



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN EL MERCADO DE LAS MEDIDAS DE INTERVENCIÓN PARA GESTIONAR LA CRISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LA UNIÓN EUROPEA

Autor: Javier Elechiguerra Batlle

Director: Pablo Rodilla Rodríguez

Madrid

Agosto de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Evaluación del impacto en el mercado de las medidas de intervención para gestionar la crisis del mercado eléctrico de la Unión Europea** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021-2022 es de mi autoría, original e inédito 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.

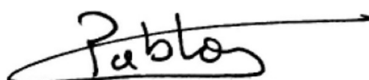
Fdo.: Javier Elechiguerra Batlle

Fecha: 29/ 08/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo Rodilla Rodríguez

Fecha: 9/ 9/ 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN EL MERCADO DE LAS MEDIDAS DE INTERVENCIÓN PARA GESTIONAR LA CRISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LA UNIÓN EUROPEA

Autor: Javier Elechiguerra Batlle

Director: Pablo Rodilla Rodríguez

Madrid

Agosto de 2022

EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN EL MERCADO DE LAS MEDIDAS DE INTERVENCIÓN PARA GESTIONAR LA CRISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LA UNIÓN EUROPEA

Autor: Elechiguerra Batlle, Javier.

Director: Rodilla Rodríguez, Pablo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

El sistema eléctrico tiene como uno de sus principales objetivos minimizar los costes de la generación eléctrica a la par que se cubre, en la medida de lo posible, la demanda energética del sistema [1].

Para llevar a cabo la óptima planificación de las distintas fuentes de generación en el sistema eléctrico el modelo de referencia es el unit commitment, un modelo que representa una pieza fundamental en los contextos centralizados, y que sigue siendo una buena referencia en los contextos de mercado. El unit commitment optimiza la generación eléctrica en un determinado horizonte de tiempo minimizando los costes de generación, bajo una serie de condiciones y restricciones que deben ser satisfechas [2].

Mediante el empleo del modelo de unit commitment se puede simular el funcionamiento de distintos sistemas, incluso aquellos que se rigen por las fuerzas del mercado, bajo la hipótesis de que en dicho mercado haya una competencia perfecta.

En este trabajo se analiza el mecanismo conocido como la excepción ibérica, una medida implantada en España y Portugal cuyo fin es reducir los precios del mercado eléctrico frente a la situación de crisis actual. Esta medida consiste en establecer un tope al precio del gas empleado para la producción de electricidad, lo que implica necesariamente una compensación a las centrales de carbón y gas según el nivel de generación de las mismas (a mayor generación de las centrales de gas, mayor compensación).

2. Metodología

Para analizar el impacto de la excepción ibérica, el estudio se lleva a cabo en dos fases.

En una primera fase, se realiza un estudio preliminar de la medida en el que únicamente se considera a España, sin considerar interconexión alguna con otros países, con el fin de evaluar si mediante la aplicación de la excepción ibérica se logran, efectivamente, reducir los precios del mercado eléctrico. Para obtener resultados próximos a la realidad, tanto la generación como la demanda de España se modelan con datos obtenidos de Red Eléctrica de España. En la figura siguiente se muestra la potencia instalada de cada una de las

tecnologías, que limita la potencia máxima que puede ser considerada a nivel de generación para cada tecnología.

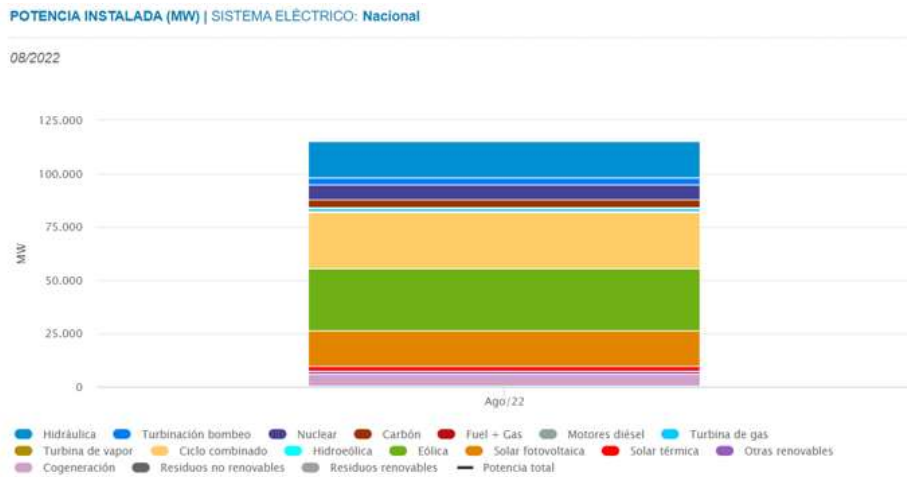


Figura 1: Potencia instalada en España [3]

El precio del gas considerado, que es un dato fundamental para el estudio, se ha obtenido basado en las cotizaciones observadas en el momento de realizar este trabajo en la página de MIBGAS (Mercado Ibérico del gas). Se ha considerado en el estudio un precio de mercado del gas de 120 €/MWh. En cuanto al precio del tope al gas, se ha considerado un precio de 40 €/MWh, valor inicial tope fijado al gas en la excepción ibérica.

Con la consideración de unos datos de entrada de generación y demanda de España coherentes, en base a registros históricos, y mediante el empleo del modelo de unit commitment, se puede correr el modelo para analizar el impacto de la medida.

En una segunda fase, se estudia la aplicación de la excepción ibérica considerando dos subsistemas interconectados, uno formado por España y Portugal, y otro formado por Francia, con el fin de analizar los efectos que provoca la medida tanto a nivel de generación, como a nivel ambiental y económico. Se procede del mismo modo que en el caso anterior, con los datos de Portugal extraídos de REN (Rede Eléctrica Nacional) y los datos de Francia extraídos de RTE (Réseau de Transport d'Électricité) [4], [5].

Por último, para el análisis de la medida se considera un horizonte de tiempo de un año dividido en periodos de una hora.

3. Resultados

El objetivo de la excepción ibérica es reducir los precios del mercado eléctrico.

En la primera fase del estudio el principal objetivo era analizar en qué medida el mecanismo es capaz de cumplir con su objetivo, teniendo en cuenta que hay que pagar una compensación a las centrales de gas.

En la Figura 2 se ilustran los precios con y sin el tope al gas, en función de la producción renovable. Se puede apreciar una clara reducción de los precios con la aplicación de la medida.

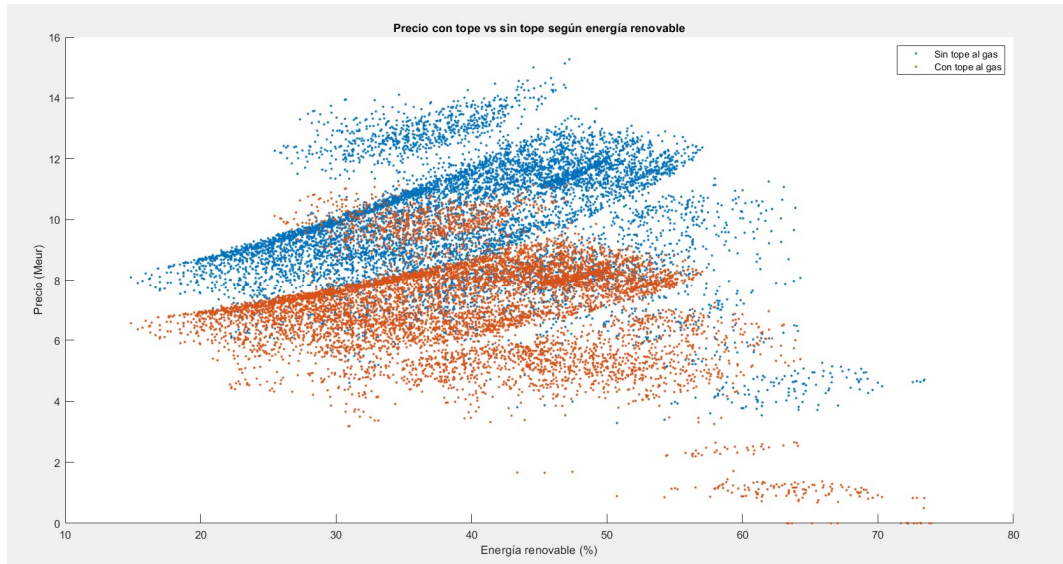


Figura 2: Precio con tope vs sin tope según energía renovable

Además, cuanto mayor es la energía renovable producida en el sistema, menor es la compensación que se le debe pagar a las centrales de gas y, en definitiva, mayor es el ahorro de los consumidores (siempre y cuando entren en escena las centrales de carbón o gas), como recoge la Figura 3.

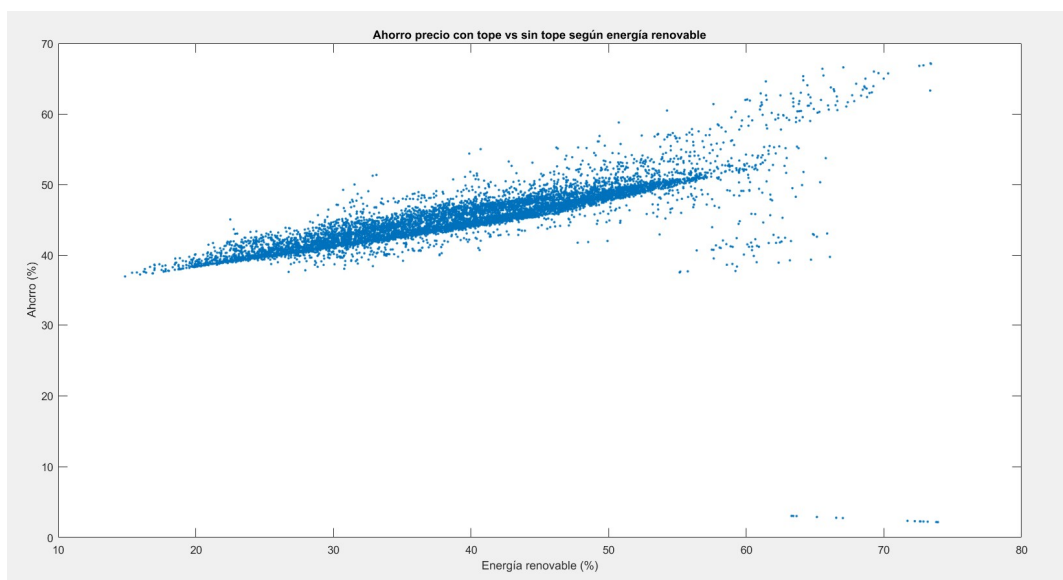


Figura 3: Ahorro precio con tope vs sin tope según energía renovable

En el estudio de la excepción ibérica con el subsistema formado por España y Portugal (países que aplican la medida) interconectado con el subsistema formado por Francia, se comprueba cómo la aplicación de la excepción ibérica provoca un importante aumento de las exportaciones de España y Portugal a Francia, pues Francia se aprovecha de la energía más barata producida en España y Portugal. El subsistema formado por España y Portugal pasa de importar casi 1000 GWh a exportar, prácticamente, 18000 GWh en el periodo de un año. Además, este aumento de las exportaciones de España y Portugal se traduce en un aumento de la producción de las centrales de gas y, por ende, un aumento de las emisiones de CO₂ en estos países, mientras que en Francia se produce el efecto contrario. La Figura 4 recoge este hecho.

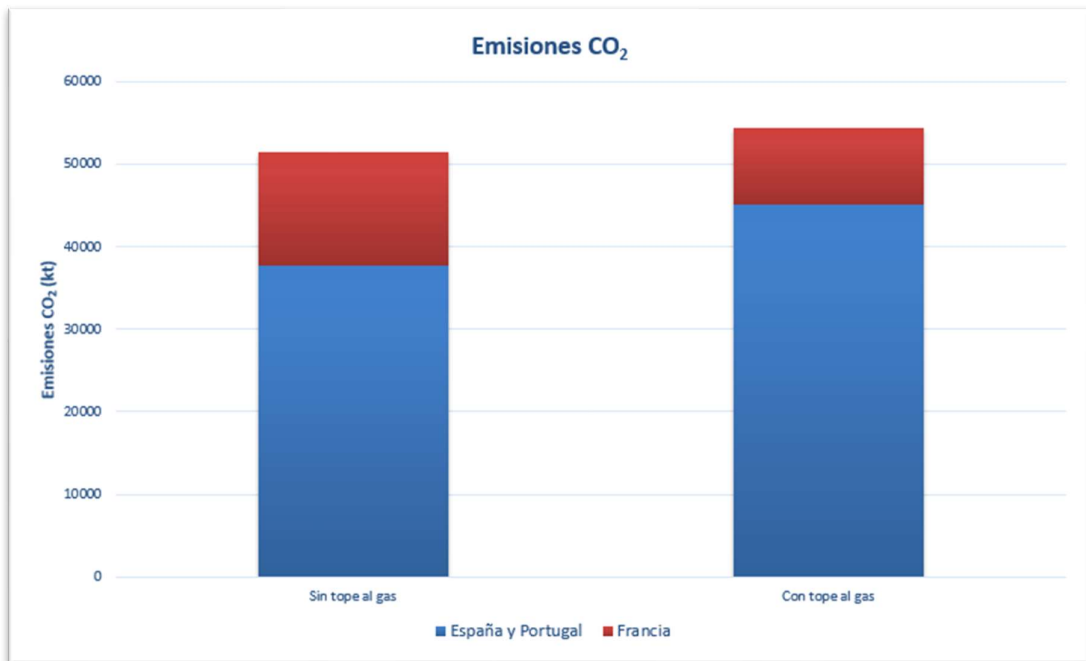


Figura 4: Variación de las emisiones de CO₂ en el sistema debido a la excepción ibérica

Si bien la excepción ibérica consigue reducir los precios del mercado eléctrico, los efectos económicos que provoca la medida no son solo los deseados. Se ha analizado la variación de beneficio social que provoca la aplicación de la excepción ibérica frente al escenario sin intervención alguna en el mercado, considerando el subsistema formado por España y Portugal y el subsistema formado por Francia, tanto sin interconexión como con ella.

