

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS NEERGÍAS
RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN CONSIDERANDO ENERGÍAS RENOVABLES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO



Estudiante: Rivas Broceño, Nieves

Director/Directora: Eguía Lopez, Pablo

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a todo el personal académico que han marcado en mi esta pasión por el campo de la ingeniería eléctrica. Especialmente a aquellos en el ámbito de sistemas eléctricos.

A mi familia, por ser la base y darme esta educación que hace de mí, una persona trabajadora.

A todos los compañeros que han estado cerca de mí en el devenir dentro de la Escuela Técnica de Ingenieros de Bilbao. Gracias por hacer de este, un camino ameno y agradable.

También a aquellos fuera del ámbito académico que me han visto, me han acompañado y me han apoyado, aunque en una pequeña parte del proceso, gracias de corazón.

RESUMEN

El problema de planificación de la expansión de la red se centra en determinar la mejor manera de desarrollar y aumentar una red, ya sea eléctrica, de transporte, o de otro tipo. Implica la toma de decisiones estratégicas sobre la inclusión de nuevos componentes, como líneas de transmisión, nodos de conexión o infraestructuras, con el objetivo de mejorar la eficiencia, capacidad y fiabilidad de la red. Este problema considera factores como la demanda de servicios, costes de inversión y operación, así como posibles restricciones técnicas y ambientales. La optimización en la planificación de la expansión busca encontrar soluciones que maximicen la eficiencia y minimicen los costes, teniendo en cuenta la incertidumbre y los cambios en las condiciones del entorno.

En primer lugar, se realiza un análisis del estado del arte sobre las diferentes maneras de abordar el problema de expansión de la red de transporte, así como de dos figuras importante en la red: las energías renovables y los sistemas de almacenamiento. Estos últimos son un elemento importante dentro de la flexibilidad al sistema. Es por esto, por lo que este trabajo se centra en estudiar la oportunidad de aprovechar los sistemas de almacenamiento para mitigar una de las principales limitaciones de la generación renovable, una fuente impulsada por las políticas de reducción de gases de efecto invernadero, lo que aporta flexibilidad al sistema.

El objetivo central de este trabajo es la formulación de modelos para determinar la inversión óptima en centrales eléctricas convencionales y la construcción de nuevas líneas de transmisión en la red de transporte de energía eléctrica. Se llevará a cabo la implementación del modelo en MATLAB para su posterior resolución. La evaluación de los modelos se realizará a través de casos de estudio, y se examinarán los resultados obtenidos.

PALABRAS CLAVE

Planificación de expansión de la red de transmisión y generación – Algoritmos de programación lineal de enteros mixtos (MILP) - Energías renovables – Sistemas de almacenamiento – MATLAB

LABURPENA

Sarearen hedapenaren planifikazio arazoa, sare hori (bai elektrikoa, garraiozkoa, etab.) hedatzeko eta garatzeko modurik onena zehaztean datza. Honek erabaki estrategikoa hartzera behartzen dut; bai koponente berrien gehiketen arloan, bai transmisio linietan, sarearen eraginkortasuna, kapazitate eta fidagarritasuna hobetzeko asmoz. Arazo honek faktore ezberdinak hartu behar ditu kontuan, esaterako, serbitzuen beharra, inbertsio eta operazio kosteak, edo ageri daitezken restriktzio tekniko edo ingurumenekoak. Hedapenaren planifikazioaren optimizazioak, eraginkortasuna hobetzen eta kosteak murrizten dituzten konponbideak aurkitzea bilatzen du, ziurgabetasuna eta ingurune baldintzak kontuan izanik.

Lehenik eta behin, garraio-sarearen hedapenaren arazoa tratatzeko bide ezberdinen egoeraren analisia egingo da, baita sareko bi figura garrantzitsuenetarikoa: energia berriztagarriak eta metatze-sistemenak. Azken hauek, elemento nabarmenak dira sistemaren flexibilitatean. Horrela izanda, master amaierako lan hau honetan datza, energia berriztagarriaren puntu ahuletako bat arindu dezaketen metatze sistema hauek ikastean, flexibilitatea gehituz. Energia iturri hauek indarrean daude azkenaldian, berotegi-efektua murrizteko politikak direla eta.

Ikerketa honen helburu nagusia bai ohizko zentral elektriko, bai energia elektrikoaren garraio sarean transmisio-linea berrien inbertsio optimoak zehazteko ereduen fuormulazioa da. Lehenik, MATLAB-en ereduaren implementazioa burutuko da, ondoren bere ebazpena argitzeko. Ereduen balioztatzea ikasketa-kasuen bitartez burutuko da eta jasotako emaitzak aztertuko dira.

SUMMARY

The transmission expansion planning problem is focused on determining the best way to develop and expand a network, whether it be electrical, transportation, or another type. It involves making strategic decisions regarding the addition of new components, such as transmission lines, connection nodes, or infrastructure, with the aim of improving the efficiency, capacity, and reliability of the network. This problem considers factors such as service demand, investment, and operational costs, as well as potential technical and environmental constraints. Optimization in expansion planning seeks to find solutions that maximize efficiency and minimize costs, taking into account uncertainty and changes in environmental conditions.

Firstly, a state-of-the-art analysis is conducted on different approaches to addressing the transportation network expansion problem, as well as two important figures in the network: renewable energies and storage systems. The latter are a crucial element within system flexibility. Hence, this work focuses on studying the opportunity to leverage storage systems to mitigate one of the main limitations of renewable generation, a source driven by greenhouse gas reduction policies, providing flexibility to the system.

The central objective of this research is to formulate models for determining the optimal investment in conventional power plants and the construction of new transmission lines in the electric power transportation network. The model will be implemented in MATLAB for subsequent resolution. Model evaluation will be conducted through case studies, and the obtained results will be examined.

KEY WORDS

Transmission network expansion planning – Mixed Integer linear programming - Renewable energies
– Storage system – MATLAB

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	MOTIVACIÓN	1
1.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	3
2.	ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE.....	5
2.1	PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN	5
2.1.1	Modelos de expansión	6
2.1.2	Condiciones de operación	8
2.2	ENERGÍAS RENOVABLES	11
2.3	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	14
2.3.1	Tipos de sistemas de almacenamiento	16
2.3.2	Integración de los sistemas de almacenamiento en el problema	19
3.	EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN	20
3.1	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	20
3.2	FORMULACIÓN	20
3.2.1	Función objetivo	20
3.2.2	Restricciones	20
3.3	Formulación completa	23
3.3	EJEMPLO ILUSTRATIVO.....	24
3.3.1	Datos	24
3.3.2	Resultados	28
4.	EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	33
4.1	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	33
4.2	FORMULACIÓN	33
4.2.1	Función objetivo	33
4.2.2	Restricciones	33
4.2.3	Formulación completa	35
4.3	EJEMPLO ILUSTRATIVO.....	36
4.3.1	Datos	36
4.3.2	Resultados	38
5.	MODELO INTEGRO DE EXPANSIÓN DE LA RED	43
5.1	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	43

5.2	FORMULACIÓN	43
5.2.1	Función objetivo	43
5.2.2	Restricciones	43
5.2.3	Formulación completa	46
5.3	EJEMPLO ILUSTRATIVO.....	47
5.3.1	Datos	47
5.3.2	Resultados	49
6.	CASO DE ESTUDIO	51
6.1	DATOS	51
6.2	RESULTADOS	55
6.2.1	Estudio base	55
6.2.2	Expansión de la red de transmisión.....	57
6.2.3	Expansión de la red de generación y transmisión	58
7.	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	61
7.1	CONCLUSIONES	61
7.2	TRABAJOS FUTUROS	62
8.	ANEXOS.....	63
	ANEXO I: Código de MATLAB	63
	Bibliografía.....	70

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1.2. Evolución anual de la nueva potencia instalada mundialmente [7]	3
Figura 2.1 Evolución anual de la demanda eléctrica en España [11]	5
Figura 2.2 Evolución anual de la capacidad instalada de recurso renovable en España	12
Figura 2.3 Ministerio para la transición ecológica y Reto demográfico, 2021 [31]	14
Figura 3.1 Esquema tres nudos	24
Figura 3.2 Perfil de potencia demandada por el sistema de tres nudos.....	25
Figura 3.3 Perfil de generación renovables sistema de tres nudos	26
Figura 3.4 Perfil de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento	26
Figura 3.5 Energía de entrada y salida de los sistemas de almacenamiento	27
Figura 3.6 Límites de energía de los sistemas de almacenamiento	27
Figura 3.7 Potencia generada en el sistema de tres nudos.....	28
Figura 3.8 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos	29
Figura 3.9 Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento	29
Figura 3.10 Energía contenida en el sistema de almacenamiento	30
Figura 3.11 Potencia generada en el sistema de tres nudos.....	31
Figura 3.12 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos.....	31
Figura 3.13 Potencia de carga y descarga en el sistema de almacenamiento	32
Figura 3.14 Energía contenida en el sistema de almacenamiento	32
Figura 4.1 Esquema de tres nudos.....	37
Figura 4.2 Potencia generada en el sistema de tres nudos.....	38
Figura 4.3 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos	39
Figura 4.4 Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento	39
Figura 4.5 Energía contenida en el sistema de almacenamiento	40
Figura 4.6 Potencia generada en el sistema de tres nudos.....	41
Figura 4.7 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos	41
Figura 4.8 Potencia de carga y descarga en el sistema de almacenamiento	42
Figura 4.9 Energía contenida en el sistema de almacenamiento	42
Figura 5.1 Esquema tres nudos	48
Figura 5.2 Potencia generada en el sistema de tres nudos.....	49
Figura 5.3 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos	50
Figura 5.4 Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento	50
Figura 5.5 Energía contenida en el sistema de almacenamiento	51
Figura 6.1 Sistema de Garver [8]	51
Figura 6.2 Potencia máxima renovable.....	53
Figura 6.3 Potencia máxima de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver	54
Figura 6.4 Energía de entrada de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver	54
Figura 6.5 Límites de la energía contenida en los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver	55

Figura 6.6 Resultados de la potencia generada en sistema de Garver	56
Figura 6.7 Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver	56
Figura 6.8 Resultados de la potencia generada en sistema de Garver	57
Figura 6.9 Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver	57
Figura 6.10 Resultados de la potencia generada en sistema de Garver	58
Figura 6.11 Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver.....	58
Figura 6.12 Resultados de la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver.....	59
Figura 6.13 Resultados de la energía contenida en los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver	59
Figura 6.14 Comparación de los costes de operación e inversión de los casos estudiados	60

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Datos de líneas del sistema de tres nudos	25
Tabla 3.2 Datos de los generadores del sistema de tres nudos	25
Tabla 4.1 Datos de las líneas del sistema de tres nudos	37
Tabla 4.2 Datos de los generadores sistema de tres nudos	37
Tabla 5.2 Datos de las líneas de transmisión del sistema de tres nudos	48
Tabla 6.1 Datos de las líneas del sistema de Garver	52
Tabla 6.2 Datos de los generadores convencionales del sistema de Garver	52
Tabla 6.3 Datos de potencia demandada por las cargas del sistema de Garver	53

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ARIMA	Modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CSS	Carbin Storge System (Almacenamiento de carbono)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)
ELP	Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo
GEI	Gases de efecto invernadero
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
MILP	Mixed Integer Linear Programing
LHV	Lower heating value (Poder calorífico)
LP	Linear Programing
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030
REE	Red Eléctrica de España
TEP	Transmission Expansion Planning (Planificación de expansión de la red de transmisión)
TSO	Transmission System Operator
UE	Unión Europea

NOTACIÓN

Índices

d	Demanda
g	Generador convencional
l	Línea de transmisión
n	Nudo
r	Generador renovable
$r(l)$	Nudo receptor de la línea de transmisión l
$s(l)$	Nudo emisor de la línea de transmisión l
s	Sistema de almacenamiento

Conjuntos

D	Demandas
G	Generadores convencionales existentes
G^+	Generadores convencionales potenciales
L	Línea de transmisión existentes
L^+	Línea de transmisión potenciales
N	Nudos
R	Generadores renovables
Ω_n^D	Demandas localizadas en el nudo n
Ω_n^G	Generadores convencionales localizadas en el nudo n
Ω_n^R	Generadores renovables localizadas en el nudo n
Ω_n^S	Sistemas de almacenamiento localizadas en el nudo n

Variables binarias

x_l	Variable asociada a la construcción de la línea de transmisión l
-------	--

Parámetros

C_d^D	Coste de la demanda no servida de la demanda d [€/MWh]
C_g^G	Coste de operación del generador convencional g [€/MWh]
C_l^L	Coste de construcción de la línea de transmisión l [€]
$E_{s,t}^S$	Energía inicialmente almacenada en el sistema de almacenamiento s en el periodo t [MWh]
$\overline{E_{s,t}^S}$	Energía máxima del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MWh]
$\underline{E_{s,t}^S}$	Energía mínima del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MWh]
$\overline{P_{d,t}^D}$	Máxima potencia demanda de la demanda d en el periodo t [MW]
$\overline{P_l^L}$	Capacidad de la línea de transmisión l [MW]
$\overline{P_{s,t}^{SD}}$	Potencia de descarga máxima del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MW]
$\overline{P_{s,t}^{SC}}$	Potencia de carga máxima del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MW]
X_l	Reactancia de la línea de transmisión l [MW]
η_s^{SC}	Rendimiento de carga del sistema de almacenamiento s [%]
η_s^{SD}	Rendimiento de descarga del sistema de almacenamiento s [%]
Δt	Intervalo de tiempo [h]

Variables continuas

$e_{s,t}^S$	Energía del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MWh]
$p_{d,t}^D$	Potencia no suministrada a la demanda d en el periodo t [MW]
$p_{g,t}^G$	Potencia generada por el generador convencional g en el periodo t [MW]
$p_{l,t}^L$	Flujo de potencia que circula por la línea l en el periodo t [MW]
$p_{r,t}^R$	Potencia generada por el generador de recurso renovable r en el periodo t [MW]
$p_{s,t}^{SC}$	Potencia de carga del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MW]
$p_{s,t}^{SD}$	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento s en el periodo t [MW]
$\delta_{n,t}$	Ángulo de tensión en el nudo n en el periodo t [rad]

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La conexión a la red eléctrica es un servicio básico, hoy en día se usa todo tipo de dispositivos eléctricos y electrónicos en la vida cotidiana. La red eléctrica permite el suministro de energía en diferentes puntos. Además, la energía eléctrica, puede ser aprovechada para transformarse en otras energías, siendo el ejemplo más conocido su transformación en iluminación, pero también su utilización como energía mecánica o energía térmica. Con el tiempo, se ha convertido en un servicio imprescindible y con infinitud de usos, debido a su gran versatilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en su punto de consumo. [1]

La planificación de la expansión de la red de transmisión y generación son dos problemas complejos que requieren un exhaustivo análisis que determine el momento, la localización y el número de elementos de transmisión y generación de potencia que son necesarios para la red eléctrica en un largo horizonte temporal [2]. Es esencial un análisis riguroso para tomar decisiones de inversión sobre la construcción de elementos de generación y transmisión ya que estas son complejas debido a los altos costes que involucran, además de la gran incertidumbre asociada que conllevan.

De forma paralela, los sistemas de energía han experimentado una gran transformación en las últimas décadas. Tradicionalmente, estos sistemas eran rígidos y el flujo de energía se transmitía de manera lineal de los generadores a los consumidores, además, la generación se basaba principalmente en combustibles fósiles y energía nuclear caracterizadas por su inelasticidad [3].

No ha sido hasta esta última década del siglo pasado que la generación renovable basada en energía solar, eólica y fotovoltaica empezaron a desarrollarse con el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero. Sin embargo, la energía renovable presenta una principal desventaja ya que es, en su naturaleza, de carácter intermitente. Esta depende de la situación meteorológica, haciendo así su distribución no homogénea; lo que supone un inconveniente en los problemas de operación y planificación [4].

Bajo este paradigma surge una nueva figura en el sistema: los sistemas de almacenamiento. En este aspecto, su uso puede mitigar una de las principales desventajas de la generación renovable. Los sistemas de almacenamiento se podrían cargar en aquellas horas con exceso de producción renovable o baja demanda. Esto ofrece un gran potencial, siempre y cuando la capacidad de almacenamiento pueda ser utilizada de forma adecuada [6].

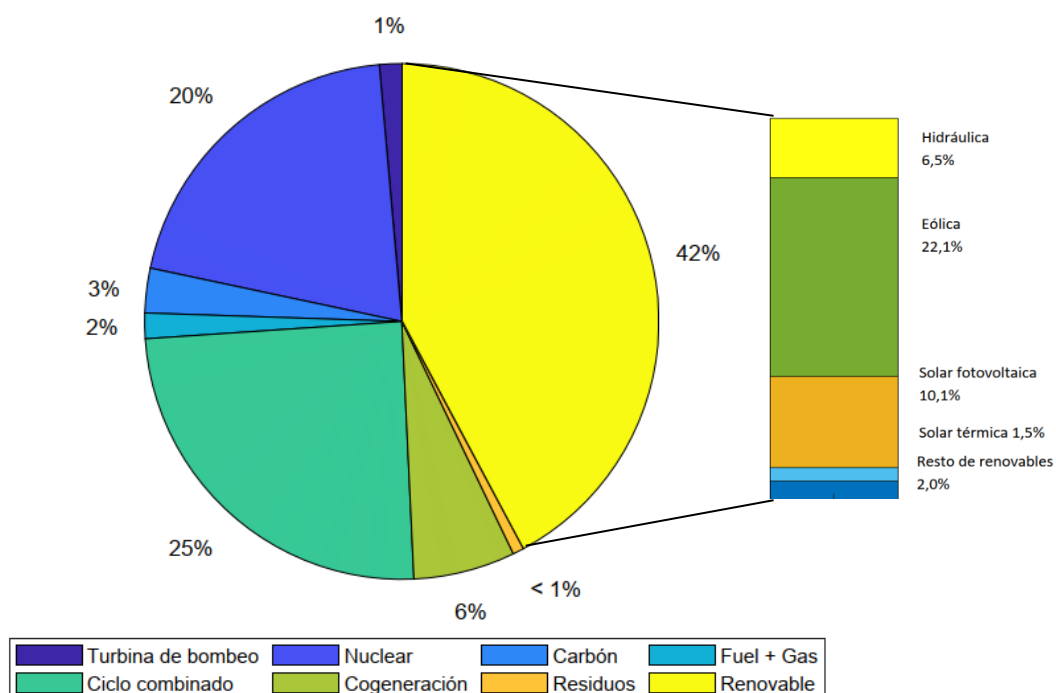


Figura 1.1 Estructura de generación eléctrica en España. Marzo 2023 [5].

Bajo este paradigma surge una nueva figura en el sistema: los sistemas de almacenamiento. En este aspecto, su uso puede mitigar una de las principales desventajas de la generación renovable. Los sistemas de almacenamiento se podrían cargar en aquellas horas con exceso de producción renovable o baja demanda. Esto ofrece un gran potencial, siempre y cuando la capacidad de almacenamiento pueda ser utilizada de forma adecuada [6].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas [7]. Las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas de los objetivos del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, se han cuantificado en esta estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años.

El almacenamiento de energía será uno de los principales elementos que proporcione flexibilidad al sistema energético. En esta estrategia se identifican las medidas necesarias para un despliegue efectivo del almacenamiento energético, elemento clave para conseguir la neutralidad climática.

En la Figura 1.2 se muestra la evolución de nueva potencia instalada, que durante 2019 incrementó la capacidad en 2,9 GW a nivel mundial, incluyendo tanto el almacenamiento a gran escala como el almacenamiento detrás del contador.

En conclusión, la transición energética se ve impulsada por políticas energéticas, tanto a nivel europeo como nacional, que promueven la reducción de gases invernadero, la penetración de

energías renovables, una mayor electrificación de la demanda de energía y la mejora en eficiencia energética, así como una mayor participación de los consumidores en el sistema eléctrico.

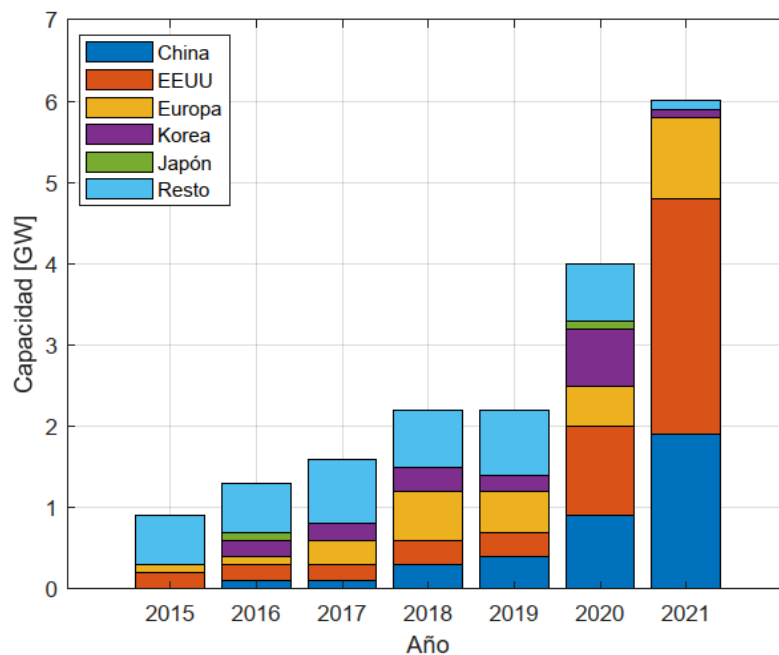


Figura 1.2. Evolución anual de la nueva potencia instalada mundialmente [7]

1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

En el Capítulo 1 se comenta la posibilidad de aprovechar los sistemas de almacenamiento para suplir una de las principales desventajas de la generación renovable, fuente que se ve impulsada por las políticas de mitigación de gases de efecto invernadero, aportando así flexibilidad al sistema. El objetivo principal de este trabajo es el desarrollo de modelos para determinar la inversión óptima en centrales eléctricas convencionales, así como en la construcción de nuevas líneas de transmisión en la red de transporte de energía eléctrica. Se implementará el modelo en MATLAB para su resolución. Se analizarán los modelos desarrollados mediante casos de estudio y se estudian los resultados obtenidos. Además, se detallan los objetivos a alcanzar en el presente trabajo junto con una estructura de la memoria.

En el Capítulo 2 se realiza el estudio del arte centrado en el problema de planificación de la expansión haciendo una revisión a la literatura de los distintos modelos matemáticos. Además, se estudian las implicaciones que tiene la inclusión de energías de fuente renovable, así como sistemas de almacenamiento en el modelo. Se centra así, en las energías renovables y una revisión de las distintas tecnologías en los sistemas de almacenamiento.

En el Capítulo 3 se presenta el desarrollo de modelo determinista para la expansión de la red de transmisión. Se formulan y explican las ecuaciones que lo rigen, y posteriormente se aplican a un pequeño ejemplo ilustrativo, evaluando casos distintos.

En el Capítulo 4 se presenta el desarrollo de modelo determinista para la expansión de la red de generación. Se formulan y explican las ecuaciones que lo rigen, y posteriormente se aplica el modelo a un pequeño ejemplo ilustrativo similar al desarrollado en el Capítulo 4.

El Capítulo 5 presenta el desarrollo del modelo íntegro de expansión de la red de transmisión y generación. Posteriormente se aplica el modelo a un pequeño ejemplo ilustrativo similar al desarrollado en el Capítulo 4.

El Capítulo 6 aplica el último modelo desarrollado en este trabajo a un sistema eléctrico de potencia de mayor tamaño y ampliamente estudiado dentro del área, la red de Garver [8].

En el Capítulo 7 se incluye un resumen de este trabajo, se describen las principales conclusiones y se señalan las posibles líneas de trabajo futuro.

Por último, en el Anexo A, se recoge los códigos de programación para el problema evaluado en el Capítulo 6.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

El objetivo principal de este trabajo consiste en elaborar un modelo que aborde la problemática de la planificación de expansión de la red transmisión en un sistema de energía eléctrica, tomando en cuenta la viabilidad de incorporar generadores convencionales, así como nuevas líneas de transporte. Además, se tiene en cuenta la existencia de sistemas de almacenamiento y fuentes de energía renovable; todo ello evaluado bajo el efecto de la incertidumbre en varios parámetros.

2.1 PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

El problema de planificación de expansión de la red de transmisión implica identificar las mejoras óptimas necesarias en la red de transmisión de un sistema eléctrico. Normalmente, este desafío lo aborda una entidad controlada por el público, como el Operador de la red (TSO, por sus siglas en inglés), responsable de determinar las decisiones de inversión en la red de transmisión que sean óptimas para todo el sistema eléctrico. Estas decisiones buscan minimizar tanto los costes de inversión como los costes de operación [9].

Son varias las razones que motivan la necesidad de abordar el problema de expansión de la red, entre ellos: el notable crecimiento anticipado en la demanda potencial de energía, la integración de recursos de energía renovable en los sistemas eléctricos y el envejecimiento de las redes de transmisión existentes [9]. El aumento esperado en el consumo de energía eléctrica está vinculado a indicadores del desarrollo industrial de un país [10]. A modo de ejemplo, la Figura 2.1 ilustra la evolución anual de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico español, basándose en datos de Red Eléctrica de España, el TSO español.

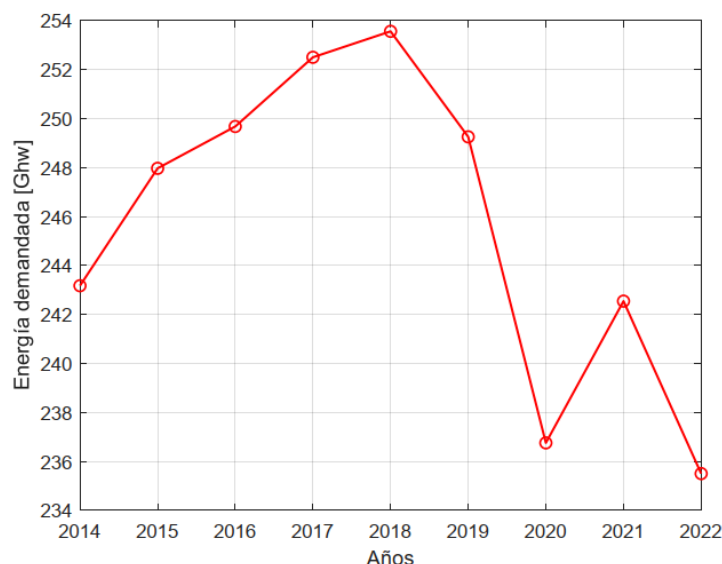


Figura 2.1 Evolución anual de la demanda eléctrica en España [11]

En consecuencia, el problema de expansión de la red se aborda para asegurar el suministro futuro de los consumidores. Además, la Comisión Europea ha establecido objetivos para 2030, que incluyen una reducción mínima del 40% en las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990, una participación mínima del 32% para los recursos de energía renovable y al menos un 32,5% de mejora en la eficiencia energética, cumpliendo al mismo tiempo con hitos fijados con el clima [12].

