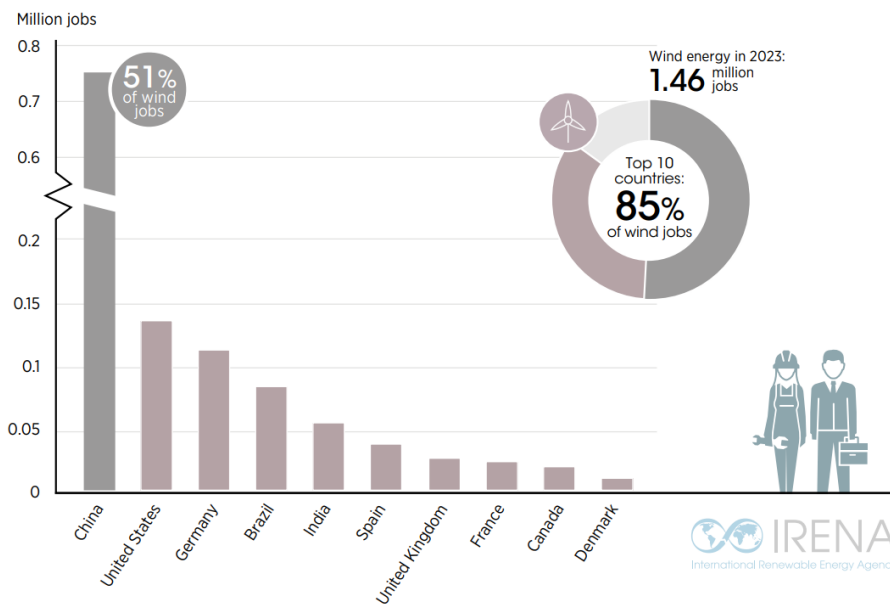


Figura 3. Empleo en el sector eólico en 2023: Los 10 países principales [9].

### 1.3.2. Retos y Limitaciones de la Energía Eólica

Aunque la energía eólica ofrece múltiples beneficios, también presenta desafíos técnicos, económicos y ambientales que deben ser considerados para su integración eficiente en los sistemas eléctricos.

Uno de sus principales retos es la variabilidad del viento. En días de viento débil, la producción energética puede disminuir considerablemente. Esto introduce incertidumbres en la planificación y operación del sistema [10], y dificulta el mantenimiento del equilibrio entre generación y demanda en todo momento.

En términos económicos, los costes iniciales en comparación con otras tecnologías son elevados. La construcción de parques eólicos requiere una inversión significativa en infraestructuras, estudios de viabilidad y conexión a la red eléctrica. A pesar de que los costes de generación son bajos una vez instalado el sistema, la financiación inicial puede ser una barrera para su expansión en algunas regiones [11], [12].

Además, existen limitaciones geográficas que afectan la viabilidad de la energía eólica. No todas las zonas tienen condiciones adecuadas de viento para garantizar una generación eficiente y continua. Las regiones con viento insuficiente o variable pueden requerir tecnologías complementarias, como almacenamiento de energía o integración con otras fuentes renovables, para asegurar una producción estable.

Desde la perspectiva ambiental, el impacto visual y acústico son otros factores que se deben tener en cuenta. La presencia de grandes parques eólicos en áreas naturales puede generar oposición por parte de la población local. Además, aunque los aerogeneradores modernos han reducido considerablemente su nivel de ruido, sigue siendo una preocupación en algunas zonas rurales donde los sonidos de las turbinas pueden afectar la calidad de vida de los habitantes cercanos [13]. Por ello, la planificación estratégica debe contemplar medidas para minimizar estos efectos y favorecer la aceptación social.

Finalmente, aunque los aerogeneradores no emiten contaminantes, su instalación puede alterar el paisaje y afectar la biodiversidad local. Algunas aves pueden verse perjudicadas por las aspas en movimiento, y es fundamental aplicar estrategias efectivas de reciclaje para gestionar sus componentes al final de su vida útil y reducir así su impacto ambiental [14].

## 1.4. Fin de Vida Útil de la Energía Eólica

Las turbinas eólicas tienen una vida operativa estimada de entre 20 y 25 años, y a medida que se acercan al final de su vida útil, es fundamental implementar soluciones como el reciclaje de componentes y la modernización de instalaciones existentes mediante procesos como la repotenciación eólica. Estas estrategias facilitan una integración más eficiente en un sistema eléctrico con alta penetración de renovables y mayores exigencias de flexibilidad y estabilidad.

Al llegar al final de su vida operativa, los aerogeneradores pueden gestionarse de tres formas posibles:

1. **Desmantelamiento:** Consiste en la retirada completa de la infraestructura del sitio, sin considerar el potencial eólico de la ubicación ni los beneficios económicos y ambientales que podría ofrecer.
2. **Extensión de vida útil:** Implica prolongar la operación de parques eólicos existentes mediante la sustitución de algunos componentes de los aerogeneradores, por un período limitado de 5 a 10 años más allá de su vida diseñada, con el objetivo de obtener beneficios económicos adicionales. Sin embargo, la eficiencia de los aerogeneradores disminuye gradualmente con el tiempo [15].
3. **Repotenciación:** Consiste en reemplazar aerogeneradores más antiguos por menos unidades de mayor tamaño, con el objetivo de aumentar la capacidad y producción energética. Este enfoque permite maximizar la eficiencia y sostenibilidad de la generación eólica, optimizando el uso del terreno y minimizando los impactos ambientales [16].

Tanto el desmantelamiento como la repotenciación generan residuos y materiales que requieren una gestión adecuada para minimizar su impacto ambiental y aprovechar al máximo su potencial económico. Por ello, el reciclaje de componentes se convierte en una estrategia clave para la sostenibilidad del sector eólico.

### 1.4.1. Reciclaje y Gestión de Componentes

Todas las alternativas al fin de la vida útil de los aerogeneradores implican un complejo proceso de tratamiento de residuos. Afortunadamente, la mayoría de los componentes de una turbina, como la cimentación, la torre, los componentes de la caja de engranajes y el generador, ya son reciclables [17]. De hecho, en la actualidad es posible reciclar hasta un 85 % de los materiales de una turbina.

Estos están fabricados principalmente con acero, aluminio, cobre, fibra de vidrio, poliéster, fibra de carbono y resinas epoxi. Mientras que los metales usados son altamente reciclables, los materiales compuestos, como la fibra de vidrio y la fibra de carbono, presentan grandes desafíos técnicos y económicos para su reciclado.

Particularmente, resulta muy problemático el reciclaje de las palas, debido a su compleja composición basada en fibras reforzadas con resinas termoestables, que dificulta enormemente su descomposición, separación y reutilización [18]. Estas características técnicas obligan al desarrollo de métodos específicos de reciclaje que aún se encuentran en evolución constante. En este sentido, la industria eólica europea se ha comprometido activamente a reutilizar, reciclar o recuperar el 100 % de las palas desmanteladas [19].

En España, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha puesto en marcha tres programas de ayuda, incluyendo el reciclaje de palas de aerogeneradores. Inicialmente dotado con 150 millones de euros, se espera alcanzar una capacidad de reciclaje anual de aproximadamente 19.000 toneladas de palas [20].

Existen diversas tecnologías para el reciclaje de palas de aerogeneradores, como el reciclaje mecánico, térmico y químico, que se encuentran en constante evolución (véase Figura 4).

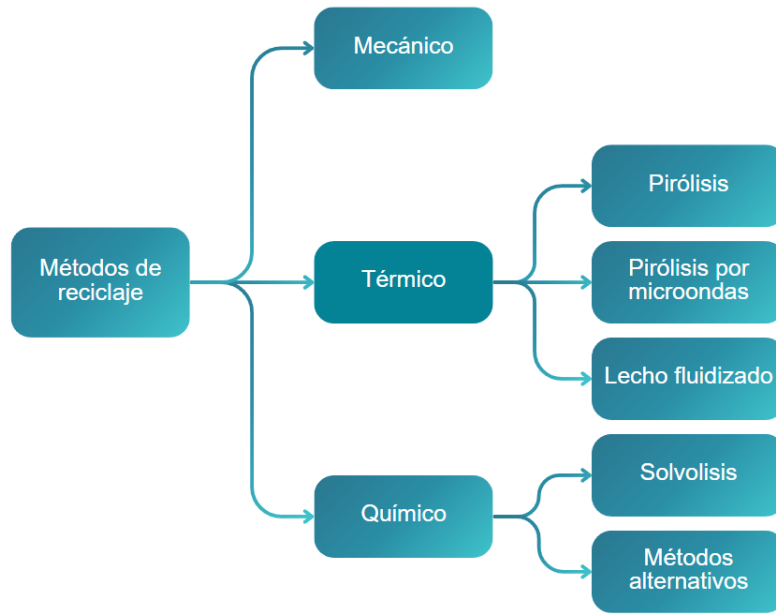


Figura 4. Métodos de reciclaje.

## Reciclaje mecánico

El reciclaje mecánico es el método más maduro tecnológicamente. Consiste en triturar las palas en pequeños fragmentos, que luego pueden utilizarse como materia prima en la producción de cemento, plásticos o materiales de relleno [21]. El proceso no separa las fibras de la resina polimérica, por lo que se obtienen partículas compuestas por fibras cortas.

Aunque es una técnica madura, de bajo coste y menor consumo energético, su uso se limita a productos no estructurales, por lo que no se considera una solución plenamente circular dentro del sector eólico [21].

Distintas investigaciones han explorado aplicaciones de los plásticos reforzados con fibra de vidrio reciclados mecánicamente, incluyendo:

- Refuerzo de filamentos de impresión 3D con PLA.
- Tableros y recubrimientos de madera.
- Rellenos en morteros y hormigones, donde se han registrado mejoras en resistencia a flexión y compresión [22].
- Tableros y recubrimientos de madera.

## Reciclaje térmico

El reciclaje térmico, por otro lado, busca recuperar las fibras empleando calor para descomponer la matriz polimérica de materiales compuestos. Entre las técnicas utilizadas se encuentran [21]:

1. **Pirólisis:** Los compuestos se calientan entre 400 y 700°C en una atmósfera inerte (nitrógeno), lo que permite descomponer la matriz polimérica. Este proceso deja residuos carbonosos sobre las fibras, que se eliminan posteriormente con un tratamiento de oxidación. La fibra de carbono reciclada puede conservar hasta un 90 % de sus propiedades, mientras que la fibra de vidrio sufre una pérdida significativa de resistencia. Aunque es eficaz, Conlleva costes altos.
2. **Pirólisis por microondas:** Es una técnica que emplea microondas como fuente de calor para descomponer rápidamente la matriz polimérica del compuesto, calentando directamente su núcleo. Esta tecnología ofrece varias ventajas frente a otros métodos térmicos, entre ellas una reducción del tiempo de procesamiento y del consumo energético, lo que mejora la eficiencia global del reciclado. Además, permite obtener fibras con buena calidad, alcanzando hasta un 87 % de retención de la resistencia mecánica. No obstante, esta técnica aún se encuentra en fase experimental y su aplicación se ha limitado al ámbito de laboratorio, sin que exista una implementación a escala industrial en la actualidad.
3. **Lecho fluido:** Esta técnica utiliza aire caliente, a unos 450°C, para descomponer la matriz polimérica en un lecho de arena de sílice. Permite procesar materiales compuestos y recuperar parte de la energía del proceso. Sin embargo, las fibras obtenidas son cortas y con propiedades mecánicas reducidas, por lo que no son adecuadas para reutilización estructural.

## Reciclaje químico

El reciclaje químico emplea métodos como la solvolisis, que utiliza solventes con catalizadores para romper los enlaces de las resinas termoestables presentes en las palas. Este proceso

permite recuperar tanto fibras de vidrio como de carbono; aunque prometedor, este tipo de reciclaje requiere mayores avances tecnológicos y económicos para su implementación a gran escala [23].

## 1.5. Repotenciación de Parques Eólicos

La repotenciación consiste en sustituir aerogeneradores obsoletos por modelos modernos, más eficientes y de mayor capacidad. Esta práctica permite reducir el número total de aerogeneradores en un parque eólico, sin perder capacidad instalada; de hecho, en muchos casos se logra aumentarla significativamente. Esto es posible gracias a que los aerogeneradores actuales son más potentes, más altos y cuentan con avances tecnológicos que permiten generar más energía con menos unidades [16].

### 1.5.1. Tipos de Repotenciación

Existen dos tipos principales de repotenciación:

- **Repotenciación parcial:** Implica la sustitución de componentes clave dentro de las turbinas, como palas, generadores o sistemas de control, con el fin de mejorar la eficiencia sin cambiar toda la estructura.
- **Repotenciación completa:** Consiste en reemplazar totalmente las turbinas antiguas por modelos nuevos con mayor capacidad nominal, tecnologías más avanzadas y mejores características técnicas.

Ambas opciones contribuyen a la optimización del parque, aunque con distintos impactos técnicos y económicos.

### 1.5.2. Incremento de Capacidad y Producción

La repotenciación permite mantener e incluso incrementar significativamente la capacidad instalada de un parque eólico, aun cuando se reduce el número total de aerogeneradores. Esto se debe a que los aerogeneradores modernos poseen una mayor potencia nominal, pueden alcanzar alturas superiores y están equipados con tecnologías avanzadas que maximizan la

captación y conversión del recurso eólico en energía eléctrica. Por ejemplo, mientras que las turbinas instaladas hace 15 o 20 años generalmente tenían capacidades inferiores a 1 MW, los modelos actuales suelen superar los 3 a 5 MW, con algunos diseños que llegan incluso a 10 MW o más en parques offshore [24]. Esta mayor capacidad se traduce en que una sola turbina moderna puede generar la energía equivalente a la de varias turbinas antiguas.

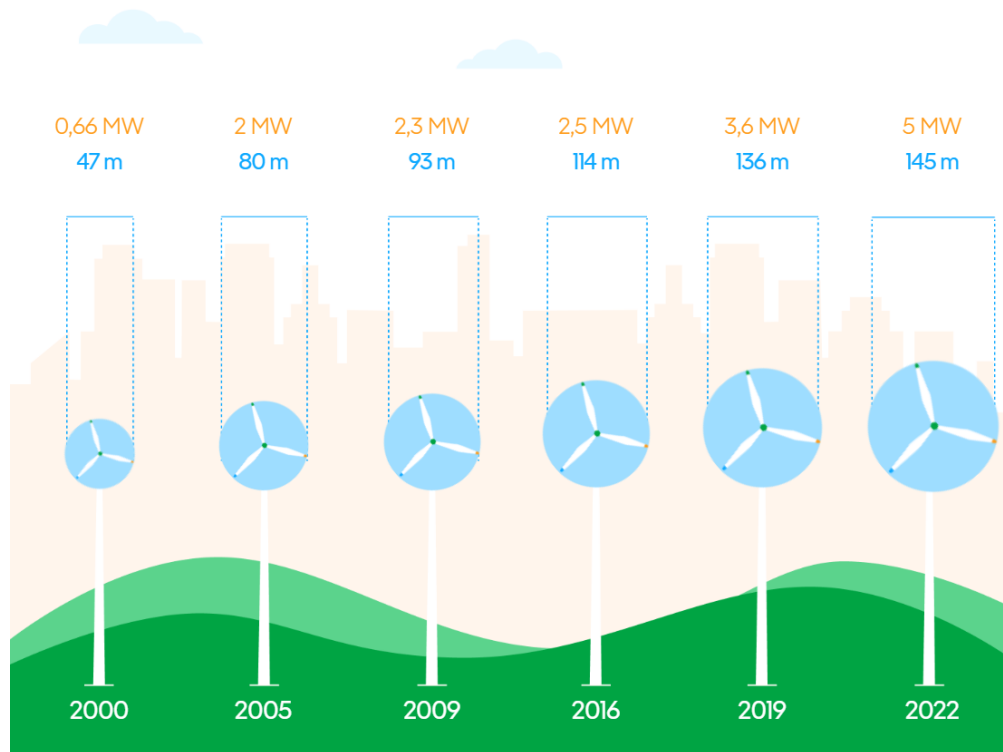


Figura 5. Evolución aerogeneradores terrestres [24].

Además, las nuevas tecnologías incorporan mejoras significativas, como palas con mejores diseños aerodinámicos, sistemas avanzados de control y monitorización, y materiales más resistentes y ligeros. Estas innovaciones, junto con que muchos parques eólicos antiguos están ubicados en zonas de excelente recurso eólico, permiten aprovechar mejor estas ubicaciones con alto potencial, aumentando la eficiencia y la producción energética anual.

Este aumento en la capacidad y eficiencia tiene también un impacto directo en los costes operativos y de mantenimiento. Al reducir el número de turbinas, disminuye la cantidad de equipos que requieren inspección, reparaciones y reemplazo de componentes, lo que se traduce en menores costes anuales de mantenimiento. Además, con menos aerogeneradores,

se prolonga la vida útil del conjunto de la instalación y se reduce el impacto visual y ambiental, factores que pueden favorecer una mejor aceptación social del proyecto. De hecho, estudios demuestran que la eficiencia energética mejora considerablemente sin aumentar el impacto visual ni ambiental [25].

Además, facilita la reutilización de infraestructuras ya existentes, como accesos, subestaciones, conexiones a red y áreas de montaje, lo que reduce significativamente los costes logísticos y administrativos [26].

