



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA FLEXIBILIDAD NUCLEAR EN EL MERCADO IBÉRICO DE ELÉCTRICIDAD

Autor: Alejandro Algora Tussy

Director: Fco. Alberto Campos Fernández

Co-Director: Luis Jesús Fernández Palomino

Madrid | 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Análisis del impacto de la flexibilidad nuclear en el mercado ibérico de electricidad** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Planificación de la estructura del documento Lluvia de ideas y orientación inicial del enfoque Búsqueda preliminar de información y referencias Revisión y mejora de la redacción
--

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)



Firmado (alumno): Alejandro Algara Tussy

Fecha: 07/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo: Francisco Alberto Campos Fernández	Fdo: Luis-Jesús Fernández Palomino
Fecha: 07/07/2026	Fecha: 07/07/2026

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA FLEXIBILIDAD NUCLEAR EN EL MERCADO IBÉRICO DE ELÉCTRICIDAD

Autor: Algora Tussy, Alejandro.

Director: Campos Fernández, Fco. Alberto; Fernández Palomino, Luis Jesús.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo analiza el impacto de la operación flexible de la generación nuclear sobre el mercado ibérico de electricidad. Para ello, se ha desarrollado un modelo de optimización del despacho horario del sistema eléctrico ibérico, implementado en GAMS y resuelto mediante CPLEX, que representa la demanda, la generación renovable no despachable, la generación térmica, la hidráulica, el bombeo, las interconexiones y las restricciones específicas de modulación nuclear. A partir de este modelo, se comparan escenarios con y sin flexibilidad nuclear para evaluar su efecto sobre la integración renovable, los vertidos, los costes del sistema, los precios marginales y el margen económico de la tecnología nuclear.

Palabras clave: flexibilidad nuclear, MIBEL, optimización, GAMS, vertidos renovables, despacho eléctrico

1. Introducción

El sistema eléctrico ibérico se encuentra en un proceso profundo de transformación marcado por la descarbonización, el aumento de la generación renovable y la necesidad de garantizar la seguridad del suministro. El crecimiento de tecnologías renovables como la solar fotovoltaica y la eólica permite reducir la dependencia de combustibles fósiles, pero también introduce nuevos retos operativos debido a su alta variabilidad y dependencia del recurso meteorológico. En este contexto de incertidumbre, la flexibilidad del sistema eléctrico adquiere un mayor grado de importancia, al permitir adaptar la generación, la demanda, el almacenamiento o los intercambios eléctricos a las variaciones del sistema [1].

Históricamente, esta flexibilidad ha sido aportada por tecnologías gestionables como la hidráulica, los ciclos combinados, el bombeo o las interconexiones. Sin embargo, en sistemas con elevada penetración renovable, también resulta relevante estudiar si tecnologías tradicionalmente operadas en base, como la nuclear, pueden contribuir a la integración

renovable mediante reducciones temporales de potencia. La literatura técnica indica que la operación nuclear en seguimiento de carga es posible bajo determinadas condiciones, aunque debe estar limitada por criterios técnicos, económicos y de seguridad [2].

El objetivo del trabajo es evaluar si la flexibilidad nuclear puede mejorar la operación técnico-económica del sistema eléctrico ibérico. Para ello, se analiza el MIBEL, representando España y Portugal como dos zonas conectadas entre sí, e incorporando una representación simplificada de la interconexión con Francia. El interés del caso ibérico reside en su elevada penetración renovable prevista, la existencia de generación nuclear en España, la ausencia de parque nuclear en Portugal y la relevancia de los intercambios eléctricos entre zonas.

2. Estado del arte

La literatura técnica muestra que la operación flexible de centrales nucleares es viable bajo determinadas condiciones, aunque no constituye una práctica generalizada en todos los sistemas eléctricos. El caso francés es una de las principales referencias, ya que parte de su parque nuclear ha realizado maniobras de seguimiento de carga y ha participado en servicios de regulación, demostrando que la modulación nuclear puede integrarse en la operación del sistema cuando existe una coordinación adecuada entre requisitos técnicos y necesidades del mercado [3].

Los estudios revisados coinciden en que la flexibilidad nuclear puede reducir los vertidos renovables y el coste total del sistema, especialmente en escenarios con elevada presencia de generación renovable variable. Jenkins et al. muestran que la operación flexible de la nuclear puede mejorar la integración renovable y reducir costes en sistemas con alta penetración de renovables [4]. De forma similar, Lynch et al. concluyen que la flexibilidad del parque nuclear puede disminuir el vertido renovable y modificar el despacho del sistema en escenarios con elevada presencia de energía eólica y solar [5].

No obstante, la literatura también señala posibles limitaciones. La operación flexible puede reducir el factor de carga nuclear, afectar a los ingresos de la central y requerir una consideración más detallada de restricciones técnicas, mantenimiento, combustible y número máximo de ciclos [2]. Además, en el algún estudio se ha comprobado que si la reducción se produce en horas no adecuadas, puede ser necesario compensarla con generación fósil, reduciendo parte del beneficio ambiental o económico esperado.

La contribución de este trabajo consiste en aplicar este análisis al sistema ibérico, desarrollando un modelo horario de despacho que permite comparar, bajo las mismas hipótesis, un escenario base sin flexibilidad nuclear y un escenario con operación nuclear flexible.

3. Descripción del modelo propuesto

El modelo desarrollado representa de manera simplificada el despacho horario del sistema eléctrico con el objetivo de minimizar el coste total de operación. Para ello, se consideran la demanda, la generación renovable no despachable, las tecnologías térmicas, la generación hidráulica, el bombeo, las interconexiones entre zonas la generación hidráulica, el bombeo y las interconexiones entre zonas.

La generación renovable se modela mediante perfiles horarios exógenos, permitiendo la existencia de vertidos cuando el sistema no puede absorber toda la producción disponible. Las tecnologías térmicas se representan mediante límites de potencia máxima y mínima, mientras que la hidráulica y el bombeo se modelan con límites horarios y restricciones semanales de energía.

La parte más específica y la contribución más importante del trabajo es la representación de la flexibilidad nuclear. Se han planteado dos modos de operación reducida, correspondientes a una generación del 70% y 90% de la potencia base. La activación de estos modos se controla mediante variables binarias y está limitada por restricciones de duración mínima, horas previas a plena carga, no solapamiento de maniobras y número máximo de ciclos anuales. De esta forma, la nuclear no se representa como una tecnología completamente flexible, sino como una tecnología capaz de realizar reducciones temporales de potencia bajo restricciones técnicas.

4. Casos de estudio y resultados

Los casos de estudio se centran en el año 2030, bajo un escenario caracterizado por un crecimiento progresivo de la demanda, elevada penetración renovable, reducción progresiva de tecnologías convencionales y reducción de un parque nuclear español en el horizonte analizado. El objetivo no es reproducir con exactitud el mercado eléctrico real, sino construir un escenario coherente para comparar el comportamiento del sistema con y sin flexibilidad nuclear.

Se han realizado dos análisis principales. En primer lugar, se ha estudiado una semana representativa de verano y, en segundo lugar, se ha simulado un año completo para comprobar si las conclusiones observadas en el caso semanal se mantienen durante todo el año.

En el caso semanal, la flexibilidad nuclear reduce la producción nuclear en 100,8 GWh. Esta reducción permite disminuir los vertidos renovables de 956,2 GWh a 858,5 GWh, es decir, una reducción de 97,7 GWh, equivalente aproximadamente al 10 %. Este resultado indica que la energía que deja de producir la nuclear es sustituida en gran medida por generación renovable que, en el escenario base, habría sido vertida. El impacto también se observa en Portugal, a pesar de que no dispone de generación nuclear. Esto muestra que la flexibilidad nuclear española afecta al funcionamiento conjunto del sistema ibérico mediante los intercambios entre España y Portugal.

Desde el punto de vista económico, el efecto semanal es positivo pero moderado. El coste total del sistema pasa de 64,40 M€ a 63,78 M€, lo que supone una reducción de 0,61 M€, equivalente al 0,95 %. En cambio, el precio medio apenas varía, por lo que el principal beneficio de la flexibilidad no se encuentra en una reducción estructural del precio, sino en una mejor integración de generación renovable y en una operación más eficiente del sistema.

En la simulación anual, los resultados confirman esta tendencia. La producción nuclear se reduce de 45.990 GWh a 42.606 GWh, lo que supone una disminución de 3.384 GWh, equivalente al 7,4 %. Al mismo tiempo, los vertidos renovables pasan de 28.226 GWh a 24.685 GWh, reduciéndose en 3.541 GWh, un 12,5 %. La similitud entre la reducción nuclear y la reducción de vertidos confirma que el modelo activa la flexibilidad principalmente en horas de excedente renovable.

En cuanto al tipo de modo flexible, el más utilizado es el modo con más impacto, con una reducción hasta el 70% de la potencia base. Las centrales nucleares operan en este modo 2.140 horas, mientras que en el modo m90, únicamente durante 80 horas. Además, el modelo alcanza el límite máximo de 200 ciclos anuales, lo que indica que esta restricción es vinculante y que el sistema habría utilizado más maniobras si se hubieran permitido. En la Tabla 1, se resumen los principales indicadores de la simulación anual.

Indicador	Escenario base	Escenario con flexibilidad	Variación
Producción nuclear anual [GWh]	45.990	42.606	-7,4%
Vertidos renovables anuales [GWh]	28.226	24.685	-12,5%
Coste total anual del sistema [M€]	3.783	3.762	-0,5%
Horas con precio cero o negativo en España [h]	1.366	1.132	-234 h
Horas con precio cero o negativo en Portugal [h]	1.121	1.003	-118 h
Ciclos flexibles anuales [#]	0	200	200
Horas en modo m70 [h]	—	2.140	—
Horas en modo m90 [h]	—	80	—
Margen nuclear total [M€]	2.251	2.275	1,1%
Margen nuclear unitario [€/MWh]	49,00	53,00	9,1%

Tabla 1: Resumen indicadores simulación anual

El impacto anual sobre el coste total del sistema también es positivo, aunque limitado. El coste pasa de 3.783 M€ a 3.762 M€, con una reducción de 21 M€, equivalente al 0,5 %. Además, la flexibilidad reduce las horas con precio cero o negativo: en España pasan de 1.366 a 1.132 horas, y en Portugal de 1.121 a 1.003 horas. Sin embargo, el precio medio anual apenas cambia, manteniéndose en torno a 55 €/MWh.

Un resultado relevante es que el margen nuclear aumenta ligeramente a pesar de que la producción nuclear disminuye. El margen total pasa de 2.251 M€ a 2.275 M€, mientras que el margen unitario aumenta de 49 €/MWh a 53 €/MWh. Esto se debe a que la nuclear reduce su producción en horas de menor precio y concentra su generación en horas de mayor valor económico. No obstante, este resultado debe interpretarse con cautela, ya que el modelo no incorpora posibles costes adicionales de operación flexible, como mantenimiento, desgaste, inspecciones o efectos sobre la gestión del combustible.

En conjunto, el trabajo muestra que la flexibilidad nuclear puede aportar valor al sistema eléctrico ibérico como herramienta de integración renovable. Su principal efecto es reducir vertidos y suavizar parcialmente episodios de precios muy bajos, más que reducir de forma significativa el precio medio del mercado. Aun así, la flexibilidad nuclear no elimina completamente los vertidos renovables, por lo que debe entenderse como una fuente

adicional de flexibilidad y no como una solución única. Para integrar de forma eficiente un sistema con alta penetración renovable serán necesarias medidas complementarias como almacenamiento, gestión de demanda, refuerzo de interconexiones y una mejor coordinación entre tecnologías gestionables.

5. Futuras líneas de investigación

Como futuras líneas de investigación, se propone incorporar costes específicos asociados a la operación flexible nuclear, ya que el modelo actual no considera posibles incrementos de mantenimiento, inspecciones o desgaste derivados de las maniobras de carga. También sería interesante introducir penalizaciones auxiliares al vertido renovable para repartir de forma más interpretable los vertidos entre tecnologías y zonas cuando existan soluciones equivalentes.

Otra posible ampliación consiste en transformar el modelo de despacho en un modelo de inversión, permitiendo evaluar si resulta conveniente adaptar centrales nucleares para operar de forma flexible frente a otras alternativas como almacenamiento, nuevas interconexiones o gestión de demanda. Asimismo, podría analizarse el uso alternativo de la energía nuclear en horas de bajo precio para producir hidrógeno mediante electrolizadores próximos a las centrales, comparando esta opción con la reducción directa de potencia nuclear.

Finalmente, el modelo podría enriquecerse incorporando red interna, pérdidas, mercados de reserva, restricciones de estabilidad de frecuencia y una representación más detallada de la hidráulica. Estas extensiones permitirían valorar la flexibilidad nuclear no solo desde el punto de vista del despacho energético, sino también desde la seguridad y operación técnica del sistema.

6. Referencias

- [1] O. M. Babatunde, J. L. Munda, y Y. Hamam, «Power system flexibility: A review», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 101-106, feb. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.11.048.
- [2] «Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants», Nuclear Energy Agency (NEA). Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_62445/technical-and-economic-aspects-of-load-following-with-nuclear-power-plants?details=true
- [3] P. Morilhat, S. Feutry, C. L. Maitre, y J. M. Favennec, «Nuclear Power Plant flexibility at EDF».

- [4] J. D. Jenkins *et al.*, «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 222, pp. 872-884, jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.
- [5] A. Lynch, Y. Perez, S. Gabriel, y G. Mathonniere, «Nuclear fleet flexibility: Modeling and impacts on power systems with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 314, p. 118903, may 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118903.

ANALYSIS OF THE IMPACT OF NUCLEAR FLEXIBILITY ON THE IBERIAN ELECTRICITY MARKET

Author: Algora Tussy, Alejandro.

Directors: Campos Fernández, Fco. Alberto; Fernández Palomino, Luis Jesús

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This study analyzes the impact of flexible operation of nuclear power generation on the Iberian electricity market. To this end, an optimization model for hourly dispatch of the Iberian power system was developed, implemented in GAMS and solved using CPLEX, which accounts for demand, non-dispatchable renewable generation, thermal generation, hydropower, pumped storage, interconnections, and the specific constraints of nuclear power modulation. Using this model, scenarios with and without nuclear flexibility are compared to evaluate their effect on renewable integration, curtailment, system costs, marginal prices, and the economic margin of nuclear technology.

Keywords: nuclear flexibility, MIBEL, optimization, GAMS, renewable generation, power dispatch

1. Introduction

The Iberian electricity system is undergoing a profound transformation marked by decarbonization, the increase in renewable generation, and the need to ensure security of supply. The growth of renewable technologies such as solar photovoltaics and wind power reduces dependence on fossil fuels but also introduces new operational challenges due to their high variability and dependence on weather conditions. In this context of uncertainty, the flexibility of the electric power system takes on greater importance, as it allows generation, demand, storage, and power exchanges to be adapted to system variations [1].

Historically, this flexibility has been provided by dispatchable technologies such as hydropower, combined-cycle power plants, pumped-storage, and interconnections. However, in systems with high renewable penetration, it is also important to examine whether technologies traditionally operated as baseload, such as nuclear power, can contribute to renewable integration through temporary reductions in output. The technical literature indicates that load-following nuclear operation is possible under certain conditions, although it must be limited by technical, economic, and safety criteria [2].

The objective of this study is to evaluate whether nuclear flexibility can improve the technical and economic operation of the Iberian power system. To this end, the MIBEL model is analyzed, representing Spain and Portugal as two interconnected zones and incorporating a simplified representation of the interconnection with France. The Iberian case is of particular interest due to its projected high penetration of renewable energy, the existence of nuclear generation in Spain, the absence of nuclear power plants in Portugal, and the significance of electricity exchanges between zones.

2. State of the Art

The technical literature shows that flexible operation of nuclear power plants is feasible under certain conditions, although it is not a widespread practice in all electric power systems. The French case is one of the main examples, as part of its nuclear fleet has performed load-following maneuvers and participated in regulation services, demonstrating that nuclear modulation can be integrated into system operation when there is adequate coordination between technical requirements and market needs [3].

The reviewed studies agree that nuclear flexibility can reduce renewable curtailment and the total system cost, especially in scenarios with a high share of variable renewable generation. Jenkins et al. show that flexible nuclear operation can improve renewable integration and reduce costs in systems with high renewable penetration [4]. Similarly, Lynch et al. conclude that the flexibility of the nuclear fleet can reduce renewable curtailment and alter system dispatch in scenarios with a high share of wind and solar power [5].

However, the literature also points out potential limitations. Flexible operation can reduce the nuclear load factor, affect the plant's revenue, and require a more detailed consideration of technical constraints, maintenance, fuel, and the maximum number of cycles [2]. Furthermore, some studies have shown that if the reduction occurs during inappropriate hours, it may be necessary to compensate for it with fossil fuel generation, thereby reducing part of the expected environmental or economic benefit.

The contribution of this study lies in applying this analysis to the Iberian system by developing an hourly dispatch model that allows for a comparison, under the same assumptions, between a baseline scenario without nuclear flexibility and a scenario with flexible nuclear operation.

3. Proposed model

The model developed provides a simplified representation of hourly dispatch in the electric power system with the goal of minimizing total operating costs. To this end, it takes into account demand, non-dispatchable renewable generation, thermal technologies, hydroelectric generation, pumped storage, and interconnections between zones.

Renewable generation is modeled using exogenous hourly profiles, allowing for curtailment when the system cannot absorb all available output. Thermal technologies are represented by maximum and minimum power limits, while hydropower and pumped storage are modeled with hourly limits and weekly energy constraints.

The most specific aspect and the most significant contribution of this work is the representation of nuclear flexibility. Two reduced-operation modes have been proposed, corresponding to generation levels of 70% and 90% of base load. The activation of these modes is controlled by binary variables and is limited by constraints on minimum duration, hours prior to full load, non-overlapping of operations, and maximum number of annual cycles. Thus, nuclear power is not represented as a completely flexible technology, but rather as a technology capable of temporary power reductions subject to technical constraints.

4. Results

The case studies focus on the year 2030, under a scenario characterized by gradual growth in demand, high renewable energy penetration, a gradual phase-out of conventional technologies, and a reduction in Spain's nuclear fleet over the analyzed time horizon. The objective is not to accurately replicate the actual electricity market, but rather to construct a coherent scenario for comparing the system's behavior with and without nuclear flexibility.

Two main analyses were conducted. First, a representative summer week was studied; second, a full year was simulated to verify whether the conclusions observed in the weekly case hold true throughout the year.

In the weekly case, nuclear flexibility reduces nuclear generation by 100.8 GWh. This reduction allows renewable curtailment to be lowered from 956.2 GWh to 858.5 GWh—a reduction of 97.7 GWh, equivalent to approximately 10%. This result indicates that the energy no longer produced by nuclear power is largely replaced by renewable generation that, in the baseline scenario, would have been curtailed. The impact is also observed in Portugal, even though it does not have nuclear generation. This shows that Spanish nuclear

flexibility affects the overall operation of the Iberian system through power exchanges between Spain and Portugal.

From an economic standpoint, the weekly effect is positive but moderate. The total cost of the system drops from 64.40 M€ to 63.78 M€, representing a reduction of 0.61 M€, equivalent to 0.95%. In contrast, the average price remains virtually unchanged, so the main benefit of flexibility lies not in a structural reduction in price, but in better integration of renewable generation and more efficient system operation.

In the annual simulation, the results confirm this trend. Nuclear generation decreases from 45,990 GWh to 42,606 GWh, representing a decrease of 3,384 GWh, equivalent to 7.4%. At the same time, renewable curtailment drops from 28,226 GWh to 24,685 GWh, a reduction of 3,541 GWh, or 12.5%. The similarity between the reduction in nuclear output and the reduction in curtailment confirms that the model activates flexibility primarily during periods of renewable surplus.

As for the flexible operating modes, the most commonly used is the mode with the greatest impact, which reduces base power by up to 70%. Nuclear power plants operate in this mode for 2,140 hours, whereas in m90 mode, they operate for only 80 hours. Furthermore, the model reaches the maximum limit of 200 cycles per year, indicating that this restriction is binding and that the system would have performed more operations if they had been permitted. Table 1 summarizes the main indicators of the annual simulation.

Indicator	Base scenario	Scenario with flexibility	Variation
Annual nuclear generation [GWh]	46	43	-7.4%
Annual renewable curtailment [GWh]	28	25	-12.5%
Annual total system cost [€m]	4	4	-0.5%
Hours with zero or negative prices in Spain [h]	1	1	-234 h
Hours with zero or negative prices in Portugal [h]	1	1	-118 h
Annual flexible cycles [#]	0	200	200
Hours in m70 mode [h]	—	2	—
Hours in m90 mode [h]	—	80	—
Total nuclear margin [€m]	2	2	+1.1%
Unit nuclear margin [€/MWh]	49,0	53,0	+9.1%

Table 1: Summary of key indicators of the annual simulation

The annual impact on the total cost of the system is also positive, albeit limited. The cost drops from 3,783 M€ to 3,762 M€, a reduction of 21 M€, equivalent to 0.5%. In addition, flexibility reduces the number of hours with zero or negative prices: in Spain, this figure drops from 1,366 to 1,132 hours, and in Portugal from 1,121 to 1,003 hours. However, the average annual price remains virtually unchanged, staying around 55 €/MWh.

A notable finding is that the nuclear margin increases slightly despite a decline in nuclear production. The total margin rises from 2,251 M€ to 2,275 M€, while the unit margin increases from 49 €/MWh to 53 €/MWh. This is because nuclear power reduces its production during hours with lower prices and concentrates its generation during hours of higher economic value. However, this result should be interpreted with caution, as the model does not incorporate potential additional costs associated with flexible operation, such as maintenance, wear and tear, inspections, or effects on fuel management.