Tabla 1: Variación beneficio social debido a la excepción ibérica

Beneficio social (Meur)		España y Portugal	Interconexión	Francia	Total
Sin interconexión	Sin tope al gas	916061	0	1519916	2435977
	Con tope al gas	916051	0	1519916	2435966
Con interconexión	Sin tope al gas	916371	1061	1519944	2437375
	Con tope al gas	910491	2389	1527625	2440506

En la Tabla 1 se puede apreciar cómo la aplicación de la excepción ibérica provoca, en el caso con interconexión, que es el más próximo a la realidad, una pérdida de beneficio social en España y Portugal, países que aplican la medida, de 5880 millones de euros, una cifra elevada y que repercute seriamente de manera negativa en ambos países. Francia se beneficia de la medida, pues su beneficio social crece en 7681 millones de euros, todo gracias a la energía más barata que importan de España y Portugal.

Además, la excepción ibérica también incrementa las rentas de congestión, unos ingresos que se reparten de manera equitativa entre ambos subsistemas. Las rentas de congestión se ven incrementadas en 1328 millones de euros, de manera que se generan transferencias de rentas hacia Francia desde España y Portugal debido al aumento de las exportaciones y a las mayores diferencias de precios entre ambos subsistemas.

4. Conclusiones

En este trabajo se ha estudiado y analizado en detalle la aplicación de la excepción ibérica, una medida aplicada en España y Portugal que consiste en poner un tope al precio del gas, de forma que se reduzcan los precios del mercado eléctrico.

Para el estudio de esta medida innovadora en estos dos países, se ha empleado el modelo de unit commitment, un modelo que optimiza la generación eléctrica minimizando los costes de generación, de manera que la demanda sea, en la medida de lo posible, cubierta.

En primer lugar, a través de un estudio preliminar, quedó claro que la aplicación de la excepción ibérica reduce los precios del mercado eléctrico y, en mayor medida, cuanto mayor sea la producción de energía renovable, al ser menor la compensación a las centrales de gas.

En segundo lugar, mediante el estudio de un modelo más próximo a la realidad, se concluyó que la excepción ibérica provoca un importante aumento de las exportaciones de España y Portugal a Francia, de manera que aumenta la producción de las centrales de gas en los dos primeros países (y con ello sus emisiones de CO₂) y disminuye en el último, pues Francia se aprovecha de la energía más barata producida en España y Portugal.

Sin embargo, a pesar de que los precios del mercado eléctrico se vean reducidos, la aplicación de la excepción ibérica provoca importantes pérdidas de beneficio social en los países que la aplican, España y Portugal, llegando a alcanzar los 5880 millones de euros, una cifra que no puede pasar desapercibida.

En definitiva, si bien la aplicación de la excepción ibérica permite cumplir con el objetivo de la medida, que es reducir los precios del mercado eléctrico en España y Portugal, esta medida debería ser evitada, en la medida de lo posible, siempre que se pueda, pues no hace más que provocar importantes pérdidas para el sistema.

5. Referencias

- [1] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, p. 52–63, 2013.
- [2] D. A. Tejada-Arango, S. Lumbreras, P. Sánchez-Martín, and A. Ramos, "Which Unit-Commitment Formulation is Best? A Comparison Framework," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2926-2936, 2020.
- [3] Red Eléctrica de España, "Potencia instalada nacional – 08/2022", <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [4] Rede Eléctrica Nacional, <https://www.ren.pt/>.
- [5] Réseau de Transport d'Électricité, <https://www.rte-france.com/>.

MARKET IMPACT ASSESSMENT OF INTERVENTION MEASURES TO MANAGE THE CRISIS IN THE EUROPEAN UNION ELECTRICITY MARKET

Author: Elechiguerra Batlle, Javier.

Supervisor: Rodilla Rodríguez, Pablo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

One of the main objectives of power systems is to minimize the costs of electricity generation while covering, as far as possible, the energy demand of the system [1].

In order to carry out the optimal planning of the different generation sources in power systems, the reference model is the unit commitment, a model that represents a fundamental element in centralized contexts, and that continues to be a good reference in market contexts. The unit commitment optimizes electricity generation in a given time horizon by minimizing generation costs, under a series of conditions and constraints that must be satisfied [2].

Using the unit commitment model, it is possible to simulate the operation of different systems, including those governed by market forces, under the assumption of perfect competition in the market.

This paper analyzes the mechanism known as the Iberian exception, a measure implemented in Spain and Portugal to reduce electricity market prices in the current crisis situation. This measure consists of establishing a cap on the price of gas used for electricity production, which necessarily implies a compensation to coal and gas plants according to their generation level (the higher the generation of gas plants, the higher the compensation).

2. Methodology

In order to analyze the impact of the Iberian exception, the study is carried out in two phases.

In the first phase, a preliminary study of the measure is carried out in which only Spain is considered, without considering any interconnection with other countries, in order to assess whether the application of the Iberian exception effectively reduces electricity market prices. In order to obtain results close to reality, both generation and demand in Spain are modeled with data obtained from Red Eléctrica de España. The following figure shows the installed power of each of the technologies, which limits the maximum power that can be considered at the generation level for each technology.

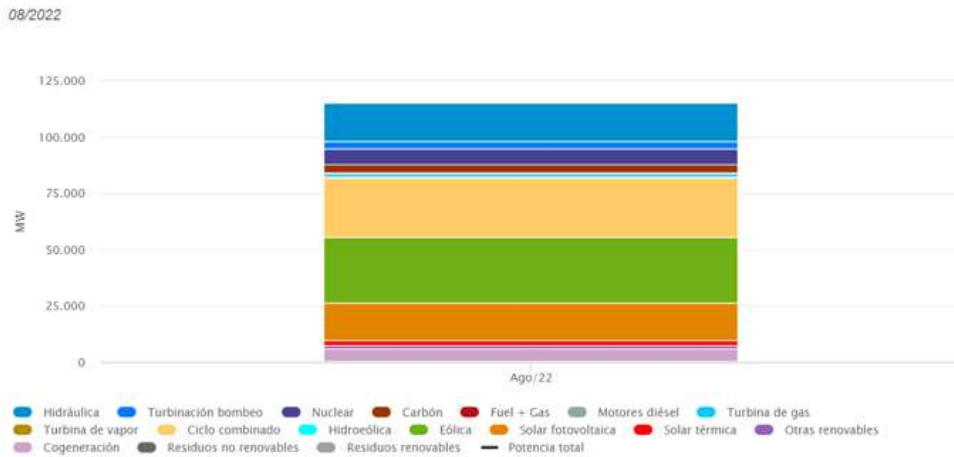


Figure 1: Installed capacity in Spain [3]

The gas price considered, which is a fundamental data for the study, has been obtained based on the prices observed at the time of this work on the MIBGAS (Iberian Gas Market) website. A gas market price of 120 €/MWh has been considered in the study. As for the price of the gas cap, a price of 40 €/MWh has been considered, which is the initial value of the cap set for gas in the Iberian exception.

With the consideration of consistent generation and demand input data for Spain, based on historical records, and using the unit commitment model, the model can be run to analyze the impact of the measure.

In a second phase, the application of the Iberian exception is studied considering two interconnected subsystems, one formed by Spain and Portugal, and the other formed by France, in order to analyze the effects caused by the measure at generation, environmental and economic levels. The procedure is the same as in the previous case, with data from Portugal extracted from REN (Rede Eléctrica Nacional) and data from France extracted from RTE (Réseau de Transport d'Électricité) [4], [5].

Finally, a time horizon of one year divided into one-hour periods is considered for the measurement analysis.

3. Results

The objective of the Iberian exception is to reduce electricity market prices.

In the first phase of the study the main objective was to analyze to what extent the mechanism is able to meet its objective, taking into account that compensation has to be paid to the gas plants.

Figure 2 illustrates the prices with and without the gas cap, as a function of renewable production. A clear reduction in prices can be seen with the implementation of the measure.

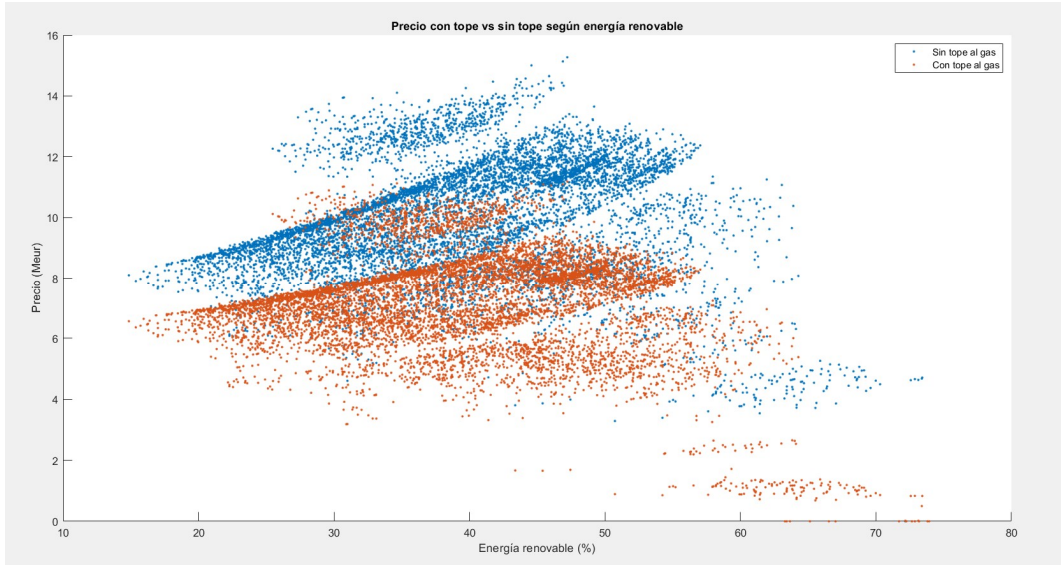


Figure 2: Capped vs. uncapped price depending on renewable energy

In addition, the more renewable energy produced in the system, the lower the compensation to be paid to the gas plants and, ultimately, the greater the savings for consumers (provided that coal or gas plants enter the scene), as shown in Figure 3.

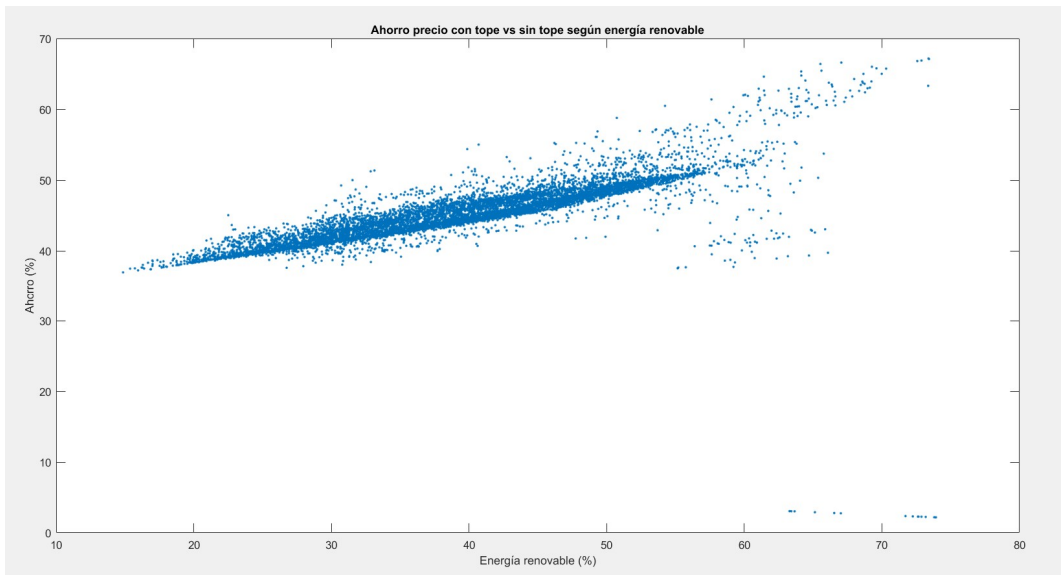


Figure 3: Price savings with cap vs. without cap according to renewable energy

In the study of the Iberian exception with the subsystem formed by Spain and Portugal (countries that apply the measure) interconnected with the subsystem formed by France, it can be seen how the application of the Iberian exception causes a significant increase in exports from Spain and Portugal to France, as France takes advantage of the cheaper energy produced in Spain and Portugal. The subsystem formed by Spain and Portugal goes from importing almost 1000 GWh to exporting, practically, 18000 GWh in the period of one year. Moreover, this increase in exports from Spain and Portugal translates into an increase in the production of gas-fired power plants and, consequently, an increase in CO₂ emissions in these countries, while the opposite effect occurs in France. Figure 4 shows this fact.