Por estas razones, la repotenciación se considera una alternativa especialmente atractiva en casos donde el desarrollo de nuevos parques no es viable o económicamente rentable. Sin embargo, su viabilidad debe ser analizada caso por caso, ya que implica múltiples factores técnicos, normativos y económicos que varían según las características del emplazamiento y del parque a renovar [27].

### **1.5.3. Potencial Global**

A nivel global, se estima que en 2020 existían aproximadamente 180 GW de capacidad eólica instalada con más de 15 años de antigüedad, siendo Europa la región con mayor peso (86 GW), seguida de Estados Unidos (30 GW), China (30 GW) e India (25 GW) [16].

El envejecimiento progresivo de los parques eólicos ha generado un escenario favorable para que la repotenciación se consolide como una herramienta clave dentro de las políticas energéticas. Siendo especialmente importante en países que cuentan con una alta penetración de energías renovables y compromisos firmes con la sostenibilidad.

De acuerdo con WindEurope, la repotenciación jugará un papel clave en el cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos de 2030 en Europa [28].

## **1.6. Objetivo del Estudio y Estrategias Analizadas**

Uno de los principales retos en la planificación energética actual es determinar cuándo es más conveniente construir nuevas infraestructuras o, por el contrario, modernizar las existentes. Ambas estrategias son fundamentales para avanzar hacia un sistema eléctrico más sostenible, pero su conveniencia depende de factores técnicos, económicos y territoriales es-

pecíficos de cada ubicación.

En este trabajo se propone un modelo de optimización que sirva como herramienta de apoyo en la toma de decisiones. El objetivo es analizar, dentro de un sistema eléctrico con alta penetración de renovables, en qué nodos resulta más favorable repotenciar parques eólicos mediante la sustitución de aerogeneradores obsoletos por turbinas más eficientes, y en cuáles es preferible optar por la construcción de nuevas instalaciones.

El modelo tiene en cuenta aspectos clave como la capacidad máxima instalada, la disponibilidad de superficie, las restricciones de red, así como aspectos económicos y ambientales. Mediante el análisis de escenarios, se busca evaluar el impacto técnico y económico de ambas alternativas, proporcionando criterios objetivos para una planificación energética coherente con los principios de sostenibilidad, eficiencia y optimización del uso del territorio.

Para abordar este análisis, en el siguiente capítulo se presenta la metodología empleada y el modelo de optimización desarrollado, que constituye la base metodológica de este estudio.

# Capítulo 2

## Metodología y Formulación Matemática

### 2.1. Introducción al enfoque metodológico

Este capítulo presenta la metodología empleada para el desarrollo y aplicación de un modelo de optimización orientado a la planificación energética. El modelo está diseñado para realizar un análisis comparativo entre la repotenciación de parques eólicos existentes y la instalación de nueva capacidad eólica. El objetivo es determinar cuál de estas alternativas resulta más adecuada en función de criterios técnicos, económicos y ambientales.

Se abordan los fundamentos conceptuales, la formulación matemática del modelo, la implementación computacional, el procedimiento de resolución y el enfoque adoptado para el análisis de resultados. El modelo desarrollado permite evaluar distintas configuraciones del sistema eléctrico considerando restricciones operativas, criterios económicos y metas de sostenibilidad. De esta forma, proporciona un criterio cuantitativo sólido para la toma de decisiones en una planificación energética eficiente y sostenible.

### 2.2. Naturaleza del problema

El problema abordado corresponde a un modelo de optimización determinista, ya que todos los parámetros (demanda, costes, recursos renovables, etc.) son conocidos y fijos en cada

escenario de estudio. Presenta una estructura multi-restricción, en la que coexisten condiciones técnicas de generación, transmisión y operación, junto con metas de sostenibilidad, como la participación mínima de energías renovables.

Desde el punto de vista computacional, el problema se aborda de dos formas, según cómo se modelen las decisiones sobre repotenciación y nueva capacidad eólica:

- **Modelo continuo:** Aquí las decisiones pueden tomar valores fraccionarios, como por ejemplo instalar 2.6 GW de nueva capacidad. Este enfoque es útil para estudios a gran escala como sistemas eléctricos de varios países porque permite simplificar el problema y resolverlo más rápido, sin perder mucha precisión.
- **Modelo discreto:** En este caso, las decisiones son claras y completas, como repotenciar o no un parque eólico. Este enfoque es importante en estudios más detallados o de menor escala, donde no tiene sentido hablar de instalar 1.5 aerogeneradores, y se necesita reflejar mejor la realidad física y técnica.

### 2.2.1. Versiones del modelo

Por esto, se han desarrollado dos versiones del modelo que comparten la misma base y objetivos, pero que se adaptan a diferentes necesidades:

- **Problema de programación lineal (LP):** Solo usa variables continuas, ideal para análisis grandes donde la rapidez y escalabilidad son clave.
- **Problema de programación lineal entera mixta (MILP):** Incluye variables binarias para decisiones discretas, adecuada para casos más pequeños o cuando se requiere precisión en las decisiones.

Ambas versiones comparten la misma base conceptual. Esta dualidad permite adaptar la complejidad del modelo a los objetivos del análisis.

### 2.2.2. Aplicación metodológica en los casos de estudio

En el capítulo siguiente, se aplican ambas versiones del modelo a distintos casos de estudio, según su nivel de complejidad.

## 2.3. Nomenclatura

En esta sección se definen los índices, conjuntos, parámetros y variables, así como su simbología correspondiente, con el objetivo de facilitar la comprensión de las expresiones utilizadas para la formulación matemática del modelo de optimización.

### 2.3.1. Índices y Conjuntos

$g, \mathcal{G}$  Índice y conjunto de tecnologías de generación,  $g \in \mathcal{G}$ .

$\mathcal{G}^r$  Subconjunto de tecnologías renovables.

$\mathcal{G}^{\text{rampa}}$  Subconjunto de tecnologías con restricciones de rampa.

$n, \mathcal{N}$  Índice y conjunto de nodos,  $n \in \mathcal{N}$ .

$t, \mathcal{T}$  Índice y conjunto de periodos de tiempo,  $t \in \mathcal{T}$ .

### 2.3.2. Parámetros

$\bar{p}_{gn}^0$  Capacidad inicial de generación de la tecnología  $g$  en el nodo  $n$  (MW).

$\bar{p}_{gn}^{\text{max}}$  Límite máximo de capacidad eólica que puede alcanzar la tecnología  $g$  en el nodo  $n$  (MW), considerando la capacidad inicial, la repotenciada y la nueva inversión.

$\bar{d}_{nt}$  Demanda total en el nodo  $n$  y tiempo  $t$  (MW).

$\bar{f}_{nm}$  Capacidad máxima de la línea de transmisión entre nodos  $n$  y  $m$  (MW).

$\rho_{nt}^{\text{eólica}}$  Factor de capacidad eólica en el nodo  $n$  y tiempo  $t$  (p.u.).

$\rho_{nt}^{\text{solar}}$  Factor de capacidad solar en el nodo  $n$  y tiempo  $t$  (p.u.).

$r_g^-, r_g^+$  Límite relativo de rampa descendente y ascendente para la tecnología  $g$  (p.u.).

$\delta$  Incremento de capacidad mediante repotenciación (p.u.).

$\kappa$  Objetivo mínimo de participación renovable (p.u.).

$\alpha$  Factor que representa el coste de repotenciación como fracción del coste de instalar nueva capacidad (p.u.).

$c_g$  Coste de generación de la tecnología  $g$  (€/MWh).

$c^{eólica}$  Coste de nueva capacidad eólica (€/MW·año).

$c^{rep}$  Coste de repotenciación por MW (€/MW·año).

$sc_n$  Coste de reducción de carga (€/MWh) en el nodo  $n$ .

### 2.3.3. Variables

$p_{gnt}$  Producción de tecnología  $g$  en nodo  $n$  y tiempo  $t$  (MW).

$\bar{p}_{gn}^R$  Capacidad repotenciada de eólica en nodo  $n$  (MW).

$\bar{p}_{gn}^I$  Nueva capacidad eólica instalada en nodo  $n$  (MW).

$d_{nt}$  Demanda satisfecha en nodo  $n$  y tiempo  $t$  (MW).

$f_{nmt}$  Flujo de energía de nodo  $n$  a nodo  $m$  en tiempo  $t$  (MW).

$u_n$  Variable binaria para la repotenciación de aerogeneradores (1 si se repotencia, 0 si no ).

## 2.4. Formulación del modelo

A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas que conforman los modelos de optimización propuestos para la planificación del sistema eléctrico. Se distinguen dos versiones:

### 2.4.1. Modelo continuo (LP)

Este modelo se formula considerando todas las variables de decisión como continuas. Esta aproximación es adecuada para estudios a gran escala debido a su menor complejidad computacional.

$$\min \sum_{gnt} c_g p_{gnt} + \sum_{nt} sc_n (\bar{d}_{nt} - d_{nt}) + \sum_{g \in \{\text{eólica}\}, n} (\alpha c^{\text{eólica}} \bar{p}_{gn}^R + c^{\text{eólica}} \bar{p}_{gn}^I) \quad (1a)$$

s.t.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}^r, nt} p_{gnt} \geq \kappa \sum_{nt} d_{nt} \quad (1b)$$

$$\sum_g p_{gnt} = d_{nt} + \sum_m f_{nmt}, \quad \forall n, t \quad (1c)$$

$$0 \leq d_{nt} \leq \bar{d}_{nt}, \quad \forall n, t \quad (1d)$$

$$f_{nmt} + f_{mnt} = 0, \quad \forall n, m, t \quad (1e)$$

$$-\bar{f}_{nm} \leq f_{nmt} \leq \bar{f}_{nm}, \quad \forall n \neq m, t \quad (1f)$$

$$p_{gnt} \leq \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \notin \{\text{eólica}, \text{PV}\}, n, t \quad (1g)$$

$$p_{gnt} \leq \rho_{nt}^{\text{eólica}} (\bar{p}_{gn}^0 + \bar{p}_{gn}^R + \bar{p}_{gn}^I), \quad \forall g = \text{eólica}, n, t \quad (1h)$$

$$\bar{p}_{gn}^R \leq \delta \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g = \text{eólica}, n \quad (1i)$$

$$\bar{p}_{gn}^0 + \bar{p}_{gn}^R + \bar{p}_{gn}^I \leq \bar{p}_{gn}^{\max}, \quad \forall g = \text{eólica}, n \quad (1j)$$

$$p_{gnt} \leq \rho_{nt}^{\text{solar}} \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g = \text{PV}, n, t \quad (1k)$$

$$p_{gnt} - p_{gn(t-1)} \geq -r_g^- \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{rampa}}, n, t \neq T_1 \quad (1l)$$

$$p_{gnt} - p_{gn(t-1)} \leq r_g^+ \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{rampa}}, n, t \neq T_1 \quad (1m)$$

La función objetivo (1a) minimiza el coste total del sistema, compuesto por: el coste de generación de electricidad por tecnología, nodo y periodo de tiempo (primer término); el coste asociado a la energía no suministrada, es decir, la demanda no satisfecha por nodo y periodo de tiempo (segundo término); y el coste de repotenciación e inversión en nueva capacidad eólica (tercer término).

La restricción (1b) asegura que se alcance el objetivo de generación renovable  $\kappa$  de la demanda total satisfecha. La ecuación de balance (1c) garantiza que, en cada nodo y período de tiempo, la suma de la generación total iguala a la demanda satisfecha más la potencia enviada por las líneas de transmisión a otros nodos.

La restricción (1d) impone que la demanda satisfecha no puede superar la demanda total

en cada nodo y período.

La ecuación (1e) establece la conservación de potencia entre nodos: la potencia enviada de  $n$  a  $m$  debe ser igual y opuesta a la que llega de  $m$  a  $n$  en cada período, y la restricción (1f) impone límites a los flujos de potencia por las líneas de transmisión entre nodos, definidos por la capacidad máxima de cada línea.

La restricción (1g) fija los límites de generación para tecnologías convencionales (excluyendo eólica y solar), y (1k) fija los límites de generación para plantas solares. Para la generación eólica, la ecuación (1h) limita la producción en cada nodo y período en función del recurso eólico disponible y la capacidad instalada total, incluyendo la capacidad instalada inicial, la repotenciada y la inversión nueva. La ecuación (1i) restringe la capacidad que puede añadirse mediante repotenciación a una fracción  $\delta$  de la capacidad inicial instalada. Por su parte, la restricción (1j) impone un límite superior a la capacidad total de generación eólica que puede instalarse en cada nodo.

Por último, las restricciones (1l) y (1m) limitan las variaciones de generación entre períodos consecutivos para tecnologías convencionales sujetas a restricciones de rampa, definiendo máximos de incremento y decremento por unidad de capacidad instalada.

### **2.4.2. Modelo mixto (MILP)**

A diferencia del modelo continuo, esta versión incorpora variables binarias que permiten representar decisiones de tipo todo o nada, como la repotenciación completa de un parque eólico.

$$\min \sum_{gnt} c_g p_{gnt} + \sum_{nt} sc_n (\bar{d}_{nt} - d_{nt}) + \sum_{n,g:\text{eólica}} u_n c^{rep} \delta \bar{p}_{gn}^0 \quad (2a)$$

s.t.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}^{rnt}} p_{gnt} \geq \kappa \sum_{nt} d_{nt} \quad (2b)$$

$$\sum_g p_{gnt} = d_{nt} + \sum_m f_{nmt}, \forall n, t \quad (2c)$$

$$0 \leq p_{gnt} \leq \rho_{nt}^{\text{PV}} \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \in \mathcal{G} \setminus \{\text{PV}\}, n, t \quad (2d)$$

$$0 \leq p_{gnt} \leq \rho_{nt}^{\text{eólica}} (\bar{p}_{gn}^0 + u_{gn} \delta \bar{p}_{gn}^0), \quad \forall g \in \{\text{eólica}\}, n, t \quad (2e)$$

$$u_n \in \{0, 1\}, \quad \forall n \quad (2f)$$

$$p_{gnt} - p_{gnt-1} \geq -r_g^- \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \in \{\text{nuclear, gas}\}, n, t \notin T_1 \quad (2g)$$

$$p_{gnt} - p_{gnt-1} \leq r_g^+ \bar{p}_{gn}^0, \quad \forall g \in \{\text{nuclear, gas}\}, n, t \notin T_1 \quad (2h)$$

$$0 \leq d_{nt} \leq \bar{d}_{nt}, \quad \forall n, t \quad (2i)$$

$$-\bar{f}_{nm} \leq f_{nmt} \leq \bar{f}_{nm}, \quad \forall n, m, t \quad (2j)$$

$$f_{nmt} + f_{mnt} = 0, \quad \forall n, m, t \quad (2k)$$

La función objetivo (2a) minimiza el coste total del sistema, compuesto por el coste de generación de electricidad por cada tecnología en cada nodo y periodo de tiempo (primer término), el coste asociado a la energía no suministrada, es decir, la demanda no satisfecha en cada nodo y periodo de tiempo (segundo término) y el coste de repotenciación de los aerogeneradores (tercer término).

La restricción (2b) asegura que se alcance el objetivo de generación renovable  $\kappa$  de la demanda total satisfecha en todos los nodos y períodos. La ecuación de balance (2c) garantiza que en cada nodo y período de tiempo la suma de la generación de todas las tecnologías iguala la demanda satisfecha más la potencia enviada por las líneas de transmisión a otros nodos. Las restricciones (2d) y (2e) establecen los límites máximos de generación por tecnología, nodo y período de tiempo. Para la generación eólica, se contempla la posibilidad de aumentar su capacidad mediante repotenciación si  $u_n = 1$ . La restricción (2f) define a  $u_n$  como una

variable binaria que toma el valor 1 si se decide repotenciar los aerogeneradores en el nodo  $n$  y 0 en caso contrario. Las restricciones (2g) y (2h) controlan las rampas de bajada y subida de generación para tecnologías nucleares y de gas, limitando las variaciones entre dos períodos consecutivos. La restricción (2i) limita la demanda satisfecha a no superar la demanda total en cada nodo y período. La restricción (2j) impone límites a los flujos de potencia por las líneas de transmisión entre nodos, definidos por la capacidad máxima de cada línea. Por último, la ecuación (2k) establece la conservación de potencia entre nodos: la potencia enviada de  $n$  a  $m$  debe ser igual y opuesta a la que llega de  $m$  a  $n$  en cada período.

### 2.4.3. Métodos de resolución

La resolución de los modelos se realiza utilizando el software Gurobi, uno de los entornos más potentes y ampliamente utilizados para problemas de programación lineal (LP) y programación lineal entera mixta (MILP), tanto por su velocidad como por su capacidad para manejar problemas de gran escala.

En el caso del modelo continuo (LP), que solo incluye variables continuas, Gurobi emplea algoritmos de optimización lineal como simplex. Estos métodos permiten obtener soluciones óptimas de forma muy eficiente, incluso en sistemas con miles de variables y restricciones.

En el caso del modelo mixto (MILP), que incluye variables binarias para decisiones discretas, Gurobi aplica el método de branch-and-bound. Esta técnica construye un árbol de decisión en el que, en cada nodo, se resuelve una versión relajada del problema, es decir, las variables discretas se consideran como continuas. La solución obtenida proporciona una cota que permite estimar el mejor valor posible que se podría alcanzar en esa rama del árbol.