Overall, the study shows that nuclear flexibility can add value to the Iberian electricity system as a tool for integrating renewables. Its main effect is to reduce curtailment and partially mitigate episodes of very low prices, rather than significantly lowering the average market price. Even so, nuclear flexibility does not completely eliminate renewable curtailment; therefore, it should be viewed as an additional source of flexibility rather than

a standalone solution. To efficiently integrate a system with high renewable penetration, complementary measures such as storage, demand management, interconnection reinforcement, and better coordination among controllable technologies will be necessary.

5. Future research direction

As future lines of research, we propose incorporating specific costs associated with flexible nuclear operation, since the current model does not account for potential increases in maintenance, inspections, or wear and tear resulting from load-following maneuvers. It would also be interesting to introduce auxiliary penalties for renewable power curtailment in order to distribute curtailment more transparently among technologies and regions when equivalent solutions exist.

Another possible extension involves transforming the dispatch model into an investment model, making it possible to evaluate whether it is advantageous to adapt nuclear power plants for flexible operation compared to other alternatives such as storage, new interconnections, or demand management. Likewise, the alternative use of nuclear energy during off-peak hours to produce hydrogen via electrolyzers located near the power plants could be analyzed, comparing this option with a direct reduction in nuclear capacity.

Finally, the model could be enhanced by incorporating the internal grid, losses, reserve markets, frequency stability constraints, and a more detailed representation of hydraulic systems. These extensions would allow for the assessment of nuclear flexibility not only from the perspective of power dispatch but also from the standpoint of system safety and technical operation.

6. References

- [1] O. M. Babatunde, J. L. Munda, y Y. Hamam, «Power system flexibility: A review», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 101-106, feb. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.11.048.
- [2] «Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants», Nuclear Energy Agency (NEA). Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_62445/technical-and-economic-aspects-of-load-following-with-nuclear-power-plants?details=true
- [3] P. Morilhat, S. Feutry, C. L. Maitre, y J. M. Favennec, «Nuclear Power Plant flexibility at EDF».
- [4] J. D. Jenkins *et al.*, «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 222, pp. 872-884, jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.
- [5] A. Lynch, Y. Perez, S. Gabriel, y G. Mathonniere, «Nuclear fleet flexibility: Modeling and impacts on power systems with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 314, p. 118903, may 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118903.

Índice de la memoria

<i>Índice de tablas</i>	<i>3</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>4</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>5</i>
<i>Capítulo 1. Introducción</i>	<i>9</i>
<i>Capítulo 2. Estado del arte</i>	<i>12</i>
2.1 Flexibilidad del sistema eléctrico ante la penetración de generación renovable	12
2.2 Operación flexible de centrales nucleares	13
2.3 Modelos matemáticos utilizados en la literatura	14
2.4 Resultados principales de estudios previos	14
2.5 Contribución del trabajo	17
<i>Capítulo 3. Modelo propuesto de flexibilidad nuclear</i>	<i>18</i>
3.1 Hipótesis del modelado	18
3.2 Función objetivo	22
3.3 Ecuaciones del modelo generación-demanda	24
3.3.1 Balance horario de generación y demanda	24
3.3.2 Generación térmica convencional	25
3.3.3 Límites de potencia	25
3.3.4 Generación hidráulica	26
3.3.5 Bombeo	26
3.3.6 Generación renovable no despachable	27
3.3.7 Interconexiones entre países	27
3.4 Restricciones de flexibilidad nuclear	28
3.4.1 Descomposición de la generación nuclear	28
3.4.2 Activación de un único modo flexible	29
3.4.3 Operación nominal cuando no hay flexibilidad	29
3.4.4 Límites de producción en modo flexible	29
3.4.5 Detección de inicio de maniobra	30
3.4.6 Duración mínima de la maniobra	30

3.4.7 Restricción de no solapamiento de maniobras.....	31
3.4.8 Horas previas a plena carga	31
3.4.9 Número máximo de ciclos anuales	31
Capítulo 4. Casos de estudio.....	32
4.1 Principales suposiciones.....	33
4.1.1 Evolución de la demanda eléctrica	33
4.1.2 Evolución de la generación no despachable	35
4.1.3 Disponibilidad de generación térmica convencional	37
4.1.4 Generación hidráulica y bombeo	38
4.1.5 Interconexiones entre zonas	40
4.1.6 Hipótesis económicas y costes de generación	42
4.1.7 Hipótesis específicas de flexibilidad nuclear	43
4.2 Caso base I: Impacto de la flexibilidad nuclear.....	45
4.2.1 Mix de generación	45
4.2.2 Evolución de la generación nuclear.....	46
4.2.3 Análisis vertidos renovables.....	49
4.2.4 Análisis económico: Evolución de costes y precios	52
4.3 Caso base II: Análisis de un año completo.....	58
4.3.1 Evolución anual de precios marginales	58
4.3.2 Operación nuclear anual con flexibilidad.....	60
4.3.3 Relación entre flexibilidad nuclear y vertidos renovables	62
4.3.4 Impacto económico anual.....	64
4.4 Implantación, método de resolución y resultados computacionales.....	65
Capítulo 5. Contribuciones, Conclusiones y Futuras líneas de investigación.....	67
5.1 Contribuciones.....	67
5.2 Conclusiones	68
5.3 Futuras líneas de investigación.....	71
Capítulo 6. Bibliografía.....	75
ANEXO I. Alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen indicadores simulación anual	9
Tabla 2: Resumen estado del arte	16
Tabla 3: Disponibilidad térmica considerada en 2030	37
Tabla 4: Producción hidráulica y bombeo considerados en 2025 y 2030	39
Tabla 5: Rango de cotas semanales de generación hidráulica y bombeo consideradas para 2030 (GWh/semana).....	40
Tabla 6: Rango de capacidades mensuales de interconexión en 2030	41
Tabla 7: Costes de generación considerados en 2030	43
Tabla 8: Parámetros principales de flexibilidad nuclear	44
Tabla 9: Detalle generación nuclear sistema base vs flexibilidad en España.....	47
Tabla 10: Resumen de los costes del sistema	53
Tabla 11: Resumen de precios y margen nuclear	54
Tabla 12: Resumen anual de precios marginales.....	59
Tabla 13: Resumen anual de flexibilidad nuclear y vertidos.....	61
Tabla 14: Resumen anual de costes y margen nuclear	64
Tabla 15: Comparativa del tamaño computacional del modelo anual con y sin flexibilidad	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proyección de la demanda eléctrica	34
Figura 2: Proyección generación no despachable en España (GWh)	36
Figura 3: Proyección generación no despachable Portugal (GWh)	36
Figura 4: Mix de generación caso base vs flexibilidad	46
Figura 5: Evolución de la generación nuclear vs generación renovable MIBEL (GWh)....	47
Figura 6: Evolución vertidos renovables por tecnología y país (GWh)	49
Figura 7: Evolución vertidos renovables horarios (GWh)	51
Figura 8: Evolución horaria de precios por país y escenario	54
Figura 9: Evolución del precio en España con flexibilidad frente a generación nuclear	57
Figura 10: Curva de carga de precios marginales con y sin flexibilidad [€/MWh]	59
Figura 11: Curva de carga de producción nuclear con y sin flexibilidad MIBEL (GWh) ..	61
Figura 12: Curva de carga nuclear y vertidos renovables ordenados según producción nuclear flexible	63
Figura 13: Alineamiento con los ODS	78

NOMENCLATURA

Índices

g	Tecnologías, $g \in G$
h, t, k	Horas $h, t, k \in H$
a	Años, $a \in A$
p, p'	Países o zonas eléctricas, $p, p' \in P$
s	Semanas, $s \in S$
m	Meses, $m \in M$
u	Unidades o grupos hidráulicos, $u \in U$
r	Modos de flexibilidad nuclear, $r \in R$
Δ	Desplazamientos temporales usados en las restricciones de flexibilidad nuclear

Escalares

H^{start}	Hora inicial del periodo de simulación
H^{num}	Número de horas simuladas
A^{start}	Año inicial del periodo de simulación
A^{num}	Número de años simulados
f^{escala}	Factor de escalado anual de la función objetivo [1/h]
C^{shed}	Coste de penalización de la demanda no satisfecha [€/MWh]
N^{lowmin}	Número mínimo de horas en modo reducido de operación nuclear
N^{tp}	Número mínimo de horas previas a plena carga antes de iniciar una reducción nuclear
$N^{ciclosmax}$	Número máximo de ciclos de flexibilidad nuclear por año
ε^{flex}	Coste ficticio de penalización para evitar maniobras nucleares innecesarias
ε	Valor auxiliar pequeño utilizado para evitar divisiones entre 0

Parámetros

$D_{h,a,p}$	Demanda eléctrica horaria en la hora h , año a y país p [MW]
$D_{a,p}^{ref}$	Energía anual del perfil de demanda de referencia [MWh]
$K_{a,p}^D$	Factor de homotecia de la demanda
$G_{g,h,a,p}^{hist}$	Perfil histórico horario de generación no despachable [MW]
$G_{g,a,p}^{ref}$	Generación anual de referencia de la tecnología no despachable [MWh]
$K_{g,a,p}^{ND}$	Factor de homotecia de la generación no despachable
$G_{g,h,a,p}^{ND}$	Generación futura horaria no despachable escalada [MW]
N_a^{horas}	Número de horas del año de referencia
$Q_{g,a,p}^{max}$	Potencia máxima disponible [MW]
$Q_{g,a,p}^{min}$	Potencia mínima técnica [MW]
$C_{g,a,p}^{min}$	Coste mínimo de generación [€/MWh]
$C_{g,a,p}^{max}$	Coste máximo de generación [€/MWh]
$\beta_{g,a,p}$	Pendiente de la curva de coste [€/MWh ²]
$E_{a,p}^{hyd,ref}$	Energía hidráulica anual histórica de referencia [MWh]
$E_{a,p}^{pump,ref}$	Energía anual histórica de bombeo de referencia [MWh]
$K_{a,p}^{hyd}$	Factor de homotecia de la generación hidráulica
$K_{a,p}^{pump}$	Factor de homotecia del bombeo
$E_{u,s,a,p}^{hyd}$	Límite semanal de producción hidráulica [MWh]
$E_{u,s,a,p}^{pump}$	Límite semanal de energía de bombeo [MWh]
$P_{u,s,a,p}^{hyd,max}$	Potencia máxima hidráulica [MW]
$P_{u,s,a,p}^{pump,max}$	Potencia máxima de bombeo [MW]

$P_{u,s,a,p}^{hyd,min}$	Potencia mínima hidráulica [MW]
$P_{u,s,a,p}^{pump,min}$	Potencia mínima de bombeo [MW]
$Q_{g,a,p}^{nuc,nom}$	Potencia nominal nuclear disponible [MW]
λ_r	Factor de carga nuclear asociado al modo flexible r
θ_{Δ}^{low}	Desplazamiento temporal para imponer la duración mínima en modo reducido
θ_{Δ}^{nom}	Desplazamiento temporal para imponer las horas previas a plena carga
$F_{m,a,p,p'}^{max}$	Capacidad máxima mensual de interconexión desde el país p al país p' [MW]
$K_{m,a}^{FRA \rightarrow ESP}$	Capacidad máxima mensual de importación desde Francia hacia España [MW]
$K_{m,a}^{ESP \rightarrow FRA}$	Capacidad máxima mensual de importación desde España hacia Francia [MW]
$C_{FRA}^{imp,min}$	Coste mínimo de importación desde Francia [€/MWh]
$C_{FRA}^{imp,max}$	Coste máximo de importación desde Francia [€/MWh]
$P_{FRA}^{exp,min}$	Precio mínimo de exportación hacia Francia [€/MWh]
$P_{FRA}^{exp,max}$	Precio máximo de exportación hacia Francia [€/MWh]

Variables positivas

$q_{g,h,a,p}$	Potencia generada por la tecnología g en la hora h , año a y país p [MW]
$v_{g,h,a,p}$	Vertido renovable de la tecnología g [MW]
$q_{g,h,a,p}^{term}$	Generación térmica por encima del mínimo técnico [MW]
$q_{u,h,a,p}^{hyd}$	Generación hidráulica del grupo u [MW]
$b_{u,h,a,p}$	Consumo de bombeo del grupo u [MW]
$shed_{h,a,p}$	Demanda no satisfecha [MW]
$f_{p,p',h,a}$	Flujo eléctrico desde el país p hacia el país p' [MW]

$imp_{h,a}^{FRA}$	Importación eléctrica desde Francia hacia España [MW]
$exp_{h,a}^{FRA}$	Exportación eléctrica desde Francia hacia España [MW]
$q_{g,h,a,p,r}^{flex}$	Potencia nuclear generada en modo flexible r [MW]
$q_{g,h,a,p}^{nom}$	Potencia nuclear generada en modo nominal [MW]
f_o	Coste total de operación del sistema [€]

Variables binarias

$u_{g,h,a,p}$	Estado de acoplamiento de la tecnología térmica
$m_{g,h,a,p,r}^{flex}$	Activación del modo de flexibilidad nuclear r en la hora h
$x_{g,h,a,p,r}^{flex}$	Indicador de inicio de una maniobra de flexibilidad nuclear en el modo r

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sector energético se encuentra inmerso en una transformación estructural motivada por tres objetivos principales: necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, avanzar en la descarbonización de la economía y garantizar la seguridad de suministro. En el ámbito europeo, la política energética común definida por los países miembro de la Unión Europea establecen diversas prioridades como la sostenibilidad ambiental, la seguridad del abastecimiento, la eficiencia energética, la integración de los mercados y el impulso de la innovación tecnológica [6]. Estas prioridades han favorecido un fuerte crecimiento de las energías renovables, en particular, la generación eólica y solar fotovoltaica.

El desarrollo acelerado de estas tecnologías renovables constituye un pilar fundamental para reducir la dependencia de combustibles fósiles, y así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, esta integración masiva introduce nuevos retos operativos en los sistemas eléctricos. Estas tecnologías dependen de las condiciones meteorológicas, por lo que presentan una producción variable y parcialmente incierta. Esta característica que no poseen las tecnologías convencionales, reduce la capacidad de anticipar con precisión la generación disponible en cada instante y obliga al sistema a disponer de una mayor flexibilidad para mantener el equilibrio permanente entre generación y demanda [1].

La flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de modificar la generación, la demanda o los intercambios con otros sistemas para adaptarse a variaciones esperadas o imprevistas. Históricamente, esta función la han cubierto principalmente las centrales hidráulicas y los ciclos combinados. Sin embargo, en el contexto actual con una mayor penetración de energías renovables y una reducción progresiva de tecnologías fósiles, es necesario disponer de nuevas fuentes de flexibilidad que puedan contribuir a la operación segura y eficiente del sistema. En este contexto, la energía nuclear aparece como una opción para cubrir este papel en el sistema eléctrico.

La energía nuclear ha operado tradicionalmente como tecnología de base. En este modo de operación, las centrales nucleares operan constantemente a una producción cercana a su

potencia nominal durante largos periodos de tiempo. Este modo permite maximizar el factor de carga y amortizar los elevados costes fijos de las centrales. Además, este modo estable tiene beneficios adicionales como evitar maniobras complejas de subida y bajada de potencia, simplificar la planificación de combustible y reducir la exigencia operativa sobre los equipos [2].

Teóricamente, la operación flexible de las centrales nucleares es viable, no obstante, la literatura estudiada muestra que en determinadas condiciones técnicas y de seguridad, la modulación de carga nuclear es viable y puede resultar económicamente interesante en sistemas con alta presencia renovable [2]. El caso más relevante es el de Francia, ya que su parque nuclear ha realizado maniobras de seguimiento de carga y participación en servicios de regulación, debido al elevado peso de esta tecnología en el mix eléctrico francés [3].

En este contexto particular, la nuclear puede dejar de ser considerada como una tecnología que únicamente opera en base, sino pasar a ser considerada como una fuente adicional de flexibilidad. Esta transición conceptual es especialmente relevante en sistemas donde la generación renovable variable puede provocar periodos de excedente eléctrico, vertidos renovables o desplazamiento de tecnologías gestionables. La posibilidad real de reducir la generación nuclear durante ciertos periodos de tiempo permitiría liberar espacio para el excedente renovable, reduciendo potencialmente el vertido y modificando el coste total de operación del sistema eléctrico.

El problema central abordado en este trabajo consiste en determinar en qué medida la flexibilidad nuclear puede mejorar la operación técnica y económica del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de renovables. Por ello, es necesario representar el sistema eléctrico de forma conjunta y entender el impacto que tendría este modo de operación en las diferentes variables representadas. Para ello, se va a representar la demanda horaria, la generación renovable, las tecnologías térmicas, la generación hidráulica, el bombeo, las interconexiones y especialmente las restricciones propias de la modulación nuclear.

El análisis se va a centrar en el sistema eléctrico de la Península Ibérica (MIBEL) teniendo el balance de España y Portugal e incorporando una interconexión eléctrica entre ambos.

Además, se va a considerar la conexión con Francia como un mercado externo, pero sin entrar en detalles de este país. Esta aproximación tiene como objetivo estudiar tanto el despacho interno como el papel de los intercambios en la integración de renovables y en la reducción del coste del sistema.

El contexto del MIBEL presenta un caso de estudio de especial interés debido a su elevada penetración de renovables, su dependencia histórica de fuentes térmicas para cubrir la variabilidad renovable y su limitada interconexión eléctrica respecto a otros sistemas europeos. En este marco, la futura ampliación de la capacidad de intercambio con Francia en 2027, prevista en el horizonte de análisis del trabajo, puede modificar la dinámica del despacho y reforzar la necesidad de estudiar estrategias de operación coordinada entre los distintos tipos de generación.

El problema de estudio va más allá de verificar si la nuclear puede reducir su potencia. Se van a cuantificar las consecuencias de dicha operación sobre variables relevantes del sistema como el coste total, vertido renovable, uso de tecnologías fósiles, generación hidráulica e intercambios internacionales. Por tanto, es necesario diseñar una herramienta de simulación y optimización capaz de comparar escenarios con y sin flexibilidad nuclear bajo hipótesis comunes y coherentes de demanda, generación y capacidad instalada.

La memoria se va a estructurar en seis capítulos principales, precedidos por la sección de nomenclaturas. En primer lugar, se realiza una introducción del contexto energético actual y el problema de investigación (Capítulo 1). Una vez realizada esta introducción se detalla una revisión sobre la literatura existente sobre flexibilidad nuclear y se define la contribución del trabajo (capítulo 2). Una vez realizada la parte introductoria, se procede a presentar el modelo matemático propuesto (capítulo 3). Además, se plantean los casos de estudio, las hipótesis de datos, los escenarios y la estructura de resultados y se describe el enfoque de resolución (capítulo 4). Finalmente, el capítulo 5^a resume las principales conclusiones del trabajo y plantea posibles líneas de investigación futura.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

La flexibilidad nuclear ya ha sido estudiada en diversos sistemas eléctricos como una posible herramienta para mejorar la integración de renovables y reducir costes operativos. La operación nuclear flexible no representa una práctica generalizada en todos los mercados, no obstante, existen experiencias reales y modelos académicos que demuestran su viabilidad técnica y sus potenciales impactos, tanto técnicos como económicos. En diversos países se han analizado o aplicado estrategias de modulación nuclear en contextos de elevada penetración nuclear o renovable, como pueden ser los casos de Francia [3] o Corea del Sur [7].

Tras realizar un análisis de la literatura existente, se ha concluido que los casos de estudio pueden agruparse en tres grupos o enfoques principales: 1) estudios técnico-operativos basados en experiencia real; 2) modelos de optimización del despacho eléctrico y 3) modelos analíticos o estocásticos orientados a valorar el papel de la nuclear en contextos con elevada penetración de renovable. En conjunto, estos grupos coinciden en el papel de la flexibilidad nuclear para reducir el vertido renovable y el coste total del sistema, aunque puede presentar efectos adversos sobre la rentabilidad individual de los actores y el uso de tecnologías fósiles en algunos casos concretos.

2.1 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO ANTE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

El crecimiento de la generación renovable variable, especialmente en España, modifica la operación tradicional del sistema eléctrico. Previo a esta penetración masiva, las tecnologías gestionables dominaban el sistema eléctrico y la generación se ajustaba a la demanda siguiendo criterios económicos, aunque respetando ciertos límites técnicos por tecnología. En cambio, con el aumento de la presencia de tecnologías eólica y solar, una parte significativa de la producción queda determinada por el recurso meteorológico disponible. Esto provoca un desplazamiento de otras tecnologías, reduce el hueco térmico y puede llegar

a provocar excedentes de generación renovable o vertidos horarios si la demanda o las interconexiones no son suficientes para absorber la totalidad de la producción [1].

La flexibilidad necesaria para mitigar este problema procede de distintas fuentes como la generación gestionable, almacenamiento, respuesta de la demanda, interconexiones o la modificación del patrón de operación de tecnologías tradicionalmente inflexibles. La energía nuclear se incorpora en este último grupo poco común. El interés principal radica en la existencia de margen técnico para realizar maniobras de modulación en determinados diseños, contextos y bajo condiciones controladas [2].

2.2 OPERACIÓN FLEXIBLE DE CENTRALES NUCLEARES

La operación flexible de una central nuclear consiste en modificar su potencia de salida en función de las necesidades del sistema. La maniobra más común estudiada es la modulación de carga, es decir, la reducción temporal de la producción respecto a la potencia nominal y su posterior recuperación. Los niveles de reducción varían entre estudios, los trabajos más moderados analizan reducciones del orden del 20% o 25% de la potencia nominal [3], [8]. Otros estudios contemplan reducciones más profundas, habiéndose estudiado reducciones de hasta el 50%, 60%, 80% o incluso niveles próximos al 86% según el caso y contexto analizado [4], [5], [9], [10].