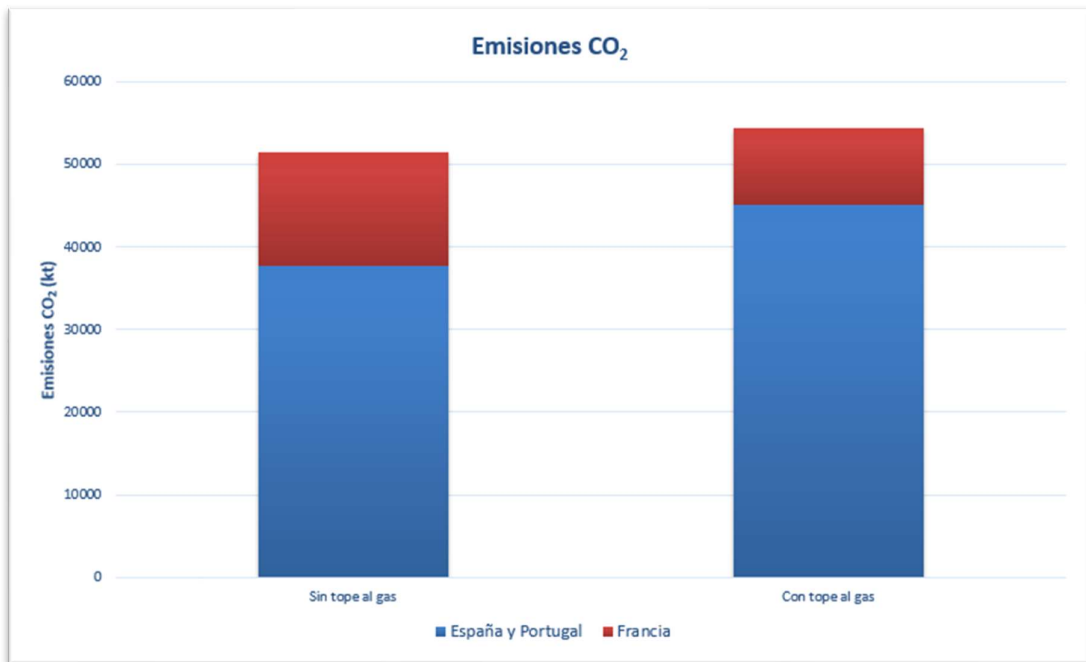


Figure 4: Variation of CO₂ emissions in the system due to the Iberian exception

Although the Iberian exception manages to reduce electricity market prices, the economic effects caused by the measure are not only those desired. The variation of social benefit caused by the application of the Iberian exception has been analyzed compared to the scenario without any intervention in the market, considering the subsystem formed by Spain and Portugal and the subsystem formed by France, both without and with interconnection.

Table 1: Variation in social benefit due to the Iberian exception

Beneficio social (Meur)		España y Portugal	Interconexión	Francia	Total
Sin interconexión	Sin tope al gas	916061	0	1519916	2435977
	Con tope al gas	916051	0	1519916	2435966
Con interconexión	Sin tope al gas	916371	1061	1519944	2437375
	Con tope al gas	910491	2389	1527625	2440506

Table 1 shows how the application of the Iberian exception causes, in the case with interconnection, which is the closest to reality, a loss of social benefit in Spain and Portugal, the countries that apply the measure, of 5880 million euros, a high figure that has a serious negative impact on both countries. France benefits from the measure, as its social benefit grows by 7681 million euros, all thanks to the cheaper energy imported from Spain and Portugal.

In addition, the Iberian exception also increases congestion rents, revenues that are shared equally between the two subsystems. Congestion rents are increased by 1,328 million euros, so that rents are transferred to France from Spain and Portugal due to increased exports and higher price differences between the two subsystems.

4. Conclusions

This paper has studied and analyzed in detail the application of the Iberian exception, a measure applied in Spain and Portugal that consists of capping the price of gas in order to reduce power market prices.

For the study of this innovative measure in these two countries, the unit commitment model has been used, a model that optimizes electricity generation by minimizing generation costs, so that demand is, as far as possible, covered.

Firstly, through a preliminary study, it became clear that the application of the Iberian exception reduces power market prices and, to a greater extent, when the higher the production of renewable energy is, as the lower the compensation for gas-fired plants is.

Secondly, by studying a model closer to reality, it was concluded that the Iberian exception causes a significant increase in exports from Spain and Portugal to France, so that the production of gas plants increases in the first two countries (and thus their CO₂ emissions) and decreases in the latter, as France takes advantage of the cheaper energy produced in Spain and Portugal.

However, despite the fact that power market prices are reduced, the application of the Iberian exception causes significant losses of social benefit in the countries that apply it, Spain and Portugal, reaching up to 5880 million euros, a figure that cannot go unnoticed.

In short, although the application of the Iberian exception makes it possible to meet the objective of the measure, which is to reduce power market prices in Spain and Portugal,

this measure should be avoided, as far as possible, whenever possible, as it only causes significant losses to the system.

5. References

- [1] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, p. 52–63, 2013.
- [2] D. A. Tejada-Arango, S. Lumbreras, P. Sánchez-Martín, and A. Ramos, "Which Unit-Commitment Formulation is Best? A Comparison Framework," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2926-2936, 2020.
- [3] Red Eléctrica de España, "Potencia instalada nacional – 08/2022", <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [4] Rede Elétrica Nacional, <https://www.ren.pt/>.
- [5] Réseau de Transport d'Électricité, <https://www.rte-france.com/>.

Índice

1. Introducción	1
2. Estado de la técnica	3
2.1 El problema del unit commitment	3
2.1.1 Consideraciones del unit commitment	4
2.1.1.1 Perfil de carga	4
2.1.1.2 Unidades de generación	4
2.1.1.3 Horizonte de tiempo y periodos	5
2.1.1.4 Función objetivo	5
2.1.1.5 Restricciones	5
2.2 La excepción ibérica	10
3. Metodología	13
4. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	15
5. Análisis de resultados	17
5.1 Estudio preliminar	17
5.2 Análisis de la generación y análisis ambiental de la implantación de la excepción ibérica	19
5.3 Análisis económico de la implantación de la excepción ibérica	23
6. Conclusión	27
7. Referencias	29

Lista de Figuras

Figura 1: División jerárquica temporal del modelo de unit commitment [3]	1
Figura 2: Evolución del precio de la electricidad en España desde 2021	11
Figura 3: Potencia instalada en España [13]	13
Figura 4: Precio del gas a lo largo de 2022	14
Figura 5: Objetivos de Desarrollo Sostenible alineados con el trabajo	16
Figura 6: Compensación según energía renovable	18
Figura 7: Precio con tope vs sin tope según energía renovable	18
Figura 8: Ahorro precio con tope vs sin tope según energía renovable	19
Figura 9: Variación de la exportación de España y Portugal debido a la excepción ibérica	20
Figura 10: Variación en el reparto de generación de España y Portugal debido a la excepción ibérica	21
Figura 11: Variación en el reparto de generación de Francia debido a la excepción ibérica	21
Figura 12: Variación de las emisiones de CO ₂ en el sistema debido a la excepción ibérica	22
Figura 13: Beneficio social de la generación y de la demanda [18]	23

Lista de Tablas

Tabla 1: Variación beneficio social debido a la excepción ibérica	24
---	----

Nomenclatura

Símbolos y unidades de las fórmulas

Símbolo	Significado	Unidad
<i>D</i>	Demanda de energía	MW
<i>p</i>	Generación de energía	MW
<i>IG</i>	Generación intermitente	MW
<i>pns</i>	Potencia no suministrada	MW
<i>ru</i>	Reserva a subir	MW
<i>rd</i>	Reserva a bajar	MW
<i>b</i>	Consumo de potencia de bombeo	MW
<i>s</i>	Vertido de energía	MW
<i>w</i>	Nivel del embalse	MWh
<i>uc</i>	Variable de estado de compromiso	{0,1}
<i>su</i>	Variable de decisión de arranque	{0,1}
<i>sd</i>	Variable de decisión de apagado	{0,1}

1. Introducción

Uno de los principales objetivos del sistema eléctrico consiste en cubrir la demanda energética a la par que se minimizan los costes de generación. De este modo, la planificación de las distintas fuentes de generación que van a participar en la producción de energía en un determinado horizonte de tiempo juega un papel fundamental [1].

Para planificar esta generación, debido a la gran cantidad de variables y condiciones que existen en el proceso, es necesario el uso de un modelo. El modelo más extendido y empleado para lograr tal fin es el modelo de unit commitment, un modelo que optimiza la generación eléctrica en un determinado horizonte de tiempo de forma que se minimicen los costes de producción y se satisfaga, en la medida de lo posible, la demanda energética, bajo una serie de condiciones y restricciones relacionadas con las distintas fuentes de generación que tienen que ser cumplidas [2].

La Figura 1 muestra la división jerárquica temporal del modelo de unit commitment, que considera desde un horizonte de tiempo de un año hasta periodos de tiempo horarios y la operación en tiempo real.

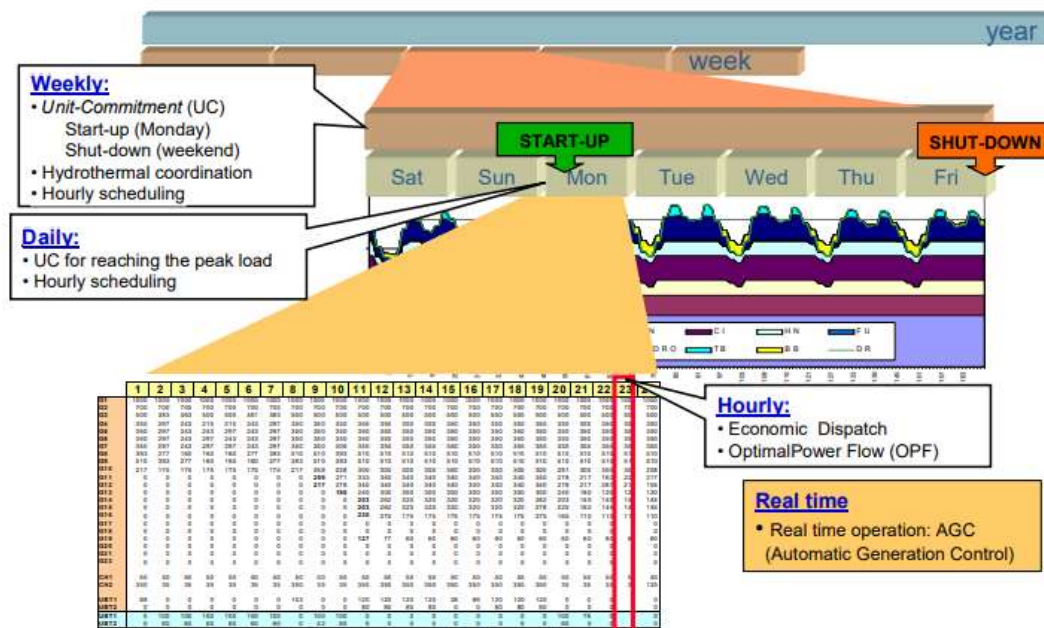


Figura 1: División jerárquica temporal del modelo de unit commitment [3]

Mediante el empleo del modelo de unit commitment, se pueden analizar y estudiar infinitos casos y escenarios de generación y demanda según los distintos datos y condiciones que se planteen. En este trabajo se va a analizar la implantación de la excepción ibérica, una medida implantada en España y Portugal que tiene como fin reducir los precios del mercado eléctrico, y que se basa en establecer un tope al precio del gas.

Dado que la medida es un caso sin precedentes en ambos países, es importante, antes de nada, ser consciente de las consecuencias y efectos que va a tener su implantación. El modelo de unit commitment permitirá realizar este análisis, y permitirá sacar unas conclusiones acerca de la implantación de la excepción ibérica.