El algoritmo divide de forma iterativa el problema en subproblemas más específicos, ramificando el árbol. Las ramas que no pueden mejorar la mejor solución encontrada se descartan (poda), lo que reduce el número total de combinaciones evaluadas. Este proceso iterativo continúa hasta explorar todas las ramas necesarias o hasta encontrar la solución óptima.

## 2.5. Implementación computacional

El modelo ha sido implementado en el lenguaje de programación Python, aprovechando su flexibilidad y su disponibilidad de bibliotecas científicas para la gestión de datos y visualización de resultados. La formulación matemática del problema y sus restricciones se ha desarrollado en AMPL, un entorno de modelado algebraico que facilita una escritura clara y estructurada del modelo.

La conexión entre ambos entornos se realiza mediante la interfaz `amplpy`, que permite automatizar el intercambio de datos y coordinar la ejecución del modelo desde Python. La resolución del problema se lleva a cabo utilizando el solver Gurobi (versión 10.0.2), ampliamente reconocido por su eficiencia en la resolución de problemas MILP y su compatibilidad con AMPL y Python.

## 2.6. Procedimiento de resolución

Una vez definido el problema de optimización para la planificación energética, es fundamental presentar la estrategia seguida para su resolución y análisis. El objetivo principal es determinar, para cada nodo del sistema eléctrico, la estrategia más eficiente entre la repotenciación de parques eólicos existentes y la instalación de nuevas capacidades, minimizando el coste total del sistema y garantizando el cumplimiento de las demandas y restricciones operativas. A continuación, se resumen los pasos que conforman el procedimiento general:

1. Definición de los parámetros y variables relevantes para los casos de estudio, incluyendo la capacidad instalada, los factores de capacidad renovable, la demanda por nodo y periodo, las restricciones de red y costes asociados, así como la formulación matemática del modelo de optimización.
2. Implementación computacional del modelo mediante el uso de AMPL y el solver Gurobi, asegurando la correcta definición de conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones que reflejan las características técnicas, económicas y ambientales del sistema.

3. Ejecución del modelo para los diferentes casos de estudio definidos, obteniendo como resultado la configuración óptima del sistema: niveles de generación, flujos de potencia, capacidad repotenciada, capacidad instalada nueva, y demanda satisfecha.
4. Análisis de los resultados obtenidos para cada nodo y escenario, identificando qué estrategia es más favorable en términos de coste y viabilidad técnica, evaluando además el impacto sobre la participación renovable y las restricciones territoriales.
5. Validación y contraste de resultados mediante comparaciones entre escenarios y discusión de las implicaciones para la planificación energética sostenible.

## **2.7. Análisis y validación de resultados**

En esta sección se detallan los criterios empleados para interpretar, comparar y validar los resultados obtenidos del modelo de optimización, asegurando así que las conclusiones sean sólidas y aplicables a la toma de decisiones en planificación energética.

### **2.7.1. Interpretación de los resultados**

La solución óptima representa el conjunto de decisiones que minimizan el coste total del sistema eléctrico, cumpliendo con todas las restricciones técnicas y objetivos de sostenibilidad planteados. Se analizan principalmente variables clave tales como los costes totales, la capacidad instalada resultante, la producción por tipo de generación y el nivel de participación de energías renovables en el mix energético.

Estos indicadores permiten evaluar la eficiencia económica, la viabilidad técnica y el impacto ambiental de cada configuración propuesta, facilitando la identificación de las estrategias más adecuadas para la planificación energética.

### **2.7.2. Comparación entre estrategias**

Se realiza un análisis comparativo entre las alternativas de repotenciación de parques eólicos existentes y la instalación de nueva capacidad, considerando criterios económicos, técnicos y de sostenibilidad.

La repotenciación es preferible cuando permite alcanzar reducciones significativas de costes y emisiones con inversiones menores o menores impactos ambientales, especialmente en escenarios con restricciones de uso de suelo u otro tipo de limitaciones.

La instalación de nueva capacidad es más conveniente cuando la demanda energética crece significativamente o cuando la repotenciación no puede garantizar el cumplimiento de los objetivos de capacidad o participación renovable requeridos.

### **2.7.3. Validación y consistencia del modelo**

La validación del modelo se realiza mediante una revisión cuidadosa de los resultados, que incluye un análisis de sensibilidad sobre parámetros clave del modelo, como los objetivos de participación renovable ( $\kappa$ ), costes asociados a la repotenciación ( $\alpha$ ) y restricciones operativas, para evaluar cómo afectan las variaciones en estos valores a las soluciones obtenidas.



# Capítulo 3

## Casos de estudio

Con el fin de validar y demostrar la aplicabilidad del modelo propuesto, se plantean tres casos de estudio con niveles crecientes de complejidad. Esta progresión permite verificar el correcto funcionamiento del modelo en situaciones simples, así como explorar su utilidad en sistemas realistas con múltiples restricciones técnicas.

Los dos primeros casos utilizan la versión discreta del modelo (MILP), adecuada para analizar decisiones específicas sobre repotenciación en sistemas a pequeña escala. Por su parte, el tercer caso corresponde a un sistema más amplio, con 28 nodos, que representa un sistema eléctrico europeo donde cada nodo equivale a un país. Este caso se aborda mediante la versión continua (LP), lo que permite reducir los tiempos de resolución manteniendo una buena representación del comportamiento general del sistema.

### 3.1. Sistema de 3 Nudos

Este caso tiene como propósito mostrar el funcionamiento básico del modelo en un entorno donde las características del sistema permiten, a simple vista, anticipar cuál será el nodo óptimo para la repotenciación, lo cual sirve como una primera validación del modelo.

#### 3.1.1. Descripción del Sistema

Como se muestra en la Figura 6, el sistema eléctrico considerado está compuesto por tres nodos (N1, N2 y N3), interconectados mediante líneas de transmisión de 90 MW de

capacidad. Cada nodo tiene distintas tecnologías de generación:

- Nodo 1: Nuclear y eólica.
- Nodo 2: Eólica y gas.
- Nodo 3: Solar y demanda total.

El objetivo es decidir si repotenciar o no y en qué nodo hacerlo, para alcanzar un 70% de participación renovable con el mínimo coste.

Este sistema se ha evaluado a lo largo de un horizonte temporal de 24 periodos, correspondientes a una representación horaria de un único día. Esta elección busca simplificar el análisis y facilitar la interpretación de resultados.

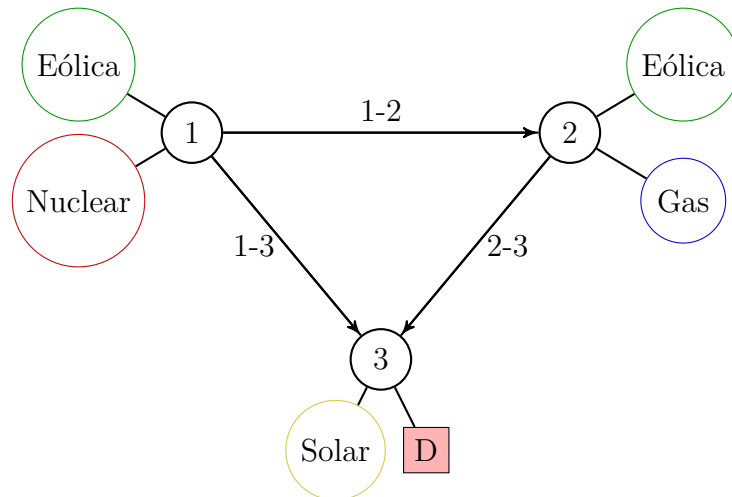


Figura 6. Esquema del sistema eléctrico 3 nudos.

### 3.1.1.1. Capacidades de Generación

A continuación, se detallan las capacidades de generación disponibles en cada nodo, diferenciadas por tipo de tecnología, tal como se muestra en la Tabla 1.

Nodo	Tecnología	Capacidad (MW)
N1	Nuclear	500
N1	Eólica	150
N2	Gas	400
N2	Eólica	50
N3	Solar	150

Tabla 1. Capacidades de generación por nodo y tecnología

### 3.1.1.2. Restricciones de Rampa en Tecnologías Convencionales

Las tecnologías convencionales de generación eléctrica, como la nuclear y el gas, tienen limitaciones operativas asociadas a la velocidad con la que pueden modificar su nivel de producción horaria. Estas restricciones influyen directamente en la flexibilidad del sistema y su capacidad para complementar la generación renovable.

En particular, en este caso de estudio se consideran los límites de rampa mostrados en la Tabla 2.

Tecnología	Rampa (%)
Nuclear	$\pm 10$
Gas	$\pm 100$

Tabla 2. Límites de rampa para tecnologías convencionales

La tecnología nuclear tiene una restricción de rampa del  $\pm 10\%$ , lo que significa que su generación solo puede aumentar o disminuir en un  $10\%$  de su capacidad nominal por hora. Esto limita su capacidad para responder a cambios bruscos en la producción renovable o en la demanda.

En cambio, el gas tiene una restricción de rampa del  $\pm 100\%$ , lo que le permite ajustar su nivel de generación de forma instantánea. A pesar de su mayor coste operativo, el modelo puede priorizar el uso de la tecnología de gas por su capacidad para actuar rápidamente, cubriendo déficits puntuales que otras tecnologías más rígidas, como la nuclear, no pueden compensar de forma eficiente.

### **3.1.1.3. Capacidades máximas de transmisión**

La red de transmisión del sistema eléctrico considerado en este estudio conecta los distintos nodos mediante líneas con una capacidad máxima uniforme de 90 MW. Esta homogeneidad simplifica el análisis de flujos de potencia, permitiendo enfocarse en los efectos de la variabilidad de la generación y la demanda.

### **3.1.1.4. Factores de Capacidad:**

Los factores de capacidad de generación renovable varían a lo largo del día:

- Eólica: La disponibilidad es significativamente mayor en el nodo N2, con valores entre 0.85 y 0.94 durante la mayoría del día, mientras que en N1 rara vez supera el 0.1, lo que sugiere una localización poco favorable. El nodo N3 presenta buenos valores, aunque no tiene capacidad instalada eólica.
- Solar: El recurso solar está presente en los tres nodos (N1, N2 y N3), con un perfil diario típico. Comienza a estar disponible desde la hora 7, alcanza su pico entre las horas 10 y 13 con factores de capacidad de hasta 1.0, y disminuye gradualmente hasta desaparecer en la hora 20. Los valores son levemente superiores en N3, siendo este el único nodo con capacidad solar instalada.

### **3.1.1.5. Demanda:**

Toda la demanda se concentra exclusivamente en el nodo N3, siguiendo una curva típica, con mínimo durante la madrugada, alrededor de 245 MW y un máximo de 480 MW en la hora 20. Los nodos N1 y N2 no tienen demanda, por lo que actúan únicamente como puntos de generación y transporte de energía.

## **3.1.2. Parámetros y Costes**

Estos valores establecen las condiciones técnicas del sistema y definen los criterios económicos que influyen en la selección de tecnologías y la decisión de repotenciar. Entre los aspectos más relevantes se encuentran el porcentaje mínimo de participación renovable, el porcentaje de incremento por repotenciación permitido y los costes tanto de inversión como

de generación para cada tecnología considerada. Los valores utilizados en el modelo se detallan en la Tabla 3, que resume todos los parámetros clave considerados.

Concepto	Valor
Incremento por repotenciación ( $\delta$ )	60 %
Participación renovable mínima ( $\kappa$ )	70 %
Coste repotenciación eólica	48 000 €/MW·año
Coste generación solar	0 €/MWh
Coste generación eólica	0 €/MWh
Coste generación nuclear	11.5 €/MWh
Coste generación gas	43.1 €/MWh
Coste por carga no servida	10000 €/MWh

Tabla 3. Parámetros y costes del modelo.

### 3.1.3. Resultados

El modelo determina que la repotenciación debe hacerse en el nodo 2. Esta solución resulta coherente con las características del sistema, ya que el nodo 2 cuenta con un recurso eólico excelente con factores de capacidad cercanos a 0.9-1.0 a lo largo del día, buena conexión con el nodo de demanda (N3), y la presencia de generación flexible mediante gas natural.

La repotenciación en el nodo 2 permite aumentar significativamente la generación renovable, permitiendo alcanzar el objetivo del 70 % de participación renovable sin necesidad de reducción de carga. La capacidad adicional instalada permite cubrir la demanda sin provocar congestiones en las líneas de transmisión, ya que el nodo 2 dispone de conexiones de alta capacidad (90 MW).

Asimismo, el modelo considera adecuadamente las rampas de tecnologías convencionales. La generación nuclear en el nodo 1, con rampas del 10 %, no es suficientemente flexible para adaptarse a la variabilidad renovable, mientras que la planta de gas en el nodo 2 sí lo es, pudiendo complementar eficazmente la producción renovable. Esto refuerza la elección del nodo 2 como nodo de repotenciación, pues minimiza la necesidad de utilizar tecnologías costosas o de reducir carga, lo cual sería penalizado con un coste elevado (10000 €/MWh).

En resumen, el modelo identifica una solución técnica y económicamente eficiente que aprovecha los recursos renovables de forma óptima, y valida el comportamiento esperado en el sistema simple. Esta validación inicial proporciona una base sólida para aplicar el modelo a sistemas más complejos y realistas.

## **3.2. Sistema de 3 Nodos con Restricciones Técnicas**

A diferencia del caso anterior, este sistema está diseñado para resaltar la complejidad de la planificación energética, considerando restricciones más estrictas. Las limitaciones que influyen en el comportamiento del sistema no son tan evidentes, y la decisión sobre qué nodo repotenciar no puede deducirse de manera intuitiva. Esto demuestra la utilidad del modelo de optimización como herramienta de apoyo a la toma de decisiones en escenarios complejos.

### **3.2.1. Descripción del Sistema**

El sistema conserva las siguientes características del caso anterior:

- Compuesto por tres nodos interconectados (N1, N2 y N3), con distintas tecnologías de generación distribuidas entre ellos y demanda concentrada en N3.
- Horizonte temporal de 24 periodos (representación horaria de un día).
- La demanda sigue concentrándose en el nodo N3, con una evolución horaria idéntica al caso anterior (mínimo de 245 MW a las 5:00 y máximo de 480 MW a las 20:00), lo que mantiene al nodo 3 como punto crítico en la operación del sistema.
- Costes de generación e inversión, parámetros de participación renovable, y porcentaje de aumento de capacidad por repotenciación, según lo detallado previamente en la Tabla 3 y tabla de costes.
- Restricciones de rampa para tecnologías convencionales. Para la tecnología nuclear, rampa de  $\pm 10\%$  por hora, lo que limita su flexibilidad operativa. Y para gas, rampa de  $\pm 100\%$  por hora, permitiéndole responder rápidamente ante desequilibrios en el sistema.

Aunque la configuración tecnológica es similar a la del caso anterior, se ha diseñado deliberadamente para introducir mayor complejidad operativa. En particular, se considera:

1. Distintas capacidades iniciales de las tecnologías respecto al caso anterior.
2. Capacidades de líneas de transmisión diferentes.
3. Distribución más dispersa del factor de capacidad eólico.

Esta configuración impide anticipar de forma directa dónde resultará más eficiente repotenciar la generación renovable.

### 3.2.1.1. Capacidades de Generación

Las capacidades instaladas cambian respecto al caso anterior, aunque se mantiene la misma distribución tecnológica por nodo. La principal diferencia se encuentra en las tecnologías eólicas, cuyas capacidades han sido modificadas como parte del análisis de repotenciación. Estas nuevas capacidades se resumen en la Tabla 4.

Nodo	Tecnología	Capacidad (MW)
N1	Nuclear	500
N1	Eólica	100
N2	Gas	400
N2	Eólica	120
N3	Solar	150

Tabla 4. Capacidades de generación por nodo y tecnología

### 3.2.1.2. Capacidades máximas de transmisión

Las limitaciones en la capacidad de transmisión restringen el intercambio de potencia entre nodos. Al repotenciar la generación eólica en un nodo, es fundamental que la energía generada pueda ser transportada hacia N3, donde se concentra la demanda. El modelo desarrollado permite analizar los flujos de potencia horarios y comprobar si la repotenciación en un nodo provoca congestión en las líneas, lo que podría reducir el aprovechamiento de la capacidad adicional instalada.

Las capacidades máximas de transmisión entre nodos se presentan en la Tabla 5.

Interconexión	Capacidad (MW)
N1–N2	100
N1–N3	80
N2–N3	90

Tabla 5. Capacidades máximas de transmisión entre nodos.

### 3.2.1.3. Factores de Capacidad

Los factores de capacidad de generación renovable varían a lo largo del día:

- Eólica: presenta valores variables en los tres nodos, con rangos aproximados de 0,20 a 0,55 p.u. en N1, 0,24 a 0,58 p.u. en N2 y 0,27 a 0,62 p.u. en N3. Los valores aumentan progresivamente desde la madrugada hasta el mediodía y decrecen hacia la noche.
- Solar: disponible en los tres nodos. Presenta un valor máximo de 1 p.u. en N3 a mediodía, con valores nulos durante la noche y disminuyendo progresivamente hacia las primeras y últimas horas del día.

### 3.2.2. Resultados

Los resultados obtenidos bajo la nueva configuración reflejan una mayor complejidad operativa respecto al caso base. La combinación de capacidades de generación, restricciones de transmisión más estrictas y una distribución menos uniforme de los factores de capacidad eólica impide identificar a simple vista el nodo más eficiente para repotenciar la generación renovable.