El caso francés es el caso más citado, debido a la trayectoria y experiencia acumulada de maniobras de seguimiento de carga y al elevado peso de la nuclear en el mix eléctrico. La literatura señala que una parte relevante del parque nuclear francés ha participado en modulación diaria y semanal, así como en la provisión de servicios de regulación, sin comprometer la seguridad de operación [3]. Esta experiencia demuestra que la flexibilidad nuclear puede integrarse eficientemente en la operación habitual del sistema en determinados contextos, siempre que exista una coordinación adecuada entre requisitos técnicos, planificación del combustible y necesidades del mercado.

Otro caso de estudio real es el de Corea del Sur. En este contexto, se ha estudiado la utilidad de la flexibilidad nuclear como respuesta al aumento de renovables y a la necesidad de

mantener estabilidad operativa. Los resultados principales son una reducción de los vertidos renovables y mejora de la estabilidad de frecuencia del sistema. No obstante, se ha detectado que, si no se realiza de manera correcta la reducción, existe el riesgo de un posible aumento de costes combustibles y emisiones. Esto se debe a que en determinadas horas, esta reducción nuclear tiene que ser compensada por generación fósil [7]. Esto demuestra que las maniobras de flexibilidad tienen que ser controladas, durante un periodo de tiempo limitado y con niveles de reducción moderados.

2.3 MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS EN LA LITERATURA

Los modelos de optimización matemáticos son los predominantes, donde se formula el problema como programación lineal entera mixta o variantes relacionadas. Este enfoque permite representar decisiones discretas, límites técnicos, restricciones de operación y minimización de costes [4], [5], [8], [11]. Estos modelos suelen incluir ecuaciones como balances de energía, límites de potencia, restricciones de reserva, límites de rampas, tiempos mínimos de operación y, en algunos casos, restricciones técnicas específicas del parque nuclear.

Los modelos se centran en el mercado de la energía, aunque algunos incorporan también servicios de reserva o restricciones de estabilidad de frecuencia. Esta diferencia resulta relevante, ya que la valoración de la flexibilidad nuclear cambia si el modelo únicamente remunera energía o si también reconoce el valor de mantener reservas, inercia o capacidad de respuesta ante contingencias [7], [8], [9].

2.4 RESULTADOS PRINCIPALES DE ESTUDIOS PREVIOS

Las conclusiones del análisis de estudios previos muestran tendencias relativamente consistentes. En primer lugar, la flexibilidad nuclear tiende a reducir el vertido renovable, ya que permite reducir la producción de la energía nuclear y evitar el excedente de energías renovables en horas de elevada generación renovable [4], [5], [10], [11]. En segundo lugar, en muchos escenarios se observa una reducción del coste total del sistema, especialmente

cuando la flexibilidad nuclear evita el uso de tecnologías más caras o reduce pérdidas asociadas al vertido [4], [5], [10].

Sin embargo, no todos los resultados son positivos. Algunos trabajos advierten de la posibilidad de un incremento del uso de tecnologías fósiles si la modulación de carga nuclear se produce en momentos en los que la producción renovable no es suficiente para cubrir la demanda. Este efecto se observa, por ejemplo, en el caso real de Corea del Sur, donde en determinadas horas de modulación nuclear, parte de la demanda no satisfecha fue compensada parcialmente con carbón y gas [7]. Este suceso se ha identificado en escenarios planteados en el Reino Unido, donde la reducción nuclear puede requerir mayor utilización de ciclos combinados para mantener la estabilidad del sistema [8].

Otro resultado relevante y negativo es el conflicto entre el beneficio social y la rentabilidad individual de las centrales nucleares. Como ya se ha mencionado, desde el punto de vista del sistema, una reducción parcial de la producción nuclear puede reducir el coste total y facilitar la integración renovable. No obstante, desde el punto de vista del operador nuclear, el uso de la flexibilidad nuclear puede reducir el factor de carga y los ingresos por venta de energía. Esta divergencia entre valor sistémico e incentivo privado ha sido señalada por varios autores [9], [10], [12].

En la Tabla 2, se resumen los principales estudios identificados en la literatura. Se han clasificado según el enfoque metodológico, la participación en los mercados considerada, las maniobras de flexibilidad, la función objetivo, las restricciones incluidas, la ubicación y las conclusiones principales. Además, en la última fila se recoge el posicionamiento del modelo propuesto en este trabajo respecto a la literatura existente.

Referencia	Enfoque metodológico	Participación en mercados	Maniobras de flexibilidad	Función objetivo	Restricciones	Ubicación	Conclusiones
[9]	Curvas de duración de carga residual (RLD)	Energía y reserva primaria y secundaria	Reducción hasta 50%	Evaluación comparativa de costes del sistema (LCOE)	Balance de energía, Rampas, límite de reserva, Límite de potencia, tiempo mínimo en operación y/o parada y frecuencia (RoCoF, Nadir y estado estacionario).	Francia	1. Para evitar pérdidas económicas, se propone uso como hidrógeno o calor. 2. Posible pérdida competitividad
[10]	Programación dinámica estocástica multietapa (SDDP)	Energía.	Reducción hasta 80%	Minimización de costes	Balance de energía, límite de potencia, Límite anual de ciclos, producción mínima nuclear y evolución de stocks.	Francia	1. Reducción costes hasta 4%. 2. Desalineación entre valor social flexibilidad e incentivos económicos para operadores (Reducción factor de carga de 63 a 55%)
[3]	Análisis técnico/operativo + histórico	Energía, reserva primaria y secundaria	Reducción hasta 20%	-	Balance de energía, rampas, potencia límite y producción por planta, número de ciclos, mínimo técnico nuclear, participación nuclear en regulación y reserva	Francia	1. Flexibilidad operada sin comprometer seguridad ni aumentar mantenimiento
[4]	MIP	Energía y reserva secundaria	Reducción hasta 20%-86%	Minimización de costes	Balance de energía, rampas y límites de reserva, tiempos mínimos de operación, reserva rodante, encendido/apagado	EE.UU. (Suroeste)	1. Reducción costes, mejora ingreso y reducción de vertido renovable. 2. Importancia de modelar restricciones
[5]	MILP	Energía	Reducción hasta el 50-60%	Minimización de costes	Rampas, potencia límite, ciclo de combustible, tiempos min de flexibilidad, ciclos máximos de modulación, reserva secundaria, número máximo de reactores en mantenimiento y mínimo de reactores online.	Francia	1. Reducción Coste del sistema y curtailment renovable. 2. Económicamente favorable para operadores nucleares
[12]	Modelo determinista dinámico	Energía	Reducción hasta el 25%	Minimización de costes	Balance de potencia, Límites de generación nuclear y térmica y Stock nuclear	Francia	1. La solución óptima requiere producción térmica constante y flexibilidad total de la nuclear. 2. Existen conflictos entre bienestar social y beneficio del productor
[13]	Programación lineal determinista	Energía	Reducción hasta el 60% o 25%.	Minimización de costes	Balance de energía, rampas, capacidad mínima nuclear, números de ciclos de carga anuales y número de reactores que operan de manera flexible.	Unión Europea	1. La rentabilidad nuclear es muy dependiente del sistema eléctrico. 2. En el suroeste europeo no es rentable debido al bajo grado de interconexión y la alta penetración de renovables
[8]	MILP	Energía, reserva primaria y EFR	Reducción hasta 55% o 20%	Minimización de costes	Balance de energía, RoCoF, Frecuencia Nadir y estado cuasi-estacionario	Reino Unido	1. Alta flexibilidad no es necesaria si baja penetración de renovables. 2. Sistemas con mucha eólica y poca térmica necesita flexibilidad para mantener la estabilidad sin depender del gas
[7]	Despacho económico y simulación dinámica	Energía y reserva secundaria	Reducción hasta 80%	Minimización costes	Ciclo de combustible, potencia mínima y frecuencia mínima	Corea del Sur	1. Reducción del vertidoS renovable (9 TWh en 2036) y mejora la estabilidad de frecuencia. 2. Aumento de los costes de combustible y potencialmente las emisiones
[11]	MILP	Energía	Reducción hasta 50%	Minimización costes	Reserva Rodante, balance de energía, Límites de potencia, rampas, tiempo mínimo de encendido/apagado, Restricción por tecnología (operación hidro en horas pico) y estado inicial	EEUU (Carolina del Norte y del Sur)	1. Mayor integración de renovables (rooftop solar) 2. Reducción de costes total y emisiones CO2, pero aumento de los costes de abatimiento
Modelo propuesto	MIP	Energía	Reducción hasta el 70% o hasta el 90%	Minimización de costes	Tiempos mínimos de flexibilidad y límite anual de ciclos	MIBEL	1. Mayor integración de renovables y reducción de vertidos renovables 2. Ligera reducción de los costes totales del sistema, sin impacto reseñable en el precio medio

Tabla 2: Resumen estado del arte

2.5 CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO

La literatura analizada confirma la efectividad de la flexibilidad nuclear para reducir costes del sistema y del vertido renovable, no obstante, estos análisis se centran en sistemas como Francia, Corea del Sur, Reino Unido o regiones de Estados Unidos. Estas regiones difieren del caso español, que presenta particularidades relevantes, como la alta penetración de energías renovables (impulsadas por las políticas gubernamentales), dependencia de tecnologías flexibles como ciclos combinados e hidráulica, limitaciones de interconexión con los países vecinos y un parque natural operado tradicionalmente en base.

La aportación de este trabajo reside en comprobar el análisis de flexibilidad nuclear al contexto del sistema eléctrico MIBEL, a través de un modelo horario de despacho que permita comparar diferentes escenarios de operación, tanto en condiciones favorables como en situaciones particulares. El sistema propuesto se adapta a la estructura de datos disponible para España y Portugal, incorpora interconexiones entre zonas, emplea homotecias de demanda y generación no desecharse respecto a perfiles históricos y permite aislar el efecto de activar o no la flexibilidad nuclear. El trabajo también aporta una estructura flexible para ampliar el análisis en etapas posteriores. La formulación permite un elevado grado de adaptación para estudiar años secos, mayor penetración de renovables, cambios en la capacidad de interconexión con Francia, diferentes límites de ciclos nucleares o escenarios con restricciones más exigentes de operación. Por lo tanto, el modelo constituye una base sólida para evaluar el papel potencial de la nuclear flexible en la transición energética española.

Capítulo 3. MODELO PROPUESTO DE FLEXIBILIDAD NUCLEAR

El objetivo del modelo propuesto es simular el despacho horario del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la generación disponible por tecnología, tanto no despachable como hidráulica o térmica, la demanda, el bombeo, las interconexiones entre España, Portugal y Francia y la posibilidad de operar la nuclear en modo flexible en el MIBEL. El modelo se formula como un problema de programación matemática entera mixta con términos cuadráticos en la función objetivo, que consiste en la minimización del coste total de operación del sistema, teniendo en cuentas las exportaciones a Francia.

A continuación, se presentan las principales hipótesis de modelado adoptadas para simplificar la representación del sistema eléctrico sin perder los elementos relevantes para el análisis de la flexibilidad nuclear. Posteriormente, se describe la formulación matemática del modelo base de generación-demanda, incluyendo el balance horario, la generación no despachable, las tecnologías térmicas, la generación hidráulica, el bombeo y las interconexiones. Finalmente, se desarrollan las restricciones específicas asociadas a la flexibilidad nuclear, incluyendo los modos de operación reducida, la duración mínima de las maniobras, las horas previas a plena carga y el número máximo de ciclos permitidos.

3.1 HIPÓTESIS DEL MODELADO

El modelo se ha planteado a partir de una serie de hipótesis simplificadoras que permiten representar el funcionamiento del sistema eléctrico con un nivel de detalle suficiente para analizar el papel de la flexibilidad nuclear, pero evitando una complejidad computacional excesiva. El objetivo no es reproducir con exactitud todos los procesos físicos y regulatorios del mercado eléctrico, sino disponer de una herramienta de optimización capaz de comparar

escenarios de operación bajo distintas condiciones de generación, demanda, interconexión y flexibilidad nuclear.

Las principales hipótesis consideradas son las siguientes:

- El modelo representa el despacho eléctrico con resolución horaria. En cada hora se impone el equilibrio entre generación, demanda, bombeos e intercambios eléctricos, de forma que el balance del sistema debe cumplirse para cada país y periodo temporal considerado.
- Aunque el balance eléctrico se calcula cada hora, el modelo tiene algunas limitaciones que conectan diferentes periodos de tiempo. En especial, la generación de energía hidráulica y el bombeo tienen límites semanales de energía. Además, la flexibilidad nuclear tiene restricciones que se aplican en diferentes momentos, como la duración mínima de las operaciones, las horas antes de alcanzar la carga completa y el número máximo de ciclos que se pueden realizar.
- La generación renovable se representa mediante perfiles horarios exógenos. El perfil de estas tecnologías se escala mediante factores de homotecia para ajustar la generación horaria histórica disponible a los valores anuales previstos en escenarios futuros. Se incluye, asimismo, el vertido renovable, de forma que el modelo pueda reducir la generación renovable en caso de existir un exceso de producción respecto a la demanda. Para algunas tecnologías sin perfil horario histórico específico, pero incluidas en los escenarios futuros de generación, se ha supuesto un perfil plano horario. Este tratamiento se aplica, en particular, a la minihidráulica y a la cogeneración en Portugal, al no disponer de una serie horaria representativa para estas tecnologías.
- Asimismo, en el modelo no se representan precios marginales negativos. Esta simplificación implica que el modelo no reproduce situaciones en las que la generación renovable, en particular aquella sujeta a contratos bilaterales o PPAs, pueda mantener su producción incluso en escenarios de precios horarios negativos. La representación detallada de este tipo de contratos, así como la posible inclusión

de costes asociados a los vertidos de generación renovable, se considera una extensión del modelo y se propone como línea de desarrollo futuro.

- Las tecnologías térmicas convencionales (nuclear, carbón y ciclo combinado) se representan mediante una potencia máxima disponible por grupo, una potencia mínima técnica y una variable de acoplamiento. Cuando una tecnología está acoplada, debe generar al menos su mínimo técnico y puede aumentar su producción hasta su potencia máxima disponible. Esta formulación refleja una representación simplificada de las restricciones operativas básicas de las centrales térmicas, aunque no se modelan explícitamente las rampas, los tiempos mínimos de acoplamiento o restricciones de arranque y parada, salvo en el caso específico de la flexibilidad nuclear.
- En el caso de la generación hidráulica, se modela mediante límites horarios de potencia y restricciones semanales de energía. Esta aproximación permite representar la capacidad de gestión de la hidráulica para cada semana, sin necesidad de modelar de forma detallada el volumen de los embalses, las aportaciones hidrológicas ni la evolución física del almacenamiento. De forma similar, el bombeo se representa como un consumo eléctrico adicional del sistema, limitado también por una potencia máxima horaria y una energía semanal máxima.
- El modelo puede decidir en qué horas de cada semana utilizar la energía hidráulica disponible, pero no se consideran trasvases intersemanales ni interestacionales de agua. Esta estacionalidad del recurso hidráulico se incorpora a través de las cotas semanales de generación, construidas a partir de datos históricos, que reflejan la disponibilidad característica de cada periodo del año.
- Los intercambios eléctricos entre España y Portugal se representan mediante variables de flujo horario entre ambas zonas, acotadas por las capacidades máximas mensuales de interconexión en cada sentido. Por tanto, el modelo permite un intercambio entre ambos países cuando resulte económicamente conveniente y siempre que se respeten los límites técnicos definidos para cada mes.

- Además, se ha incorporado una representación simplificada de la interconexión entre España y Francia. Francia no se ha representado como un sistema completo, simplemente se ha representado como un mercado externo conectado únicamente con España. Para definir este nuevo sistema, se han definido dos variables positivas, una variable de importación desde Francia hacia España y una de exportación de España hacia Francia. La importación se considera como una fuente adicional de energía disponible para el sistema español, mientras que la exportación se considera una salida de energía del sistema español.
- Las limitaciones de este intercambio se han definido con un límite máximo mensual y diferenciado por sentido. Por lo tanto, en el modelo se distingue entre la capacidad máxima de importación y la de exportación. Esta hipótesis permite analizar el efecto de una interconexión adicional sobre el despacho del MIBEL, sin necesidad de representar de forma completa el mercado francés. Además, los costes de las importaciones se han modelado como una función de coste creciente, lo que significa que importar pequeñas cantidades de energía tiene un coste marginal menor. Por su parte, las exportaciones hacia Francia se modelan como un ingreso para el sistema español, donde la función de ingreso se ha formulado de manera que el ingreso marginal disminuye conforme aumenta la energía exportada.
- En cuanto a la generación nuclear, el modelo contempla dos configuraciones alternativas. En el caso base sin flexibilidad, la nuclear se representa como una tecnología no modulable: en cada hora, su producción es nula cuando existe indisponibilidad o mantenimiento, o coincide con la potencia nuclear disponible cuando la central está operativa. Por tanto, en este escenario no se permite realizar reducciones parciales de potencia ni maniobras de flexibilidad. En la segunda, se incorporan restricciones específicas que permiten representar su operación flexible mediante modos de carga reducida. Se plantean dos modos de reducción de potencia y la activación de estos está limitada por restricciones de duración mínima, horas previas a plena carga y número máximo de ciclos anuales.

- Adicionalmente, se ha planteado un parámetro de activación de flexibilidad nuclear para que el modelo pueda ejecutarse fácilmente en un modo u otro, lo que permite comparar de forma directa los resultados del sistema en un escenario base y en uno con operación nuclear flexible, manteniendo constantes el resto de las hipótesis.
- Finalmente, en el modelo no se han incorporado restricciones detalladas de red interna, pérdidas eléctricas, mercados de reserva, restricciones de estabilidad de frecuencia, mantenimiento programado de grupos ni restricciones de seguridad más allá de las asociadas a la modulación de potencia que se van a describir en el siguiente apartado. Por tanto, los resultados obtenidos deben interpretarse como una aproximación técnico-económica al despacho horario del sistema y orientado a evaluar el efecto relativo de la flexibilidad nuclear y de las interconexiones sobre el coste total, la generación por tecnología, el vertido renovable y los intercambios eléctricos.

3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

El objetivo del modelo, representado en la función objetivo, consiste en minimizar el coste total de operación del sistema durante el horizonte temporal simulado. Este coste se define en la ecuación E. 1 e incluye el coste de generación de las tecnologías, la penalización por demanda no satisfecha y, en los escenarios con flexibilidad nuclear, una pequeña penalización asociada al inicio de las maniobras nucleares, para evitar un uso excesivo del modo reducido. La función de este último término se detalla más adelante.

$$E. 1 \quad \min FO = C^{gen} + C^{shed} + C^{flex} + C^{imp,FRA} - I^{exp,FRA}$$

En la ecuación E. 2, se define el primer componente C^{gen} que representa el coste de generación de las tecnologías. El coste se ha aproximado mediante una componente lineal y otra cuadrática. La parte lineal está asociada al coste mínimo de generación de cada tecnología, mientras que la componente cuadrática permite reflejar el aumento del coste marginal a medida que aumenta la producción.

$$E. 2 \quad C^{gen} = \sum_{g,h,a,p} (C_{g,a,p}^{min} \cdot q_{g,h,a,p} + \beta_{g,a,p} \cdot q_{g,h,a,p}^2)$$

En la ecuación E. 3, se representa el segundo término (C^{shed}) que penaliza la demanda no satisfecha. El coste asociado a esta demanda se ha definido con un valor superior al mayor de los costes del resto de tecnologías, con el objetivo de evitar que el modelo utilice esta variable salvo en casos en los que sea la única alternativa factible.

$$E. 3 \quad C^{shed} = \sum_{h,a,p} C^{shed} \cdot shed_{h,a,p}$$

El tercer término se representa en la ecuación E. 4 y corresponde con una penalización asociada al inicio de maniobras de flexibilidad nuclear. Este término no representa un coste real de operación, sino que su función es evitar que el modelo realice maniobras innecesarias cuando existan varias soluciones equivalentes. Este término solo se activa en los escenarios en los que se permite el modo flexible de los grupos nucleares.

$$E. 4 \quad C^{flex} = \sum_{g,h,a,p,r} \varepsilon^{flex} \cdot x_{g,h,a,p,r}^{flex}$$

Asimismo, se ha definido una componente correspondiente al coste de importación desde Francia, representado en la ecuación E. 5. Esta expresión muestra un coste de importación creciente. Cuando la importación es baja, el coste marginal se aproxima al coste mínimo de importación. A medida que aumenta la cantidad importada, el coste marginal se aproxima al coste máximo de importación. Esta formulación pretende representar, de forma agregada, el coste marginal de la generación francesa que sería necesario movilizar para exportar hacia España. Así, cuando el volumen importado por España es reducido, se asume que dicha energía procede de recursos con menor coste marginal en el sistema francés. En cambio, a medida que aumenta la importación española, el modelo aproxima la necesidad de recurrir a generación francesa progresivamente más cara, lo que se refleja mediante una función de coste creciente.

$$E. 5 \quad C^{imp,FRA} = \sum_{h,a} \left[C_{FRA}^{imp,min} \cdot f_{FRA',ESP',h,a} + \frac{C_{FRA}^{imp,max} - C_{FRA}^{imp,min}}{2 \cdot K_{m,a}^{FRA \rightarrow ESP} + \varepsilon} \cdot (f_{FRA',ESP',h,a})^2 \right] \forall h \in m$$

Se ha definido también el ingreso asociado a la exportación hacia Francia, detallado en la ecuación E. 6. Este término se resta en la función objetivo ya que las exportaciones generan

un ingreso en el sistema español. Al contrario que en el caso de la importación francesa, el ingreso marginal de explotación disminuye a medida que aumenta la energía exportada. De esta manera, las primeras unidades exportadas reciben un precio más elevado. Esta formulación pretende representar, de forma agregada, la utilidad que tiene para el sistema francés recibir energía desde España cuando esta resulta más competitiva que la generación marginal interna francesa. Así, para volúmenes reducidos de exportación, se asume que la energía española desplaza generación francesa de mayor coste o cubre demanda con mayor disposición a pagar. A medida que aumenta la exportación, la utilidad marginal de esa energía adicional disminuye, lo que se aproxima mediante una función de ingreso decreciente.

$$E. 6 \quad I^{exp,FRA} = \sum_{h,a} \left[P_{FRA}^{exp,max} \cdot f_{I_{ESP},I_{FRA},h,a} - \frac{P_{FRA}^{exp,max} - P_{FRA}^{exp,min}}{2 \cdot K_{m,a}^{ESP \rightarrow FRA} + \varepsilon} \cdot (f_{I_{ESP},I_{FRA},h,a})^2 \right] \forall h \in m$$

3.3 ECUACIONES DEL MODELO GENERACIÓN-DEMANDA

En primer lugar, se formula el modelo base de equilibrio generación-demanda, sin tener en cuenta la flexibilidad nuclear y las restricciones asociadas a esta. Esta formulación inicial representa el equilibrio horario del sistema eléctrico y las principales restricciones operativas de las tecnologías disponibles.

