



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Máster en Ingeniería Industrial (MII)

Trabajo de Fin de Máster

**Diseño de mecanismo de casación alternativo
para un mercado eléctrico regional en un
contexto de subsidios nacionales:
Aplicación al mecanismo de ajuste
de la excepción ibérica**

Autor: Miguel Ángel Barruso Recuero

Directores: Pablo Rodilla, Carlos Batlle

Madrid, Agosto 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el proyecto con el título:

Diseño de mecanismo de casación alternativo para un mercado eléctrico regional en un contexto de subsidios nacionales: Aplicación al mecanismo de ajuste de la excepción ibérica

presentado en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2022-2023 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. Miguel Ángel Barruso Recuero
30 de agosto de 2023

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo Rodilla Rodríguez
30 de agosto de 2023



Fdo.: Carlos Batlle López
30 de agosto de 2023



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Máster en Ingeniería Industrial (MII)

Trabajo de Fin de Máster

**Diseño de mecanismo de casación alternativo
para un mercado eléctrico regional en un
contexto de subsidios nacionales:
Aplicación al mecanismo de ajuste
de la excepción ibérica**

Autor: Miguel Ángel Barruso Recuero

Directores: Pablo Rodilla, Carlos Batlle

Madrid, Agosto 2023

DISEÑO DE MECANISMO DE CASACIÓN ALTERNATIVO PARA UN MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EN UN CONTEXTO DE SUBSIDIOS NACIONALES: APLICACIÓN AL MECANISMO DE AJUSTE DE LA EXCEPCIÓN IBÉRICA

Autor: Barruso Recuero, Miguel Ángel.

Directores: Rodilla, Pablo. Batlle, Carlos.

Entidad colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

En las últimas décadas, la creación de mercados eléctricos regionales que integren a diversas naciones ha sido una aspiración para muchos países alrededor del mundo. Esta iniciativa busca establecer un marco colaborativo y transfronterizo para el intercambio de energía eléctrica, con el propósito de maximizar la eficiencia energética, tanto del despacho económico en el corto plazo como en el largo, fomentando a su vez la seguridad del suministro.

Un factor clave para conseguir este objetivo es que el precio resultante refleje en cada momento tanto el verdadero coste marginal de generación, como la utilidad de la demanda. Sin embargo, la consideración de bien esencial de la energía, y en esa línea, la creciente sensibilidad política, conduce a menudo a que el proceso de formación de precio esté sujeto a diferentes restricciones o intervenciones regulatorias que alejan el precio resultante del óptimo teórico. Una de las intervenciones más comunes son los subsidios a los combustibles primarios utilizados en las plantas de generación eléctrica. El objetivo de estos subsidios es reducir artificialmente el coste de generación en aquellas plantas que determinan el coste marginal del sistema, es decir, las plantas que establecen el precio marginal en el mercado eléctrico. De esta manera, se logra disminuir los precios que pagan los consumidores.

Cuando estos subsidios se aplican en uno de los sistemas eléctricos que integran el mercado regional, aparte de que se pone en riesgo la credibilidad de la regulación, porque se afecta a los beneficios de los inversores, en el corto plazo se producen desequilibrios económicos que alteran los intercambios interregionales. En el caso de que no se produzcan intervenciones adicionales, la aplicación de los subsidios en una región no sólo reducen los precios locales, sino que, si no media otra intervención adicional, se traducen en mayores exportaciones y menores precios marginales en los sistemas vecinos, viéndose así beneficiados indirectamente de una intervención regulatoria cuyo fin teórico era reducir exclusivamente los precios de la energía para los consumidores locales.

En el contexto europeo, como respuesta a la crisis energética que afectó al continente a finales de 2021 y provocó un aumento significativo en los precios del mercado del gas y, por ende, de la electricidad, los gobiernos de España y Portugal desarrollaron lo que se conoce como el mecanismo de ajuste (comúnmente denominado “excepción ibérica”), el cual se desarrolló en el Real Decreto Ley 10/2022 en el caso español. Esta medida, aprobada por la Comisión Europea, permite subvencionar la generación de centrales eléctricas que usan combustibles fósiles. Concretamente, el mecanismo permite compensar la diferencia entre el precio de mercado del gas y un tope establecido administrativamente, con el fin de mitigar el impacto de los altos precios de la energía en el mercado eléctrico.

El presente proyecto se ha centrado en dos objetivos principales. En primer lugar, se ha desarrollado un modelo de simulación de despacho regional que permite reflejar el despacho económico integrado bajo diferentes reglas de oferta entre la península ibérica y Francia (sección 6). En segundo lugar, se ha utilizado el modelo para estudiar el posible impacto que podría tener un diseño de reglas de oferta y casación alternativo que tendría como objetivo minimizar las distorsiones en los flujos a través de la interconexión en un contexto en el que el parque generador recibe subsidios al combustible (secciones 5, 7 y 8), como es el caso del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica.

Metodología

En primer lugar, se han simulado los sistemas eléctricos peninsular y francés creando un modelo de optimización cuya función objetivo es minimizar los costes totales de operación del sistema, tratando de esta manera simular los precios que debieran resultar de un mercado perfectamente competitivo. Para lograrlo, se ha analizado detalladamente la estructura de generación de ambos sistemas, estudiando las diferentes unidades generadoras disponibles y sus costes, con el objetivo de replicar su comportamiento de la mejor manera posible.

Una vez que se diseñó el modelo, se procedió a su calibración. Para esto, se seleccionó un periodo temporal donde el mecanismo de ajuste estuviera activo y se utilizaron los datos de generación (características de las plantas térmicas, incluyendo precio de combustible en esos días, producción renovable horaria) y demanda horaria en ese periodo. A partir de estos datos, se ajustó una curva de oferta del conjunto del sistema dentro de los rangos definidos por los costes de las diferentes tecnologías, tanto el despacho de generación, como los costes marginales resultantes en el modelo, para que se asemejen lo máximo posible a los que se dieron en realidad.

Una vez comprobada la capacidad del modelo de reflejar con suficiente calidad el proceso de formación de precios de los dos mercados interconectados, se simuló el mecanismo de oferta y algoritmo de casación propuesto, que tiene por objeto que las unidades generadoras peninsulares puedan ofertar dos precios, uno a un precio subvencionado para los consumidores locales y otro para la exportación.

Concretamente, el formato de oferta permitiría a los generadores peninsulares presentar sus ofertas de energía a diversos precios en los distintos nodos. En este caso, tendrían la posibilidad de ofrecer su energía al precio subvencionado en el mercado eléctrico de la península, mientras que en el nodo francés presentarían su energía sin el beneficio de la subvención. Para modelar este

nuevo formato de oferta en el que a los generadores de la península afectados por la subvención se les permite ofertar su energía a un precio diferente en el nodo francés, se han creado una serie de generadores ‘virtuales’ duplicando los ciclos combinados peninsulares en el sistema francés. Es decir, para cada ciclo combinado situado en el sistema español se crea un generador idéntico con las mismas características técnicas (misma capacidad de generación, misma eficiencia, etc.) pero con un coste variable diferente, basado en el coste del mercado del gas (es decir, sin considerar subvención alguna). El algoritmo de casación garantizaría que la suma de las cantidades de energía casadas de cada ciclo combinado y su duplicado ‘virtual’ no sobrepasase la capacidad máxima de generación de ninguna de las unidades generadoras en ningún periodo, evitando así posibles situaciones inviables, además de asegurar que la capacidad de la interconexión no se vea excedida en ningún escenario (teniendo en cuenta que la producción de las plantas virtuales implica un flujo por la interconexión).

Por último, se comparan los resultados obtenidos al aplicar el mecanismo alternativo diseñado con los obtenidos al aplicar el mecanismo de ajuste de la excepción ibérica. Concretamente, se presta especial atención al flujo de la interconexión que une los dos sistemas y al coste marginal en ambos sistemas.

Resultados

En primer lugar, se presentan los resultados de la calibración, que incluyen la comparación entre los precios reales y los generados por el modelo para el sistema peninsular y francés durante la semana seleccionada para este proyecto, del 20 al 26 de junio de 2022. Esto permite evaluar la eficacia del modelo desarrollado para representar de manera precisa la dinámica de formación de precios en la realidad. En el eje vertical se muestra el precio en €/MWh, mientras que en el eje horizontal se representa el número de horas simuladas (168).

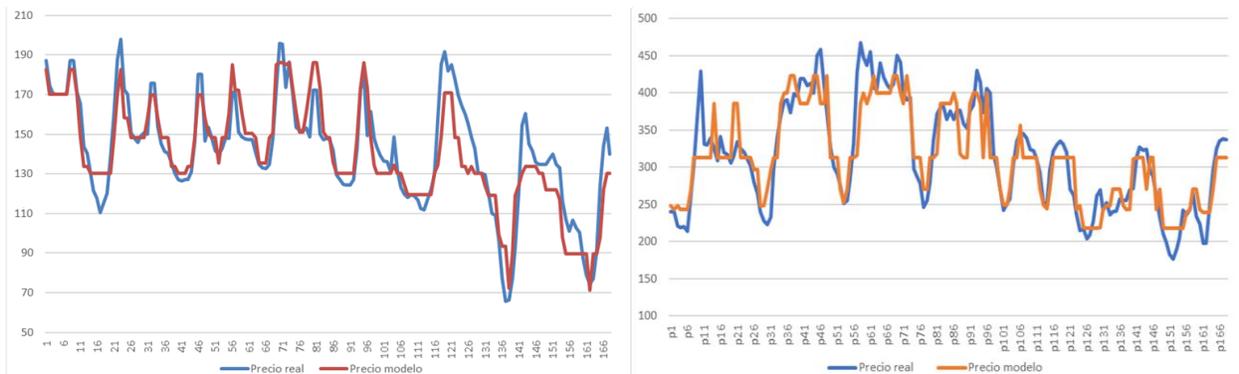


Ilustración 1: Comparación del precio de mercado real y el obtenido por el modelo. MIBEL (Izqd); Francia (Dcha).

Como indicador de precisión de estos resultados, se calculó el Error Absoluto Medio Porcentual (MAPE). Para la semana en estudio, el valor que se alcanzó tras el proceso de calibración fue de un 6,56 % para el caso peninsular y un 7,68 % para el caso francés. Esto permitió garantizar que el modelo es capaz de replicar el proceso de formación de precios de una forma suficientemente representativa, que permite ilustrar de forma cualitativa la efectividad que la implantación de las nuevas reglas pudiera tener. El modelo permite también detectar posibles complicaciones que su

implantación pudiera conllevar. Tras este proceso quedan fijados los parámetros de todas las unidades de generación de los sistemas (ver Tabla iii).

Una vez realizada la calibración del modelo, se procede a mostrar los resultados al aplicar el mecanismo diseñado.

En la Ilustración 2 y la Ilustración 3, se presentan, para una de las horas del periodo simulado, las curvas agregadas de oferta y demanda del sistema peninsular y francés antes y después de la aplicación del mecanismo alternativo. Esta representación permite la visualización del impacto que dicho mecanismo tiene en el proceso de formación de precio (y por tanto en el despacho económico) en ambos nodos. En el caso del nodo francés, las ofertas de los generadores ‘virtuales’ se han representado de color rojo.

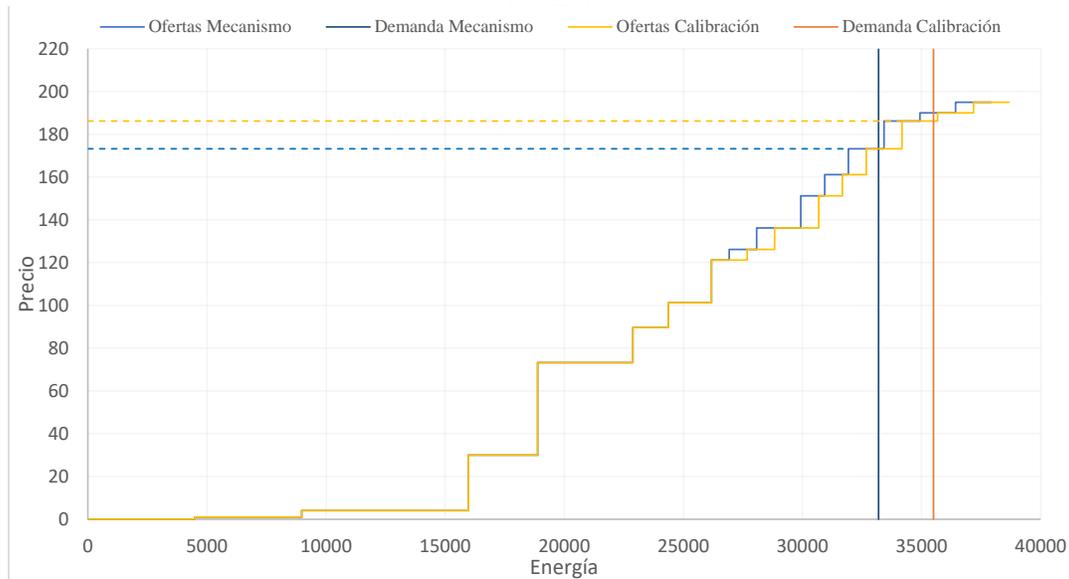


Ilustración 2: Curvas agregadas de oferta y precios resultantes en el nodo peninsular antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto.

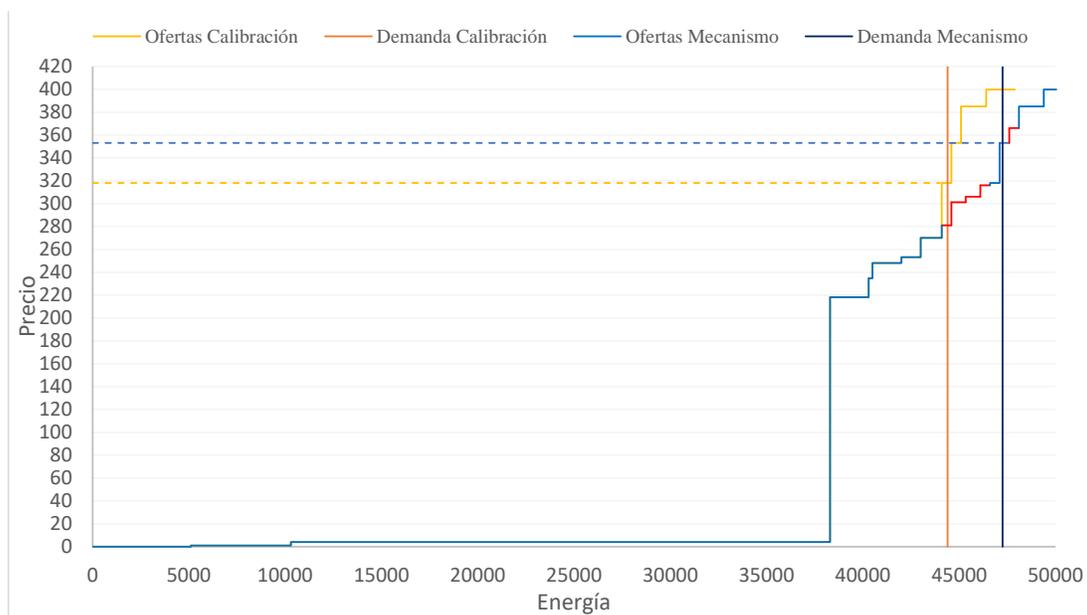


Ilustración 3: Curvas agregadas de oferta y precios resultantes en el nodo francés antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto

En la Ilustración 2 puede comprobarse como la curva de oferta del sistema peninsular se ve afectada por la aplicación del nuevo mecanismo, ya que la capacidad de generación de los ciclos combinados peninsulares está condicionada por sus duplicados ‘virtuales’ ubicados artificialmente en el sistema francés. La aplicación del nuevo mecanismo también tiene un impacto en la curva de demanda del sistema ya que, cuando cualquier ciclo combinado de la península está en funcionamiento, la interconexión se ‘cierra’, lo que conlleva que la exportación de energía se realiza exclusivamente a través de los generadores ‘virtuales’. Es relevante señalar que, a pesar de esta configuración, la demanda total que debe ser atendida por las unidades generadoras en la península podría ser la misma que antes de la implementación del mecanismo alternativo, siempre y cuando la producción conjunta de los generadores virtuales coincida con la capacidad de la interconexión.

En la Ilustración 3 se observa cómo la aplicación de la regla de mercado propuesta evita trasladar las ofertas intervenidas (subsidiadas) al nodo francés. Algunos de los generadores situados en el lado peninsular (de color rojo en la Ilustración 3) resultan igualmente casados, pero a un precio no subsidiado. Además, al aplicar el mecanismo, la demanda a abastecer por las unidades generadoras del sistema francés (entre las que se encuentran los generadores ‘virtuales’ peninsulares) experimenta un incremento, lo que se traduce en un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda, siendo esto causado por el ‘apagado’ de la interconexión. Cabe recordar que esto no significa que con la aplicación del nuevo mecanismo el sistema peninsular deje de exportar energía a Francia, sino que esta exportación se produce exclusivamente a través de los generadores ‘virtuales’ ubicados artificialmente en Francia.

Una vez visto el efecto en las curvas de oferta y demanda, para analizar con mayor detalle el efecto del mecanismo propuesto, en la Ilustración 4, se presenta el despacho económico francés obtenido durante la calibración (izquierda) y el despacho obtenido tras la aplicación del mecanismo

alternativo (derecha), junto con el coste marginal del sistema francés en cada periodo mediante una línea roja referenciada al eje derecho. De nuevo, los generadores ‘virtuales’, los cuales representan la exportación desde el nodo peninsular al francés, se han representado en color rojo (en la gráfica donde se aplica el mecanismo alternativo) para su fácil identificación.

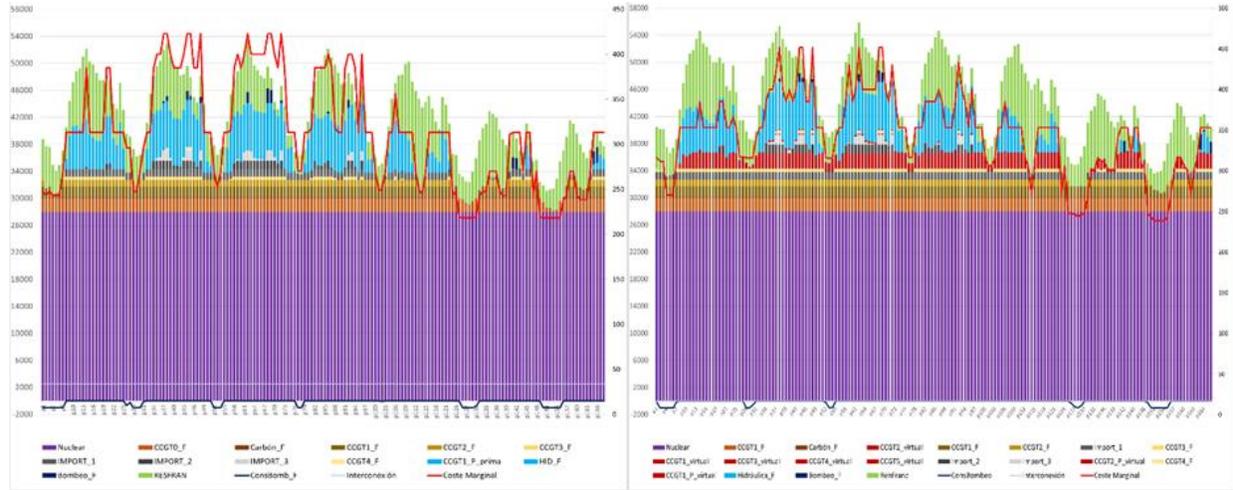


Ilustración 4: Despacho económico en el sistema francés antes de aplicar el mecanismo alternativo propuesto (izquierda) y después (derecha).

Puede apreciarse como, tras la aplicación del mecanismo, hay horas en las que el flujo por la interconexión (representado por los generadores ‘virtuales’ en rojo) es nulo, a diferencia del caso base donde el flujo de la interconexión coincide con su capacidad máxima de transmisión durante todas las horas analizadas.

En la Ilustración 5, se muestra a su vez cómo la aplicación del nuevo mecanismo reduce la producción de CCGT subsidiado en un buen número de horas en el sistema ibérico, y por tanto el precio en este nodo.

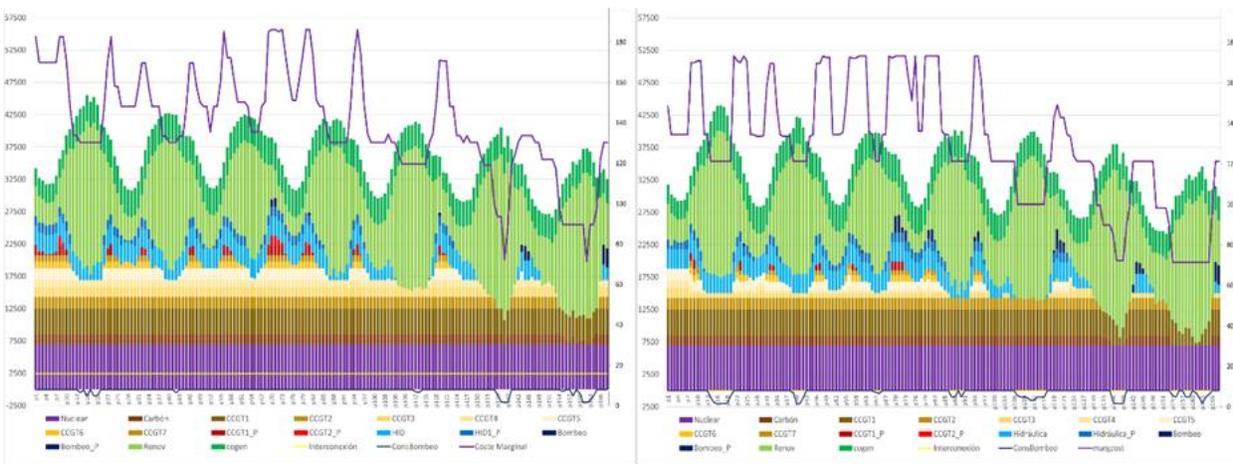


Ilustración 5: Despacho económico en el sistema ibérico antes de aplicar el mecanismo (izquierda) y después (derecha).

En la Ilustración 6 se observa con mayor detalle la comparación del precio de mercado (coste marginal de generación resultante del modelo) en el nodo ibérico para el caso en el que se oferta un único precio subsidiado y tras aplicar el mecanismo alternativo, representado con una línea morada en la Ilustración 5.

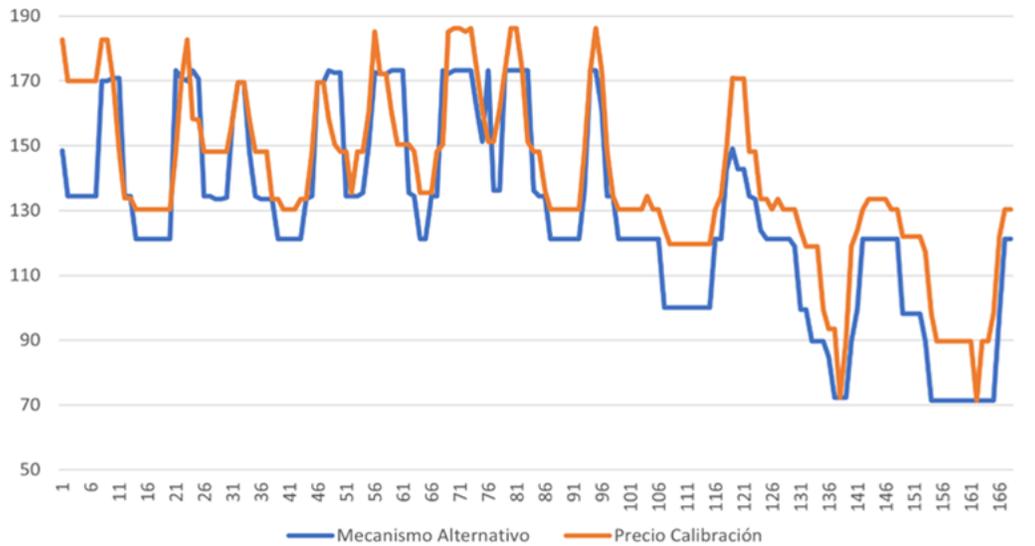


Ilustración 6: Comparación del precio resultante del mercado ibérico de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto.