Por otra parte, el desprendimiento de carga es un fenómeno que puede ocurrir motivado por el envejecimiento de la red de transmisión lo cual, provoca contingencias en las líneas de transmisión. Esta situación puede evitarse construyendo nuevas líneas de transmisión [13].

El objetivo del gestor de la red es minimizar los costes de inversión y operación asegurando la calidad del servicio. Por otra parte, las decisiones de inversión en nuevas centrales de generación se llevan a cabo de forma individual por inversores privados que buscan maximizar su beneficio económico minimizando el riesgo financiero.

Considerar la planificación de la red de transporte y la generación como dos problemas separados es un error, ya que las soluciones obtenidas pueden no ser óptimas. Por ello, el gestor de la red de transporte identifica las decisiones de expansión, tanto para la transmisión como la generación, que minimizan los costes de inversión y operación asegurando la calidad del servicio. Sin embargo, las inversiones en centrales de producción no las realiza el regulador, por lo que la labor de este es ofrecer indicaciones sobre la planificación óptima en generación. Estas directrices deben a su vez emplearse por los gobiernos para incentivar políticas y diseñar planes de subvenciones que motiven la inversión en determinadas tecnologías o en una zona en particular. [14]

Cabe destacar que los inversores privados son los propietarios de las centrales hidroeléctricas de bombeo. Por lo tanto, la inversión en unidades de almacenamiento está fuera del alcance del regulador central del sistema. No obstante, el Operador del Sistema estudia la expansión del sistema eléctrico considerando que se pueden construir nuevas líneas de transmisión y unidades de almacenamiento, ya que resolver el problema considerando solo la inversión en líneas de transmisión puede llevar a decisiones de expansión subóptimas [15]. Una vez obtenidos los refuerzos óptimos del sistema eléctrico, el TSO debería implementar políticas que incentiven a los inversores privados a llevar a cabo el plan de inversión que minimice tanto los costos de inversión como los operativos, y que garantice la calidad de la entrega de energía [16].

2.1.1 Modelos de expansión

En la última década, la integración de recursos de energía renovable en los sistemas eléctricos ha dado lugar al desarrollo de modelos de planificación de expansión de la red de transmisión que tienen en cuenta un entorno incierto en el proceso de toma de decisiones [17]. A continuación, se describen varios modelos utilizados para evaluar la planificación de la expansión de sistemas eléctricos, teniendo en cuenta la posición del regulador central.

En primer lugar, la programación determinista es el modelo más sencillo de los que se presentan en este apartado, puesto que todos los parámetros se consideran conocidos a lo largo del horizonte temporal. El problema de optimización consta de una función objetivo, en la que se minimizan los costes de operación e inversión, y de diversas restricciones de expansión y operación. Sin embargo, el modelo determinista presenta inconvenientes. La vida útil de las instalaciones de generación de electricidad tiene una vida operativa efectiva de entre 30 y 50 años, siendo aún mayor para las instalaciones de transmisión [18]. Esto conlleva que el hecho de considerar los parámetros del problema conocidos e invariables para todos los años de funcionamiento sea utópico, puesto que es de esperar que los picos de consumo de las demandas y los costes de los combustibles fósiles aumenten. Sin embargo, estimar este crecimiento a lo largo plazo es complicado. Por ello, son necesarios modelos capaces de representar esta incertidumbre. Las dos principales técnicas para lidiar con problemas de optimización en ellos que se considera la incertidumbre son la programación estocástica y la optimización robusta [19].

En segundo lugar, la programación estocástica [20], que caracteriza la incertidumbre mediante un conjunto discreto de realizaciones o escenarios. Este marco de incertidumbre es adecuado si se conoce la distribución probabilística de los parámetros inciertos; sin embargo, esta tarea no es trivial. Además, generalmente se requiere un gran número de escenarios para obtener una representación precisa de la incertidumbre, lo que puede generar problemas de intratabilidad.

La incertidumbre se modela a través de un conjunto de escenarios, donde cada uno de estos presenta unos determinados valores de los parámetros inciertos (picos de las demandas, coste de la carga no suministrada, etc). Todas las variables de operación cambian de un escenario a otro, mientras que las variables de decisión (construcción de nuevas infraestructuras, decisión de la capacidad necesaria a instalar) son las mismas. A su vez, cada escenario está asociado a una probabilidad a través de la cual se estima el efecto de este en los costes de operación. Asimismo, el modelo estocástico presenta el inconveniente de que normalmente es necesario emplear un elevado número de escenarios para obtener un modelo que represente con precisión la incertidumbre de los parámetros. Esto conlleva que la carga computacional sea elevada, pudiendo llegar a hacer que la resolución del problema sea intratable.

En último lugar, la optimización robusta [21], que supera los problemas de intratabilidad asociados con la programación estocástica, pero en contraste, las soluciones pueden ser demasiado conservadoras. No obstante, la tratabilidad computacional es más restrictiva. Además, uno de los objetivos del problema de planificación de la expansión es garantizar el suministro de cargas en todas las situaciones, por lo que una solución conservadora no es una desventaja en este tipo de problemas. Por lo tanto, el marco robusto es preferido por científicos e investigadores para abordar este problema.

La incertidumbre se modela a través de intervalos de confianza para los parámetros cuyo valor es incierto en el futuro. El procedimiento de la resolución del problema de planificación de la expansión empleando el modelo robusto es el siguiente:

- Paso 1: Se toman las decisiones de expansión con el objetivo de minimizar los costes de operación e inversión.
- Paso 2: Conocidas las decisiones de expansión del Paso 1, se considera que sucede la peor situación posible para los parámetros definidos mediante los intervalos de confianza; por ejemplo, elevados picos de las demandas en un nudo aislado del resto del sistema o un aumento elevado en el coste del combustible de una determinada tecnología.
- Paso 3: Dado los resultados de los Pasos 1 y 2, se realizan acciones correctivas en la toma de decisiones de operación con el fin de minimizar los costes de operación, empleado, por ejemplo, aquellas centrales con menor coste.

La carga computacional del modelo robusto es normalmente menor que la del modelo estocástico. Además, la generación de intervalos de confianza es generalmente más sencilla que la de escenarios. En contraposición a esto, el modelo robusto presenta limitaciones, puesto que no es conveniente modelar la incertidumbre de la producción a través de este. La razón de esto es que la peor situación posible identificada en el Paso 2 del procedimiento de resolución del problema podría ser la nula producción mediante fuentes de energías renovables, conllevando esto una mayor inversión en generación convencional. Por ello, los intervalos de confianza se emplean para modelar incertidumbre a largo plazo.

Por otro lado, se puede realizar una clasificación de los modelos de expansión en función del momento en el que se lleva a cabo la inversión diferenciando entre:

- Estático. La toma de decisiones de expansión se realiza en un único momento en el tiempo, concretamente al comienzo del horizonte temporal.
- Dinámico. Las condiciones de un sistema eléctrico cambian a lo largo del tiempo, y más aún en un problema de planificación cuyo horizonte temporal puede abarcar varias décadas. Por ello, el resultado de un enfoque estático puede no ser el óptimo, ya que en este se debe considerar el peor caso posible para asegurar el suministro de la demanda en el futuro, sobredimensionando en muchos casos la expansión del sistema. Con el objetivo de solucionar este inconveniente, surge el enfoque dinámico. Este consiste en resolver el problema de planificación en diversos momentos del horizonte temporal, actualizando las condiciones del sistema eléctrico evaluado. De esta manera, se obtiene una solución cuya expansión se encuentra menos sobredimensionada.

2.1.2 Condiciones de operación

Los problemas de planificación de la expansión de sistema eléctricos se caracterizan por tener un planteamiento a largo plazo, representar la incertidumbre futura de diversos parámetros y tratar con sistemas de grandes dimensiones. Asimismo, se requiere emplear datos históricos para modelar el comportamiento de la demanda y la producción de energía a partir de diversas tecnologías de generación. Esto último es esencial debido a la inclusión de las energías renovables en los sistemas, cuya presencia ha incrementado la complejidad de los problemas de planificación debido a la variabilidad intrínseca de estas.

De igual manera, la demanda eléctrica y la producción renovable son los parámetros cuya variabilidad tiene un efecto más significativo en los resultados del problema de planificación. Asimismo, ambas magnitudes no son independiente, puesto que normalmente datos bajos de demanda se corresponden con instantes de elevada producción eólica, por ejemplo, durante la noche. Por este motivo, estos parámetros deben representarse adecuadamente en el modelo de planificación respetando la relación entre ambos [22].

Si el enfoque del problema es a corto plazo normalmente se emplean datos horarios o con separaciones temporales menores. Sin embargo, la representación horaria puede resultar computacionalmente intratable en problemas a largo plazo. Por ello, es necesario emplear una menor cantidad de datos para reducir la carga computacional.

A continuación, se presentan dos técnicas para reducir la cantidad de datos históricos empleados sin renunciar a una buena representación de la variabilidad de la demanda eléctrica y la producción renovable.

Curvas de duración

La representación de la variabilidad de la demanda se logra agrupando diferentes niveles en segmentos. En cada segmento, se elabora una función de distribución acumulada para la demanda, segmentándola en varios tramos y calculando el valor medio de los datos en cada tramo para definir diversos niveles de demanda. Este mismo proceso se aplica a la producción renovable, utilizando idénticos segmentos para ambas variables. Así, en cada segmento, es factible que ocurran todas las combinaciones posibles entre los niveles de demanda y de producción renovable, creando lo que se conoce como condiciones de operación, es decir, situaciones específicas donde la demanda y la producción renovable coinciden y definen el estado del sistema en un momento dado. Estas condiciones están vinculadas a una probabilidad determinada por las funciones de distribución acumulada [23]. Sin embargo, un desafío de este enfoque es su limitación para capturar correlaciones específicas entre la demanda y la producción renovable en diferentes localizaciones del sistema eléctrico. Un método para superar esta limitación es la implementación del algoritmo K-means.

Método K-means

La técnica que describe, la cual emplea algoritmos de agrupamiento como K-means [24] para representar los datos originales mediante los centroides de los grupos formados, se orienta hacia un enfoque eficiente para manejar y analizar grandes conjuntos de datos, especialmente útil en el contexto de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. Este enfoque puede reducir significativamente la carga computacional asociada al análisis de la variabilidad de la demanda y de la producción renovable. A continuación, se detalla cómo se puede implementar esta técnica:

- Paso 1: Recolección y Preparación de Datos. Inicialmente, se recopilan datos históricos de demanda eléctrica y producción de energía renovable de diferentes localizaciones o periodos.

Estos datos deben ser limpiados y normalizados para asegurar la consistencia en el análisis.

- Paso 2: Aplicación de Algoritmos de Agrupamiento. Se aplica un algoritmo de agrupamiento, como K-means, a los datos preparados. Este proceso implica:
 - Determinación del Número de Clúster: Seleccionar el número adecuado de clústeres es crucial. Métodos como el del codo o el análisis de silueta pueden ayudar a determinar un valor óptimo del clúster.
 - Agrupamiento de los Datos: Los datos se dividen en K grupos basados en su similitud. Cada grupo representa un patrón específico de demanda y producción renovable.
 - Identificación de los Centroides: Cada clúster tendrá un punto central o centroide, que es el promedio de todos los puntos en ese clúster. Este centroide representa el patrón medio de demanda y producción renovable para ese grupo.
- Paso 3: Representación Mediante Centroides. Una vez formados los clústeres, los centroides se utilizan para representar los patrones de demanda y producción renovable de cada grupo. Esto simplifica el análisis al reducir la cantidad de datos a considerar, pasando de un enfoque de análisis de datos individuales a uno basado en el análisis de patrones representativos.
- Paso 4: Análisis de la Variabilidad y Correlación. Con los clústeres definidos y representados por sus centroides, se puede analizar cómo varía la demanda en relación con la producción renovable dentro de cada clúster. Además, este enfoque permite identificar correlaciones específicas entre demanda y producción renovable que podrían no ser evidentes al observar el conjunto completo de datos.

Esta técnica muestra beneficios claros y, proporciona una base más sólida para la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema eléctrico, permitiendo adaptar estrategias a patrones específicos de demanda y producción renovable. Al trabajar con un número reducido de patrones representativos (centroides), el análisis se vuelve computacionalmente menos exigente, luego la carga computacional se ve notablemente reducida. Además, la simplificación de los datos permite una interpretación más clara de las tendencias y patrones con lo que se permite identificar correlaciones específicas. Facilita la identificación de relaciones específicas entre la demanda y la producción renovable en diferentes contextos o localizaciones.

No obstante, representar los datos históricos mediante condiciones de operación, ya sean bloques con niveles o centroides, presenta la desventaja de que se pierde la información cronológica de los datos. En un sistema eléctrico con una gran penetración de las energías renovables, el hecho de no modelar la cronología de los datos puede suponer una gran distorsión entre los resultados obtenidos y la realidad. Por este motivo, el objetivo y la contribución principal de este trabajo es modelar en días representativos, compuesto cada uno de ellos por 24 condiciones de operación, que permitan incluir en la formulación de los modelos de expansión tecnologías que dependan de la cronología, como por ejemplo los sistemas de almacenamiento.

2.2 ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables han llegado durante las últimas décadas a un primer plano dentro del sector eléctrico. El aumento de la concienciación con el medio ambiente, el aumento de la competitividad de la tecnología empleada, así como una crisis geopolítica y de suministros las han llevado hasta su posición en la actualidad.

Podemos entender a las energías renovables como fuentes de energía caracterizadas por ser limpias, inagotables y con una creciente competitividad. Se diferencian de las energías procedentes de combustibles fósiles, principalmente en la cantidad o abundancia con la que se encuentran, en su aprovechamiento en cualquier lugar y, fundamentalmente, que no producen gases, ni emisiones de efecto invernadero que dan lugar al cambio climático. Además, se puede diferenciar una tendencia bajista de los costes de generación eléctrica en oposición a la de los combustibles fósiles, que van en aumento cada vez más.

Indudablemente, el crecimiento de las energías renovables en Europa es tan imparable como necesario. Según los datos anuales proporcionados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se espera que la importancia de las energías renovables en el suministro eléctrico mundial aumente del 26% en 2018 a más del 40% en 2040. Estas fuentes renovables proporcionarán más de dos tercios de la energía necesaria para cubrir la demanda eléctrica durante ese período, destacando especialmente las provenientes de tecnologías eólicas y fotovoltaicas. Además, se anticipa un aumento del 70% en la demanda eléctrica, impulsado principalmente por las nuevas economías y regiones emergentes como China, Oriente Medio, India y África. [25].

Algunas de las fuentes renovables, aunque no lo parezca, son económicamente tan competitivas como las tradicionales, aunque la gran mayoría lo son a corto o medio plazo por ahora. En consecuencia, es importante resaltar que las instalaciones centrales eólicas, así como las minihidráulicas (con menos de 10 MW de potencia nominal) y las instalaciones solares de bajas temperaturas, ya han alcanzado su umbral de rentabilidad [26]. A pesar de ello, otras como la fotovoltaica o las instalaciones solares de altas temperaturas necesitan aun una alta inversión en su desarrollo y tecnología para permitir el potencial de su rentabilidad.

Dentro del sistema eléctrico español la integración de recursos de energía renovable en los sistemas eléctricos ha aumentado, como se ilustra en la Figura 2.3, que representa la evolución anual de la capacidad de generación instalada de fuentes de energía renovable en el sistema [27]. Es importante señalar que las nuevas instalaciones de producción de energía renovable suelen ubicarse lejos de los centros de demanda, lo que implica la construcción de nuevas líneas de transmisión [28].

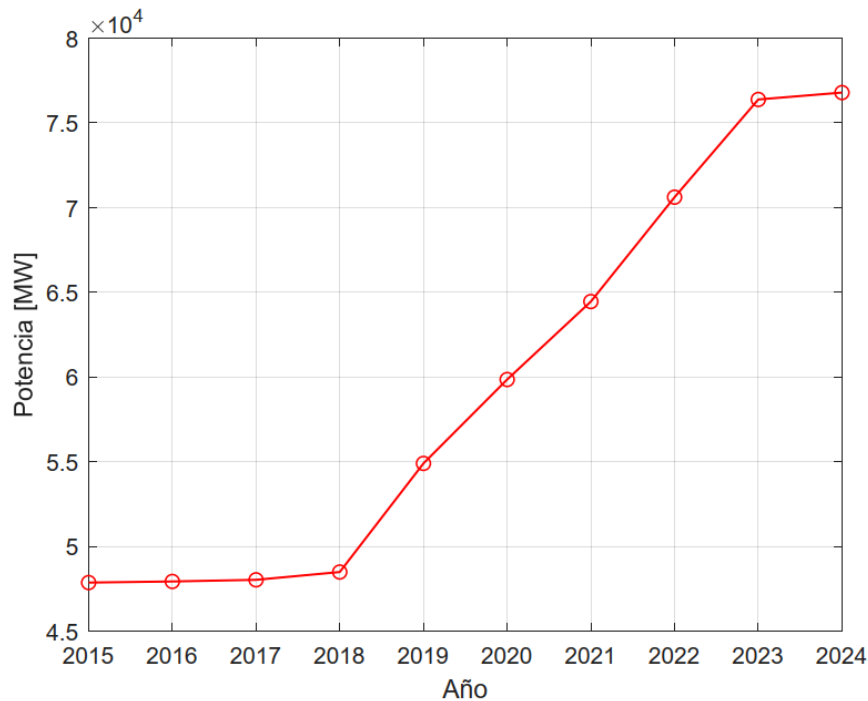


Figura2.2 Evolución anual de la capacidad instalada de recurso renovable en España

La consideración de recursos de energía renovable en los sistemas eléctricos implica la introducción de incertidumbre en el problema de planificación de expansión de la red de transmisión, ya que algunas de estas tecnologías dependen de condiciones climáticas, por ejemplo, las unidades de energía eólica y solar están vinculadas a la velocidad del viento y la irradiación solar, respectivamente.

La incertidumbre en la generación de energía renovable y en la demanda de energía es un factor crítico que debe ser incorporado en cualquier modelo de planificación de la red y de inversión en generación. Las técnicas para modelar esta incertidumbre incluyen:

- Pronósticos Estocásticos: Uso de modelos estadísticos o de machine learning para generar múltiples escenarios de producción de energía y demanda basados en datos históricos y tendencias.

Utilizan datos históricos para predecir la generación futura de energía renovable. Modelos como ARIMA (Modelo Autoregresivo Integrado de Media Móvil) y sus variantes pueden capturar patrones temporales y estacionales en la generación de energía.

- Simulaciones de Monte Carlo: Generación de una amplia gama de posibles resultados futuros para modelar la variabilidad y la incertidumbre de la generación y la demanda.

En este son considerados múltiples escenarios de generación renovable basándose en distribuciones de probabilidad. Esto ayuda a entender la variabilidad y el rango de posibles resultados en la generación, facilitando la planificación de la capacidad y el despacho de reserva.

- Optimización Bajo Incertidumbre: Implementación de técnicas como la programación estocástica o la programación robusta que toman en cuenta múltiples escenarios de generación renovable para optimizar la planificación y operación del sistema eléctrico, asegurando que se mantenga la fiabilidad y la eficiencia bajo incertidumbre.

Cada una de estas técnicas tiene sus propias ventajas y limitaciones, y la elección de una técnica sobre otra depende de las características específicas del sistema eléctrico en estudio, la disponibilidad de datos, y el tipo de decisiones que se deben apoyar. La combinación de múltiples técnicas puede proporcionar una comprensión más completa y robusta de la incertidumbre asociada con la generación de energía renovable.

La decisión sobre el tamaño óptimo de las centrales renovables es crucial. Este dimensionamiento debe considerar no solo el coste de inversión inicial y el coste operativo (que puede ser cercano a cero para algunas renovables) sino también la capacidad de la red de transmisión para manejar la energía generada y la variabilidad en la producción. La optimización de la ubicación y el tamaño de estas centrales implica un equilibrio entre maximizar la generación de energía renovable y minimizar las inversiones en la red y los costes de operación relacionados con el balanceo de la red [29].

Por todo esto, el enfoque hacia la inversión en centrales renovables sobre las convencionales, considerando el coste cero de operación de las primeras, refleja una tendencia creciente hacia la sostenibilidad y la eficiencia económica en el sector energético. Este enfoque, sin embargo, introduce desafíos significativos en la planificación y operación de la red eléctrica, especialmente debido a la naturaleza intermitente y no controlable de las fuentes renovables.

Nótese que la inherente incertidumbre de los recursos de energía renovable puede mitigarse mediante la inclusión de unidades de almacenamiento en los sistemas eléctricos. Por ejemplo, una central hidroeléctrica de bombeo puede almacenar de manera eficiente el exceso de producción de energía renovable bombeando agua de un depósito inferior a uno superior. Posteriormente, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética y luego en energía eléctrica al verter el agua sobre una turbina conectada a un generador eléctrico cuando la demanda de las cargas es alta [30].

2.3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Considerando las diversas características técnicas, rendimientos, tiempos de descarga y aplicaciones finales de la energía, el extenso conjunto de tecnologías de almacenamiento disponible puede colaborar de manera conjunta para proporcionar la flexibilidad necesaria en el proceso gradual de descarbonización del sistema, alcanzando eventualmente la neutralidad climática.

Este amplio espectro de tecnologías de almacenamiento tiene la capacidad de contribuir de manera combinada para ofrecer la flexibilidad requerida en el proceso paulatino de descarbonización del sistema, avanzando hacia la neutralidad climática.

Específicamente, el almacenamiento sincrónico desempeña un papel crucial al reducir la dependencia de los combustibles fósiles, restituyendo ciertas características de las centrales térmicas, como la inercia sincrónica, el control de tensión sincrónica y la entrega instantánea de corriente reactiva. Todo esto contribuye a garantizar un sistema de energía renovable y exento de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con base en las diversas tipologías de almacenamiento mencionadas previamente, el almacenamiento de energía presenta diversas aplicaciones y, en consecuencia, tiene la capacidad de proporcionar una amplia variedad de servicios destinados a diferentes usos finales.

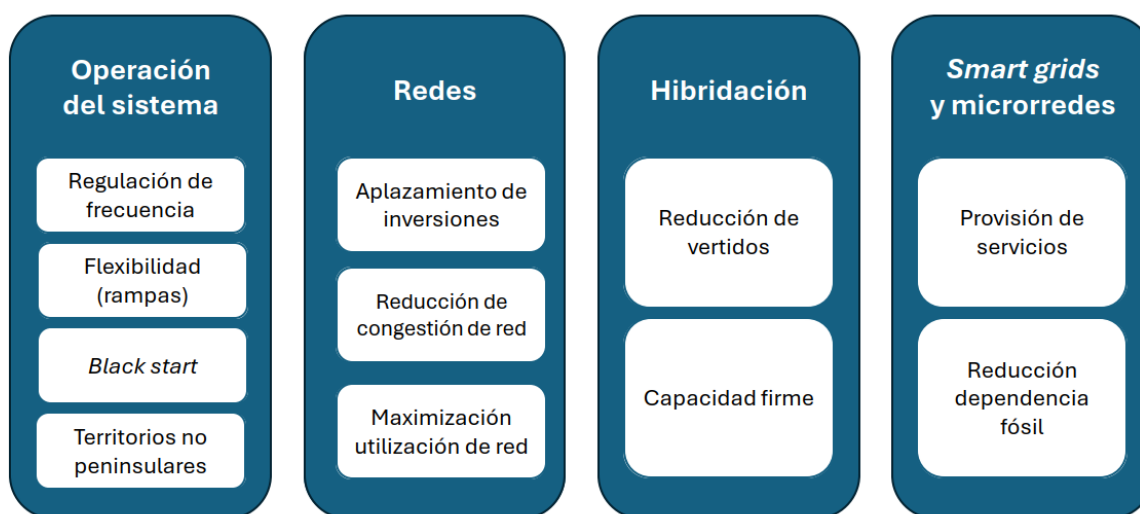


Figura 2.3 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento [31]

2.3.1 Tipos de sistemas de almacenamiento

El almacenamiento de energía comprende una variedad de métodos, sistemas y tecnologías diseñados para convertir y mantener la energía, facilitando su utilización futura. Este ámbito se sustenta en una extensa gama de tecnologías, con varias ya bien establecidas y maduras, mientras que otras, aún en desarrollo, necesitan evolucionar en términos de rendimiento, reducción de costos y aumento de competitividad. A continuación, se describen algunas de las tecnologías más usadas o de mayor interés.

Centrales hidráulicas de bombeo

Las plantas de bombeo, conocidas técnicamente como sistemas de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, son una de las formas más establecidas y eficientes de almacenamiento de energía a gran escala. Estos sistemas juegan un papel crucial en la gestión de la oferta y demanda de electricidad, además de facilitar la integración de fuentes de energía renovables intermitentes, como la solar y la eólica, en la red eléctrica. La operación de las plantas de bombeo se basa en el ciclo de almacenamiento y liberación de energía mediante el movimiento del agua entre dos reservorios a diferentes alturas.

Su función es doble: sirven como almacenamiento de energía y a la vez como central de generación. Durante los períodos de baja demanda de electricidad, generalmente cuando la producción de energía renovable es alta y el costo de la electricidad es bajo, el agua se bombea desde un reservorio inferior a otro superior. Este proceso consume electricidad, pero almacena energía en forma de energía potencial gravitacional del agua. Por otro lado, durante los períodos de alta demanda, cuando es más caro o difícil generar suficiente electricidad para satisfacer las necesidades, el agua almacenada se libera desde el embalse superior a través de turbinas hacia el reservorio inferior. Este flujo de agua impulsa las turbinas, generando electricidad que se inyecta en la red.

El almacenamiento de energía mediante bombeo representa más del 90% de la capacidad de almacenamiento instalada en Europa debido a su eficiencia, capacidad de almacenamiento masivo, y contribución clave a la estabilidad y transición energética del continente. A medida que Europa continúa avanzando hacia un futuro energético más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles, es probable que el papel del almacenamiento por bombeo se mantenga y posiblemente se expanda, especialmente en la integración de aún más energías renovables en la matriz energética [32].

Baterías convencionales

La conversión de energía eléctrica en energía química para su almacenamiento se realiza principalmente a través de tecnologías electroquímicas, como baterías y supercondensadores. Estos dispositivos almacenan energía mediante reacciones de oxidación y reducción en sus celdas. Existen diversos tipos de baterías, cada uno adecuado para diferentes aplicaciones, especialmente para aquellos usos que requieren ciclos frecuentes de carga y descarga a corto plazo. La cadena de suministro de estas tecnologías es intrincada, involucrando desde proveedores de materias primas y

componentes críticos hasta fabricantes de celdas, ensambladores de baterías y empresas que integran estos sistemas en la infraestructura de almacenamiento energético. Los esfuerzos de innovación en el sector del almacenamiento electroquímico se centran en disminuir los costos y prolongar la durabilidad de los dispositivos, además de promover estrategias de reutilización y reciclaje al final de su vida útil.