3.3.1 BALANCE HORARIO DE GENERACIÓN Y DEMANDA

La restricción principal del modelo es el balance eléctrico horario. Para cada hora, año y país se debe satisfacer el equilibrio entre la suma de la generación interna, las importaciones y la posible demanda no satisfecha y la suma de la demanda eléctrica, el consumo de bombeo y las exportaciones. En la ecuación E. 7, se plantea la ecuación del balance horario.

$$E. 7 \quad \sum_{g \neq pump} q_{g,h,a,p} + \sum_{p' \neq p} f_{p',p,h,a} + shed_{h,a,p} = D_{h,a,p} + q_{pump,h,a,p} + \sum_{p' \neq p} f_{p,p',h,a}$$

En esta ecuación, $q_{g,h,a,p}$ representa la generación de la tecnología g , $f_{p,p',h,a}$ el flujo eléctrico desde el país p al país p' , $D_{h,a,p}$ la demanda eléctrica y $shed_{h,a,p}$ la demanda no satisfecha. En la variable de flujo, se incorporan tanto los intercambios entre España y Portugal como los

realizados con Francia. Esta ecuación garantiza por tanto que, en cada hora, la oferta eléctrica disponible cubra exactamente la demanda del sistema, incluyendo el consumo asociado al bombeo.

3.3.2 GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL

Las tecnologías térmicas convencionales se van a representar mediante una variable binaria de acoplamiento y una variable continua de generación por encima del mínimo técnico. En la ecuación E. 8, se define la ecuación para la generación de cada tecnología térmica convencional.

$$E. 8 \quad q_{g,h,a,p} = Q_{g,a,p}^{min} \cdot u_{g,h,a,p} + q_{g,h,a,p}^{add} \quad \forall g \in G^{th}$$

La variable $u_{g,h,a,p}$ es la variable binaria que indica si la tecnología está acoplada y $q_{g,h,a,p}^{add}$ representa la generación adicional por encima del mínimo técnico, que está restringida por la ecuación E. 9.

$$E. 9 \quad q_{g,h,a,p}^{add} \leq (Q_{g,a,p}^{max} - Q_{g,a,p}^{min}) \cdot u_{g,h,a,p}$$

Tal y como puede verse, esta generación adicional queda limitada por la diferencia entre la potencia máxima y la potencia mínima. De esta manera, si la tecnología no está acoplada, la generación es igual a 0. Si está acoplada, debe producir al menos el mínimo técnico para cada tecnología y país y puede aumentar su producción hasta alcanzar la potencia máxima disponible.

3.3.3 LÍMITES DE POTENCIA

Para las tecnologías no despachables y térmicas, se definen además restricciones de límites de potencia. Para las tecnologías térmicas, este límite viene dado por la potencia máxima y para las tecnologías no despachables por la generación horaria disponible. En las ecuaciones E. 10 y E. 11, se definen estos límites de potencia para la térmica y la no despachable, respectivamente.

$$E. 10 \quad 0 \leq q_{g,h,a,p} \leq Q_{g,a,p}^{max} \quad \forall g \in G^{th}$$

$$E. 11 \quad 0 \leq q_{g,h,a,p} \leq G_{g,h,a,p}^{ND} \quad \forall g \in G^{ND}$$

Con estas cotas se asegura que ninguna tecnología pueda producir por encima de su disponibilidad técnica o del recurso disponible. En el caso de las tecnologías renovables no gestionables, como la solar fotovoltaica y la eólica, el límite superior se define de forma horaria, ya que su producción máxima depende directamente de las condiciones meteorológicas de cada hora, como la irradiación solar o la velocidad del viento.

3.3.4 GENERACIÓN HIDRÁULICA

La generación hidráulica se va a modelar como la suma de la generación de todos los grupos hidráulicos disponibles, de los cuales se dispone de la producción horaria por grupo. En la ecuación E. 12, se recoge esta generación.

$$E. 12 \quad q_{hydro,h,a,p} = \sum_u q_{u,h,a,p}$$

Los límites de producción de cada grupo se dividen en un límite de producción semanal, definido por $E_{u,s,a,p}^{hyd}$ que representa la energía hidráulica máxima disponible para el grupo u durante la semana s y por un límite de producción horaria de cada grupo, acotado por la potencia máxima disponible semanal. Estas cotas se recogen en las ecuaciones E. 13 y E. 14.

$$E. 13 \quad \sum_{h \in S} q_{u,h,a,p} \leq E_{u,s,a,p}^{hyd}$$

$$E. 14 \quad 0 \leq q_{u,h,a,p} \leq P_{u,s,a,p}^{hyd,max}$$

Esta aproximación permite representar la gestionabilidad horaria de la hidráulica dentro de cada semana, respetando una disponibilidad energética semanal previamente definida.

3.3.5 BOMBEO

El bombeo se plantea como una demanda adicional del sistema y para las ecuaciones de producción y restricciones, se sigue una lógica similar a la hidráulica. En la ecuación E. 15, se recoge la potencia horaria total de bombeo que se obtiene como la suma del bombeo de todos los grupos disponibles.

$$E. 15 \quad q_{pump,h,a,p} = \sum_u b_{u,h,a,p}$$

Asimismo, en las ecuaciones E. 16 y E. 17, se modela el límite superior del bombeo semanal, representado por la energía máxima y el límite horario del bombeo, acotado por la potencia máxima de cada grupo.

$$E. 16 \quad \sum_{h \in S} b_{u,h,a,p} \leq E_{u,s,a,p}^{pump}$$

$$E. 17 \quad 0 \leq b_{u,h,a,p} \leq P_{u,s,a,p}^{pump,max}$$

En la ecuación del balance, el bombeo aparece como un componente adicional a la demanda, ya que representa el consumo eléctrico destinado al almacenamiento hidráulico.

3.3.6 GENERACIÓN RENOVABLE NO DESPACHABLE

La generación no despachable se modela a partir del perfil horario disponible. El modelo puede aceptar toda la producción o puede verter una parte cuando no sea necesaria para satisfacer la demanda. En la ecuación E. 18, se define la ecuación de energía no despachable donde $G_{g,h,a,p}^{ND}$ representa la generación renovable disponible y $v_{g,h,a,p}$ el vertido renovable.

$$E. 18 \quad 0 \leq q_{g,h,a,p} = G_{g,h,a,p}^{ND} - v_{g,h,a,p} \quad \forall g \in G^{REN}$$

Esta restricción implica que la producción renovable nunca puede superar la disponibilidad exógena definida en el perfil horario, ya que el vertido $v_{g,h,a,p}$ es una variable positiva.

3.3.7 INTERCONEXIONES ENTRE PAÍSES

Las interconexiones entre zonas se representan mediante una variable de flujo horario, que recoge la energía transferida de un país a otro. En la ecuación E. 19, se plantea la ecuación del intercambio eléctrico interno, donde para cada dirección del intercambio, el flujo queda limitado por la capacidad mensual de interconexión. Además, se impide el flujo de un país hacia sí mismo mediante la restricción descrita en la ecuación E. 20.

$$E. 19 \quad 0 \leq f_{p,p',h,a} \leq F_{m,a,p,p'}^{max}$$

$$E. 20 \quad f_{p,p,h,a} = 0$$

Estas restricciones evitan la simulación de dos sistemas aislados y de forma simplificada permiten que la energía fluya desde el sistema con menor coste marginal hacia el sistema con mayor necesidad de generación.

3.4 RESTRICCIONES DE FLEXIBILIDAD NUCLEAR

Una vez definido el modelo de generación-demanda base, se van a incorporar restricciones adicionales específicas de la nuclear para representar su operación flexible. El objetivo de estas restricciones es permitir que la generación nuclear reduzca temporalmente su producción hasta un cierto grado de carga, respetando condiciones técnicas mínimas.

Se van a considerar dos modos de operación flexible, representados en la ecuación E. 21, donde el modo m90 representa una operación al 90% de la potencia nominal y m70 representa una operación al 70% de la potencia nominal. Además, a cada modo se le asigna un factor de carga: $\lambda_{m90}=0,9$ y $\lambda_{m70}=0,7$.

$$E. 21 \quad r \in \{m90, m70\}$$

3.4.1 DESCOMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN NUCLEAR

Para el modo flexible, la generación nuclear se va a dividir en dos componentes, una parte asociada a la operación nominal y otra asociada a la operación flexible, como se puede observar en la ecuación E. 22.

$$E. 22 \quad q_{nuc,h,a,p} = q_{nuc,h,a,p}^{nom} + \sum_r q_{nuc,h,a,p}^{flex}$$

Cuando se opera en base nominal, la nuclear opera a potencia nominal y cuando se activa uno de los modos flexibles, la producción nuclear se reduce y queda representada mediante la variable definida como q^{flex} . La nueva potencia pasa a ser la potencia nominal multiplicada por el factor de carga del modo al que esté operando, tal y como se impone con las siguientes restricciones.

3.4.2 ACTIVACIÓN DE UN ÚNICO MODO FLEXIBLE

En cada hora, como máximo puede estar activo un modo flexible nuclear. En la ecuación E. 23, se recoge esta limitación, donde $m_{nuc',h,a,p,r}^{flex}$ es una variable binaria que toma valor 1 si la central nuclear está operando en el modo flexible r en la hora h .

$$E. 23 \quad \sum_r m_{nuc',h,a,p,r}^{flex} \leq 1$$

3.4.3 OPERACIÓN NOMINAL CUANDO NO HAY FLEXIBILIDAD

La potencia nominal se va a acotar por el estado de los modos flexibles definidos en las ecuaciones E. 24 y E. 25.

$$E. 24 \quad q_{nuc',h,a,p}^{nom} \leq (1 - \sum_r m_{nuc',h,a,p,r}^{flex}) \cdot Q_{a,p}^{nuc,nom}$$

$$E. 25 \quad q_{nuc',h,a,p}^{nom} \geq (1 - \sum_r m_{nuc',h,a,p,r}^{flex}) \cdot Q_{a,p}^{nuc,nom}$$

Mediante estas dos restricciones se fuerza a que, si no hay ningún modo flexible activo, la generación nominal sea igual a la potencia nominal disponible $Q_{a,p}^{nuc,nom}$. En cambio, si se activa un modo flexible, la variable de generación nominal $q_{nuc',h,a,p}^{nom}$ pasa a ser cero y la producción nuclear pasa a representarse mediante $q_{nuc',h,a,p}^{flex}$, como se ha descrito en la ecuación E. 22.

3.4.4 LÍMITES DE PRODUCCIÓN EN MODO FLEXIBLE

Cuando un modo flexible está activo, la producción nuclear debe situarse dentro de una banda asociada al factor de carga de dicho modo, definida en las ecuaciones E. 26 y E. 27.

$$E. 26 \quad q_{nuc',h,a,p,r}^{flex} \geq \lambda_r \cdot Q_{a,p}^{nuc,nom} \cdot m_{nuc',h,a,p,r}^{flex}$$

$$E. 27 \quad q_{nuc',h,a,p,r}^{flex} \leq (\lambda_r + 0,09) \cdot Q_{a,p}^{nuc,nom} \cdot m_{nuc',h,a,p,r}^{flex}$$

En la ecuación E. 26, se fija el mínimo de generación del modo flexible y la ecuación E. 27 establece una banda superior, asumiendo un factor residual para que la producción en modo flexibilidad sea estrictamente menor que la potencia nominal en un modo flexible. Así, en el

modo $m70$ la central operaría entre el 70% y el 90% de su carga mientras que en el modo $m90$ en torno al 90% y un poco menos que su potencia nominal.

3.4.5 DETECCIÓN DE INICIO DE MANIOBRA

Para contabilizar las maniobras de flexibilidad, se ha definido una variable binaria $x_{muc,h,a,p,r}^{flex}$, que toma valor 1 cuando se inicia una maniobra en el modo r . Como se observa en la ecuación E. 28, la variable se activa cuando el modo flexible pasa de estar inactivo en la hora anterior $h-1$ a estar activo en la hora actual h . Además, esta restricción permite identificar el comienzo de cada ciclo de flexibilidad nuclear.

$$E. 28 \quad x_{muc,h,a,p,r}^{flex} \geq m_{muc,h,a,p,r}^{flex} - m_{muc,h-1,a,p,r}^{flex}$$

3.4.6 DURACIÓN MÍNIMA DE LA MANIOBRA

Cuando se inicia un modo flexible, la central debe permanecer en modo flexible durante un número mínimo de horas N_{min}^{low} . Esta condición se representa en la ecuación E. 29.

$$E. 29 \quad \sum_{\tau=h}^{h+N_{min}^{low}-1} m_{muc,\tau,a,p,r}^{flex} \geq N_{min}^{low} \cdot x_{muc,h,a,p,r}^{flex}$$

Esta restricción permite representar de forma agregada las limitaciones técnico-operativas asociadas a la operación flexible de centrales nucleares. En la literatura sobre *load-following* [14] nuclear se señala que las variaciones de potencia no deben modelarse como maniobras instantáneas e ilimitadas, ya que están condicionadas por la respuesta del núcleo, el comportamiento del combustible, los transitorios termo-mecánicos y el envejecimiento de componentes. En particular, se identifican como parámetros relevantes el tiempo mínimo o máximo a potencia reducida y el número de ciclos de carga admisibles. Por ello, se impone una duración mínima, evitando que el modelo active maniobras flexibles excesivamente cortas que no serían representativas de la operación real de la central.

3.4.7 RESTRICCIÓN DE NO SOLAPAMIENTO DE MANIOBRAS

Con el objetivo de evitar que se inicien varias maniobras simultáneas o excesivamente próximas en el tiempo, se introduce la restricción E. 30 de no solapamiento.

$$E. 30 \quad \sum_{\tau=h}^{h+N_{min}^{low}-1} x_{muc',\tau,a,p,r}^{flex} \leq 1$$

El objetivo de esta restricción es impedir que se inicie una maniobra dentro de la ventana temporal mínima de duración N_{min}^{low} asociada a una maniobra ya iniciada, evitándose que el modelo genere patrones de activación artificiales o técnicamente poco realistas.

3.4.8 HORAS PREVIAS A PLENA CARGA

Como restricción previa al inicio de una nueva maniobra, se exige que la central haya operado a plena carga durante un mínimo de horas previas, como se muestra en la ecuación E. 31.

$$E. 31 \quad \sum_{\tau=h-N^{tp}}^{h-1} q_{muc',\tau,a,p} \geq N^{tp} \cdot Q_{a,p}^{nuc,nom} \cdot x_{muc',h,a,p,r}^{flex}$$

3.4.9 NÚMERO MÁXIMO DE CICLOS ANUALES

Como última restricción de flexibilidad nuclear, se va a limitar el número máximo de ciclos de flexibilidad que se pueden realizar durante un año, como se refleja en la ecuación E. 32. Esta restricción representa la limitación técnica asociada al número máximo de maniobras de carga que una central nuclear puede realizar durante un año.

$$E. 32 \quad \sum_{h,r} x_{muc',h,a,p,r}^{flex} \leq N_{max}^{ciclos}$$

Las variaciones de potencia recurrentes afectan al modo de operación de la central, al comportamiento del combustible y al envejecimiento de equipos y componentes principales. Por ello, el parámetro N_{max}^{ciclos} actúa como un presupuesto anual de maniobras, evitando que el modelo asigne a las centrales nucleares un patrón de operación flexible excesivamente intensivo o poco representativo de sus restricciones reales [2].

Capítulo 4. CASOS DE ESTUDIO

En el presente capítulo, se van a definir los casos de estudio utilizados para evaluar el impacto de la flexibilidad nuclear sobre el despacho del sistema eléctrico. Para ello, se establecen las hipótesis de evolución de la demanda, la generación renovable, la disponibilidad de grupos térmicos, los costes de generación, la hidráulica, el bombeo y las interconexiones. A partir de estas hipótesis se construyen los diferentes escenarios que permiten comparar el comportamiento del sistema.

En primer lugar, se presentan las principales suposiciones adoptadas para la construcción de los casos de estudio. Se recogen los principales datos y criterios utilizados para definir el sistema eléctrico modelado. Algunos de los datos considerados son la demanda prevista, la generación disponible por tecnología, los costes considerados, las capacidades de interconexión o los parámetros específicos asociados al modelo nuclear flexible.

Una vez definidas las bases del modelo, se analiza un caso de estudio correspondiente a una semana concreta del año. Este escenario permite comparar con detalle horario el comportamiento del sistema en dos configuraciones: un caso base sin flexibilidad nuclear y un caso en el que se permite la operación nuclear flexible. El objetivo de esta simulación es analizar cuando se activan los modos flexibles y cuál es el impacto sobre el sistema, en particular la generación nuclear, los vertidos renovables, el precio de la electricidad o los costes.

Finalmente, se realiza una simulación anual completa, con el objetivo de evaluar el impacto agregado de la flexibilidad nuclear durante un horizonte temporal más amplio. A diferencia del caso de estudio semanal, que permite entrar en un mayor detalle horario, la simulación anual permite cuantificar el efecto global de la flexibilidad sobre las diferentes variables y permitiendo analizar el impacto de los parámetros específicos de la flexibilidad nuclear, como el número máximo de ciclos de operación flexible realizados a lo largo del año.

4.1 PRINCIPALES SUPOSICIONES

El presente apartado recoge las principales hipótesis de entrada empleadas en los casos de estudio. Estas hipótesis permiten transformar el modelo matemático descrito en el capítulo anterior en una herramienta de simulación aplicada al sistema ibérico durante el horizonte 2025-2030, aunque los casos de estudio se van a centrar en el año 2030. El período 2025-2030 coincide con una fase fuerte de transformación del sistema eléctrico ibérico, destacando un fuerte crecimiento de la demanda, una expansión de la generación renovable, una reducción progresiva de la generación con carbón y una disminución parcial del parque nuclear español.

Los datos de entrada se recogen en una interfaz en Excel conectada con GAMS. Una vez leídos por el modelo, estos datos son tratados en una fase de preproceso, en la que se ajustan las unidades y se calculan los factores de homotecia necesarios para adaptar los perfiles históricos disponibles a los escenarios futuros. Los datos de entrada proceden principalmente del PNIEC 2023-2030 [15], mientras que otros se han estimado a partir de criterios técnicos, tendencias observadas y criterios de experto. Esta combinación permite disponer de un conjunto de datos suficientemente realista y, al mismo tiempo, adaptado a las necesidades del modelo matemático, lo que permite construir un escenario coherente para analizar el impacto de la flexibilidad nuclear.

4.1.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

El primer bloque de datos de entrada corresponde a la demanda eléctrica. El modelo parte de perfiles horarios históricos de demanda por país y año de referencia. Estos perfiles se escalan mediante un factor de homotecia para que la energía anual resultante coincida con la demanda anual prevista en cada escenario futuro. De esta forma, se conserva la forma temporal del perfil horario histórico, pero se ajusta el volumen anual a la evolución esperada de la demanda.

Para el crecimiento de la demanda eléctrica se ha supuesto un crecimiento progresivo de 1,9% anual partiendo de la base real de 2025, correspondiente a 256,1 TWh para España y 53,1 TWh para Portugal. La decisión de este crecimiento está basada en el proceso de electrificación esperado en la economía, asociado al crecimiento de nuevos consumos eléctricos, como los centros de datos, la sustitución de combustibles fósiles por electricidad, la penetración del vehículo eléctrico, la electrificación industrial y el desarrollo de nuevos consumos asociados al almacenamiento y al hidrógeno renovable. En el caso de España, el PNIEC prevé un aumento más elevado de la demanda eléctrica [15]. En la Figura 1, se puede observar el crecimiento anual de la demanda eléctrica tanto para España como para Portugal.

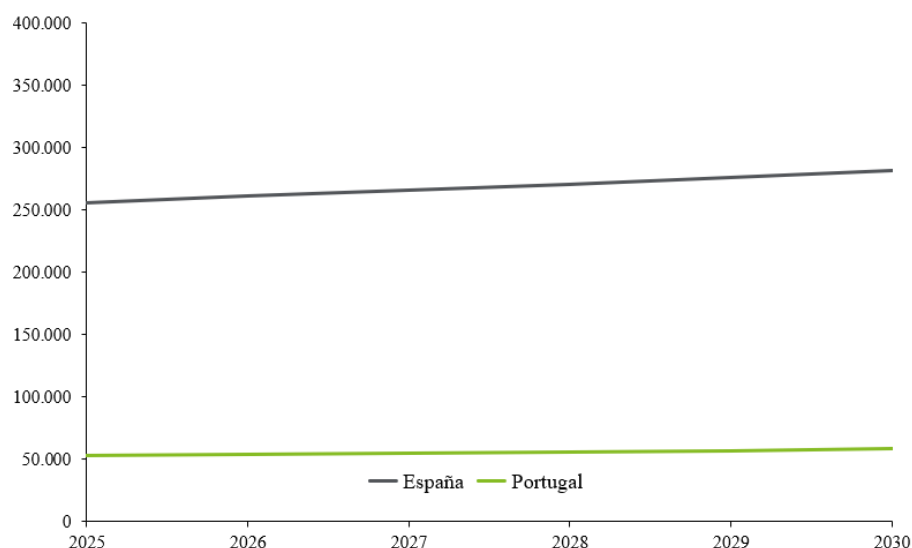


Figura 1: Proyección de la demanda eléctrica

La demanda española aumenta hasta 281,4 TWh en 2030, lo que supone un aumento acumulado aproximado del 10% desde el 2025 mientras que, en el caso portugués, la demanda crece hasta 58,3 TWh, lo que supone también un aumento acumulado aproximado del 10%. Esta evolución refleja un escenario de crecimiento de la electrificación más intenso en España, coherente con el mayor tamaño del sistema eléctrico y con el papel esperado de nuevos consumos eléctricos.