Por último, la Ilustración 7 refleja los precios resultantes en el nodo francés.

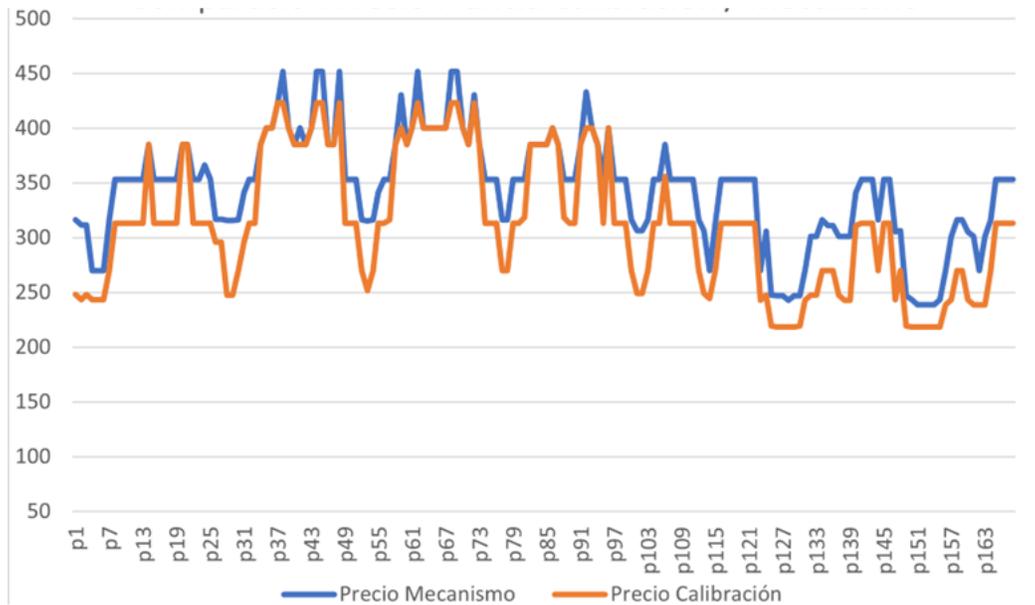


Ilustración 7: Comparación del precio resultante del mercado francés de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto.

Conclusiones

Tras la representación de los resultados más relevantes obtenidos durante la realización del proyecto, a continuación, se exponen las conclusiones de mayor relevancia para el trabajo realizado:

En cuanto al sistema peninsular:

- La curva de oferta del sistema se ve afectada por la aplicación del nuevo mecanismo, ya que la capacidad de generación de los ciclos combinados peninsulares está condicionada por sus duplicados ‘virtuales’ ubicados artificialmente en el sistema francés.
- La aplicación del nuevo mecanismo también tiene un impacto en la curva de demanda del sistema. Cuando cualquier ciclo combinado de la península está en funcionamiento, la interconexión se ‘cierra’, lo que conlleva que la exportación de energía se realiza exclusivamente a través de los generadores ‘virtuales’. Es relevante señalar que, a pesar de esta configuración, la demanda total que debe ser atendida por las unidades generadoras en la península podría ser la misma que antes de la implementación del mecanismo alternativo, siempre y cuando la producción conjunta de los generadores virtuales coincida con la capacidad de la interconexión.
- Durante la semana objeto de análisis en este proyecto (del 20 al 26 de junio de 2022), la implementación del mecanismo ha propiciado que la unidad con el coste de generación más elevado en el sistema, identificada como 'CCGT2_P', no se active en ningún período. Este cambio ha tenido un impacto significativo en la reducción del precio máximo alcanzado durante la semana, disminuyendo de 186 €/MWh a 173 €/MWh.
- Con la implementación del mecanismo propuesto, se observa un aumento en la frecuencia de activación de la unidad de bombeo en el sistema, lo que a su vez contribuye a la reducción de los picos de precio alcanzados durante la semana.
- La aplicación del mecanismo resulta en una disminución del coste marginal del sistema (precio de mercado) en prácticamente todos los periodos, con una reducción total promedio del 12% en comparación con los precios obtenidos en la calibración. La mayor diferencia de precios en un mismo periodo llega a ser de 35,6 €/MWh.
- Es relevante destacar las horas de la semana analizada en los que, después de aplicar el mecanismo propuesto, el precio alcanzado es mayor que en la calibración. Esto se debe a la relación entre las capacidades de generación de los ciclos combinados peninsulares y sus duplicados virtuales en el sistema francés. El algoritmo puede determinar que utilizando toda la capacidad de generación de un ciclo combinado peninsular, que es relativamente más económico, en el sistema francés (siempre limitado por la capacidad de la interconexión), el coste total de operación del sistema se reduce, aunque sea necesario activar unidades más costosas en el sistema peninsular para cubrir la demanda. No obstante, como puede comprobarse en la Ilustración 6, este fenómeno ocurre con poca frecuencia.

En cuanto al sistema francés:

- La curva de oferta del sistema experimenta un cambio significativo debido a la implementación del nuevo mecanismo. Con la introducción de los generadores ‘virtuales’ duplicados ubicados

artificialmente en el sistema francés, se añaden escalones a la curva que previamente no estaban presentes. Estos pueden verse en color rojo en la Ilustración 3.

- De manera inversa al sistema peninsular, al aplicar el mecanismo, la demanda que tienen que abastecer las unidades generadoras del sistema (entre las que se encuentran los generadores ‘virtuales’) experimenta un incremento en algunas horas de la semana analizada, lo que se traduce en un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda (ver Ilustración 3), siendo esto causado por el ‘apagado’ de la interconexión. Cabe recordar que esto no significa que con la aplicación del nuevo mecanismo el sistema peninsular deje de exportar energía a Francia, sino que esta exportación se produce exclusivamente a través de los generadores ‘virtuales’, ubicados artificialmente en el sistema francés.
- Al examinar el despacho de generación del sistema tras la aplicación del mecanismo, se pueden identificar momentos en los cuales los generadores virtuales no producen energía, ya que el algoritmo considera que no son necesarios para satisfacer la demanda de la manera más eficiente posible. Es en estos periodos donde el mecanismo propuesto deja ver su efecto de forma más notoria, ya que en el caso de referencia (calibración), la interconexión Península-Francia estaba, en todas las horas de la semana analizada, saturada, debido al precio subsidiado del nodo peninsular. Sin embargo, al eliminar el efecto del subsidio ibérico en el nodo francés, existen horas en las que el coste real de las centrales de ciclo combinado peninsulares no es suficientemente competitivo para entrar en la casación del mercado francés.
- Con la implementación del mecanismo, se observa una disminución en la frecuencia de activación de la unidad de bombeo en el sistema, lo que dificulta la reducción de los picos de precio alcanzados durante la semana.
- Contrario al sistema peninsular, se aprecia un incremento en el coste marginal en la mayoría de los periodos al aplicar el mecanismo, con un aumento promedio total del 11% en comparación con los precios obtenidos durante la calibración. La mayor diferencia de precios en un mismo periodo alcanza los 64 EUR/MWh.
- A pesar del incremento de precios en la mayoría de las horas analizadas, es notable que el mecanismo tiene un mayor impacto en los mínimos alcanzados durante la semana que en los máximos, que también aumentan, pero en menor medida. Esto se debe principalmente a lo que se observa en el despacho de generación francés, donde se puede comprobar que, en las horas con precios más bajos, los generadores ‘virtuales’ no generan energía. Cuando el mecanismo alternativo no se aplica, una parte de la demanda del sistema durante esas horas se cubre mediante la importación de energía a través de la interconexión, lo que conduce a una reducción en el precio. Sin embargo, al aplicar el mecanismo, el flujo de la interconexión es nulo en esas horas, dependiendo en su totalidad de las unidades del sistema francés para satisfacer la demanda.

En resumen, se han logrado alcanzar los objetivos establecidos al principio del proyecto, desarrollando, en primer lugar, un modelo de simulación de despacho regional que permite reflejar el despacho económico integrado bajo diferentes reglas de oferta entre la península ibérica y Francia de una forma lo suficientemente eficaz para poder ilustrar de forma cualitativa la

efectividad que la implantación de un nuevo mecanismo pudiera tener. En segundo lugar, se ha diseñado un mecanismo alternativo al mecanismo de ajuste aplicado en la excepción ibérica que permite a las centrales de generación peninsulares afectadas por la subvención ofertar su energía a su coste real de generación en el nodo francés. De esta forma, simulando el nuevo escenario planteado, puede comprobarse como se reduce el flujo de la interconexión en las horas de la semana analizada en las que el coste de generación (sin subsidio) de las centrales de ciclo combinado peninsular no es lo suficientemente competitivo para entrar en la casación del mercado francés, aumentando el precio de mercado en el nodo francés y reduciéndolo en el peninsular respecto al caso de referencia.

DESIGN OF AN ALTERNATIVE MATCHING MECHANISM
FOR A REGIONAL ELECTRICITY MARKET IN A CONTEXT
OF NATIONAL SUBSIDIES: APPLICATION TO THE
ADJUSTMENT MECHANISM OF THE IBERIAN EXCEPTION

Author: Barruso Recuero, Miguel Ángel.

Supervisors: Rodilla, Pablo. Batlle, Carlos.

Collaborating entity: Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

ABSTRACT

Introduction

In recent decades, the creation of regional electricity markets that integrate various nations has been an aspiration for many countries around the world. This initiative seeks to establish a collaborative, cross-border framework for the exchange of electricity, with the aim of maximizing the energy efficiency of both short-term and long-term economic dispatch, while promoting security of supply.

A key factor in achieving this objective is that the resulting price should reflect at all times both the true marginal cost of generation and the utility of demand. However, the consideration of energy as an essential good, and along these lines, the growing political sensitivity, often leads to the price formation process being subject to different restrictions or regulatory interventions that move the resulting price away from the theoretical optimum. One of the most common interventions are subsidies to primary fuels used in power generation plants. The objective of these subsidies is to artificially reduce the cost of generation in those plants that determine the marginal cost of the system, i.e., the plants that set the marginal price in the electricity market. In this way, the prices paid by consumers are reduced.

When these subsidies are applied in one of the electricity systems that make up the regional market, apart from jeopardizing the credibility of the regulation, because it affects the profits of investors, in the short term it produces economic imbalances that alter interregional exchanges. In the absence of additional intervention, the application of subsidies in one region not only reduces local prices, but, in the absence of additional intervention, translates into higher exports and lower marginal prices in neighboring systems, thus indirectly benefiting from a regulatory intervention whose theoretical purpose was exclusively to reduce energy prices for local consumers.

In the European context, in response to the energy crisis that affected the continent at the end of 2021 and caused a significant increase in gas market prices and, therefore, electricity prices, the governments of Spain and Portugal developed what is known as the adjustment mechanism (commonly referred to as the "Iberian exception"), which was developed in Royal Decree Law

10/2022 in the Spanish case. This measure, approved by the European Commission, allows subsidizing the generation of power plants that use fossil fuels. Specifically, the mechanism allows compensating the difference between the market price of gas and an administratively established cap, in order to mitigate the impact of high energy prices in the electricity market.

The present project has focused on two main objectives. First, a regional dispatch simulation model has been developed to reflect the integrated economic dispatch under different supply rules between the Iberian Peninsula and France (section 6). Secondly, the model has been used to study the possible impact of an alternative design of supply and matching rules that would aim at minimizing distortions in the flows through the interconnection in a context where the generating fleet receives fuel subsidies (sections 5, 7 and 8), as is the case of the adjustment mechanism of the Iberian exception.

Methodology

First, the peninsular and French electricity systems have been simulated by creating an optimization model whose objective function is to minimize the total operating costs of the system, thus trying to simulate the prices that should result from a perfectly competitive market. To achieve this, the generation structure of both systems has been analyzed in detail, studying the different generating units available and their costs, with the aim of replicating their behavior in the best possible way.

Once the model was designed, it was calibrated. For this, a time period was selected where the adjustment mechanism was active and the generation data (characteristics of the thermal plants, including fuel price on those days, hourly renewable production) and hourly demand in that period were used. Based on these data, a supply curve for the system as a whole was adjusted within the ranges defined by the costs of the different technologies, both the generation dispatch and the marginal costs resulting from the model, so that they would be as similar as possible to those that actually occurred.

Once the ability of the model to reflect with sufficient quality the price formation process of the two interconnected markets was verified, the proposed offer mechanism and matching algorithm was simulated, which aims to allow the peninsular generating units to offer two prices, one at a subsidized price for local consumers and the other for export.

Specifically, the proposed bidding format would allow peninsular generators to submit their energy bids at different prices at the different nodes. In this case, they would have the possibility to offer their energy at the subsidized price in the mainland electricity market, while in the French node they would present their energy without the benefit of the subsidy. To model this new supply format in which mainland generators affected by the subsidy are allowed to offer their energy at a different price in the French node, a series of 'virtual' generators have been created by duplicating the mainland combined cycles in the French system. That is, for each combined cycle located in the Spanish system, an identical generator is created with the same technical characteristics (same generation capacity, same efficiency, etc.) but with a different variable cost, based on the cost of the gas market (i.e. without considering any subsidy). The matching algorithm would guarantee that the sum of the matched power quantities of each combined cycle and its 'virtual' duplicate

would not exceed the maximum generation capacity of any of the generating units in any period, thus avoiding possible unfeasible situations, as well as ensuring that the interconnection capacity is not exceeded in any scenario (taking into account that the production of the virtual plants implies a flow through the interconnection).

Finally, the results obtained when applying the alternative mechanism designed are compared with those obtained when applying the adjustment mechanism of the Iberian exception. Specifically, special attention is paid to the interconnection flow linking the two systems and to the marginal cost in both systems.

Results

First, the calibration results are presented, including the comparison between real prices and those generated by the model for the peninsular and French system during the week selected for this project, from June 20 to 26, 2022. This allows to evaluate the effectiveness of the developed model to accurately represent the price formation dynamics in reality. The vertical axis shows the price in €/MWh, while the horizontal axis represents the number of simulated hours (168).

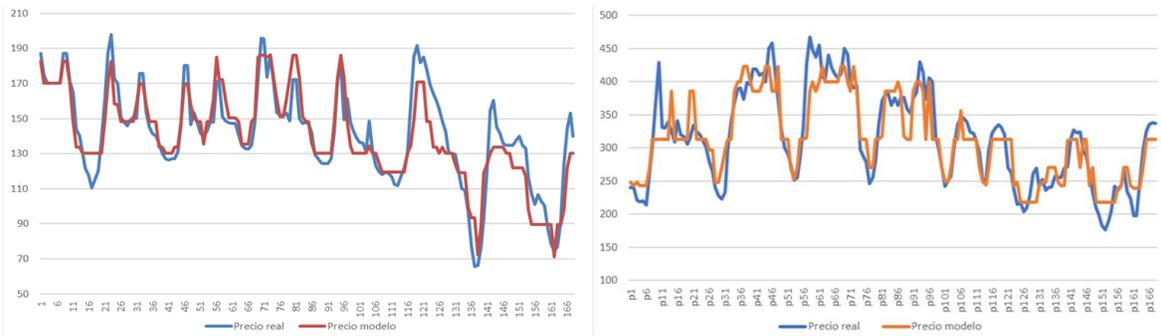


Illustration 1: Comparison of the real market price and the one obtained by the model. MIBEL (left); France (right).

As an indicator of the accuracy of these results, the Mean Absolute Percentage Error (MAPE) was calculated. For the week under study, the value reached after the calibration process was 6.56 % for the peninsular case and 7.68 % for the French case. This made it possible to guarantee that the model is capable of replicating the price formation process in a sufficiently representative way, which allows to illustrate in a qualitative way the effectiveness that the implementation of the new rules could have. The model also allows to detect possible complications that its implementation could entail. After this process, the parameters of all the generation units of the systems are set (see Table iii).

Once the model has been calibrated, the results of applying the designed mechanism are shown.

Illustration 2 and Illustration 3 show, for one of the hours of the simulated period, the aggregate supply and demand curves of the peninsular and French systems before and after the application of the alternative mechanism. This representation allows the visualization of the impact that this mechanism has on the price formation process (and therefore on the economic dispatch) in both nodes. In the case of the French node, the offers of the 'virtual' generators are shown in red.

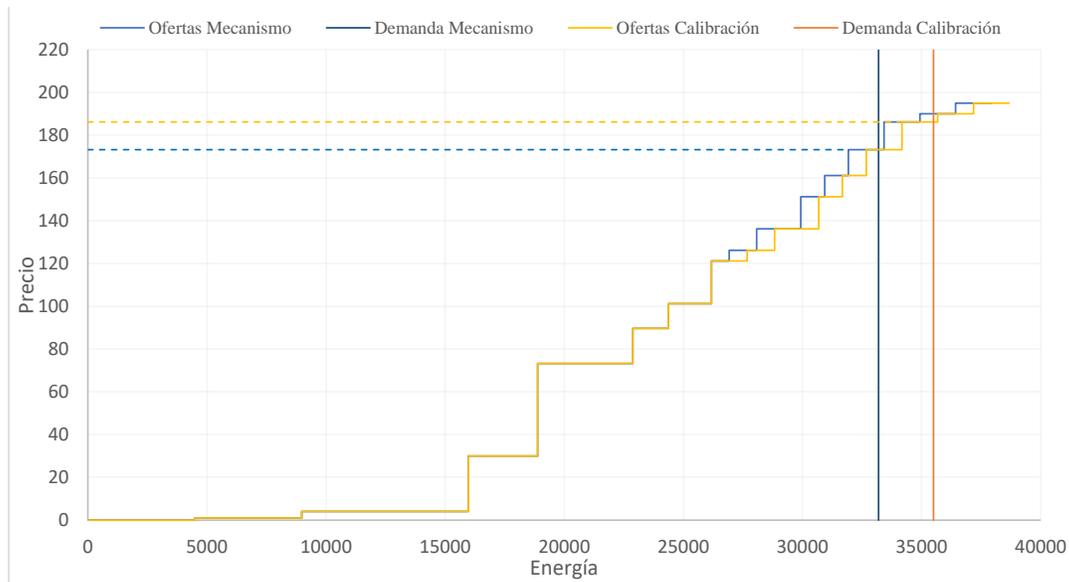


Illustration 2: Aggregate supply curves and resulting prices in the peninsular node before and after the application of the proposed mechanism.

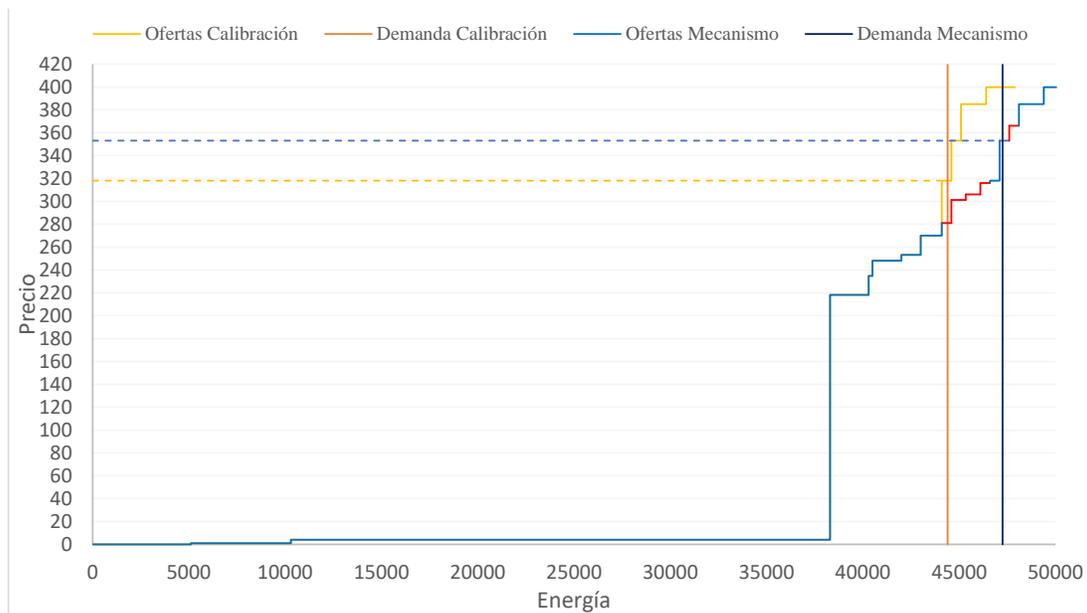


Illustration 3: Aggregate supply curves and resulting prices in the French node before and after the application of the proposed mechanism.

Illustration 2 shows how the supply curve of the peninsular system is affected by the application of the new mechanism, since the generation capacity of the peninsular combined cycle plants is conditioned by their 'virtual' duplicates artificially located in the French system. The application of the new mechanism also has an impact on the system's demand curve since, when any combined cycle on the peninsula is in operation, the interconnection is 'closed', which means that the export of energy is carried out exclusively through the 'virtual' generators. It is relevant to note that, despite this configuration, the total demand to be met by the generating units on the peninsula

could be the same as before the implementation of the alternative mechanism, as long as the combined production of the virtual generators matches the capacity of the interconnection.

Illustration 3 shows how the application of the proposed market rule avoids shifting the intervened (subsidized) offers to the French node. Some of the generators located on the peninsular side (in red in Illustration 3) are also matched, but at a non-subsidized price. Moreover, when the mechanism is applied, the demand to be supplied by the generating units of the French system (among which are the peninsular "virtual" generators) experiences an increase, which translates into a shift to the right of the demand curve, this being caused by the 'shutdown' of the interconnection. It should be remembered that this does not mean that with the application of the new mechanism the peninsular system stops exporting energy to France, but that this export occurs exclusively through the 'virtual' generators artificially located in France.

Having seen the effect on the supply and demand curves, in order to analyze the effect of the proposed mechanism in greater detail, Illustration 4 shows the French economic dispatch obtained during calibration (left) and the dispatch obtained after the application of the alternative mechanism (right), together with the marginal cost of the French system in each period by means of a red line referenced to the right axis. Again, the 'virtual' generators, which represent the export from the peninsular node to the French node, are shown in red (in the graph where the alternative mechanism is applied) for easy identification.