Las baterías electroquímicas convencionales constan de dos o más celdas electroquímicas que emplean reacciones químicas para generar un flujo de electrones a través de un circuito externo, es decir, una corriente eléctrica. Los componentes esenciales de cada celda incluyen un recipiente, dos electrodos (ánodo y cátodo), un electrolito líquido o sólido, y una membrana permeable que facilita el flujo iónico entre los electrodos, al mismo tiempo que previene cortocircuitos. La interacción entre el electrolito y los electrodos inicia las reacciones de oxidación y reducción, generando así corriente eléctrica.

Cuando la batería se conecta a una carga, el electrolito próximo a uno de los electrodos induce la liberación de electrones (oxidación). Al mismo tiempo, los iones cercanos al otro electrodo aceptan los electrones (reducción), completando así el proceso de descarga. Invertir este proceso mediante la conexión a una fuente de energía recargable restauraría la carga de la batería. Este ciclo de reacciones de oxidación y reducción permite el almacenamiento y la liberación controlada de energía eléctrica en un formato altamente eficiente y versátil.

La disposición de las baterías electroquímicas en celdas les otorga un carácter extremadamente modular, lo que las hace adecuadas para la fabricación y les permite funcionar como dispositivos reversibles. Además, pueden ser combinadas en serie para alcanzar tensiones considerables y en paralelo para lograr la potencia requerida. Es crucial evitar corrientes elevadas y temperaturas bajas para prevenir la degradación provocada por reacciones químicas no deseadas.

Las baterías clásicas exhiben densidades de potencia muy atractivas, y la eficiencia de su ciclo oscila en el rango del 60-80%, dependiendo de las condiciones de carga y descarga. Debido a estas características, esta tecnología se encuentra ya ampliamente extendida a nivel mundial y conectada a la red. Con una amplia gama de materiales disponibles, como base de litio, alta temperatura o base de sodio, plomo-níquel, metal-aire, o níquel, las perspectivas de crecimiento futuro para estas baterías son sumamente prometedoras [33].

El almacenamiento electroquímico de energía es un pilar fundamental para la transición energética, proporcionando una solución clave para el almacenamiento de energía renovable y la estabilización de las redes eléctricas. A medida que la demanda de soluciones de almacenamiento crece, impulsada por la expansión de las energías renovables y la electrificación del transporte, los desafíos relacionados con la reducción de costes, la mejora de la sostenibilidad, y el desarrollo de tecnologías avanzadas se vuelven cada vez más críticos. La innovación continua y la cooperación a lo largo de la cadena de valor son esenciales para superar estos desafíos y aprovechar al máximo el potencial del almacenamiento electroquímico de energía.

Hidrógeno

El hidrógeno se considera un vector energético en lugar de una fuente de energía primaria. Es un portador de energía que debe ser producido utilizando otra fuente de energía, ya sea a través de la electrólisis del agua, reformado de gas natural, gasificación de biomasa, entre otros métodos. Una vez producido, el hidrógeno puede almacenar y transportar energía, liberándola cuando sea necesario [34].

Es importante destacar que, aunque el hidrógeno tiene una baja densidad energética por unidad de volumen en comparación con otros combustibles, su alta densidad energética por unidad de masa lo hace atractivo en términos de eficiencia de almacenamiento. La cifra que proporciona, 33,3 kWh/kg (Poder Calorífico Inferior, LHV), destaca la cantidad significativa de energía que puede almacenarse en una cantidad relativamente pequeña de hidrógeno en términos de peso [35]. Esto lo convierte en un recurso valioso para aplicaciones donde la eficiencia de masa es crucial, como en el transporte de vehículos y el almacenamiento de energía.

La clasificación del hidrógeno en verde, gris o azul se basa en las materias primas utilizadas y las emisiones asociadas al proceso de producción.

- *Hidrógeno Verde*
 - Producción: Se obtiene mediante electrólisis utilizando electricidad renovable, como la generada por parques eólicos o plantas solares.
 - Emisiones: No hay emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) durante la producción.
- *Hidrógeno Gris*
 - Producción: Proviene principalmente del reformado con vapor de gas natural, un proceso que emite CO₂.
 - Emisiones: Elevadas emisiones de GEI están asociadas con la producción, ya que no se implementan tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés).
- *Hidrógeno Azul*
 - Producción: Similar al hidrógeno gris, se produce a partir de gas natural, pero en este caso se incorporan tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) para reducir las emisiones.
 - Emisiones: Menos emisiones de GEI en comparación con el hidrógeno gris debido a la captura y almacenamiento del CO₂ generado durante la producción.

La clasificación verde, gris o azul refleja la huella de carbono asociada con la producción de hidrógeno. El hidrógeno verde es considerado el más sostenible, ya que su producción se realiza utilizando energía renovable y no genera emisiones directas de carbono. El hidrógeno azul, aunque se produce a partir de combustibles fósiles, incorpora medidas para reducir sus emisiones. En cambio, el hidrógeno gris tiene una huella de carbono más elevada, ya que se obtiene principalmente a partir de gas natural sin la aplicación de tecnologías de captura de carbono [36].

El hidrógeno renovable se obtiene a través de la electrólisis, utilizando electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Este proceso implica la descomposición de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso mediante una corriente eléctrica continua. Existen varios tipos de electrolizadores según la tecnología empleada, siendo los más comunes los alcalinos y los de tipo PEM (membrana de intercambio de protones), utilizados ampliamente en diversas aplicaciones. Además, los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), aún en desarrollo, son destacados por su eficiencia y la capacidad de convertir el hidrógeno generado nuevamente en electricidad mediante dispositivos reversibles.

El hidrógeno producido mediante este proceso puede ser almacenado utilizando métodos físicos como hidrógeno comprimido (CGH₂), hidrógeno licuado (LH₂) o hidrógeno crio comprimido. También se pueden utilizar métodos químicos, como líquidos orgánicos (LOCH) y hidruros metálicos (M-H), para almacenar el hidrógeno de manera eficiente. Estas opciones de almacenamiento permiten una gestión versátil y efectiva de la energía producida a partir del hidrógeno renovable, lo que contribuye a su integración en sistemas energéticos sostenibles [37].

Debido a su naturaleza como vector energético, el hidrógeno ofrece una amplia gama de posibilidades para su aplicación en diversos usos finales. Destaca especialmente en movilidad, donde se utiliza en pilas de combustible, así como en la industria, tanto como materia prima en el sector del refino y la industria química, como para aplicaciones energéticas en la industria metalúrgica. En el ámbito de las aplicaciones energéticas, el hidrógeno posee un significativo potencial futuro, especialmente en los procesos de calor de media y alta temperatura. Este potencial se deriva de su capacidad para servir como portador de energía versátil y limpio en diversas aplicaciones industriales y de movilidad, contribuyendo así a la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles.

La modelización de los sistemas de almacenamiento de energía es fundamental para comprender su comportamiento, optimizar su operación y diseñar sistemas eficientes y rentables. Es esencial entender las características físicas y operativas del sistema de almacenamiento, incluyendo su capacidad, eficiencia, tiempo de respuesta, y ciclos de carga y descarga.

Dependiendo del tipo de sistema de almacenamiento (baterías, hidrógeno, almacenamiento térmico, etc.), se pueden aplicar diferentes modelos matemáticos y de simulación.

2.3.2 Integración de los sistemas de almacenamiento en el problema

Hay muchas referencias en la literatura técnica sobre el problema planificación de expansión de la red considerando un marco de optimización robusta, como [38, 39]. Sin embargo, en [38, 39] no se consideran sistemas de almacenamiento, siendo este un aspecto significativo, especialmente dado que se espera que la penetración de unidades renovables en los sistemas eléctricos aumente significativamente en los próximos años. Por lo tanto, es relevante considerar el impacto de incluir unidades de almacenamiento para almacenar la producción de energía renovable durante los períodos de baja demanda y utilizarla cuando sea necesario.

El problema de planificación de la expansión de la red de transporte considerando sistemas de almacenamiento bajo un marco robusto se analiza en [40–42]. La prevención de la carga y descarga simultáneas de las unidades de almacenamiento se modela en [40] mediante variables binarias de primera etapa. Sin embargo, esta suposición es irrealista, ya que la forma adecuada de abordar estas variables debe hacerse una vez que se revele la incertidumbre durante el problema de recorrido, es decir, considerándolas como variables de segunda etapa. En cambio, [41] y [42] no incluyen variables binarias para abordar el problema de carga y descarga simultáneas de las unidades de almacenamiento. Básicamente, se asume que esto no es relevante o significativo. Como se muestra en [43], si el precio de descarga de almacenamiento es menor que el precio de carga de almacenamiento, o si el precio de carga de almacenamiento es mayor o igual al precio marginal local en cualquier bus con unidades de almacenamiento, es probable que ocurra la carga y descarga simultáneas. Por esta razón, en sistemas con una alta penetración de unidades generadoras renovables donde hay períodos con precios marginales locales muy bajos, nulos o incluso negativos, es necesario evitar esta situación indeseable.

La consideración de variables binarias en el problema de nivel inferior impide el uso del algoritmo convencional de generación de columna y restricción descrito en [44] para resolver el problema de optimización robusta adaptativa de dos etapas, ya que los dos niveles de optimización más bajos no se pueden reformular como un problema de optimización de nivel único equivalente. Proponemos resolver el modelo resultante utilizando el algoritmo de generación de columna y restricción anidado descrito en [20], que, según nuestro conocimiento, es el único procedimiento de solución exacta hasta la fecha para este tipo de problemas.

En resumen, la principal contribución de este trabajo es proponer un modelo de optimización bajo un enfoque estático con variables de recorrido enteras para el problema de planificación de expansión del sistema eléctrico, evitando la carga y descarga simultáneas de las unidades de almacenamiento. Además, también consideramos el impacto de las incertidumbres a corto y largo plazo en el proceso de toma de decisiones. Las incertidumbres a corto plazo en la demanda y la producción renovable se consideran mediante un conjunto de días representativos [41, 42], mientras que las incertidumbres a largo plazo en el crecimiento de la demanda y la capacidad de las unidades generadoras se representan mediante límites de confianza.

3. EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se analiza el problema de planificación de la expansión de la red de transporte de un sistema eléctrico; es decir, se estudia la posibilidad de construir nuevas líneas de transmisión con el objetivo de minimizar los costes de inversión y operación.

Se trata de un modelo estático; es decir, la toma de decisiones de expansión se realiza en un único momento, que se corresponde con el principio del horizonte de planificación. Se trata también de un modelo determinista: no se tiene en cuenta las incertidumbres a la hora de toma de decisiones.

3.2 FORMULACIÓN

3.2.1 Función objetivo

$$\sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right] \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 es la función objetivo que pretende minimizar y representar el coste anual de operación y de inversión. Esta ecuación incluye los siguientes términos:

1. El término $\sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l$ representa los costes debido a la construcción de nuevas líneas candidatas.
2. El término $\sum_t \sigma [\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G]$ representa los costes de operación, tanto de generación como de la demanda no servida. Obsérvese que este término incluye σ para hacer comparables los costes de inversión y operación, este representa el número de días anuales.

3.2.2 Restricciones

A continuación, se describen las restricciones del problema:

Construcción de líneas de transporte

$$x_l \in \{0, 1\} \quad \forall l \in L^+ \quad (3.2)$$

Las ecuaciones 3.2 definen la naturaleza binaria de las variables que aplican si la línea de transporte l se construye o no.

Límites de inversión

$$\sum_{l \in L^+} I_l^L \cdot x_l \leq \bar{I}^L \quad \forall l \in L^+ \quad (3.3)$$

Las ecuaciones 3.3 establecen los límites de presupuesto disponible para la construcción de nuevas líneas.

Balance de potencia

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^R} p_{g,t}^R + \sum_{s \in \Omega_n^S} p_{s,t}^{SD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{s \in \Omega_n^S} p_{s,t}^{SC} + \sum_{d \in \Omega_n^D} (\bar{p}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.4)$$

Las ecuaciones 3.4 se corresponden con el balance de potencia en cada nudo n y en cada periodo de tiempo t . En cada nudo n , la diferencia entre el flujo de potencia de las líneas de llegada y las líneas de salida, sumado a la potencia generada por generadores tanto convencionales como renovables y la potencia de descarga de los sistemas de almacenamiento asociados al nudo.

Flujo de potencia por las líneas

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{x_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (3.5)$$

Las ecuaciones 3.5 definen los flujos de potencia por líneas construidas, en cada periodo de tiempo t . Para ello se ha utilizado un modelo de flujo de cargas DC, considerando la reactancia de la línea y la diferencia entre los ángulos de tensión de los nudos de salida y entrada de la línea.

$$p_{l,t}^L = \frac{x_l}{x_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T \quad (3.6)$$

Las ecuaciones 3.6 definen flujos de potencia por las líneas candidatas, en cada periodo de tiempo t . Como diferencia con las ecuaciones anteriores se incluye en este caso la variable binaria x_l . Por tanto, si no se construye la línea candidata, el valor de la variable binaria x_l es 0 y las ecuaciones imponen que el flujo de potencia por la línea es 0, es decir, la línea no es construida y su flujo de potencia es nulo. Por lo contrario, si la línea es construida, la variable binaria toma el valor de 1 y se calcula el flujo de potencia por la línea del mismo modo que en las ecuaciones anteriores.

Límites de flujo por las líneas

$$-\bar{p}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{p}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T \quad (3.7)$$

Las ecuaciones 3.7 establecen los límites en los flujos de potencia de cada línea en cada periodo de tiempo t .

Límites de potencia demandada no servida

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{p}_d^D \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.8)$$

Las ecuaciones 3.8 establecen los límites superior e inferior de las potencias demandada por el sistema en cada periodo de tiempo t .

Límites de potencia generada

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{P}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{P}_{r,t}^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T \quad (3.10)$$

Las ecuaciones 3.9 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores convencionales.

Las ecuaciones 3.10 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores renovables. La diferencia con los generadores convencionales es que la potencia disponible en cada periodo de tiempo es diferente.

Sistemas de almacenamiento

$$e_{s,t} = e_{s,t-1} + p_{s,t}^{SC} \cdot \eta_s^{SC} + \frac{p_{s,t}^{SD}}{\eta_s^{SD}} + E_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.11)$$

Las ecuaciones 3.11 corresponden con el balance de energía de cada batería del sistema, para cada periodo de tiempo t.

$$\underline{E}_{s,t}^S \leq e_{s,t} \leq \bar{E}_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.12)$$

Las ecuaciones 3.12 determinan los límites del flujo de energía de los sistemas de almacenamiento en cada periodo de tiempo.

$$0 \leq p_{s,t}^{SC} \leq \bar{P}_s^{SC} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.13)$$

$$0 \leq p_{s,t}^{SD} \leq \bar{P}_s^{SD} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.14)$$

Las ecuaciones 3.13 y 3.14 establecen los límites superior e inferior de las potencias de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento respectivamente en cada periodo de tiempo.

3.2.3 Formulación completa

A continuación, se proporciona la formulación completa del problema:

$$\min_{\tau} \sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right]$$

Sujeto a:

$$x_l \in \{0, 1\} \quad \forall l \in L^+$$

$$\sum_{l \in L^+} I_l^L \cdot x_l \leq \bar{I}^L \quad \forall l \in L^+$$

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^G} p_{r,t}^R + \sum_{s \in \Omega_n^S} p_{s,t}^{SD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{s \in \Omega_n^S} p_{s,t}^{SC} + \sum_{d \in \Omega_n^D} (\bar{p}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T$$

$$p_{l,t}^L = \frac{x_l}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$-\bar{p}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{p}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{p}_d^D \quad \forall d \in \Omega^G, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{p}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{p}_r^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T$$

$$e_{s,t} = e_{s,t-1} + p_{s,t}^{SC} \cdot \eta_s^{SC} + \frac{p_{s,t}^{SD}}{\eta_s^{SD}} + E_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$\underline{E}_{s,t}^S \leq e_{s,t} \leq \bar{E}_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{s,t}^{SC} \leq \bar{p}_s^{SC} \quad \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{s,t}^{SD} \leq \bar{p}_s^{SD} \quad \forall s \in S, \forall t \in T$$

Las variables de optimización del problema 3.1 – 3.14 son las incluidas en el conjunto:

$$\tau = \{x_l^L, p_{l,t}^L, p_{g,t}^G, p_{d,t}^D, p_{s,t}^{SC}, p_{s,t}^{SD}, e_{s,t}^S, \delta_{n,t}\}$$

Este problema es un problema de programación no lineal entero mixto. Las no linealidades se deben al producto de variables binarias con variables continuas que se dan en las ecuaciones. Para resolver estos productos no lineales, las ecuaciones se reescriben como las ecuaciones a continuación:

$$-x_l^L \bar{p}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq x_l^L \bar{p}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$-(1 - x_l^L)M \leq p_{l,t}^L - \frac{\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}}{X_l} \leq (1 - x_l^L)M \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

Donde M es una constante positiva que toma un valor elevado.

El funcionamiento de las restricciones se describe brevemente a continuación:

1. Si se considera que la línea candidata l es construida, es decir, si la variable binaria x_l^L es igual a 1, las ecuaciones quedan:

$$-\bar{p}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{p}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{l,t}^L - \frac{\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}}{X_l} \leq 0 \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

Equivalente a las ecuaciones de las líneas construidas.

2. Si la línea candidate no es construida, la variable binaria toma el valor de 0, las ecuaciones quedan:

$$0 \leq p_{l,t}^L \leq 0 \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$-M \leq p_{l,t}^L - \frac{\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}}{X_l} \leq M \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

En este caso, la primera ecuación impone que el flujo de potencia es nulo por las líneas no construidas, mientras que la segunda no impone restricciones en el valor de los ángulos de tensión si el valor de M es suficientemente elevado.

Luego, usando estas restricciones el problema de expansión de la red de transporte y expansión de la generación es finalmente formulado como un problema de programación lineal entero mixto que puede ser resuelto por ejemplo `intlinprog`[45] en MATLAB[46].

3.3 EJEMPLO ILUSTRATIVO

3.3.1 Datos

En este apartado se analiza el funcionamiento del modelo descrito anteriormente mediante un ejemplo ilustrativo. El sistema eléctrico de potencia se muestra en la Figura 3.1.

Este sistema consta de tres nudos, tres líneas de transporte, un generador convencional, un generador de recurso renovables, dos demandas y un sistema de almacenamiento conectados en el nudo tres. Además, es posible un par de líneas paralelas desde el nudo uno a los nudos dos y tres respectivamente.

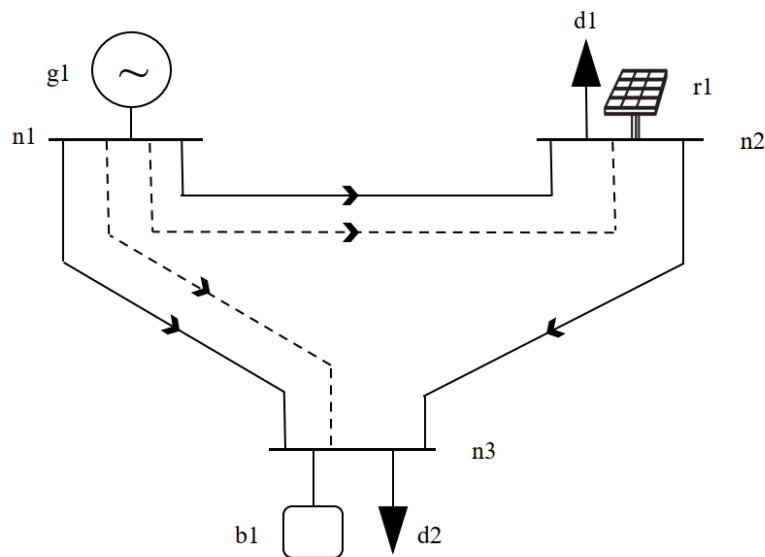


Figura 3.1: Esquema tres nudos

A continuación, se proporcionan los datos del sistema. En la Tabla 3.1 se detallan los datos de las líneas.

	P [MW]	X [p.u.]	C [€]
L1	15	0.20	0
L2	15	0.30	0
L3	15	0.25	0
L4	15	0.50	12000000
L5	15	0.50	12000000

Tabla 3.1 Datos de líneas sistema tres nudos

En la Figura 3.2 se proporciona la potencia demandada por las cargas del sistema en cada periodo. El coste asociado a no suministrar la potencia requerida es constante e igual a 100€/MWh. Todas las demandas se comportan de la misma manera.

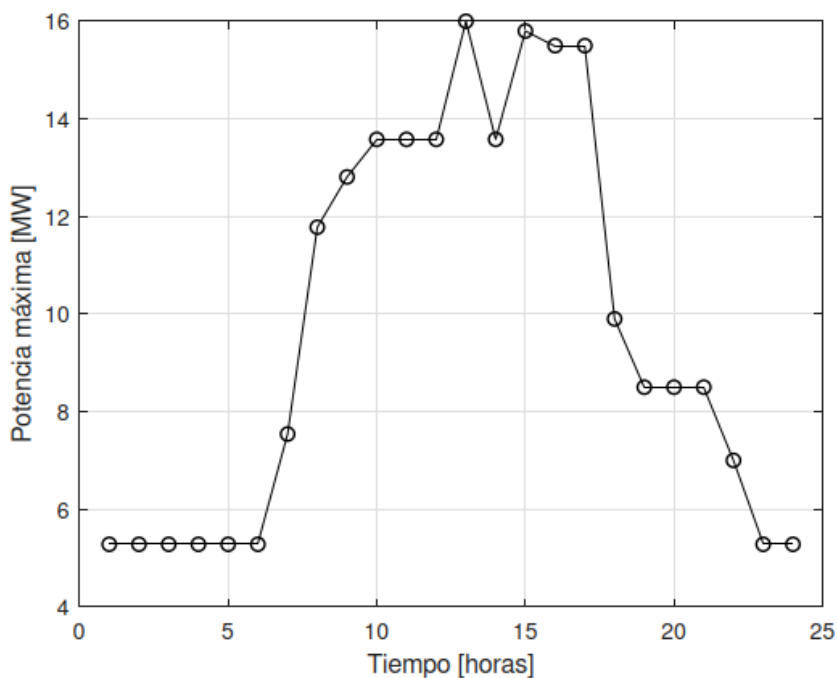


Figura 3.2 Perfil de potencia demandada

En la Tabla 3.2 se proporcionan los datos de los generadores convencionales. La primera columna identifica el generador, la segunda columna indica la potencia máxima que puede producir y la tercera columna indica el coste de operación del generador.

	P [MW]	C [€/h]
g1	50	5

Tabla 3.2 Datos generadores sistema tres nudos

En la Figura 3.3 se proporciona la potencia de producción máxima de los generadores de recurso renovable. Obsérvese que se considera que el coste de operación de estos generadores es nulo.

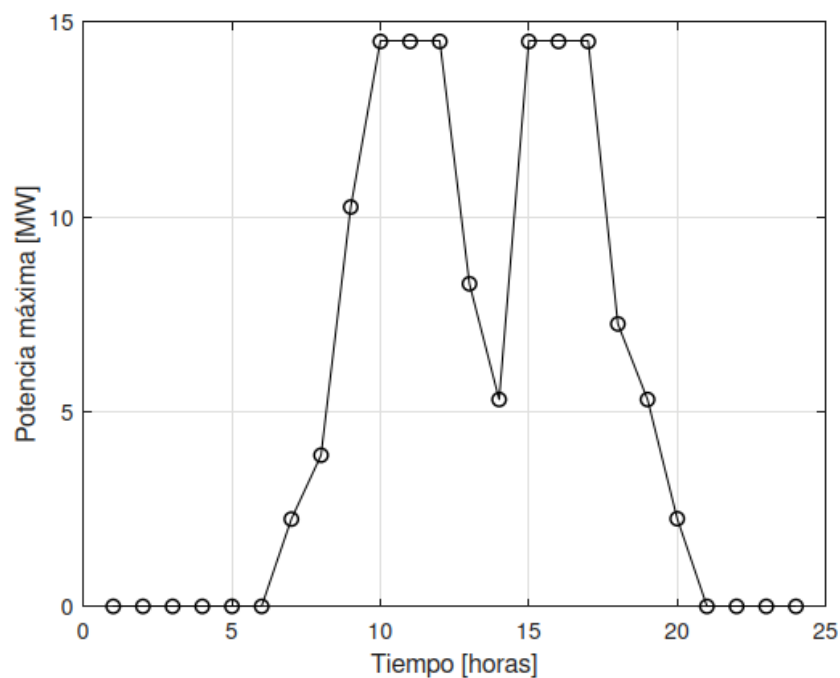


Figura 3.3 Perfil de generación renovables sistema de 3 nudos

En las Figuras 3.4 se proporcionan los datos de la potencia máxima de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, la energía de entrada y los límites de energía de los sistemas de almacenamiento al nudo 3, respectivamente.