En este escenario se repotencia la generación eólica en el nodo 1. Este posee conexión directa con el nodo 3, donde se concentra la demanda, y aunque con menor capacidad de transmisión que las demás líneas, es suficiente para transportar parte de su generación. Además, su conexión con el nodo 2 permite cierto margen de maniobra para redistribuir flujos de potencia, evitando la congestión en las líneas. La repotenciación en este nodo permite, por

tanto, un aumento significativo de la generación renovable sin provocar cuellos de botella y cumpliendo el objetivo del 70 % de participación renovable.

El modelo considera tanto los límites físicos de transmisión como las rampas de tecnologías convencionales, identificando la mejor solución en términos técnicos y económicos, lo cual no podría deducirse con un análisis simple. Esto resalta la utilidad del modelo de optimización como herramienta clave para integrar renovables de forma eficiente, mantener la estabilidad del sistema y reducir los costes de operación.

Las Tablas 6 y 7 muestran las transmisiones de línea en megavatios (MW) para dos casos de estudio diferentes, reflejando la distribución y el flujo de potencia entre los nodos del sistema bajo distintas configuraciones.

En la Tabla 6, correspondiente al primer caso de estudio, se observa que los flujos de potencia presentan valores altos y en algunos casos cercanos a los límites máximos de transmisión, especialmente en las conexiones entre los nodos 1 y 3, y entre los nodos 2 y 3. Esto indica un uso intensivo de estas líneas, lo cual está alineado con la estrategia de repotenciar la generación eólica en el nodo 2, que se conecta directamente con el nodo 3, donde se concentra la demanda. Además, la tabla refleja la presencia de flujos negativos y positivos en distintas direcciones, lo que confirma la capacidad del sistema para redistribuir potencia y evitar congestiones.

Hora	N1→N2	N1→N3	N2→N1	N2→N3	N3→N1	N3→N2
1	-45.84	90	45.84	22.15	-90	-22.15
2	19.6	-10.6	-19.6	90	10.6	-90
3	-75	90	75	-3	-90	3
4	-84	90	84	-14.4	-90	14.4
5	-76.5	90	76.5	-3.7	-90	3.7
6	18.8	38.7	-18.8	90	-38.7	-90
7	16.4	90	-16.4	90	-90	-90
8	-36.5	90	36.5	32.3	-90	-32.3
9	18	90	-18	90	-90	-90
10	15.6	90	-15.6	90	-90	-90
11	22	90	-22	90	-90	-90
12	19.6	90	-19.6	90	-90	-90
13	14.8	90	-14.8	90	-90	-90
14	18.8	90	-18.8	90	-90	-90
15	21.2	90	-21.2	90	-90	-90
16	17.2	50	-17.2	90	-50	-90
17	20.4	90	-20.4	90	-90	-90
18	15.6	90	-15.6	90	-90	-90
19	19.6	28.5	-19.6	90	-28.5	-90
20	-81	90	81	-9	-90	9
21	22	41.9	-22	90	-41.9	-90
22	16.4	90	-16.4	90	-90	-90
23	18.8	90	-18.8	90	-90	-90
24	20.4	90	-20.4	90	-90	-90

Tabla 6. Tabla transmisiones de línea caso de estudio 1 (MW).

En la Tabla 7, que corresponde al segundo caso de estudio, se evidencia una reducción significativa en los valores absolutos de los flujos de potencia respecto al caso anterior. Esta disminución podría estar asociada a cambios en la configuración de generación o en las restricciones de transmisión más estrictas, lo que reduce la saturación de las líneas y permite una operación más conservadora del sistema. A pesar de estos valores menores, las direcciones

de los flujos se mantienen consistentes con la lógica del sistema, asegurando un transporte adecuado de la energía desde las áreas de generación hacia los nodos de demanda.

<b>Hora</b>	<b>N1→N2</b>	<b>N1→N3</b>	<b>N2→N1</b>	<b>N2→N3</b>	<b>N3→N1</b>	<b>N3→N2</b>
1	54.0	80	-54.0	90	-80	-90
2	56.4	80	-56.4	90	-80	-90
3	58.8	80	-58.8	90	-80	-90
4	60.0	80	-60.0	90	-80	-90
5	61.2	80	-61.2	90	-80	-90
6	58.8	80	-58.8	90	-80	-90
7	51.6	80	-51.6	90	-80	-90
8	36.0	80	-36.0	90	-80	-90
9	30.0	80	-30.0	90	-80	-90
10	24.0	80	-24.0	90	-80	-90
11	21.6	80	-21.6	90	-80	-90
12	20.4	80	-20.4	90	-80	-90
13	22.8	80	-22.8	90	-80	-90
14	25.2	80	-25.2	90	-80	-90
15	27.6	80	-27.6	90	-80	-90
16	30.0	80	-30.0	90	-80	-90
17	32.4	80	-32.4	90	-80	-90
18	34.8	80	-34.8	90	-80	-90
19	38.4	80	-38.4	90	-80	-90
20	42.0	80	-42.0	90	-80	-90
21	44.4	80	-44.4	90	-80	-90
22	46.8	80	-46.8	90	-80	-90
23	49.2	80	-49.2	90	-80	-90
24	54.0	80	-54.0	90	-80	-90

Tabla 7. Tabla transmisiones de línea caso de estudio 2 (MW).

En resumen, la comparación entre ambos casos muestra cómo la variación en la configuración y las restricciones del sistema influyen directamente en los flujos de potencia entre nodos, lo que es fundamental para la toma de decisiones en la repotenciación de la generación renovable y la operación eficiente del sistema eléctrico.

### 3.3. Sistema de 28 Nudos

#### 3.3.1. Descripción del Sistema

El tercer caso de estudio corresponde a un sistema eléctrico de alta complejidad, compuesto por 28 regiones interconectadas. Este sistema se ha construido utilizando datos del modelo LIMES-EU, desarrollado por el Instituto de Potsdam para la Investigación del Impacto Climático [29]. Si bien la estructura del modelo propuesto es independiente, los datos de entrada, como demanda, capacidades, factores de capacidad y costes, se han extraído y adaptado de dicha fuente para garantizar una representación realista del sistema eléctrico europeo.

La red representa una agregación de países europeos (excluyendo Malta y Chipre), e incluye también a Noruega y Suiza, no pertenecientes a la Unión Europea (ver Tabla 8).

<b>Código</b>	<b>País</b>	<b>Código</b>	<b>País</b>
AT	Austria	LT	Lituania
BE	Bélgica	LU	Luxemburgo
BG	Bulgaria	LV	Letonia
CZ	República Checa	NL	Países Bajos
DE	Alemania	PL	Polonia
DK	Dinamarca	PT	Portugal
EE	Estonia	RO	Rumanía
ES	España	SE	Suecia
FI	Finlandia	SI	Eslovenia
FR	Francia	SK	Eslovaquia
GB	Reino Unido	CH	Suiza
GR	Grecia	NO	Noruega
HR	Croacia	IE	Irlanda
HU	Hungría	IT	Italia

Tabla 8. Países considerados en la red eléctrica europea analizada.

A diferencia de los casos anteriores, en este se utiliza únicamente la versión continua del

modelo, debido al elevado número de variables y a la complejidad computacional asociada al tamaño del sistema. Cada nodo de la red representa un país completo, lo que permite una aproximación realista del comportamiento del sistema eléctrico europeo de forma realista y eficiente.

La demanda eléctrica, los factores de capacidad eólica y solar, las capacidades iniciales y máximas por nodo, así como los costos y límites operativos, provienen directamente de las bases de datos empleadas en LIMES-EU [29]. Estos datos se integran al modelo mediante archivos CSV y son procesados mediante un script en Python que gestiona la ejecución del modelo en AMPL con el solver Gurobi.

Este caso representa un escenario realista de planificación energética a gran escala, y permite evaluar la aplicabilidad del modelo desarrollado en contextos complejos, donde las decisiones óptimas no son evidentes a simple vista y requieren herramientas avanzadas de optimización para ser identificadas.

#### **3.3.1.1. Capacidades de Generación**

Este sistema permite simular un entorno eléctrico realista con múltiples tecnologías de generación, restricciones técnicas, capacidad limitada de transmisión entre regiones y una alta variabilidad en la disponibilidad de recursos renovables.

Las tecnologías de generación consideradas en el modelo incluyen nuclear, carbón duro (Hard Coal), lignito (Lignite), ciclo combinado de gas natural (Natural Gas CC), turbinas de gas natural (Natural Gas GT), hidráulica (Hydro), biomasa (Bio), energía eólica (Wind) y energía solar fotovoltaica (PV). La Tabla 9 muestra la capacidad instalada de cada una de estas tecnologías por región.

Región	Nuclear	Carbón duro	Lignito	Gas CC	Gas GT	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Solar PV
AT	0.00	1.41	0.00	4.79	0.46	10.07	0.46	1.00	0.10
BE	6.04	1.80	0.00	6.17	1.60	0.11	0.45	0.76	0.91
BG	2.00	2.04	3.32	0.52	0.12	1.87	0.01	0.50	0.03
CZ	3.90	1.75	7.21	0.54	0.65	0.98	0.03	0.22	1.97
DE	21.51	30.10	21.25	25.44	7.51	3.84	1.43	27.81	17.34
DK	0.00	4.57	0.00	2.76	1.70	0.00	0.52	2.81	0.01
EE	0.00	0.00	2.86	0.20	0.02	0.01	0.06	0.11	0.00
ES	7.73	9.72	0.00	30.39	5.83	14.04	0.50	22.65	4.03
FI	2.84	3.79	0.06	2.80	1.83	3.07	3.06	0.19	0.01
FR	65.88	7.48	0.00	8.88	6.22	19.98	0.15	4.59	0.89
GB	12.61	29.84	0.00	39.34	5.65	1.64	0.39	4.03	0.08
GR	0.00	0.00	5.13	5.21	2.04	2.51	0.01	1.38	0.21
HR	0.00	0.34	0.00	1.42	0.18	1.83	0.00	0.08	0.00
HU	2.00	0.09	1.10	3.62	0.87	0.05	0.14	0.29	0.00
IE	0.00	0.92	0.00	4.59	1.02	0.24	0.40	1.39	0.00
IT	0.00	12.27	0.00	62.64	5.75	15.33	0.84	6.02	3.69
LT	0.00	0.00	0.00	2.71	0.02	0.11	0.00	0.13	0.00
LU	0.00	0.00	0.00	0.39	0.10	0.04	0.00	0.04	0.03
LV	0.00	0.00	0.00	0.89	0.04	1.52	0.01	0.03	0.00
NL	0.50	4.02	0.00	14.64	2.65	0.04	0.16	2.05	0.09
PL	0.00	23.16	9.00	1.31	0.11	0.81	0.06	1.15	0.00
PT	0.00	1.88	0.00	4.49	1.79	3.95	0.16	3.80	0.13
RO	1.44	2.03	5.98	5.51	0.14	6.58	0.01	0.39	0.00
SE	9.63	0.36	0.00	3.33	2.00	16.48	2.19	1.88	0.01
SI	0.73	0.12	0.84	0.25	0.31	0.97	0.01	0.00	0.01
SK	1.95	0.61	0.56	1.21	0.19	1.56	0.00	0.00	0.02
CH	3.34	0.00	0.00	0.15	0.27	12.48	0.03	0.04	0.11
NO	0.00	0.01	0.00	0.71	0.69	28.45	0.01	0.42	0.00

Tabla 9. Capacidad instalada (GW) de generación por región y tecnología.

Algunas regiones tienen una mayor concentración de generación renovable, mientras que otras dependen en mayor medida de fuentes convencionales.

### 3.3.1.2. Capacidades Máximas Instalables

La Tabla 10 presenta las capacidades máximas instalables de energía eólica terrestre para cada país consideradas en el estudio. Estos valores representan el límite de capacidad que podría instalarse en función de criterios geográficos, técnicos y de uso del suelo disponibles.

País	Capacidad máxima (GW)
AT	45.80
BE	17.70
BG	68.50
CZ	56.10
DE	222.60
DK	32.60
EE	15.80
ES	366.90
FI	71.80
FR	381.70
GB	212.50
GR	105.60
HR	19.80
HU	68.20
IE	56.30
IT	190.20
LT	37.60
LU	1.70
LV	28.40
NL	23.60
PL	193.90
PT	51.00
RO	183.00
SE	93.40
SI	8.30
SK	27.20
CH	20.80
NO	32.20

Tabla 10. Capacidad máxima instalable en energía eólica por país (en GW).

Francia y España destacan como los países con mayor capacidad eólica instalable, lo cual coincide con su vasta extensión territorial y sus recursos eólicos diversos, tanto terrestres como marítimos. Luxemburgo, por el contrario, presenta un potencial muy limitado, acorde con su pequeña superficie. La Figura 7 muestra la distribución geográfica de estas capacidades máximas instalables.

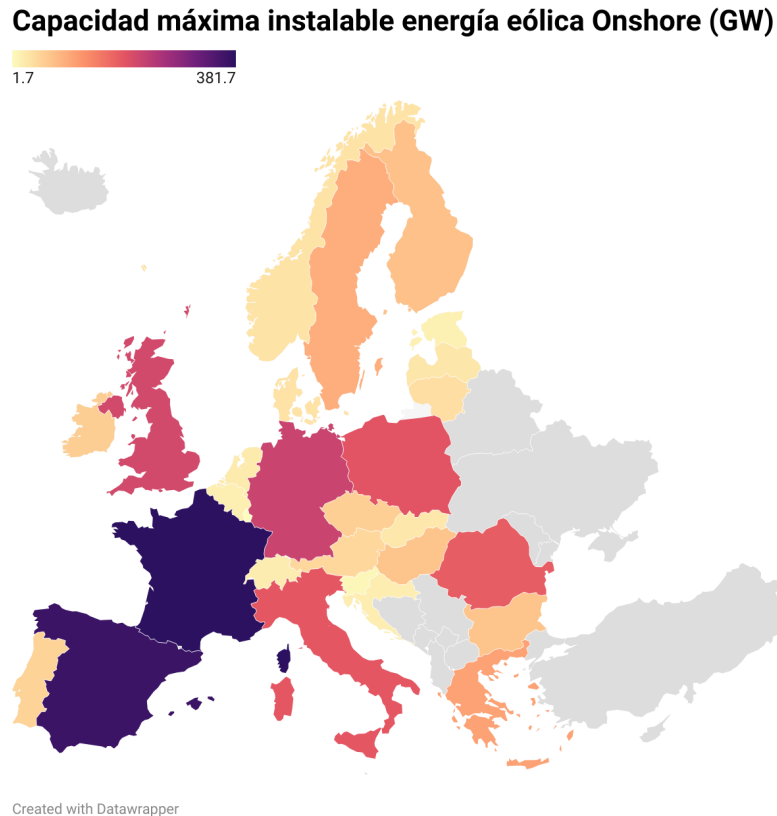


Figura 7. Distribución geográfica máxima capacidad instalable.

### 3.3.1.3. Restricciones de Rampa en Tecnologías Convencionales

Las tecnologías convencionales están sujetas a restricciones de rampa que limitan su capacidad para modificar rápidamente su nivel de generación entre períodos horarios consecutivos. Estas limitaciones se expresan como un porcentaje máximo de variación respecto a la capacidad instalada.

En el modelo, se han aplicado los límites de rampa que se detallan en la Tabla 11.

<b>Tecnología</b>	<b>Límite de rampa (<math>r_g^+/r_g^-</math>) [p.u.]</b>
Nuclear	0.1
Carbón duro (Hard Coal)	0.1
Lignito	0.1
Ciclo combinado de gas natural (Natural Gas CC)	0.1
Turbinas de gas natural (Natural Gas GT)	1.0
Hidroeléctrica (Hydro)	1.0
Biomasa (Bio)	0.1

Tabla 11. Límites de rampa aplicados a tecnologías convencionales.

Estas restricciones afectan la flexibilidad del sistema para responder a cambios rápidos en la demanda o en la producción renovable, y son muy relevantes en escenarios con alta penetración de fuentes intermitentes como la eólica o la solar.

Las turbinas de gas y las hidroeléctricas presentan una mayor capacidad de rampa (1.0 p.u.), lo cual las convierte en tecnologías esenciales para la regulación de frecuencia y la respuesta rápida frente a variaciones imprevistas tanto en la producción renovable como en la demanda.

#### **3.3.1.4. Capacidades máximas de transmisión**

Las regiones están interconectadas a través de una red de transmisión con límites de capacidad definidos para cada par de nodos. Estos límites reflejan cuellos de botella o restricciones estructurales en las interconexiones eléctricas entre países. La capacidad máxima de transmisión condiciona el intercambio de energía entre regiones y puede influir en la localización óptima de generación renovable.

Los valores considerados para estas capacidades máximas de transmisión se detallan en la Tabla 12, donde se presentan los límites bidireccionales en GW para los principales pares de nodos del sistema eléctrico europeo.