Para construir la demanda horaria futura, se ha empleado una homotecia entre años futuros y años históricos. Para el año 2030 que va a ser el año de estudio, se utiliza el perfil horario de 2023, por ser el año más reciente disponible y representar mejor los hábitos de consumo más recientes.

4.1.2 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NO DESPACHABLE

El segundo bloque de datos corresponde a la generación no despachable. En este grupo se incluyen tecnologías cuya producción horaria se considera exógena o dependiente del recurso disponible, como la eólica, la solar fotovoltaica, la solar térmica, la minihidráulica, la cogeneración y otras tecnologías no gestionables. Para cada tecnología se dispone de perfiles horarios históricos y valores anuales objetivo, a partir de los cuales se calcula un factor de homotecia que permite obtener la generación horaria futura disponible por tecnología, año y país.

La evolución de la generación no despachable se ha construido de forma coherente con las tendencias previstas en el PNIEC, donde se observa un fuerte crecimiento de la generación eólica y solar en el año 2030. En la Figura 2 y en la Figura 3 se refleja la evolución de la generación no despachable para España y Portugal para el horizonte 2025-2030, respectivamente.

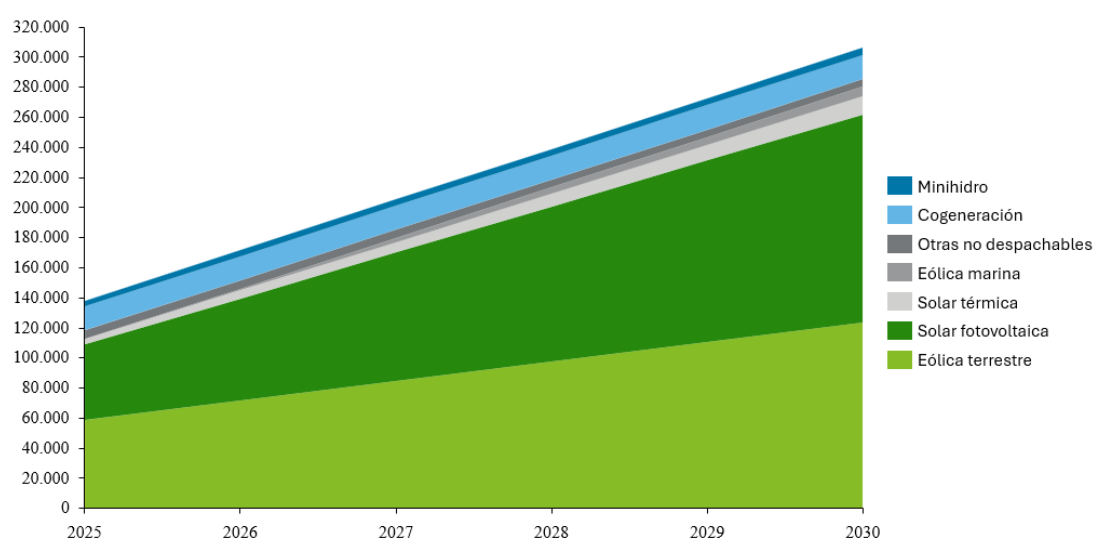


Figura 2: Proyección generación no despachable en España (GWh)

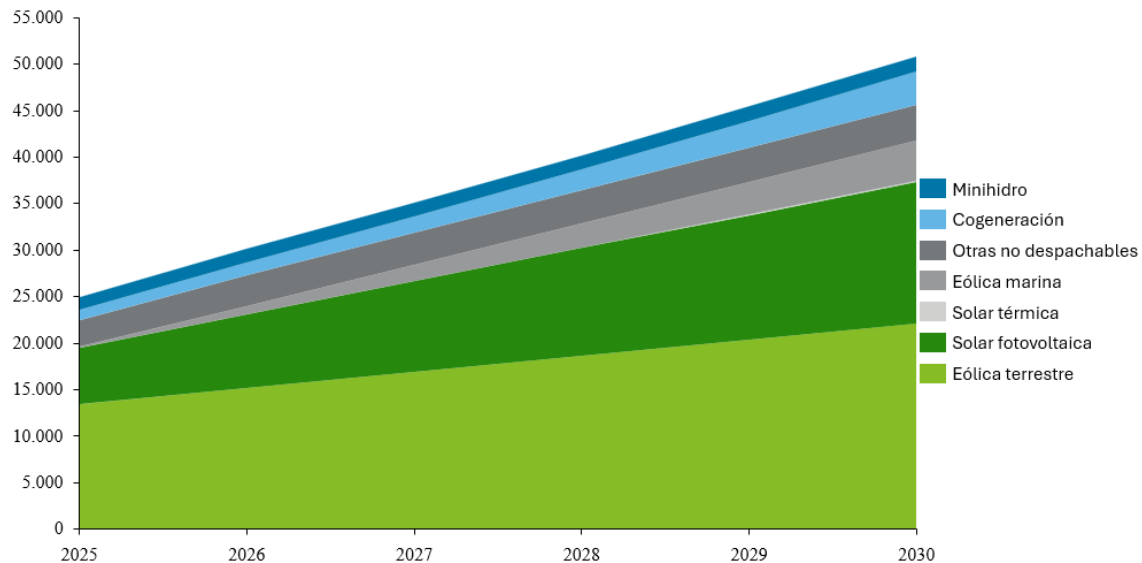


Figura 3: Proyección generación no despachable Portugal (GWh)

En el caso español, la evolución está dominada por el crecimiento de la solar fotovoltaica y la eólica terrestre, creciendo a un 12% anual cada tecnología. Asimismo, destaca la incorporación progresiva de la eólica marina a partir de 2026, que permite diversificar el mix renovable y complementar la generación eólica terrestre y solar fotovoltaica, alcanzando una producción de 6,3 GWh en 2030. Estas hipótesis representan la progresiva diversificación del mix renovable y del aumento de la importancia de estas tecnologías dentro del mix. En el caso portugués, el comportamiento es similar con un crecimiento acelerado de la solar fotovoltaica y la eólica terrestre, manteniéndose la eólica terrestre como la tecnología no despachable con mayor volumen.

Para el perfil horario futuro de la generación no despachable, se ha utilizado el perfil histórico de 2023 al ser el que mejor representa un sistema con mayor penetración renovable. Como el volumen anual se ajusta mediante homotecia, el uso de un perfil horario reciente permite conservar una forma temporal más representativa de la operación esperada en los próximos años.

4.1.3 DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL

El tercer bloque de datos corresponde a las tecnologías térmicas convencionales. En el modelo se consideran tres tecnologías principales: nuclear, carbón y ciclos combinados. Para cada una de ellas se define una potencia máxima de un grupo típico de cada tecnología, un número de grupos disponibles por país y año, un mínimo técnico y un rango de costes de generación que representa la diversidad de costes de los grupos en cada tecnología. Estos costes se han determinado en base a hipótesis macroeconómicas y energéticas, en las que se incluyen la evolución del precio de los combustibles (uranio, carbón y gas natural), el precio de los derechos de emisión de CO₂, los factores de emisión asociados a cada tecnología y los rendimientos térmicos de las centrales.

La disponibilidad térmica se ha construido a partir de una evolución progresiva del parque de generación durante el horizonte 2025-2030. En el caso español, se considera una disminución parcial del parque nuclear, una reducción progresiva de la capacidad de carbón y el mantenimiento de una capacidad relevante de ciclos combinados como tecnología de respaldo. En Portugal, no se considera generación nuclear ni carbón disponible en el horizonte analizado, manteniéndose únicamente ciclos combinados como tecnología térmica convencional. En la Tabla 3, se recogen los principales valores técnicos en 2030 para las diferentes tecnologías térmicas.

Tecnología	País	Nº grupos 2030	Potencia de un grupo típico [MW]	Potencia máxima total [MW]	Mínimo Técnico [%]
Nuclear	España	5	1.050	5.250	—
Carbón	España	2	650	1.300	40%
Ciclo combinado	España	25	700	17.500	25%
Nuclear	Portugal	0	1.050	0	—
Carbón	Portugal	0	650	0	40%
Ciclo combinado	Portugal	10	700	7.000	25%

Tabla 3: Disponibilidad térmica considerada en 2030

En 2030, la potencia nuclear disponible en España se sitúa en 5.250 MW, correspondiente a cinco grupos de 1.050 MW. Esta capacidad representa la potencia nuclear máxima considerada en el modelo para el año principal de estudio. En el caso base sin flexibilidad, la nuclear se modela como una tecnología no modulable: cuando está disponible, produce a su potencia disponible; cuando no está disponible, su producción es nula.

En cuanto al carbón, en 2030, la capacidad se reduce hasta únicamente 1.300 MW, reflejando la hipótesis de una presencia residual del carbón en el mix, coherente con la reducción progresiva de esta tecnología en el sistema eléctrico. En Portugal, no se considera carbón ni nuclear disponible durante el año de estudio.

Por su parte, los ciclos combinados mantienen una capacidad elevada y prácticamente constante durante el horizonte temporal modelado: 17.500 MW en España y 7.000 MW en Portugal. Esta hipótesis se debe a que se ha modelado esta tecnología como un respaldo gestionable ante situaciones de baja generación renovable, elevada demanda o limitaciones en el resto de las tecnologías. Además, para los ciclos combinados se ha considerado un mínimo técnico del 25 %, mientras que para el carbón se ha considerado un mínimo técnico del 40%, ambos valores sobre la potencia de un grupo típico de cada tecnología.

4.1.4 GENERACIÓN HIDRÁULICA Y BOMBEO

El cuarto bloque corresponde a la generación hidráulica convencional y al bombeo. Estas tecnologías se representan mediante una combinación de límites horarios de potencia y cotas semanales de energía. De esta forma, el modelo puede decidir en qué horas de cada semana utilizar la energía hidráulica disponible o el consumo de bombeo, pero no puede trasladar energía hidráulica entre semanas distintas. Estas hipótesis permiten representar una gestión semanal del recurso hidráulico sin modelar de forma detallada el volumen físico de los embalses, las aportaciones hidrológicas ni los trasvases intersemanales o interestacionales. La estacionalidad del recurso queda incorporada mediante las cotas semanales, construidas a partir de perfiles históricos, que reflejan la disponibilidad característica de cada periodo del año.

En la Tabla 4, se recogen la producción total máxima de ambas tecnologías para los años 2025 y 2030.

Tecnología	España 2025 [GWh]	España 2030 [GWh]	Portugal 2025 [GWh]	Portugal 2030 [GWh]
Hidráulica convencional	32.000	36.000	13.000	15.500
Bombeo	13.000	15.500	3.200	4.200

Tabla 4: Producción hidráulica y bombeo considerados en 2025 y 2030

De la disponibilidad asociada a ambas tecnologías, se considera un crecimiento contenido en ambas tecnologías. La generación hidráulica de referencia en 2030 asciende a 36.000 GWh y 15.500 GWh para España y Portugal, respectivamente. Estos valores representan la energía hidráulica anual disponible para ser distribuida dentro de las restricciones semanales del modelo.

En cuanto al bombeo, los valores de referencia en 2030 ascienden a 15.500 GWh y 4.200 GWh para España y Portugal, respectivamente. En el balance eléctrico, el bombeo se introduce como una demanda adicional del sistema, ya que representa consumo eléctrico destinado al almacenamiento hidráulico.

Para el año 2030, la asignación semanal de la generación hidráulica y del bombeo se realiza suponiendo un año hidráulico medio de referencia, construido a partir del perfil histórico observado en 2023. Este criterio permite utilizar una distribución reciente y representativa de la disponibilidad hidráulica, manteniendo al mismo tiempo una formulación simplificada basada en cotas energéticas semanales. En lugar de mostrar la serie completa de valores semanales, la Tabla 5 resume el rango de variación utilizado en el modelo mediante los valores mínimos y máximos considerados para cada tecnología y país.

Tecnología	Mínimo	Máximo
Hydro (Esp)	0,4	987,0
Hydro (Por)	0,0	325,0

Bombeo (Esp)	0,0	834,6
Bombeo (Por)	0,0	722,8

*Tabla 5: Rango de cotas semanales de generación hidráulica y bombeo consideradas para 2030
(GWh/semana)*

Los valores definidos en la Tabla 5 se expresa en GWh/semana, ya que los valores representan límites energéticos semanales de generación hidráulica y bombeo, no potencias máximas instantáneas. Se observa que la hidráulica española presenta el mayor rango de variación, con una cota máxima semanal de 987,0 GWh, mientras que la hidráulica portuguesa alcanza 325,0 GWh. En el caso del bombeo, las cotas máximas consideradas son de 834,6 GWh para España y 722,8 GWh para Portugal.

4.1.5 INTERCONEXIONES ENTRE ZONAS

El quinto bloque corresponde a las interconexiones eléctricas entre zonas. En primer lugar, se ha considerado la interconexión entre España y Portugal, representando el acoplamiento operativo entre ambos sistemas. Además, se ha representado la interconexión entre España y Francia. Ambas interconexiones se representan mediante una variable general de flujo horario entre zonas, limitada por una capacidad máxima mensual en cada sentido. Esta capacidad no se considera constante a lo largo del año, sino que se define de forma mensual para recoger la variabilidad técnica de los límites de intercambio entre sistemas eléctricos.

Técnicamente, estos valores pueden interpretarse como el resultado de estudios conservadores de flujo de carga sobre la red de transporte, en los que se comprueba que los intercambios considerados no provoquen sobrecargas ni incumplimientos de los criterios de seguridad de operación. En particular, la capacidad admisible de las líneas está condicionada por sus límites térmicos, los cuales dependen de factores ambientales como la temperatura exterior. Por este motivo, los límites de intercambio pueden variar entre meses, siendo generalmente más restrictivos en periodos de mayor temperatura y más favorables en periodos fríos. Esta diferenciación mensual permite recoger de forma simplificada la variabilidad de los límites reales de intercambio a lo largo del año, siendo especialmente relevante para el análisis de la integración renovable.

La interconexión ibérica permite representar el funcionamiento conjunto del MIBEL, de forma que la energía pueda fluir entre ambos sistemas cuando resulte económicamente conveniente y siempre que se respeten las capacidades máximas definidas. Por su parte, tal y como se comentó en el capítulo anterior, el mercado francés se ha representado como un mercado externo aislado, conectado únicamente con España. Esta aproximación permite incorporar el efecto de las importaciones y exportaciones con el mercado francés sin modelar en su totalidad el sistema eléctrico francés. Se dispone de la capacidad mensual de cada año en el periodo 2025-2030, pero en la Tabla 6, se refleja el rango de capacidades mínimas y máximas a lo largo del año 2030 para cada uno de los países modelados.

Sentido del flujo	Capacidad mínima mensual [MW]	Capacidad máxima mensual [MW]	Capacidad media mensual [MW]
España → Portugal	3.371	4.647	4.018
Portugal → España	2.816	3.953	3.349
España → Francia	3.295	4.347	3.844
Francia → España	4.045	5.662	5.006

Tabla 6: Rango de capacidades mensuales de interconexión en 2030

En 2030, la capacidad mensual de intercambio entre España y Portugal se sitúa, en función del mes y del sentido del flujo, entre 3.371 MW y 4.647 MW en el sentido España-Portugal, y entre 2.816 MW y 3.953 MW en el sentido Portugal-España. Esta diferencia por sentido permite representar de forma más realista el intercambio entre ambos sistemas, lo que refleja una mayor capacidad exportadora del sistema español en ese sentido.

En el caso de la conexión con el mercado francés, la capacidad de exportación desde España hacia Francia se sitúa entre 3.295 MW y 4.347 MW, mientras que la capacidad de importación desde Francia hacia España se encuentra entre 4.045 MW y 5.662 MW. Esta mayor capacidad en el sentido Francia-España permite que el sistema ibérico recurra a importaciones desde Francia en situaciones en las que resulte económicamente conveniente o necesario para el equilibrio del sistema.

En la formulación actual, se realiza una aproximación mediante variables de importación y exportación, no obstante, al emplear variables separadas, pueden aparecer situaciones puntuales en las que ambas variables tomen valores positivos en una misma hora. Desde un punto de vista físico, esta situación no representa un intercambio neto realista, ya que el sistema no debería importar y exportar simultáneamente por la misma interconexión. Para evitarlo de forma estricta, una solución sería incorporar una variable binaria que imponga exclusividad entre importación y exportación en cada hora. Sin embargo, no se ha realizado esta implementación ya que aumentaría de forma notable el número de variables discretas del modelo, y por tanto la complejidad computacional. Además, no se incorpora ya que se asume que la estructura económica de los costes e ingresos de estos flujos limita este comportamiento.

4.1.6 HIPÓTESIS ECONÓMICAS Y COSTES DE GENERACIÓN

El sexto bloque corresponde a las hipótesis económicas utilizadas en la función objetivo, asociadas principalmente a la generación térmica y a los intercambios con el mercado francés. En primer lugar, en la Tabla 7, se representan los costes en €/MWh asociados a las tecnologías térmicas convencionales. Para estas tecnologías se han definido un coste mínimo y un coste máximo de generación, a partir de los cuales se construye una función de coste creciente. Esta función creciente permite representar de forma simplificada la existencia de distintos costes variables entre los grupos de generación pertenecientes a una misma tecnología, evitando asumir que todos los grupos térmicos tienen exactamente el mismo coste marginal. De este modo, a medida que aumenta el nivel de producción de cada tecnología, el modelo va incorporando progresivamente grupos con costes variables superiores, reproduciendo de forma agregada el orden económico de despacho dentro de cada tecnología.

Tecnología	País	Coste mínimo [€/MWh]	Coste máximo [€/MWh]
Nuclear	España	5,7	6,2

Carbón	España	86,3	104,0
Ciclo combinado	España	95,3	108,1
Ciclo combinado	Portugal	96,9	109,9

Tabla 7: Costes de generación considerados en 2030

Los costes considerados muestran una clara diferencia entre la generación nuclear y las tecnologías fósiles. La nuclear presenta el menor coste variable del conjunto de tecnologías térmicas, mientras que el carbón y los ciclos combinados presentan costes sensiblemente superiores. En 2030, el ciclo combinado alcanza los costes más elevados, especialmente en Portugal, donde el intervalo considerado se sitúa entre 96,9 €/MWh y 109,9 €/MWh.

La construcción de estos costes se apoya en variables macroeconómicas y energéticas auxiliares, entre ellas el precio del CO₂, el precio del carbón de referencia, el coste asociado al combustible nuclear y el precio del gas. Estos valores se han estimado en base a criterios de experto.

Además, se han definido hipótesis económicas para la interconexión con Francia. La importación desde Francia se modela mediante una función de coste creciente, con un coste mínimo de 40 €/MWh y un coste máximo de 80 €/MWh. De forma análoga, la exportación hacia Francia se representa como un ingreso para el sistema español, con un precio mínimo de 40 €/MWh y un precio máximo de 80 €/MWh. Esta formulación permite reflejar que el valor económico de los intercambios con Francia depende del volumen intercambiado.

4.1.7 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS DE FLEXIBILIDAD NUCLEAR

El último bloque de suposiciones corresponde a los parámetros específicos que se van a utilizar para modelar la flexibilidad nuclear. En el caso base sin flexibilidad nuclear, la generación nuclear opera como una tecnología no modulable. En cada hora, la producción nuclear coincide con la potencia disponible cuando la central está operativa, o es nula en caso de indisponibilidad o mantenimiento. Por tanto, en este escenario no se permite reducir parcialmente la potencia nuclear para adaptarse a la disponibilidad renovable o a las condiciones del sistema.

En el escenario con flexibilidad, el modelo permite que la generación nuclear opere en modos de carga reducida. Se consideran dos modos flexibles, uno operando a un 90% de la potencia nominal y otro que opera a un 70% de la potencia nominal. Estos modos representan distintos grados de reducción temporal de la producción nuclear. En la Tabla 8, se resumen los principales parámetros correspondientes a la flexibilidad nuclear.

Parámetro	Valor considerado	Comentario
Potencia base	5.250 MW	5 grupos de 1.050 MW
Potencia modo flexible m90	4.725 MW	90% de la potencia base
Potencia modo flexible m70	3.675 MW	70% de la potencia base
Número máximo de ciclos	200 ciclos/año	-
Duración mínima de maniobra	4 horas	Evita maniobras excesivamente cortas
Tiempo previo a plena carga	3 horas	Evita reducciones consecutivas poco realistas

Tabla 8: Parámetros principales de flexibilidad nuclear

La incorporación de estos modos permite comparar dos configuraciones equivalentes del sistema: un escenario base, en el que la nuclear mantiene una operación rígida, y un escenario flexible, en el que puede reducir temporalmente su producción. El resto de las hipótesis de demanda, generación renovable, hidráulica, costes e interconexiones se mantienen constantes entre ambos casos, de forma que las diferencias observadas en los resultados puedan atribuirse al efecto de la flexibilidad nuclear.