2. Estado de la técnica

2.1 El problema de unit commitment

Uno de los principales objetivos del sistema eléctrico consiste en planificar una generación óptima debido a las dificultades que supone el hecho de almacenar energía eléctrica. De este modo, encontrar un equilibrio y balance entre la generación y la demanda eléctricas es imprescindible en el sistema eléctrico [1].

Cualquier percance, accidente o suceso que provoque un desequilibrio entre la generación y la demanda supone un problema para el sistema eléctrico, pues la frecuencia del sistema varía y se desvía de su valor nominal, con las graves consecuencias que esto puede suponer para el sistema. Para solucionar este percance, un operador del sistema deberá modificar y ajustar, de manera adecuada y según las circunstancias, la salida de los generadores que se encuentren a su disposición. Como última medida, para situaciones en las que el desequilibrio entre generación y demanda es muy grande y grave, medidas de corrección no deseables en condiciones normales de operación deberán ser tomadas por el operador del sistema, como es la eliminación o desprendimiento de parte de la carga o la conexión de generadores de arranque rápido, lo que podría suponer que los costes del sistema se vieran incrementados de manera considerable [1].

En definitiva, encontrar el equilibrio mencionado anteriormente entre generación y demanda es fundamental en los sistemas eléctricos, y el modelo más empleado para poner solución a este problema es el de unit commitment.

El problema de unit commitment es un problema de optimización que programa el despacho de la generación de las distintas unidades del sistema, indicando si una unidad se encuentra generando o no y, en caso afirmativo, la cantidad de potencia que genera; de manera que los costes de generación sean minimizados en un tiempo determinado mientras que la demanda es satisfecha, todo ello teniendo presente y cumpliendo distintas limitaciones y restricciones, como puede ser el límite de potencia que cada generador puede entregar [4].

El problema de unit commitment es un problema que, en los últimos años, ha tomado especial relevancia debido al crecimiento de los sistemas eléctricos y a la complejidad de los mismos. Se encuentra dentro de la categoría de NP-complejo al tratarse de un problema de programación de número entero mixto (MIP). Es por ello por lo que encontrar una solución óptima para el problema es complicado [5], [6].

Como consecuencia de todo esto, distintas y numerosas formulaciones se han propuesto para el problema de unit commitment, de modo que el tiempo de computación que se precisa para hallar la solución óptima se vea reducido y, así, poder aplicar el problema para sistemas eléctricos con una capacidad mayor. A pesar de estas mejoras halladas en los últimos años, cuando se trata de sistemas eléctricos muy grandes, es necesario simplificar el problema (eliminando ciertas restricciones, por ejemplo) para hallar la solución, puesto que los tiempos de computación siguen siendo excesivos para este tipo

de problemas, lo que supone mayores costes para el sistema al obtenerse soluciones aproximadas, pero no óptimas [4].

2.1.1 Consideraciones del unit commitment

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el problema de unit commitment presenta numerosas y distintas formulaciones según los intereses. A pesar de ello, prácticamente todas las formulaciones tienen una base en común que es explicada en detalle a continuación.

2.1.1.1 Perfil de carga

El problema de unit commitment tiene como objetivo cubrir la demanda minimizando los costes de operación. Esta demanda, que tiene que ser previamente definida, no siempre puede ser cubierta en su totalidad puesto que puede ser que no haya tanta generación disponible o porque los costes para el sistema de cubrir esa demanda son mayores a los costes que supone no satisfacerla. En este último caso, dado que el problema de unit commitment intenta satisfacer la totalidad de la demanda, aquella parte de esta que no sea satisfecha será penalizada de forma grave (con un coste alto) para tratar de evitarlo en la medida de lo posible.

2.1.1.2 Unidades de generación

Para que los resultados que se obtengan en el problema de unit commitment sean coherentes, modelar de manera correcta las unidades de generación es imprescindible.

Las principales características que diferencian a las distintas unidades de generación son sus costes de generación, de arranque y de apagado. Según los valores que tomen estos costes, distintas unidades de generación entrarán en acción para cubrir la demanda, de manera que esto se produzca de manera eficiente.

Las distintas unidades de generación se pueden agrupar en tres grupos: unidades térmicas, unidades de generación renovable y unidades hidroeléctricas [7].

Las unidades de generación térmica cobran especial importancia en el modelado del sistema pues son las que suponen un mayor coste de operación. Entre las unidades de generación térmica se pueden distinguir las centrales nucleares y las plantas de carbón y gas [8].

Las unidades de generación renovable, por su parte, son las primeras unidades de generación que se emplean para cubrir la demanda, pues se considera que tienen un coste de operación nulo. Su generación no puede ser controlada por los operadores del sistema dado que la generación renovable depende de las distintas condiciones climatológicas, por lo que su generación es de naturaleza intermitente. Entre las unidades de generación renovable se encuentran, por ejemplo, la generación solar o la generación eólica [1], [7].

Las unidades de generación hidroeléctricas, al igual que sucedía con las unidades de generación renovable, se considera que tienen un coste de operación nulo. Toma un papel fundamental, pues es importante gestionarla de manera adecuada, de forma que se emplee, sobre todo, en momentos en los que la demanda es muy alta, para reducir los costes de operación; y de forma que se reserve en momentos en los que la demanda no es significativa. A esto se le conoce como valor del agua, que refleja los costes del sistema que pueden ser evitados mediante la producción de la energía hidráulica disponible en el futuro [9].

2.1.1.3 Horizonte de tiempo y periodos

El espacio de tiempo que se modela en el problema de unit commitment se define como horizonte de tiempo, y puede variar desde un día, hasta una semana, mes o incluso año. Este horizonte de tiempo se encuentra dividido en periodos de tiempo que, por lo general, toman valores de una hora.

2.1.1.4 Función objetivo

La finalidad del problema de unit commitment es minimizar los costes de operación en un determinado horizonte de tiempo, teniendo en cuenta las distintas restricciones a las que se ve sometido el problema. De este modo, estos costes de operación tienen que aparecer reflejados en la función objetivo del problema. Estos costes de operación incluyen el coste de generación (CF_t y CV_t), el coste de arranque y de apagado (CSU_t y CSD_t , respectivamente) y el coste asociado a no cubrir parte de la demanda ($CPNS_n$). La ecuación (1) refleja la penalización que sufre la función objetivo según los distintos costes existentes. Los costes asociados a la generación hidroeléctrica y a la generación renovable han sido despreciados por los motivos que se han mencionado anteriormente.

$$\min \sum_{nt} CF_t u_{c_{nt}} + \sum_{nt} CV_t p_{nt}^T + \sum_n CPNS p_{ns_n} + \sum_{nt} CSU_t s_{u_{nt}} + \sum_{nt} CSD_t s_{d_{nt}} \quad (1)$$

2.1.1.5 Restricciones

Las distintas formulaciones del problema de unit commitment presentan numerosas y distintas restricciones cuyo fin es modelar, de la mejor manera posible, las características y limitaciones del sistema. Según las distintas restricciones que presente el problema, este puede resultar más preciso cuantas más restricciones se tengan en cuenta, o más simple y eficiente (en cuanto a tiempos de computación se refiere) cuantas menos ecuaciones se consideren [10].

Las restricciones más consideradas y habituales en los problemas de unit commitment se presentan a continuación.

➤ Ecuación de balance

La ecuación fundamental del problema de unit commitment es la ecuación de balance entre generación y demanda, de manera que la generación cubra la demanda en cada uno de los periodos considerados. La demanda total del sistema (D_n) tiene que ser igual, para todo periodo, a la suma de la generación térmica (p_{nt}^T), de la generación hidroeléctrica neta ($p_{nh} - b_{nh}$), de la generación intermitente pronosticada (IG_n) y de la demanda no suministrada (pns_n) [2]. Este equilibrio entre generación y demanda se muestra en la ecuación (2).

$$\sum_t p_{nt}^T + \sum_h (p_{nh} - b_{nh}) + IG_n + pns_n = D_n \quad \forall n \quad (2)$$

➤ Generación total

La generación de las unidades térmicas (p_{nt}^T) se modela, de forma general, como la producción por encima del mínimo técnico del generador (\underline{P}_t), teniendo en cuenta el estado en el que se encuentra este (encendido o apagado), de manera que la producción flexible del generador es representada por la variable de salida (p_{nt}) [2]. La ecuación (3) recoge esta descomposición de la generación de las unidades térmicas.

$$p_{nt}^T = p_{nt} + \underline{P}_t uc_{nt} \quad \forall nt \quad (3)$$

➤ Producción mínima

La generación de las unidades térmicas tiene que ser mayor o igual que un valor mínimo, el mínimo técnico del generador. La ecuación (4) recoge que la generación de cualquiera de las unidades térmicas t en cualquier periodo n menos la reserva de generación a bajar (rd_{nt}) tiene que ser mayor o igual que el mencionado mínimo técnico del generador [2].

$$p_{nt} - rd_{nt} \geq 0 \quad \forall nt \quad (4)$$

Para las unidades de generación hidroeléctricas, la misma ecuación podría ser aplicada, siempre y cuando su generación haya sido definida por encima de su mínimo de generación. En caso contrario, esta restricción pasaría a ser formulada como la ecuación (5) [11].

$$p_{nh} - rd_{nh} \geq \underline{P}_{nh} \quad \forall nh \quad (5)$$

Las centrales hidroeléctricas reversibles, o centrales de bombeo, pueden, mediante el consumo de electricidad, bombear agua de un embalse bajo a otro situado más alto. La ecuación (6) garantiza que este consumo sea positivo o nulo en cualquier periodo.

$$b_{nh} \geq 0 \quad \forall nh \quad (6)$$

➤ Producción máxima

Al igual que sucedía con el mínimo técnico, las unidades de generación presentan también un valor máximo de generación que no puede ser superado, el máximo técnico. De este modo, la generación de una unidad térmica t por encima de su mínimo técnico más su reserva de generación a subir (ru_{nt}) tiene que ser menor o igual que su capacidad de generación flexible ($\bar{P}_t - \underline{P}_t$) si el generador se encuentra encendido, y menor o igual que cero si se encuentra apagado, para cualquier periodo n [2]. La ecuación (7) muestra esta restricción.

$$p_{nt} + ru_{nt} \leq uc_{nt}(\bar{P}_t - \underline{P}_t) \quad \forall nt \quad (7)$$

De manera similar, para cualquier periodo n , la generación de una unidad hidroeléctrica h más su reserva a subir tiene que ser menor o igual que su máxima capacidad de producción (\bar{P}_h), tal y como expresa la ecuación (8) [11].

$$p_{nh} + ru_{nh} \leq \bar{P}_h \quad \forall nh \quad (8)$$

El consumo de las centrales de bombeo, por su parte, tiene que ser también inferior o igual a su límite máximo (\bar{B}_h), tal y como expresa la ecuación (9).

$$b_{nh} \leq \bar{B}_h \quad \forall nh \quad (9)$$

➤ Restricciones de rampa

Las unidades de generación térmica pueden incrementar o reducir su generación de un periodo a otro, pero siempre por debajo de un cierto límite. De este modo, el incremento en la producción de una unidad t en un periodo n comparado con el periodo anterior más la reserva a subir del mismo periodo tiene que ser menor o igual que la máxima rampa de subida (RU_t), como recoge la ecuación (10). De forma análoga, se limita la rampa de bajada de las unidades de generación térmica para que sean menores que su valor máximo (RD_t), como recoge la ecuación (11).

$$p_{nt} - p_{n-1,t} + ru_{nt} \leq RU_t \quad \forall nt \quad (10)$$

$$p_{nt} - p_{n-1,t} - rd_{nt} \geq -RD_t \quad \forall nt \quad (11)$$

➤ Estado del generador, arranque y apagado

La relación entre la variación del estado en el que se encuentra el generador (uc_{nt}) de una unidad térmica t en un periodo n en comparación con el periodo anterior y sus decisiones de arranque (su_{nt}) y apagado (sd_{nt}) para el mismo periodo viene dada por la ecuación (12) [2], en la que las variables toman el valor de 1 si la unidad t genera, se arranca o se apaga en el periodo n , respectivamente.

$$uc_{nt} - uc_{n-1,t} = su_{nt} - sd_{nt} \quad \forall nt \quad (12)$$

➤ Tiempo mínimo de encendido y apagado

Existen unidades térmicas que, una vez han sido arrancadas o apagadas, tienen que pasar encendidas o apagadas un mínimo número de periodos, respectivamente. La ecuación (13) recoge la condición de mínimo tiempo de encendido, mientras que la ecuación (14) recoge la condición de mínimo tiempo de apagado [2].