<b>n</b>	<b>m</b>	$f_{nm}^{GW}$	<b>n</b>	<b>m</b>	$f_{nm}^{GW}$
at	cz	1.4	de	dk	3.7
at	de	3.2	de	fr	5.8
at	hu	0.9	de	lu	1.9
at	it	0.3	de	nl	7.9
at	si	1.8	de	pl	2.0
at	ch	1.5	de	se	1.2
be	fr	4.2	de	ch	6.5
be	nl	0.5	dk	se	3.7
bg	gr	0.9	sk	no	1.9
bg	ro	0.8	ee	fi	0.6
cz	de	2.9	ee	lv	1.0
cz	pl	2.7	es	fr	1.7
cz	sk	3.2	fi	se	2.9
fr	gb	4.0	fr	it	3.3
fr	ch	4.1	gb	ie	0.5
gb	it	1.0	hr	hu	1.5
hr	si	1.1	hu	ro	1.7
hu	sk	1.2	it	si	0.5
it	ch	2.4	lt	lv	1.4
nl	no	1.6	pl	se	1.1
pl	sk	7.2	se	no	2.2

Tabla 12. Capacidades máximas de transmisión entre nodos (en GW).

Las interconexiones con mayor capacidad, como las que existen entre Alemania y Países Bajos (7.9 GW) o Polonia y Eslovaquia (7.2 GW), son vitales para el flujo eficiente de energía. Por otro lado, conexiones con menor capacidad, como la de Austria e Italia (0.3 GW), pueden limitar el flujo energético entre regiones, actuando como puntos de congestión.

### 3.3.1.5. Demanda y factores de capacidad

La demanda eléctrica se modela a nivel horario para cada uno de los 28 nodos, utilizando perfiles representativos que capturan las variaciones diarias y estacionales propias de cada región. Estos perfiles consideran tanto las horas punta como los períodos valle, reflejando el comportamiento típico del consumo.

Los factores de capacidad para la generación eólica y solar se establecen también a nivel horario y regional, permitiendo representar la variabilidad horaria y estacional de estos recursos renovables. Las regiones del norte muestran generalmente mayores factores de capacidad eólica, mientras que las regiones del sur destacan por una mayor disponibilidad solar durante las horas centrales del día.

### 3.3.2. Parámetros y Costes

A continuación, se resumen los principales parámetros y costes considerados en el modelo de planificación energética. Estos incluyen tanto los objetivos de participación renovable como los costes asociados a las tecnologías de generación, repotenciación eólica, instalación nueva y la penalización por la demanda no atendida (reducción de carga).

1. **Coste de nueva instalación eólica:** Si bien los valores pueden variar según factores como la ubicación específica, los costes de operación y mantenimiento, y las condiciones de financiación, se ha tomado como referencia el informe de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [30].

Con base en los datos proporcionados por dicho informe, se ha estimado un coste de inversión medio de aproximadamente 1.500.000 EUR/MW. Esta cifra refleja una media a partir de los costes de construcción y desarrollo en diferentes países europeos. Además, se ha considerado una vida útil del proyecto de 20 años.

Para este caso de estudio, que se basa en un año representativo, los costes de inversión se han anualizado, repartiendo el gasto total de inversión a lo largo de la vida útil del proyecto. De esta manera, los costes quedan integrados de forma coherente dentro del horizonte temporal simplificado del estudio.

2. **Coste de repotenciación eólica por unidad de capacidad:** Se estima que la repotenciación de parques eólicos puede reducir los costos de inversión entre un 20 % y 40 % en comparación con la construcción de un parque nuevo [31]. Esto se explica por la reutilización de infraestructuras existentes y la reducción de gastos en aspectos como estudios ambientales, subestaciones y accesos, aunque el porcentaje varía según las condiciones específicas de cada proyecto. Para este estudio, se considerará una reducción del 20 % de los costes de inversión.
3. **Incremento por repotenciación:** El incremento en la capacidad por repotenciación se estima en un 60 %. Este aumento refleja una mejora significativa en la capacidad instalada al sustituir aerogeneradores antiguos por modelos más modernos y eficientes [25]. No obstante, es importante señalar que este incremento puede variar considerablemente según las características específicas del parque eólico y el tipo de repotenciación aplicada. Algunos estudios han analizado diferentes niveles de repotenciación, comparando el reemplazo parcial de componentes con la renovación completa de las turbinas. Estos análisis muestran que la repotenciación completa puede alcanzar incrementos de capacidad muy variados, aunque esta cifra depende del diseño y las condiciones particulares de cada proyecto [15].
4. **Objetivo de participación renovable:** Se establecen diferentes escenarios de penetración de energías renovables, con valores variables del 50 %, 60 % y 80 %. Estos objetivos permiten evaluar el impacto de diferentes grados de integración renovable en el sistema eléctrico, así como su efecto en costes.
5. **Coste lineal de generación de las tecnologías:**
  - Nuclear: 11.5 €/MWh
  - Carbón duro: 28.2 €/MWh
  - Lignito: 17.5 €/MWh
  - Gas natural (ciclo combinado): 43.1 €/MWh
  - Gas natural (turbina de gas): 73.5 €/MWh

- Hidráulica: 0 €/MWh
- Biomasa: 27.8 €/MWh
- Eólica: 0 €/MWh
- Solar fotovoltaica: 0 €/MWh

6. **Coste de reducción de carga:** Se incluye una penalización económica significativa de 1000 €/MWh para la reducción de carga. Este valor asegura que el modelo priorice siempre satisfacer el suministro eléctrico, incluso si implica el uso de tecnologías más caras.

### 3.3.3. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el sistema eléctrico de 28 nodos bajo diferentes escenarios de penetración renovable. Los análisis se enfocan en la capacidad instalada, tanto repotenciada como de nueva inversión, y cómo estas decisiones afectan la configuración óptima del sistema.

#### 3.3.3.1. Capacidad instalada: repotenciación y nueva inversión

La Tabla 13 resume la capacidad eólica instalada, tanto la repotenciada como la nueva capacidad por país, considerando valores representativos de  $\kappa$ .

País	$\kappa = 0.50$		$\kappa = 0.60$		$\kappa = 0.80$	
	Repot. (GW)	Nueva (GW)	Repot. (GW)	Nueva (GW)	Repot. (GW)	Nueva (GW)
AT	0.000	0.000	0.600	4.461	0.600	5.227
BE	0.456	0.000	0.456	4.283	0.456	16.484
BG	0.000	0.000	0.300	0.000	0.300	5.350
CH	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CZ	0.000	0.000	0.132	0.000	0.132	16.238
DE	0.000	0.000	0.000	0.000	16.686	73.423
DK	1.686	0.000	1.686	8.527	1.686	15.656
EE	0.000	0.000	0.066	0.082	0.066	2.553
ES	0.000	0.000	13.590	0.000	13.590	16.314
FI	0.114	2.824	0.114	10.027	0.114	16.991
FR	0.000	0.000	2.754	0.000	2.754	135.534
GB	2.418	28.605	2.418	67.219	2.418	114.525
GR	0.000	0.000	0.828	3.002	0.828	8.714
HR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
HU	0.000	0.000	0.174	1.132	0.174	8.778
IE	0.834	2.479	0.834	4.080	0.834	7.093
IT	3.612	5.822	3.612	35.111	3.612	64.588
LT	0.078	0.009	0.078	0.544	0.078	1.090
LU	0.000	0.000	0.024	1.636	0.024	1.636
LV	0.018	0.000	0.018	0.000	0.018	0.000
NL	1.230	14.069	1.230	20.320	1.230	20.320
NO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
PL	0.000	0.000	0.690	25.769	0.690	52.773
PT	0.000	0.000	1.746	0.000	2.280	0.677
RO	0.000	0.000	0.234	0.000	0.234	1.337
SE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SI	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SK	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 13. Capacidad repotenciada y de nueva inversión eólica por país para distintos valores de  $\kappa$  (en GW).

### Para $\kappa = 0.5$ :

Se analizan los resultados para un objetivo del 50 % de participación de energías renovables, valor cercano al objetivo europeo para el 2030 del 45 % [3].

En general, los países tienden a priorizar la repotenciación de la capacidad eólica existente antes que nuevas inversiones en nueva capacidad. Esto es coherente, ya que la repotenciación resulta un 20 % más económica y permite aumentar la capacidad instalada hasta un 60 % respecto a la inicial. En muchos casos, esta mejora puede ser suficiente para alcanzar el objetivo del 50 % de generación renovable tan solo mejorando la infraestructura eólica ya existente (ver Fig.8).

Asimismo, destaca el hecho de que un gran número de países no repotencian ni desarrollan nueva capacidad eólica. Esto se debe a que ya superan el umbral mínimo de participación renovable con la capacidad instalada en energías renovables que poseen y pueden cumplir el objetivo sin realizar nuevas inversiones.

Casos destacados:

1. **Dinamarca (DK)**: Repotencia 1.686 GW sin necesidad de invertir en nueva capacidad. Con 2.81 GW ya instalados y una capacidad máxima instalable de 32.6 GW, la repotenciación resulta suficiente para alcanzar el objetivo renovable del 50 %.
2. **Bélgica (BE)**: Presenta un comportamiento similar, optando únicamente por repotenciar 0.456 GW, lo que le permite alcanzar el objetivo sin necesidad de expansión adicional.
3. **Reino Unido (GB)**: Combina 2.418 GW de capacidad repotenciados y 28.605 GW de nueva capacidad (ver Fig.9). Pese a tener una capacidad máxima instalable alta de 212.5 GW y solo 4.03 GW instalados, su escasa diversificación en otras renovables obliga a una expansión considerable de la eólica para alcanzar el 50 %.

Esta diferencia entre países como Dinamarca o Bélgica, que logran el objetivo solo con repotenciación, y otros como el Reino Unido, que requieren una expansión significativa, se explica por las diferencias estructurales en sus sistemas eléctricos. Dinamarca y Bélgica cuentan con una base energética ya relativamente limpia y diversificada, con presencia de otras

fuentes renovables como solar, biomasa o hidroeléctrica, y sistemas eléctricos de menor tamaño. Esto permite que una mejora moderada en su capacidad eólica, como la repotenciación, sea suficiente para alcanzar el 50% renovable. En cambio, el Reino Unido tiene un sistema eléctrico más grande y una menor participación de otras tecnologías renovables, lo que obliga a desarrollar una expansión mayor de la eólica para compensar la falta de alternativas y alcanzar el mismo objetivo de participación renovable.

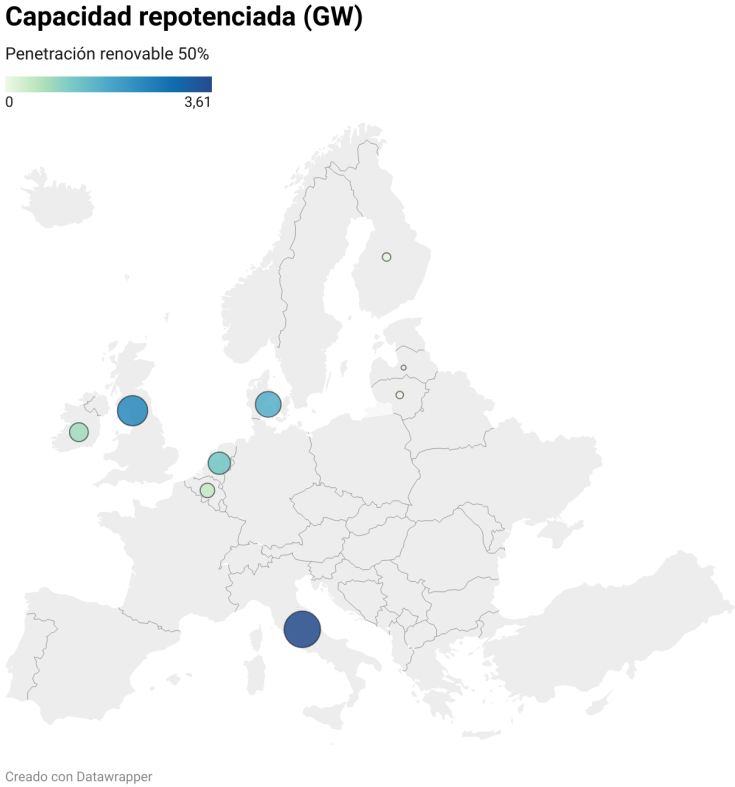


Figura 8. Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para  $\kappa = 0.5$ .

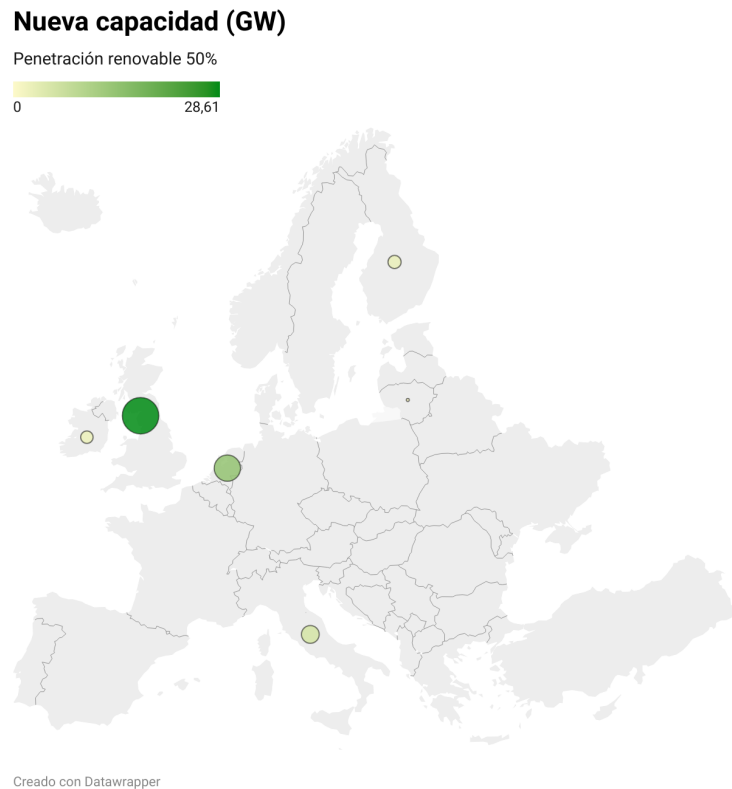


Figura 9. Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para  $\kappa = 0.5$ .

### Para $\kappa = 0.6$ :

Se analiza ahora un objetivo de participación de renovables algo mayor, del 60 %, aunque aún moderado. Se observa un aumento generalizado en la inversión en nueva capacidad eólica (ver Fig.11), especialmente en países con alto potencial eólico sin explotar y limitada generación renovable no eólica. La repotenciación ya no es suficiente (ver Fig.10), se requiere una expansión significativa de la capacidad instalada.

Casos destacados:

1. **España (ES):** Con 13.59 GW de capacidad repotenciados y 0 GW de nueva capacidad. España cuenta ya con 22.65 GW de capacidad instalada y aunque sigue lejos de su capacidad máxima instalable de 366.9 GW, la inversión en nueva capacidad no es necesaria, probablemente gracias a la combinación de solar e hidroeléctrica, que permiten alcanzar el 50 % renovable sin necesidad de expandir la eólica.

2. **Francia (FR):** Repotencia 2.754 GW sin nuevas inversiones. Aunque tiene una gran capacidad nuclear (65.88 GW) que aporta energía baja en emisiones pero no es renovable, la combinación de eólica repotenciada, hidroeléctrica (19.98 GW) y solar parece suficiente para cumplir con el objetivo.
3. **Alemania (DE):** No realiza ni repotenciación ni inversión nueva, pese a tener 27.81 GW instalados y una capacidad máxima instalable mucho mayor, de 222.6 GW. Su sistema ya combina renovables como solar (17.34 GW), hidráulica y biomasa, contribuyendo a una generación más diversificada. Además, Alemania se tiene una red de interconexiones robusta con múltiples países vecinos, con capacidades de transmisión superiores a 30 GW en total. Esta alta interconectividad facilita el cambio de energía renovable, aumentando la flexibilidad del sistema y permitiendo cumplir el objetivo del 60% sin necesidad de expandir su capacidad eólica.

En resumen, para  $\kappa = 0.6$  se nota una clara tendencia a expandir la capacidad eólica en los países donde la repotenciación y otras renovables no alcanzan para cumplir con los objetivos. No obstante, todavía hay países que no apuestan por repotenciar porque tienen poca capacidad instalada o porque ya cuentan con otras fuentes renovables que les permiten llegar al objetivo sin añadir más eólica. En estos casos, la variedad en las tecnologías renovables y unas buenas interconexiones con países vecinos juegan un papel clave para que el sistema eléctrico sea más flexible y eficiente, ayudando a que la transición hacia energías limpias sea viable tanto técnica como económicamente.

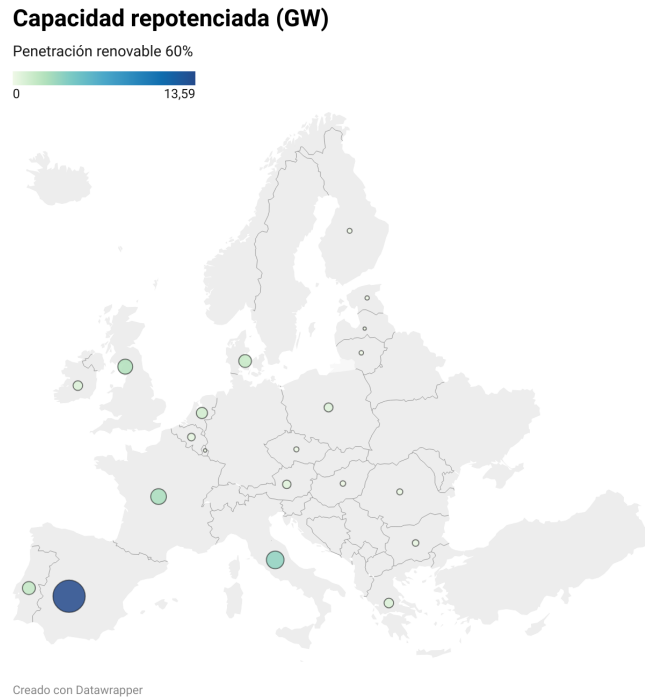


Figura 10. Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para  $\kappa = 0.6$ .