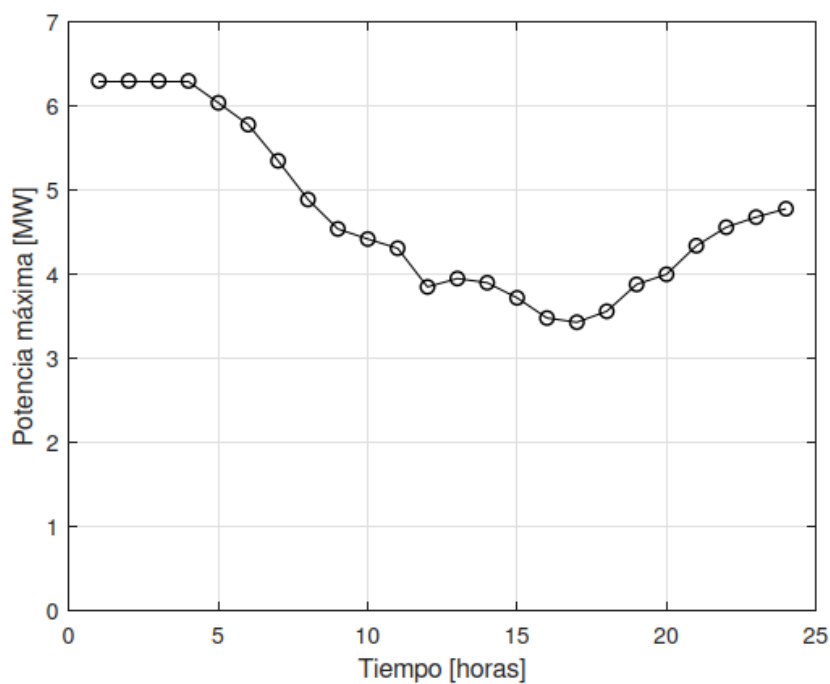


Figura 3.4 Perfil de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento

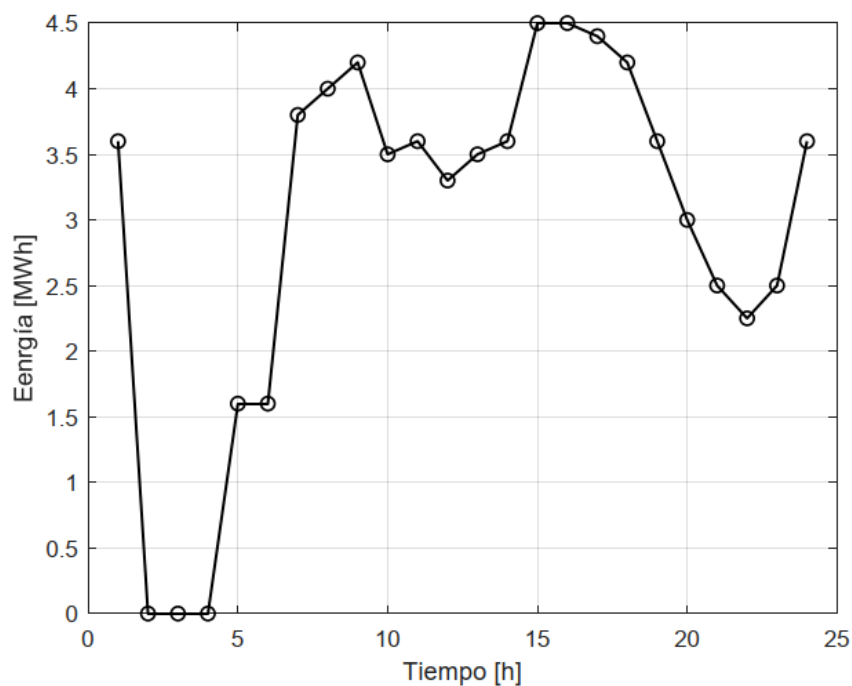


Figura 3.5 Energía de entrada y salida de los sistemas de almacenamiento

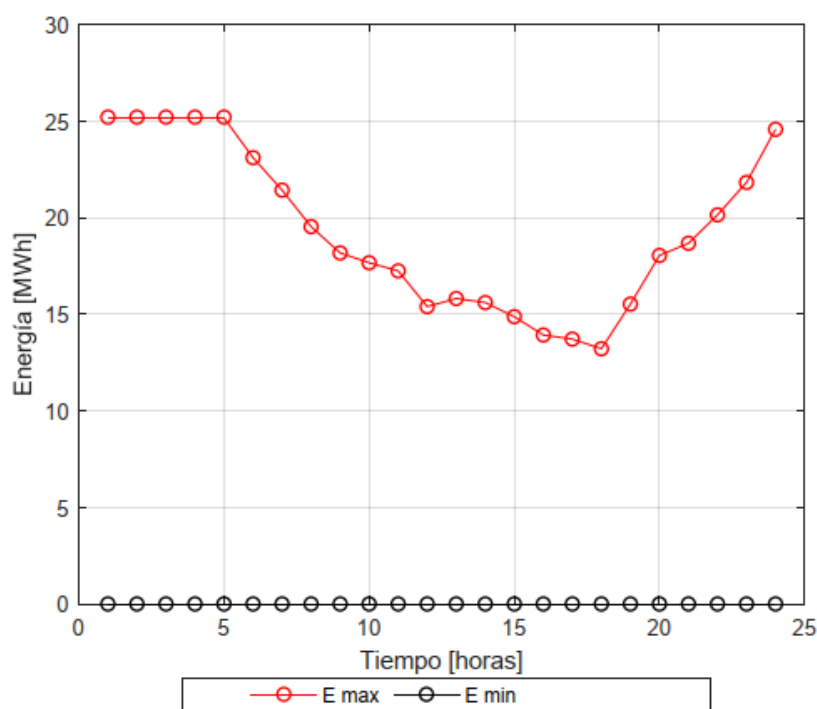


Figura 3.6 Límites de energía de los sistemas de almacenamiento

Además, se conoce que la energía inicial de los sistemas de almacenamiento es igual a 10MWh, así como que los rendimientos de carga y descarga son iguales al 90 %.

El problema se resuelve para un horizonte temporal de un año. Por último, cabe señalar que el factor de conversión de energía es igual a la unidad, ya que trabaja con intervalos temporales de una hora.

3.1.2 Resultados

El problema de programación lineal entera-mixta [43] se resuelve empleando intlinprog [44] en MATLAB [45].

En primer lugar, con el coste de construcción de línea de transporte asociado no es óptimo expandir la red de transporte quedando el coste de operación 41.181,89€.

En la Figura 3.7 se recogen los resultados de la potencia generada por el sistema, donde puede observarse que la potencia renovable siempre genera en su máximo, complementándose con la generación convencional. Esto se debe a que la generación renovable no tiene coste asociado. Los resultados de los flujos de potencia por las líneas se muestran en la Figura 3.8. Como puede observarse, la línea de transporte X trabaja a su máxima capacidad en los periodos centrales del día. En la Figura 3.9 se recogen los resultados de la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento. En la Figura 3.10 se muestran los resultados de la energía contenida en el sistema de almacenamiento.

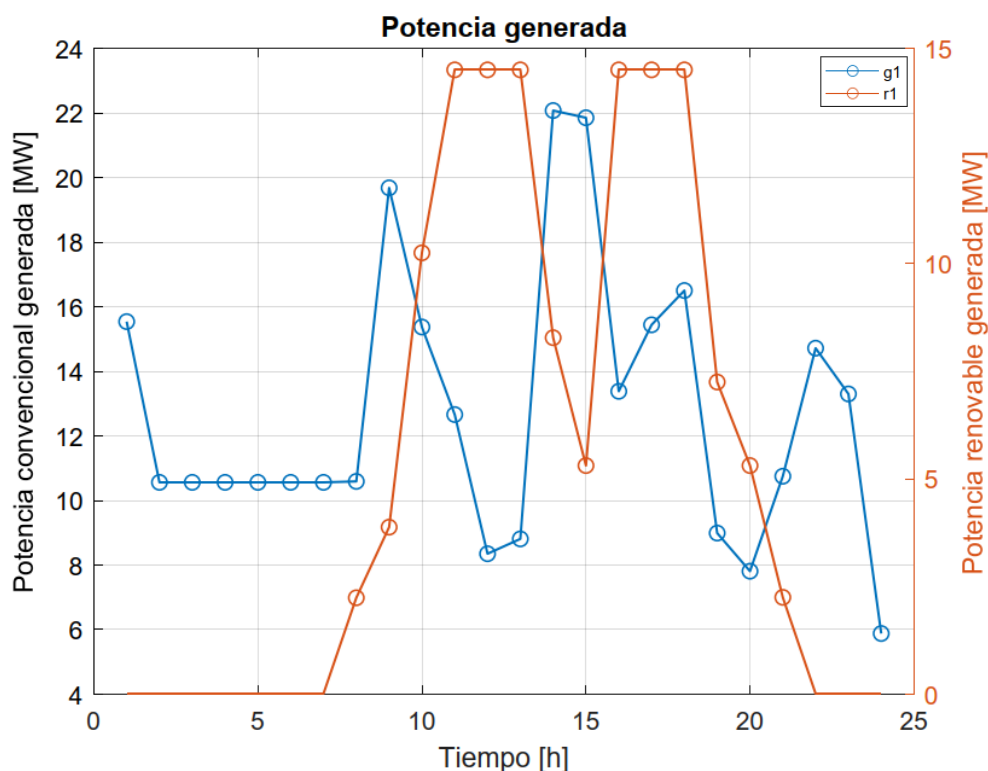


Figura 3.7 Potencia generada en el sistema de tres nudos

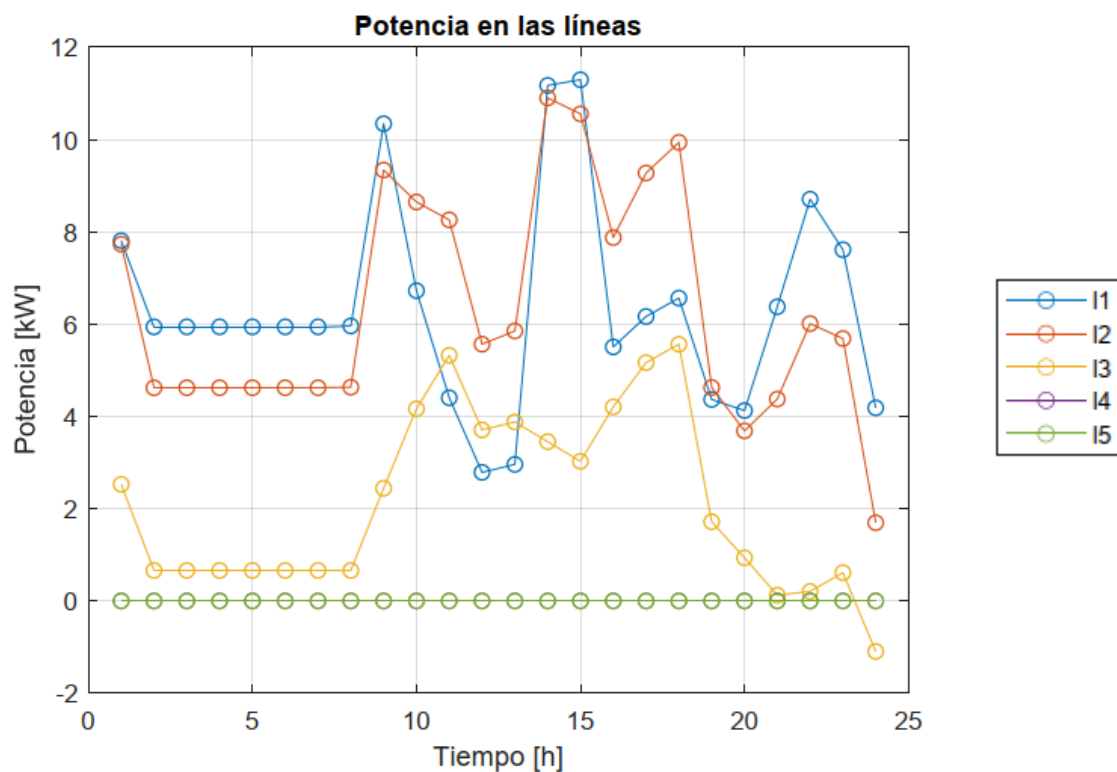


Figura 3.8 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos

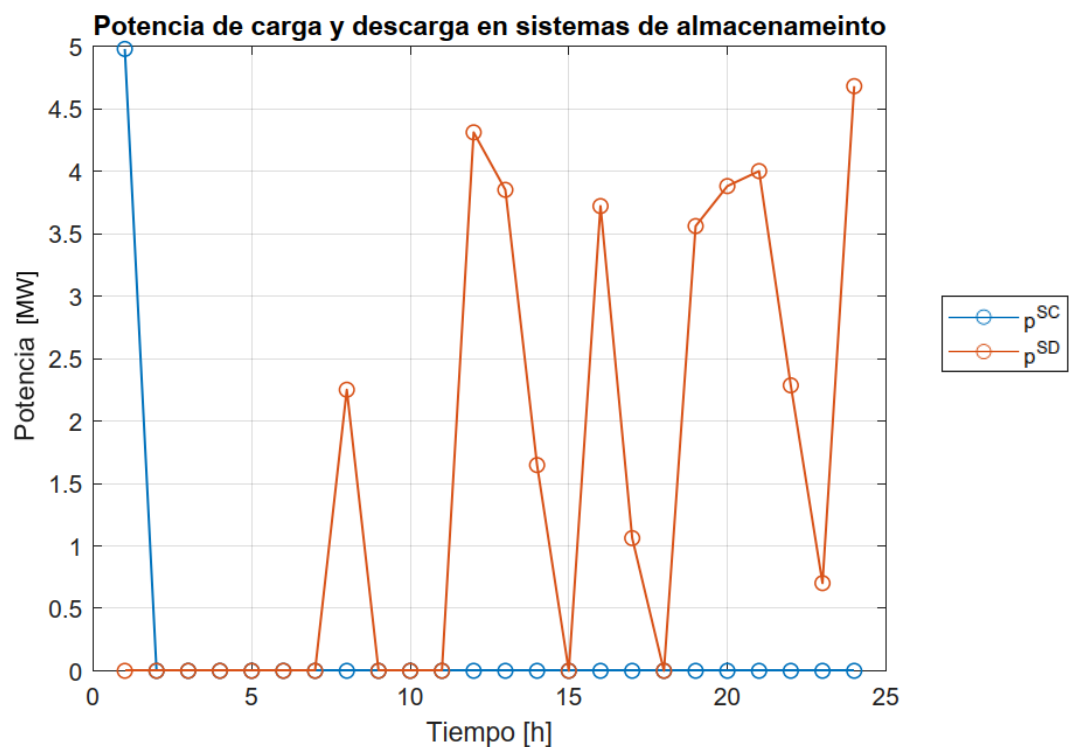


Figura 3.9 Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento

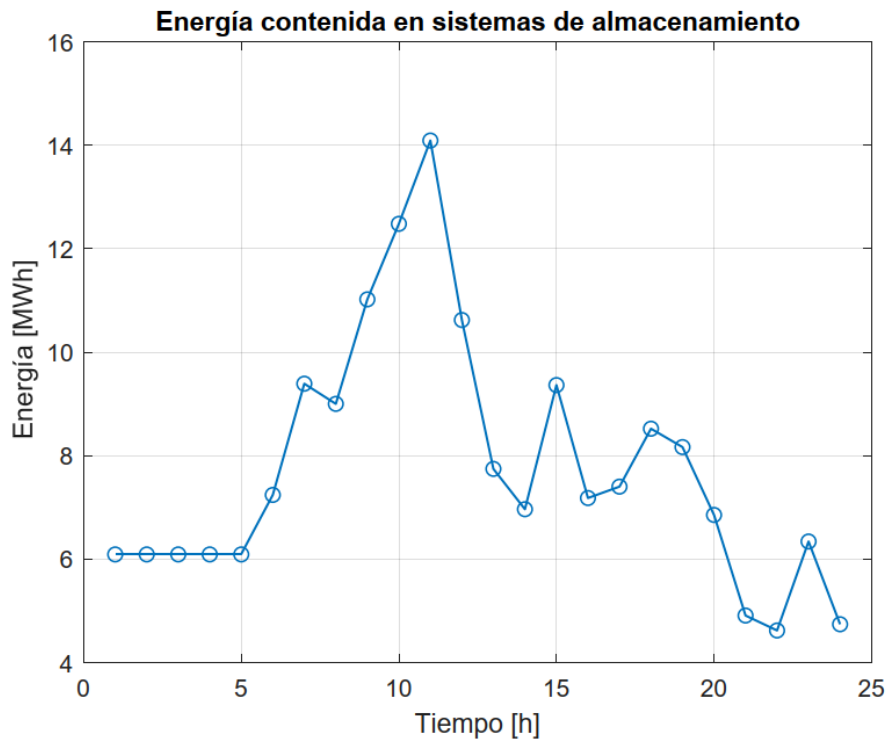


Figura 3.10 Energía contenida en el sistema de almacenamiento

En segundo lugar, se estudia el caso disminuyendo el coste de construcción de líneas a 1.200.000€. En esta ocasión es óptimo expandir la red de transporte entre los nudos uno y dos, quedando el coste total de operación e inversión igual a 13.525,20€.

Los resultados de la potencia generada se recogen en la Figura 3.11, donde la renovable vuelve a generar en su máximo. En la Figura 3.12 se recogen los resultados de los flujos de potencia sobre las líneas. La construcción de la nueva línea alivia la carga sobre las líneas de transporte uno y dos. En la figura 3.13 se recogen los resultados de la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento. En la Figura 3.14 se muestran los resultados de la energía contenida en el sistema de almacenamiento.

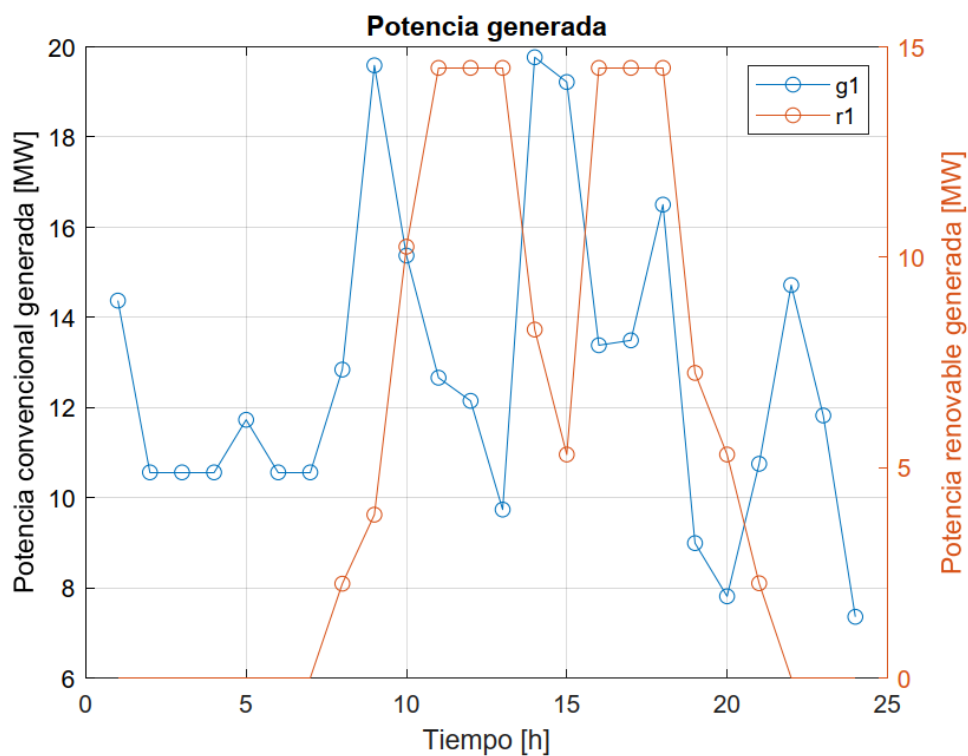


Figura 3.11 Potencia generada en el sistema de tres nudos

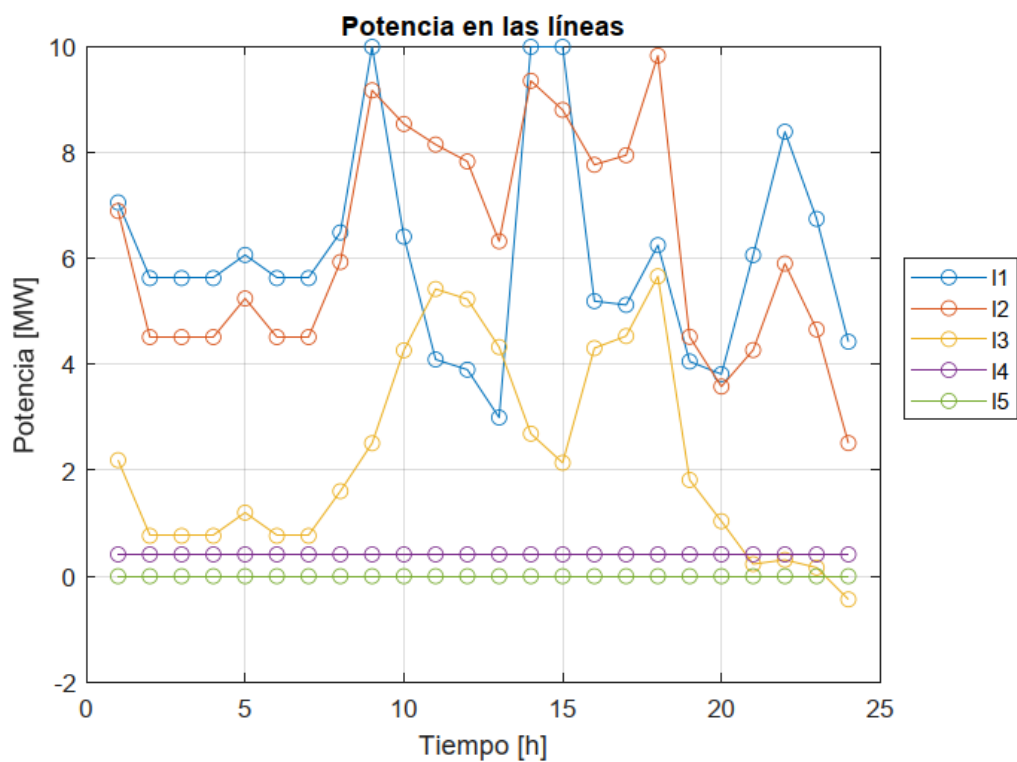


Figura 3.12 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos

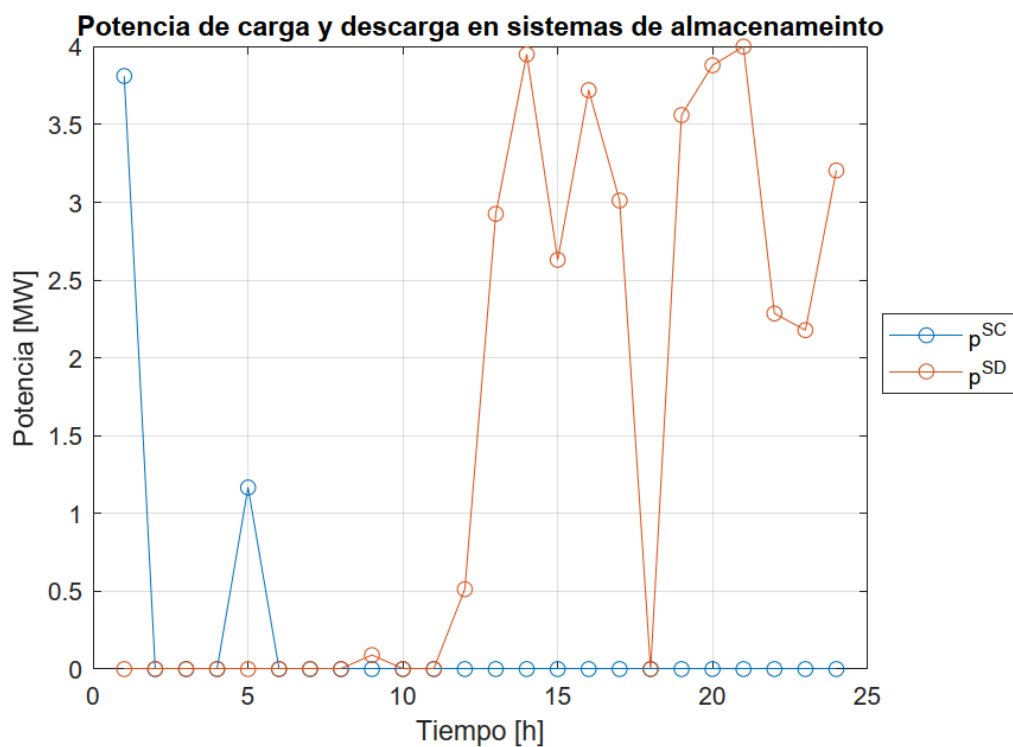


Figura 3.13 Potencia de carga y descarga en el sistema de almacenamiento

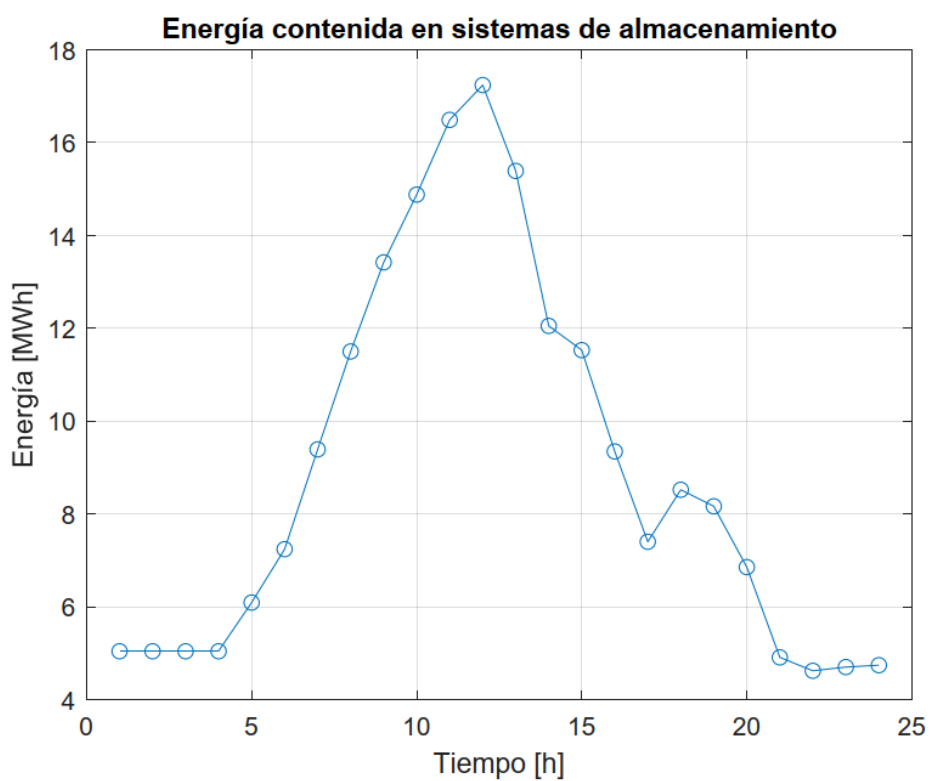


Figura 3.14 Energía contenida en el sistema de almacenamiento

4. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se analiza el problema de planificación de la expansión de la red generación, es decir, se estudia la posibilidad de construir nuevos generadores convencionales con el objetivo de minimizar los costes de inversión y operación.

Se trata de un modelo estático; es decir, la toma de decisiones de expansión se realiza en un único momento, que se corresponde con el principio del horizonte de planificación. Se trata también de un modelo determinista: no se tiene en cuenta las incertidumbres a la hora de toma de decisiones.

4.2 FORMULACIÓN

4.2.1 Función objetivo

$$\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right] \quad (4.1)$$

La ecuación 4.1 es la función objetivo que pretende minimizar y representar el coste anual de operación y de inversión. Esta ecuación incluye los siguientes términos:

1. El término $\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g$ representa los costes debido a la construcción de nuevos generadores convencionales
2. El término $\sum_t \sigma [\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G]$ representa los costes de operación, tanto de generación como de la demanda no servida. Obsérvese que este término incluye σ para hacer comparables los costes de inversión y operación, este representa el número de días anuales.

4.2.2 Restricciones

A continuación, se describen las restricciones del problema:

Límites de inversión

$$\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g^G \leq \bar{I}^G \quad \forall g \in G^+ \quad (4.2)$$

Las ecuaciones 4.2 establecen los límites de presupuesto disponible para la construcción de nuevas líneas y nuevos generadores, respectivamente.