Además, el límite máximo de ciclos anuales se fija en 200 ciclos, lo cual resulta relevante para la interpretación de los resultados, ya que permite acotar el uso de la flexibilidad nuclear y aproximar el comportamiento del modelo a una operación más realista desde el punto de vista técnico. Por tanto, la flexibilidad nuclear no se modela como una capacidad ilimitada, sino como un recurso operativo sujeto a restricciones.

4.2 CASO BASE I: IMPACTO DE LA FLEXIBILIDAD NUCLEAR

En este apartado se analiza el comportamiento del sistema eléctrico durante una semana representativa de verano del año 2030, correspondiente a la tercera semana de agosto, por lo que permite obtener una imagen del funcionamiento horario del sistema bajo condiciones estivales. Las particularidades de esta época del año son una demanda altamente condicionada por las temperaturas y el uso de refrigeración, una elevada presencia de generación renovable, especialmente renovable y posibles momentos de excedente renovable

La elección de esta semana ha sido arbitraria y no responde a la búsqueda de un caso extremo concreto. No obstante, resulta útil ya que permite comparar de forma clara el comportamiento del sistema en dos configuraciones equivalentes: un escenario base sin flexibilidad nuclear y un escenario alternativo con flexibilidad nuclear.

El análisis se centra, por tanto, en identificar si la flexibilidad nuclear aporta ventajas al sistema en términos de integración renovable y reducción de restricciones, pero también en detectar posibles efectos negativos.

4.2.1 MIX DE GENERACIÓN

En primer lugar, se ha analizado el mix de generación en ambos escenarios, recogido en la Figura 4.

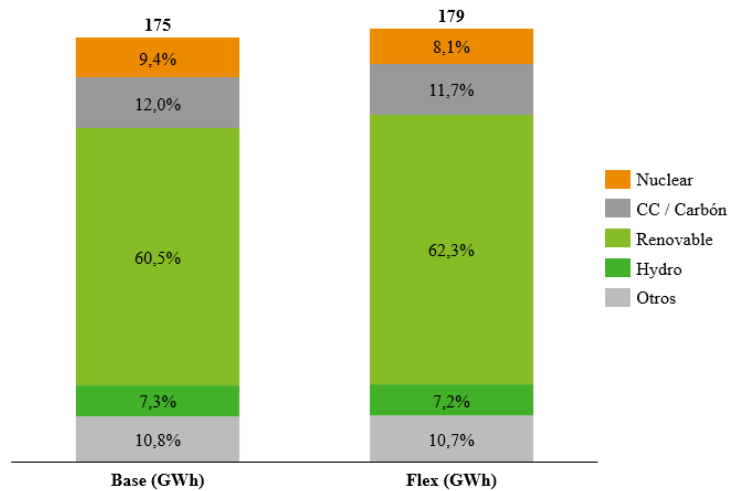


Figura 4: Mix de generación caso base vs flexibilidad

La primera conclusión relevante es la reducción de la contribución nuclear en el caso con flexibilidad, compensada principalmente por un mayor aprovechamiento de la generación renovable. Aunque el resto de las tecnologías reducen su peso relativo dentro del mix, esta disminución no se produce necesariamente en términos absolutos, ya que la generación total del sistema aumenta ligeramente (2,2%). Este incremento está asociado a una menor importación neta desde Francia y refleja una mejora del aprovechamiento de la generación interna disponible en el sistema ibérico.

Adicionalmente, el mix de generación muestra una elevada participación de tecnologías renovables e hidráulicas durante la semana analizada, tanto para el escenario base (67,8%), como en el escenario flexible (69,5%). Este comportamiento está condicionado tanto por la fecha seleccionada, como por la evolución de capacidad renovable introducida en el modelo para el año simulado.

4.2.2 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN NUCLEAR

A continuación, se analiza la evolución horaria de la generación nuclear en ambos escenarios. En la Figura 5, se puede observar que en el escenario base la producción se mantiene constante durante toda la semana en su valor nominal, mientras que en el escenario

con flexibilidad la central reduce su producción en determinados periodos para adaptarse mejor a las condiciones del sistema, en el marco de funcionamiento conjunto del MIBEL.

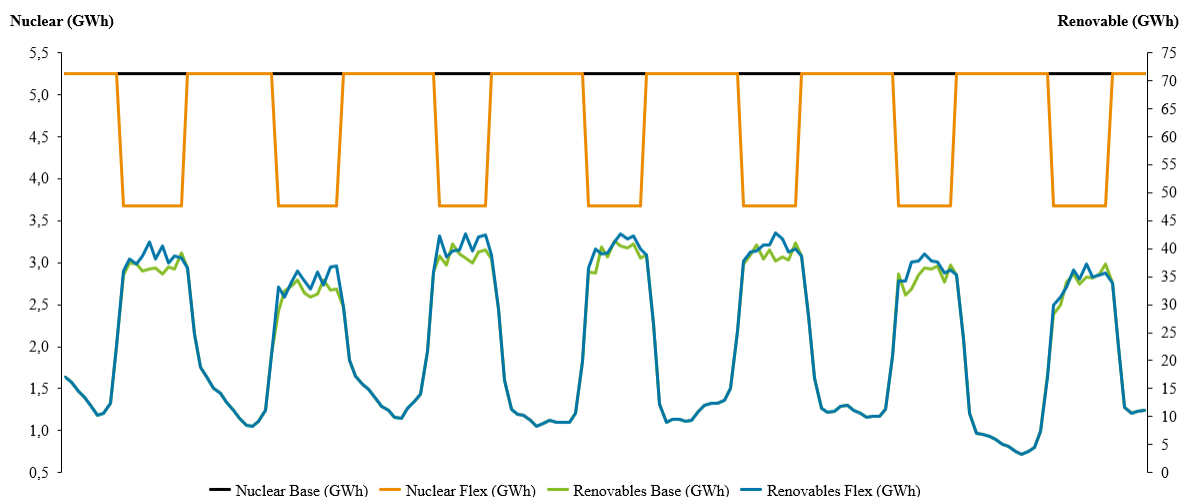


Figura 5: Evolución de la generación nuclear vs generación renovable MIBEL (GWh)

En la Tabla 9, se resumen las principales variaciones entre ambos escenarios y se detalla el modo de operación durante los modos flexibles, para el sistema eléctrico español

Indicador	Unidad	Escenario base	Escenario con flexibilidad
Potencia nuclear nominal	GW	5,3	5,3
Potencia en modo flexible	GW	—	3,68
Horas a potencia nominal	h	168	104
Horas en modo flexible	h	0	64
Modo flexible activado	%	—	70
Ciclos de flexibilidad	#	0	7
Generación nuclear total	GWh	882,0	781,2
Reducción nuclear	GWh	—	-100,8

Tabla 9: Detalle generación nuclear sistema base vs flexibilidad en España

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la flexibilidad nuclear se activa únicamente en determinados periodos de la semana, coincidiendo con situaciones en las que el sistema presenta una elevada disponibilidad de generación renovable, como se puede observar en la Figura 5. Esto indica que la reducción de la producción nuclear no responde

a una necesidad continua del sistema, sino a momentos concretos en los que la generación renovable disponible desplaza parcialmente a la generación base.

Un aspecto relevante de la simulación es que el único modo flexible activado es el m70, correspondiente a la reducción más fuerte. Esto sugiere que, bajo condiciones de esta semana de agosto, una reducción moderada de la producción nuclear no resulta suficiente para absorber el excedente renovable disponible. Al tratarse de un periodo con alta penetración renovable, especialmente en determinadas horas del día, el modelo prioriza el modo que permite una mayor reducción de potencia, liberando el máximo espacio posible para que el sistema pueda integrar generación renovable y reducir vertidos (lo cual se analizará en el siguiente subapartado).

Desde el punto de vista operativo, el principal efecto positivo de esta flexibilidad es que permite reducir la rigidez de la generación nuclear y mejorar la integración renovable en el mix. En lugar de mantener la generación nuclear en un modo base constante, el sistema puede adaptar parcialmente esta tecnología a los momentos de mayor generación renovable, reduciendo el desplazamiento de tecnologías limpias variables.

No obstante, este comportamiento también implica algún efecto adverso. Históricamente, las centrales nucleares han operado en modo base y de forma completamente estable, sin embargo, con la incorporación de este nuevo modo de funcionamiento, las centrales reducen su producción acumulada durante el horizonte temporal estudiado, lo que puede afectar a su factor de carga y a la lógica tradicional de operación. Además, la activación de ciclos de bajada y recuperación introduce una mayor exigencia operativa sobre la planta. La literatura señala que la operación en seguimiento de carga puede tener implicaciones sobre la gestión de combustible, el modo de operación, el envejecimiento de determinados componentes y los costes de operación y mantenimiento, especialmente en los equipos sometidos a mayores variaciones de carga [2]. Estos costes adicionales no se han modelado explícitamente en el trabajo, por lo que los resultados económicos deben interpretarse como una aproximación al impacto sobre el despacho del sistema, sin incorporar posibles sobrecostes asociados al desgaste, inspección o mantenimiento adicional de las centrales nucleares.

4.2.3 ANÁLISIS VERTIDOS RENOVABLES

Uno de los objetivos era comprobar el impacto de la flexibilidad nuclear sobre los vertidos renovables. En la Figura 6, se puede observar la evolución de las tecnologías renovables por país. Esta evolución muestra una reducción en la mayoría de las tecnologías, confirmando que, para la semana analizada, la reducción de la producción nuclear se traduce en mayor aprovechamiento de la generación renovable disponible.

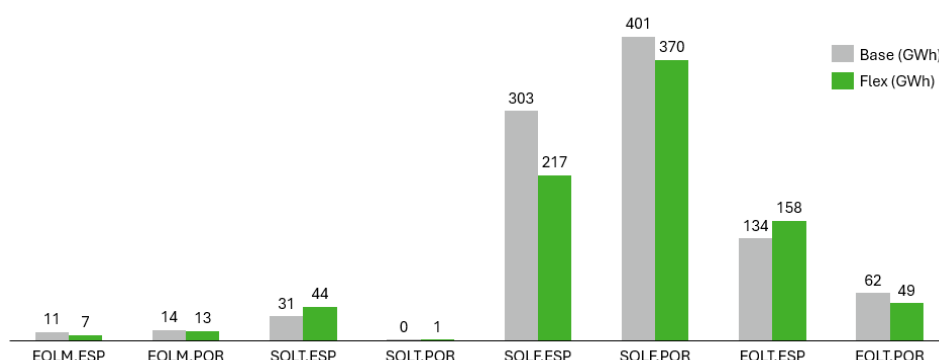


Figura 6: Evolución vertidos renovables por tecnología y país (GWh)

Los resultados reflejan una reducción global de los vertidos renovables al permitir la operación flexible nuclear. En el escenario base, los vertidos alcanzan en el sistema ibérico 956,2 GWh, mientras que en el escenario con flexibilidad se reducen hasta 858,5 GWh. Esto supone una disminución de 97,7 GWh, equivalente a una reducción aproximada del 10%. Por tanto, se puede concluir que una menor producción nuclear en determinados periodos se traduce en un mayor aprovechamiento de la generación renovable disponible.

Asimismo, pese a no disponer de parque nuclear propio, la reducción de vertidos se observa tanto en España como en Portugal, reduciéndose en 53,4 GWh y 44,3 GWh, respectivamente. Esto indica que el impacto de la flexibilidad no se limita únicamente al sistema español, sino que afecta al comportamiento conjunto del sistema ibérico mediante los intercambios entre ambos países.

No obstante, el efecto no es completamente homogéneo entre tecnologías y países. Aunque en su totalidad, el vertido disminuye, algunas tecnologías presentan aumentos puntuales en el escenario con flexibilidad. En particular, esto ocurre para la energía solar térmica y la eólica terrestre en Portugal. Esto muestra que la flexibilidad nuclear no elimina por completo las restricciones del sistema, sino que modifica la distribución de los excedentes entre tecnologías y zonas. En conjunto, los resultados confirman que la flexibilidad nuclear mejora la integración renovable, aunque no elimina totalmente la necesidad de vertido en situaciones de elevada producción renovable.

En el análisis por tecnologías, la reducción más significativa se produce en la solar fotovoltaica. Este resultado es coherente con la semana analizada, correspondiente a un periodo de verano, en el que la producción solar es elevada durante las horas centrales del día, tal y como se verá en la Figura 7. En estas horas centrales, la posibilidad de reducir la producción nuclear permite liberar espacio en el sistema y reducir parte de los excedentes renovables.

Asimismo, en la Figura 7, se puede observar la evolución horaria de los vertidos para ambos casos, comparada con la evolución de la demanda y de la producción renovable del caso base. Se observa un patrón diario muy marcado, en el que los máximos vertidos se concentran de forma recurrente en las horas centrales del día. Este comportamiento regular confirma que los episodios de vertido están estrechamente ligados a periodos de elevada disponibilidad renovable, especialmente solar, característica coherente con una semana de verano.

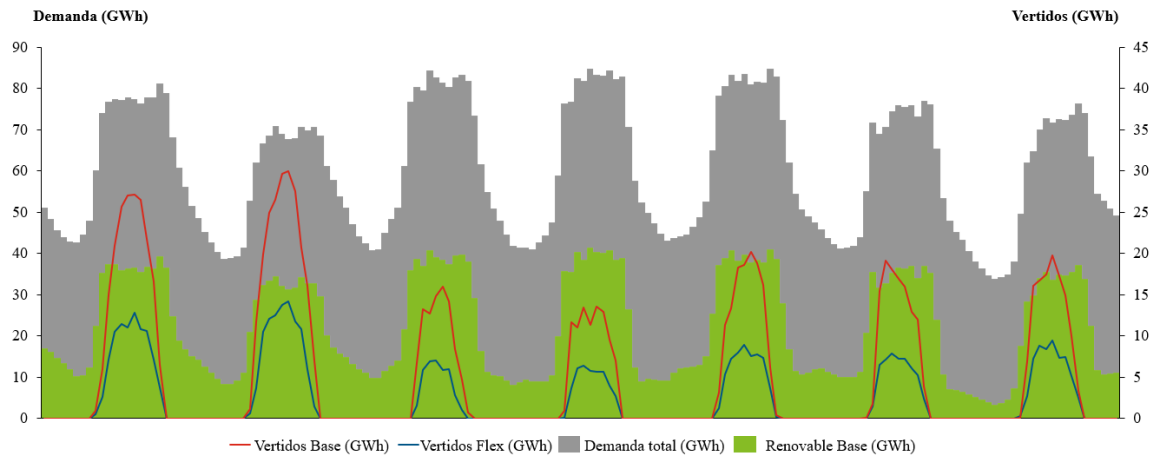


Figura 7: Evolución vertidos renovables horarios (GWh)

La comparación entre los dos escenarios muestra que la flexibilidad nuclear reduce notablemente los picos de vertido, aunque no llega a eliminarlos completamente. Esto se debe a que dichos episodios coinciden con horas de elevada producción renovable que, incluso en periodos de demanda relativamente alta, supera la capacidad del sistema para integrar toda la energía disponible. La reducción acumulada de generación nuclear gracias a la flexibilidad es de 100,8 GWh, mientras que la reducción de vertidos renovables es de 99,7 GWh, valores prácticamente equivalentes. Este resultado indica que la energía renovable que deja de producir la nuclear flexible, es en gran medida, sustituida por generación renovable que normalmente habría sido vertida.

Además, en la figura se puede observar otro patrón sorprendente, los mayores vertidos no solo aparecen en horas de demanda reducida, sino también en periodos de demanda relativamente elevada. Esto se debe a que, durante las horas centrales del día, la demanda aumenta, pero coincide simultáneamente con una producción solar muy elevada. En esas condiciones, el incremento de la demanda no es suficiente para absorber todo el excedente renovable disponible, especialmente cuando sigue existiendo una generación de base significativa. Por tanto, el vertido no depende de una demanda baja, sino del ajuste entre la elevada producción renovable y la capacidad del sistema para integrarla en cada hora.

En este contexto, la utilización del modo de operación al 70% resulta coherente con los resultados observados. La magnitud de los picos de vertido indica que una reducción nuclear moderada habría sido insuficiente para absorber el excedente renovable de las horas más críticas. Por ello, el modelo recurre al modo de mayor reducción, ya que es el que permite liberar un mayor margen en el sistema y conseguir una disminución apreciable de los vertidos. De hecho, incluso activando el modo de mayor reducción disponible, todavía quedan vertidos renovables. Esto sugiere que, bajo las condiciones de la semana analizada, un nivel de flexibilidad más agresivo podría haber permitido integrar una mayor cantidad de generación renovable. No obstante, una reducción nuclear más intensa también implicaría mayores exigencias operativas sobre la central y podría incrementar los efectos negativos asociados a la modulación de carga.

En conjunto, la figura confirma que la flexibilidad nuclear actúa principalmente como una herramienta de integración renovable. Su efecto más visible se produce en las horas de mayor excedente renovable, donde consigue rebajar significativamente los vertidos. Sin embargo, la persistencia de vertidos incluso en el escenario flexible muestra que la modulación nuclear, por sí sola, no resuelve completamente las restricciones del sistema en una semana con un grado de penetración renovable tan elevado.

4.2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO: EVOLUCIÓN DE COSTES Y PRECIOS

Tras analizar el impacto de la flexibilidad nuclear sobre la generación nuclear y los vertidos renovables, se estudia el impacto económico sobre el sistema. Para ello, se comparan los costes de operación y la evolución de los precios horarios en los escenarios base y con flexibilidad nuclear.

En primer lugar, se analizan los costes del sistema por tecnología y país. En la Tabla 10, se resumen estos costes con las variaciones entre el caso base y el caso con flexibilidad.

Indicador	Unidad	Esc. base	Esc. con flexibilidad	Variación (M€)	Variación (%)
Coste total España	M€	52,87	52,26	-0,61	-1,16%
Coste total Portugal	M€	11,52	11,52	0,00	0,00%
Coste total sistema	M€	64,40	63,78	-0,61	-0,95%
Coste nuclear	M€	5,24	4,62	-0,61	-11,72%
Coste térmico no nuclear	M€	59,16	59,16	0,00	0,00%

Tabla 10: Resumen de los costes del sistema

La Tabla 10 muestra que la flexibilidad nuclear tiene un impacto moderado en el coste total del sistema. El coste agregado pasa de 64,40 M€ a 63,78 M€, lo que supone una disminución equivalente al 0,95%. Esta reducción se concentra en el coste de la energía nuclear, por lo que únicamente impacta al sistema español, mientras que el coste de Portugal se mantiene constante entre ambos escenarios.

La reducción del coste está directamente relacionada con la menor producción nuclear durante las horas de flexibilidad. En el escenario flexible, parte de la generación nuclear es desplazada por generación renovable que, en el escenario base, habría sido vertida. Por tanto, el beneficio económico no procede de una reducción significativa del uso de carbón o ciclo combinado, sino de una operación más eficiente del sistema, aprovechar una mayor cantidad de generación renovable disponible.

El siguiente punto consiste en analizar el impacto sobre el precio y el margen nuclear, que se recoge en la Tabla 11.

Indicador	Unidad	Escenario base	Escenario con flexibilidad
Horas con precio cero o negativo ESP	h	64	61
Horas con precio cero o negativo POR	h	64	62
Margen nuclear total	M€	45,87	46,48
Margen nuclear unitario	€/MWh	52,00	59,50
Precio medio Esp	€/MWh	55,15	55,15
Precio medio Por	€/MWh	53,91	53,91
Market splitting	# h	7	0

Tabla 11: Resumen de precios y margen nuclear

La flexibilidad nuclear no tiene impacto en el precio medio horario del sistema. Tanto en España como en Portugal, los precios medios permanecen constantes entre el escenario base y el escenario con flexibilidad. Por tanto, la operación flexible nuclear no altera de forma significativa la tecnología marginal media del sistema durante la semana analizada.

En la Figura 8, se puede observar que la evolución horaria de precios mantiene un patrón muy similar en ambos escenarios.

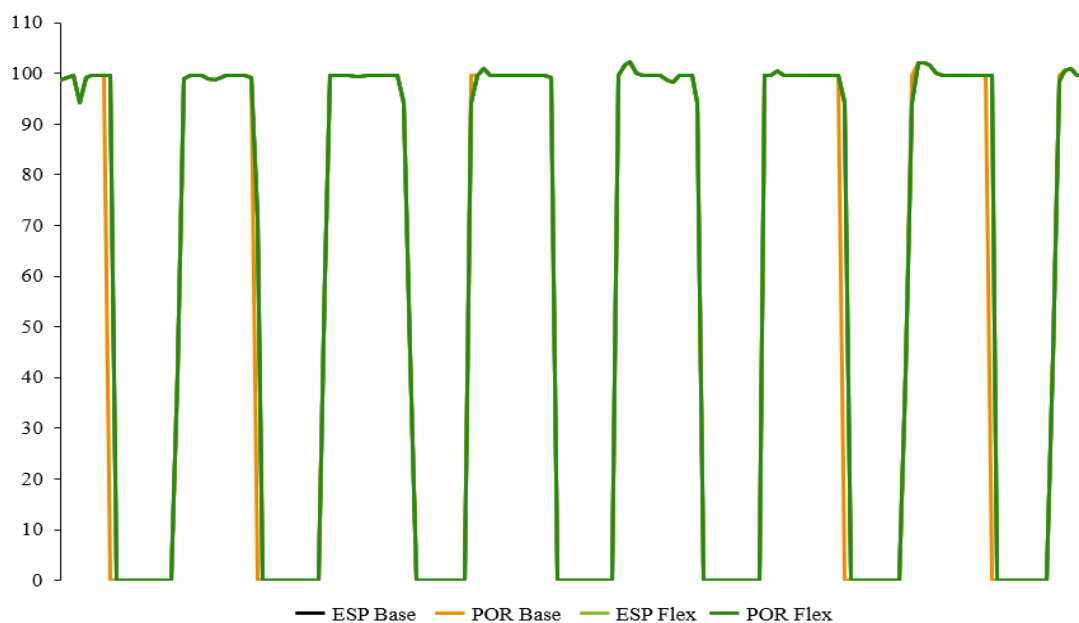


Figura 8: Evolución horaria de precios por país y escenario

No obstante, tal y como muestra la Tabla 11, sí se observa un efecto sobre las horas de precio cero. En ambos países estas horas se reducen en 3 y 2 al pasar al modo con flexibilidad, para España y Portugal respectivamente. Este resultado indica que la flexibilidad nuclear contribuye a suavizar parcialmente los episodios de precios muy bajos, al reducir los vertidos renovables y permitir una mayor integración renovable en horas de excedente.