$$\sum_{n'=n+1-TU_t}^n su_{n't} \leq uc_{nt} \quad \forall nt \quad (13)$$

$$\sum_{n'=n+1-T_t}^n sd_{n't} \leq 1 - uc_{nt} \quad \forall nt \quad (14)$$

➤ Reserva secundaria a subir y a bajar

Con la finalidad de equilibrar la producción de las distintas unidades de generación con la demanda real en el tiempo, algunos problemas de unit commitment incluyen condiciones de reserva operativa para ajustar la generación con la demanda. La suma de las reservas secundarias a subir de los generadores tiene que ser mayor o igual que la reserva total requerida a subir (DU_n), para cada periodo, tal y como recoge la ecuación (15). De manera análoga, la suma de las reservas secundarias a bajar de los generadores tiene que ser mayor o igual que la reserva total requerida a bajar (DD_n), para cada periodo, tal y como recoge la ecuación (16).

$$\sum_t ru_{nt} + \sum_h ru_{nh} \geq DU_n \quad \forall n \quad (15)$$

$$\sum_t rd_{nt} + \sum_h rd_{nh} \geq DD_n \quad \forall n \quad (16)$$

➤ **Energía hidráulica disponible y nivel de los embalses**

El nivel de los embalses es usado para modelar la cantidad de agua de la que disponen las centrales hidroeléctricas. El nivel del embalse (w_{nh}) de una de una central hidroeléctrica h en un periodo n se define como el nivel de la central en el periodo anterior menos la variación del nivel en el periodo como consecuencia de la actividad de la propia central, tal y como recoge la ecuación (17). De este modo, cuando el agua es empleada para generar electricidad (p_{nh}), el nivel del embalse se verá disminuido. Por el contrario, cuando el agua se bombea (b_{nh}), en el caso de las centrales de bombeo, el nivel del embalse se verá aumentado, teniendo en cuenta las pérdidas que se producen en el proceso, que se valoran en términos de eficiencia (η_h). También, en el caso en el que los niveles de los embalses lleguen a su máximo, las centrales hidroeléctricas pueden verter agua (s_{nh}), pero sin una producción de electricidad [11].

$$w_{nh} = w_{nh-1} - (p_{nh} - \eta_h b_{nh} + s_{nh}) \quad \forall nh \quad (17)$$

El agua que puede ser empleada para generar electricidad en un horizonte de tiempo está limitada, pues, por lo general, el nivel de los embalses tiene que ser, en el último periodo del horizonte, un determinado valor, tal y como se expresa en la ecuación (18).

$$w_{nh} = w_h^* \quad n = N \quad (18)$$

En otros casos, la energía hidráulica disponible para ser producida en un horizonte de tiempo se representa y formula como un valor fijo, como recoge la ecuación (19).

$$E_h \geq \sum_n (p_{nh} - \eta_h b_{nh} + s_{nh}) \quad \forall h \quad (19)$$

Es importante tener presente también que el nivel de los embalses tiene que estar situado dentro de un rango de seguridad, de manera que, cuando el nivel del embalse llegue a su máximo, la central hidroeléctrica puede verse obligada a verter agua o a generar electricidad. En el caso contrario, si el nivel del embalse llega a su mínimo, la central

hidroeléctrica no podrá generar electricidad, de modo que permanezca dentro del rango de seguridad. Estos límites se recogen en la ecuación (20) y en la ecuación (21), respectivamente [11].

$$w_{nh} \leq \bar{W}_h \quad \forall nh \quad (20)$$

$$w_{nh} \geq \underline{W}_h \quad \forall nh \quad (21)$$

2.2 La excepción ibérica

El 25 de marzo de 2022, el gobierno de España, junto con el gobierno de Portugal, anunciaron un acuerdo para establecer, de forma temporal, un tope al precio del gas empleado para generar electricidad de manera que, el precio de este, sea considerablemente inferior al precio actual [12].

Unos días más tarde, el 31 de marzo, el periódico portugués Público desvelaba que España y Portugal, de manera conjunta, habían enviado una propuesta a Bruselas con el fin de reducir los precios de la electricidad. Esta propuesta, cuya idea original era que se extendiera hasta diciembre, establecía un tope al precio del combustible para las plantas de gas, carbón y cogeneración, de 30 euros por megavatio hora, de manera que los precios de venta se vieran reducidos [12].

Ese mismo día, la ministra española Teresa Ribera anunciaba que estaban trabajando con la Comisión Europea para negociar la propuesta que tenían junto con Portugal. Confirmaba, además, que la propuesta se basaba en establecer el tope al precio del gas en 30 €/MWh, indicando también que esto último tenía que ser todavía discutido con la Comisión Europea [12].

Esta medida sería llevada a cabo mediante una compensación a las plantas de gas de ciclo combinado, considerando una eficiencia térmica de referencia del 55% para cada planta y la diferencia entre el precio de referencia (30 €/MWh) y el precio diario del gas en el mercado ibérico. Las plantas de carbón y de cogeneración serían tratadas del mismo modo [12].

Es decir, si se considera un precio de mercado del gas de 120 €/MWh, la compensación que se le debería pagar a las centrales de gas sería de $(120-30)/0,55 = 164$ €/MWh, aproximadamente.

La medida definitiva fue aprobada por el gobierno de España el 13 de mayo, y por la Comisión Europea el 8 de junio. Esta medida final presenta ligeras modificaciones frente a la propuesta original. Finalmente, la medida tendrá una duración de 12 meses y establecerá el tope al precio del gas en 40 €/MWh durante los primeros seis meses. A partir de entonces, el tope al precio del gas se irá incrementando cinco euros cada mes, hasta situarse en 70 €/MWh en el duodécimo y último mes, de manera que el precio medio de la medida será de 48,8 €/MWh.

La medida entró en vigor el 14 de junio, día en el que se realizó la primera subasta con el tope al precio del gas en 40 €/MWh, de manera que el 15 de junio se fijaron los primeros precios bajo la aplicación de esta medida.

El fin de la excepción ibérica, tal y como se ha mencionado anteriormente, es reducir los elevados precios a los que se encuentra la electricidad desde mediados del año 2021. En la Figura 2, según datos extraídos de Red Eléctrica de España, se puede apreciar esta significativa subida de precios en España desde esta pasada fecha, llegándose a alcanzar precios mensuales de la electricidad hasta casi 6 veces superior en 2022 con respecto a 2021 para las mismas fechas, como ocurre con los meses de marzo.

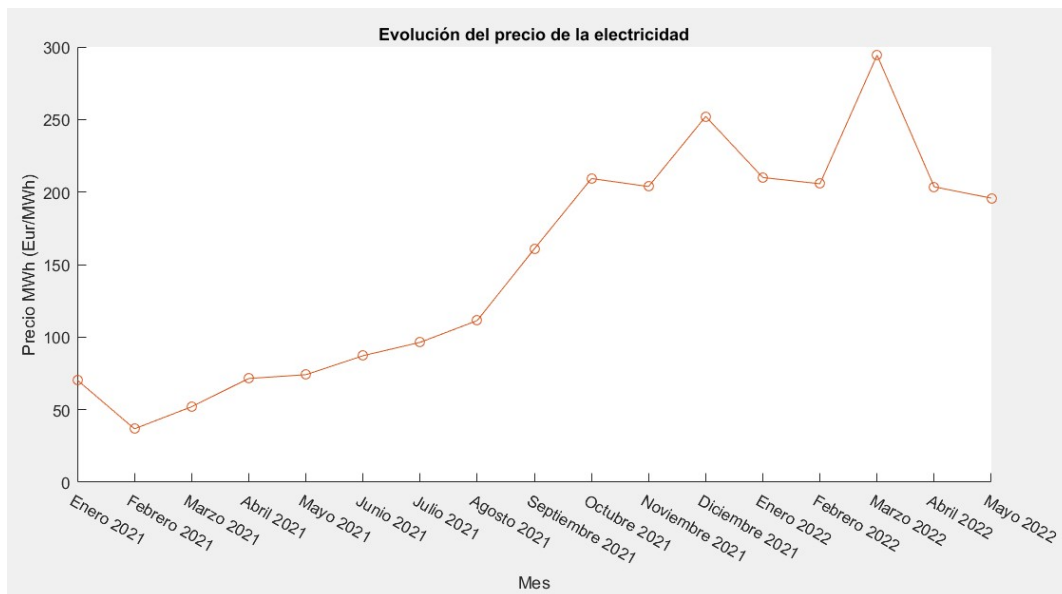


Figura 2: Evolución del precio de la electricidad en España desde 2021

Para tratar de frenar estos altos precios prolongados en el tiempo, se implantó la excepción ibérica, cuyos efectos se analizan en este documento.

3. Metodología

Para el análisis y estudio de la excepción ibérica que se hace en este trabajo, en primer lugar, se procede al estudio de la medida considerando únicamente a España. De este modo, para obtener resultados lo más aproximados a la realidad posible, es necesario modelar de manera correcta la generación de España y su demanda.

En cuanto a la generación se refiere, se considera la potencia instalada a nivel nacional, que establece los límites de producción de las distintas fuentes de generación existentes en el país, como recoge la Figura 3. Además, se considera también el registro histórico de generación en España, de manera que los resultados de producción del modelo correspondan, en la medida de lo posible, con la generación obtenida en el día a día. Todos los datos mencionados son obtenidos de Red Eléctrica de España.

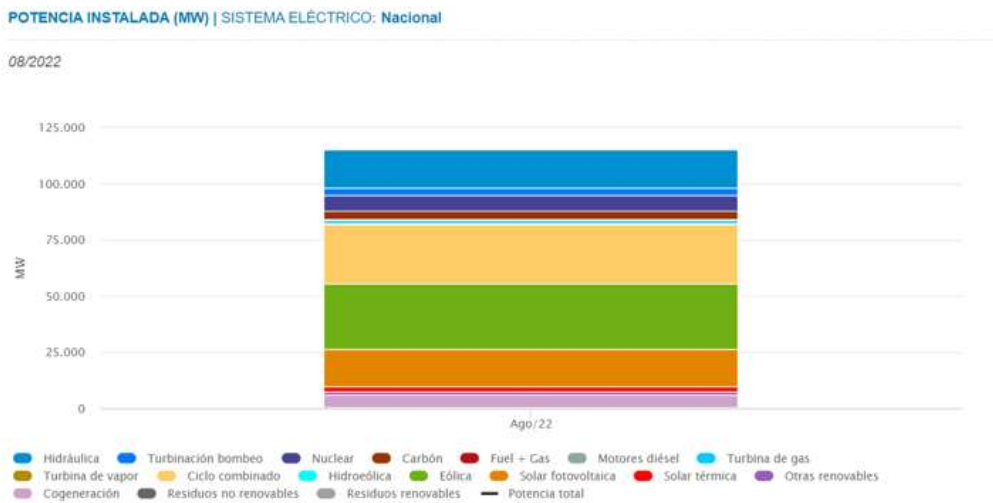


Figura 3: Potencia instalada en España [13]

En cuanto a la demanda se refiere, se procede del mismo modo que con la generación. Se considera la demanda de España a lo largo de los últimos años y se exportan estos datos al modelo.

Además, también será importante para el análisis de los resultados el precio de gas considerado, tanto el precio de mercado como el precio tope fijado en el estudio.

En cuanto al precio de mercado, este es obtenido de MIBGAS (Mercado Ibérico del gas). Se pueden considerar numerosos precios del mismo, pues ha variado mucho en los últimos meses, con una clara tendencia alcista, como se puede apreciar en la Figura 4. Para el análisis que se va a realizar en este trabajo, se va a considerar un precio de mercado del gas de 120 €/MWh, un precio alto según el registro histórico de precios del gas, pero que ha sido alcanzado y superado en numerosas ocasiones en este último año.

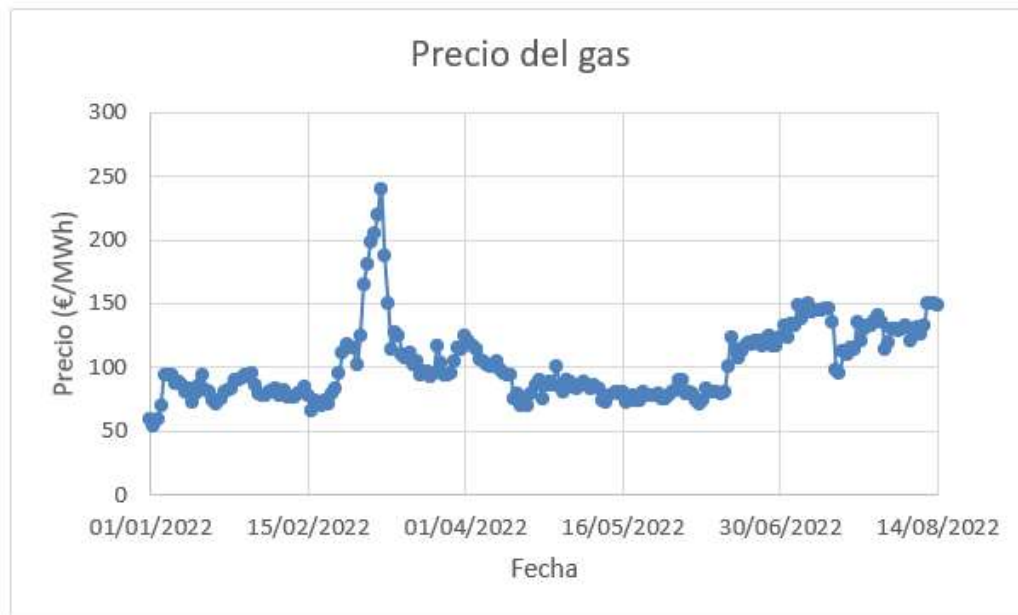


Figura 4: Precio del gas a lo largo de 2022

En cuanto al precio del tope al gas, en este estudio se considera un precio de 40 €/MWh, valor inicial fijado al gas en la excepción ibérica.