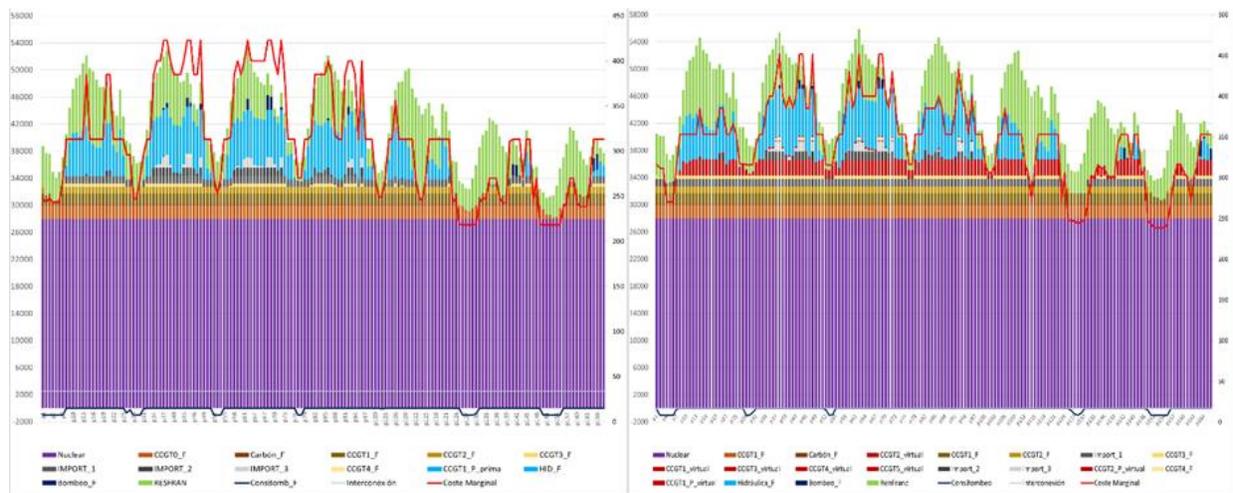


Illustration 4: Economic dispatch in the French system before applying the proposed alternative mechanism (left) and after (right).

It can be seen how, after the application of the mechanism, there are hours in which the flow through the interconnection (represented by the 'virtual' generators in red) is zero, unlike the base case where the interconnection flow coincides with its maximum transmission capacity during all the hours analyzed.

Illustration 5 shows how the application of the new mechanism reduces the production of subsidized CCGT in a good number of hours in the Iberian system, and therefore the price at this node.

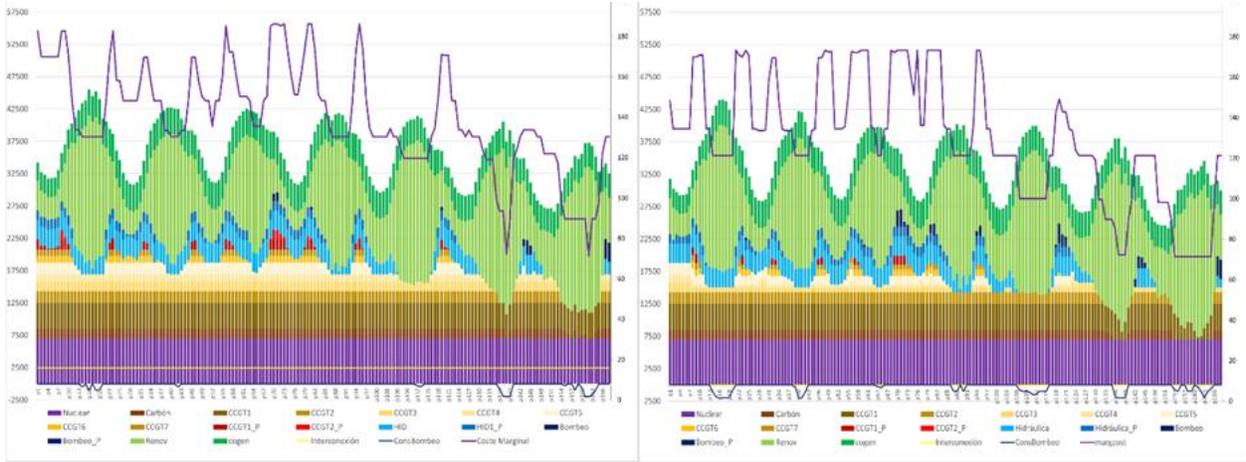


Illustration 5: Economic dispatch in the Iberian system before applying the mechanism (left) and after (right).

Illustration 6 shows in greater detail the comparison of the market price (marginal cost of generation resulting from the model) in the Iberian node for the case in which a single subsidized price is offered and after applying the alternative mechanism, represented with a purple line in Illustration 5.

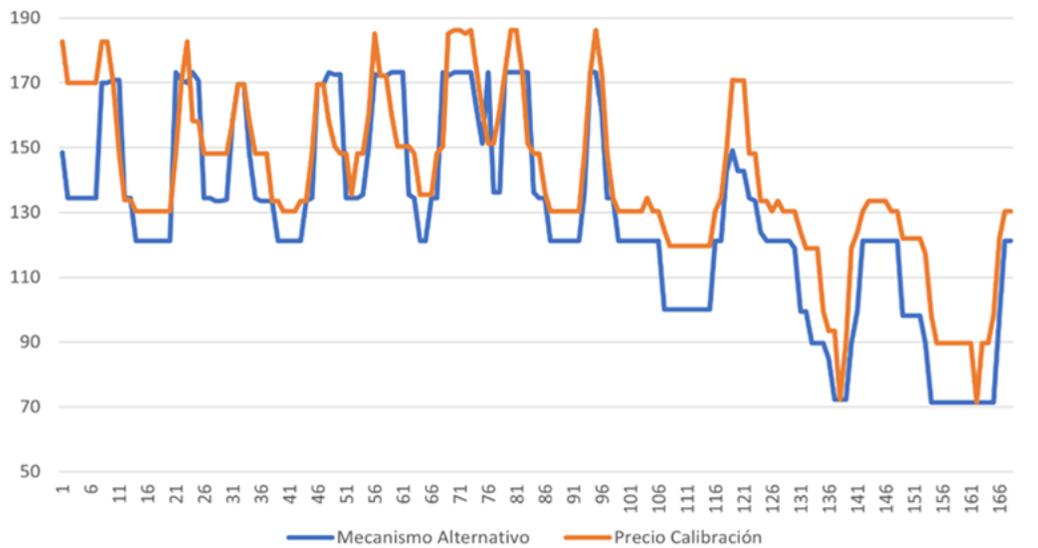


Illustration 6: Comparison of the resulting price of the Iberian calibration market with that obtained after application of the proposed alternative mechanism.

Finally, Illustration 7 shows the resulting prices in the French node.

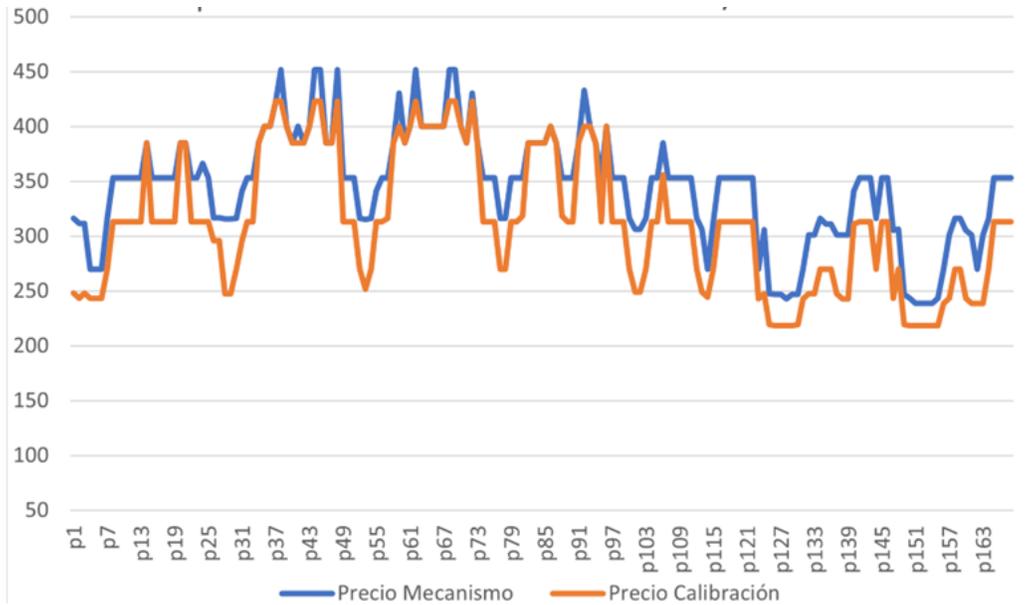


Illustration 7: Comparison of the price resulting from the French calibration market with that obtained after application of the proposed alternative mechanism.

Conclusions

After the representation of the most relevant results obtained during the project, the following are the most relevant conclusions for the work carried out:

Regarding the peninsular system:

- The supply curve of the system is affected by the application of the new mechanism, since the generation capacity of the peninsular combined cycles is conditioned by their 'virtual' duplicates artificially located in the French system.
- The application of the new mechanism also has an impact on the system's demand curve. When any combined cycle on the peninsula is in operation, the interconnection is 'closed', which means that the export of energy is carried out exclusively through the 'virtual' generators. It is relevant to point out that, despite this configuration, the total demand to be met by the generating units on the peninsula could be the same as before the implementation of the alternative mechanism, as long as the combined production of the virtual generators matches the capacity of the interconnection.
- During the week under analysis in this project (June 20 to 26, 2022), the implementation of the mechanism has led to the unit with the highest generation cost in the system, identified as 'CCGT2_P', not being activated in any period. This change has had a significant impact on the reduction of the maximum price reached during the week, decreasing from 186 €/MWh to 173 €/MWh.
- With the implementation of the proposed mechanism, an increase in the frequency of activation of the pumping unit in the system is observed, which in turn contributes to the reduction of the price peaks reached during the week.

- The application of the mechanism results in a decrease in the marginal cost of the system (market price) in practically all periods, with an average total reduction of 12% compared to the prices obtained in the calibration. The largest price difference in the same period is 35.6 €/MWh.
- It is relevant to highlight the hours of the week analyzed in which, after applying the proposed mechanism, the price reached is higher than in the calibration. This is due to the relationship between the generation capacities of the peninsular combined cycles and their virtual duplicates in the French system. The algorithm can determine that by using all the generating capacity of a relatively cheaper peninsular combined cycle in the French system (always limited by the interconnection capacity), the total system operating cost is reduced, even if it is necessary to activate more expensive units in the peninsular system to cover the demand. However, as can be seen in Illustration 6, this phenomenon occurs infrequently.

As for the French system:

- The supply curve of the system undergoes a significant change due to the implementation of the new mechanism. With the introduction of the artificially placed 'virtual' duplicate generators in the French system, steps are added to the curve that were not previously present. These can be seen in red in Illustration 3.
- Conversely to the peninsular system, when the mechanism is applied, the demand to be supplied by the generating units of the system (among which are the 'virtual' generators) experiences an increase in some hours of the week analyzed, which translates into a shift to the right of the demand curve (see Illustration 3), this being caused by the 'shutdown' of the interconnection. It should be remembered that this does not mean that with the application of the new mechanism the peninsular system stops exporting energy to France, but that this export occurs exclusively through the 'virtual' generators, artificially located in the French system.
- When examining the generation dispatch of the system after the application of the mechanism, it is possible to identify moments in which the virtual generators do not produce energy, since the algorithm considers that they are not necessary to satisfy the demand in the most efficient way possible. It is in these periods where the proposed mechanism shows its effect in a more noticeable way, since in the reference case (calibration), the Peninsula-France interconnection was saturated during all the hours of the week analyzed, due to the subsidized price of the peninsular node. However, by eliminating the effect of the Iberian subsidy in the French node, there are hours in which the real cost of the peninsular combined cycle power plants is not competitive enough to enter the French market matching.
- With the implementation of the mechanism, there is a decrease in the frequency of activation of the pumping unit in the system, which makes it difficult to reduce the price peaks reached during the week.
- Contrary to the peninsular system, there is an increase in the marginal cost in most of the periods when applying the mechanism, with a total average increase of 11% compared to the prices obtained during the calibration. The largest price difference in the same period reaches 64 EUR/MWh.

- Despite the price increase in most of the hours analyzed, it is notable that the mechanism has a greater impact on the minimums reached during the week than on the maximums, which also increase, but to a lesser extent. This is mainly due to what is observed in the French generation dispatch, where it can be seen that, in the hours with lower prices, the 'virtual' generators do not generate energy. When the alternative mechanism is not applied, a part of the system demand during those hours is covered by importing energy through the interconnection, leading to a reduction in the price. However, when the mechanism is applied, the interconnection flow is zero during those hours, relying entirely on the French system units to meet the demand.

In summary, the objectives established at the beginning of the project have been achieved, developing, firstly, a regional dispatch simulation model that allows reflecting the integrated economic dispatch under different supply rules between the Iberian Peninsula and France in a sufficiently efficient way to be able to illustrate in a qualitative way the effectiveness that the implementation of a new mechanism could have. Secondly, an alternative mechanism to the adjustment mechanism applied in the Iberian exception has been designed to allow the peninsular generation plants affected by the subsidy to offer their energy at their real generation cost in the French node. In this way, simulating the new scenario, it can be seen how the interconnection flow is reduced during the hours of the week analyzed in which the generation cost (without subsidy) of the peninsular combined cycle plants is not competitive enough to enter the French market matching, increasing the market price in the French node and reducing it in the peninsular node with respect to the reference case.

Contenidos

1. Introducción	1
1.1 <i>Subsidios a combustibles primarios en mercados eléctricos regionales</i>	2
1.2 <i>Motivación</i>	2
1.3 <i>Objetivos</i>	3
1.4 <i>Metodología de trabajo</i>	4
2. Funcionamiento del mercado eléctrico	6
2.1 <i>Mercado marginalista</i>	6
2.2 <i>Operación del mercado diario</i>	7
2.2.1. <i>Formatos de oferta</i>	8
2.2.2. <i>Proceso de casación de ofertas</i>	10
3. Crisis energética en Europa	12
3.1 <i>Primera fase</i>	12
3.2 <i>Fase transitoria</i>	13
3.3 <i>Segunda fase</i>	14
3.4 <i>Reacción de la Comisión Europea</i>	15
3.4.1. <i>Comunicado del 8 de marzo de 2022, REPower Europe.</i>	16
3.4.2. <i>Comunicado sobre la seguridad de suministro y precios asequibles de electricidad, 23 de marzo de 2022</i>	17
3.4.3. <i>Reunión del Consejo Europeo, 24-25 de marzo de 2022</i>	18
4. Excepción Ibérica	19
4.1 <i>Preludio</i>	19
4.2 <i>Mecanismo de ajuste</i>	22
4.3 <i>Impacto del mecanismo</i>	26
4.3.1. <i>Metodología de estimación del gobierno</i>	26
4.3.2. <i>Impacto a corto plazo</i>	29
4.3.3. <i>Impacto a largo plazo</i>	37
5. Propuesta alternativa al mecanismo de ajuste de la excepción ibérica	40
5.1 <i>Formato y algoritmo propuestos</i>	40
6. Modelado de los sistemas eléctricos	42
6.1 <i>Estructura de generación en la península ibérica</i>	42
6.2 <i>Estructura de generación de Francia</i>	47
6.3 <i>Implementación de la estructura de generación en el modelo de optimización</i>	49
6.4 <i>Formulación del modelo</i>	53
7. Modelado de la propuesta alternativa	59
8. Caso de estudio: Aplicación del mecanismo alternativo a la interconexión MIBEL-Francia	61

8.1 Calibración del modelo	61
8.2 Aplicación del mecanismo alternativo	68
9. Conclusiones	77
10. Bibliografía	80
11. ANEXO I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	85

Figuras

Figura 1. Subvenciones al consume de combustibles fósiles (miles de millones de USD). Fuente:[1]	3
Figura 2. Curvas agregadas de oferta y demanda (nodo España, MIBEL). Fuente:[27]	6
Figura 3: Excedente económico representado con las curvas de oferta y demanda. Fuente: [3]	10
Figura 4. Curvas mensuales de precios futuros del gas TTF [€/MWh] para distintos días de negociación entre septiembre y principios de diciembre de 2021. Fuente:[20]	12
Figura 5. Curvas mensuales a plazo del gas TTF [€/MWh] para diferentes días de negociación entre principios de diciembre y mediados de enero de '21. Fuente: [20].	13
Figura 6. Curvas mensuales a plazo del gas TTF [€/MWh] para diferentes días de negociación entre mediados de enero y finales de febrero de '22. Fuente: [20].	14
Figura 7. Evolución de precios del gas en el mercado TTF. Fuente: [29]	15
Figura 8. Comparación de precios medios anuales del mercado diario desde 2019 hasta 2022 en diferentes países europeos. Fuente: [41].	15
Figura 9. Impacto del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica en las curvas de oferta del mercado diario. Fuente: [13].	28
Figura 10. Evolución de los precios medios mensuales del mercado diario en diferentes países europeos. Fuente: [19]	29
Figura 11. Impacto del mecanismo de ajuste en el precio del mercado diario ibérico. Fuente: [12].	30
Figura 12. Compensación económica mensual percibida por los generados afectados por el mecanismo junto con el porcentaje de generación convencional respecto al total. Fuente: [12].	31
Figura 13. Minoración de ingresos mensuales para las tecnologías inframarginales junto con el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope. Fuente: [12]	32
Figura 14. Reducción del coste marginal como consecuencia del mecanismo en azul junto con el aumento del coste por la compensación en rojo. Resultado neto de ambos efectos en verde. Fuente: [12].	33
Figura 15. Porcentaje de energía sujeta al mecanismo en relación con la energía de compra total en MIBEL, coste de la compensación asumido por la demanda a mercado y aportación de la renta de congestión. Fuente: [12].	35
Figura 16. Energía mensual exportada a Francia, energía importada de Francia y estimación del beneficio bruto francés a raíz de la aplicación del mecanismo. Fuente: [12].	36
Figura 17: Representación de la aplicación del formato de oferta alternativo propuesto. Fuente: [10].	41
Figura 18. Potencia instalada en Portugal y España. Fuente: [5].	42
Figura 19. Estructura de generación horaria española [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [4].	44
Figura 20. Estructura de generación horaria portuguesa [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [6].	46
Figura 21. Potencia instalada en el sistema eléctrico francés. Fuente: [22].	48
Figura 22. Estructura de generación horaria francesa [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [21].	48
Figura 23. Flujos de energía [MWh] por las diferentes interconexiones del sistema eléctrico francés. Fuente: [23].	51

<i>Figura 24. Ofertas de las tecnologías renovables en el mercado diario ibérico desde 2018 hasta 2022. Fuente: [24].</i>	52
<i>Figura 25. Evolución porcentual de la energía de cogeneración en España. Fuente: [25].</i>	53
<i>Figura 26: Flujo de la interconexión en sentido España-Francia desde el 20 de junio al 30 de julio de 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de RTE.</i>	57
<i>Figura 27: Correlación entre la generación de los ciclos combinados peninsulares y el precio del mercado ibérico. Fuente: Elaboración propia</i>	62
<i>Figura 28: Despacho de generación de la Península junto con el coste marginal del sistema. Fuente: Elaboración propia.</i>	63
<i>Figura 29: Comparación del precio de mercado de la semana analizada con el precio resultante del modelo. Fuente: Elaboración propia.</i>	64
<i>Figura 30: Despacho de generación de Francia junto con el coste marginal del sistema. Fuente: Elaboración propia.</i>	65
<i>Figura 31: Comparación del precio de mercado de la semana analizada con el precio resultante del modelo. Fuente: Elaboración propia.</i>	66
<i>Figura 32: Curvas agregadas de oferta y demanda del sistema peninsular antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	69
<i>Figura 33: Despacho de generación de la Península con la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	70
<i>Figura 34: Estructura de generación peninsular antes de aplicar el mecanismo (izquierda) y después (derecha). Fuente: Elaboración propia.</i>	71
<i>Figura 35: Comparación del precio resultante del mercado ibérico de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	72
<i>Figura 36: Curvas agregadas de oferta y demanda del sistema francés antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	73
<i>Figura 37: Despacho de generación de Francia con la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	74
<i>Figura 38: Estructura de generación del sistema francés antes de aplicar el mecanismo (izquierda) y después (derecha). Fuente: Elaboración propia.</i>	75
<i>Figura 39: Comparación del precio resultante del mercado francés de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.</i>	76

1. Introducción

En las últimas décadas, la creación de mercados eléctricos regionales que integren a diversas naciones ha sido una aspiración para muchos países alrededor del mundo. Esta iniciativa busca establecer un marco colaborativo y transfronterizo para el intercambio de energía eléctrica, con el propósito de maximizar la eficiencia energética, tanto del despacho económico en el corto plazo como en el largo, fomentando a su vez la seguridad del suministro.

Un factor clave para conseguir este objetivo es que el precio resultante refleje en cada momento tanto el verdadero coste marginal de generación, como la utilidad de la demanda. Sin embargo, la consideración de bien esencial de la energía, y en esa línea, la creciente sensibilidad política, conduce a menudo a que el proceso de formación de precio esté sujeto a diferentes restricciones o intervenciones regulatorias que alejan el precio resultante del óptimo teórico. Una de las intervenciones más comunes son los subsidios a los combustibles primarios utilizados en las plantas de generación eléctrica. El objetivo de estos subsidios es reducir artificialmente el coste de generación en aquellas plantas que determinan el coste marginal del sistema, es decir, las plantas que establecen el precio marginal en el mercado eléctrico. De esta manera, se logra disminuir los precios que pagan los consumidores.

Cuando estos subsidios se aplican en uno de los sistemas eléctricos que integran el mercado regional, se producen desequilibrios económicos que alteran los intercambios interregionales. En el caso de que no se produzcan intervenciones adicionales, la aplicación de los subsidios en una región no sólo reducen los precios locales, sino que se traducen en mayores exportaciones y menores precios marginales en los sistemas vecinos, viéndose así beneficiados indirectamente de una intervención regulatoria cuyo fin teórico era reducir exclusivamente los precios de la energía para los consumidores locales.

En el contexto europeo, como respuesta a la crisis energética que afectó al continente a finales de 2021 y provocó un aumento significativo en los precios del mercado del gas y, por ende, de la electricidad, los gobiernos de España y Portugal desarrollaron lo que se conoce como el mecanismo de ajuste (comúnmente denominado “excepción ibérica”), el cual se desarrolló en el Real Decreto Ley 10/2022 en el caso español. Esta medida, aprobada por la Comisión Europea, permite subvencionar la generación de centrales eléctricas que usan combustibles fósiles. Concretamente, el mecanismo permite compensar la diferencia entre el precio de mercado del gas y un tope establecido administrativamente, con el fin de mitigar el impacto de los altos precios de la energía en el mercado eléctrico.

Este proyecto se centra primero en desarrollar un modelo de simulación de despacho regional que permita reflejar el despacho económico integrado bajo diferentes reglas de oferta entre la Península Ibérica y Francia. El objetivo principal del proyecto es evaluar el impacto que un nuevo formato de oferta podría tener en un contexto en el que la tecnología marginal está subsidiada, como es el caso de la denominada “excepción ibérica”. El objeto de este nuevo formato de oferta es evitar alterar la eficiencia del mecanismo de importación/exportación en este tipo de diseños regulatorios.

1.1 Subsidios a combustibles primarios en mercados eléctricos regionales

En esta sección, se introduce y discute brevemente algunos mercados eléctricos representativos en los que se aplican subsidios a los combustibles primarios.

En primer lugar, en el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), formado por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, específicamente se estipula que los precios de la curva de oferta y demanda aplicados al comercio internacional de electricidad no deben contemplar ningún tipo de subsidio nacional. Esto asegura que las transacciones internacionales de electricidad no afecten a los precios internos del país exportador y que las subvenciones destinadas a reducir el coste de ciertos recursos nacionales no sean aprovechadas por países vecinos.