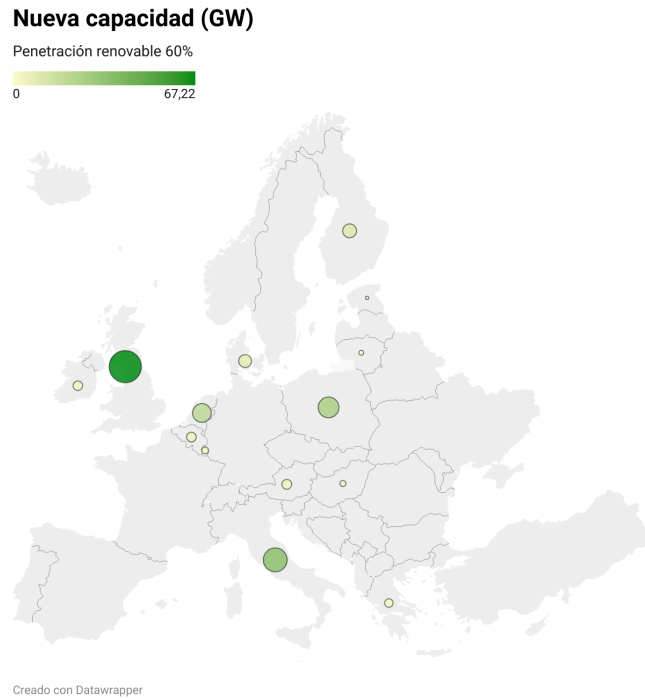


Figura 11. Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para  $\kappa = 0.6$ .

### Para $\kappa = 0.8$ :

En este escenario, se analiza un objetivo mucho más ambicioso de participación de tecnologías renovables del 80 %. Este nivel representa un desafío considerable para la mayoría de los sistemas eléctricos, ya que implica una transformación estructural grande para poder afrontar este objetivo. A diferencia de los escenarios anteriores, la repotenciación por sí sola resulta claramente insuficiente para alcanzar esta participación, por lo que muchos países se ven forzados a realizar fuertes inversiones en nueva capacidad eólica (ver Fig.13), incluso algunos que previamente no requerían expansión.

Además, se observa una mayor presión sobre países con menor diversificación renovable o con limitaciones en tecnologías como la hidráulica o la solar. La eólica se convierte así en la tecnología clave para cubrir la demanda renovable adicional.

Casos destacados:

1. **Alemania (DE):** Repotencia 16.686 GW (ver Fig.12) y aumenta su capacidad eólica 73.423 GW, a diferencia de los otros escenarios en los que no era necesario. Esto indica que al aumentar tanto el objetivo de participación renovable, incluso países que antes estaban cómodamente dentro del umbral ahora deben intervenir para mantenerse dentro del objetivo.
2. **Suecia (SE):** No realiza ni repotenciación ni expansión en ninguno de los escenarios. Esto se explica por su elevada participación de otras renovables, en particular la hidráulica, que con 16.48 GW instalados representa una base sólida de generación renovable. Estas fuentes permiten a Suecia alcanzar sin dificultades los objetivos del 50 %, el 60 % e incluso el 80 % de participación renovable, sin necesidad de invertir en capacidad eólica adicional.
3. **Eslovenia (SI) y Eslovaquia (SK):** Tampoco presentan inversiones ni en repotenciación ni en nueva capacidad en ninguno de los escenarios. Esto se debe a que no cuentan con capacidad eólica instalada y comparado con otros países su capacidad máxima instalable es limitada. Además, no poseen grandes capacidades en otras tecnologías renovables, por lo que no son suficientes para alcanzar el objetivo del 80 %.

En conjunto, este escenario muestra que alcanzar objetivos tan ambiciosos no se consigue solo mejorando la infraestructura existente. En muchos casos, es necesario apostar claramente por una expansión de tecnologías clave como la eólica. También deja en evidencia las diferencias entre países: algunos pueden apoyarse en un sistema energético ya diversificado y bien desarrollado, mientras que otros se enfrentan a limitaciones técnicas o de espacio que dificultan avanzar al mismo ritmo. Por eso, es importante tener en cuenta estas diferencias y adaptar las estrategias a las condiciones de cada país para que la transición energética sea técnicamente viable en todo el sistema europeo.

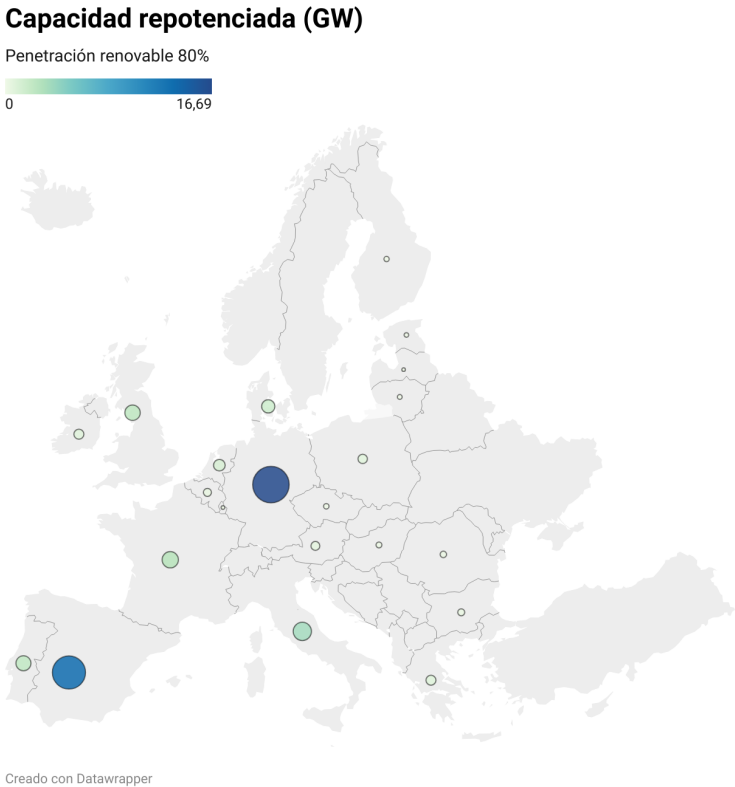


Figura 12. Distribución geográfica de repotenciación de capacidad eólica para  $\kappa = 0.8$ .

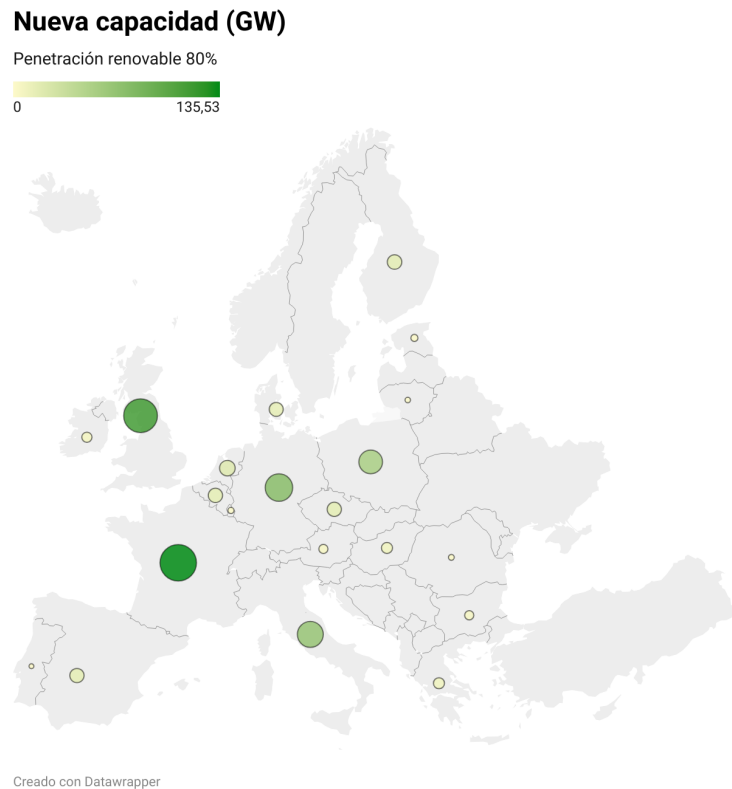


Figura 13. Distribución geográfica de nueva capacidad eólica instalada para  $\kappa = 0.8$ .

### 3.3.3.2. Efecto sobre el coste total del sistema

El coste total del sistema aumenta significativamente al incrementar  $\kappa$ , como se muestra en la Tabla 14. Esto se explica porque alcanzar niveles más altos en renovables implica realizar inversiones mucho mayores en tecnología eólica, que, aunque tiene bajos costes operativos, requiere de grandes inversiones iniciales. Si bien la repotenciación de instalaciones existentes ofrece un ahorro del 20 % en comparación con la inversión en nueva capacidad, esta reducción no es suficiente para compensar el fuerte aumento en la expansión necesaria para cumplir con objetivos más ambiciosos.

$\kappa$	Coste total (M€/año)
0.5	30735.8
0.6	33606.7
0.8	49795.9

Tabla 14. Coste total para distintos valores de  $\kappa$  (M€/año).

Además, al incrementarse la penetración de energías renovables, la generación con fuentes no renovables disminuye, lo que reduce los costes variables relacionados con combustibles fósiles. Sin embargo, alcanzar altos niveles de renovables demanda inversiones adicionales en infraestructura flexible, sistemas de respaldo y almacenamiento, que son esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Estas inversiones adicionales no están consideradas en el modelo actual, por lo que el coste total estimado podría estar subestimado en los escenarios con mayor penetración renovable. En resumen, aunque la repotenciación ayuda a contener parte de la inversión, el aumento significativo en la capacidad renovable requerida y las adaptaciones necesarias explican el incremento pronunciado en el coste total del sistema.



# Capítulo 4

## Conclusiones

Este Trabajo Fin de Grado se ha propuesto, implementado y validado un modelo de optimización orientado a apoyar la planificación energética en contextos con alta penetración de energías renovables. En particular, se ha abordado el objetivo general de comparar dos estrategias de expansión de generación eólica, la repotenciación de parques existentes frente a la instalación de nueva capacidad.

Aunque la repotenciación ha sido tratada en la literatura desde enfoques técnico-económicos o mediante simulaciones, no se han encontrado modelos de optimización que incorporen explícitamente esta opción como parte de la planificación global del sistema. En este sentido, el modelo desarrollado representa una aportación original, al ofrecer una herramienta capaz de incorporar tanto restricciones técnicas del sistema (como límites de transmisión, rampas de generación o factores de capacidad), como criterios económicos (costes de inversión y operación, penalización por carga no servida) y metas de sostenibilidad (participación mínima de renovables).

A lo largo del trabajo, se han planteado y resuelto tres casos de estudio con diferentes niveles de complejidad, aplicando tanto una versión discreta del modelo (MILP) como una versión continua (LP), según la necesidad de detalle en cada escenario. Los resultados muestran que, en determinados contextos, modernizar instalaciones existentes puede ser una estrategia eficiente desde el punto de vista económico y ambiental. No obstante, también se observa que la repotenciación, por sí sola, no basta para alcanzar objetivos renovables espe-

cialmente ambiciosos, siendo necesario complementarla con nueva capacidad, tecnologías de almacenamiento y mejoras en la red eléctrica.

La flexibilidad del modelo, junto con su capacidad de ampliación, lo convierten en una herramienta útil para explorar escenarios futuros de la transición energética. Su diseño permite incorporar criterios adicionales, lo que lo posiciona como una base metodológica que puede ser útil tanto en el ámbito académico como en el diseño de políticas energéticas.

A continuación, se resumen las principales conclusiones, las limitaciones encontradas y, por último, posibles líneas de trabajo futuro que permitan seguir mejorando esta herramienta.

## **4.1. Principales Conclusiones**

### **4.1.1. Importancia de la flexibilidad del sistema**

Una de las principales conclusiones de este trabajo es que la flexibilidad operativa del sistema eléctrico es un factor determinante para una integración eficiente de la generación renovable. El caso de estudio del sistema de tres nodos muestra claramente que, ante la variabilidad de la generación renovable, el modelo prioriza la repotenciación en nodos con tecnologías convencionales flexibles, como las centrales de gas con rampas rápidas, frente a tecnologías más rígidas, como la nuclear. Esta preferencia permite al sistema ajustarse con mayor eficacia a las fluctuaciones de la producción renovable y de la demanda, sin necesidad de recurrir a cortes de carga o tecnologías más costosas.

### **4.1.2. Selección de nodos basada en recurso y topología de red**

Aunque pueda parecer lógico repotenciar en las zonas con mayor recurso eólico, los casos de estudio muestran que la localización óptima depende también de la capacidad de transmisión y de la interacción con otros nodos. En el caso de estudio más sencillo, el nodo con mejor recurso eólico y conexión directa al punto de demanda fue el óptimo. Sin embargo, añadiendo cuellos de botella en la red, se observó que la repotenciación en nodos con un recurso ligeramente inferior, pero mejor conectados, proporcionaba un mayor aprovechamiento de la capacidad adicional disponible.

### **4.1.3. Repotenciación ante altos objetivos renovables**

En el escenario europeo de 28 nodos se constató que, para objetivos de participación renovable superiores al 80 %, la única forma de garantizar la cobertura de demanda era mediante una combinación de repotenciación y nueva capacidad: en muchos países, la repotenciación por sí sola no aportaba suficiente potencia adicional para alcanzar niveles tan ambiciosos. Ello se tradujo en un notable aumento del coste total del sistema, lo que subraya la necesidad de planificar inversiones mixtas cuando los compromisos ambientales son muy exigentes.

### **4.1.4. Beneficios de la interconexión regional**

La existencia de interconexiones de gran capacidad entre países permitió el intercambio de excedentes renovables, reduciendo la necesidad de expansión local. Países con gran diversificación de renovables y buena red, como por ejemplo Alemania, pudieron cumplir sus objetivos aprovechando tanto repotenciación propia como importaciones de vecinos con capacidad eólica sobrante.

## **4.2. Limitaciones del estudio**

Aunque el modelo propuesto ha permitido extraer conclusiones relevantes sobre la planificación óptima de generación eólica, presenta ciertas limitaciones:

En primer lugar, se ha optado por un enfoque determinista, donde tanto la demanda eléctrica como la disponibilidad de recursos renovables se consideran conocidos y constantes para cada periodo. En escenarios reales, donde las condiciones meteorológicas y los patrones de consumo pueden desviarse significativamente de las previsiones, esta rigidez puede comprometer la capacidad del modelo para ofrecer soluciones fiables frente a escenarios no previstos o altamente variables.

En segundo lugar, aunque el modelo contempla la flexibilidad de generación convencional mediante restricciones de rampa, no incorpora sistemas de almacenamiento energético ni mecanismos avanzados de gestión de la demanda, como redes inteligentes. La ausencia de estos elementos limita la capacidad del sistema para adaptarse a la variabilidad renovable,

lo que puede llevar a pasar por alto el verdadero potencial de la repotenciación cuando se analiza junto a tecnologías de respaldo más flexibles.

En tercer lugar, el modelo utiliza una representación simplificada de la red eléctrica, conocida como modelo tipo “pipeline”. Es decir, se supone que la electricidad se transporta entre nodos como si fueran flujos físicos independientes, sin tener en cuenta las leyes físicas que rigen los flujos eléctricos, como las de Kirchhoff. Esta simplificación es razonable en este trabajo, ya que cada nodo representa a un país completo y no se modela su red interna. Sin embargo, para estudios a escala regional o nacional, sería necesario incorporar un modelado más realista, por ejemplo, mediante flujos de carga en corriente continua, que tenga en cuenta las restricciones físicas y operativas reales de la red.

Por último, se han aplicado ciertas simplificaciones en los costes asociados tanto a la repotenciación como al desarrollo de nuevas capacidades. En concreto, se ha considerado un coste unitario de repotenciación para todas las ubicaciones y tipos de parques. Tampoco se han incluido el coste o impacto del desmantelamiento de equipos antiguos, la posible extensión de la vida útil de infraestructuras existentes, ni la gestión o reciclaje de componentes como las palas eólicas. Aunque estos factores son difíciles de cuantificar, podrían influir significativamente en una evaluación más realista de los costes totales de repotenciación.

En conjunto, estas limitaciones no invalidan los resultados obtenidos, pero sí señalan la necesidad de ampliar el alcance del modelo para hacerlo más representativo de las condiciones y desafíos reales que enfrenta el sistema eléctrico en el contexto de la transición energética.

### **4.3. Líneas de investigación y mejora futura**

Para avanzar hacia un enfoque más completo y realista, se sugieren las siguientes líneas de trabajo:

1. Incorporar incertidumbre en los parámetros de demanda y recursos renovables permitirá obtener soluciones que garanticen suficiencia y robustez ante variaciones extremas (picos de demanda, caídas del viento).
2. Añadir variables de inversión en baterías, hidrógeno y estrategias de respuesta de la demanda, con el objetivo de representar de forma más realista la flexibilidad del siste-

ma. Esto permitiría evaluar el papel de estos recursos en la gestión de la intermitencia renovable. Considerar aspectos como su capacidad, localización y modos de operación contribuiría a identificar su impacto real en el desempeño técnico y económico del sistema.