Con los datos de generación y demanda de España recogidos, y con el modelo de unit commitment formulado según las ecuaciones descritas anteriormente en el estado de la técnica, se puede correr el modelo y obtener los resultados que se deseen.

Cabe resaltar que, para evitar tiempos de computación excesivamente altos, algunas ecuaciones del modelo no se consideran, como son la reserva secundaria a subir y a bajar, las restricciones de rampa o el mínimo tiempo de encendido y apagado.

En segundo lugar, se procede al estudio de la excepción ibérica con un modelo más preciso aún, pues se consideran las principales interconexiones de España. Se consideran dos subsistemas, uno formado por España y Portugal, y otro formado por Francia. El procedimiento de trabajo es el mismo que en el caso inicial en el que solamente se consideraba a España, es decir, se obtienen los datos de generación y demanda tanto de Portugal como Francia, según datos obtenidos de REN (Rede Eléctrica Nacional) y de RTE (Réseau de Transport d'Électricité), respectivamente, y se procede a modificar el modelo de unit commitment de manera que se consideren estos dos nuevos países y la interconexión entre ambos subsistemas, modelada con una capacidad máxima de intercambio de 3000 MWh [14], [15].

Por último, un importante factor a tener en cuenta, del que ya se ha hablado en el estado de la técnica, es el horizonte de tiempo y la duración de los periodos considerados en el estudio. De entre las numerosas posibilidades que pueden ser contempladas, en este estudio se procederá a analizar la aplicación de la excepción ibérica considerando un horizonte de tiempo de un año (duración actual que tendrá la medida) y periodos de una hora, resultando en un total de 8760 periodos en el año de estudio.

4. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El 25 de septiembre de 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas aprobó los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), un conjunto de 17 objetivos cuyo fin es, para 2030, garantizar la prosperidad de todos los habitantes de la Tierra y asegurarles a todos ellos un futuro mejor [16], [17].

Para la evaluación y el análisis de resultados, en este proyecto se utiliza el modelo de unit commitment, un modelo que optimiza el despacho de energía entre las distintas fuentes de generación para cubrir la demanda. De este modo, dado que parte de la generación eléctrica repercute de manera negativa en nuestro planeta mediante la contaminación, es importante reducir al máximo posible las fuentes de generación que provocan tal suceso.

Por consiguiente, este proyecto se puede alinear con tres Objetivos de Desarrollo Sostenible:

➤ **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante**

El fin de este objetivo es reducir al máximo posible la dependencia de las fuentes contaminantes en la generación de electricidad; es decir, aumentar la proporción de generación de energía renovable de manera significativa para 2030, para lo cual será necesario incrementar la potencia renovable instalada a la par que, en la medida de lo posible, incrementar también la eficiencia en el proceso de generación eléctrica.

➤ **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

El fin de este objetivo, en relación con este proyecto, es reducir, al máximo posible, el negativo impacto ambiental de las ciudades para 2030. Para ello, de nuevo, tanto las energías renovables como la eficiencia energética en la generación de la electricidad juegan un papel crucial.

➤ **Objetivo 13: Acción por el clima**

El fin de este objetivo es combatir el cambio climático. Para lograrlo, es imprescindible, entre otras cosas, reducir al máximo posible la emisión de gases de efecto invernadero. De este modo, la generación eléctrica juega, de nuevo, un papel fundamental y, más específicamente, las fuentes de generación de energía renovable.



Figura 5: Objetivos de Desarrollo Sostenible alineados con el trabajo

5. Análisis de resultados

En este apartado se van a analizar los efectos y consecuencias que provoca en el sistema la aplicación de la excepción ibérica, una medida aplicada en España y Portugal cuyo fin es reducir los precios del mercado eléctrico.

Primeramente, se procederá con un estudio preliminar de la medida en el que se analizarán los efectos que esta generaría en España, considerando a España como todo el sistema, es decir, sin contemplar interconexiones con ningún país vecino, como podría ser el caso de Portugal, Francia...

Después, se analizarán los efectos reales que tendrá la medida implantada en España y Portugal, considerando estos dos países como un subsistema conectado por una interconexión con el otro subsistema en estudio, Francia, de manera que se puedan evaluar los cambios que provoca la medida en ambos subsistemas.

5.1 Estudio preliminar

En primer lugar, se analizan los efectos que la medida provoca en España sin contemplar interconexión alguna (el sistema es solamente España), mediante el empleo del modelo de unit commitment, pues es una medida recién implantada y no se dispone todavía de muchos resultados, de modo que el modelo permitirá reflejar, de manera aproximada, los resultados que se pueden esperar con la implantación de esta medida.

La excepción ibérica, como se ha explicado anteriormente, consiste en poner un tope al precio del gas con el fin de reducir los precios del mercado eléctrico. Sin embargo, es necesario compensar a las productoras de electricidad el gas que emplean. De este modo, cuanto menor sea el uso del gas en la generación eléctrica o, dicho de otro modo, cuanto mayor sea la energía renovable producida, menor será la compensación que se le deberá pagar a las centrales de gas y, en definitiva, mayor será el ahorro de los consumidores (siempre y cuando entren en escena las centrales de carbón o gas). Este hecho se puede apreciar en la Figura 6, en la que se puede apreciar una clara disminución de la compensación según aumenta la energía renovable.

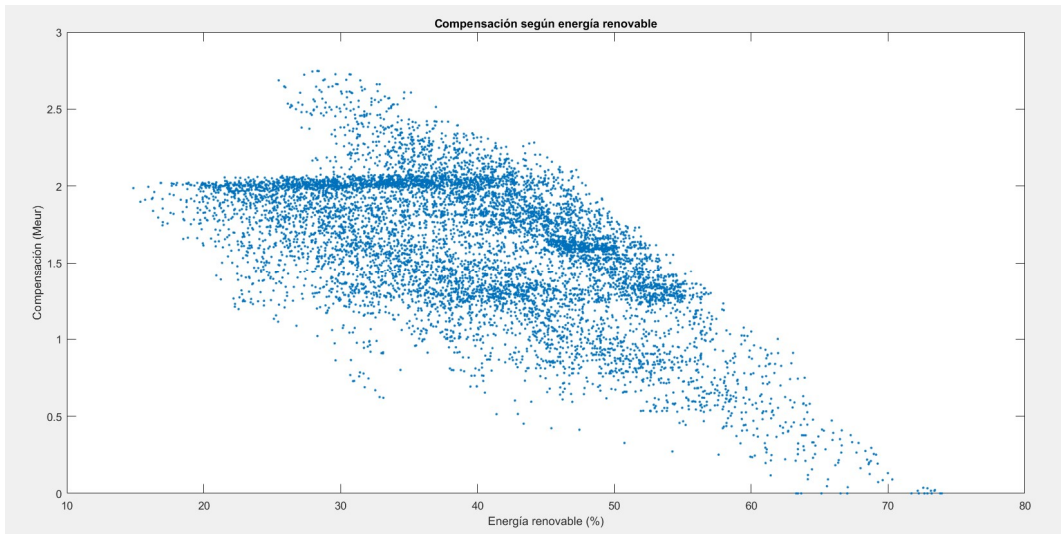


Figura 6: Compensación según energía renovable

Como el objetivo de la excepción ibérica es reducir el precio que los consumidores deben pagar por la electricidad, es importante analizar si esta medida es capaz de lograr tal objetivo, y en qué medida. La Figura 7 incluye una comparativa del precio total que tiene que pagar la demanda cada hora de un año tanto sin tope al gas como con tope al gas según la energía renovable producida, considerando un precio del gas de 120 €/MWh y un tope al gas de 40 €/MWh.

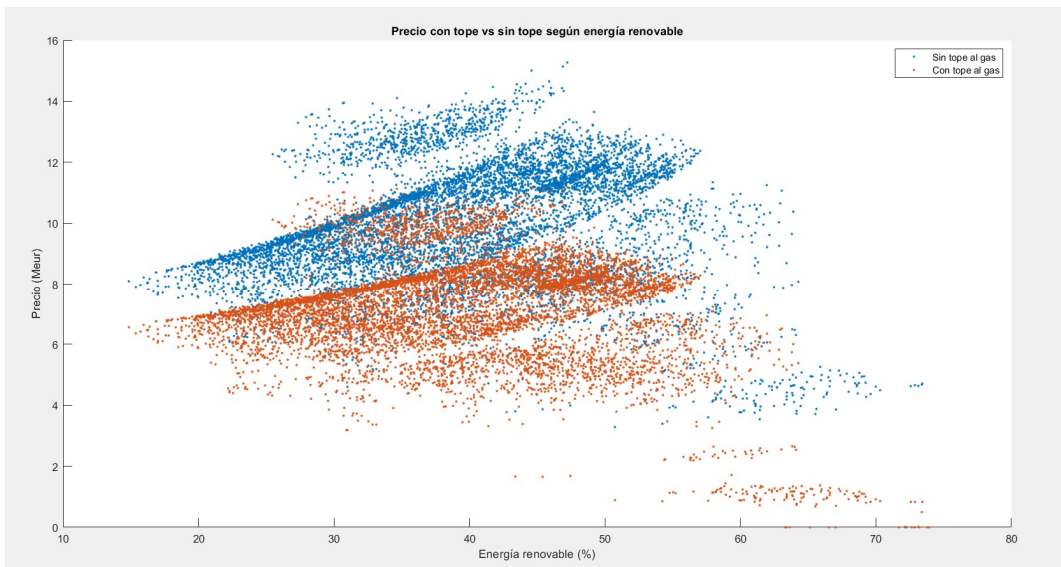


Figura 7: Precio con tope vs sin tope según energía renovable

Se puede apreciar cómo, claramente, la aplicación de la excepción ibérica reduce los precios que tienen que pagar los consumidores y, por ende, los precios del mercado

eléctrico (pues la demanda considerada es la misma para ambos escenarios), tanto si la energía renovable producida es alta como si es baja. Además, lo hace de forma considerable, pues en este estudio preliminar supondría una reducción de prácticamente un 28% en el precio total que los consumidores deben pagar.

Como se ha visto en la Figura 7, el ahorro para los consumidores es considerable tanto en escenarios de baja energía renovable como de alta energía renovable. Sin embargo, tal y como se ha mencionado anteriormente, y como se puede apreciar en la Figura 8, mayor es el ahorro de los consumidores cuanto mayor es la energía renovable producida, siempre que las centrales de carbón o gas entren a generar, pues es cuando la excepción ibérica entra en juego.

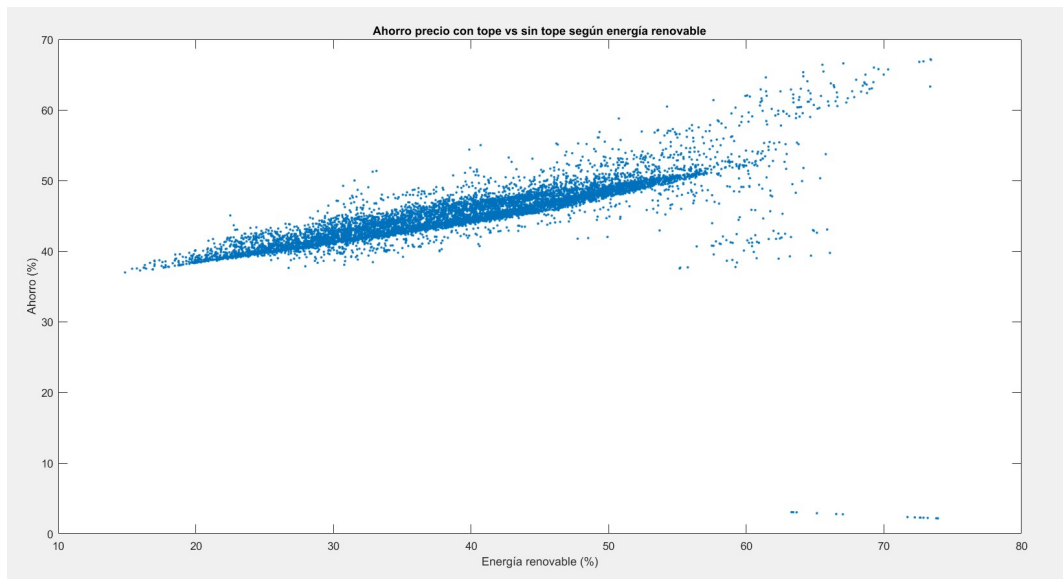


Figura 8: Ahorro precio con tope vs sin tope según energía renovable

5.2 Análisis de la generación y análisis ambiental de la implantación de la excepción ibérica

Después de haber realizado un estudio preliminar de la medida, en este apartado se va a analizar una implantación de la medida más aproximada aún a la realidad, pues el modelado incluye a España y sus interconexiones con Portugal y Francia. España y Portugal serán considerados como un subsistema (pues son los países que aplican la excepción ibérica), y Francia será el otro.