Balance de potencia

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^R} p_{r,t}^R + \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AC} + \sum_{d \in \Omega_n^D} (\bar{p}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.3)$$

Las ecuaciones 4.3 se corresponden con el balance de potencia en cada nudo n y en cada periodo de tiempo t . En cada nudo n , la diferencia entre el flujo de potencia de las líneas de llegada y las líneas de salida, sumado a la potencia generada por generadores tanto convencionales como renovables y la potencia de descarga de los sistemas de almacenamiento asociados al nudo.

Flujo de potencia por las líneas

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (4.4)$$

Las ecuaciones 4.4 definen los flujos de potencia por líneas construidas, en cada periodo de tiempo t . Para ello se ha utilizado un modelo de flujo de cargas DC, considerando la reactancia de la línea y la diferencia entre los ángulos de tensión de los nudos de salida y entrada de la línea.

Límites de flujo por las líneas

$$-\bar{p}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{p}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T \quad (4.5)$$

Las ecuaciones 4.5 establecen los límites en los flujos de potencia de cada línea en cada periodo de tiempo t .

Límites de potencia demandada no servida

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{p}_d^D \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.6)$$

Las ecuaciones 4.6 establecen los límites superior e inferior de las potencias demandada por el sistema en cada periodo de tiempo t .

Límites de potencia generada

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{p}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{p}_{r,t}^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T \quad (4.8)$$

Las ecuaciones 4.7 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores convencionales.

Las ecuaciones 4.8 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores renovables. La diferencia con los generadores convencionales es que la potencia disponible en cada periodo de tiempo es diferente.

Límites de potencia generada en nuevos generadores

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq x_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.9)$$

Las ecuaciones 4.9 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores potenciales.

Sistemas de almacenamiento

$$e_{a,t} = e_{a,t-1} + p_{a,t}^{AC} \cdot \eta_a^c + \frac{p_{a,t}^{AD}}{\eta_a^D} + E_{a,t}^L - E_{a,t}^S \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.10)$$

Las ecuaciones 4.10 corresponden con el balance de energía de cada batería del sistema, para cada periodo de tiempo t.

$$E_{a,t}^{min} \leq e_{a,t} \leq \bar{E}_{a,t}^{max} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.11)$$

Las ecuaciones 4.11 determinan los límites del flujo de energía de los sistemas de almacenamiento en cada periodo de tiempo.

$$0 \leq p_{a,t}^{AC} \leq P_a^{AC} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.12)$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AD} \leq P_a^{AD} \quad \forall a \in A, \forall t \in T \quad (4.13)$$

Las ecuaciones 4.12 y 4.13 establecen los límites superior e inferior de las potencias de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento respectivamente en cada periodo de tiempo.

4.2.3 Formulación completa

A continuación, se proporciona la formulación completa del problema:

$$\min_{\tau} \sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g^G + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right]$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g^G \leq \bar{I}^G \quad \forall g \in G^+$$

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^R} p_{r,t}^R + \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AC} + \sum_{d \in \Omega_n^D} (\bar{P}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \\ \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T$$

$$-\bar{P}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{P}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{P}_d^D \quad \forall d \in \Omega^D, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{p}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{p}_r^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq x_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T$$

$$e_{a,t} = e_{a,t-1} + p_{a,t}^{AC} \cdot \eta_a^c + \frac{p_{a,t}^{AD}}{\eta_a^D} + E_{a,t}^L - E_{a,t}^S \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$E_{a,t}^{min} \leq e_{a,t} \leq \bar{E}_{a,t}^{max} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AC} \leq P_a^{AC} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AD} \leq P_a^{AD} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

Las variables de optimización del problema 4.1 – 4.13 son las incluidas en el conjunto:

$$\tau = \{x_g^G, p_{l,t}^L, p_{g,t}^G, p_{d,t}^D, p_{a,t}^{AC}, p_{a,t}^{AD}, e_{a,t}^A, \delta_{n,t}\}$$

Este problema es un problema de programación lineal que puede ser resuelto por ejemplo *linprog* [46] en MATLAB [45].

4.3 EJEMPLO ILUSTRATIVO

4.3.1 Datos

En este apartado se analiza el funcionamiento del modelo descrito anteriormente mediante un ejemplo ilustrativo. El sistema eléctrico de potencia se muestra en la Figura 4.1.

Este sistema consta de tres nudos, tres líneas de transporte, un generador convencional, un generador de recurso renovables, dos demandas y un sistema de almacenamiento conectados en el nudo tres. Además, es posible instalar un generador potencial en el nudo dos.

A continuación, se proporcionan los datos del sistema. En la Tabla 4.1 se detallan los datos de las líneas.

Los perfiles de potencia demandada por las cargas del sistema en cada periodo se proporcionan en la Figura 3.2 del Capítulo 3. El coste asociado a no suministrar la potencia requerida es constante e igual a 100€/MWh. Todas las demandas se comportan de la misma manera.

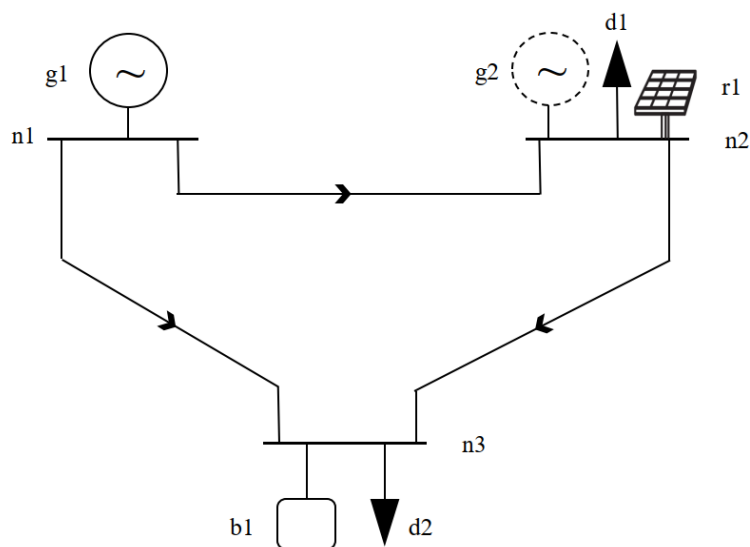


Figura 4.1: Esquema tres nudos

	P [MW]	X [p.u.]	C [€]
L1	15	0.20	0
L2	15	0.30	0
L3	15	0.25	0

Tabla 4.1. Datos de las líneas del sistema de tres nudos

En la Tabla 4.2 se proporcionan los datos de los generadores convencionales. La primera columna identifica el generador, la segunda columna indica la potencia máxima que puede producir y la tercera columna indica el coste de operación del generador.

	P [MW]	C [€/h]
g1	50	5
g2	50	5

Tabla 4.2 Datos de los generadores del sistema de tres nudos

En la Figura 4.3 del Capítulo 4 se proporciona la potencia de producción máxima de los generadores de recurso renovable. Obsérvese que se considera que el coste de operación de estos generadores es nulo.

En las Figuras 4.4 del Capítulo 4 se proporcionan los datos de la potencia máxima de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, la energía de entrada y salida y los límites de energía de los sistemas de almacenamiento al nudo 3, respectivamente.

Además, se conoce que la energía inicial de los sistemas de almacenamiento es igual a 10MWh, así como que los rendimientos de carga y descarga son iguales al 90 %.

El problema se resuelve para un horizonte temporal de un año. Por último, cabe señalar que el factor de conversión de energía es igual a la unidad, ya que trabaja con intervalos temporales de una hora.

4.3.2 Resultados

En primer lugar, con el coste de presupuesto asociado no es óptimo expandir la red de generación quedando el coste de operación 1.525,20 €.

En la Figura 4.2 se recogen los resultados de la potencia generada por el sistema, donde puede observarse que la potencia renovable siempre genera en su máximo, complementándose con la generación convencional. Esto se debe a que la generación renovable no tiene coste asociado. Los resultados de los flujos de potencia por las líneas se muestran en la Figura 4.3. En la Figura 4.4 se recogen los resultados de la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento. En la Figura 4.5 se muestran los resultados de la energía contenida en el sistema de almacenamiento.

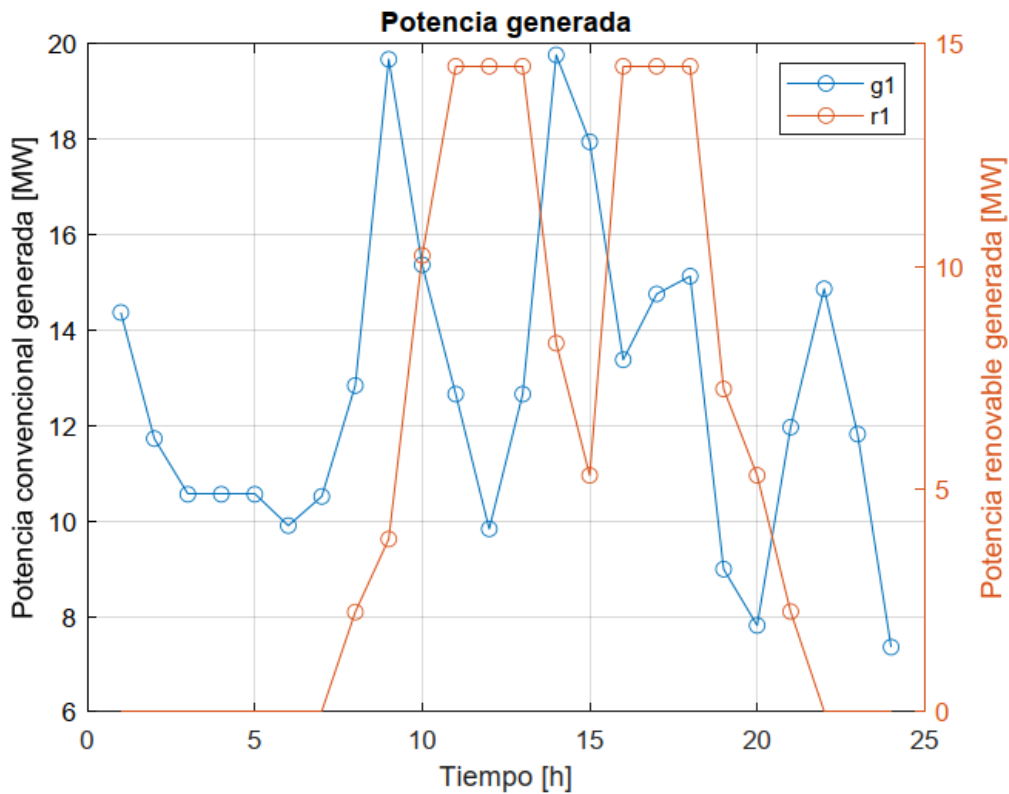


Figura 4.2 Potencia generada por el sistema de tres nudos

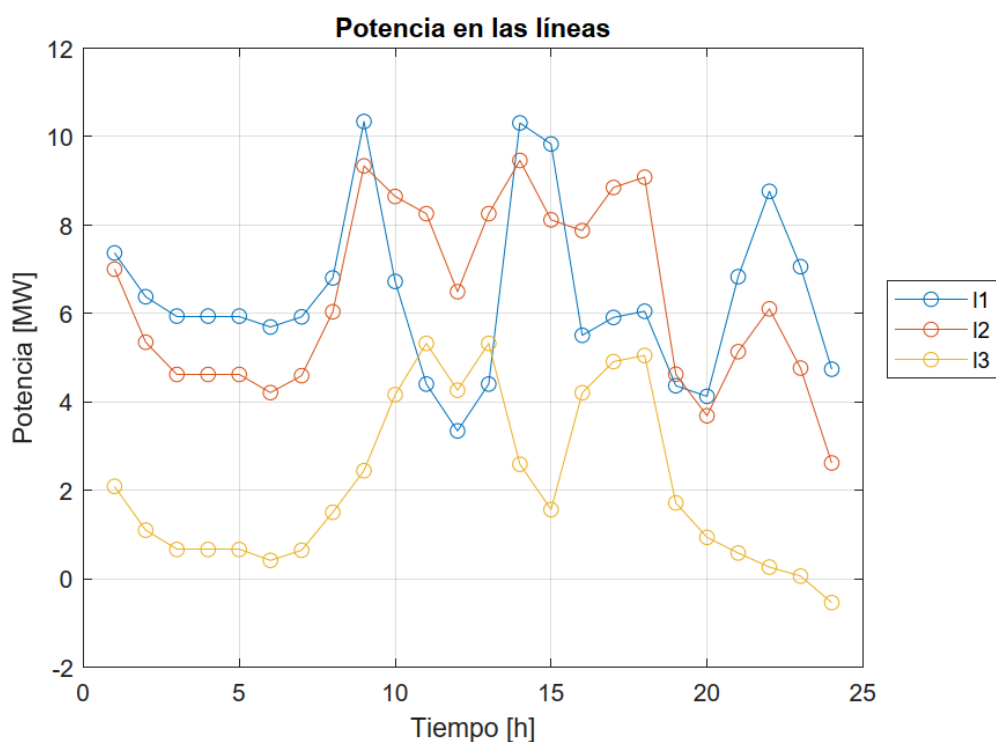


Figura 4.3 Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos

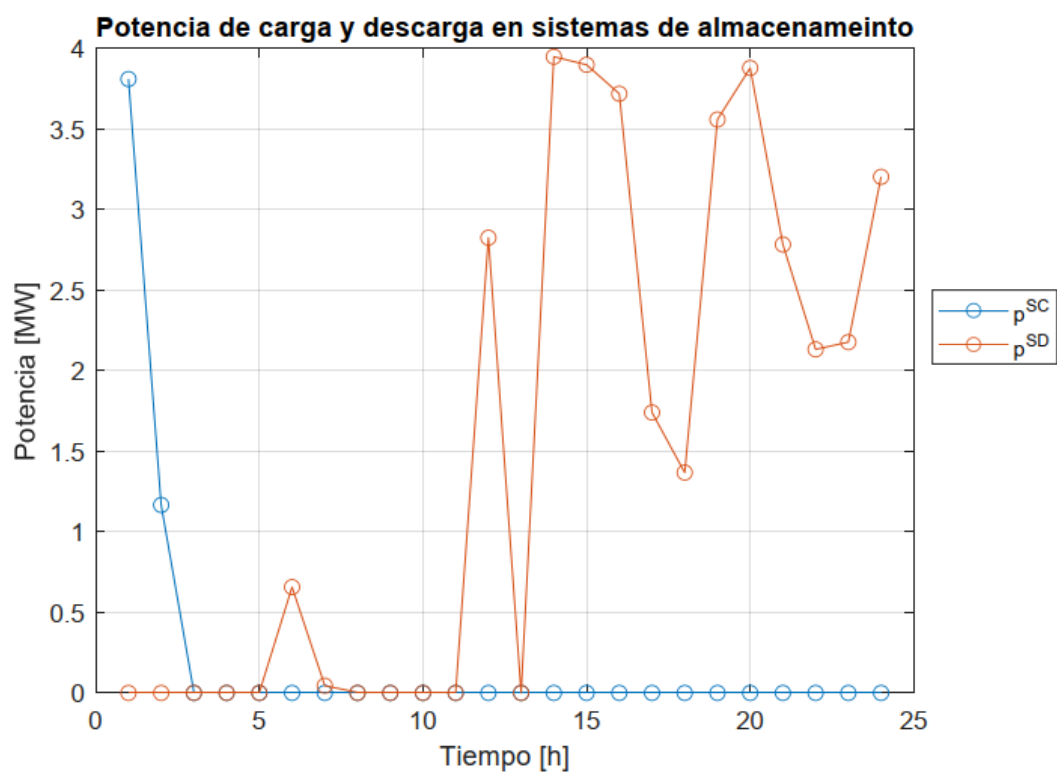


Figura 4.4 Potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento

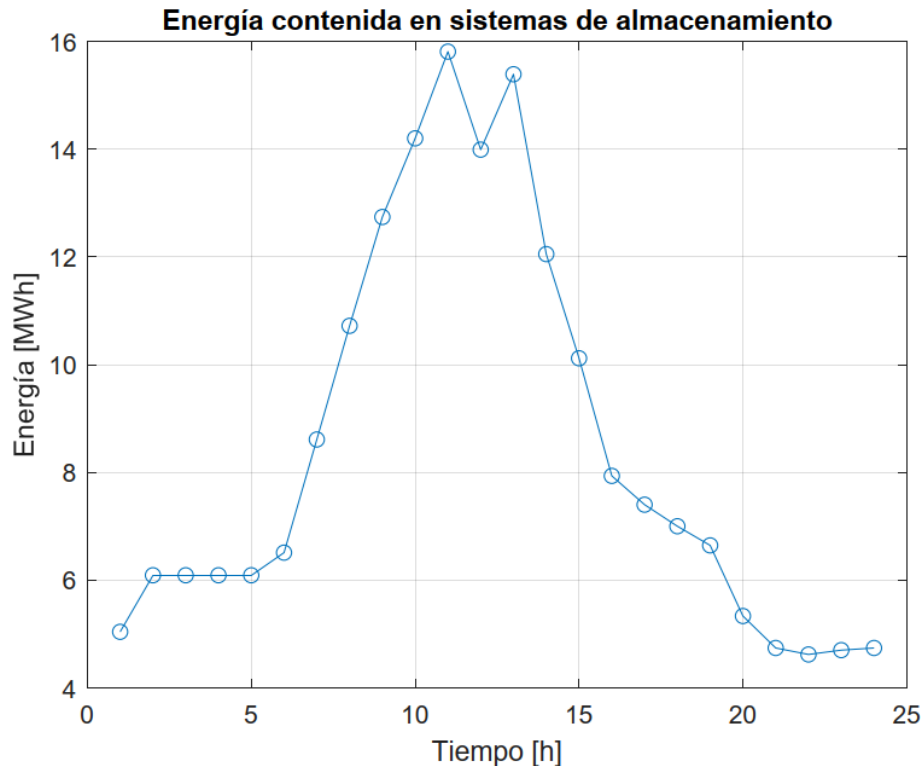


Figura 4.5 Energía contenida en el sistema de almacenamiento del sistema de 3 nudos

En segundo lugar, se estudia el caso reduciendo el coste de operación del generador potencial a instalar a 4€/MW. En esta ocasión es óptimo expandir la red de generación quedando el coste total de operación e inversión igual a 1.272,28€.

Los resultados de la potencia generada se recogen en la Figura 4.6, donde la renovable vuelve a generar en su máximo. En la Figura 4.7 se recogen los resultados de los flujos de potencia sobre las líneas. Nótese que la construcción del nuevo generador alivia la carga sobre las líneas de transporte y redirecciona el flujo de potencia. En la Figura 4.8 se recogen los resultados de la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento. En la Figura 4.9 se muestran los resultados de la energía contenida en el sistema de almacenamiento.

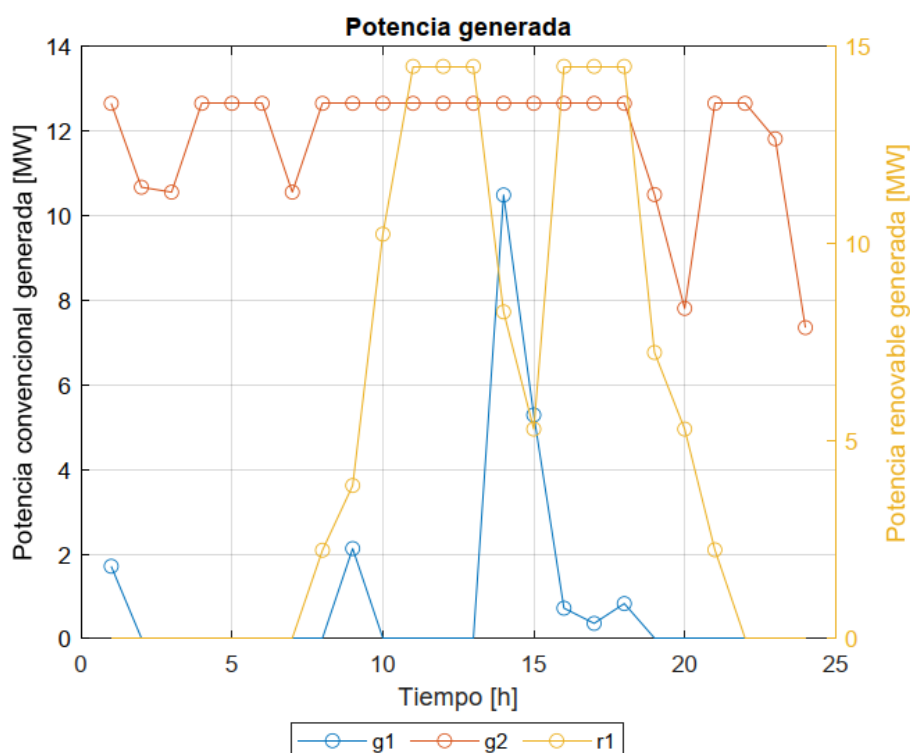


Figura 4.6 Potencia generada por el sistema de tres nudos

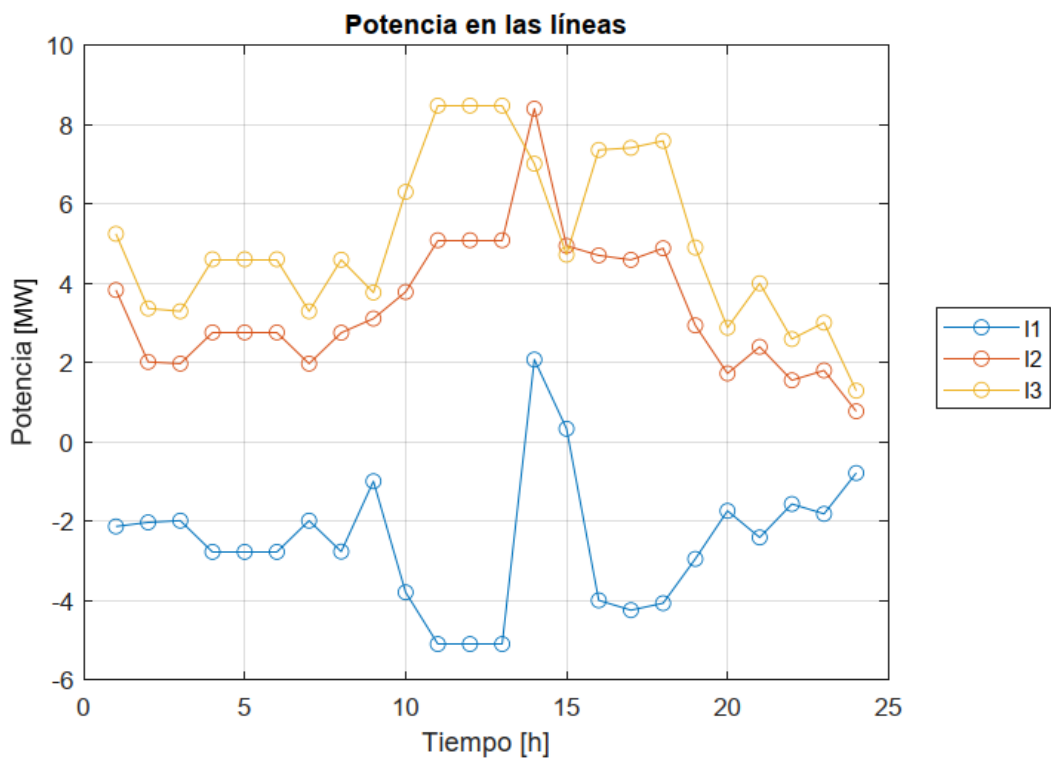


Figura 4.7 Flujo de potencia de las líneas del sistema de tres nudos

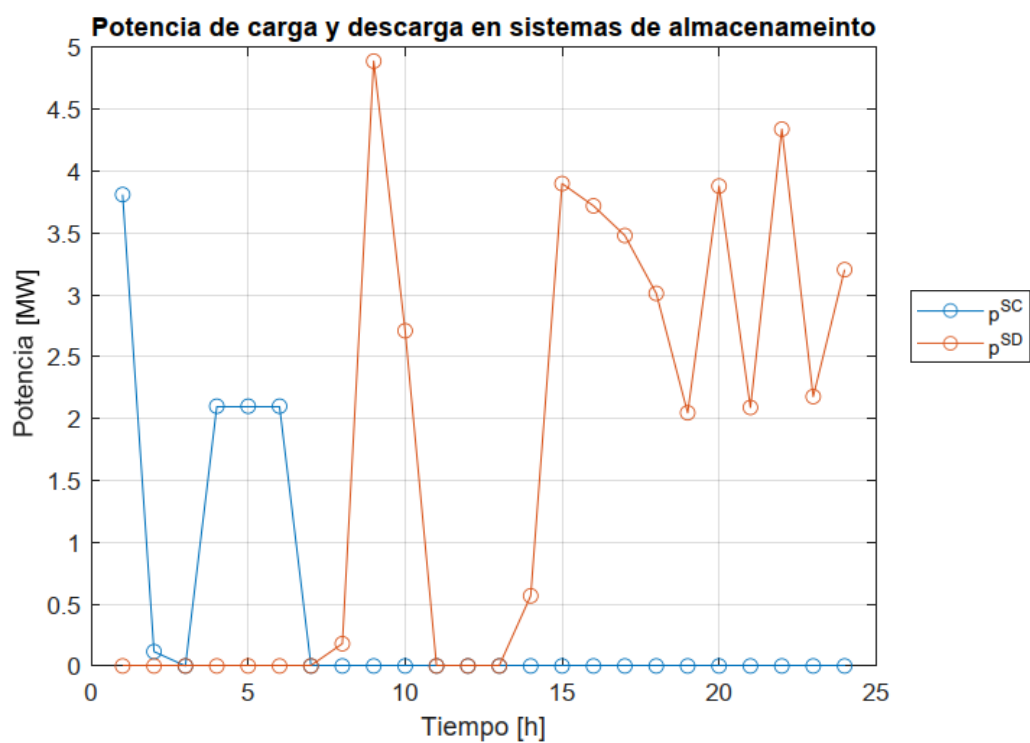


Figura 4.8 Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento

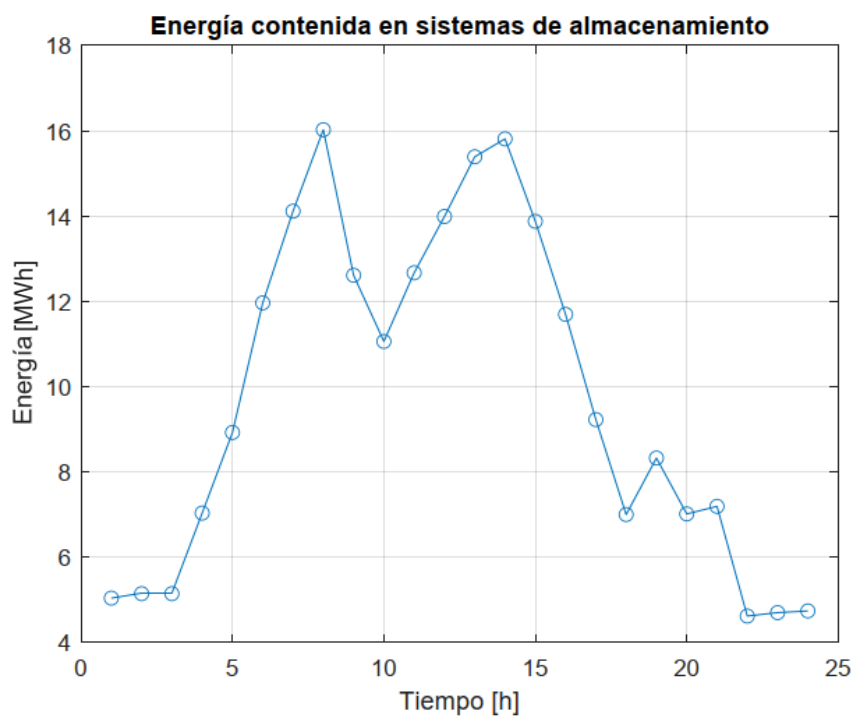


Figura 4.9 Energía contenida en el sistema de almacenamiento

5. MODELO INTEGRO DE EXPANSIÓN DE LA RED

5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se analiza el problema de planificación de la expansión de la generación y la red de transporte de un sistema eléctrico; es decir, se estudia la posibilidad de construir nuevos generadores convencionales como nuevas líneas de transmisión con el objetivo de minimizar los costes de inversión y operación.