3. Extender la formulación para decidir simultáneamente inversiones en repotenciación, nueva capacidad eólica y reforzamiento de líneas, minimizando pérdidas y cuellos de botella.
4. Incorporar variables de impacto ambiental (uso de suelo, huella de carbono del ciclo de vida de componentes) y social (aceptación local, generación de empleo).
5. Ampliar el horizonte de análisis a lo largo de varios años, permitiendo entender como evolucionan aspectos como la demanda y las metas a largo plazo, como los objetivos en energías renovables. Asimismo, incorporar subnodos dentro de cada país, facilitará una representación más precisa de las diferencias regionales en disponibilidad de recursos y consumo de energía.

## 4.4. Conclusión General

En conclusión, este Trabajo Fin de Grado aporta una herramienta metodológica sólida y flexible para analizar la repotenciación eólica como estrategia clave en la transición energética. Los resultados demuestran que, en muchos casos, modernizar parques existentes puede aportar ventajas económicas y ambientales significativas frente a la expansión de nuevas instalaciones.

Sin embargo, para alcanzar objetivos renovables ambiciosos y garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, es imprescindible complementar la repotenciación con la incorporación de nueva capacidad, tecnologías de almacenamiento energético y refuerzo de redes. La combinación de estas estrategias es esencial para afrontar los retos que plantea la integración masiva de energías renovables.

Finalmente, este estudio sienta las bases para futuras líneas de investigación y desarrollo, proponiendo un modelo ampliable que facilite una planificación energética más eficiente,

robusta y sostenible, alineada con los objetivos globales de descarbonización del sistema eléctrico.

# Bibliografía

- [1] International Energy Agency, “Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector,” 2021, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- [2] International Energy Agency, “Share of renewable electricity generation by technology, 2000–2030,” 2024, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-electricity-generation-by-technology-2000-2030>. IEA, Paris. Licence: CC BY 4.0.
- [3] Comisión Europea, “Pacto verde europeo: la ue acuerda una legislación más estricta para acelerar el despliegue de las energías renovables,” 2023, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_23\\_2061](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_2061). Comisión Europea, Bruselas. Último acceso: 17 de junio de 2025.
- [4] European Environment Agency, “Trends and projections in europe 2023: Tracking progress towards europe’s climate and energy targets,” 2023, <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2023>.
- [5] Red Eléctrica de España, “Panorama europeo de generación,” 2024, <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/panorama-europeo/generacion>.
- [6] International Renewable Energy Agency, “Renewable capacity statistics: Country rankings,” 2024, <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.
- [7] International Renewable Energy Agency, “Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,” 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>.
- [8] Lund, H. y et al., “Review of energy system flexibility measures to enable high levels

- of variable renewable electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 785–807, 2015, doi:10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [9] International Renewable Energy Agency, “Renewable energy and jobs – annual review 2024,” 2024, <https://www.irena.org/Publications/2024/Oct/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2024>.
- [10] Heide, D. y et al., “Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable europe,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 2483–2489, 2010, doi:10.1016/j.renene.2010.03.012.
- [11] International Energy Agency, “Renewable energy market update - june 2023,” 2023, <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>.
- [12] Lazard, “2023 levelized cost of energy+ report,” 2023, <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>.
- [13] McKenna, R., Lilliestam, J., Heinrichs, H. U., Weinand, J., Schmidt, J., Staffell, I., Hahmann, A. N., Burgherr, P., Burdack, A., Bucha, M., Chen, R., Klingler, M., Lehmann, P., Lowitzsch, J., Novo, R., Price, J., Sacchi, R., Scherhauser, P., Schöll, E. M., Visconti, P., Velasco-Herrejón, P., Zeyringer, M., y Ramirez Camargo, L., “System impacts of wind energy developments: Key research challenges and opportunities,” *Joule*, vol. 9, no. 1, p. 101799, 2025, doi:<https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.11.016>.
- [14] Eólica, A. E., “Economía circular en el sector eólico: Opciones de fin de vida de las palas de los aerogeneradores,” *AEE*, 2022, <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2022/12/AEE-Opciones-de-Fin-de-Vida-de-las-Palas-de-los-Aerogeneradores-v2022-vFinal.pdf>.
- [15] Ramírez, F. J., Villena-Ruiz, R., Honrubia-Escribano, A., Pérez-Barroso, A., y Gómez-Lázaro, E., “Assessment of different end-of-life strategies for wind power plants under uncertainty,” *Energy Conversion and Management*, vol. 270, p. 116158, 2022, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116158>.
- [16] Ahmed, F., Foley, A., Dowds, C., Johnston, B., y Al Kez, D., “Assessing the engineering, environmental and economic aspects of repowering onshore wind energy,” *Energy*,

- vol. 301, p. 131759, 2024, doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131759>.
- [17] Jensen, J. P. y Skelton, K., “Wind turbine blade recycling: Experiences, challenges and possibilities in a circular economy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 165–176, 2018, doi:[10.1016/j.rser.2018.08.041](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.041).
- [18] Korniejenko, K., Kozub, B., Bağ, A., Balamurugan, P., Uthayakumar, M., y Furtos, G., “Tackling the circular economy challenges—composites recycling: Used tyres, wind turbine blades, and solar panels,” *Journal of Composites Science*, vol. 5, no. 9, p. 243, 2021, doi:[10.3390/jcs5090243](https://doi.org/10.3390/jcs5090243).
- [19] WindEurope, “Wind industry calls for europe-wide ban on landfilling turbine blades,” 2023, <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/wind-industry-calls-for-europe-wide-ban-on-landfilling-turbine-blades/>.
- [20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “El miteco abre a audiencia pública una línea con 150 millones para repotenciación eólica, minihidráulica y reciclaje de palas,” 2022, [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2022/06/el\\_miteco\\_abre\\_audienciapublicaunalineacon150millonespararepote.html](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2022/06/el_miteco_abre_audienciapublicaunalineacon150millonespararepote.html).
- [21] Spini, F. y Bettini, P., “End-of-life wind turbine blades: Review on recycling strategies,” *Composites Part B: Engineering*, vol. 275, p. 111290, 2024, doi:<https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2024.111290>.
- [22] Asokan, P., Osmani, M., y Price, A., “Improvement of the mechanical properties of glass fibre reinforced plastic waste powder filled concrete,” *Construction and Building Materials*, vol. 24, no. 4, pp. 448–460, 2010, doi:<https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2009.10.017>.
- [23] Krauklis, A. E., Karl, C. W., Gagani, A. I., y Jørgensen, J. K., “Composite material recycling technology—state-of-the-art and sustainable development for the 2020s,” *Journal of Composites Science*, vol. 5, p. 28, 2021, doi:[10.3390/jcs5010028](https://doi.org/10.3390/jcs5010028).
- [24] Iberdrola, “Repowering Wind Farms,” 2023, <https://www.iberdrola.com/about-us/our-company/renewable-energies/repowering-wind-farms>.
- [25] Castro-Santos, L., Vizoso, A. F., Camacho, E. M., y and, L. P., “Costs and feasibility

- of repowering wind farms,” *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 11, no. 10, pp. 974–981, 2016, doi:10.1080/15567249.2014.907845.
- [26] Freehills, H. S., “Financing the energy transition – repowering wind farms,” Herbert Smith Freehills Insights, 2025, <https://www.herbertsmithfreehills.com/insights/2025-03/financing-the-energy-transition-repowering-wind-farms>.
- [27] Group, E., “Policy brief: The potential of wind repowering towards 2030 targets - challenges and policy asks,” 2025, [https://www.erg.eu/c/document\\_library/get\\_file?uuid=f45ddd43-b39b-5450-72d5-c34f92ddc3bf&groupId=10181&version=1.0](https://www.erg.eu/c/document_library/get_file?uuid=f45ddd43-b39b-5450-72d5-c34f92ddc3bf&groupId=10181&version=1.0).
- [28] WindEurope, “Repowering policy recommendations,” 2024, <https://www.windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20240918-Repowering-policy-recommendations.pdf>.
- [29] Nahmmacher, P., Schmid, E., y Knopf, B., “Documentation of LIMESEU: A Longterm Electricity System Model for Europe,” technical report, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany, 2014.
- [30] International Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. IEA, Paris, 2020, <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.
- [31] IRENA, “Renewable energy technologies: Cost analysis series – wind power,” 2015, <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Wind-Power>.

# Capítulo 5

## Anexo: Código

En este anexo se presenta el código empleado para implementar y resolver los modelos matemáticos formulados en este Trabajo Fin de Grado. Se incluye el código en **Python**, utilizado para el procesamiento de datos, y el modelo en lenguaje **AMPL**. El objetivo es documentar de forma clara y ordenada el proceso de construcción, configuración y resolución computacional de los modelos propuestos.

### 5.1. Modelo Continuo

#### 5.1.1. Carga y preprocesamiento de datos

En primer lugar se cargan los datos de entrada necesarios para la resolución del modelo. Para ello, se utiliza la biblioteca **pandas** para leer de archivos con formato `'csv'` la información sobre demanda eléctrica, factores de capacidad, capacidades de transmisión y otros parámetros necesarios.

```
1
2 from amplpy import AMPL # Importar AMPL
3 import pandas as pd # Importar pandas para manejo de datos
4 import matplotlib.pyplot as plt # Importar matplotlib para gráficos
5
6 def cargar_datos(ruta_base):
```

```

7 df_demand = pd.read_csv(f'{ruta_base}/d.csv').set_index("t") # Cargar demanda y
  ↪ establecer índice por tiempo
8 df_wind = pd.read_csv(f'{ruta_base}/w_fac.csv').set_index("t") # Cargar factor de
  ↪ capacidad eólica y establecer índice por tiempo
9 df_solar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/x_fac.csv').set_index("t") # Cargar factor de
  ↪ capacidad solar y establecer índice por tiempo
10 df_fbar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/cap_trans.csv') # Cargar capacidad de transmisión
  ↪ entre nodos
11 df_pbar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/cap_prod.csv', index_col=0) # Cargar capacidad
  ↪ de producción inicial y establecer índice por nodo
12 df_pmax = pd.read_csv(f'{ruta_base}/cap_max_instalable.csv').set_index("n") #
  ↪ Cargar capacidad máxima instalable y establecer índice por nodo
13 df_ramp = pd.read_csv(f'{ruta_base}/ramp.csv') # Cargar restricciones de rampa
14 df_c = pd.read_csv(f'{ruta_base}/coste_lineal.csv') # Cargar coste lineal de generación
15
16 return df_demand, df_wind, df_solar, df_fbar, df_pbar, df_pmax, df_ramp, df_c #
  ↪ Devolver DataFrames con los datos cargados

```

Código 1. Carga de datos desde ficheros CSV (Modelo Continuo)

### 5.1.2. Inicialización y configuración del modelo

Se inicializa el entorno AMPL desde Python y se configuran los parámetros necesarios para la resolución del modelo. A partir de los datos cargados previamente, estos valores se asignan a los parámetros definidos en AMPL, preparando así el modelo para su ejecución y resolución.

```

1
2 def configurar_y_resolver_modelo(ruta_base):
3     print(f"\nResolviendo modelo para: {ruta_base}")
4     df_demand, df_wind, df_solar, df_fbar, df_pbar, df_pmax, df_ramp, df_c =
  ↪ cargar_datos(ruta_base) # Cargar los datos necesarios
5

```

```
6 ampl = AMPL() # Inicializar AMPL
```

Código 2. Inicialización de AMPL y definición de parámetros (Modelo Continuo)

### 5.1.3. Definición del modelo en AMPL

El siguiente bloque contiene la definición del modelo continuo en AMPL. Aquí se especifican los conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones del modelo.

```
1 ampl.eval(r"""
2
3 # Conjuntos
4 set G; # Tecnologías de generación
5 set Gr; # Tecnologías de generación renovable
6 set Gramp; # Tecnologías de generación con restricciones de rampa
7 set N; # Nodos
8 set T; # Períodos de tiempo
9
10 # Parámetros
11 param T1 symbolic; # Primer periodo de tiempo
12 param pbar_0{G, N} >= 0; # Capacidad inicial de generación de la tecnología g en el
   ↪ nodo n (MW)
13 param Pmax{G, N} >= 0; # Capacidad máxima de generación de la tecnología g en el
   ↪ nodo n (MW)
14 param dbar{N, T} >= 0; # Nivel de demanda en el nodo n y el tiempo t (MW)
15 param fbar{N, N} >= 0; # Capacidad de la línea de transmisión nm (MW)
16 param rho_wind{N, T} >= 0; # Factor de capacidad eólica en el nodo n y el tiempo t (p.
   ↪ u.)
17 param rho_solar{N, T} >= 0; # Factor de capacidad solar en el nodo n y el tiempo t (p.u
   ↪ .)
18 param r_g_minus{G} >= 0; # Límite relativo de reducción de generación para tecnología
   ↪ g (p.u.)
19 param r_g_plus{G} >= 0; # Límite relativo de aumento de generación para tecnología g
```

```

↪ (p.u.)
20 param delta >= 0; # Incremento capacidad mediante repotenciación (p.u.)
21 param kappa >= 0; # Objetivo de participación renovable (p.u.)
22 param alpha >= 0; # Factor de repotenciación (p.u.)
23 param c_w >= 0; # Coste de nueva instalación eólica (EUR/MW año)
24 param c{G} >= 0; # Coste lineal de generación de la tecnología g (EUR/MWh)
25 param sc{N} >= 0; # Coste de reducción de carga en el nodo n (EUR/MWh)
26
27 # Variables
28 var p{G, N, T} >= 0; # Generación de tecnología g en el nodo n y tiempo t (MW)
29 var pbar_R{G, N} >= 0; # Capacidad de repotenciación en el nodo n (MW)
30 var pbar_I{G, N} >= 0; # Nueva capacidad eólica instalada en el nodo n (MW)
31 var d{N, T} >= 0; # Demanda satisfecha en el nodo n y tiempo t (MW)
32 var f{N, N, T}; # Flujo de potencia a través de la línea en el tiempo t (MW)
33
34 # Función objetivo
35 minimize total_cost:
36     sum{g in G, n in N, t in T} (c[g] * p[g, n, t]) + # Coste de generación
37     sum{n in N, t in T} (sc[n] * (dbar[n, t] - d[n, t])) + # Coste de reducción de carga
38     sum{n in N, g in {'Wind'}} (alpha * c_w * pbar_R[g, n] + c_w * pbar_I[g, n]); #
↪ Coste de repotenciación eólica
39
40 # Restricción de participación mínima de renovables
41 subject to RenewableShare:
42     sum{g in Gr, n in N, t in T} (p[g, n, t]) >= kappa * sum{n in N, t in T} (d[n, t]);
43
44 # Restricción de balance de potencia
45 subject to Balance {n in N, t in T}:
46     sum{g in G} p[g, n, t] = d[n, t] + sum{m in N} f[n, m, t];
47
48 # Restricción de límite de demanda
49 subject to DemandLimit {n in N, t in T}:

```

```

50     0 <= d[n, t] <= dbar[n, t];
51
52     # Restricción de límite de transmisión
53     subject to TransmissionLimit {n in N, m in N, t in T: n != m}:
54         -fbar[n, m] <= f[n, m, t] <= fbar[n, m];
55
56     # Restricción flujos
57     subject to Flows {n in N, m in N, t in T}:
58         f[n, m, t] + f[m, n, t] = 0;
59
60     # Restricción de generación máxima para tecnologías convencionales
61     subject to Generationmax {g in G diff {'Wind','PV'}, n in N, t in T}:
62         p[g, n, t] <= pbar_0[g, n];
63
64     # Restricción de generación máxima para eólica
65     subject to Generationmaxwind {g in {'Wind'}, n in N, t in T}:
66         p[g, n, t] <= rho_wind[n, t] * (pbar_0[g, n] + pbar_R[g, n] + pbar_I[g, n]);
67
68     # Restricción de generación máxima para eólica con repotenciación
69     subject to RepoweringLimit {n in N, g in {'Wind'}}:
70         pbar_R[g, n] <= delta * pbar_0[g, n];
71
72     # Restricción de generación máxima para eólica con nueva instalación
73     subject to MaxCapacityLimit {g in {'Wind'}, n in N}:
74         pbar_0[g, n] + pbar_R[g, n] + pbar_I[g, n] <= Pmax[g, n];
75
76     # Restricción de generación máxima para solar
77     subject to Generationmaxsolar {g in {'PV'}, n in N, t in T}:
78         p[g, n, t] <= rho_solar[n, t] * pbar_0[g, n];
79
80     # Restricciones de rampas de subida y bajada
81     subject to Rampminus {g in Gramp, n in N, t in T diff {T1}}:

```

```

82     p[g, n, t] - p[g, n, t-1] >= -r_g_minus[g] * pbar_0[g, n];
83
84     subject to Rampplus {g in Gramp, n in N, t in T diff {T1}}:
85         p[g, n, t] - p[g, n, t-1] <= r_g_plus[g] * pbar_0[g, n];
86     """)

```

Código 3. Definición modelo en AMPL (Modelo Continuo)

#### 5.1.4. Asignación de conjuntos y parámetros

Una vez definido el modelo, el siguiente paso consiste en pasar desde `Python` todos los datos cargados previamente hacia `AMPL`, para que el modelo pueda usarlos. Para ello, definimos los conjuntos de datos que vamos a utilizar, como los nodos, los tipos de generación o los períodos de tiempo.