En primer lugar, cabe destacar que ahora Francia está conectada al subsistema formado por España y Portugal. Este hecho es muy importante porque España y Portugal, mediante la aplicación de la excepción ibérica, ponen un tope al precio del gas que resulta en una producción de energía más barata para los consumidores de España y Portugal, pero también para los de Francia. De este modo, la aplicación de la excepción ibérica tiene

como consecuencia principal un aumento de las importaciones de Francia o, lo que es lo mismo, un aumento de las exportaciones de España y Portugal. La Figura 9 refleja este hecho.

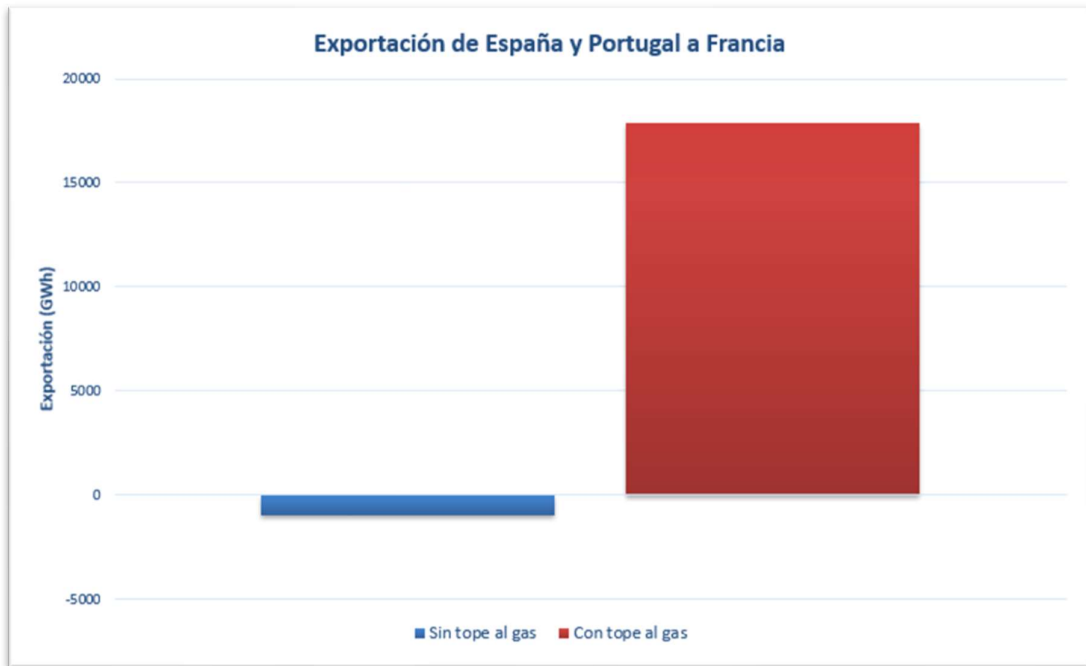


Figura 9: Variación de la exportación de España y Portugal debido a la excepción ibérica

Se puede apreciar cómo, frente al escenario común hasta ahora de ninguna medida contra los precios del gas, la aplicación de la excepción ibérica provoca que el subsistema formado por España y Portugal pase de importar energía a exportarla, y en grandes cantidades, cercanas a los 18000 GWh en el periodo de un año.

Esta variación de exportación expuesta en la Figura 9 se debe, básicamente, al gas y al carbón, pues al estar a un menor precio con la aplicación de la excepción ibérica, Francia se aprovecha de la medida implantada por España y Portugal. Tal suceso se puede apreciar en la Figura 10 y en la Figura 11, que recogen la variación en el reparto de generación de España y Portugal y de Francia, respectivamente, debido a la aplicación de la excepción ibérica.

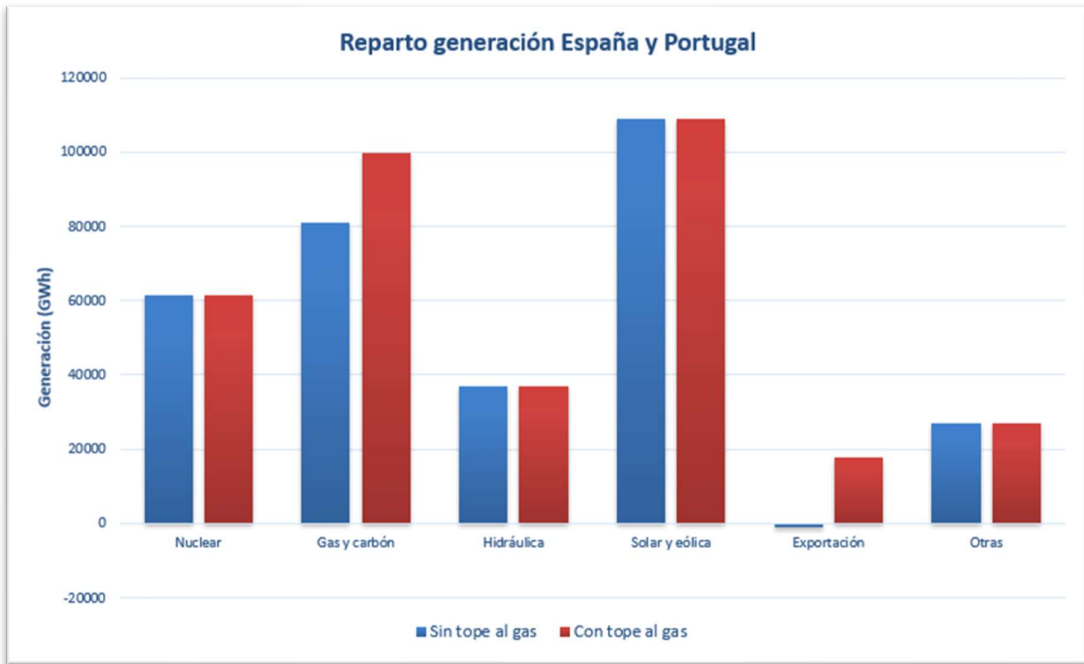


Figura 10: Variación en el reparto de generación de España y Portugal debido a la excepción ibérica

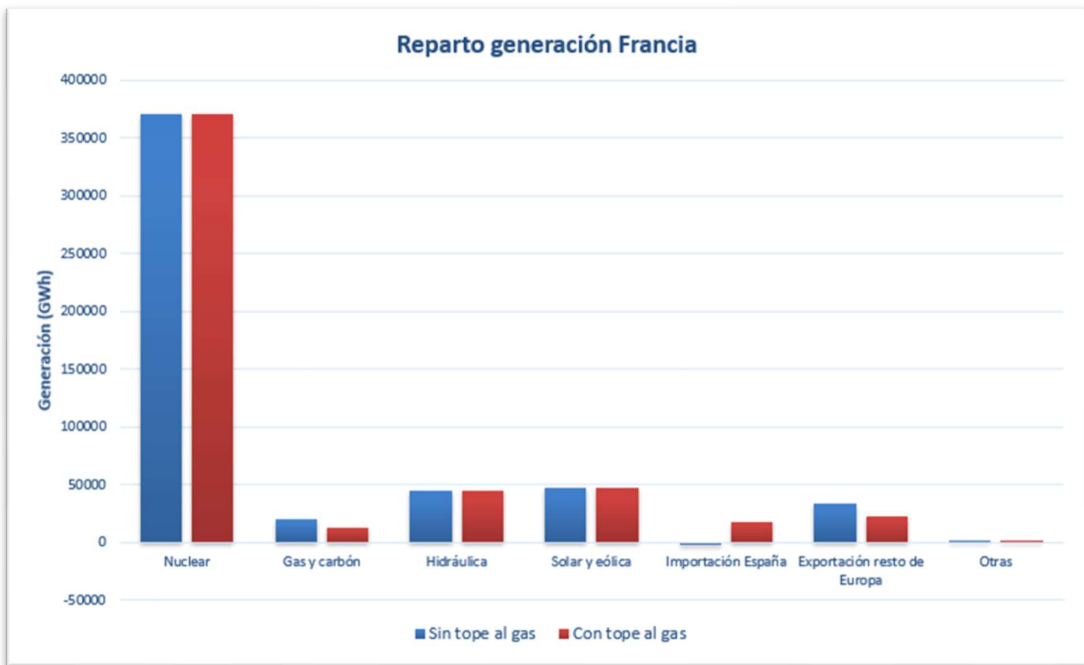


Figura 11: Variación en el reparto de generación de Francia debido a la excepción ibérica

Otro importante hecho a tener en cuenta, en relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, es la variación en las emisiones de CO₂ que provoca la aplicación de la excepción ibérica.

Como se ha podido apreciar en la Figura 9, en la Figura 10 y en la Figura 11, la aplicación de la excepción ibérica provoca un importante aumento de las exportaciones de España y Portugal, que se traduce en un aumento de la generación de gas y carbón en estos países, de modo que sus emisiones de CO₂ se ven aumentadas, hecho que va en contra de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de reducir el negativo impacto ambiental de la generación eléctrica. La Figura 12 recoge este suceso.

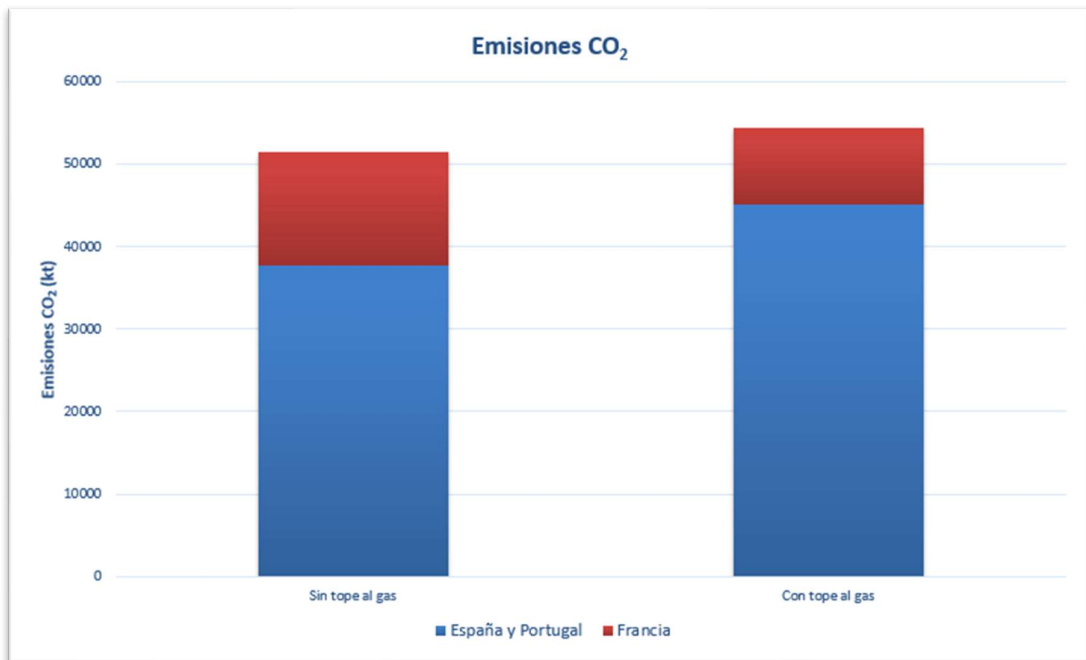


Figura 12: Variación de las emisiones de CO₂ en el sistema debido a la excepción ibérica

Del mismo modo que las emisiones en España y Portugal aumentan, las emisiones en Francia se reducen, pues parte de su generación de carbón y gas original pasa a ser sustituida por generación de carbón y gas importada desde España y Portugal, pues es más barata. A pesar de esto, el balance es un aumento global de las emisiones de CO₂ en todo el sistema, pues los menores precios del gas de España y Portugal desencadenarían un aumento de la demanda en Francia y, en definitiva, un mayor consumo de gas y un aumento de emisiones de CO₂, hecho que debiera de ser evitado siempre, en la medida de lo posible.