Se trata de un modelo estático; es decir, la toma de decisiones de expansión se realiza en un único momento, que se corresponde con el principio del horizonte de planificación. Se trata también de un modelo determinista: no se tiene en cuenta las incertidumbres a la hora de toma de decisiones.

5.2 FORMULACIÓN

5.2.1 Función objetivo

$$\sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l + \sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right] \quad (5.1)$$

La ecuación 5.1 es la función objetivo que pretende minimizar y representar el coste anual de operación y de inversión. Esta ecuación incluye los siguientes términos:

1. El término $\sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l$ representa los costes debido a la construcción de nuevas líneas candidatas.
2. El término $\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g$ representa los costes debido a la construcción de nuevos generadores convencionales
3. El término $\sum_t \sigma [\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G]$ representa los costes de operación, tanto de generación como de la demanda no servida. Obsérvese que este término incluye σ para hacer comparables los costes de inversión y operación, este representa el número de días anuales.

5.2.2 Restricciones

A continuación, se describen las restricciones del problema:

Construcción de líneas de transporte

$$x_l \in \{0, 1\} \quad \forall l \in L^+ \quad (5.2)$$

Las ecuaciones 5.2 definen la naturaleza binaria de las variables que aplican si la línea de transporte l se construye o no.

Límites de inversión

$$\sum_{l \in L^+} I_l^L \cdot x_l \leq \bar{I}^L \quad \forall l \in L^+ \quad (5.3)$$

$$\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g^G \leq \bar{I}^G \quad \forall g \in G^+ \quad (5.4)$$

Las ecuaciones 5.3 y 5.4 establecen los límites de presupuesto disponible para la construcción de nuevas líneas y nuevos generadores, respectivamente.

Balance de potencia

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^R} p_{g,t}^R + \sum_{a \in \Omega_a^A} p_{a,t}^{AD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{a \in \Omega_a^A} p_{a,t}^{AC} + \sum_{d \in \Omega_d^D} (\bar{P}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (5.5)$$

Las ecuaciones 5.5 se corresponden con el balance de potencia en cada nudo n y en cada periodo de tiempo t. En cada nudo n, la diferencia entre el flujo de potencia de las líneas de llegada y las líneas de salida, sumado a la potencia generada por generadores tanto convencionales como renovables y la potencia de descarga de los sistemas de almacenamiento asociados al nudo.

Flujo de potencia por las líneas

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (5.6)$$

Las ecuaciones 5.6 definen los flujos de potencia por líneas construidas, en cada periodo de tiempo t. Para ello se ha utilizado un modelo de flujo de cargas DC, considerando la reactancia de la línea y la diferencia entre los ángulos de tensión de los nudos de salida y entrada de la línea.

$$p_{l,t}^L = \frac{x_l}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T \quad (5.7)$$

Las ecuaciones 5.7 definen flujos de potencia por las líneas candidatas, en cada periodo de tiempo t. Como diferencia con las ecuaciones anteriores se incluye en este caso la variable binaria x_l . Por tanto, si no se construye la línea candidata, el valor de la variable binaria x_l es 0 y las ecuaciones imponen que el flujo de potencia por la línea es 0, es decir, la línea no es construida y su flujo de potencia es nulo. Por lo contrario, si la línea es construida, la variable binaria toma el valor de 1 y se calcula el flujo de potencia por la línea del mismo modo que en las ecuaciones anteriores.

Límites de flujo por las líneas

$$-\bar{P}_l^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{P}_l^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T \quad (5.8)$$

Las ecuaciones 5.8 establecen los límites en los flujos de potencia de cada línea en cada periodo de tiempo t.

Límites de potencia demandada no servida

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{P}_d^D \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (5.9)$$

Las ecuaciones 5.9 establecen los límites superior e inferior de las potencias demandada por el sistema en cada periodo de tiempo t.

Límites de potencia generada

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{P}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (5.10)$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{P}_r^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T \quad (5.11)$$

Las ecuaciones 5.10 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores convencionales.

Las ecuaciones 5.11 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores renovables. La diferencia con los generadores convencionales es que la potencia disponible en cada periodo de tiempo es diferente.

Límites de potencia generada en nuevos generadores

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq x_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (5.12)$$

Las ecuaciones 5.12 establecen los límites técnicos de potencia generada en cada uno de los generadores potenciales.

Sistemas de almacenamiento

$$e_{s,t} = e_{s,t-1} + p_{s,t}^{SC} \cdot \eta_s^{SC} + \frac{p_{s,t}^{SD}}{\eta_s^{SD}} + E_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (5.13)$$

Las ecuaciones 5.13 corresponden con el balance de energía de cada batería del sistema, para cada periodo de tiempo t.

$$\underline{E}_{s,t}^S \leq e_{s,t} \leq \bar{E}_{s,t}^S \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (5.14)$$

Las ecuaciones 5.14 determinan los límites del flujo de energía de los sistemas de almacenamiento en cada periodo de tiempo.

$$0 \leq p_{a,t}^{AC} \leq P_a^{AC} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (5.15)$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AD} \leq P_a^{AD} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (5.16)$$

Las ecuaciones 5.15 y 5.16 establecen los límites superior e inferior de las potencias de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento respectivamente en cada periodo de tiempo.

5.2.3 Formulación completa

A continuación, se proporciona la formulación completa del problema:

$$\min_{\tau} \sum_{l \in L^+} C_l^L \cdot x_l + \sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g + \sum_t \sigma \left[\sum_d C_d^D p_{g,t} + \sum_g C_g^G \cdot p_{g,t}^G \right]$$

Sujeto a:

$$x_l \in \{0, 1\} \quad \forall l \in L^+$$

$$\sum_{l \in L^+} I_l^L \cdot x_l \leq \bar{I}^L \quad \forall l \in L^+$$

$$\sum_{g \in G^+} I_g^G \cdot x_g \leq \bar{I}^G \quad \forall g \in G^+$$

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} p_{g,t}^G + \sum_{g \in \Omega_n^R} p_{r,t}^R + \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AD} + \sum_{l|s(l)=n} p_{l,t}^L - \sum_{l|r(l)=n} p_{l,t}^L = \sum_{a \in \Omega_n^A} p_{a,t}^{AC} + \sum_{d \in \Omega_n^D} (\bar{p}_d^D - p_{d,t}^D) \quad \forall n \in N, \\ \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$p_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L, \forall t \in T$$

$$p_{l,t}^L = \frac{x_l}{X_l} \cdot (\delta_{s(l),t} - \delta_{r(l),t}) \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$-\bar{P}_1^L \leq p_{l,t}^L \leq \bar{P}_1^L \quad \forall l \in L^+, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{d,t}^D \leq \bar{P}_d^D \quad \forall d \in \Omega^G, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq \bar{P}_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{r,t}^R \leq \bar{P}_r^R \quad \forall r \in R, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{g,t}^G \leq x_g^G \quad \forall g \in G, \forall t \in T$$

$$e_{a,t} = e_{a,t-1} + p_{a,t}^{AC} \cdot \eta_a^c + \frac{p_{a,t}^{AD}}{\eta_a^D} + E_{a,t}^L - E_{a,t}^S \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$E_{a,t}^{min} \leq e_{a,t} \leq \bar{E}_{a,t}^{max} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AC} \leq P_a^{AC} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

$$0 \leq p_{a,t}^{AD} \leq P_a^{AD} \quad \forall a \in A, \forall t \in T$$

Las variables de optimización del problema 5.1 – 5.16 son las incluidas en el conjunto:

$$\tau = \{x_l^L, x_g^G, p_{l,t}^L, p_{g,t}^G, p_{d,t}^D, p_{s,t}^{SC}, p_{s,t}^{SD}, e_{s,t}^S, \delta_{n,t}\}$$

Este problema es un problema de programación no líneas entero mixto. Las no linealidades se deben al producto de variables binarias con variables continuas que se dan en las ecuaciones. Para resolver estos productos no lineales, las ecuaciones se reescriben como las ecuaciones descritas en el Capítulo 3.

Luego, usando estas restricciones el problema de expansión de la red de transporte y expansión de la generación es finalmente formulado como un problema de programación líneas entero mixto que puede ser resuelto por ejemplo intlinprog en MATLAB.

5.3 EJEMPLO ILUSTRATIVO

5.3.1 Datos

En este apartado se analiza el funcionamiento del modelo descrito anteriormente mediante un ejemplo ilustrativo. El sistema eléctrico de potencia se muestra en la Figura 5.1.

Este sistema consta de tres nudos, tres líneas de transporte, un generador convencional, un generador de recurso renovables, dos demandas y un sistema de almacenamiento conectados en el nudo tres. Además, es posible un par de líneas paralelas desde el nudo uno a los nudos dos y tres respectivamente y un generador potencial en el nudo dos.

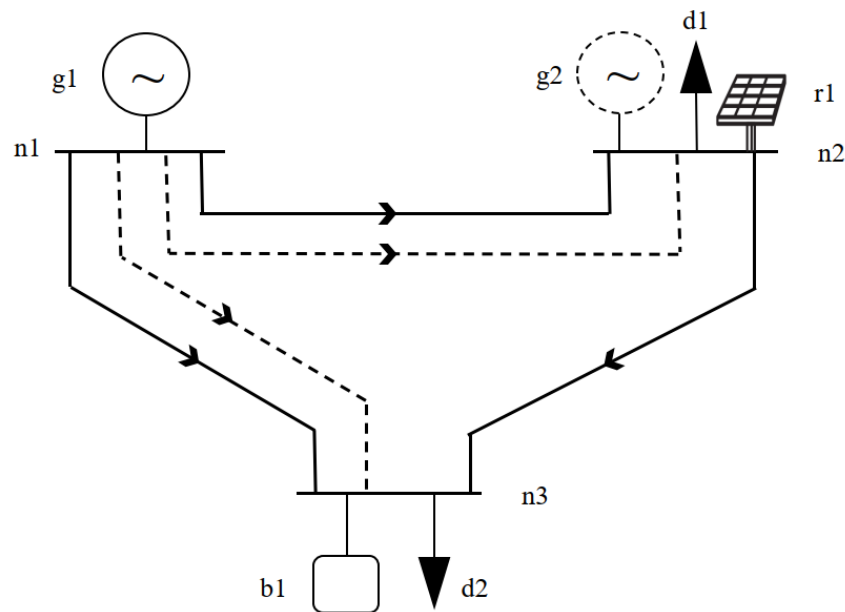


Figura 5.1: Esquema tres nudos

A continuación, se proporcionan los datos del sistema. En la Tabla 5.1 se detallan los datos de las líneas.

	P [MW]	X [p.u.]	C [€]
L1	15	0.20	0
L2	15	0.30	0
L3	15	0.25	0
L4	15	0.50	1200000
L5	15	0.50	1200000

Tabla 5.2: Datos de líneas de transmisión del sistema de tres nudos

Los datos para la potencia demandada son iguales a los descritos en el Capítulo 3 y se muestran en las Figuras 3.2.

Los límites de generadores convencionales indican en el Capítulo 4 y se recogen en la Tabla 4.2. De igual manera, los generadores de recurso renovable se muestran en el Capítulo 3 y se muestran en las Figuras 3.3.

Además, las características de los sistemas de almacenamiento son iguales a los descritos en el Capítulo 3 y se muestran en las Figuras 3.5 y 3.6.

El problema se resuelve para un horizonte temporal de un año. Por último, cabe señalar que el factor de conversión de energía es igual a la unidad, ya que trabaja con intervalos temporales de una hora.

5.3.2 Resultados

El problema de programación lineal entera-mixta [43] se resuelve empleando intlinprog [44] en MATLAB [45].

Con un coste asociado de construcción de las líneas de transporte es óptimo expandir tanto la red de generación en el nudo 2 con una capacidad de 5MW. Así como de expandir la red de transporte entre los nudos 1 y 3, quedando el coste total de operación e inversión igual a 15.972,90€.

Los resultados de la potencia generada se recogen en la Figura 5.2, donde la renovable vuelve a generar en su máximo. En la Figura 5.3 se recogen los resultados de los flujos de potencia sobre las líneas. En la figura 5.4 se recogen los resultados de la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento. En la Figura 5.5 se muestran los resultados de la energía contenida en el sistema de almacenamiento.

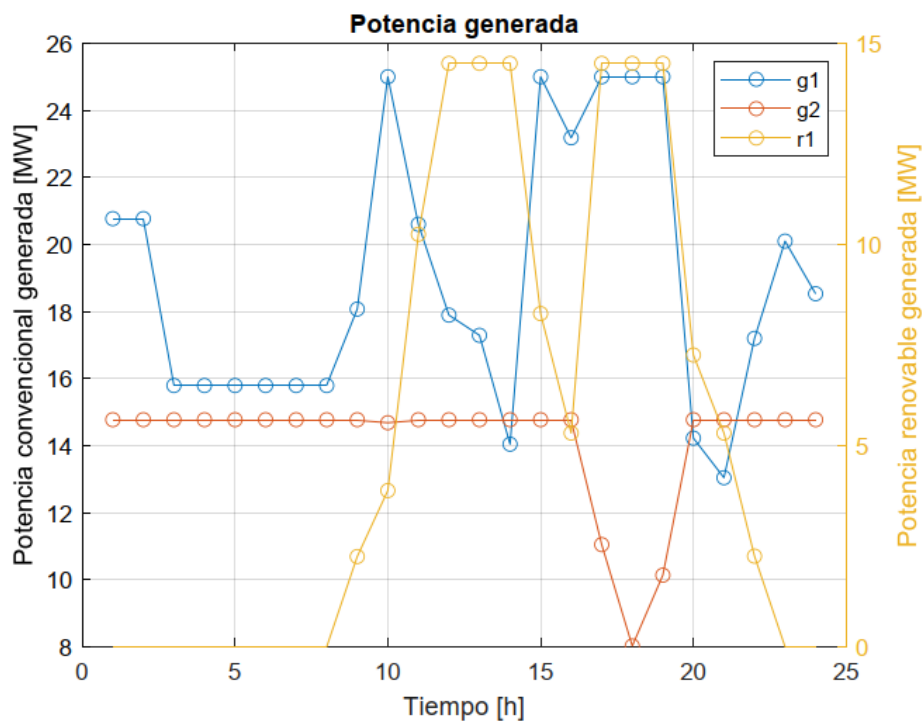


Figura 5.2: Potencia generada por el sistema de tres nudos

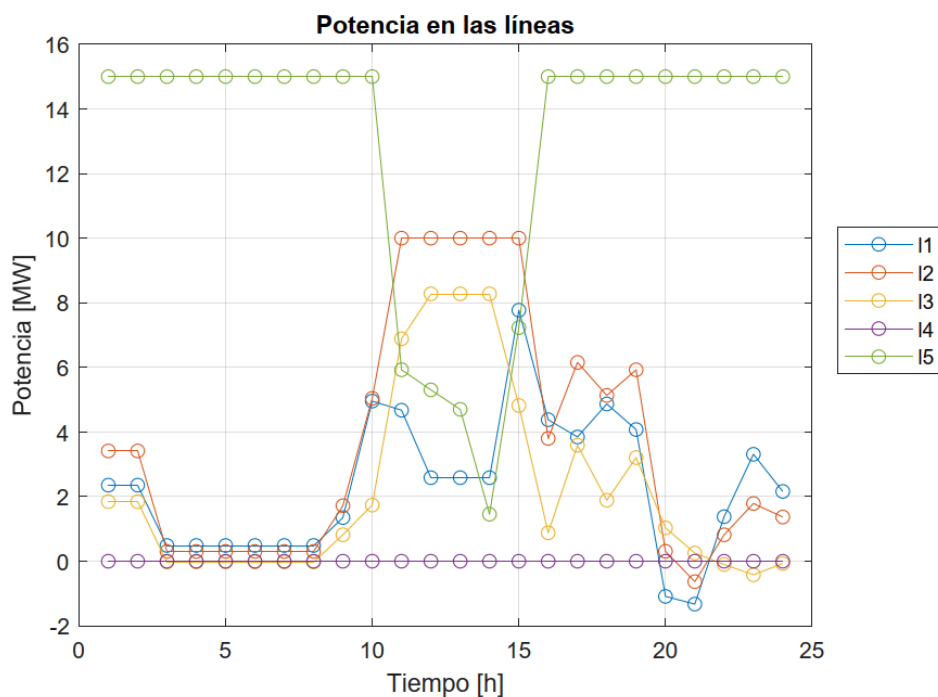


Figura 5.3: Flujo de potencia por las líneas del sistema de tres nudos

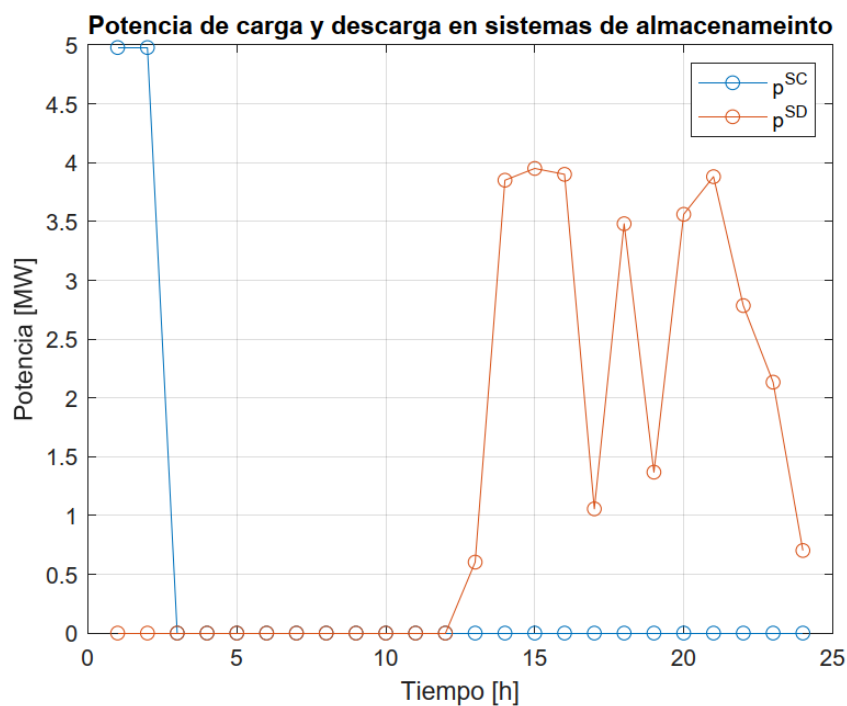


Figura 5.4: Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento

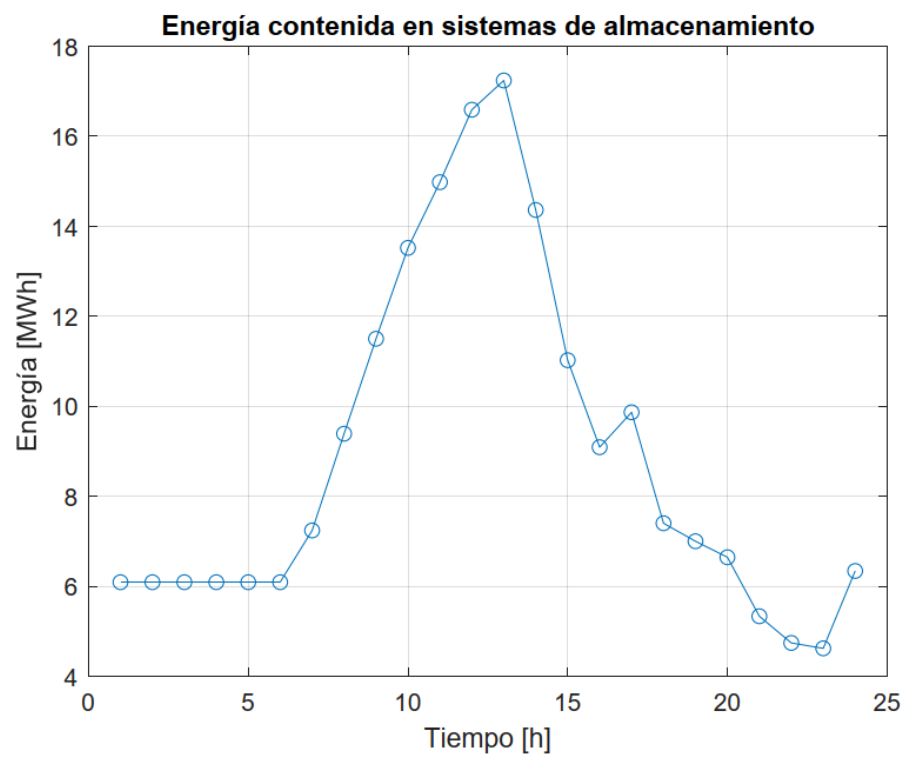


Figura 5.5: Energía contenida en el sistema de almacenamiento

6. CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se aborda el problema de planificación de expansión utilizando el enfoque descrito en el Capítulo 5 en una versión modificada del sistema de prueba de seis buses de Garver [8]. Se plantean distinto presupuestos de inversión, así como localización de las energías renovables y sistema de almacenamiento.

6.1 DATOS

El sistema de Garver [8] está compuesto inicialmente por tres generadores convencionales, un generador renovable, cinco demandas y siete líneas que conectan los seis nudos que lo constituyen.

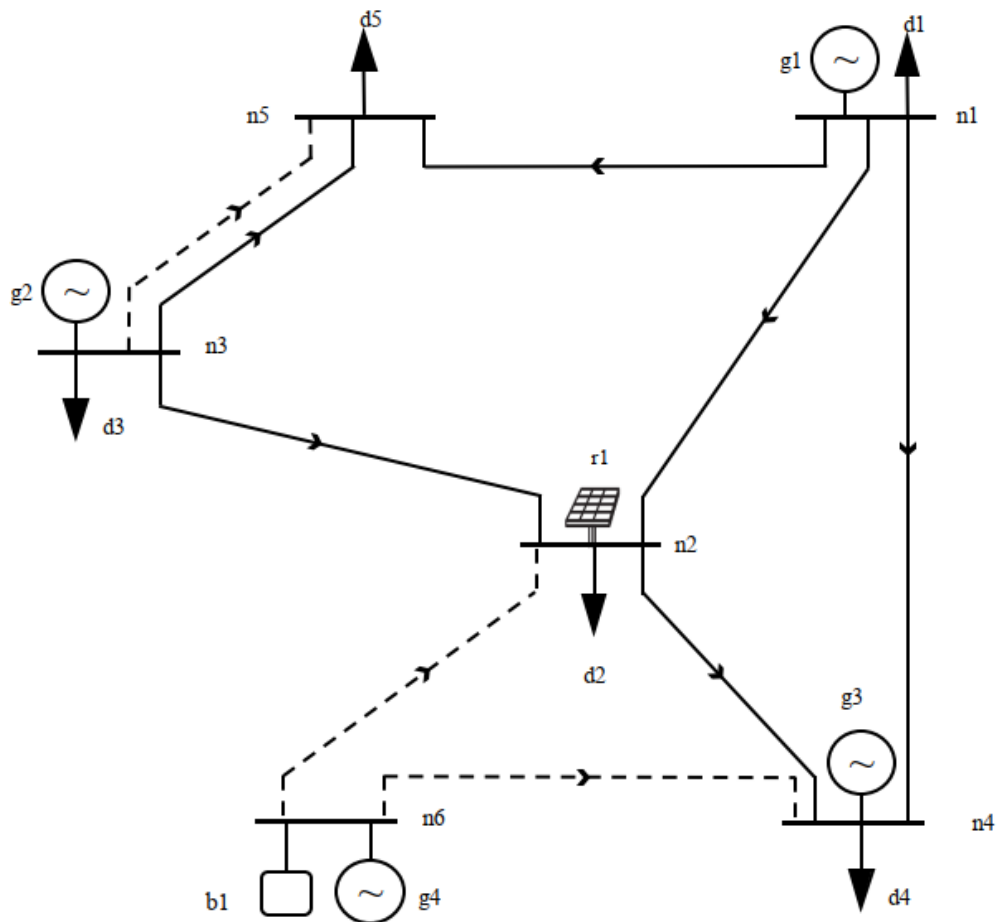


Figura 6.1: Sistema de Garver [8]

En la Tabla 6.1 se proporcionan los datos de las líneas existentes y de las líneas candidatas. La primera columna identifica la línea, la segunda y tercera columna identifican los nudos de partida y

llegada de la línea, respectivamente, la cuarta columna proporciona la capacidad de la línea y la sexta columna el coste de inversión de cada línea.

La Tabla 6.2 proporciona los datos de los generadores convencionales. La primera columna identifica el generador, la segunda columna identifica el nudo en el que se ubica, la tercera columna indica la potencia máxima que puede producir y la cuarta columna indica el coste de operación del generador.

	ns	nr	P [MW]	X [p.u.]	I [€]
L1	1	2	90	0.4	0
L2	1	4	90	0.6	0
L3	1	5	72	0.2	0
L4	3	2	90	0.2	0
L5	3	5	63	0.2	0
L6	2	4	72	0.4	0
L7	3	5	90	0.2	120000
L8	6	2	90	0.3	120000
L9	6	4	90	0.3	120000

Tabla 6-1 Datos de las líneas del sistema de Garver

	P [MW]	C [€/MWh]	I [€/MW]
G1	300	70	0
G2	400	70	0
G3	500	70	0
G4	x_G	30	1000

Tabla 6-2 Datos de los generadores convencionales del sistema de Garver

En la Tabla 6.3 se proporciona la potencia demandada por las cargas del sistema en cada periodo. El coste asociado a no suministrar la potencia requerida es constante e igual a 100€/MWh.