Este tipo de medidas, que buscan evitar que los países vecinos se beneficien de los subsidios nacionales, también han sido de aplicación en otros mercados, como el europeo. Por ejemplo, en el caso de Francia, desde 2010, aproximadamente el 25% de la energía generada por sus centrales nucleares debe destinarse al consumo local a un precio regulado (establecido por el gobierno) menor que el precio de mercado.

En otros mercados, como es el caso de los gestionados por algunos operadores de sistemas regionales en Estados Unidos, se introdujo un mecanismo llamado "Minimum Offer Price Rule (MOPR)", cuyo objetivo es prevenir que la generación subsidiada en un cierto conjunto de estados compita desde una posición ventajosa respecto a la generación de otro estado.

Al analizar estos casos, se puede observar que el desafío de integrar los subsidios nacionales en un mercado regional no tiene una solución única. La solución dependerá, principalmente, del objetivo que la entidad reguladora del mercado regional busque alcanzar y de cómo esta se implante.

1.2 Motivación

En un intento de preservar la eficiencia del comercio transfronterizo de electricidad, las normas básicas de operación de los mercados eléctricos regionales en principio han tratado de evitar subsidios a los combustibles primarios utilizados en las centrales de generación eléctrica. Podría concluirse que este tipo de intervenciones está en declive, pero no es el caso. En 2022, las subvenciones a los combustibles primarios alcanzaron su valor máximo histórico, superando el billón de dólares y duplicando su valor con respecto al año anterior. Este aumento significativo deja ver como estas intervenciones siguen siendo una herramienta muy importante en las políticas energéticas de muchos países.

En la Figura 1 puede verse la evolución desde el año 2012 de la cantidad monetaria destinada mundialmente a este tipo de subvenciones (IEA, 2023).

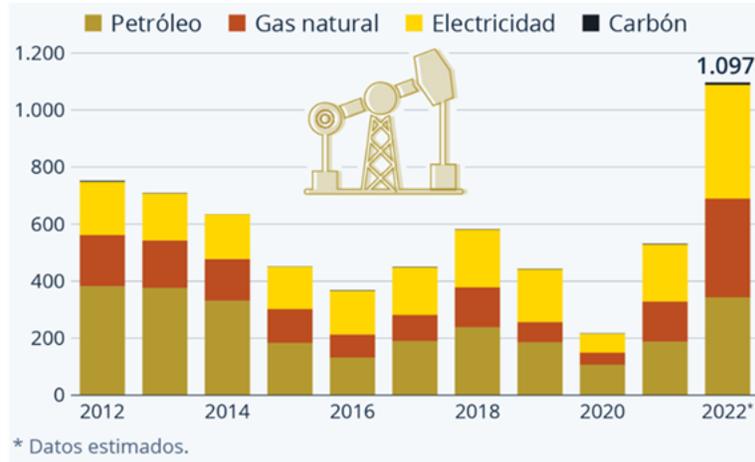


Figura 1. Subvenciones al consumo de combustibles fósiles (miles de millones de USD). Fuente:[1]

El aumento de estas subvenciones contrasta con las iniciativas climáticas de los últimos años, concretamente con el Pacto Climático de Glasgow de la COP26 celebrado en 2021. Dicho pacto insta a los países a eliminar gradualmente los subsidios a los combustibles fósiles debido a que representan un gran obstáculo para lograr una rápida y exitosa transición hacia la energía limpia. De esta forma, se pone de manifiesto que, a pesar de ser conscientes de las desventajas que conlleva aplicar este tipo de intervenciones regulatorias, son muchos los países que siguen aplicándolos por diferentes motivos políticos o sociales.

España no es una excepción, ya que, pese a formar parte del mercado interior de la energía europeo, en donde en principio estas normas no estaban permitidas, estableció mediante el RDL 10/2022 un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales. Subvencionando el coste del combustible primario, se reducen artificialmente sus costes marginales de generación y por tanto sus ofertas en el mercado eléctrico. De esta forma se mitiga el impacto del precio del gas en el precio marginal del mercado de energía, y en consecuencia, en la factura eléctrica de los consumidores. Este mecanismo se explica en detalle más adelante.

En principio, desde el punto de vista “exclusivamente” de la eficiencia económica, este tipo de intervenciones no debieran permitirse. Pero dado que es un hecho que a menudo la voluntad política no se alinea en este sentido, resulta de gran interés buscar soluciones innovadoras para el diseño de mercados regionales que permitan minimizar su impacto en la integración de diferentes sistemas eléctricos.

1.3 Objetivos

En este apartado se introducen los diferentes objetivos que se pretenden alcanzar mediante la realización de este proyecto.

- Desarrollar un modelo de simulación que permita reflejar el despacho económico integrado entre la Península Ibérica y Francia.
- Cuantificar el impacto económico del mecanismo de ajuste aplicado por España y Portugal, bajo diferentes reglas de mercado.

- Desarrollar un formato de oferta y un algoritmo de casación que permita a las unidades generadoras en la región ibérica vender su energía al precio subvencionado en el mercado ibérico MIBEL, sin alterar la eficiencia de los flujos transfronterizos. De esta manera, se busca que las subvenciones sólo sean percibidas por los consumidores locales, evitando que las exportaciones se vean afectadas por estas medidas y promoviendo la eficiencia en el mercado eléctrico regional.
- Comparar los efectos producidos por el mecanismo de ajuste de la excepción ibérica con los resultados obtenidos al aplicar el mecanismo diseñado, pudiendo así cuantificar el impacto que la aplicación de este nuevo mecanismo pudiera tener.

1.4 Metodología de trabajo

En primer lugar, se han simulado los sistemas eléctricos peninsular y francés creando un modelo de optimización cuya función objetivo es minimizar los costes totales de operación del sistema, tratando de esta manera simular los precios que debieran resultar de un mercado perfectamente competitivo. Para lograrlo, se ha analizado detalladamente la estructura de generación de ambos sistemas, estudiando las diferentes unidades generadoras disponibles y sus costes, con el objetivo de replicar su comportamiento de la mejor manera posible.

Una vez que se diseñó el modelo, se procedió a su calibración. Para esto, se seleccionó un periodo temporal donde el mecanismo de ajuste estuviera activo y se utilizaron los datos de generación (características de las plantas térmicas, incluyendo precio de combustible en esos días, producción renovable horaria) y demanda horaria en ese periodo. A partir de estos datos, se ajustó una curva de oferta del conjunto del sistema dentro de los rangos definidos por los costes de las diferentes tecnologías, tanto el despacho de generación, como los costes marginales resultantes en el modelo, para que se asemejen lo máximo posible a los que se dieron en realidad.

Una vez comprobada la capacidad del modelo de reflejar con suficiente calidad el proceso de formación de precios de los dos mercados interconectados, se simuló el mecanismo de oferta y algoritmo de casación propuesto, que tiene por objeto que las unidades generadoras peninsulares puedan ofertar dos precios, uno a un precio subvencionado para los consumidores locales y otro para la exportación.

Concretamente, el formato de oferta propuesto permitiría a los generadores peninsulares presentar sus ofertas de energía a diversos precios en los distintos nodos. En este caso, tendrían la posibilidad de ofrecer su energía al precio subvencionado en el mercado eléctrico de la península, mientras que en el nodo francés presentarían su energía sin el beneficio de la subvención. Para modelar este nuevo formato de oferta en el que a los generadores de la península afectados por la subvención se les permite ofertar su energía a un precio diferente en el nodo francés, se han creado una serie de generadores ‘virtuales’ duplicando los ciclos combinados peninsulares en el sistema francés. Es decir, para cada ciclo combinado situado en el sistema español se crea un generador idéntico con las mismas características técnicas (misma capacidad de generación, misma eficiencia, etc.) pero con un coste variable diferente, basado en el coste del mercado del gas (es decir, sin considerar subvención alguna). El algoritmo de casación garantizaría que la suma de las cantidades de energía

casadas de cada ciclo combinado y su duplicado ‘virtual’ no sobrepasase la capacidad máxima de generación de ninguna de las unidades generadoras en ningún periodo, evitando así posibles situaciones inviables, además de asegurar que la capacidad de la interconexión no se vea excedida en ningún escenario (teniendo en cuenta que la producción de las plantas virtuales implica un flujo por la interconexión).

Por último, se comparan los resultados obtenidos al aplicar el mecanismo alternativo diseñado con los obtenidos al aplicar el mecanismo de ajuste de la excepción ibérica. Concretamente, se presta especial atención al flujo de la interconexión que une los dos sistemas y al coste marginal en ambos sistemas.

2. Funcionamiento del mercado eléctrico

En este apartado se explica el funcionamiento del mercado diario en el MIBEL, es decir, el “Mercado Ibérico de Electricidad”, en el que se negocia la mayor parte de la energía de la Península Ibérica.

2.1 Mercado marginalista

En primer lugar, es fundamental conocer el modelo de mercado utilizado desde 1997 para el mercado diario de electricidad, denominado "mercado marginalista". En este tipo de mercado, el precio de la electricidad es determinado por la intersección de la curva de oferta, formada por las ofertas de todas las centrales que pueden vender su electricidad, y la curva de demanda, formada por las ofertas de los compradores. Una vez que se dispone de las dos curvas, éstas se intersecan, cortándose en un único punto. Como ejemplo, se ha decidido representar en la Figura 2 las curvas agregadas de oferta y demanda del 21 de junio de 2022, para la hora 10 del MIBEL, que se refiere al mercado ibérico de electricidad, que engloba a España y Portugal¹.

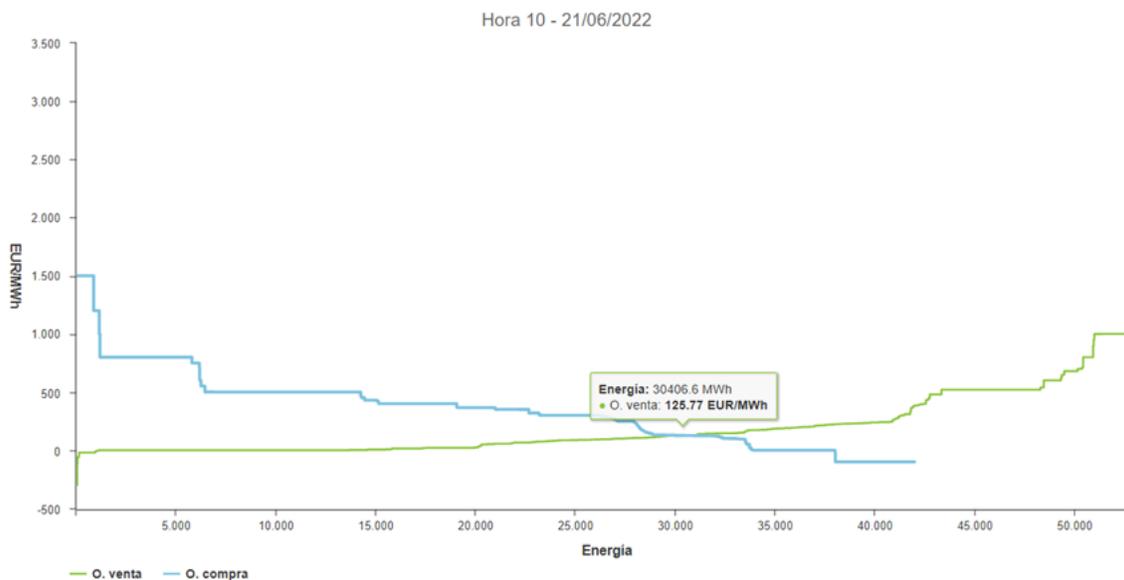


Figura 2. Curvas agregadas de oferta y demanda (nodo España, MIBEL). Fuente:[27]

La Figura 2 ilustra la intersección de las curvas de agregadas de las ofertas de venta y compra de energía para esa hora de ese día, marcando un precio de 125,77 EUR/MWh. Este punto, denominado punto de equilibrio o de casación, determina, tanto la remuneración para todas y cada una de las centrales que han entrado en la casación, es decir, para todas las centrales situadas a la izquierda de este punto de intersección de las curvas, como el precio a pagar por todos los compradores que han entrado en la casación. Esto significa que, independientemente de la oferta realizada por una central generadora en el mercado, si ha entrado en la casación, recibirá por sus unidades de energía una cantidad monetaria igual al precio resultante de la intersección de la oferta y la demanda. De la misma forma, independientemente de la oferta realizada por un comprador de

¹ www.omie.es

energía, si este ha entrado en la casación, pagará por cada unidad de energía una cantidad monetaria igual al precio resultante de la intersección de la oferta y la demanda.

Esto se debe a que este precio es el precio de mercado necesario para abastecer toda la demanda de electricidad a través de las centrales disponibles en ese momento concreto.

Las ventajas de contar con este modelo de mercado son, principalmente, dos:

- Todos los productores están incentivados a revelar su estructura real de costes, es decir, a qué precio están realmente dispuestos a vender su electricidad. Esto es así por una simple razón: el productor no gana nada pujando su energía a un precio superior al que estaría dispuesto a venderla, ya que, en caso de entrar en la casación, no ganaría más dinero que si hubiera pujado "honestamente" puesto que todas las centrales generadoras reciben la misma remuneración y, en caso ofertar su energía a un precio mayor, lo único que podría conseguir es quedarse fuera de la casación y, por tanto, sin poder producir ni vender su energía.
- Permite conocer a través del mercado qué tipos de centrales son, en cada lugar y momento, relativamente más rentables. Hay que tener en cuenta que, aunque algunas centrales obtengan beneficios por vender la electricidad a un precio superior al que estarían dispuestas a venderla, con esos beneficios que obtienen en el mercado mayorista tienen que cubrir todos los costes fijos de estas centrales. Por lo tanto, no todo el beneficio que obtienen en este mercado marginalista es un beneficio neto final; hay que incluir la amortización de estas centrales, es decir, la recuperación del coste de inversión inicial de la construcción de la central. En cualquier caso, si a través del mercado marginalista estas centrales obtienen beneficios extraordinarios, incluso después de cubrir sus costes fijos, lo que ocurrirá es que el mercado estará mandando una señal a los inversores para que inviertan en este tipo de centrales, ya que son centrales que producen electricidad más barata que la competencia. Por lo tanto, el mercado establece una señal de precios para los inversores, fomentando la inversión en este tipo de centrales que son relativamente más baratas que las demás. Así, es sólo cuestión de tiempo que este tipo de centrales, capaces de generar electricidad más barata, cubran toda la demanda.

En definitiva, este mercado, por un lado, logra que los productores revelen su estructura real de costes y, por tanto, en cada momento, quienes suministran la electricidad necesaria para cubrir la demanda en cada hora del año son las centrales más eficientes a la hora de generar esa electricidad y, por otro, incentiva a dirigir la inversión hacia aquellas centrales que son relativamente más rentables que las demás porque son capaces de generar electricidad más barata que el resto de tecnologías.

Una vez entendido el funcionamiento del mercado marginalista, se procede a explicar la operación del mercado diario, prestando especial atención al formato de oferta con el que los productores ofertan su energía en el mercado.

2.2 Operación del mercado diario

Cada día, a las 12:00 CET, se lleva a cabo la sesión del mercado diario, en la cual se establece el precio de la electricidad para las veinticuatro horas del día siguiente en todo el continente. Es importante señalar que este precio no es necesariamente el mismo para todos los países

participantes en el mercado europeo, aunque si existieran interconexiones con capacidad suficiente entre ellos, sí lo sería. Esto significa que los diferentes países que forman parte del mercado europeo pueden tener precios diferentes debido a factores como la oferta y la demanda internas, la generación local de energía y los costes asociados.

En este mercado se permiten ofertas de venta y compra en un rango de 1 a 25 segmentos, representando cada uno una hora del día. En cada uno de estos segmentos, los participantes pueden presentar una oferta para vender energía, junto con su respectivo precio. Los participantes que deseen comprar o vender energía ubicados en España o Portugal, deberán presentar sus ofertas para el mercado diario a través de OMIE, ya que este es el único “Nominated Electricity Market Operator” (NEMO) designado en estos países con este propósito.

2.2.1. Formatos de oferta

Los mercados organizados de electricidad a corto plazo no sólo ayudan a los participantes a gestionar sus riesgos, sino que sirven principalmente como herramienta para facilitar un ajuste eficiente de la oferta y la demanda, contribuyendo idealmente al objetivo de maximizar el excedente económico. Aunque la electricidad suele definirse como una mercancía (en el sentido de que un MWh de electricidad es indistinguible de otro), la experiencia ha demostrado que para que los mercados de electricidad realicen estas tareas alineando las funciones de utilidad económica de los agentes del mercado y las restricciones físicas que condicionan la oferta, es más que conveniente permitir cierta complejidad a los procedimientos de oferta y liquidación.

En los mercados eléctricos de corto plazo, una consideración adecuada de las restricciones físicas y económicas de los agentes es fundamental para lograr resultados eficientes y viables. Para lograr este objetivo, los formatos de oferta deben permitir a los agentes expresar tanto su voluntad de comprar o vender electricidad como sus limitaciones particulares.

En Europa, el enfoque del diseño de los mercados eléctricos prioriza facilitar que los agentes del mercado puedan comerciar con la electricidad, facilitando en la medida de lo posible la consideración de las restricciones físicas. El presunto objetivo de este enfoque es facilitar el comercio y maximizar tanto la replicabilidad como la transparencia de la liquidación del mercado. La operación del sistema se desvincula del mercado y se confía a los gestores de las redes de transporte, quienes, en última instancia, aplican las restricciones de viabilidad.

Esta visión traslada parte de la responsabilidad de optimizar el aprovechamiento de los recursos de generación a los agentes del mercado y espera que expresen su voluntad de comprar o vender energía de una forma más sencilla. Por ejemplo, la mayoría de los operadores de mercado europeos permiten las ofertas de portfolio, lo que significa que las empresas de generación que poseen varias unidades de generación en la misma zona de precios pueden presentar ofertas combinadas y, posteriormente, decidir internamente el funcionamiento de cada unidad para alcanzar la producción requerida.

El formato básico de oferta en Europa es una simple oferta de precio-cantidad. No obstante, también existen un conjunto de formatos de oferta más complejos (o tipos de pedido o productos de mercado, en la terminología europea), como se muestra en la siguiente Tabla i.

Tabla i. Formatos de oferta

Tipo de orden	Descripción
Órdenes simples	
Órdenes horarias	Órdenes de compra o venta para un volumen determinado y un precio límite. Puede aceptarse parcialmente si el precio de liquidación del mercado es igual al precio de oferta.
Órdenes horarias con precio lineal	Orden de compra o venta para un volumen determinado y un conjunto de precios: Un precio inicial al que se empiezan a aceptar las órdenes y un precio final al que se acepta totalmente la orden.
Órdenes en bloque	
Orden de bloque normal	Orden de compra o venta para un precio y volumen únicos y un periodo de horas consecutivas que sólo puede aceptarse totalmente.
Orden de bloque de perfil	Orden de bloque que puede aceptarse parcialmente; incluye una condición de ratio mínimo de aceptación.
Órdenes de bloque exclusivos	Conjunto de órdenes en bloque en las que la suma de los coeficientes aceptados no puede ser superior a uno.
Órdenes de bloque conectadas	Conjunto de órdenes de bloques donde la aceptación de unos bloques (hijos) está condicionada a la aceptación de otros (padres).
Orden de bloques flexible	Combinación de precio y volumen que puede aceptarse en varios períodos consecutivos dentro de un intervalo de entrega definido.
Condiciones complejas	
Condición de indivisibilidad	Permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor puede ser dividido por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
Gradiente de carga	Permite establecer la diferencia máxima entre la energía de una hora y la energía de la hora siguiente de la unidad de producción, para evitar cambios bruscos técnicamente infactibles.
Condición de ingresos mínimos	Permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado.
Parada programada	Permite que, si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, esta realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora

Es importante aclarar que no todas las órdenes descritas están disponibles en todos los países pertenecientes al mercado europeo; esto dependerá del operador de mercado designado para cada zona. Concretamente, las condiciones complejas sólo están disponibles en el mercado ibérico MIBEL, gestionado por OMIE, mientras que las órdenes de bloque están disponibles en los países donde los operadores Nord Pool y EPEX SPOT operan.

2.2.2. Proceso de casación de ofertas

Una vez entendidos los formatos de oferta en el mercado, es necesario comprender el proceso de casación de ofertas. Esta casación se realiza mediante un algoritmo denominado Euphemia (“Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm”). Este algoritmo busca optimizar el excedente económico del mercado, que corresponde a la suma para todos los periodos horarios del horizonte de programación del excedente de los consumidores, más el excedente de los productores, más la renta de congestión, marcada por las líneas de transporte. Se entiende por excedente de los consumidores la diferencia entre los precios de las ofertas de compra casadas y el precio marginal recibido, y por excedente de los productores la diferencia entre el precio marginal resultante y los precios de las ofertas de venta casadas. Esto puede ser visualizado en la siguiente Figura 3.

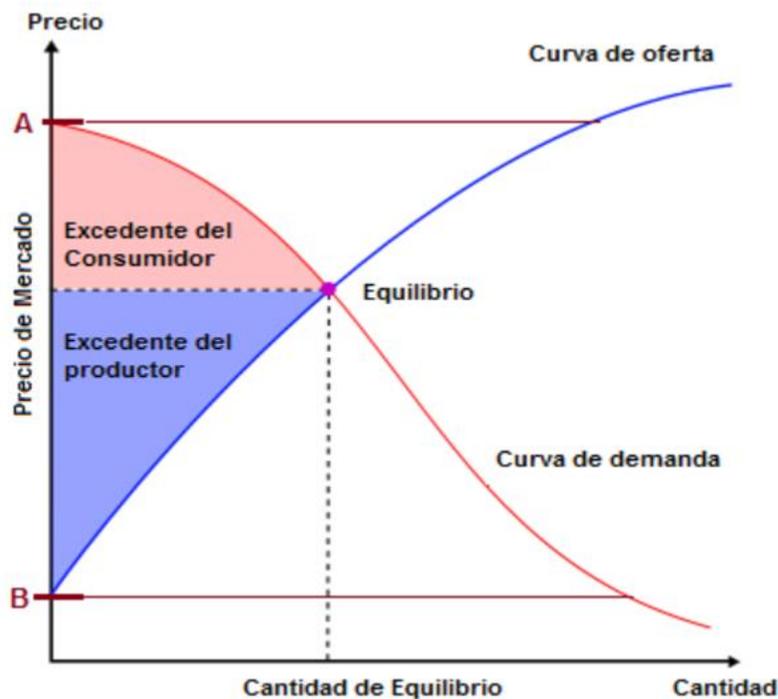


Figura 3: Excedente económico representado con las curvas de oferta y demanda. Fuente: [3]

El algoritmo Euphemia considera dos tipos de curvas en su funcionamiento: las curvas agregadas en escalón y las curvas agregadas interpoladas.

- Curvas agregadas en escalón: Aquellas que se corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente.

- Curvas agregadas interpoladas: Aquellas que se corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta.

Para el tratamiento de ambos tipos de curvas, el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez completado el proceso de casación, se realiza el redondeo de los valores de energías y precios para cada mercado, según la precisión establecida en ese mercado en particular. Por ejemplo, en el mercado ibérico, la precisión establecida es de dos decimales para los precios, expresados en euros por MWh, y de un decimal para las energías, expresadas en MWh.

El algoritmo trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta. Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, excluida la condición de indivisibilidad, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja o han declarado solamente la condición de indivisibilidad.