Otra conclusión relevante extraída de la Tabla 11 es que el margen nuclear aumenta ligeramente, pasando de 45,87 M€ a 46,48 M€. Aunque la producción nuclear acumulada disminuye en el caso flexible, el margen unitario aumenta de 52,00 €/MWh a 59,50 €/MWh. Esto se debe a que la nuclear reduce su producción precisamente en las horas de menor valor económico, asociadas a elevada generación renovable y precios nulos o muy bajos. En consecuencia, aunque genera menos energía, la energía nuclear que permanece en el mercado se concentra en horas de mayor valor relativo. El impacto sobre el sistema es que los precios se mantienen constantes pese a la reducción de la producción nuclear, debido al aumento del margen unitario de esta. Este resultado es relevante porque muestra que la flexibilidad nuclear puede tener un doble efecto: por un lado, mejora la integración renovable y reduce vertidos; por otro, evita parte de la producción nuclear en horas de bajo precio, elevando el margen unitario de la tecnología. Sin embargo, este análisis no incorpora posibles costes adicionales asociados a la operación flexible, como mayor desgaste, inspecciones o mantenimiento adicional de la central.

Finalmente, la última conclusión relevante de la Tabla 11, es que, con la flexibilidad nuclear introducida, el número de horas con *market splitting* se reduce de 7 a 0, eliminándose las diferencias horarias de precio entre España y Portugal en la semana analizada. Este resultado indica que la mayor capacidad de adaptación de la generación nuclear permite reducir las congestiones internas del MIBEL. Aunque el efecto observado es limitado al periodo estudiado, muestra que la flexibilidad puede contribuir a una operación más integrada entre ambos sistemas eléctricos.

De la Figura 8, puede deducirse que los precios presentan valores elevados en determinadas horas, próximos a 100€/MWh, y periodos en los que caen hasta valores nulos o

prácticamente nulos. Esta alternancia está asociada al perfil horario de generación renovable y demanda: en las horas con mayor excedente renovable, el precio se reduce de forma significativa y en las horas con menor producción renovable, la tecnología marginal pasa a ser una térmica que aumenta el precio. Como se ha mencionado anteriormente la flexibilidad nuclear no modifica de forma estructural el nivel medio de precios, ya que en la mayoría de las horas la tecnología marginal sigue siendo la misma en ambos escenarios. Sin embargo, sí reduce ligeramente el número de horas con precio cero o negativo, como se ha comentado anteriormente.

Este comportamiento es coherente con la evolución observada recientemente en los mercados eléctricos europeos y que se puede deducir también de la literatura. Así, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) señala que el aumento de la generación renovable y las limitaciones de integración del sistema han incrementado la aparición de precios negativos o muy bajos en los mercados mayoristas europeos, especialmente en horas con elevada producción renovable y restricciones de absorción o intercambio. En este contexto, una mayor capacidad de flexibilidad e intercambio entre zonas se considera necesaria para reducir episodios de congestión y mejorar la integración de la generación renovable [16]. De forma complementaria, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) destaca que los vertidos renovables y precios negativos son señales de falta de flexibilidad del sistema eléctrico o de desajustes temporales entre oferta y demanda. Según este enfoque, la expansión de tecnologías renovables variables, especialmente solar fotovoltaica y eólica, requiere mecanismos adicionales de flexibilidad para desplazar generación, demanda o almacenamiento hacia las horas de mayor producción renovable [17].

Esta interpretación encaja con los resultados obtenidos en el caso de estudio, donde la flexibilidad nuclear reduce parte de los vertidos y disminuye ligeramente el número de horas con precio cero. Sin embargo, el efecto sobre el precio medio horario resulta muy reducido y no se aprecia con la precisión mostrada en la Tabla 11, en la que los valores se presentan redondeados a dos decimales. Por tanto, aunque los precios horarios no son exactamente

idénticos entre escenarios, la variación agregada del precio medio es marginal frente al impacto observado sobre los vertidos, el *market splitting* y el margen nuclear.

Finalmente, en la Figura 9, se compara el precio horario en España en el escenario con flexibilidad con la evolución de la producción nuclear.

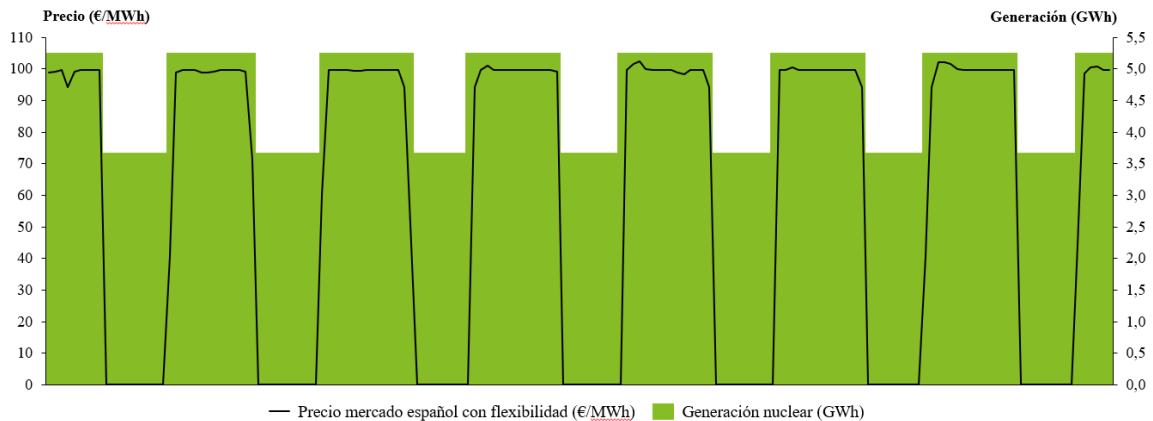


Figura 9: Evolución del precio en España con flexibilidad frente a generación nuclear

Se puede observar que en los períodos en los que la nuclear reduce su producción coinciden, en general, con las horas en las que el precio cae hasta valores muy bajos o nulos. Esto confirma que la flexibilidad nuclear se activa en momentos de elevada disponibilidad renovable, en los que la tecnología marginal tiende a estar asociada a generación de bajo coste.

Esta relación refuerza los resultados obtenidos en el análisis de vertidos. En las horas con mayor cantidad de energía renovable disponible, reducir la energía nuclear permite que haya más espacio en el sistema para utilizar esta energía renovable. Como consecuencia, disminuyen los vertidos y se reduce parcialmente la presión hacia precios nulos. Sin embargo, debido a la persistencia de vertidos en ciertas horas, la flexibilidad nuclear no los elimina completamente, tal y como se ha comentado anteriormente.

En conjunto, la flexibilidad presenta un impacto económico moderado pero positivo. Su efecto principal no es obtener una reducción significativa del precio medio horario, sino una

disminución del coste total de operación y una mejora en el aprovechamiento de la generación renovable disponible. Por tanto, el valor económico de la flexibilidad se refleja principalmente en una operación más eficiente del sistema y no tanto en una modificación estructural del precio de mercado.

4.3 CASO BASE II: ANÁLISIS DE UN AÑO COMPLETO

Una vez analizado el comportamiento del sistema durante una semana concreta, se amplía el estudio a una simulación anual completa. Este análisis permite comprobar si los efectos observados en el caso semanal se mantienen cuando se considera el conjunto del año, evitando que las conclusiones dependan exclusivamente de una semana con condiciones particulares de demanda o generación renovable. Para este análisis, se va a utilizar también el año 2030, bajo las mismas condiciones que el caso base semanal.

El análisis anual se centra en tres aspectos principales. En primer lugar, se estudia la curva de carga de los precios marginales, con el objetivo de identificar si la flexibilidad nuclear modifica la distribución anual de precios. En segundo lugar, se analiza la curva de carga de producción nuclear, para cuantificar el uso real de los modos flexibles durante el año. Finalmente, se compara la producción nuclear flexible con los vertidos renovables, ordenando las horas según la producción nuclear, con el fin de comprobar si la reducción nuclear se produce precisamente en las horas en las que existen mayores excedentes renovables.

4.3.1 EVOLUCIÓN ANUAL DE PRECIOS MARGINALES

En primer lugar, se analiza la curva de carga de los precios marginales en ambos escenarios, que se muestra en la Figura 10.

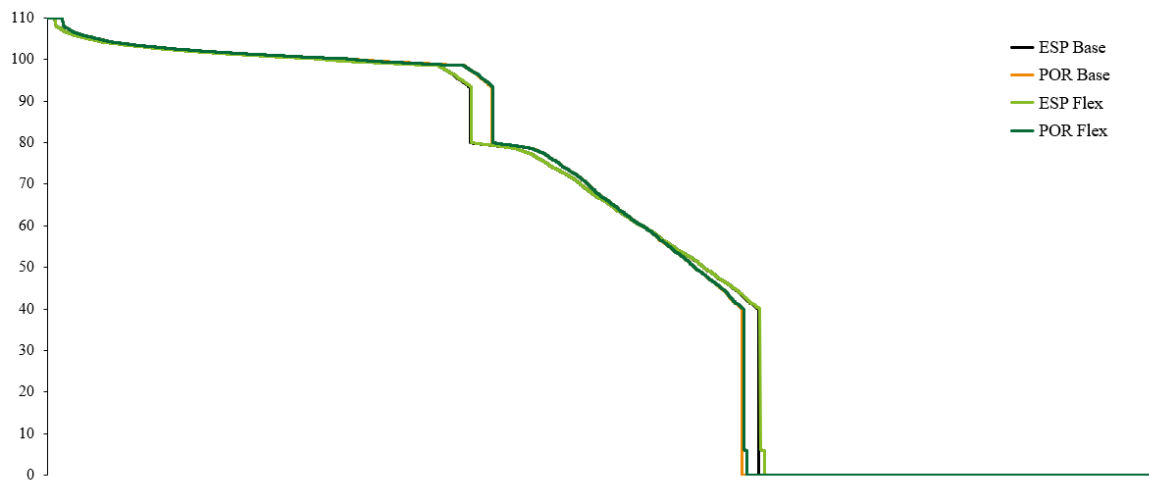


Figura 10: Curva de carga de precios marginales con y sin flexibilidad [€/MWh]

En términos generales, las cuatro curvas presentan una forma similar, lo que indica que la flexibilidad nuclear no modifica de manera estructural la distribución anual de precios. Los precios máximos se mantienen próximos a 110 €/MWh, mientras que en la parte final de la curva aparece un número significativo de horas con precios nulos o bajos. Una de las principales diferencias que se puede observar es la reducción del número de horas con precio nulo o negativo entre ambos escenarios. En la Tabla 12, se resumen los principales indicadores de precio de los escenarios.

Indicador	ESP Base	POR Base	ESP Flex	POR Flex
Precio medio [€/MWh]	54,9	55,2	55,0	55,3
Precio mínimo [€/MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0
Precio máximo [€/MWh]	109,9	109,9	110,0	110,0
Horas con precio cero o negativo [h]	1.366	1.121	1.132	1.003
Horas con precio < 5 €/MWh [h]	3.163	3.291	3.117	3.252
Horas con precio > 100 €/MWh [h]	2.172	2.412	2.163	2.403

Tabla 12: Resumen anual de precios marginales

Se observa una confirmación de la interpretación de la Figura 10: el precio medio apenas varía entre escenarios. En España pasa de 54,9 €/MWh en el caso base a 55,0 €/MWh en el

caso con flexibilidad, mientras que en Portugal aumenta de 55,2 €/MWh a 55,3 €/MWh. Por tanto, la flexibilidad tiene un impacto muy limitado sobre el precio medio anual

No obstante, y como se ha mencionado, sí se aprecia una reducción en las horas con precio cero o negativo. En España, estas horas disminuyen de 1.366 a 1.132, mientras que en Portugal pasan de 1.121 a 1.003. Este resultado es relevante porque muestra que la flexibilidad nuclear no cambia de forma significativa el precio medio, pero sí reduce parte de los episodios asociados a exceso de generación renovable y baja demanda residual. De forma similar, las horas con precios inferiores a 5 €/MWh también disminuyen ligeramente en ambos países.

Por tanto, el principal efecto de la flexibilidad nuclear sobre los precios no se encuentra en el valor medio anual, sino en la parte baja de la curva de carga. La reducción de vertidos renovables permite suavizar algunos episodios de precios muy bajos, aunque no los elimina completamente. Esto indica que la flexibilidad nuclear mejora la integración renovable, pero no es suficiente por sí sola para evitar todos los episodios de exceso de generación.

4.3.2 OPERACIÓN NUCLEAR ANUAL CON FLEXIBILIDAD

Otro análisis consiste en analizar la curva de carga de la producción nuclear en los escenarios base y con flexibilidad, como se puede ver en la Figura 11. En el caso base, la generación nuclear permanece constante a plena carga durante todo el año, con una producción de 5,25 GWh en el MIBEL. En cambio, en el escenario flexible se observa una reducción de producción en un conjunto de horas, asociada a la activación de los modos de operación flexible. Como se puede apreciar el modo flexible más utilizado es el de 70%, mientras que el modo de 90% se utiliza únicamente en un corto periodo de tiempo.



Figura 11: Curva de carga de producción nuclear con y sin flexibilidad MIBEL (GWh)

Además, en la Tabla 13, se resumen los principales indicadores asociados a la producción nuclear y a los vertidos renovables.

Indicador	Base	Flex	Variación	Variación (%)
Producción nuclear anual [GWh]	45.990	42.606	-3.384	-7,4%
Horas nuclear a plena carga [h]	8.760	6.540	-2.220	-25,3%
Horas en modo m90 [h]	—	80	—	—
Horas en modo m70 [h]	—	2.140	—	—
Número de ciclos flexibles m70	—	199	—	—
Número de ciclos flexibles m90	—	1	—	—
Vertidos renovables totales [GWh]	28.226	24.685	-3.541	-12,5%

Tabla 13: Resumen anual de flexibilidad nuclear y vertidos

Los resultados reflejados en la Tabla 13 muestran que la producción nuclear disminuye de 45.990 GWh en el escenario base a 42.606 GWh en el escenario con flexibilidad, lo que supone una reducción de 3.384 GWh, equivalente al 7,4 %. Asimismo, las horas a plena carga se reducen de 8.760 a 6.540, por lo que la nuclear deja de operar a potencia nominal durante 2.220 horas del año.

Como ya se podía apreciar en la Figura 11, la mayor parte de la operación flexible se realiza en el modo m70, con 2.140 horas de funcionamiento. El modo m90 solo aparece durante 80

horas, ya que implica una menor reducción de la producción nuclear, de 5,25 GWh a 4,725 GWh. Esto muestra que el modelo tiende a utilizar principalmente el modo de mayor reducción, ya que el sistema suele necesitar una disminución significativa de la producción nuclear para liberar espacio suficiente para la generación renovable.

Finalmente, el número de ciclos flexibles realizados durante el año es de 200, coincidiendo exactamente con el límite máximo impuesto en el modelo. Este resultado es especialmente relevante, ya que indica que la restricción de ciclos anuales es vinculante. Es decir, el modelo habría utilizado más maniobras de flexibilidad si se le hubiese permitido, por lo que el límite de ciclos actúa como una restricción efectiva sobre el aprovechamiento potencial de la flexibilidad nuclear.

4.3.3 RELACIÓN ENTRE FLEXIBILIDAD NUCLEAR Y VERTIDOS RENOVABLES

En la Tabla 13, se ha recogido también los vertidos renovables totales y se observa que pasan de 28.226 GWh en el escenario base a 24.685 GWh en el escenario con flexibilidad, lo que supone una reducción de 3.541 GWh, equivalente al 12,5 %. Por tanto, la reducción de producción nuclear está estrechamente relacionada con la disminución de vertidos renovables. De hecho, esta disminución es incluso ligeramente superior a la reducción anual de generación nuclear, lo que confirma que la flexibilidad nuclear permite integrar una mayor cantidad de energía renovable que, en el escenario base, habría sido vertida.

Para complementar este análisis, en la Figura 12, se ha recogido la curva de carga nuclear y los vertidos renovables horario para ambos escenarios. Las horas se han ordenado según la producción nuclear del escenario flexible, de forma que puede observarse cómo se comportan los vertidos en las horas en las que la nuclear no opera a plena carga.

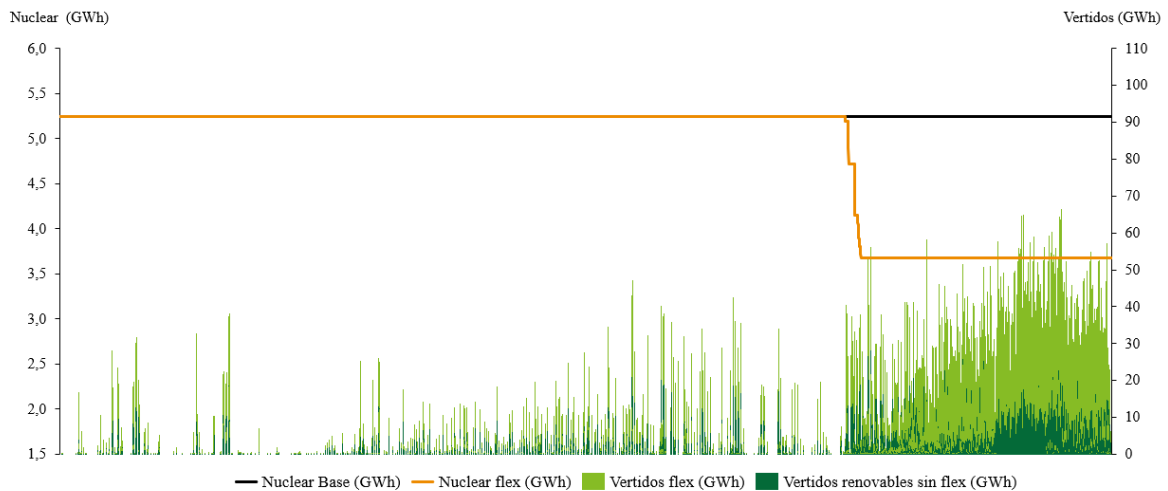


Figura 12: Curva de carga nuclear y vertidos renovables ordenados según producción nuclear flexible

Por lo general, la figura muestra que los mayores vertidos se concentran en la zona en la que la producción nuclear flexible se reduce. Esto confirma que el modelo activa la flexibilidad nuclear precisamente en aquellas horas en las que existe mayor excedente renovable. En otras palabras, la nuclear reduce su producción cuando el sistema necesita liberar espacio para integrar generación renovable disponible.

También se observa que, aun con flexibilidad nuclear, siguen existiendo vertidos renovables. Esto indica que la modulación nuclear reduce de forma significativa el problema, pero no lo elimina por completo. La persistencia de vertidos se debe a que, en determinadas horas, la generación renovable disponible supera la capacidad de absorción del sistema incluso cuando la nuclear reduce su producción.

Finalmente, al comparar los vertidos del escenario con flexibilidad frente al escenario sin flexibilidad, se observa que la reducción de producción nuclear coincide con una disminución de los vertidos renovables respecto al caso base. En ausencia de flexibilidad, la producción nuclear se mantiene constante y limita la capacidad del sistema para absorber generación renovable en las horas de mayor excedente. En cambio, cuando la nuclear reduce su producción, se libera espacio en el balance horario, permitiendo integrar una mayor parte de la generación renovable disponible y reduciendo los vertidos asociados. No obstante, la

comparación también muestra que la flexibilidad nuclear no elimina por completo los vertidos, ya que en algunas horas el excedente renovable sigue siendo superior a la capacidad de absorción del sistema.

4.3.4 IMPACTO ECONÓMICO ANUAL

Finalmente, se ha realizado un análisis del impacto económico anual de la flexibilidad nuclear. En la Tabla 14, se recogen los principales costes y el margen de la energía nuclear.

Indicador	Base	Flex	Variación [M€]	Variación (%)
Coste total sistema [M€]	3.783	3.762	-21	-0,5%
Coste total España [M€]	2.917	2.887	-30	-1,0%
Coste total Portugal [M€]	866	875	9	1,1%
Coste generación nuclear [M€]	273	253	-21	-7,5%
Margen nuclear total [M€]	2.251	2.275	24	1,1%
Margen nuclear unitario [€/MWh]	49	53	4	9,1%

Tabla 14: Resumen anual de costes y margen nuclear

La primera conclusión es que la flexibilidad reduce el coste total del sistema, que pasa de 3.783 M€ a 3.762 M€, con una disminución de 21 M€, equivalente al 0,5 %. Esta reducción se concentra principalmente en España, donde el coste total baja en 30 M€, mientras que en Portugal se observa un ligero incremento de 9 M€.

En cuanto al coste de generación nuclear, este disminuye de 273 M€ a 253 M€, coherentemente con la menor producción nuclear anual. Sin embargo, el margen nuclear total aumenta de 2.251 M€ a 2.275 M€, y el margen unitario pasa de 49 €/MWh a 53 €/MWh. El motivo de este resultado es que la nuclear flexible reduce producción en horas con valor económico bajo o nulo. Por tanto, aunque la central produce menos energía, la energía que permanece en el mercado se concentra en horas de mayor precio relativo, lo que produce un aumento del margen.