En la Figura 6.3 se proporciona la potencia máxima de producción máxima de los generadores de recurso renovable. Obsérvese que se considera que el coste de operación de estos generadores es nulo.

Ordua	Karga 1	Karga 2	Karga3	Karga 4	Karga 5
0	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
1	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
2	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
3	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
4	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
5	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
6	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10
7	42.41	127.24	21.21	84.83	127.24
8	66.26	198.79	33.13	132.53	198.79
9	72.06	216.17	36.03	144.11	216.17
10	76.39	229.16	38.19	152.78	229.16
11	76.39	229.16	38.19	152.78	229.16
12	76.39	229.16	38.19	152.78	229.16

13	90.00	270.00	45.00	180.00	270.00
14	76.39	229.16	38.19	152.78	229.16
15	88.88	266.63	44.44	177.75	266.63
16	87.19	261.56	43.59	174.38	261.56
17	87.19	261.56	43.59	174.38	261.56
18	55.69	167.06	27.84	111.38	167.06
19	47.81	143.44	23.91	95.63	143.44
20	47.81	143.44	23.91	95.63	143.44
21	47.81	143.44	23.91	95.63	143.44
22	39.38	118.13	19.69	78.75	118.13
23	29.70	89.10	14.85	59.40	89.10

Tabla 6-3 Datos de la potencia demandada por las cargas del sistema de Garver

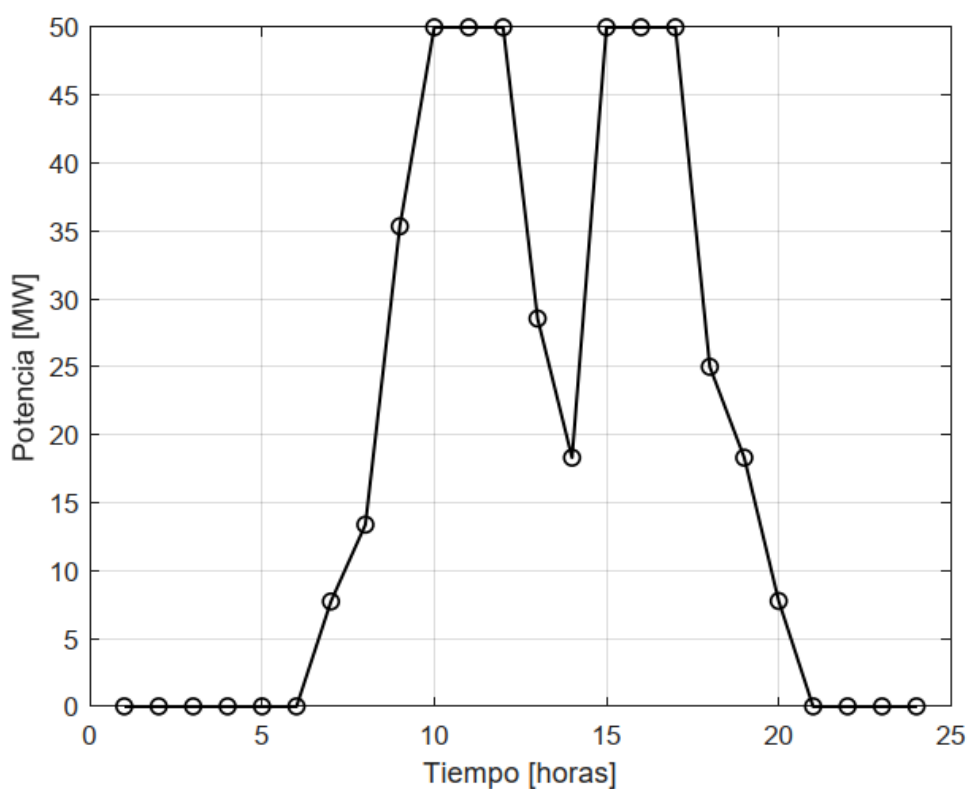


Figura 6.2: Potencia máxima renovable

En las Figuras 6.3, 6.4 y 6.5 se proporcionan los datos de la potencia máxima de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, la energía de entrada y los límites de energía de los sistemas de almacenamiento al nudo tres, respectivamente.

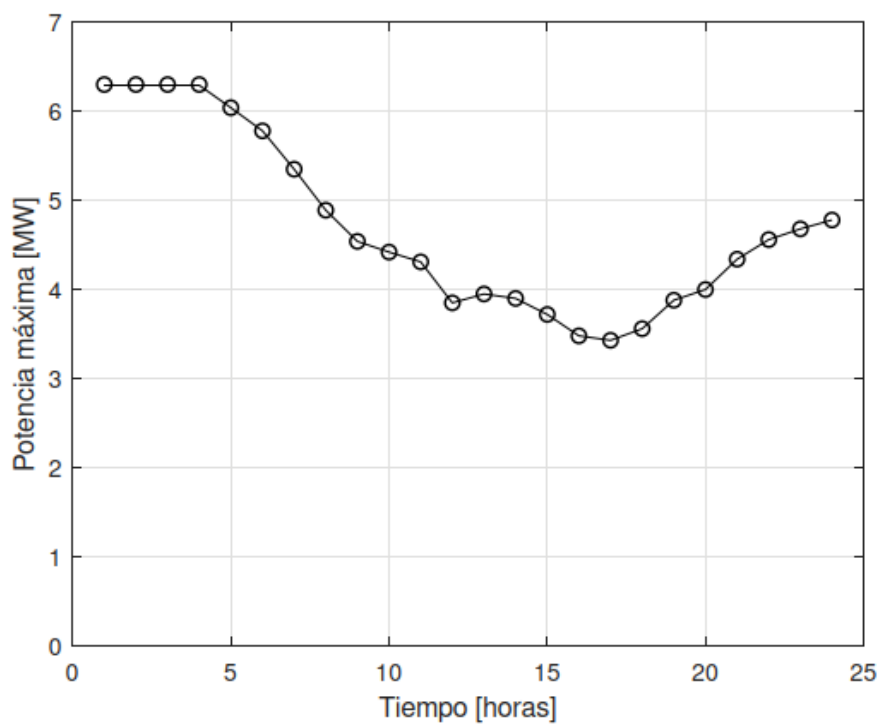


Figura 6.3: Potencia máxima de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver

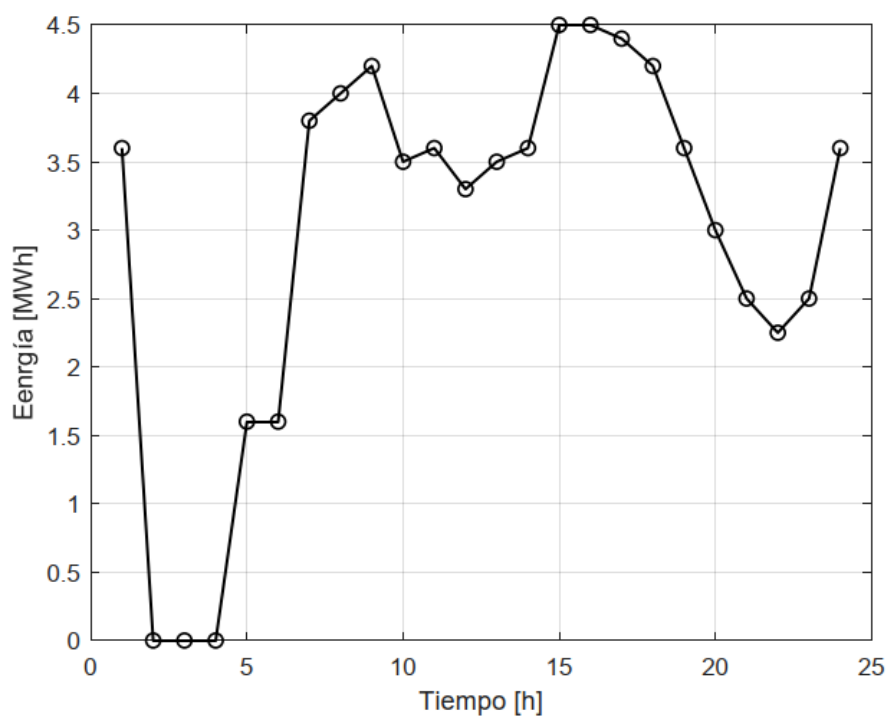


Figura 6. 4: Energía de entrada de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver

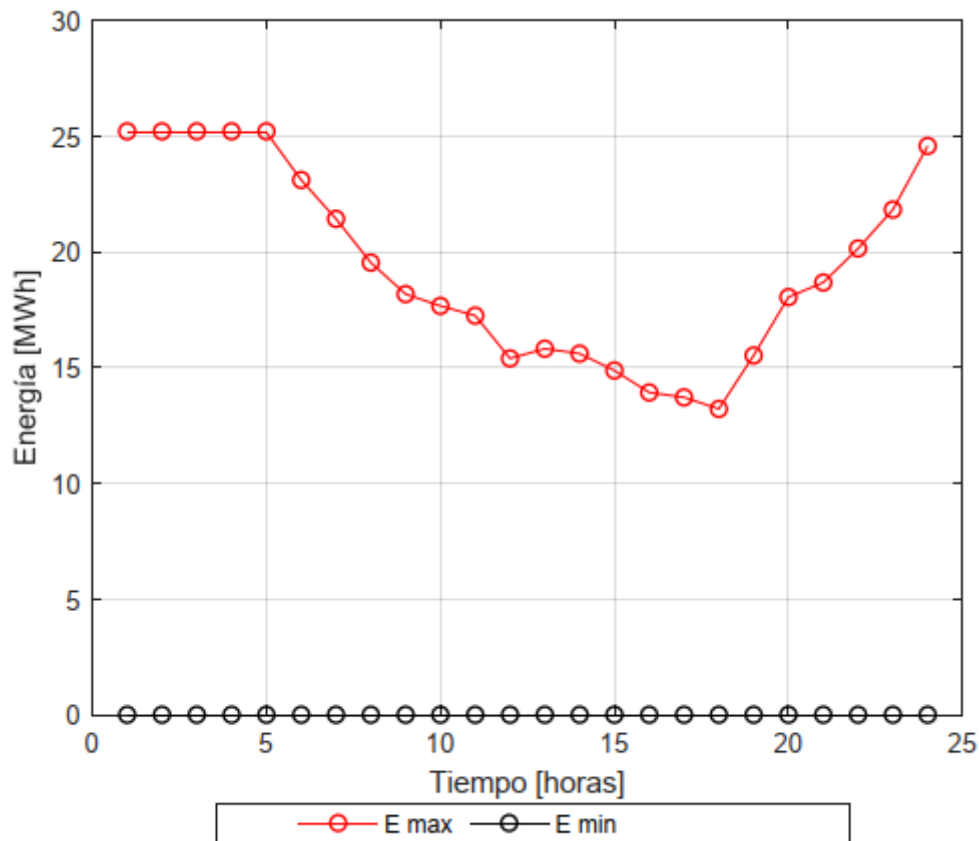


Figura 6.5: Límites de la energía contenida en los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver

Además, se conoce que la energía inicial de los sistemas de almacenamiento es igual a 10MWh, así como que los rendimientos de carga y descarga son iguales al 90 %.

El problema se resuelve para un horizonte temporal de un año. Por último, cabe señalar que el factor de conversión de energía es igual a la unidad, ya que trabaja con intervalos temporales de una hora.

6.2 RESULTADOS

En este apartado se proporcionan los resultados de aplicar el modelo desarrollado al sistema de potencia Garver [8]. Se tienen en cuenta tres casos de estudio con el modelo mencionado.

6.2.1 Estudio base

Basándonos en la información proporcionada en la sección anterior y asumiendo un presupuesto sin restricciones para el desarrollo de nuevas líneas de transmisión, no es óptimo expandir la red de transmisión ni generación. El coste de operación asciende a 434.807,23 €.

Las Figuras 6.6 y 6.7 recogen los resultados de las variables de operación, potencia generada por las distintas fuentes y flujo de potencia por las líneas respectivamente.

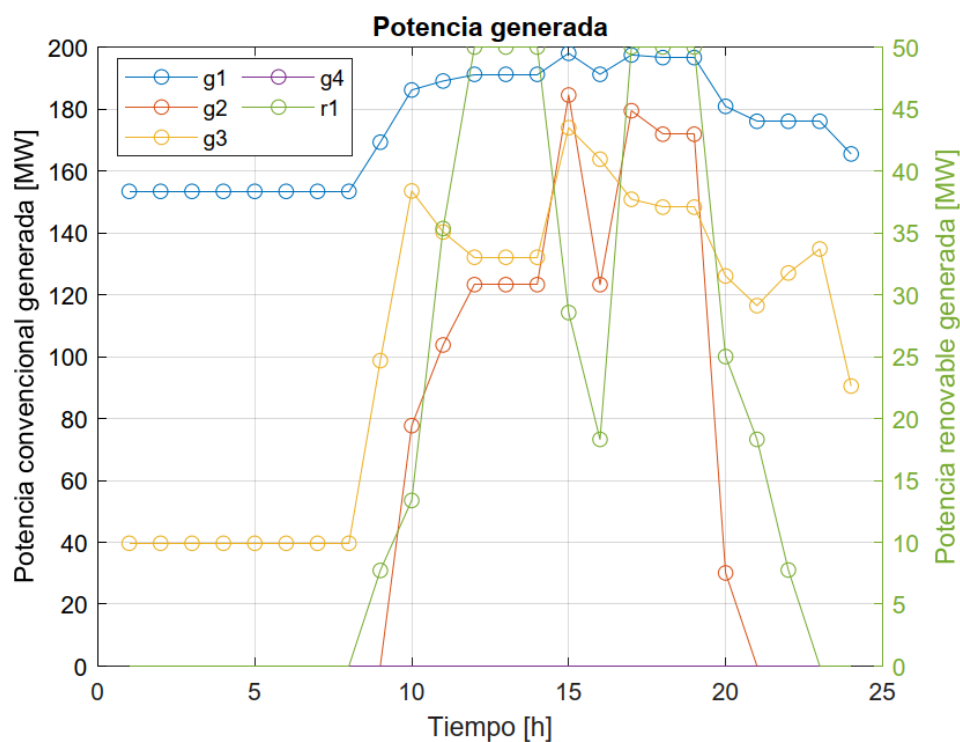


Figura 6.6: Resultados de la potencia generada en sistema de Garver

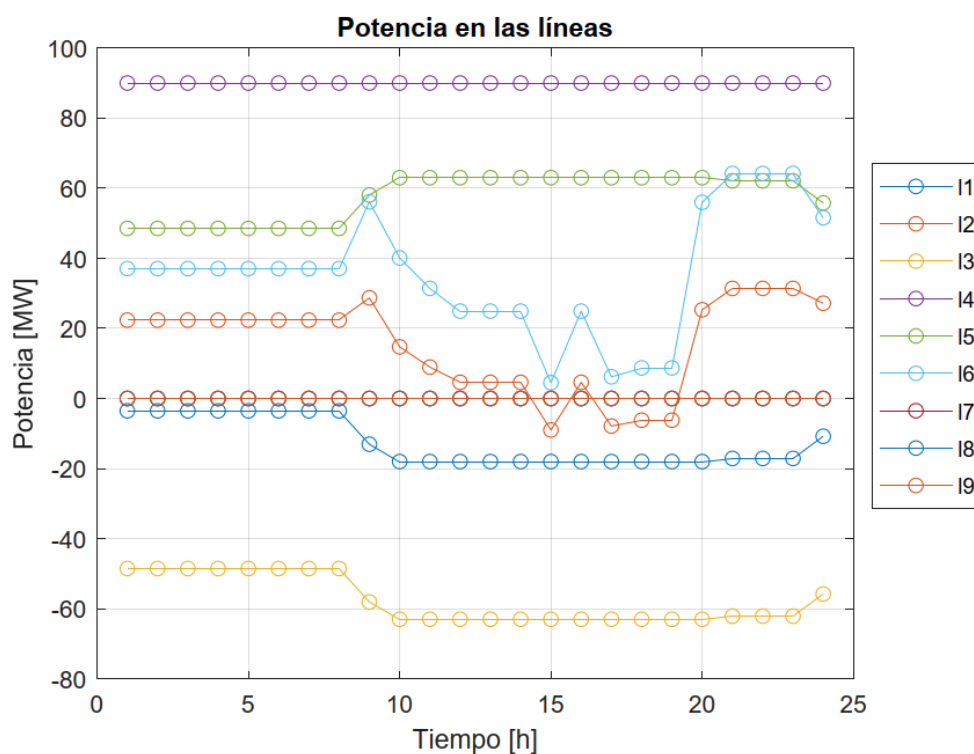


Figura 6.7: Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver

6.2.2 Expansión de la red de transmisión

Bajando el coste de construcción de línea a 12000 € es óptimo expandir la red de transmisión entre los nudos tres y cinco. El coste de operación e inversión asciende a 422.543,04 €.

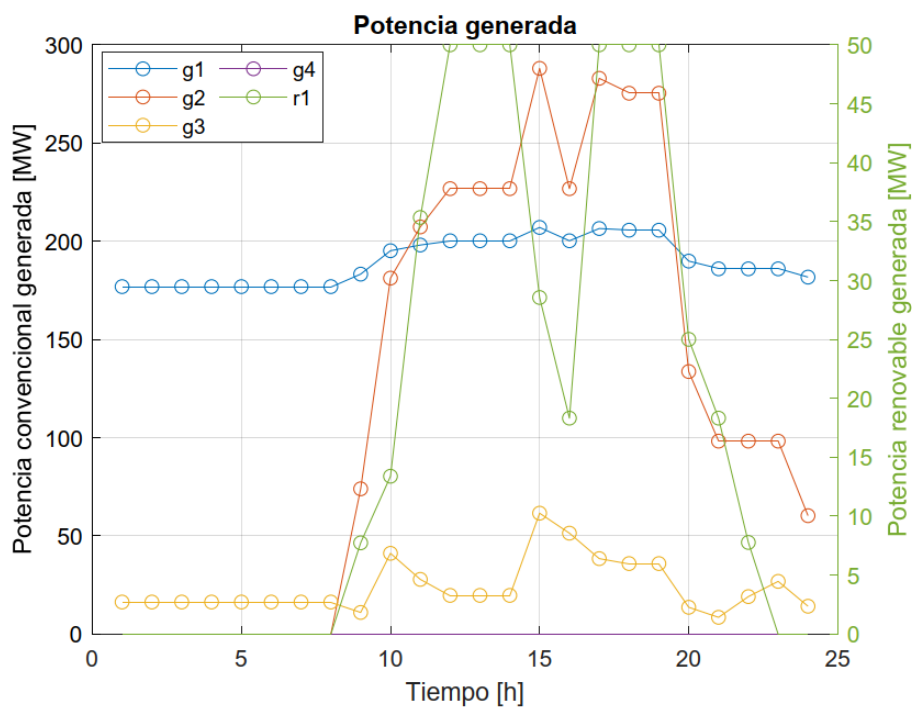


Figura 6.8: Resultados de la potencia generada en sistema de Garver

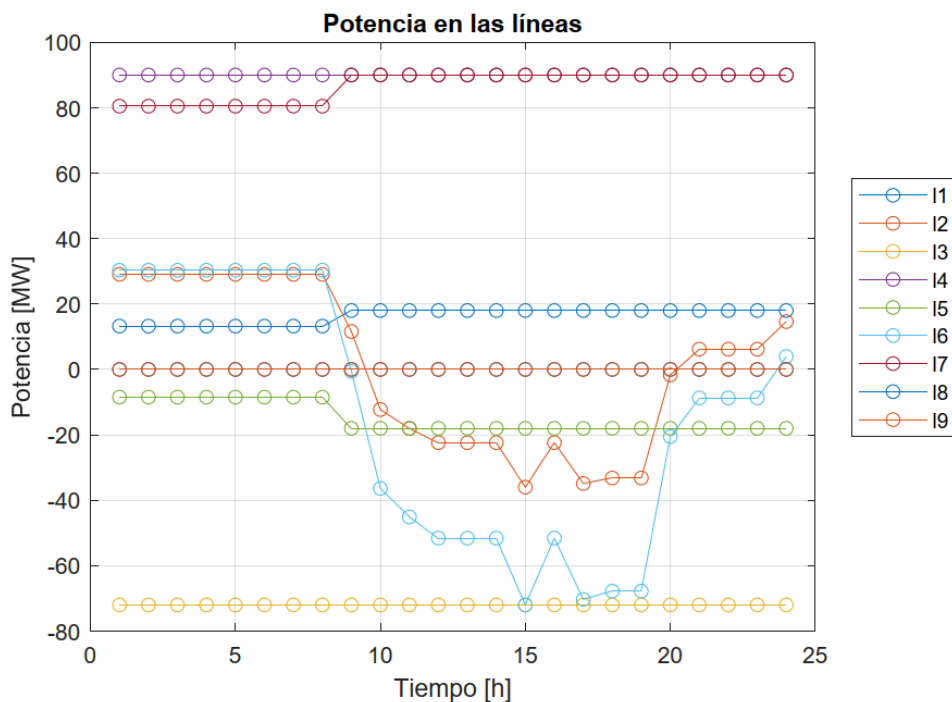


Figura 6.9: Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver

6.2.3 Expansión de la red de generación y transmisión

Con los datos anteriores y considerando el recurso renovable en el nudo seis, es óptimo expandir la red de transmisión entre los nudos tres y cinco y, seis y dos, respectivamente; además de expandir la generación en el nudo 6. El coste de operación e inversión asciende a 428.889,04 €.

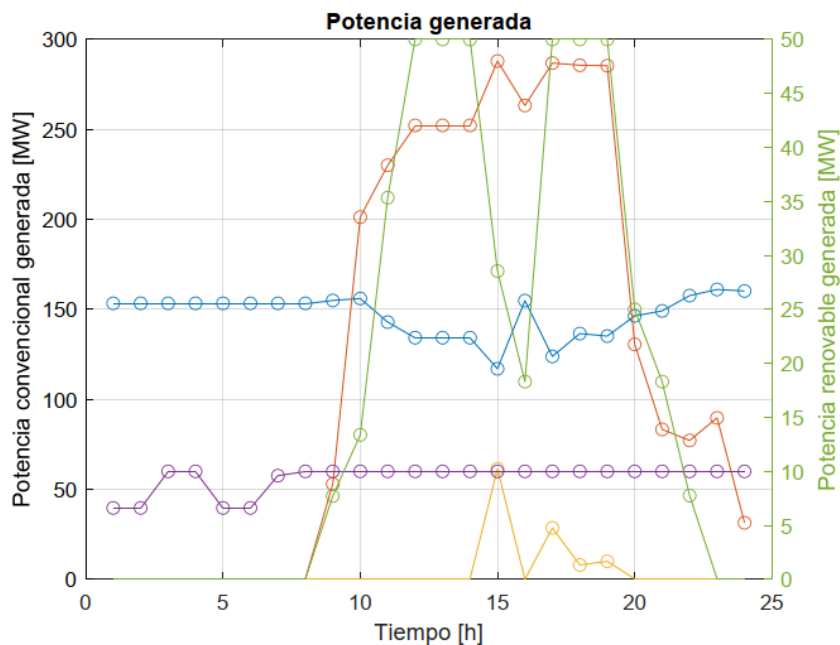


Figura 6.10: Resultados de la potencia generada en sistema de Garver

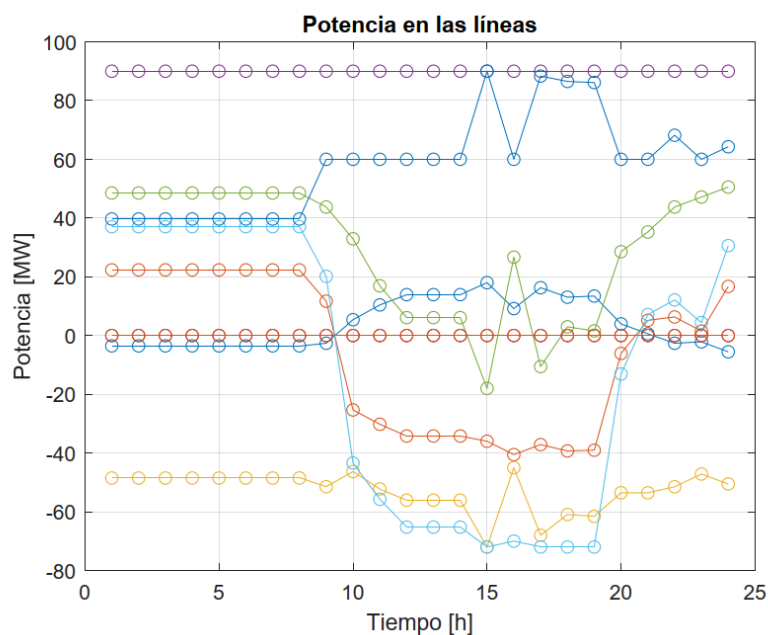


Figura 6.11: Resultados del flujo de potencia por las líneas del sistema de Garver

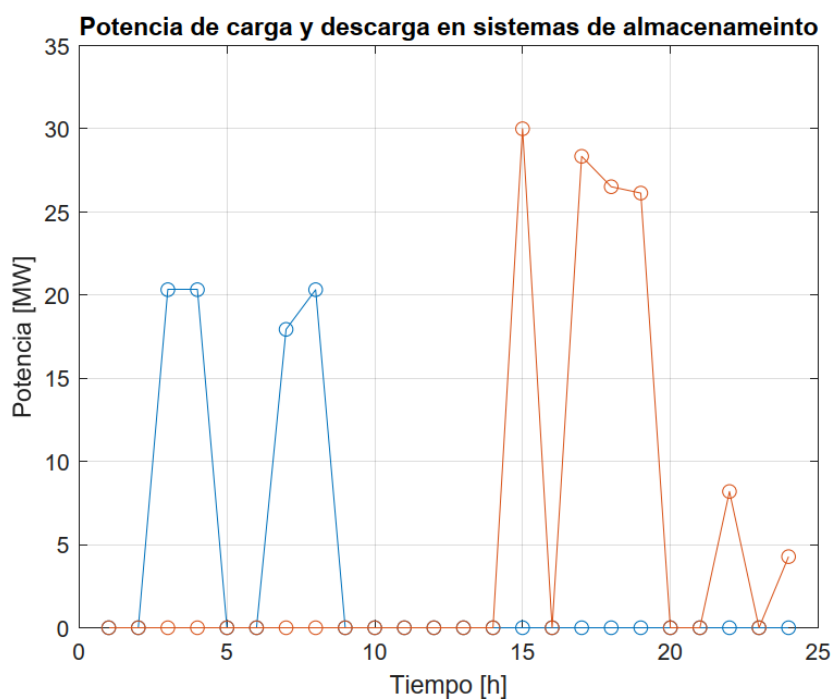


Figura 6. 12: Resultados de la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver

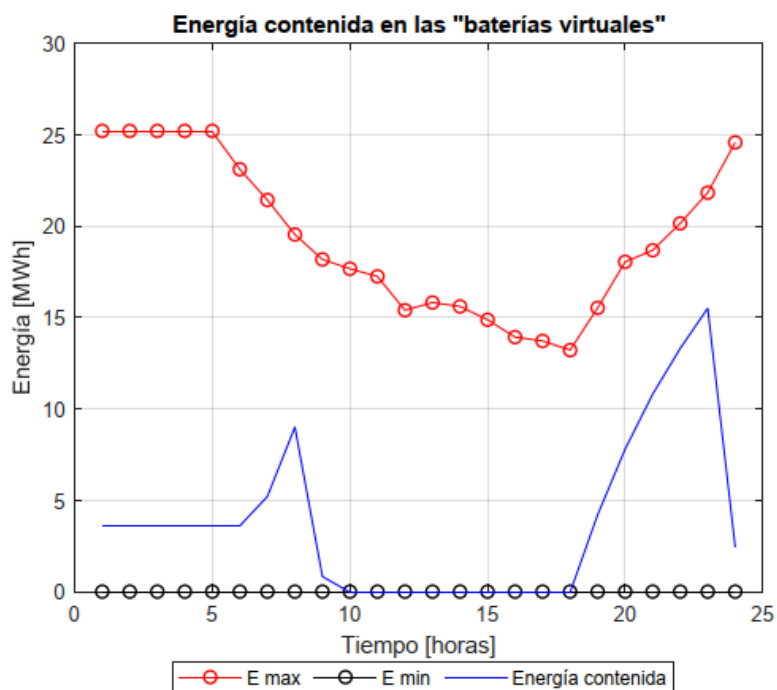


Figura 6. 13: Resultados de la energía contenida en los sistemas de almacenamiento del sistema de Garver

Por último, se muestra en la Figura 6.14 la comparación de los costes y de inversión y operación de los distintos casos estudiados.