5.3 Análisis económico de la implantación de la excepción ibérica

Tal y como se ha visto en este apartado de resultados, la aplicación de la excepción ibérica permite reducir los precios del mercado eléctrico, cumpliendo con el objetivo de la medida. Sin embargo, faltan por analizar los efectos económicos que provoca en el sistema esta medida.

Para ello, se van a analizar las variaciones de beneficio social que provoca en el sistema la aplicación de la excepción ibérica, entendiendo el beneficio social del sistema como la suma de beneficios sociales de la generación y de la demanda.

El beneficio social de la generación se define como el beneficio que obtienen las fuentes de producción de energía al vender su energía generada a un precio mayor del que estaban dispuestos a vender.

Por su parte, el beneficio social de la demanda se define como el beneficio que obtienen los consumidores al comprar energía por un precio inferior al que estaban dispuestos a pagar originalmente.

La Figura 13 muestra una representación de los beneficios que obtienen tanto la generación como la demanda, respecto de un precio de equilibrio que corresponde a la intersección de las curvas de oferta (ascendente) y demanda (descendente), pues toda la energía producida es vendida a este precio (pues el mercado eléctrico es marginalista), precio que marca la última unidad de generación (que, por lo general, suelen ser las centrales de gas).

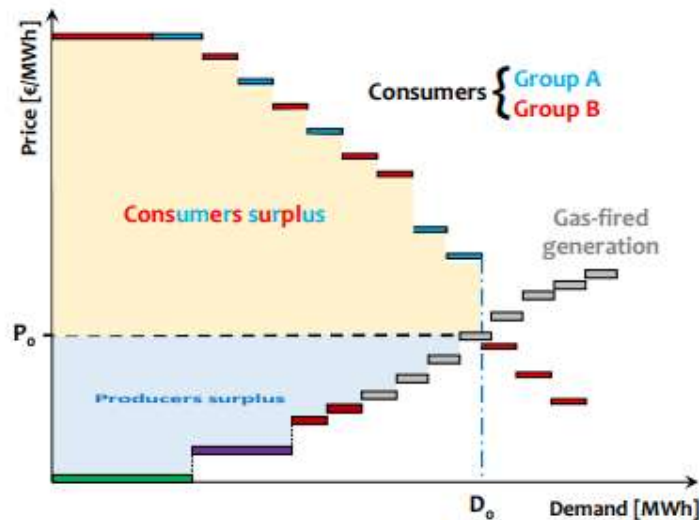


Figura 13: Beneficio social de la generación y de la demanda [18]

Una vez entendido el concepto de beneficio social, es momento de analizarlo. Se ha analizado en este trabajo la variación de beneficio social que provoca la aplicación de la excepción ibérica frente al escenario sin intervención alguna en el mercado, considerando

dos casos distintos. En el primero, se ha considerado el subsistema formado por España y Portugal y el subsistema formado por Francia, pero sin interconexión entre ambos subsistemas. En el segundo, los subsistemas considerados son los mismos, pero estos se encuentran interconectados.

La Tabla 1 recoge los resultados de los dos casos, sin interconexión y con interconexión, considerando los escenarios de sin tope al gas y con tope al gas. Se consideran tanto el beneficio social total como el beneficio social de los dos subsistemas, así como el reparto de beneficios asociados a la generación y a la demanda. Además, se muestran también las rentas de congestión, que se explican en detalle más adelante.

Tabla 2: Variación beneficio social debido a la excepción ibérica

Beneficio social (Meur)			España y Portugal	Interconexión	Francia	Total
Sin interconexión	Sin tope al gas	Demanda	842487		1398068	2240555
		Generación	73574		121848	195422
		Total	916061	0	1519916	2435977
	Con tope al gas	Demanda	872306		1398068	2270374
		Generación	43744		121848	165592
		Total	916051	0	1519916	2435966
Con interconexión	Sin tope al gas	Demanda	841054		1385550	2226603
		Generación	75318		134394	209712
		Total	916371	1061	1519944	2437375
	Con tope al gas	Demanda	866465		1403594	2270059
		Generación	44026		124032	168058
		Total	910491	2389	1527625	2440506

En primer lugar, la excepción ibérica es una medida aplicada por España y Portugal, luego lo más importante para analizar es el resultado que provoca en estos países la aplicación de esta medida. En el caso sin interconexión, la excepción ibérica provoca una pérdida de beneficio social en España y Portugal no significativa, de 10 millones de euros. Sin embargo, en el caso más cercano a la realidad, el caso con interconexión, la excepción ibérica provoca en estos dos países una pérdida de beneficio social de casi 6000 millones de euros, 5880 para ser exactos, una cifra muy alta y que repercute seriamente de manera negativa en ambos países.

Además, el gran beneficiado de esta medida no son los países que la aplican, sino Francia, cuyo beneficio social aumenta de manera muy significativa en el caso real (con interconexión), pues su beneficio social crece en 7681 millones de euros, todo gracias a la energía más barata que importan de España y Portugal.

También, como era de esperar, la aplicación de la excepción ibérica aumenta el beneficio asociado a la demanda y disminuye el beneficio asociado a la generación, pues los primeros compran energía más barata que en el caso sin tope al gas, y los segundos la

venden más barata, de manera que la diferencia con el precio al que pensaban vender la energía es menor.

Por último, la excepción ibérica también incrementa las rentas de congestión, entendidas estas como la energía intercambiada entre los dos subsistemas multiplicado por la diferencia de precios entre ambos. Estas rentas de congestión generan unos ingresos que se reparten de manera equitativa entre ambos subsistemas. Las rentas de congestión se ven incrementadas en 1328 millones de euros, de manera que se generan transferencias de rentas hacia Francia desde España y Portugal debido al aumento de las exportaciones y a las mayores diferencias de precios entre ambos subsistemas [19].

6. Conclusión

En este trabajo se ha estudiado y analizado en detalle la aplicación de la excepción ibérica, una medida aplicada en España y Portugal que consiste en poner un tope al precio del gas, de forma que se reduzcan los precios del mercado eléctrico, pues estos han aumentado de manera muy significativa en este último año, alcanzando valores sin precedentes que han puesto en duda hasta la manera en la que funciona el mercado eléctrico.

Para el estudio de esta medida innovadora en estos dos países, se ha empleado el modelo de unit commitment, un modelo que optimiza la generación eléctrica minimizando los costes de generación, de manera que la demanda sea, en la medida de lo posible, cubierta.

Mediante el uso del modelo de unit commitment, que cuenta con numerosas condiciones y restricciones que deben ser cumplidas, y mediante la introducción de unos datos de entrada coherentes basados en datos del día a día, los resultados que se obtienen se encuentran próximos a la realidad.

En primer lugar, a través de un estudio preliminar, quedó claro que la aplicación de la excepción ibérica reduce los precios del mercado eléctrico y, en mayor medida, cuanto mayor sea la producción de energía renovable, al ser menor la compensación a las centrales de gas.

En segundo lugar, mediante el estudio de un modelo más próximo a la realidad, se concluyó que la excepción ibérica provoca un importante aumento de las exportaciones de España y Portugal a Francia, de manera que aumenta la producción de las centrales de gas en los dos primeros países (y con ello sus emisiones de CO₂) y disminuye en el último, pues Francia se aprovecha de la energía más barata producida en España y Portugal.

Sin embargo, a pesar de que los precios del mercado eléctrico se vean reducidos, la aplicación de la excepción ibérica provoca importantes pérdidas de beneficio social en los países que la aplican, España y Portugal, llegando a alcanzar los 5880 millones de euros, una cifra que no puede pasar desapercibida.

Además, la gran beneficiada realmente de la aplicación de esta medida es Francia, pues al aprovecharse de la importación de energía más barata procedente de España y Portugal, ve aumentado su beneficio social en más de 7680 millones de euros.

En definitiva, si bien la aplicación de la excepción ibérica permite cumplir con el objetivo de la medida, que es reducir los precios del mercado eléctrico en España y Portugal, esta medida debería ser evitada, en la medida de lo posible, siempre que se pueda, pues no hace más que provocar importantes pérdidas para el sistema.

7. Referencias

- [1] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, p. 52–63, 2013.
- [2] D. A. Tejada-Arango, S. Lumbreras, P. Sánchez-Martín, and A. Ramos, "Which Unit-Commitment Formulation is Best? A Comparison Framework," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2926-2936, 2020.
- [3] Javier García González, "Unit commitment of generation plants", Technological Research Institute (IIT), 2010.
- [4] B. F. Hobbs, W. R. S. Jr, R. E. Bixby, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, and H. Chao, "Why this Book? New Capabilities and New Needs for Unit Commitment Modeling," in *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*, B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, and H. Chao, Eds. Springer US, 2002, pp. 1–14.
- [5] P. Bendotti, P. Fouilhoux, and C. Rottner, "On the complexity of the Unit Commitment Problem," *Annals of Operations Research*, vol. 274, no. 1, pp. 119- 130, 2018.
- [6] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, and H. Chao, *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [7] I. Abdou and M. Tkiouat, "Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 8, no. 3, pp. 1357-1372, 2018.
- [8] A. J. Conejo and L. Baringo, *Power System Operations*, Springer, 2018.
- [9] L. S. M. Guedes, P. de Mendonça Maia, A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira, and R. R. Saldanha, "A Unit Commitment Algorithm and a Compact MILP Model for Short-Term Hydro-Power Generation Scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3381-3390, 2017.
- [10] M. Silbernagl, M. Huber, and R. Brandenberg, "Improving Accuracy and Efficiency of Start-Up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2578-2586, 2016.
- [11] T. Li and M. Shahidehpour, "Price-based unit commitment: a case of Lagrangian relaxation versus mixed integer programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2015-2025, 2005.
- [12] Carlos Batlle, Tim Schittekatte, Christopher R. Knittel, "Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for desperate measures", MIT Energy Initiative, 2022.
- [13] Red Eléctrica de España, "Potencia instalada nacional – 08/2022", <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.

- [14] Rede Elétrica Nacional, <https://www.ren.pt/>.
- [15] Réseau de Transport d'Électricité, <https://www.rte-france.com/>.
- [16] United Nations, "Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development," New York, 2015.
- [17] United Nations, "The Sustainable Development Goals Report," New York, 2017.
- [18] Carlos Batlle, Tim Schittekatte, Christopher R. Knittel, "Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy", MIT Energy Initiative, 2022.
- [19] Red Eléctrica de España, "Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa".

Anexo: Análisis de una demanda subsidiada

Se estudia en este anexo el análisis económico que produce en el sistema una demanda subsidiada; es decir, parte de la demanda se subsidia a través de un mecanismo de compra donde la generación que vende es la energía más barata (en costes variables) del sistema. De este modo, el precio marginal que resulta es menor, y el resto de la demanda se despacha con el resto de la generación.

En definitiva, lo que se estudia en este anexo son los resultados económicos que producen en el sistema satisfacer una demanda que no debería ser satisfecha originalmente, pues su precio de demanda se encuentra por debajo del precio de equilibrio (y de venta) del sistema.

Para ello, se considera el sistema formado únicamente por España, y se considera una demanda dividida en dos partes: una demanda residencial y una demanda industrial. Se considera que el precio que está dispuesta a pagar la demanda no subsidiada es de 3000 €/MWh y que se subsidia parte de la demanda industrial. La Tabla 1 recoge la diferencia de beneficio social entre el caso sin demanda subsidiada (caso óptimo de generación) y el caso con demanda industrial subsidiada, en la que se consideran distintos porcentajes de demanda industrial subsidiada, y distintos precios a los que está dispuesta a pagar esa demanda subsidiada. En definitiva, recoge las pérdidas de beneficio social que supone satisfacer la demanda subsidiada en cada uno de los escenarios.

Tabla 1: Pérdidas beneficio social debido a la demanda industrial subsidiada

Pérdidas beneficio social (Meur)		Precio al que paga la demanda industrial subsidiada (€/MWh)						
		50	100	150	200	250	275	300
Demanda industrial subsidiada (%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	2922	2395	1869	1342	815	552	289
	10	5784	4730	3677	2623	1570	1043	517
	15	8515	6935	5355	3775	2194	1404	614
	20	11116	9009	6902	4796	2689	1635	582
	25	13614	10981	8347	5714	3080	1763	447

Tal y como se puede apreciar en la Tabla 1, cuanto más demanda industrial se subsidie, mayores son las pérdidas de beneficio social para el sistema, debido a que hay una mayor cantidad de demanda que es satisfecha cuando en el escenario óptimo de generación no debería serlo, al ser el precio que están dispuestos a pagar menor que el precio de equilibrio.

Además, cuanto más bajo sea el precio al que está dispuesta a pagar la demanda subsidiada, mayor es la pérdida de beneficio social puesto que más alejado se encuentra este precio del precio de equilibrio.

En definitiva, subsidiar parte de la demanda para que esta disfrute de precios del mercado eléctrico reducidos altera el óptimo funcionamiento del sistema y provoca pérdidas importantes en el beneficio social del mismo, de modo que se debería evitar siempre, en la medida de lo posible.