El resultado del algoritmo Euphemia está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En el caso de España, el flujo neto entre zonas de oferta (flujo entre España y Portugal, entre España y Francia, y entre España y Marruecos), estará limitado a la capacidad disponible para el mercado comunicada por el operador del sistema, es decir, Red Eléctrica en el caso español. Esta capacidad disponible de la interconexión para las importaciones y exportaciones resultantes de las transacciones en el mercado diario se conoce como capacidad comercial de interconexión.

Por último, los resultados del proceso de casación se remiten al Operador del Sistema para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a un programa diario viable.

Una vez comprendido el funcionamiento del mercado diario, se procede a explicar la crisis energética acontecida en los últimos años, pudiendo entender así el origen de la excepción ibérica.

3. Crisis energética en Europa

Desde los últimos meses del verano de 2021, los precios de la energía en Europa alcanzaron niveles sin precedentes y totalmente inesperados debido al repentino incremento del precio del gas, combustible fundamental para abastecer la demanda energética en Europa. Estos altos precios tuvieron impactos económicos inmediatos, como, por ejemplo, un gran incremento en los ratios de inflación en toda Europa.

Esta crisis puede dividirse en diferentes partes que se explican a continuación.

3.1 Primera fase

El periodo de esta primera fase de la crisis energética estaría comprendido entre el mes de septiembre de 2021 y principios de diciembre de ese mismo año. El precio del gas en el mercado de referencia en Europa, el mercado TTF, pasó de tener un precio de 50 EUR/MWh al inicio de septiembre a 100 EUR/MWh al final de este mismo mes. En una primera declaración, liderada por los gobiernos francés y español, abogan por realizar una serie de intervenciones en el diseño del mercado eléctrico, que serán explicadas más adelante.

Aunque este aumento continuó hasta el mes de diciembre, lo realmente relevante es que durante estos meses se esperaba que en abril de 2022 esta subida cesara. Para ilustrar esto, a continuación, se ha representado en la Figura 4 los futuros del gas del mercado TTF en los diferentes meses de esta primera fase de 2021 (Battle, C. et al. (2022))

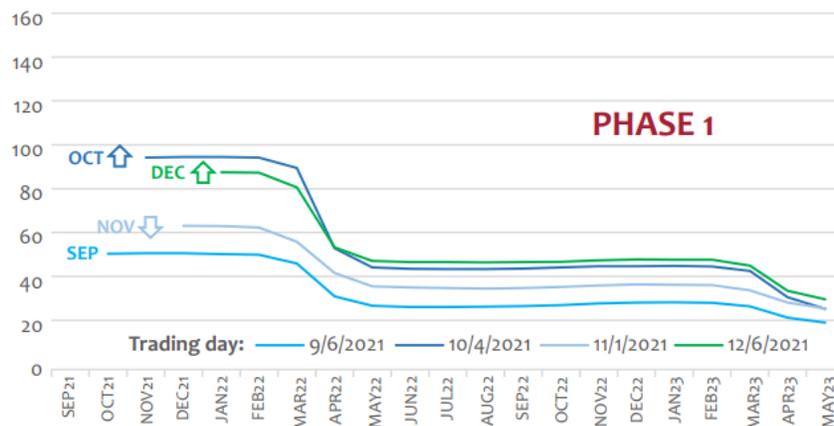


Figura 4. Curvas mensuales de precios futuros del gas TTF [€/MWh] para distintos días de negociación entre septiembre y principios de diciembre de 2021. Fuente:[20]

Se puede observar cómo al llegar abril de 2022, los precios se esperaba que cayeren de forma significativa, siendo en todos los casos aproximadamente la mitad del precio del mes de negociación. Por ejemplo, si analizamos los precios de los futuros negociados en octubre, representados con una línea de color azul oscuro, se puede ver como el precio pasa de estar un poco por debajo de los 100 EUR/MWh desde ese mismo mes hasta marzo de 2022, a estar por debajo de los 50 EUR/MWh en abril de 2022.

Es importante señalar que, aunque estos precios alcanzados por los futuros a partir del mes de abril de 2022 podrían seguir considerándose relativamente altos en comparación con los precios históricos del gas, eran niveles más aceptables que los vistos durante los meses de la primera fase de este período.

3.2 Fase transitoria

Esta fase comienza en el mes de diciembre y termina a mediados del mes de enero de 2022. Esta fase transitoria puede dividirse en dos periodos que evidencian la falta de certeza sobre lo que acontecería el futuro, un periodo de ‘calentamiento’ y otro de ‘enfriamiento’.

En primer lugar, los precios del gas experimentaron un aumento continuo hasta el 21 de diciembre. Esta tendencia alcista se ha atribuido principalmente a una elevada demanda de este combustible debido a las bajas temperaturas, tanto para su uso en sistemas de calefacción como para la generación de electricidad. Además, a este factor se sumaba la preocupación por los niveles de las reservas de gas en Europa, así como las restricciones en el suministro de gas, destacando los limitados volúmenes de venta de gas proveniente de Rusia.

En esta etapa, se observa por primera vez que los futuros del mercado TTF indicaban altos precios, por encima de 90 EUR/MWh, durante un período de tiempo prolongado, concretamente, hasta marzo de 2023, como puede verse en la Figura 5 (izquierda). Esto representó una de las primeras señales de una crisis prolongada. Sin embargo, al mismo tiempo que las preocupaciones relacionadas con la escasez de suministro comenzaron a disiparse, los precios de los futuros descendieron en enero de 2022, proyectando un precio de 60 EUR/MWh para el año 2022 y parte de 2023 (Battle, C. et al. (2022)).

Es cierto que el precio de 60 EUR/MWh seguía siendo muy alto en comparación con los precios históricos de este combustible, que estaban en torno a 20 EUR/MWh. Sin embargo, en el contexto de las condiciones del momento, este precio se consideraba aceptable, dado que había descendido significativamente desde los niveles más altos previamente observados, y probablemente reflejaba una mejora en las perspectivas de suministro y demanda en comparación con las preocupaciones anteriores sobre la escasez.

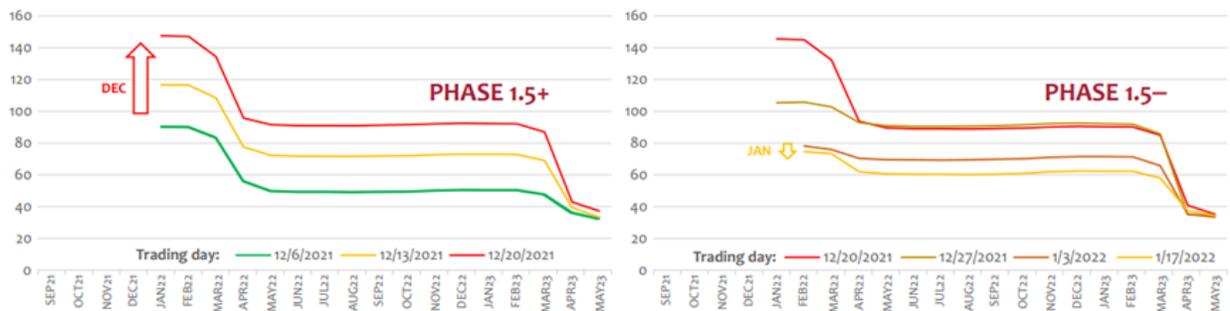


Figura 5. Curvas mensuales a plazo del gas TTF [€/MWh] para diferentes días de negociación entre principios de diciembre y mediados de enero de '21. Fuente: [20].

3.3 Segunda fase

Esta segunda fase se extiende entre los meses de enero y abril de 2022, y se presenta como una etapa notablemente diferente de las previamente descritas.

A partir de mediados de enero, los precios de los futuros de gas en el mercado TTF comenzaron a aumentar nuevamente debido a la creciente posibilidad de una invasión de Ucrania por parte de Rusia. La evolución de estos precios, que dependía en gran medida de la creciente preocupación por la invasión, puede observarse en la Figura 6 (izquierda), donde se muestran los precios futuros del gas negociados en diferentes fechas desde el 17 de enero hasta el 28 de febrero.

En la misma Figura 6 (derecha), puede verse una comparación de los futuros negociados en agosto de 2021, febrero de 2022 y finalmente, Marzo de 2022. En esta última fecha, concretamente el 7 de marzo, la invasión de Ucrania ya era una realidad, viéndose esto reflejado de manera contundente en los precios de los futuros, que llegaron a alcanzar valores superiores a los 200 EUR/MWh (Battle, C. et al. (2022)).

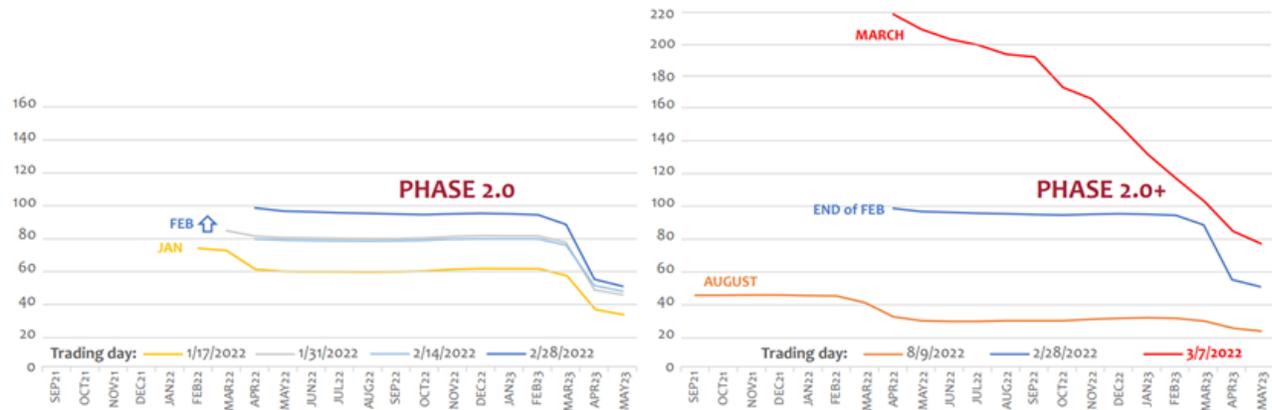


Figura 6. Curvas mensuales a plazo del gas TTF [€/MWh] para diferentes días de negociación entre mediados de enero y finales de febrero de '22. Fuente: [20].

Puede comprobarse como estos precios desorbitados de los futuros alcanzan niveles ‘aceptables’, por debajo de 90 EUR/MWh, en abril de 2023, lo que conllevaría que muchos gobiernos europeos tuvieran que tomar medidas al respecto, ya que si los precios se mantuvieran tan altos durante un periodo de tiempo tan largo podrían acarrear serias consecuencias. De hecho, la situación fue incluso peor de lo pronosticado, llegando a valores mayores de 300 EUR/MWh a finales de 2022 como puede verse en la siguiente Figura 7 que muestra la evolución de los precios del gas en el mercado TTF.

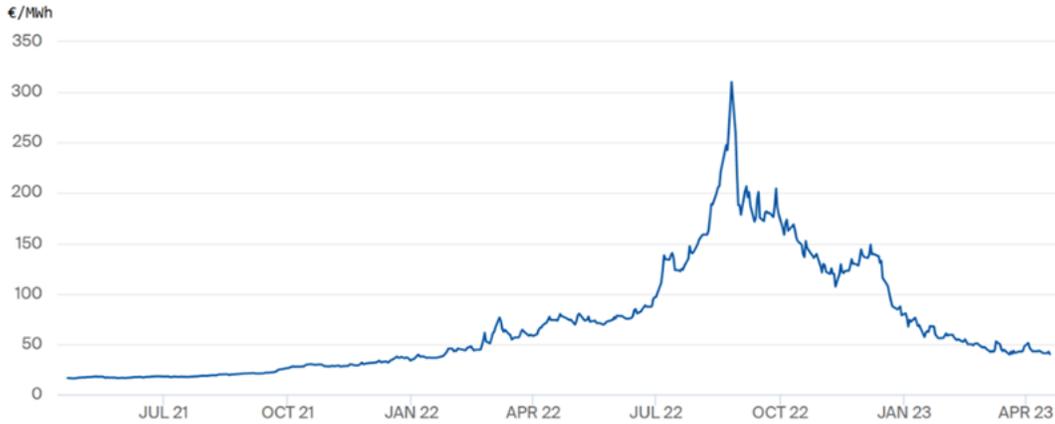


Figura 7. Evolución de precios del gas en el mercado TTF. Fuente: [29]

Es crucial resaltar que esta es una crisis causada por los altos precios del gas, no una crisis causada por el diseño del mercado eléctrico. Sin embargo, esta situación impactó directamente en los precios de los mercados eléctricos europeos debido a la gran dependencia de este combustible para abastecer la demanda eléctrica en Europa. A continuación, se presenta en la Figura 8 una comparación de los precios medios anuales de los mercados eléctricos de diferentes países europeos desde el año 2019 al 2022.

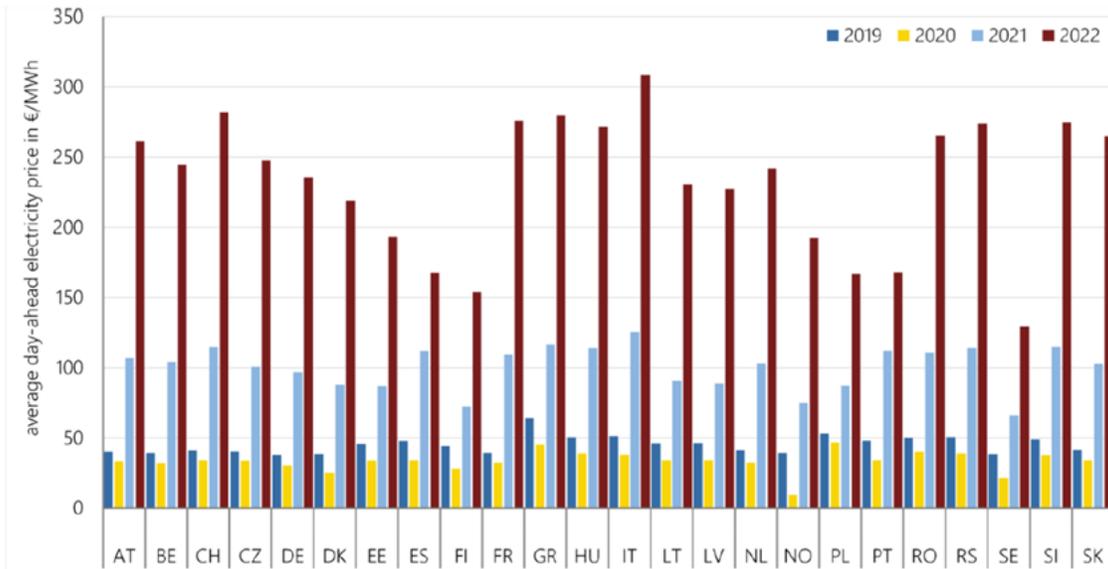


Figura 8. Comparación de precios medios anuales del mercado diario desde 2019 hasta 2022 en diferentes países europeos. Fuente: [41].

3.4 Reacción de la Comisión Europea

En este apartado se explicará la reacción de la Comisión Europea a raíz de la situación explicada previamente, concretamente, dos comunicados cruciales y las conclusiones de una reunión que mantuvo el Consejo Europeo.

3.4.1. Comunicado del 8 de marzo de 2022, REPower Europe.

En la segunda fase de la crisis energética la expectativa era que los precios del gas iban a mantenerse a niveles muy elevados durante un periodo prolongado de tiempo. Esta situación provocó un cambio de posición de la Comisión Europea, llegando a considerar las peticiones de diferentes estados, como España y Francia, de realizar intervenciones en el mercado eléctrico.

Este cambio de postura se reflejó en un comunicado publicado el 8 de marzo de 2022, titulado: ‘REPowerEU: Acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible’, donde se menciona que, “para hacer frente a la escalada de los precios de la energía, la Comisión estudiará todas las opciones posibles de medidas de emergencia con el fin de limitar el efecto de contagio de los precios del gas en los precios de la electricidad, tales como límites temporales de precios. Además, estudiará opciones para optimizar la configuración del mercado de la electricidad, teniendo en cuenta el informe final de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la UE y otras contribuciones sobre las ventajas e inconvenientes de los mecanismos alternativos de fijación de precios, a fin de mantener la electricidad asequible, sin perturbar el suministro ni nuevas inversiones en la transición ecológica”.

Más concretamente, refiriéndose a los precios regulados se dice que, “el marco jurídico del mercado de la electricidad, y en particular el artículo 5 de la Directiva sobre la electricidad, permite a los Estados miembros, en las actuales circunstancias excepcionales, fijar precios al por menor para los hogares y las pequeñas empresas.” Además, se proporcionan orientaciones detalladas para que los Estados miembros elaboren sistemas de precios regulados, que deben ser temporales.

En el documento se puede leer que “los precios regulados deben reflejar los costes a un nivel en el que pueda darse una competencia de precios efectiva.” También se aclara que, “las medidas más apropiadas dependerán de la situación específica de cada Estado miembro y de los retos concretos a los que se enfrente, pudiendo incluir lo siguiente: medidas para garantizar que los proveedores puedan hacer ofertas en el mercado que satisfagan las necesidades de los consumidores [incluyendo]... medidas sobre los productores dominantes para que ofrezcan contratos a plazo sobre una base justa. Si los productores ya han vendido energía a plazo a través de acuerdos de compra de energía a largo plazo o contratos bilaterales, esta energía debería quedar excluida”.

En cuanto a los impuestos sobre los beneficios extraordinarios, la Comisión afirma que “para financiar estas medidas de emergencia, los Estados miembros pueden considerar medidas fiscales temporales sobre los beneficios extraordinarios”. Concretamente, la Comisión cita un informe de la Agencia Internacional de la Energía (2022) en el que se estima que tales medidas fiscales sobre las rentas elevadas podrían permitir disponer de hasta 200.000 millones de euros en 2022.

Además, se puede leer que, “la medida [el impuesto sobre los beneficios extraordinarios] no debe ser retroactiva y sólo debe recuperar una parte de los beneficios realmente obtenidos. De esta forma, debe tenerse en cuenta que los generadores pueden haber vendido parte de su producción a un precio más bajo antes de que empezara la crisis. La energía que no se haya beneficiado de los precios más altos del mercado de la electricidad porque ya se había vendido a plazo debería quedar exenta de las medidas de recuperación”. Por último, se especifica que “la duración del impuesto también debería estar claramente limitada en el tiempo, no yendo más allá del 30 de junio de 2022.”

Este comunicado donde se permiten tomar esta serie de medidas intervencionistas contrasta directamente con el comunicado publicado unos meses antes, concretamente el 13 de octubre de 2021, titulado: ‘Hacer frente al aumento de los precios de la energía: Herramientas para la acción y el apoyo’. De hecho, se hizo hincapié en que todas las medidas introducidas deberán “evitar interferir con la dinámica del mercado o amortiguar los incentivos para la transición hacia una economía descarbonizada”. Además, el 25 de Noviembre de 2021, en una carta respondiendo a las ministras españolas de Economía y Energía, Nadia Calviño y Teresa Rivera, la Comisión criticó las medidas españolas que se introdujeron entonces afirmando que “las dos medidas [reducción de las ganancias excesivas de las centrales eléctricas que no emiten CO₂ (carga por gas y medidas de carga del RCDE)] pueden socavar los incentivos a la inversión para formas descarbonizadas de generación de electricidad, al tiempo que aportan un alivio de precios relativamente limitado para los consumidores... la regulación nacional no debe obstaculizar tales inversiones.”

Por último, sobre las subastas obligatorias de contratos bilaterales, propuesta por el Gobierno español, la reacción de la Comisión fue la siguiente: “la medida propuesta restringe la libertad de las empresas en cuestión para vender su electricidad a quien elijan. Aunque puede haber margen para justificar tales restricciones cuando se imponen a operadores dominantes, esta no parece ser, a primera vista, la situación de ninguno de los generadores de electricidad que operan en el mercado español.” Estas posiciones se alteraron significativamente en el contexto de la segunda fase, sustancialmente diferente.

3.4.2. Comunicado sobre la seguridad de suministro y precios asequibles de electricidad, 23 de marzo de 2022

El comunicado publicado el 8 de marzo de 2022, muestra el cambio de postura de la Comisión ante el posible intervencionismo de los estados en el funcionamiento del mercado eléctrico, pero sin llegar a concretar como deben implantarse tales medidas. Este nuevo comunicado, publicado el 23 de marzo de 2022, va un paso más allá y concreta las medidas a aplicar.

En este nuevo comunicado se describen cuatro posibles intervenciones concretas que inciden directa o indirectamente en el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, estas se mencionan a continuación:

- Compensación económica a los generadores de electricidad mediante combustibles fósiles.
- Tope de precios en los mercados mayoristas de electricidad.
- Impuesto sobre los beneficios extraordinarios.
- Comprador único que repercuta a los consumidores la electricidad a precios inferiores a los del mercado.

En este mismo comunicado se hace un análisis preliminar de los posibles beneficios, inconvenientes y costes de las distintas opciones, entre las que se incluyen la limitación o modulación del precio del gas y los volúmenes y precios negociados con los proveedores internacionales de gas. Sin embargo, se afirma que “tal intervención sólo debería contemplarse como último recurso, ya que conlleva una serie de inconvenientes en términos de seguridad de suministro de los flujos de gas.”

3.4.3. Reunión del Consejo Europeo, 24-25 de marzo de 2022

Entre el 24 y 25 de Marzo de 2022 se celebró una reunión del Consejo Europeo en la que se afirmó que este Consejo “encomienda a la Comisión que, con carácter de urgencia, se ponga en contacto con las partes interesadas (stakeholders) en el sector de la energía y debatan si las opciones a corto plazo presentadas por la Comisión (apoyo directo a los consumidores mediante vales, desgravaciones fiscales o a través de un ‘modelo de agregador/comprador único’, ayudas estatales, impuestos (impuestos especiales e IVA), precios máximos, medidas reguladoras como los contratos por diferencias (CfD), contribuirían a reducir el precio del gas y a abordar su efecto de contagio en los mercados de electricidad, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales.” Además, el Consejo Europeo también “pide a la Comisión que presente propuestas que aborden eficazmente el problema de los precios excesivos de la electricidad, preservando al mismo tiempo la integridad del mercado único, manteniendo los incentivos para la transición ecológica, preservando la seguridad de suministro y evitando costes presupuestarios desproporcionados.”

Estas declaraciones parecen implicar que las intervenciones en el mercado eléctrico descritas en el comunicado del 23 de marzo, especialmente la compensación económica a los generadores de electricidad mediante combustibles fósiles para inducirles a presentar ofertas más bajas y la introducción de un tope de precios, no se prevén como directamente aplicables. A este respecto, se añade que, “en el contexto actual de precios muy elevados de la electricidad, la Comisión está dispuesta a evaluar urgentemente la compatibilidad de las medidas temporales de emergencia en el mercado de la electricidad notificadas por los Estados miembros, incluidas las destinadas a mitigar el impacto de los precios de los combustibles fósiles en la producción de electricidad, con las disposiciones de los Tratados y del Reglamento 2019/943. Al evaluar dicha compatibilidad, la Comisión también se asegurará, mediante un procedimiento acelerado, que se cumplen las siguientes condiciones:

- Las medidas adoptadas reducen los precios al contado del mercado de la electricidad para las empresas y consumidores
- Estas medidas no afectarán a las condiciones de negociación de tal forma que vayan en contra del interés común

Al realizar esta evaluación, se tendrá en cuenta el carácter temporal de las medidas y el nivel de interconectividad eléctrica con el mercado interior de la energía.”