En conjunto, el análisis anual confirma las conclusiones obtenidas en el caso semanal. La flexibilidad nuclear reduce la producción nuclear acumulada, mejora la integración

renovable, disminuye los vertidos y reduce ligeramente el coste total del sistema. No obstante, su impacto sobre el precio medio anual es limitado, ya que la estructura general de precios apenas se modifica. El valor principal de la flexibilidad nuclear no se refleja en una caída del precio medio, sino en una operación más eficiente del sistema, con menor energía renovable desaprovechada y menor coste operativo agregado.

4.4 IMPLANTACIÓN, MÉTODO DE RESOLUCIÓN Y RESULTADOS COMPUTACIONALES

El modelo descrito se ha implementado en GAMS y se ha resuelto mediante el solver CPLEX. Además, es un problema de programación cuadrática con variables enteras mixtas o MIQCP, al tener variables continuas, binarias y una función objetivo con términos cuadráticos. En la Tabla 15, se compara el tamaño computacional del modelo anual en los escenarios sin y con flexibilidad nuclear.

Indicador	Caso sin flexibilidad nuclear	Caso con flexibilidad nuclear
Bloques de ecuaciones	20	20
Ecuaciones escalares	4.749	7.102
Bloques de variables	15	15
Variables escalares	17.747	18.772
Elementos no nulos	39.021	47.925
Elementos no lineales	1.008	1.008
Variables discretas	504	1.190
Tiempo de preproceso	3:10 s	3:55 s

Tabla 15: Comparativa del tamaño computacional del modelo anual con y sin flexibilidad

Se observa que la incorporación de la flexibilidad nuclear no modifica el número de bloques de ecuaciones ni de variables, que se mantiene en 20 y 15 respectivamente. Sin embargo, sí aumenta el número de ecuaciones escalares, que pasa de 4.749 a 7.102, y el número de variables escalares, que pasa de 17.747 a 18.772. Este incremento se debe a la introducción

de nuevas restricciones y variables asociadas a la activación de las maniobras de operación flexible.

También se aprecia un aumento en el número de elementos no nulos de la matriz del modelo, que pasa de 39.021 a 47.925, lo que refleja una formulación más densa y con mayor acoplamiento entre variables y restricciones. Los elementos no lineales se mantienen constantes en ambos casos, con 1.008 elementos, por lo que la flexibilidad nuclear no introduce nuevas no linealidades en la formulación. En cambio, el número de variables discretas aumenta de 504 a 1.190, debido principalmente a las variables binarias necesarias para representar el inicio de maniobras, la permanencia mínima en modo flexible y las restricciones de no solapamiento.

En cuanto al tiempo de preproceso, el caso sin flexibilidad nuclear presenta un tiempo de 3 min 10 s, mientras que el caso con flexibilidad nuclear aumenta hasta 3 min 55 s. Este incremento es coherente con el mayor tamaño de la formulación, especialmente por el aumento del número de ecuaciones escalares, elementos no nulos y variables discretas. No obstante, la diferencia sigue siendo moderada, por lo que la incorporación de la flexibilidad nuclear no supone un incremento computacional desproporcionado en la fase de preproceso.

Capítulo 5. CONTRIBUCIONES, CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

5.1 CONTRIBUCIONES

El presente trabajo ha desarrollado un modelo de optimización de programación cuadrática entero mixto para analizar el impacto de la flexibilidad nuclear sobre el despacho horario del sistema eléctrico ibérico. La aportación más específica se encuentra en la representación de las maniobras nucleares y en el estudio del impacto de estas sobre el sistema eléctrico ibérico. En lugar de modelar la nuclear únicamente como una tecnología base inflexible, se han introducido dos modos de operación reducida, asociados a producciones del 90% y 70% de la potencia nominal. La activación de estos modos se realiza mediante variables binarias y está limitada por restricciones de duración mínima, horas previas a plena carga, no solapamiento de maniobras y número máximo de ciclos anuales. Esta estructura permite representar de forma simplificada, pero técnicamente razonable, la idea de que la flexibilidad nuclear no puede utilizarse de manera ilimitada ni como una modulación horaria completamente libre.

Asimismo, el trabajo permite contribuir a la literatura actual al estudiar el papel de la flexibilidad nuclear en un sistema con alta penetración renovable, elevada presencia de generación solar y eólica, y una interconexión limitada con el resto de Europa. La mayoría de los estudios vistos se centran en sistemas como Francia, Corea del Sur, Reino Unido o regiones de Estados Unidos, cada uno con unas características propias y muy diferentes a las del mercado ibérico. Portugal no dispone de parque nuclear, mientras que España sí, ambos sistemas están conectados mediante el mercado ibérico, y la elevada integración de renovables impulsada por ambos gobiernos puede provocar episodios de vertido con precios muy bajos o nulos y periodos con menor cantidad de generación disponible.

Finalmente, el trabajo aporta una base ampliada para futuros análisis. La formulación permite incorporar escenarios alternativos de demanda, penetración renovable, hidráulica seca, ampliación de interconexiones, costes de importación y exportación, límites más estrictos de ciclos nucleares o restricciones adicionales de operación. Por tanto, aunque el modelo no reproduce todos los detalles físicos y regulatorios del sistema eléctrico, constituye una herramienta útil para evaluar el valor relativo de la flexibilidad nuclear dentro de la transición energética ibérica.

5.2 CONCLUSIONES

El análisis realizado permite extraer varias conclusiones relevantes sobre el papel potencial de la flexibilidad nuclear en el sistema eléctrico ibérico. En primer lugar, los resultados muestran que la flexibilidad nuclear actúa principalmente como una herramienta de integración renovable. Al permitir que la nuclear reduzca temporalmente su producción en horas de elevada generación renovable, el sistema dispone de mayor espacio para absorber producción solar y eólica que, en el escenario base, habría sido vertida.

En el caso semanal analizado, correspondiente a una semana de verano del año 2030, la activación de la flexibilidad nuclear reduce la generación nuclear acumulada en 100,8 GWh. Esta reducción se traduce prácticamente de forma directa en una disminución de los vertidos renovables que se reducen en 97,7 GWh, equivalente a una reducción del 10% de los vertidos del escenario base. Este resultado confirma que, en la semana seleccionada, la energía nuclear desplazada por la maniobra flexible es sustituida en gran medida por generación renovable que de otra forma no habría podido integrarse en el sistema.

Asimismo, aunque Portugal no dispone de generación nuclear propia, se observa también una reducción de vertidos en este sistema. Este resultado pone de manifiesto la necesidad e importancia de estudiar el MIBEL de forma conjunta, ya que las interconexiones entre España y Portugal permiten que una decisión operativa tomada en el sistema español tenga efectos sobre el equilibrio global del sistema ibérico.

En cuanto al comportamiento de la nuclear, el caso semanal muestra que el modo flexible activado es el de la reducción más profunda, la del 70%. Esto indica que, bajo las condiciones de la semana de verano simulada y la generación renovable proyectada para 2030, el sistema requiere una reducción significativa de la potencia nuclear para liberar espacio suficiente a la generación renovable. La maniobra del 90%, al representar una reducción más moderada, no resulta suficientemente atractiva en ese escenario concreto. Sin embargo, en la simulación anual sí se puede observar una reducción al 90%, aunque con uso limitado, lo que confirma que el modelo es capaz de seleccionar entre ambos modos en función de las necesidades del sistema. En un contexto con menor penetración de renovables, este modo podría ser usado con mayor frecuencia.

La simulación anual permite confirmar que los efectos observados en el caso semanal no ocurren únicamente en una semana particular. En el conjunto del año 2030, la producción nuclear disminuye de 45.990 GWh en el escenario base a 42.606 GWh en el escenario con flexibilidad, lo que supone una reducción de 3.384 GWh, equivalente al 7,4 %. Al mismo tiempo, los vertidos renovables totales se reducen de 28.226 GWh a 24.685 GWh, es decir, disminuyen en 3.541 GWh, un 12,5 %. La proximidad entre la reducción nuclear y la reducción de vertidos confirma que la flexibilidad nuclear se utiliza principalmente en horas en las que existe una cantidad elevada de excedente renovable.

Otro resultado relevante detectado es que el número de ciclos de flexibilidad anual alcanza el límite máximo definido en el modelo. En el caso anual se realizan 200 ciclos, coincidiendo con la restricción impuesta. Esto indica que el límite anual de maniobras es vinculante y que, si el modelo dispusiera de una mayor capacidad de modulación, probablemente activaría la flexibilidad en más ocasiones. Por tanto, el potencial de la flexibilidad nuclear no depende solo del nivel de reducción permitido, sino también del número de ciclos admisibles y de las restricciones técnicas asociadas a la operación de la central.

Desde el punto de vista económico, el impacto de la flexibilidad nuclear es positivo aunque moderado. En el caso semanal, el coste total del sistema se reduce de 64,4 M€ a 63,78 M€, lo que supone una disminución de 0,61 M€, equivalente al 0,95 %. En el caso anual, el coste

total del sistema pasa de 3.783 M€ a 3.762 M€, con una reducción de 21 M€, equivalente al 0,5 %. Por tanto, la flexibilidad nuclear no transforma de manera estructural el coste total del sistema, pero sí permite una operación más eficiente al reducir energía renovable desaprovechada.

El efecto sobre los precios medios es limitado también, en ambos escenarios estudiados dichos precios apenas varían. Esto indica que la flexibilidad nuclear no modifica sustancialmente la tecnología marginal predominante durante el periodo analizado. Sin embargo, sí se observa una reducción de las horas con precio nulo. En la simulación anual, estas horas disminuyen de 1.366 a 1.132 en España y de 1.121 a 1.003 en Portugal. Por tanto, el principal efecto sobre los precios se concentra en la parte baja de la curva de carga, asociada a horas de excedente renovable.

Otra conclusión interesante se obtiene del análisis del margen nuclear. Aunque la producción nuclear disminuye en el escenario flexible, el margen nuclear total aumenta ligeramente y el margen unitario mejora. En el caso anual, el margen nuclear total pasa de 2.251 M€ a 2.275 M€, mientras que el margen unitario aumenta de 49 €/MWh a 53 €/MWh. El motivo de este ligero aumento se debe a que la nuclear reduce su producción en horas de menor valor económico, generalmente asociadas a precios nulos o bajos, y concentra su producción restante en horas de mayor precio relativo. No obstante, este resultado debe interpretarse con cautela, ya que el modelo no incorpora costes adicionales asociados a la operación flexible, como posibles incrementos de mantenimiento, inspecciones, desgaste de componentes o efectos sobre la gestión del combustible.

Las conclusiones generales muestran que la flexibilidad nuclear puede aportar valor al sistema eléctrico ibérico, especialmente como mecanismo para reducir vertidos renovables y suavizar episodios de precios muy bajos. No obstante, se observa que los vertidos renovables siguen siendo elevados, por lo que la flexibilidad no es una solución suficiente por sí sola para eliminar los excedentes renovables. Esto confirma la necesidad de una combinación de medidas: mayor almacenamiento, gestión de la demanda, refuerzo de

interconexiones, operación flexible de tecnologías gestionables y una planificación coordinada de la expansión renovable.

Finalmente, debe destacarse que los resultados obtenidos dependen de las hipótesis adoptadas. La representación simplificada de la red, la ausencia de mercados de reserva, la no modelización detallada de rampas térmicas, la aproximación semanal de la hidráulica y la falta de costes específicos asociados a la operación nuclear flexible limitan el alcance de las conclusiones. Por ello, los valores numéricos deben interpretarse como una estimación técnico-económica del efecto relativo de la flexibilidad nuclear, no como una predicción exacta del funcionamiento real del mercado eléctrico.

5.3 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

A partir del trabajo desarrollado y tras analizar las distintas conclusiones obtenidas, se han identificado varias líneas de investigación futuras que permitirían mejorar el modelo y ampliar el alcance del análisis.

En primer lugar, en el modelo actual se ha incorporado un coste asociado a la flexibilidad nuclear, pero de valor residual. Este valor simula una penalización ficticia para evitar maniobras innecesarias, pero sin impacto en los costes totales. Para ampliar el análisis y ver el impacto real, se tendría que incorporar un coste real explícito de operación flexible. Tras realizar el análisis de la literatura se ha observado que la operación en seguimiento de carga puede tener implicaciones sobre el modo de operación, el comportamiento del combustible, el envejecimiento de determinados componentes y los costes de mantenimiento asociados. Por tanto, una extensión natural del modelo consistiría en introducir un coste variable o por ciclo asociado a cada maniobra nuclear, de forma que el despacho flexible solo se active cuando el beneficio sistémico compense también estos posibles costes adicionales. Además, sería interesante analizar cómo la introducción de este coste afectaría al número de maniobras realizadas por las centrales nucleares, comprobando si el modelo seguiría saturando el límite anual de ciclos considerado o si, por el contrario, reduciría la activación de la flexibilidad. Este análisis permitiría evaluar también la repercusión de dichos costes

sobre el margen económico de la generación nuclear y sobre su precio de captura, incorporando una visión más completa del impacto económico de la operación flexible.

En segundo lugar, dado su papel en el análisis, sería conveniente realizar una mejora de la representación de los vertidos renovables. En el modelo actual, cuando existen soluciones equivalentes, el reparto del vertido entre tecnologías o zonas puede depender de la multiplicidad de soluciones óptimas. Una posible mejora consistiría en introducir coeficientes de coste diferenciados para los vertidos renovables por tecnología o por área, no como costes reales de mercado, sino como criterios auxiliares para ordenar las soluciones y obtener un reparto más interpretable. Esta mejora ayudaría a analizar con mayor precisión qué tecnologías se ven más afectadas por las restricciones de integración renovable, y al reparto de los vertidos entre países.

En tercer lugar, se propone como línea de desarrollo futuro la incorporación explícita de precios negativos en el modelo. En la formulación actual no se representan situaciones en las que el precio horario pueda tomar valores negativos, lo que limita el análisis de escenarios con elevada penetración renovable y posibles excedentes de generación. Este desarrollo implicaría considerar una representación más detallada de los contratos bilaterales o PPAs asociados a generación renovable, ya que estos pueden modificar los incentivos de producción incluso en horas de precio bajo o negativo. Asimismo, permitiría introducir costes asociados a los vertidos renovables, diferenciando entre el vertido como simple variable técnica de ajuste y el posible impacto económico que puede tener la energía renovable no integrada en el sistema.

Además, una extensión natural sería desarrollar un modelo enfocado en tomar decisiones de inversión. La formulación actual es un modelo de despacho, por lo que toma como dados la capacidad instalada, las interconexiones, el bombeo y la disponibilidad tecnológica. Una ampliación relevante consistiría en permitir decisiones de inversión en nueva capacidad renovable, almacenamiento, interconexiones o adaptación de centrales nucleares para operación flexible. De esta manera, podría plantearse un desarrollo con un parque nuclear más grande, para determinar si resulta conveniente reinvertir en centrales nucleares

existentes para dotarlas de mayor capacidad de modulación o si otras fuentes de flexibilidad ofrecen un valor sistémico superior.

Otra línea consiste en comparar la flexibilidad nuclear con usos alternativos de la energía excedentaria. En lugar de permitir una reducción de la producción nuclear durante horas de precio bajo, podría estudiarse la posibilidad de utilizar esa energía para alimentar electrolizadores próximos a la central y producir hidrógeno. Este enfoque permitiría comparar dos estrategias distintas: reducir la potencia nuclear para integrar más renovables o mantener la producción nuclear y destinar la energía de bajo valor a un nuevo consumo flexible. Esta comparación sería especialmente relevante en escenarios con desarrollo de hidrógeno renovable o bajo en carbono. Además, esta estrategia permitiría usar una mayor cantidad de nuclear de bajo valor para producir más hidrógeno, lo que permitiría una mayor integración renovable.

Asimismo, dadas las simplificaciones planteadas en el modelo, sería útil ampliar la representación del sistema eléctrico. No se ha incluido red interna, congestiones nodales, pérdidas, restricciones de seguridad, mercados de reserva ni requisitos de estabilidad de frecuencia. La incorporación de algunos de estos elementos permitiría evaluar si la flexibilidad nuclear aporta valor no solo en el mercado de la energía, sino en la operación segura del sistema. En particular, la participación en reservas, la estabilidad de frecuencia y las restricciones de rampa podrían modificar la valoración de los modos flexibles.

También sería interesante profundizar en la representación hidráulica. En el modelo actual, se permite una gestión semanal del recurso, con perfiles horarios históricos adaptados a los años futuros. Sin embargo, no se han considerado trasvases de agua entre semanas ni almacenamiento estacional. Una formulación con embalses, aportaciones hidrológicas y restricciones intertemporales permitiría estudiar la interacción entre hidráulica y flexibilidad nuclear con mayor realismo, especialmente en años secos o en escenarios con fuerte variabilidad renovable.

Otra mejora futura consistiría en revisar los intercambios con el mercado francés. En el modelo actual aparecen de manera puntual situaciones de importación y exportación simultáneas al representarse ambas variables de manera separada. Una posible solución sería introducir una variable binaria que impida que ambas variables sean positivas al mismo tiempo, aunque esta alternativa incrementaría de forma significativa el tamaño computacional del modelo. Otra opción sería reformular el intercambio mediante una única variable de flujo con signo, considerando un coste marginal de importación creciente y una utilidad marginal de exportación creciente. Esta segunda alternativa sería coherente con la hipótesis económica del modelo y permitiría representar el intercambio neto de forma más natural, siempre que se garantice que el coste mínimo de importación sea mayor o igual que la utilidad máxima de exportación.

Finalmente, sería conveniente realizar un análisis de sensibilidad más amplio. Las principales variables a estudiar son el número máximo de ciclos nucleares, la duración mínima de potencia, la capacidad de interconexión con Francia, el crecimiento de la demanda, la penetración solar y eólica, la disponibilidad hidráulica y los costes de importación. Este análisis permitiría identificar en qué condiciones específicas la flexibilidad nuclear resulta más valiosa para el sistema ibérico y cuándo su aportación pasa a ser limitada frente a otras fuentes de flexibilidad.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] O. M. Babatunde, J. L. Munda, y Y. Hamam, «Power system flexibility: A review», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 101-106, feb. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2019.11.048.
- [2] «Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants», Nuclear Energy Agency (NEA). Accedido: 22 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_62445/technical-and-economic-aspects-of-load-following-with-nuclear-power-plants?details=true
- [3] P. Morilhat, S. Feutry, C. L. Maitre, y J. M. Favennec, «Nuclear Power Plant flexibility at EDF».
- [4] J. D. Jenkins *et al.*, «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 222, pp. 872-884, jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.
- [5] A. Lynch, Y. Perez, S. Gabriel, y G. Mathonniere, «Nuclear fleet flexibility: Modeling and impacts on power systems with renewable energy», *Applied Energy*, vol. 314, p. 118903, may 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118903.
- [6] «Energy policy: general principles | Fact Sheets on the European Union | European Parliament». Accedido: 8 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/68/la-politica-energetica-principios-generales>
- [7] J. Kim, H. Jo, J. Lee, S. Song, y G. Jang, «Operational flexibility nuclear generation in South Korea: A comprehensive impact analysis», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 208, p. 115055, feb. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2024.115055.
- [8] «Assessment of High-Electrification UK Scenarios with Varying Levels of Nuclear Power and Associated Post-Fault Behaviour». Accedido: 4 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/6/1780>
- [9] C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, T. Duquesnoy, y A. Baschwitz, «Nuclear and intermittent renewables: Two compatible supply options? The case of the

- French power mix», *Energy Policy*, vol. 95, pp. 135-146, ago. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.04.037.
- [10] A. Blanchard y O. Massol, «The value of nuclear power plants' flexibility: A multistage stochastic dynamic programming approach», *European Journal of Operational Research*, abr. 2025, doi: 10.1016/j.ejor.2025.04.007.
- [11] B. J. Alqahtani y A. S. Almerbati, «Effect of Nuclear Energy Flexibility on Integrating Large-Scale Distributed Solar PV in an Existing Power Network», *International Journal of Energy Research*, vol. 2023, n.º 1, p. 7261414, 2023, doi: 10.1155/2023/7261414.
- [12] M. Lykidi y P. Gourdel, «How to manage flexible nuclear power plants in a deregulated electricity market from the point of view of social welfare?», *Energy*, vol. 85, pp. 167-180, jun. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.03.032.
- [13] R. Loisel, V. Alexeeva, A. Zucker, y D. Shropshire, «Load-following with nuclear power: Market effects and welfare implications», *Progress in Nuclear Energy*, vol. 109, pp. 280-292, nov. 2018, doi: 10.1016/j.pnucene.2018.08.011.
- [14] «Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation», IAEA, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>
- [15] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 25 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [16] «Progress of EU electricity wholesale market integration | www.acer.europa.eu». Accedido: 21 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.acer.europa.eu/monitoring/electricity_market_integration_2024
- [17] «The Value of Demand Flexibility – Analysis», IEA. Accedido: 21 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-value-of-demand-flexibility>

- [18] «THE 17 GOALS | Sustainable Development». Accedido: 1 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://sdgs.un.org/goals>

ANEXO I. ALINEAMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible enumeró diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible para garantizar la paz y la prosperidad de las personas y del planeta, ahora y en el futuro [18].

El uso de la flexibilidad nuclear desempeña un papel clave en la transición energética, ya que facilita una mayor integración de las energías renovables, asegurando un suministro energético estable para todos. Esto reduce el vertido de generación limpia y disminuye la dependencia de tecnologías fósiles que se han utilizado para respaldar las energías variables. Además, el uso flexible optimiza la utilización de la infraestructura existente, aumentando la eficiencia del sistema eléctrico.

Estas mejoras permiten alinear este trabajo con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):

- **Objetivo 7:** Energía asequible y no contaminante.
- **Objetivo 9:** Industria, innovación e infraestructura.
- **Objetivo 13:** Acción por el clima.



Figura 13: Alineamiento con los ODS