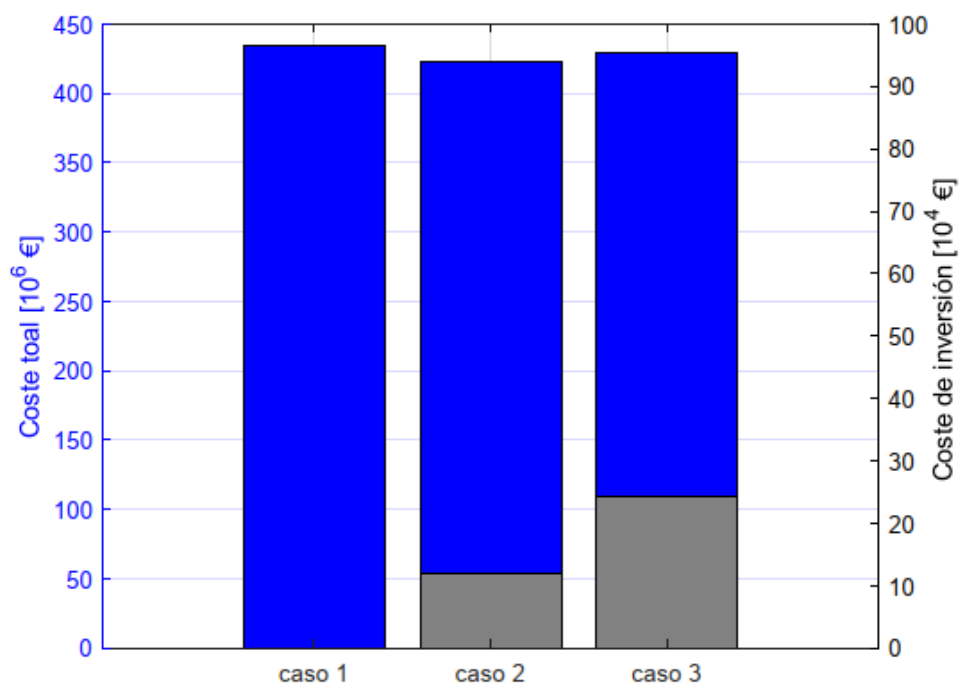


Figura 6.14: Comparación de los costes de operación e inversión de los casos estudiados

7. CONCLUSIONES

7.1 Conclusiones

A continuación, se detallan las conclusiones de este trabajo:

1. El modelado preciso de la incertidumbre y la correlación en la demanda y producción de energías renovables es, por lo tanto, esencial para informar decisiones de inversión robustas y sostenibles en el sector energético.

La gestión y planificación de la inversión en infraestructuras energéticas, especialmente en lo que respecta a las fuentes renovables, requieren un enfoque sofisticado debido a la naturaleza inherentemente incierta tanto de la demanda de energía como de la oferta de energía renovable. La demanda de energía puede fluctuar debido a cambios en la economía, el clima, la demografía, y las políticas de eficiencia energética, entre otros factores. Por otro lado, la oferta de energía renovable, como la solar o eólica, depende de condiciones climáticas que son variables e impredecibles.

2. La transformación de un problema MINLP a un MILP es una herramienta valiosa en la planificación y operación de sistemas energéticos complejos, permitiendo a los investigadores y planificadores encontrar soluciones viables y óptimas con un esfuerzo computacional razonable.

Transformar un problema de programación no lineal entero mixto en un problema de programación lineal entero mixto (MILP) para la planificación de inversiones en la red de transporte y generación de energía es una estrategia común para facilitar su solución, especialmente cuando el sistema es grande y se deben considerar múltiples condiciones operativas. Los problemas MINLP son inherentemente más complejos y difíciles de resolver que los MILP debido a la presencia de términos no lineales, lo que requiere métodos de solución más sofisticados y, por lo general, más tiempo de cómputo. La conversión de un MINLP a un MILP implica la linealización de las relaciones no lineales en el modelo.

3. Modelar la incertidumbre tanto en la generación de centrales renovables como en la demanda es fundamental para el diseño óptimo y la operación de sistemas de energía, especialmente cuando se considera un horizonte temporal amplio.

Ante la incertidumbre, la flexibilidad operativa se vuelve crucial. Esto puede implicar la inversión en tecnologías de almacenamiento de energía, la incorporación de capacidad de reserva que pueda ser rápidamente despachada, o el desarrollo de redes más inteligentes y adaptativas que puedan responder dinámicamente a cambios en la generación y la demanda.

4. La decisión sobre el tamaño óptimo de las centrales renovables es crucial. Este dimensionamiento debe considerar no solo el coste de inversión inicial y el coste operativo (que puede ser cercano a cero para algunas renovables) sino también la capacidad de la red de transmisión para manejar la energía generada y la variabilidad en la producción. La optimización de la ubicación y el tamaño de estas centrales implica un equilibrio entre maximizar la generación de energía renovable y minimizar las inversiones en la red y los costes de operación relacionados con el balanceo de la red.

A pesar del coste operativo casi nulo de las centrales renovables, es fundamental considerar otros costes asociados, como los costes de inversión inicial, el coste de capital, los costes de mantenimiento y, en algunos casos, los costes relacionados con la necesidad de sistemas de respaldo o almacenamiento de energía para garantizar la fiabilidad de la red.

En resumen, la planificación de la inversión en centrales renovables requiere una evaluación cuidadosa de la incertidumbre tanto en la generación como en la demanda, junto con una planificación estratégica de la red que considere la capacidad de transmisión y los desafíos operativos. La optimización de estas inversiones es esencial para lograr un equilibrio entre la sostenibilidad, la fiabilidad y la eficiencia económica en el sector energético.

5. La relación entre los costes de inversión en líneas de transmisión y en centrales de generación, y cómo las primeras condicionan la inversión en las segundas, es un aspecto clave en la planificación y desarrollo del sistema eléctrico. Aunque los costes de inversión en líneas de transmisión pueden ser menores en comparación con los costes de construir nuevas centrales de generación, las decisiones sobre dónde y cuánto invertir en cada una de estas infraestructuras son interdependientes y tienen implicaciones significativas en la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

A largo plazo, es vital considerar la expansión de la capacidad de generación y transmisión en el contexto de estas incertidumbres. Las decisiones de inversión deben ser robustas frente a una amplia gama de posibles futuros escenarios de demanda y generación renovable.

En resumen, el modelado efectivo de la incertidumbre en la generación de energías renovables y en la demanda es esencial para asegurar que el sistema energético sea confiable, resiliente y capaz de satisfacer las necesidades de energía de manera sostenible en el futuro.

7.2 Trabajos futuros

A continuación, se enumeran algunas propuestas para extender el trabajo:

1. Introducir una mayor incertidumbre en el problema, influenciando otras variables que se pensaban como constantes. Por ejemplo, en los costos de operación de generadores convencionales, mediante la simulación de un mercado eléctrico competitivo.
2. Evaluar de manera conjunta la inversión en instalaciones de almacenamiento y centrales renovables, con el fin de mitigar el impacto de la incertidumbre en estas últimas.
3. Definir la elección de desmantelar un generador como una variable de optimización en el problema, en lugar de considerarla como un parámetro fijo.
4. Crear tácticas para agilizar la convergencia en el modelo que tiene en cuenta la profundidad de descarga de las baterías en relación con los costes de su degradación.

8. ANEXOS

A continuación, se adjuntan los anexos importantes para entender algunos apartados el proyecto. Principalmente se incluye el código de MATLAB que se ha utilizado para resolver el problema del caso de estudio descrito en el Capítulo 6 (Anexo I: Código de MATLAB).

ANEXO I: CÓDIGO DE MATLAB

%Definición del sistema

```
modelo = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','modelo');  
mod_pot_l = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','mod_pot_l');  
mod_pot_g = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','mod_pot_g');
```

```
D_datuak = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','D');  
G_datuak = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','G');  
L_datuak = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','L');  
R_datuak = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','R');  
B_datuak = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','EBmax');  
E_bl = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','E_bl');  
E_bs = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','E_bs');
```

```
num_d = size(D_datuak,2) -2;  
num_g = size(G_datuak,2) -2;  
num_l = size(L_datuak,1);  
num_r = size(R_datuak,2) -2;  
num_b = size(B_datuak,2) -2;  
[num_n,b] = size(modelo);  
num_binary = size(mod_pot_l,2) -1;  
num_g_pot = size(mod_pot_g,2) -1;
```

%Datuak

```
Cd = D_datuak.Cd;  
Cg = G_datuak.Cg;  
Cg1 = G_datuak.Cg1;  
Cg2 = G_datuak.Cg2;  
Il = L_datuak.Il;  
Ig = mod_pot_g.Ig;  
PMAx = L_datuak.FPMAx;  
M = 10000000000;
```

```
e_0 = 0;  
tita_D = 0.9;  
tita_C = 0.9;  
delta_t = 1;
```

%% Objective function in matrix form

```
f_obj = ones(1,num_binary+num_d+num_g+num_g_pot*2);  
for i= 1:num_binary+num_d+num_g+num_g_pot*2  
    if i <= num_binary  
        f_obj(i) = Il;  
    elseif i > num_binary && i <= num_g_pot+num_binary  
        f_obj(i) = Ig;  
    elseif i > num_binary+num_g_pot && i <= num_d+num_binary+num_g_pot  
        f_obj(i) = Cd;  
    elseif i > num_d+num_g_pot+num_g && i <= num_d+2*num_g_pot+num_g  
        f_obj(i) = Cg2;  
    else  
        f_obj(i) = Cg1;  
    end
```

```

        end
    end
    f_obj1 = f_obj(num_binary+num_g_pot+1:num_binary+num_d+num_g+num_g_pot*2);
    f_nobj = zeros(1,num_l+num_n+num_r+num_b*3);
    f_obj = [f_obj f_nobj];
    F = [f_obj];

    for t=1:23

        F = [F f_obj1 f_nobj];

    end

%% Writing Un-equality constrains in matrix form

    LB_u1 = [-PMAX(num_l-num_binary+1:end).*eye(num_binary),
zeros(num_binary,num_g_pot)];
    LB_u2 = zeros(num_binary, num_d+num_g+num_g_pot+num_r+num_l-num_binary) ;
    LB_u3 = [LB_u2 -eye(num_binary) zeros(num_binary, num_n+num_b*3)];

    UB_u1 = [-PMAX(num_l-num_binary+1:end).*eye(num_binary),
zeros(num_binary,num_g_pot)];
    UB_u2 = zeros(num_binary, num_g_pot+num_d+num_g+num_r+num_l-num_binary) ;
    UB_u3 = [UB_u2 eye(num_binary) zeros(num_binary, num_n+num_b*3)];

    blank = zeros(size(LB_u3));

    LB_new_l = [];
    UB_new_l = [];

    %
    l1 = [M*eye(num_binary) zeros(num_binary,num_g_pot)];
    l1_3 = [LB_u2 -eye(num_binary)];
    l2 = [M*eye(num_binary) zeros(num_binary,num_g_pot)];
    l2_3 = [UB_u2 eye(num_binary)];

    pot2_ = zeros(num_binary,num_n);
    for j = 1:num_n
        for i = 1:num_binary
            if L_datuak.nudoS(num_l-num_binary+i) == j
                pot2_(i,j) = -1;
            elseif L_datuak.nudoR(num_l-num_binary+i) == j
                pot2_(i,j) = 1;
            else
                pot2_(i,j) = 0;
            end
        end
    end
    pot2_ = (-1./L_datuak.Reactancia(num_l-num_binary+1:end)).*pot2_;

    l1_u3 = [l1_3 pot2_ zeros(num_binary,num_b*3)] ;
    l2_u3 = [l2_3 -pot2_ zeros(num_binary,num_b*3)] ;
    fp_new_l1 = [];
    fp_new_l2 = [];
    new_g2 = [];

    blank_ = zeros(num_g_pot,num_d+num_g+num_g_pot*2+num_l+num_n+num_b*3);

```



```

for t = 1:24

    LB_new_f = [LB_u1 repmat(blank,1,t-1) LB_u3 repmat(blank,1,23-t+1)] ;
    UB_new_f = [UB_u1 repmat(blank,1,t-1) UB_u3 repmat(blank,1,23-t+1)] ;

    LB_new_l = [LB_new_l ; LB_new_f];
    UB_new_l = [UB_new_l ; UB_new_f];

    fp_new_line = [l1 repmat(blank,1,t-1) l1_u3 repmat(blank,1,23-t+1)] ;
    fp_new_l1 = [fp_new_l1 ; fp_new_line];

    fp_new_line2 = [l2 repmat(blank,1,t-1) l2_u3 repmat(blank,1,23-t+1)];
    fp_new_l2 = [fp_new_l2 ; fp_new_line];

    new_g2_ = [zeros(num_g_pot,num_binary) -1*eye(num_g_pot,num_g_pot)
    repmat(blank,1,t-1) zeros(num_g_pot,num_d+num_g) eye(num_g_pot)
    zeros(num_g_pot,(num_r+num_l+num_n+num_b*3)) repmat(blank,1,23-t+1)];
    new_g2 = [new_g2_ ; new_g2_];

end

new_lines = [LB_new_l; UB_new_l ; fp_new_l1; fp_new_l2];

new_g1 = [zeros(num_g_pot,num_binary) Cg2*eye(num_g_pot)
zeros(num_g_pot,24*(num_d+num_g+num_r+num_g_pot+num_l+num_n+num_b*3))];
new_g = [new_g1 ; new_g2];

A_uneq = [new_lines ; new_g];
b_uneq = [zeros(num_binary*48,1);
M*ones(num_binary*48,1);100000*ones(num_g_pot,1); Ig*ones(num_g_pot*24,1)];

%% Writing equality constrains in matrix form
%%Construcción de las ecs de fp DC

columns_A =
num_binary+num_g_pot+24*(num_d+num_g+num_g_pot+num_r+num_l+num_n+num_b*2);
rows_A = 24*(num_n+num_l);
Aeq = zeros(rows_A,columns_A);

%% 1. ecs de potencia
pot1 = modelo(:,2:b-num_b);
pot1 = [pot1(:,1:num_d+num_g) mod_pot_g(:,2:end) pot1(:,end)];
pot2 = zeros(num_n,num_l);

for j = 1:num_n
    for i = 1:num_l
        if L_datuak.nudoS(i) == j
            pot2 (j,i) = -1;
        elseif L_datuak.nudoR(i) == j
            pot2 (j,i) = 1;
        end
    end
end

pot3= zeros(num_n,num_n);

```

```

pot3 = [pot3 -modelo{:, "b1"} modelo{:, "b1"}];
pot3 = [pot3 zeros(num_n,num_b)];

blank_pot = zeros(num_n,length(pot1)+length(pot2)+length(pot3));

%% 2. ecs de fp DC

fp1 = zeros(num_l-num_binary,num_binary+num_g_pot);

A = pot2.';
fp2 = A(1:num_l-num_binary,:);

fp3 = eye(num_l-num_binary);
fp3 = [zeros(num_l-num_binary,num_d+num_g+num_r+num_g_pot) fp3
zeros(num_l-num_binary,num_binary)];
fp4 = zeros(num_l-num_binary,num_b*3);

fp2 = (-1./L_datuak.Reactancia(1:num_l-num_binary)).*fp2;

blank_fp = zeros(num_l-num_binary,size(fp3,2)+size(fp2,2)+size(fp4,2));

%% 3. ecs balance de energía

e_bal_u1 = zeros(num_b, num_g_pot+num_d+num_g+num_r+num_l+num_n);
blank_ev1 = zeros(num_b, num_d+num_g+num_g_pot+num_r+num_l+num_n+num_b*3);
blank_ev2 = zeros(num_b, num_d+num_g+num_g_pot+num_r+num_l+num_n+num_b*3);
blank_ev2(end) = 1;
e_balu2 = [eye(num_b)*tita_C -eye(num_b)/tita_D -ones(num_b,1)];

% union de las 24 horas:
Aeq = [];
beq = [];

for t = 1:24
    pot = [];
    fp = [];
    e_bal = [];

    pot_f = [zeros(num_n,num_binary+num_g_pot) repmat(blank_pot,1,t-1)
pot1,pot2,pot3 repmat(blank_pot,1,23-t+1)] ;
    pot = [pot ; pot_f];

    fp_f = [zeros(num_l-num_binary,num_binary+num_g_pot) repmat(blank_fp,1,t-
1) fp3 fp2 fp4 repmat(blank_fp,1,23-t+1)] ;
    fp = [fp ; fp_f];
    if t == 1
        e_bal_f = [zeros(num_b,num_binary+num_g_pot) repmat(blank_ev1,1,t-1)
e_bal_u1 e_balu2 repmat(blank_ev1,1,23-t+1)] ;
    else
        e_bal_f = [zeros(num_b,num_binary+num_g_pot) repmat(blank_ev1,1,t-2)
blank_ev2 e_bal_u1 e_balu2 repmat(blank_ev1,1,23-t+1)] ;
    end
    e_bal = [e_bal ; e_bal_f];

    Aeq_f = [pot ; fp ; e_bal];
    Aeq = [Aeq ; Aeq_f];

```

```

beq_ = zeros(num_n,1);
kargas = sum(modelo{:,2:b-num_b-num_r-num_g},2);
d0 = 0;
for d = 1:num_n
    if kargas(d) == 0
        beq_(d) = 0;
    elseif kargas(d) == 1
        beq_(d) = D_datuak{t,3+d0};
        d0 = d0 + 1;
    end
end
%pot + fp +e_bal
if t == 1
    beq_u = [beq_ ; zeros(num_l-num_binary,1);-
E_bl{t,3:end}+E_bs{t,3:end}+e_0];
else
    beq_u = [beq_ ; zeros(num_l-num_binary,1);-
E_bl{t,3:end}+E_bs{t,3:end}+e_0];
end
beq = [beq; beq_u];
end

%% Limits are as follows

EBmin = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','EBmin');
P_BCmax = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','P_BCmax');
P_BDmax = readtable('Datuak_GARVER.xlsx','Sheet','P_BDmax');

LB = [zeros(num_binary+num_g_pot,1)];
UB = [ones(num_binary,1);50]; %limite teorico de capacidad potencial a
instalar

LB_t = [];
UB_t = [];
for t = 1:24
    LB_t = [LB_t; zeros(num_d,1) ; zeros(num_g+num_g_pot,1) ; zeros(num_r,1) ;
-L_datuak.FPMax ; zeros(num_n,1) ; zeros(num_b,1) ;zeros(num_b,1) ;
EBmin{t,3:end}'];
    UB_t = [UB_t; D_datuak{t,3:end}' ; G_datuak{t,3:end}' ; 200;
R_datuak{t,3:end}' ; L_datuak.FPMax ; 360*ones(num_n,1) ; P_BDmax{t,3:end}' ;
P_BDmax{t,3:end}' ; B_datuak{t,3:end}'];
end
LB = [LB; LB_t];
UB = [UB; UB_t];

%% Linear Programing Command

[x,fval,exitflag] = intlinprog(F,1:num_binary,A_uneq,b_uneq,Aeq,beq,LB,UB)

```

BIBLIOGRAFÍA

1. Gómez, A. (2002). *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*, McGraw-Hill.
2. H. Kim, S. Lee, S. Han and W. Kim, (2015). "Integrated Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning Using Decomposition Method," 6th International Conference on Intelligent Systems
3. B. Alizadeh and S. Jadid, (2011). "Reliability Constrained Coordination of Generation and Transmission Expansion Planning in Power Systems using Mixed Integer Programming", *Generation Transmission & Distribution IET*
4. Morales, J.M., Conejo, A.J., Madsen, H., Pinson, P., Zugno, M. (2014). *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems*. Springer, New York.
5. REE (2023). *Informe del Sistema eléctrico 2022*.
6. Baringo, L. (2019). Chapter 1: Energy Management of a small-size electric energy system with electric vehicles, flexible demands. And renewable generating units.
7. Ministerio para la Transición Ecológica y reto Demográfico (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*, Gobierno de España.
8. L. L. Garver, (1970). "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*
9. A. J. Conejo, L. Baringo, S. J. Kazempour, and A. S. Siddiqui, (2016). *Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making under Uncertainty*
10. A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. A. Cañizares, (2018). *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*
11. Red Eléctrica de España, 2024. [Online] <https://www.ree.es/es/datos/demanda/evolucion>
12. Naciones Unidas (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe* (LC/G. 2681-P/Rev.
13. S. Lumberras and A. Ramos, (2016) "The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review," *Electric Power Systems Research*,
14. E. Spyrou, J. L. Ho, B. F. Hobbs, R. M. Johnson, and J. D. McCalley, (2017) "What are the benefits of co-optimizing transmission and generation investment? Eastern interconnection case study," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4265–4277,
15. J. Hu, X. Xu, H. Ma and Z. Yan, (2022) "Distributionally Robust Co-optimization of Transmission Network Expansion Planning and Penetration Level of Renewable Generation," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 577-587
16. A. M. Alshamrani, M. A. El-Meligy, M. A. F. Sharaf, W. A. Mohammed Saif and E. M. Awwad, (2023) "Transmission Expansion Planning Considering a High Share of Wind Power to Maximize Available Transfer Capability," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 23136-23145
17. Baringo, L. and Conejo, A. J. (2012). Transmission and wind power investment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):885–893.
18. Conejo, A. J. and Baringo, L. (2018). *Power System Operations*. Springer.
19. Baringo, L. and Conejo, A. J. (2013). Correlated wind- power production and electric load scenarios for investment decisions. *Applied energy*, 101:475–482.
20. J. R. Birge and F. Louveaux, (2011). *Introduction to Stochastic Programming*, 2nd ed. New York, U.S.
21. A. Ben-Tal, L. El Ghaoui, and A. Nemirovski, *Robust Optimization*, New Jersey, U.S.: Princeton University Press, 2009.
22. Baringo, L. and Conejo, A. J. (2013). Correlated wind power production and electric load scenarios for investment decisions. *Applied energy* 101:475–482.
23. F. Höppner, F. Klawonn, R. Kruse, and T. Runkler, *Fuzzy Cluster Analysis: Methods for Classification, Data Analysis and Image Recognition*, Chichester, UK: Wiley, 1999.

24. Wogrin, S., Dueñas, P., Delgadillo, A., and Reneses, J. (2014). A new approach to model load levels in electric power systems with high renewable penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5):2210–2218
25. IEA (2021), *Renewables 2021*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>
26. Resumen de IRENA (2018), *Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dhabi. (consultado: 24/04/2022)
27. Red Eléctrica de España, 2024. [Online] <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>
28. H. Sadeghi, M. Rashidinejad, A. Abdollahi, (2017). "A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 1369-1394.
29. Hannele Holttinen, et al, *Design and Operation of Power Systems with large Amounts of Wind Power*, first results of IEA collaboration.
30. Y. Zhou, L. Wang, and J. D. McCalley, (2011). "Designing effective and efficient incentive policies for renewable energy in generation expansion planning," *Applied Energy*, vol. 88, no. 6, pp. 2201–2209.
31. Ministerio para la transición ecológica y Reto demográfico, (2021). "ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO
32. O. Riabenko, O. Kliukha, O. Yakovleva-Havryliuk, S. Osadchyi and S. Sunichuk, (2020). "Increasing the Role of Hydro and Pumped Storage Power Plants in Energy Systems Operation management," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), pp. 424-428,
33. APS Physics (2007) "Challenges of Electricity Storage Technologies "
34. González García-Conde, Antonio (), *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno*
35. J. Mitali, S. Dhinakaranb , A.A. Mohamad (2022), "Energy storage systems: a review"
36. Behabtu, Henok & Messagie, Maarten & Coosemans, Thierry & Berecibar, Maitane & Fante, Kinde & Alem, Abraham & Van Mierlo, Joeri. (2020). A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. Sustainability.
37. Incytde.org (2018). *Almacenamiento Energía con Hidrógeno*
38. R. A. Jabr, "Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4558–4567, November 2013
39. C. Roldán, R. Mínguez, R. García-Bertrand, and J. M. Arroyo, "Robust transmission network expansion planning under correlated uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2071–2082, May 2019.
40. S. Dehghan and N. Amjady, "Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 765–774, April 2016.
41. X. Zhang and A. J. Conejo, "Coordinated investment in transmission and storage systems representing long- and short-term uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7143–7151, November 2018.
42. Y. Dvorkin, R. Fernandez-Blanco, Y. Wang, B. Xu, D. S. Kirschen, H. Pandz'ic', J.-P. Watson, and C. A. Silva-Monroy, "Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 245–256, January 2018.
44. A. Flouda, "Nonlinear and Mixed-Integer Optimization", New York:Oxford University Press, 1955.
45. The MathWorks Inc. (2022). MATLAB version: 9.13.0 (R2022b), Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc. <https://es.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html>

46. The MathWorks Inc. (2022). MATLAB version: 9.13.0 (R2022b), Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc. <https://www.mathworks.com>
47. The MathWorks Inc. (2022). MATLAB version: 9.13.0 (R2022b), Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc <https://es.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>