Leyendo esto puede concluirse que, en esos momentos, una evaluación de la Comisión mediante un procedimiento acelerado es lo que se interpone entre las intervenciones del mercado eléctrico propuestas por cualquier Estado Miembro y su aplicación. Un aspecto clave de dicha evaluación es que, como se ha mencionado anteriormente, las intervenciones propuestas no afectarán a las condiciones de negociación de tal forma que vayan en contra del interés común.

Una vez entendido el contexto de la crisis vivida, se procede a explicar en mayor detalle la medida más interesante en relación con este trabajo de fin de máster, la compensación económica a los generadores de electricidad mediante combustibles fósiles de la península ibérica.

4. Excepción Ibérica

4.1 Preludio

El 20 de septiembre de 2021, las ministras españolas de Economía y Transición Ecológica, Nadia Calviño y Teresa Ribera, dirigieron una carta a la Comisión Europea en la que expresaban su preocupación por la "subida sin precedentes de los precios de la energía" y anunciaban la implementación de un "conjunto de medidas nacionales de emergencia" (Calviño y Ribera, 2021). Este documento sobre los mercados de la energía y la electricidad insinuaba brevemente una serie de ideas, entre otras, la "necesidad de reformar el mercado mayorista de la electricidad", ya que "con el diseño actual del mercado, los consumidores no participan en los beneficios que proporciona un mix de generación renovable más barato", puesto que "las centrales de combustibles fósiles siguen fijando el precio".

Además, Calviño y Ribera afirmaban en este documento que las medidas desarrolladas en el Real Decreto español 17/2021 (publicado el 15 de septiembre) estaban "dentro de los límites del marco legislativo europeo y del mercado interior de la energía de la UE" y que "otros países han adoptado medidas menos ortodoxas, y la Comisión ha mantenido un enfoque prudente". Entre otras medidas (como la reducción de impuestos y gravámenes de las tarifas eléctricas), se decidió aplicar una "reducción temporal (hasta el 31 de marzo de 2022) de las ganancias excesivas que las centrales eléctricas no emisoras de CO2 estaban obteniendo en el mercado mayorista gracias a la repercusión en el precio final consecuencia del coste del gas... La metodología es similar a la utilizada para limitar las ganancias extraordinarias derivadas de la subida de los precios del CO2".

El 30 de septiembre, el Sr. Le Maire, ministro francés de Economía, Hacienda y Recuperación; y la Sra. Pompili, ministra de Transición Ecológica del gobierno francés; pidieron en su carta al presidente del Eurogrupo una revisión de los mercados europeos del gas y la electricidad (Le Maire y Pompili, 2021). Argumentaban que la "desconexión entre los precios de la electricidad y los costes reales de producción es especialmente difícil de entender en Francia" sugiriendo, entre otras iniciativas de alto nivel, que a medio plazo podrían estudiarse medidas estructurales. En concreto, en relación con la electricidad, invitaron "a la Comisión Europea a realizar un análisis en profundidad del funcionamiento de los mercados europeos de la electricidad y de las medidas que podrían contribuir a estabilizar los precios del mercado, limitar la volatilidad para los consumidores y proporcionar el incentivo adecuado para descarbonizar la economía mediante el uso de la electricidad". Anunciaron medidas "para aliviar el impacto en los hogares más pobres", pero "dado que todos los hogares se enfrentan al actual aumento de los precios de la energía, no deben descartarse medidas más amplias".

El 5 de octubre, Calviño y Le Maire, junto con los ministros de Economía de la República Checa, Grecia y Rumanía, publicaron una declaración común en la que, entre otras sugerencias, abogaban por reformar "el mercado mayorista de la electricidad... para establecer mejor un vínculo entre el precio que pagan los consumidores y el coste medio de producción de la electricidad en los mix de producción nacionales" (Calviño et al., 2021).

Como se mencionó en el apartado 3.4.1, el 13 de octubre, se publica el comunicado de la Comisión Europea (2021b) "Hacer frente al aumento de los precios de la energía: Herramientas para la acción y el apoyo". Este sugería una serie de medidas, acordes con las normas vigentes en la UE, para mitigar el impacto: desde ayudas directas a la renta hasta reducciones fiscales y ayudas estatales. En el mismo comunicado, la Comisión Europea encargó formalmente a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la Unión Europea (ACER) que llevara a cabo una evaluación del actual diseño del mercado mayorista de la electricidad antes de abril de 2022 y que presentara una evaluación preliminar a mediados de noviembre de 2021. Ese mismo día, ACER (2021a) publicó una nota titulada "Altos precios de la energía", en la que avanzaba un breve análisis de los principales motores del aumento de los precios de la energía en Europa.

El 25 de octubre, los gobiernos austriaco, alemán, danés, estonio, finlandés, irlandés, luxemburgués, letón y holandés (2021a) publicaron una declaración conjunta sobre "precios de la energía en la UE", contrarrestando las declaraciones de los ministros español, francés, checo, griego y rumano. El principal argumento esgrimido, fue que, el diseño de los mercados energéticos de la UE o la política climática no son los causantes de la actual escalada de precios, y que "interferir en el diseño de los mercados energéticos internos" no sería "un remedio para mitigar la actual subida de precios de la energía vinculada a los mercados de combustibles fósiles". Así, expresaron su oposición a "cualquier medida que entre en conflicto con el mercado interior del gas y la electricidad, por ejemplo, una reforma ad hoc del mercado mayorista de la electricidad". Además, argumentaron que la subida de precios podría "abordarse mejor mediante acciones nacionales temporales y específicas de los Estados miembros, cuando proceda, para proteger a los consumidores y empresas vulnerables", con la expectativa de que "estas medidas sean fácilmente ajustables en primavera, cuando se espera que la situación vuelva a los niveles medios".

Ese mismo día, antes de la reunión de ministros de Energía de la UE en Luxemburgo, el gobierno español (2021) elaboró un documento no oficial sobre "electricidad, gas y mercados RCDE", en el que una de las propuestas era explorar el "desacoplamiento de los precios del mercado eléctrico". Se afirmaba que el "precio marginal afecta a las señales de los futuros de la electricidad teniendo un alto impacto en la inflación, reduciendo la eficacia del mecanismo de cobertura" y que "en estas circunstancias extraordinarias, en lugar de la señal de precio marginal pura (contaminada por los picos en los precios del gas), el precio de la electricidad se obtendría como un precio medio con referencia también al coste de las tecnologías limpias "inframarginales" (en particular las renovables). El precio de la electricidad estaría directamente vinculado a los mix de producción nacionales, protegiendo al mismo tiempo a los consumidores de volatilidades excesivas y permitiéndoles participar en los beneficios que proporciona un mix de generación más barato." La secretaria de Estado de Energía de España, Sara Aagesen, en su declaración a la prensa antes de la reunión dijo que su propuesta era "fijar los precios de la electricidad por separado, por un lado, los precios marginales de mercado, y por otro los precios inframarginales, repercutiendo a los consumidores la parte proporcional de ambos precios" (Peralta, 2021).

Tras la reunión celebrada el 26 de octubre, Kadri Simson, Comisario de Energía de la UE, declaró que la "prioridad inmediata de la Comisión es proteger a nuestros ciudadanos y empresas del impacto de los precios excepcionalmente altos" y que "el modelo de mercado actual ofrece un

marco estable que proporciona más energías renovables, mejora la integración transfronteriza y, en general, garantiza una energía más barata para todos los consumidores" y que "sigue siendo el mejor para suministrar electricidad limpia, segura y asequible en toda la UE" (Comisión Europea, 2021c).

El 8 de noviembre, Le Maire aclaró en una entrevista con la Agence France-Presse (AFP) la propuesta francesa (Informe Teller, 2021; Horobin, 2021). Esta entrevista se concedió justo antes de la presentación del (no público) "Non-paper from France on energy prices". Le Maire explicó que una primera propuesta era introducir un mecanismo "estabilizador automático" para transferir las ganancias de los altos precios de la energía de los productores a los proveedores y clientes. Además, también afirmó que su país apoyaba la idea de tener contratos a largo plazo que reflejen los costes de las energías bajas en carbono para las empresas y pidió garantías para los hogares con relación a la solidez de los proveedores. Por último, Le Maire dijo que había cierto malentendido sobre lo que quiere Francia: La intención de su gobierno no es impulsar ningún cambio en el mercado mayorista y sus propuestas se centran en cuestiones estructurales con una visión a largo plazo en lugar de centrarse en dificultades a corto plazo.

El 15 de noviembre, ACER (2021b) presentó a la Comisión Europea su evaluación preliminar de los elevados precios de la energía en Europa y del actual diseño del mercado mayorista de la electricidad. En la evaluación, ACER defiende enérgicamente el método de fijación de precios marginales como herramienta instrumental para proporcionar a los agentes del mercado los incentivos adecuados para perseguir la eficiencia en su toma de decisiones, y argumenta que, "enfoques alternativos (por ejemplo, precios máximos o precios medios dependientes de la tecnología) pueden poner en peligro algunos de los beneficios de la integración del mercado energético de la UE". ACER también describe en esta evaluación preliminar posibles problemas con el diseño actual del mercado que se investigarán más a fondo en su informe previsto para abril de 2022. Un ejemplo de una cuestión destacada es si el diseño actual del mercado da cabida a las señales de inversión necesarias para incentivar la generación y la inversión en respuesta a la demanda a escala o si se necesitan medidas adicionales, como instrumentos de cobertura mejorados, mercados a plazo más líquidos, contratos por diferencias y/o una mayor facilitación de soluciones a largo plazo para apuntalar una certidumbre de ingresos suficiente en la generación de electricidad.

El 1 de diciembre, un día antes de la reunión del Consejo de Energía con todos los ministros de Energía de la UE en Bruselas, en la que se debatió la evaluación preliminar de ACER, se hizo público el documento sobre "energía y mercados de electricidad y gas" de los gobiernos francés, griego, italiano, rumano y español (2021). Este documento pretendía "contribuir al necesario debate sobre el funcionamiento de los mercados de la electricidad y el gas, instando a la rápida aplicación en el mercado interior europeo de propuestas listas para su uso". Además de otras propuestas encaminadas a reforzar la protección de los consumidores y "abordar los fallos observados en el mercado del gas", proponen "modificar el artículo 5 de la Directiva sobre electricidad para permitir a los Estados miembros aplicar mecanismos reguladores, diseñados a escala de la UE, que garanticen que los consumidores finales paguen precios de la electricidad que reflejen los costes de la combinación de generación utilizada para abastecer su consumo".

Alegaron que estos mecanismos estarían "basados en transferencias financieras entre productores y consumidores, no teniendo ningún efecto sobre el funcionamiento del mercado mayorista." "Alternativa o simultáneamente", también "proponen modificar el artículo 9 de la Directiva de Electricidad ...para permitir a los Estados miembros aplicar servicios de interés económico general destinados a garantizar a los consumidores finales un acceso a un suministro de electricidad competitivo y sin emisiones que refleje los costes de generación subyacentes". Por último, piden "dedicar esfuerzos regulatorios, a nivel europeo, para facilitar el desarrollo de contratos de electricidad a largo plazo basados en energías de emisiones cero que cubran...un periodo de contratación de cinco a diez años".

Ese mismo día, los gobiernos austriaco, alemán, danés, estonio, finlandés, irlandés, luxemburgués, letón y neerlandés publicaron una segunda declaración conjunta en la que reiteran su apoyo a la postura de la Comisión y afirman que el actual repunte de los precios de la energía debe abordarse "dentro del actual marco europeo para el clima y la energía". Estos gobiernos añadieron que "no pueden apoyar ninguna medida que suponga un alejamiento de los principios competitivos de nuestro diseño del mercado de la electricidad y el gas."

Como se puede comprobar, había posturas divergentes sobre las medidas a adoptar para abordar la crisis de precios del gas. Por un lado, ciertos países, entre los que se encontraba España, optaban por una reforma completa del funcionamiento del mercado, apostando por un mayor intervencionismo por parte de los estados. Por otro lado, países como Alemania, optaban por mantener la actual estructura del mercado marginalista realizando pequeños cambios temporales para mitigar los efectos negativos de la crisis. A continuación, se explica en mayor detalle cómo se resolvió esta discusión, concretamente, cuáles fueron las medidas tomadas por el gobierno español.

4.2 Mecanismo de ajuste

El 25 de marzo de 2022, el gobierno español anunció un acuerdo con el gobierno portugués para "establecer temporalmente un precio de referencia para el gas utilizado para generar energía eléctrica que será sustancialmente inferior al actual (precio del gas)" (La Moncloa, 2022). Cuatro días después, el gobierno español anunció un 'Plan nacional para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania', que se formalizaría en un nuevo Real Decreto-ley. En el comunicado de prensa (La Moncloa, 2022) no se dieron más detalles, más allá de la noción de la necesidad de una "medida excepcional y temporal que fije un precio de referencia para el gas destinado a la producción de electricidad en España y Portugal". Sin embargo, en el Real Decreto-ley, publicado al día siguiente, no se encontró ninguna mención a este mecanismo.

El 31 de marzo, un medio de comunicación portugués (Publico, 2022) filtró que, "Portugal y España llevaron a Bruselas una propuesta para disminuir los precios de la electricidad. La medida, que debería estar en vigor hasta diciembre, fijaría un coste máximo del combustible de 30 euros por megavatio hora para las centrales de gas, carbón y cogeneración, con el fin de reducir los precios de venta." Ese mismo día, la ministra española, Teresa Ribera, declaró que "tenemos una propuesta conjunta con Portugal y estamos trabajando con la Comisión. Es un documento preliminar que responde a las directrices sobre las que habíamos trabajado previamente, como

introducir un sistema de doble casación, uno en la frontera para que las exportaciones de electricidad se retribuyan al precio que correspondería en ausencia del mecanismo de ajuste, y una segunda casación, donde se introduciría el mecanismo (...) Hemos propuesto el precio para el gas más barato al que entendemos que debe producirse el ajuste, 30 EUR/MWh, pero este es uno de los elementos técnicos de la propuesta que tenemos que discutir con la Comisión Europea.”

Esta primera propuesta de la que hablaba la ministra española, Teresa Ribera, estaría caracterizada, principalmente, por los siguientes elementos:

- En primer lugar, el algoritmo Euphemia, encargado de realizar la casación de ofertas del mercado diario europeo, funcionaría de forma habitual. Las centrales de combustibles fósiles de la Península Ibérica realizarían sus ofertas en el mercado diario interior europeo teniendo en cuenta el precio real del mercado de gas. El objetivo de esta primera liquidación sería obtener el flujo (y el precio) a través de la interconexión entre la Península Ibérica y Francia.
- A continuación, se organizaría una segunda liquidación de mercado (probablemente a cargo de OMIE, el operador de mercado español, aunque no se especificaba explícitamente). En esta segunda subasta, el flujo a través de la interconexión se fijaría en el valor calculado anteriormente y el precio del mercado ibérico se calcularía de forma aislada. Todas las centrales del sistema deberían realizar sus ofertas de nuevo, esta vez teniendo en cuenta el mecanismo de ajuste, por el cual las centrales de combustibles fósiles serán compensadas cuando el coste del combustible sea mayor a 30 EUR/MWh. Como resultado de este mecanismo, se obtendría un precio menor para la península en esta segunda ronda.

Tras esta primera propuesta y aproximadamente un mes y medio de negociación, el Gobierno español publica el 13 de mayo de 2022 el Real Decreto-Ley 10/2022, en el que se establece un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales aplicable hasta el 31 de mayo de 2023 en un principio. Sin embargo, este límite se extendió por petición de los gobiernos español y portugués hasta el 31 de diciembre de 2023. Este mecanismo es conocido como la “excepción ibérica” y consistiría en compensar económicamente a este tipo de tecnologías en una cantidad definida como:

$$\text{Compensación} = \frac{\text{Precio de mercado del gas (MIBGAS)} - \text{Precio tope del gas}}{0,55}$$

En esta ecuación, el precio tope del gas tomaría el valor de 40 EUR/MWh, en vez de los 30 EUR/MWh inicialmente propuestos, durante los siete primeros meses de aplicación del mecanismo. Posteriormente, este límite aumentaría en escalones mensuales sucesivos de 5 EUR/MWh hasta alcanzar un valor de 70 EUR/MWh en el último mes. El valor de 0,55 se considera el rendimiento estándar de las centrales de ciclo combinado que queman gas para generar energía.

Es decir, si, por ejemplo, una central de ciclo combinado (CCGT) ofertaba su generación a 250 EUR/MWh con un precio de mercado del gas de 100 EUR/MWh, con la aplicación del mecanismo de ajuste esta central ofertaría su energía a: $250 - (100 - 40) / 0,55 = 141$ EUR/MWh. De igual forma,

otro tipo de central afectada por el mecanismo recibiría la misma compensación, reduciendo su oferta en el mercado de la misma forma. En el Real Decreto se especifica lo siguiente acerca de que tipo de instalaciones recibirían la compensación: “El mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en este real decreto-ley será de aplicación a las siguientes instalaciones de producción en territorio peninsular que estén dadas de alta en el mercado en el día en que se produce la casación del mercado diario:

- Instalaciones de producción de energía eléctrica correspondientes a centrales de ciclo combinado de gas natural.
- Instalaciones de producción correspondientes a tecnologías de generación convencional que utilicen carbón como combustible.
- Instalaciones de producción de energía eléctrica pertenecientes al grupo a.1 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las acogidas a la disposición transitoria primera del mismo que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, siempre que estas no cuenten con ningún marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural como energía primaria y que estén acogidas a la modalidad general de régimen remuneratorio, en los términos previsto en el artículo 4.º-B del Decreto-Ley n.º 23/2010, de 25 de marzo («Diário da República» n.º 59/2010, Série I, de 25 de marzo de 2010).”

En cuanto al procedimiento de fijación de precio del mercado diario ibérico y participación en los mercados intradiarios y en los servicios de ajuste del sistema, el real decreto mencionado especifica lo siguiente:

- “El proceso de casación y determinación del precio en el mercado diario se realizará conforme a las reglas de funcionamiento del mercado diario vigentes en cada momento.
- Las instalaciones susceptibles de percibir el ajuste según lo dispuesto en el artículo 2.1, ofertarán en el mercado diario con su mejor previsión de producción, internalizando la cuantía unitaria del ajuste en sus ofertas en mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 3.
- Las ofertas presentadas por las instalaciones referidas en el artículo 2.1 en los mercados intradiarios y en el proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real y las enviadas a los mercados de servicios de energía de balance también tendrán en cuenta el mecanismo de ajuste.

En todo caso, las ofertas presentadas en los servicios de ajuste se ajustarán a lo dispuesto en la normativa de ámbito portugués y español que resulte en cada caso de aplicación, en los términos y condiciones establecidos por las autoridades reguladoras nacionales.”

Como se ha explicado anteriormente, el objetivo de esta medida era limitar el impacto que la escalada de precios del gas natural estaba teniendo en el mercado mayorista de electricidad debido al modelo marginalista, donde el precio de toda la electricidad, independientemente del precio las diferentes ofertas que hubieran entrado en la casación, es fijado por la última unidad de generación

necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo normalmente las centrales de ciclo combinado la tecnología que fija este precio. Además, el efecto del alto coste de generación de esta tecnología no sólo es directo, sino que de forma indirecta afectaría a las ofertas de las centrales hidráulicas, ya que su oferta se configura utilizando como referencia el coste de oportunidad de las centrales de ciclo combinado que pueden sustituir.

A causa de la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), el mecanismo de ajuste operaría de manera simultánea y coordinada cada hora en la Península Ibérica. La situación de ambos países como islas energéticas, debido a la limitada capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa, fue el motivo que llevó al Consejo Europeo a aprobar la aplicación excepcional de esta medida.

Además, esta medida, como se puede intuir, reduciría el precio marginal del mercado, reduciendo de esta forma los ‘beneficios extraordinarios’ de las centrales de generación inframarginales (nucleares, hidráulicas y renovables). Esto podría acarrear ciertos problemas a largo plazo, pero la medida considera que los ingresos finales de estas tecnologías, incluso con el mecanismo, serían suficientes no sólo para recuperar sus inversiones y obtener beneficios, sino para seguir atrayendo inversión renovable eficiente y competitiva.

Respecto a cómo financiar la compensación establecida, el mecanismo contempla que esta sea financiada por aquellos compradores que se beneficien de la reducción del precio marginal. Para estos, aun teniendo que financiar la compensación, el precio final a pagar debería ser inferior al que hubiera sido en ausencia del mecanismo. El coste total se reparte entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficie directamente del mismo, ya sea por haber firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios del mercado mayorista o por adquirir energía directamente en este.

Por último, a diferencia de la primera propuesta realizada por la ministra Teresa Ribera, explicada previamente, donde se pretendía realizar una doble casación fijando el flujo de la interconexión de la península con Francia antes de aplicar el mecanismo, el mecanismo final no cuenta con esta característica, por lo que la reducción del precio de casación marginal en el mercado ibérico provocaría un incremento de la diferencia de precio entre la zona de precio peninsular y francesa. Esto provocaría a su vez un aumento de la renta de congestión en esta interconexión, proporcional a la energía de frontera y la diferencia de precio, siendo en teoría, parte de esta renta adicional utilizada para aminorar el coste de las compensaciones del sistema ibérico.

El Real Decreto especifica lo siguiente en relación a como calcular esta renta adicional: “ Para ello, se descontarán de las rentas brutas mensuales en la interconexión con Francia los costes de los usos actuales en concepto de costes asociados a garantizar la firmeza de los programas, compensaciones por reducciones de derechos de transmisión de largo plazo en la interconexión con Francia, reventas de los productos anuales en la subasta mensual, descuadres en el mercado intradiario continuo, costes de financiación de acoplamiento del mercado diario e intradiario, costes de financiación de la plataforma de subastas de derechos de transmisión de largo plazo y de la plataforma de reservas de sustitución asociados a la interconexión y retribución de las inversiones de elementos transfronterizos.

Se considerarán rentas adicionales el exceso que represente el valor de las rentas netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia en cada mes con respecto al mismo mes del último año en que no estuviera en vigor el mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley. A tal fin, se entenderá que en un determinado mes no ha estado en vigor el mecanismo de ajuste cuando en ningún día del referido mes hubiese resultado de aplicación dicho instrumento regulatorio. El operador del sistema español podrá realizar las regularizaciones que resulten necesarias para calcular este valor.”

Una vez explicado el funcionamiento del mecanismo de ajuste, se procede a evaluar el impacto económico que ha tenido durante el año 2022.

4.3 Impacto del mecanismo

En primer lugar, es importante aclarar que la medida denominada “tope al gas” no limita directamente el precio del gas en sí, sino que subvenciona con la compensación descrita con anterioridad a las centrales que generan energía eléctrica mediante combustibles fósiles. La consecuencia de esto, a diferencia de un verdadero “tope al gas” que reduciría los beneficios de las empresas que generan energía mediante este tipo de centrales, es más bien la contraria, incrementando tanto la demanda de gas natural como los beneficios de estas empresas.

A continuación, se presenta el impacto económico estimado por el gobierno de España en relación con la aplicación del mecanismo de ajuste.