A continuación, asignamos valores como el porcentaje mínimo de participación renovable que se desea alcanzar o el coste de instalar nueva capacidad eólica. Después, se asignan los datos que vienen de los archivos CSV, como la demanda eléctrica en cada nodo y momento, los factores de capacidad para viento y solar, las capacidades máximas, y otros parámetros importantes.

Con todos estos datos bien organizados y asignados en `AMPL`, el modelo queda listo para ser ejecutado y resolver el problema planteado.

```

1
2 # Definición de conjuntos y parámetros en AMPL
3 G = set(df_pbar.columns)
4 Gr = {"Hydro", "Bio", "Wind", "PV"}
5 Gramp = set(df_ramp.columns)
6 T = df_demand.index.astype(int) # Convertir índice a tipo entero
7 N = set(df_pbar.index)
8
9 ampl.set["G"] = G
10 ampl.set["Gr"] = Gr
11 ampl.set["Gramp"] = Gramp

```

```

12 ampl.set["N"] = N
13 ampl.set["T"] = T
14
15 # Parámetros generales
16 parametros_escalar = {
17     "delta": 0.6,      # Incremento capacidad mediante repotenciación
18     "kappa": 0.8,     # Objetivo de participación renovable
19     "alpha": 0.8,     # Factor de repotenciación
20     "c_w": 1500000/25, # Coste de nueva instalación eólica (EUR/MW año)
21     "T1": min(T)      # Primer período de tiempo
22 }
23
24 # Enviar parámetros escalares a AMPL
25 for nombre, valor in parametros_escalar.items():
26     ampl.param[nombre] = valor
27
28 ampl.param["sc"] = {n: 1000 for n in N} # Coste de reducción de carga en EUR/MWh
29
30 # Parámetros por CSV
31 ampl.param["dbar"] = {(n, t): df_demand.at[t, n] for n in N for t in T} # Nivel de
32     ↪ demanda en el nodo n y el tiempo t (MW)
33 ampl.param["rho_wind"] = {(n, t): df_wind.at[t, n] for n in N for t in T} # Factor de
34     ↪ capacidad de eólica en el nodo n y el tiempo t (p.u.)
35 ampl.param["rho_solar"] = {(n, t): df_solar.at[t, n] for n in N for t in T} # Factor de
36     ↪ capacidad solar en el nodo n y el tiempo t (p.u.)
37 ampl.param["pbar_0"] = {(g, n): df_pbar.at[n, g] for n in N for g in G} # Capacidad
38     ↪ inicial de generación de la tecnología g en el nodo n (MW)
39 ampl.param["Pmax"] = {(g, n): df_pmax.at[n, g] for g in df_pmax.columns for n in
40     df_pmax.index} # Capacidad máxima de generación de la tecnología g en el nodo n (
41     ↪ MW)
42 ampl.param["c"].set_values(df_c.iloc[0].to_dict()) # Coste lineal de generación de la
43     ↪ tecnología g (EUR/MWh)

```

```

37
38 fbar_dict = {}
39 for _, row in df_fbar.iterrows():
40     n, m, cap = row["n"], row["m"], row["f_nm_MW"]
41     fbar_dict[(n, m)] = cap
42     fbar_dict[(m, n)] = cap # asegurar simetría
43
44 # Verifica que todos los pares (n, m) con n != m estén cubiertos
45 missing_pairs = []
46 for n in N:
47     for m in N:
48         if n != m and (n, m) not in fbar_dict:
49             fbar_dict[(n, m)] = 0 # o algún valor mínimo
50             missing_pairs.append((n, m))
51
52 ampl.param["fbar"] = fbar_dict
53
54 ramp_values = df_ramp.iloc[0].to_dict() # {tecnología: valor}
55 ampl.param["r_g_minus"].set_values(ramp_values) # Límite relativo de reducción de
56 ↪ generación (p.u.)
57 ampl.param["r_g_plus"].set_values(ramp_values) # Límite relativo de aumento de
58 ↪ generación (p.u.)

```

Código 4. Asignación de datos a los parámetros del modelo (Modelo Continuo)

### 5.1.5. Resolución del modelo y salida de resultados

Finalmente, se resuelve el modelo utilizando el solver `gurobi`.

```

1
2 ampl.option["mp_options"] = 'outlev=1'
3 ampl.solve(solver='gurobi')
4

```

```

5  # Verificar solución y mostrar resultados
6
7  if ampl.solve_result == "solved":
8      print(f"Coste mínimo total: {ampl.get_value('total_cost'):.1f}")
9      print("\nProducción:\n", ampl.get_variable("p").get_values().to_pandas())
10     print("\nFlujos:\n", ampl.get_variable("f").get_values().to_pandas())
11     print("\nDemanda satisfecha:\n", ampl.get_variable("d").get_values().to_pandas())
12     print("\nRepotenciación continua:\n", ampl.get_variable("pbar_R").get_values().
↪ to_pandas())
13     print("\nNueva capacidad instalada:\n", ampl.get_variable("pbar_I").get_values().
↪ to_pandas())
14
15     # Guardar en CSV
16     ampl.get_variable("pbar_R").get_values().to_pandas().to_csv("resultados_pbar_R.
↪ csv")
17     ampl.get_variable("pbar_I").get_values().to_pandas().to_csv("resultados_pbar_I.csv"
↪ )
18
19 else:
20     print("No se encontró una solución óptima para: {ruta_base}.")
21
22 configurar_y_resolver_modelo("TFG/Datos_28_Nudos")

```

Código 5. Resolución del modelo (Modelo Continuo)

## 5.2. Modelo Discreto

En esta sección se describe la formulación del modelo discreto entero utilizado para la planificación energética.

### 5.2.1. Carga y preprocesamiento de datos

Al igual que en el modelo continuo, se emplean archivos CSV para obtener la información referente a la demanda eléctrica, factores de capacidad, capacidades de transmisión, así como las restricciones y costes asociados. Se hace uso de la librería `pandas` para facilitar el manejo y manipulación de estos datos.

```
1
2 from amply import AMPL # Importar AMPL
3 import pandas as pd # Importar pandas para manejo de datos
4 import matplotlib.pyplot as plt # Importar matplotlib para gráficos
5
6 def cargar_datos(ruta_base):
7     df_demand = pd.read_csv(f'{ruta_base}/d.csv').set_index("t") # Cargar demanda y
8         ↪ establecer índice por tiempo
9     df_wind = pd.read_csv(f'{ruta_base}/w_fac.csv').set_index("t") # Cargar factor de
10        ↪ capacidad eólica y establecer índice por tiempo
11     df_solar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/x_fac.csv').set_index("t") # Cargar factor de
12        ↪ capacidad solar y establecer índice por tiempo
13     df_fbar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/cap_trans.csv') # Cargar capacidad de transmisión
14        ↪ entre nodos
15     df_pbar = pd.read_csv(f'{ruta_base}/cap_prod.csv', index_col=0) # Cargar capacidad
16        ↪ de producción inicial y establecer índice por nodo
17     df_ramp = pd.read_csv(f'{ruta_base}/ramp.csv') # Cargar restricciones de rampa
18     df_c = pd.read_csv(f'{ruta_base}/coste_lineal.csv') # Cargar coste lineal de generación
19
20     return df_demand, df_wind, df_solar, df_fbar, df_pbar, df_ramp, df_c # Devolver
21        ↪ DataFrames con los datos cargados
```

Código 6. Carga de datos desde ficheros CSV (Modelo Discreto)

### 5.2.2. Inicialización y configuración del modelo

```

1
2 def configurar_y_resolver_modelo(ruta_base):
3     print(f"\nResolviendo modelo para: {ruta_base}")
4     df_demand, df_wind, df_solar, df_fbar, df_pbar, df_ramp, df_c = cargar_datos(
5         ↪ ruta_base) # Cargar los datos necesarios
6     ampl = AMPL() # Inicializar AMPL

```

Código 7. Inicialización de AMPL y definición de parámetros (Modelo Discreto)

### 5.2.3. Definición del modelo en AMPL

A continuación, se procede a la definición formal del modelo dentro del entorno AMPL. Se establecen los conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones técnicas clave, como balance de potencia, límites de generación y transmisión, condiciones de rampa para tecnologías convencionales y un objetivo mínimo de participación de energías renovables, integrando además la decisión de repotenciación mediante el uso de variables binarias.

```

1
2 ampl.eval(r"""
3
4     # Conjuntos
5     set G; # Conjunto de tecnologías de generación
6     set Gr; # Subconjunto de tecnologías de generación renovable
7     set N; # Conjunto de nodos
8     set T; # Conjunto de períodos de tiempo
9
10    # Parámetros
11    param T1 symbolic; # Primer periodo de tiempo
12    param pbar{G, N} >= 0; # Capacidad inicial de generación de la tecnología g en el nodo
13    ↪ n (MW)
14    param rho_wind{N, T} >= 0; # Factor de capacidad eólica en el nodo n y el tiempo t (p.

```

```

    ↪ u.)
14 param rho_solar{N, T} >= 0; # Factor de capacidad solar en el nodo n y el tiempo t (p.u
    ↪ .)
15 param delta >= 0; # Incremento capacidad mediante repotenciación (%)
16 param kappa >= 0; # Objetivo de participación renovable (%)
17 param dbar{N, T} >= 0; # Nivel de demanda en el nodo n y el tiempo t (MW)
18 param fbar{N, N} >= 0; # Capacidad de la línea de transmisión nm (MW)
19 param r_g_minus{G} >= 0; # Límite relativo de reducción de generación para nuclear y
    ↪ carbón (p.u.)
20 param r_g_plus{G} >= 0; # Límite relativo de aumento de generación para nuclear y
    ↪ carbón (p.u.)
21 param c_rep >= 0; # Coste de repotenciación eólica por unidad de capacidad (EUR/MW
    ↪ año)
22 param c{G} >= 0; # Coste lineal de generación de la tecnología g (EUR/MWh)
23 param sc{N} >= 0; # Coste de reducción de carga en el nodo n (EUR/MWh)
24
25 # Variables
26 var p{G, N, T} >= 0; # Generación de tecnología g en el nodo n y tiempo t (MW)
27 var d{N, T} >= 0; # Demanda satisfecha en el nodo n y tiempo t (MW)
28 var f{N, N, T}; # Flujo de potencia a través de la línea en el tiempo t (MW)
29 var u{N} binary; # Variable binaria que indica si hay repotenciación eólica
30
31 # Función objetivo
32 minimize total_cost:
33     sum{g in G, n in N, t in T} (c[g] * p[g, n, t]) + # Coste de generación
34     sum{n in N, t in T} (sc[n] * (dbar[n, t] - d[n, t])) + # Coste de reducción de carga
35     sum{n in N, g in {'Wind'}} (u[n] * c_rep * delta * pbar[g, n]); # Costo de repotenciación
    ↪ eólica
36
37 # Restricción de participación mínima de renovables
38 subject to RenewableShare:
39     sum{g in Gr, n in N, t in T} p[g, n, t] >= kappa * sum{n in N, t in T} d[n, t];

```

```

40
41 # Restricción de balance de potencia
42 subject to Balance {n in N, t in T}:
43     sum{g in G} p[g, n, t] = d[n, t] + sum{m in N} f[n, m, t];
44
45 # Restricción flujos
46 subject to Flows {n in N, m in N, t in T}:
47     f[n, m, t] + f[m, n, t] = 0;
48
49 # Restricción de generación máxima para tecnologías convencionales
50 subject to Generationmax {g in G diff {'Wind','PV'}, n in N, t in T}:
51     p[g, n, t] <= pbar[g, n];
52
53 # Restricción de generación máxima para eólica (Wind)
54 subject to Generationmaxwind {g in {'Wind'}, n in N, t in T}:
55     p[g, n, t] <= rho_wind[n, t] * (pbar[g, n] + u[n] * delta * pbar[g, n]);
56
57 # Restricción de generación máxima para solar (PV)
58 subject to Generationmaxsolar {g in {'PV'}, n in N, t in T}:
59     p[g, n, t] <= rho_solar[n, t] * pbar[g, n];
60
61 # Restricciones de rampas para Nuclear y Natural_GasCC
62 subject to Rampminus {g in {'Nuclear', 'Natural_GasGT'}, n in N, t in T diff {T1}}:
63     p[g, n, t] - p[g, n, t-1] >= -r_g_minus[g] * pbar[g, n];
64
65 subject to Rampplus {g in {'Nuclear', 'Natural_GasGT'}, n in N, t in T diff {T1}}:
66     p[g, n, t] - p[g, n, t-1] <= r_g_plus[g] * pbar[g, n];
67
68 # Restricción de límite de demanda
69 subject to DemandLimit {n in N, t in T}:
70     0 <= d[n, t] <= dbar[n, t];
71

```

```

72 # Restricción de límite de transmisión
73 subject to TransmissionLimit {n in N, m in N, t in T}:
74     -fbar[n, m] <= f[n, m, t] <= fbar[n, m];
75 """)

```

Código 8. Definición modelo en AMPL (Modelo Discreto)

## 5.2.4. Asignación de conjuntos y parámetros

```

1
2 # Definición de conjuntos y parámetros en AMPL
3 G = set(df_pbar.columns)
4 Gr = {"Hydro","Bio","Wind","PV"}
5 T = df_demand.index.astype(int) # Convertir índice a tipo entero
6 N = set(df_pbar.index)
7
8 ampl.set["G"] = G
9 ampl.set["Gr"] = Gr
10 ampl.set["N"] = N
11 ampl.set["T"] = T
12
13 # Parámetros generales
14 parametros_escalar = {
15     "delta": 0.6,      # Incremento capacidad mediante repotenciación
16     "kappa": 0.7,     # Objetivo de participación renovable
17     "T1": min(T)      # Primer período de tiempo
18 }
19
20 # Enviar parámetros escalares a AMPL
21 for nombre, valor in parametros_escalar.items():
22     ampl.param[nombre] = valor
23

```

```

24 ampl.param["c_rep"] = 48000 # Coste de repotenciación eólica por unidad de capacidad (
    ↪ EUR/MW año)
25 ampl.param["sc"] = {n: 10000 for n in N} # Coste de reducción de carga en EUR/MWh
26
27 # Parámetros por CSV
28 ampl.param["dbar"] = {(n, t): df_demand.at[t, n] for n in N for t in T} # Nivel de
    ↪ demanda en el nodo n y el tiempo t (MW)
29 ampl.param["rho_wind"] = {(n, t): df_wind.at[t, n] for n in N for t in T} # Factor de
    ↪ capacidad de eólica en el nodo n y el tiempo t (p.u.)
30 ampl.param["rho_solar"] = {(n, t): df_solar.at[t, n] for n in N for t in T} # Factor de
    ↪ capacidad solar en el nodo n y el tiempo t (p.u.)
31 ampl.param["pbar"] = {(g, n): df_pbar.at[n, g] for n in N for g in G} # Capacidad inicial
    ↪ de generación de la tecnología g en el nodo n (MW)
32 ampl.param["c"].set_values(df_c.iloc[0].to_dict()) # Coste lineal de generación de la
    ↪ tecnología g (EUR/MWh)
33
34 fbar_dict = {}
35 for _, row in df_fbar.iterrows():
36     n, m, cap = row["n"], row["m"], row["f_nm_MW"]
37     fbar_dict[(n, m)] = cap
38     fbar_dict[(m, n)] = cap # asegurar simetría
39
40 # Verifica que todos los pares (n, m) con n != m estén cubiertos
41 missing_pairs = []
42 for n in N:
43     for m in N:
44         if n != m and (n, m) not in fbar_dict:
45             fbar_dict[(n, m)] = 0 # o algún valor mínimo
46             missing_pairs.append((n, m))
47
48 ampl.param["fbar"] = fbar_dict
49

```

```

50 ramp_values = df_ramp.iloc[0].to_dict() # {tecnología: valor}
51 ampl.param["r_g_minus"].set_values(ramp_values) # Límite relativo de reducción de
    ↪ generación (p.u.)
52 ampl.param["r_g_plus"].set_values(ramp_values) # Límite relativo de aumento de
    ↪ generación (p.u.)

```

Código 9. Asignación de datos a los parámetros del modelo (Modelo Discreto)

### 5.2.5. Resolución del modelo y salida de resultados

```

1
2 ampl.option["mp_options"] = 'outlev=1'
3 ampl.solve(solver='gurobi')
4 ampl.eval('display p;')
5 ampl.eval('display f;')
6
7 # Verificar solución y mostrar resultados
8
9 if ampl.solve_result == "solved":
10     print(f"Coste mínimo total: {ampl.get_value('total_cost'):.1f}")
11     print("\nProducción:\n", ampl.get_variable("p").get_values().to_pandas())
12     print("\nFlujos:\n", ampl.get_variable("f").get_values().to_pandas())
13     print("\nDemanda satisfecha:\n", ampl.get_variable("d").get_values().to_pandas())
14     print("\nRepotenciación:\n", ampl.get_variable("u").get_values().to_pandas())
15
16 else:
17     print("No se encontró una solución óptima para: {ruta_base}.")
18
19 configurar_y_resolver_modelo("TFG/Datos_3_Nudos")
20 configurar_y_resolver_modelo("TFG/Datos_3_Nudos_Restricciones")

```

Código 10. Resolución del modelo (Modelo Discreto)