4.3.1. Metodología de estimación del gobierno

Según las declaraciones de Teresa Ribera, ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España, la "excepción ibérica" habría supuesto un ahorro aproximado de 4.500 millones de euros para los consumidores hasta el 31 de diciembre de 2022. Para llegar a esta conclusión, el ministerio habría empleado la siguiente metodología:

- Estimación del precio de mercado en ausencia del mecanismo de ajuste, suponiendo que el mecanismo ha reducido el precio exactamente en el importe de la subvención unitaria.
- Cálculo del coste que ha sido pagado por la demanda no exenta, mediante la suma del precio observado en el mercado y el recargo (ajuste) aplicado a las compras de electricidad en el mercado.
- Cálculo de la diferencia entre el precio en ausencia del mecanismo y el pagado por la demanda no exenta, multiplicando esta diferencia por la demanda de electricidad no exenta.

Mediante esta metodología se obtiene que, hasta el 31 de diciembre de 2022, la reducción del coste de suministro para los consumidores españoles como consecuencia del mecanismo es de 3710 millones de euros, cantidad inferior a los 4500 estimados por el ministerio. La diferencia entre estos dos valores se debe a que la ministra incluye en su estimación el ahorro derivado de la reducción en el coste de los servicios complementarios, neto del recargo aplicado sobre las compras de dichos servicios y multiplicado por la demanda total.

Según los cálculos descritos, el ahorro total podría dividirse en dos componentes:

- Ahorro en la compra de energía: Estimado en 3.710 millones de euros.
- Ahorro en la compra de servicios complementarios: Estimado en 911 millones de euros.

Sumando estas dos cantidades, se obtendría un ahorro total de 4621 millones de euros, cifra similar a la proporcionada por el ministerio (4500 millones de euros). Sin embargo, esta metodología utilizada por el ministerio español tiene una serie de problemas que serán explicados a continuación.

Los problemas de esta metodología de cálculo son principalmente dos:

- Sólo considera los efectos de corto plazo, es decir, dentro del año 2022, ignorando el impacto en años posteriores.
- Sobrestima el impacto del ahorro sobre los consumidores.

El por qué este ahorro sobre los consumidores está sobreestimado puede explicarse con los siguientes motivos:

- La financiación parcial de las subvenciones a los generadores proviene de los ingresos de las rentas de congestión, parte de los cuales los consumidores españoles habrían recibido de todas formas. Esto implica que los beneficios para los consumidores están exagerados, ya que algunos de estos ingresos por rentas de congestión se habrían obtenido incluso si la excepción ibérica no se hubiera aplicado. En consecuencia, la metodología descrita anteriormente sobreestima el impacto positivo de la excepción ibérica en los consumidores.
- El Real Decreto-Ley 17/2021 (modificado por el Real Decreto-ley 6/2022) establece que los ingresos de la generación no emisora se reducirán si obtienen ingresos superiores a 67 €/MWh. Esto ha llevado a que los comercializadores verticalmente integrados ofrezcan su energía a los consumidores a ese precio (67 €/MWh), como se puede observar en el comparador de ofertas de la CNMC. Los consumidores que han suscrito contratos a 67 €/MWh no han sido beneficiados por la excepción ibérica, ya que habrían pagado el mismo precio incluso si la excepción ibérica no se hubiera aplicado. Sin embargo, la ministra considera que todos los consumidores que renuevan, prorrogan o firman nuevos contratos se benefician de la excepción ibérica y deben asumir parte del coste de la subvención a los generadores. En realidad, estos consumidores se han beneficiado de lo que se conoce como "minoración de ingresos" y no de la "excepción ibérica". La "excepción ibérica" no les afecta positivamente, sino que lo hace negativamente, ya que deben asumir la financiación de la excepción ibérica que de otro modo no tendrían que soportar. Por lo tanto, la metodología descrita anteriormente sobreestima la cantidad de demanda que se beneficia de la excepción ibérica, al incluir entre los consumidores beneficiados a aquellos que han firmado, renovado o prorrogado contratos a precios que, en realidad, no se han visto afectados por la excepción ibérica.
- Los contratos de precio fijo que los comercializadores suscriben con los consumidores cubren tanto el precio de la electricidad como el coste de los servicios complementarios. Debido a esta cobertura, los consumidores que tienen estos contratos no se han beneficiado de la reducción en el coste de los servicios complementarios. Sin embargo, la metodología descrita

anteriormente supone implícitamente que estos consumidores se han beneficiado, lo que exagera el ahorro que supuestamente han obtenido.

- En el cálculo realizado por el ministerio, se considera que las centrales emisoras son las que marcan el precio marginal del mercado en todas las horas del año, lo que lleva a considerar que el pago de la subvención a este tipo de centrales reduce el precio del mercado por el importe de la subvención. Esto, como se reconoce en el Real Decreto-Ley 17/2021, no es correcto, por lo que puede concluirse que se sobrestima el ahorro para los consumidores en la medida que el precio del mercado lo definan tecnologías no emisoras
- Por último, esta metodología descrita no tiene en cuenta que el mecanismo de ajuste, por los motivos previamente explicados, ha provocado un incremento en las exportaciones y, a su vez, un incremento en la demanda casada en el mercado, lo que provoca que el precio del mercado se reduzca en una cantidad menor que el importe unitario de la subvención que se entrega a los generadores.

Este último efecto se ha representado en la siguiente Figura 9, donde puede verse la casación de la oferta y la demanda de electricidad en una hora en la que el precio de mercado es fijado por una central de ciclo combinado.

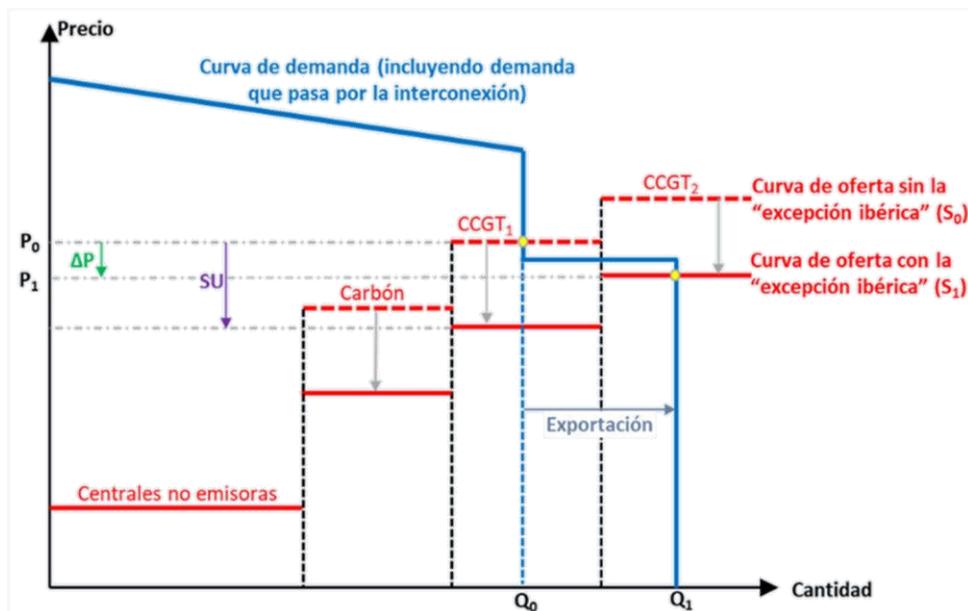


Figura 9. Impacto del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica en las curvas de oferta del mercado diario. Fuente: [13].

Lo que puede comprobarse es que, a raíz del mecanismo de ajuste, el precio de la oferta de las centrales emisoras se reduce por el importe de la subvención, lo que desplaza la curva de oferta S_0 a la curva S_1 . Esto a su vez, provoca que la demanda casada se incremente, pasando del valor Q_0 a Q_1 , reduciendo el precio de mercado de P_0 a P_1 . El ministerio utiliza como reducción del precio el valor de la subvención unitaria (SU) cuando, realmente, dicho valor es superior a la verdadera reducción del precio del mercado, indicado como ΔP .

Una vez entendida la metodología utilizada por el gobierno español para calcular el impacto económico de la excepción ibérica y sus problemas, se procede a explicar el impacto en el corto plazo (año 2022) sobre generadores, comercializadores y consumidores españoles, así como sobre operadores de terceros países. Al ser un tema extenso, en este trabajo de fin de máster se discutirán los principales casos e impactos.

4.3.2. Impacto a corto plazo

En primer lugar, como era de esperar, el precio marginal del mercado ibérico (MIBEL) ha sido menor que los precios del resto de Europa durante los meses de 2022 desde la aplicación del mecanismo. Esto se puede comprobarse en la Figura 10.

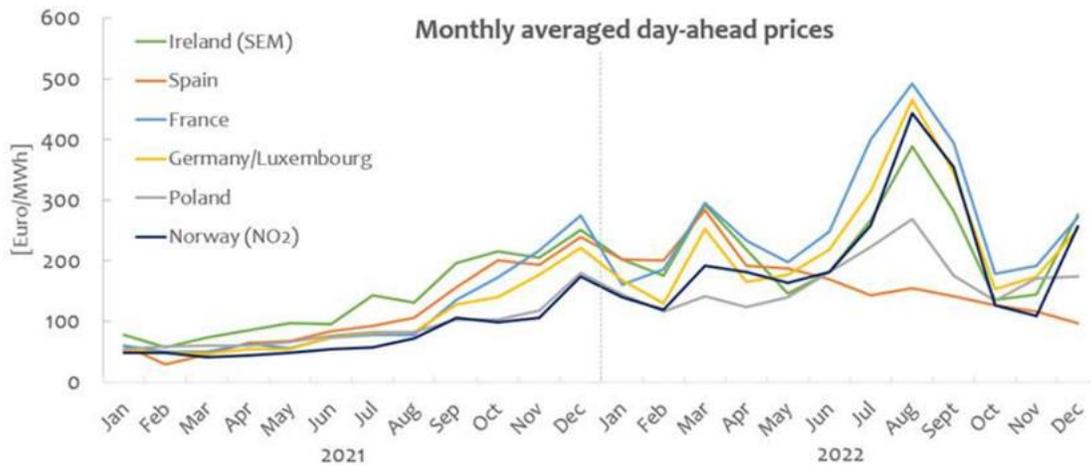


Figura 10. Evolución de los precios medios mensuales del mercado diario en diferentes países europeos. Fuente: [19]

Es importante destacar que, a excepción de algunos días puntuales, el precio del gas en el mercado MIBGAS ha superado los 40 EUR/MWh establecidos como límite por el mecanismo, lo que ha llevado a la aplicación de la compensación mencionada anteriormente en prácticamente todos los días de 2022 (desde la aplicación del mecanismo). Para visualizar el impacto de la excepción ibérica en el mercado diario ibérico se ha representado en la Figura 11, el precio marginal máximo diario con la aplicación del mecanismo en color verde (el precio real), la estimación del precio si no se hubiera aplicado el mecanismo en rojo y, por último, el precio del gas en el mercado MIBGAS en color azul. Además, puede verse con una línea azul discontinua el tope establecido de 40 EUR/MWh.

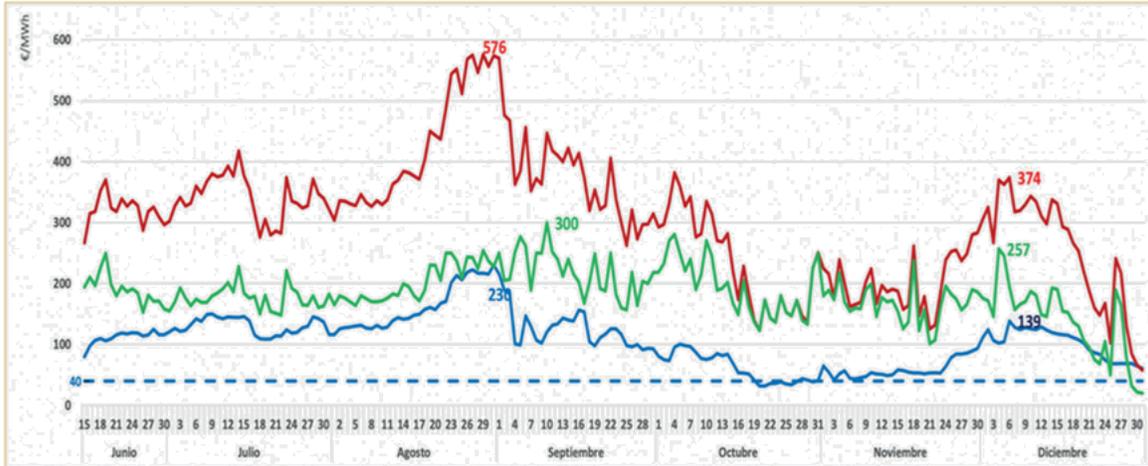


Figura 11. Impacto del mecanismo de ajuste en el precio del mercado diario ibérico. Fuente: [12].

Una vez comprobado el efecto directo que el mecanismo ha tenido en el mercado diario ibérico, se procede a explicar el impacto a corto plazo, en 2022, de la medida en los diferentes agentes del mercado.

Impacto sobre generadores españoles

El impacto que el mecanismo de ajuste ha tenido sobre los generadores españoles en el año 2022 puede explicarse de la siguiente forma dependiendo del tipo de generador al que se haga referencia:

- En primer lugar, los generadores convencionales o emisores, como pueden ser las centrales de ciclo combinado o de carbón, no se han visto afectados negativamente, ya que estos son los productores que reciben la compensación descrita del mecanismo de ajuste. Es más, este tipo de centrales se ha visto beneficiado, ya que al reducir el precio de sus ofertas en el mercado artificialmente, la demanda casada crecerá, como puede verse en la Figura 9, aumentando la generación de este tipo de tecnologías y por lo tanto sus ingresos. A continuación, se ha representado en la Figura 12 la compensación mensual que ha ido dirigida hacia estos generadores mediante un gráfico de barras, junto con el porcentaje de generación convencional respecto a la total conectada al sistema, representado con una línea naranja referenciada al eje derecho.

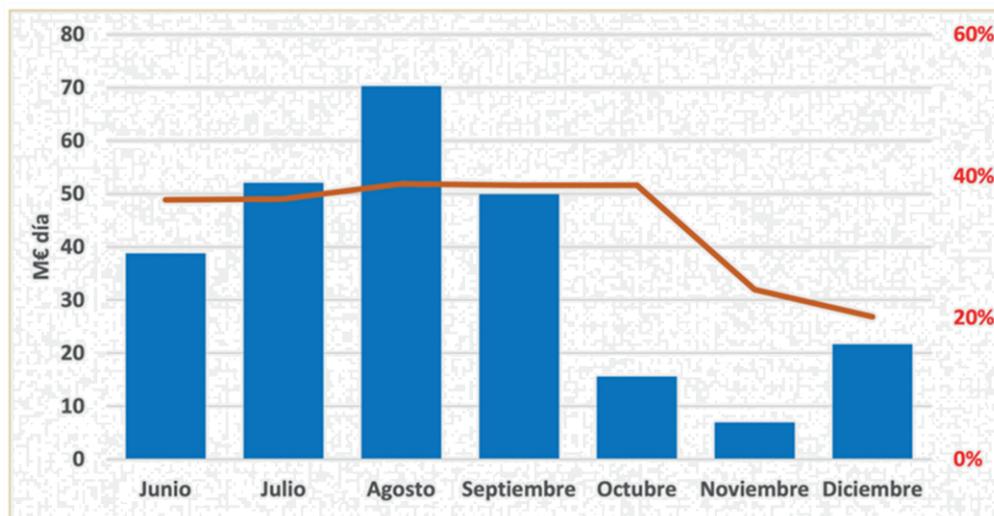


Figura 12. Compensación económica mensual percibida por los generados afectados por el mecanismo junto con el porcentaje de generación convencional respecto al total. Fuente: [12].

- En cuanto a los generadores no emisores, hay que diferenciar entre la generación regulada y la no regulada. Los no regulados, es decir, renovables sin prima, hidráulica y nuclear, no se han visto afectados por el mecanismo de ninguna forma si vendieron su energía a un precio fijo en contratos a plazo. Esto se debe a que, como puede deducirse, sus ingresos no dependen del precio del mercado sino del precio de sus contratos. En cuanto a los generadores no emisores no regulados que vendieron su energía en el mercado spot, al contrario de lo que pueda pensarse, tampoco se han visto perjudicados de forma significativa (se ven afectados en un 10%, ya que se les minora el 90%) debido a que la reducción en el precio del mercado spot reduce automáticamente el importe a entregar en concepto de la minoración de ingresos que se les aplica en virtud del Real Decreto-ley 17/2021. Como referencia, si un 20% vendiera su energía eléctrica en el mercado spot y un 80% tuvieran contratos a precio fijo, la reducción total en los ingresos de este tipo de generadores hubiera sido aproximadamente de unos 100 millones de euros.
- Estudiando el caso de los generadores regulados, es decir, renovables con prima y emisores no peninsulares, puede comprobarse que en este caso sus ingresos sí se ven reducidos por la reducción del precio de mercado, ya que estas centrales no tienen sus ingresos minorados por el Real Decreto-ley 17/2021, a diferencia de los no regulados. Pese a esto, es importante tener en cuenta que este tipo de generadores tienen garantizada la recuperación de sus costes, por lo que sus ingresos a medio y largo plazo no se verían afectados. A continuación, se ha representado en la Figura 13 la minoración de ingresos mensuales para las tecnologías inframarginales (nuclear, renovables e hidráulica) mediante un gráfico de barras, junto con el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope en relación con el total de estas tecnologías. Es importante considerar que, como se ha dicho, parte de esta minoración de ingresos deberá ser compensado en años próximos.

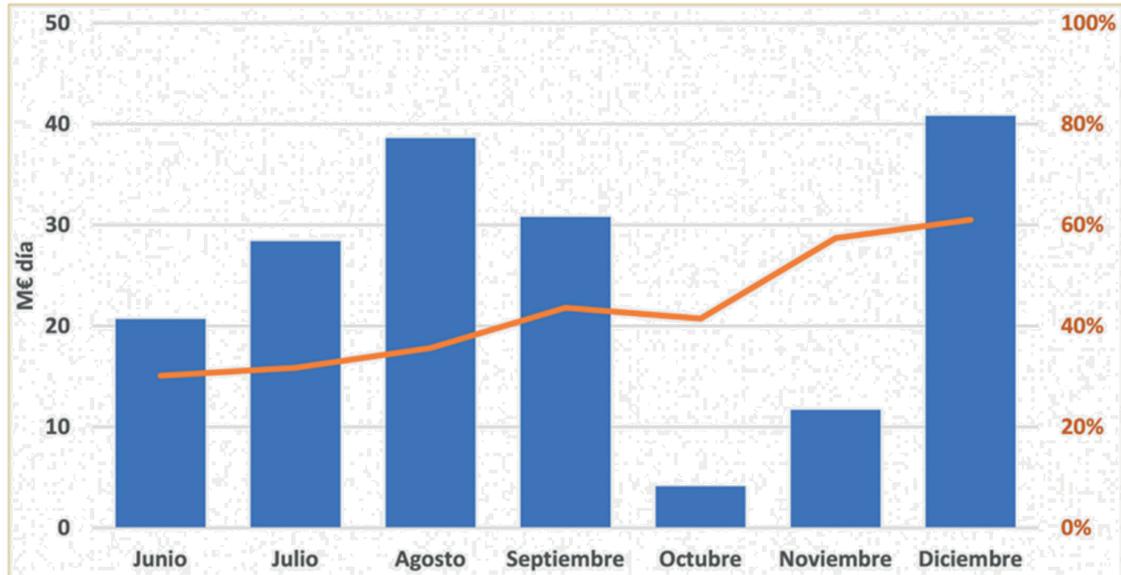


Figura 13. Minoración de ingresos mensuales para las tecnologías inframarginales junto con el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope. Fuente: [12]

Como puede comprobarse, los únicos generadores afectados significativamente en el año 2022 han sido aquellos cuya retribución está regulada, no teniendo demasiada importancia ya que estos se verán compensados en los próximos años.

Impacto sobre comercializadores españoles

Para analizar el impacto sobre los comercializadores españoles, es necesario dividirlos entre los que operan en el mercado libre y los comercializadores de referencia:

- En primer lugar, los comercializadores del mercado libre pueden dividirse en tres dependiendo de su situación:
 - Los comercializadores que vendieron contratos indexados al precio del mercado diario no se han visto afectados, ya que estos trasladan a sus clientes el coste de adquisición de la energía.
 - Aquellos que vendieron contratos a precio fijo y que cubrieron sus obligaciones de venta con contratos a largo plazo tampoco se vieron afectados, ya que no cambiaron ni su precio de venta ni su coste de adquisición de energía.
 - Por último, aquellos comercializadores que vendieron contratos a precio fijo pero que no cubrieron totalmente sus obligaciones de venta con contratos a largo plazo se vieron beneficiados, ya que sus ingresos se mantuvieron mientras que su coste de adquisición de energía disminuyó.
- En cuanto a los comercializadores de referencia, al calcular el PVPC considerando únicamente el recargo por las subvenciones pagadas a los generadores en los mercados gestionados por OMIE, pero sin considerar el recargo por las subvenciones pagadas a los generadores en los mercados gestionados por el operador del sistema, REE, puede concluirse que son las que se

han visto perjudicadas por el mecanismo, siendo las únicas que han visto reducidos sus márgenes en 2022.

Impacto sobre los consumidores españoles

Para analizar el impacto sobre los consumidores, es necesario realizar distintas diferenciaciones, ya que dependerá de su contrato de suministro y, en el caso de ser consumidores en el mercado libre, de si están en el sistema peninsular o no peninsular, ya que estos últimos están exentos de pagar los recargos del operador del sistema y del mercado. A continuación, se explica el impacto en función de las diferentes posibles situaciones:

- En primer lugar, los consumidores acogidos a la tarifa PVPC o cuenten con un contrato indexado al precio del mercado diario, se han visto beneficiados por la reducción del precio de mercado consecuencia de la introducción del mecanismo. Entre estos, los menos beneficiados han sido precisamente los consumidores vulnerables, ya que la caída en el precio del mercado se ve compensada con una caída en el importe del descuento que reciben debido a su condición. A continuación, se ha representado en la Figura 14 el efecto del mecanismo sobre el término de energía de la factura (c€/kWh) del consumidor medio PVPC. La reducción del coste marginal como consecuencia del mecanismo se ha representado en azul, junto con el aumento del coste por la compensación en rojo. Por último, en verde puede verse el resultado neto de ambos efectos.

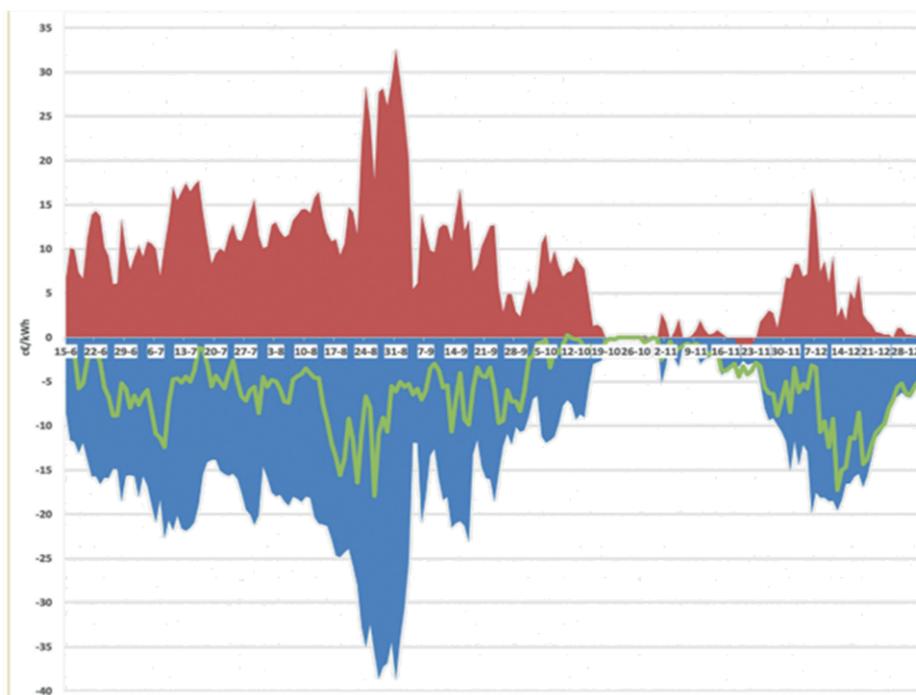


Figura 14. Reducción del coste marginal como consecuencia del mecanismo en azul junto con el aumento del coste por la compensación en rojo. Resultado neto de ambos efectos en verde. Fuente: [12].

- Aquellos que contaban con un contrato de precio fijo, firmado antes del 26 de abril de 2022, se han visto perjudicados únicamente en la medida que sus respectivas comercializadoras les

han repercutido el coste del recargo asociado a la compra de servicios de operación del sistema, por tratarse este de un nuevo coste de origen regulatorio.

- Por último, aquellos consumidores que hayan firmado un nuevo contrato, a partir del 26 de abril de 2022, o que hayan renovado o prorrogado sus contratos después de esta fecha, se pueden haber encontrado en dos escenarios diferentes en función del tipo de contrato:
 - Los consumidores que firmaron un contrato a 67 EUR/MWh, los cuales eran ofrecidos por comercializadores verticalmente integrados para evitar la minoración de ingresos del Real Decreto-ley 17/2022, se vieron perjudicados, ya que, en caso de no haberse aplicado el mecanismo hubieran pagado la cifra mencionada, mientras que al haberse aplicado tuvieron que pagar, además de los 67 EUR/MWh establecidos en el contrato, el coste de los recargos.
 - Aquellos que renovaron o firmaron contratos a precios basados en el precio esperado del mercado, los cuales eran mayores que 67 EUR/MWh, se vieron beneficiados ya que este disminuyó debido a la expectativa de que el mecanismo se siguiera aplicando. Cabe decir que, el número de consumidores que pueden incluirse en esta condición es realmente bajo, ya que esta opción resulta más cara que suscribir un contrato a 67 EUR/MWh.

Puede comprobarse que la mayoría de los consumidores se han visto perjudicados por la medida, ya que estos forman parte de la situación donde renovaban su contrato o firmaban uno nuevo con una comercializadora verticalmente integrada, mientras que el número de beneficiados, que serían los consumidores acogidos a la tarifa PVPC o en el mercado libre indexados al precio del mercado diario es sustancialmente menor.

En la Figura 15 se ha representado, en primer lugar, el porcentaje de energía sujeta al ajuste de la compensación en relación con la energía de compra total en MIBEL mediante una línea roja referenciada al eje derecho, en segundo lugar, el coste de la compensación asumido por la demanda a mercado con un gráfico de barras azules y, por último, la aportación de la renta de congestión de la interconexión España-Francia para pagar la compensación con un gráfico de barras naranja.

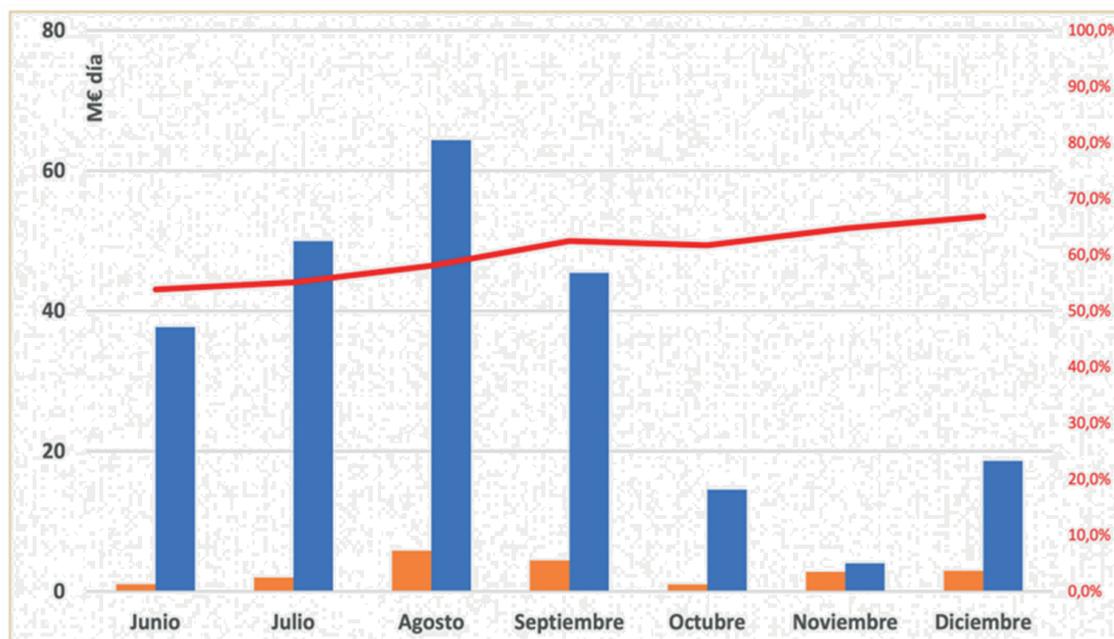


Figura 15. Porcentaje de energía sujeta al mecanismo en relación con la energía de compra total en MIBEL, coste de la compensación asumido por la demanda a mercado y aportación de la renta de congestión. Fuente: [12].

Puede verse como, la mayoría de los meses, la aportación de la renta obtenida por la interconexión es realmente baja comparada con la aportación por parte de la demanda, siendo el promedio de la renta de interconexión destinada a minorar el coste de la compensación unos 3 millones de euros al día, mientras que el promedio aportado por la demanda es de 33 millones al día.

Impacto sobre operadores de terceros países

Los países afectados indirectamente por esta medida son Francia, Portugal y Marruecos. A continuación, se explica el impacto sobre cada uno de estos países:

- En primer lugar, Francia se ha beneficiado claramente de este mecanismo, ya que adquiere la electricidad proveniente de España a través de la interconexión a un precio subvencionado, mientras que sólo devuelve la mitad de las rentas de congestión. De esta forma, el beneficio de Francia a raíz del mecanismo puede calcularse como la mitad de las rentas de congestión derivadas de la excepción ibérica, pudiéndose aproximar como la mitad de la subvención unitaria pagada a las centrales de generación. El importe total que España habría dado a Francia a raíz del mecanismo, hasta el 31 de diciembre de 2022, ascendería hasta los 576 millones de euros. A continuación, se ha representado en la Figura 16 la energía mensual exportada a Francia con un gráfico de barras azules, la energía importada de Francia con barras naranjas y, finalmente, la estimación del beneficio bruto francés a raíz del mecanismo con una línea roja referenciada al eje derecho.

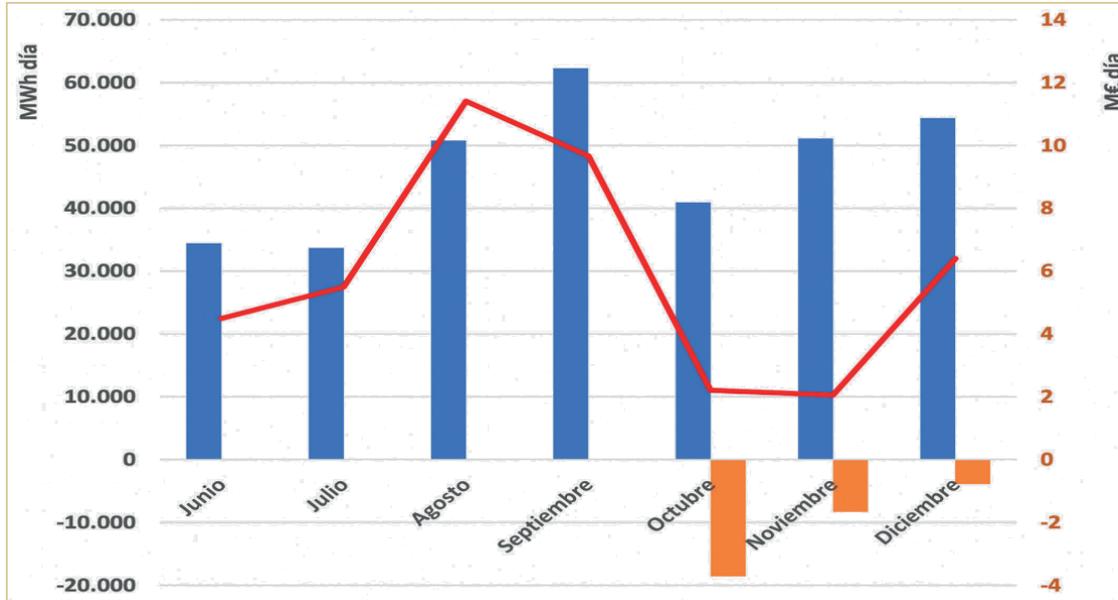


Figura 16. Energía mensual exportada a Francia, energía importada de Francia y estimación del beneficio bruto francés a raíz de la aplicación del mecanismo. Fuente: [12].

- El caso de Portugal es más particular, ya que este país también se ha beneficiado, pero por diferentes motivos.
 - Los ingresos obtenidos por las congestiones en la interconexión entre España y Francia se utilizaron para reducir el coste del recargo que pagan los consumidores ibéricos, por lo tanto, los consumidores portugueses también se beneficiaron de esto.
 - La compensación pagada a las centrales que usan combustibles fósiles redujo el precio que pagaron los consumidores portugueses por electricidad que se produjo en España y se consumió en Portugal.
 - En Portugal hay un mayor porcentaje de demanda exenta de pagar el mecanismo que en España, por lo que al repartirse el coste de la compensación entre la demanda no exenta, los consumidores españoles estarían pagando parte de la electricidad producida y consumida en el país vecino.

Hasta el 31 de diciembre de 2022, la cantidad que España ha dado a Portugal a raíz del mecanismo asciende hasta los 1280 millones de euros.

- Por último, Marruecos, aunque en menor cantidad, también se ha beneficiado del mecanismo aplicado. Esto se debe a que este país también adquiere la electricidad de España a un precio subvencionado. En este caso, a diferencia de Francia, el país no devuelve la mitad de las rentas de congestión, sino que al no formar parte del mercado europeo, debe adquirir la energía eléctrica a través de una “unidad de adquisición” y pagar el recargo correspondiente como si este fuera un consumidor español. Por este motivo, también se benefició del hecho de que las rentas de congestión entre España y Francia se usaran para financiar el coste de la compensación. El importe que España ha dado a Marruecos a raíz de la aplicación del mecanismo, hasta el 31 de diciembre de 2022, asciende hasta los 56 millones de euros.

En total, entre el 15 de junio y el 31 de diciembre de 2022, la aplicación del mecanismo de ajuste o excepción ibérica ha supuesto una transferencia de rentas a los países vecinos de 1912 millones de euros.

Como se ha demostrado, la metodología utilizada por el gobierno para calcular el ahorro de los consumidores a raíz de la aplicación del mecanismo es, cuanto menos, cuestionable. Se ha podido comprobar que los efectos son dispares en función del tipo de consumidor, siendo menor el beneficio cuanto mayor es el grado de vulnerabilidad del consumidor, lo cual es contrario al supuesto fin en este tipo de situaciones donde se pretende, precisamente, que estos consumidores sean los menos afectados por, en este caso, la repentina subida de precios del gas en Europa. Además, la estimación del gobierno no tiene en cuenta las compensaciones futuras que habrá que pagar tanto a instalaciones renovables con derecho a prima como a las instalaciones no peninsulares ni el impacto en la cantidad que se recauda de los generadores en concepto de minoración de impuestos. Por último, por si no fuera suficiente, la aplicación de la excepción ibérica ha supuesto una transferencia de 1912 millones de euros a los países vecinos en seis meses y medio.

Una vez explicados los efectos a corto plazo, se procede a explicar las consecuencias a largo plazo de la aplicación del mecanismo de ajuste o excepción ibérica.

4.3.3. Impacto a largo plazo

En primer lugar, hay que analizar la situación de los generadores en el largo plazo. Como se ha explicado anteriormente, tan sólo los generadores regulados, renovables con prima e instalaciones emisoras no peninsulares, se han visto afectados sustancialmente en el corto plazo por la aplicación del mecanismo. Sin embargo, para estos, el impacto a medio o largo plazo es nulo por los motivos que se exponen a continuación:

- Este tipo de generadores no se ven afectados a medio/largo plazo ya que obtienen una “rentabilidad razonable” independientemente del precio de mercado. Esto se traduce en que el mecanismo de ajuste conlleva un aumento de la retribución regulada de estas instalaciones en los siguientes periodos regulatorios y con los consiguientes intereses, tal que el valor actual de los flujos de caja que reciben no se ve afectado.
- De igual forma, los productores no peninsulares también reciben una remuneración regulada basada en sus costes. Por este motivo, la situación es muy parecida a la descrita anteriormente, ya que cualquier medida que reduzca el precio del mercado conllevará un aumento de la retribución regulada.

Por esto, aunque pueda parecer que estos generadores se han visto perjudicados por el mecanismo, la realidad es distinta, ya que lo que hayan dejado de ingresar en 2022 a causa del mecanismo lo recuperarán en los próximos años. De esta forma puede concluirse que el efecto neto de la aplicación del mecanismo nada tiene que ver con los 4500 millones de ahorro que afirma la ministra española, sino más bien lo contrario, ya que teniendo en cuenta todos los factores a corto y largo plazo, se ha producido un incremento neto en el coste total para los consumidores españoles de, aproximadamente, 1912 millones de euros que irán destinados a los países vecinos.

Además de las consecuencias económicas explicadas, la aplicación de la excepción ibérica tiene otra serie de implicaciones o consecuencias que se mencionan a continuación:

- Los consumidores peninsulares ya no tienen la posibilidad de firmar contratos a precio fijo con las comercializadoras, ya que éstos son incapaces de cubrir los riesgos asociados a las fluctuaciones de los recargos utilizados para financiar las compensaciones que se pagan a los generadores. Por esto, son los consumidores quienes finalmente tienen que asumir este coste añadido. Para ponerlo en contexto, este importe asociado a la compensación para los generadores afectados por el mecanismo en algunas ocasiones ha llegado a ser casi tan alto como el coste de la energía, duplicando de esta forma la factura de los consumidores.
- El hecho de que renovar, prorrogar o firmar un nuevo contrato con un minorista alternativo implique que el consumidor pase de estar exento de pagar el recargo a no estarlo, afecta claramente al desarrollo de la competencia en el mercado minorista, actuando como barrera para que cualquier consumidor cambie de suministrador
- Con la aplicación del mecanismo se rompe el principio de uniformidad tarifaria, ya que los consumidores no peninsulares que se encuentren en el mercado libre están exentos de pagar los recargos facturados por el operador del mercado y del sistema, suponiendo además una discriminación en contra de los consumidores no peninsulares acogidos a la tarifa PVPC. De hecho, precisamente son los consumidores no peninsulares vulnerables los que no pueden evitar contribuir a esos recargos, ya que estos sólo pueden recibir el bono social eléctrico y térmico si están bajo la tarifa PVPC, mientras que los consumidores no peninsulares no vulnerables podrían evitar contribuir a esos recargos mediante el mercado libre.
- La liquidez de los mercados a plazo se ve claramente afectada por la intervención del gobierno para reducir el precio del mercado spot. Esto es debido a que, tanto las comercializadoras como los consumidores no encuentran el motivo para firmar contratos a plazo para protegerse de los posibles altos precios del mercado spot si consideran que, si esto llegara a suceder, el gobierno intervendría para reducirlos. Si esto no hubiera sido así, tanto las comercializadoras como los consumidores tendrían más incentivos para cubrir sus riesgos con contratos a plazo.

Curiosamente, uno de los mayores problemas actuales es, precisamente, la falta de liquidez en los mercados a plazo. El gobierno español, en una propuesta de reforma del mercado presentada en marzo de 2023, atribuye este fenómeno a un "fallo de mercado". Sin embargo, es más que probable, que si el gobierno no hubiera intervenido en el funcionamiento del mercado con la excepción ibérica, una gran parte de los consumidores estaría buscando firmar contratos a largo plazo para cubrirse de los posibles riesgos futuros.

Conclusiones

Como se ha podido comprobar, la efectividad de la excepción ibérica es como mínimo, cuestionable, no sólo por el coste que ha supuesto para los consumidores españoles financiar a los países vecinos, sino porque ya existía una limitación para los ingresos de los generadores, ya fuera por contar con una retribución regulada (RECORE o productores no peninsulares) o por la aplicación de una minoración de los ingresos superiores a 67 EUR/MWh. Además, como se ha

explicado durante este apartado, la medida ha supuesto un obstáculo para el desarrollo de la competencia, algo que choca frontalmente con los objetivos de las políticas energéticas europeas.

Otro aspecto muy importante es la asombrosa asignación de los costes para pagar el mecanismo, ya que precisamente los consumidores más vulnerables han sido los menos beneficiados. Una solución que podría haber sido más eficaz hubiera sido introducir un impuesto sobre los beneficios extraordinarios, no sobre las ventas, y usar esta recaudación para ayudar, mediante ayudas directas, a los consumidores más vulnerables del país, garantizando una política social realmente progresiva.

Una vez explicada la excepción ibérica y su impacto en los agentes del sistema eléctrico español y en los operadores de los países vecinos, se procede a explicar el mecanismo alternativo propuesto de forma cualitativa.

5. Propuesta alternativa al mecanismo de ajuste de la excepción ibérica

En la sección 4.3 se describen una buena parte de las implicaciones que el mecanismo de ajuste empleado en la excepción ibérica tiene sobre el correcto funcionamiento del mercado. Por definición, cualquier subsidio, si bien puede estar plenamente justificado desde el punto de vista social, supone una pérdida de eficiencia del despacho económico. Uno de los impactos directos de la aplicación de subsidios a los combustibles en mercados eléctricos regionales es la alteración del adecuado flujo económico a través de las interconexiones transfronterizas.

El objeto de este trabajo es partir de la propuesta realizada en Batlle et al. (2022) y estudiar la posibilidad de implantar un nuevo mecanismo de oferta, enfocado a minimizar las distorsiones en los flujos por la interconexión en un contexto en el que el parque generador recibe subsidios al combustible. En este apartado se introduce el mecanismo, desarrollado en Allawad et al. (2022).

El formato de oferta propuesto permitiría a los generadores peninsulares presentar sus ofertas de energía a diversos precios en los distintos nodos. En este caso, tendrían la posibilidad de ofrecer su energía al precio subvencionado en el mercado eléctrico de la península, mientras que en el nodo francés presentarían su energía sin el beneficio de la subvención. El algoritmo de casación garantizaría que la suma de las cantidades de energía casadas no sobrepase la capacidad máxima de generación de ninguna de las unidades generadoras en ningún periodo, evitando así posibles situaciones inviables, además de asegurar que la capacidad de la interconexión no se vea excedida en ningún escenario. A continuación, se explica el diseño propuesto en mayor detalle.

5.1 Formato y algoritmo propuestos

Para visualizar el mecanismo propuesto, a continuación, se presenta en la Figura 17 un ejemplo de cómo podrían integrarse las ofertas de exportación propuestas en el algoritmo del mercado regional, mostrando un primer caso donde no se aplica el diseño propuesto y un segundo caso donde sí. Para ello, se ha considerado un mercado eléctrico regional que engloba tres sistemas eléctricos, A, B y C. Cada sistema cuenta con sus propias unidades generadoras, denominadas como $G_{x,y}$, donde 'x' es la zona de generación e 'y' es el número de la unidad generadora en su respectiva zona. Por último, se han definido una serie de interconexiones entre las zonas denominadas Iab e Ibc.

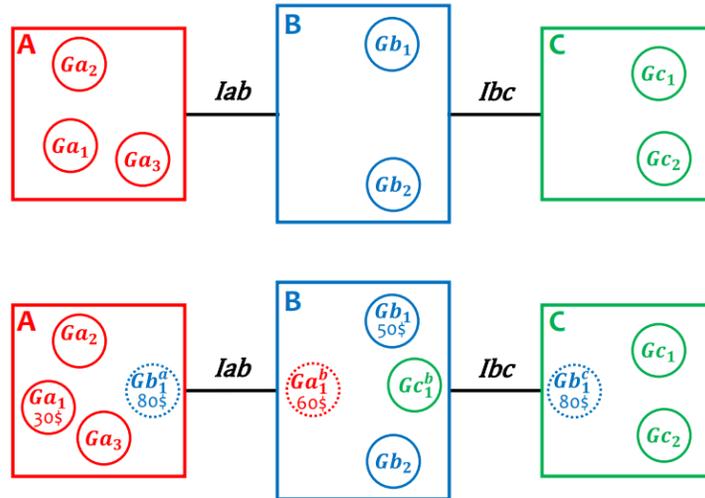


Figura 17: Representación de la aplicación del formato de oferta alternativo propuesto. Fuente: [10].

El formato de oferta de exportación propuesto permitiría a la unidad generadora Gb1, por ejemplo, ofrecer 100 MW a 50 \$/MWh en la zona B y la misma cantidad a 80 \$/MWh en las zonas A y C. Pese a esto, el algoritmo se encargaría de garantizar que la energía total a ser generada por esta unidad, una vez casada, no excediera la potencia máxima asignada, es decir, 100 MW en este ejemplo. A su vez, el algoritmo debe garantizar que la capacidad de transmisión de las interconexiones no se excede en ningún momento.

Una vez que se ha explicado cualitativamente el funcionamiento del mecanismo alternativo propuesto, se procede a explicar como se ha llevado a cabo el modelado de los sistemas eléctricos para posteriormente, en el apartado 7, explicar como esta propuesta se ha introducido en el modelo.

6. Modelado de los sistemas eléctricos

Para desarrollar un mecanismo de casación alternativo para un mercado regional en un contexto de subsidios nacionales, en este caso el mercado europeo con la excepción ibérica, se diseñó una herramienta capaz de simular los sistemas eléctricos de la Península Ibérica y Francia. El modelo en esencia realiza una optimización del despacho económico (Unit Commitment) de dos nodos (MIBEL y Francia), reflejando la capacidad real de interconexión y obteniendo el precio marginal del mercado en cada hora a partir del cálculo del precio marginal correspondiente al coste marginal del despacho económico (variable dual de la restricción de la demanda). El propósito principal es comparar los efectos generados por el mecanismo de ajuste de la excepción ibérica frente a los resultados del mecanismo alternativo diseñado.

Para llevar a cabo la calibración de la herramienta, se ha elegido una semana representativa durante la cual la excepción ibérica estuvo en vigor. Esta semana específica corresponde al período del 20 al 26 de junio de 2022. Este marco temporal permitirá evaluar de manera efectiva cómo opera el mecanismo alternativo en una situación práctica y comprender sus implicaciones en comparación con la excepción ibérica.

6.1 Estructura de generación en la península ibérica

Se considera el sistema eléctrico español y portugués como un sistema de un único nodo, descartando reflejar la capacidad de interconexión entre ambos países, en primer lugar por considerarla suficiente en la gran mayoría de las horas y, principalmente, porque el objeto del análisis es estudiar el impacto de las medidas regulatorias sobre el flujo por la interconexión con Francia.

En la Figura 18, se presenta la potencia instalada en ambos países en el mes de junio de 2022.

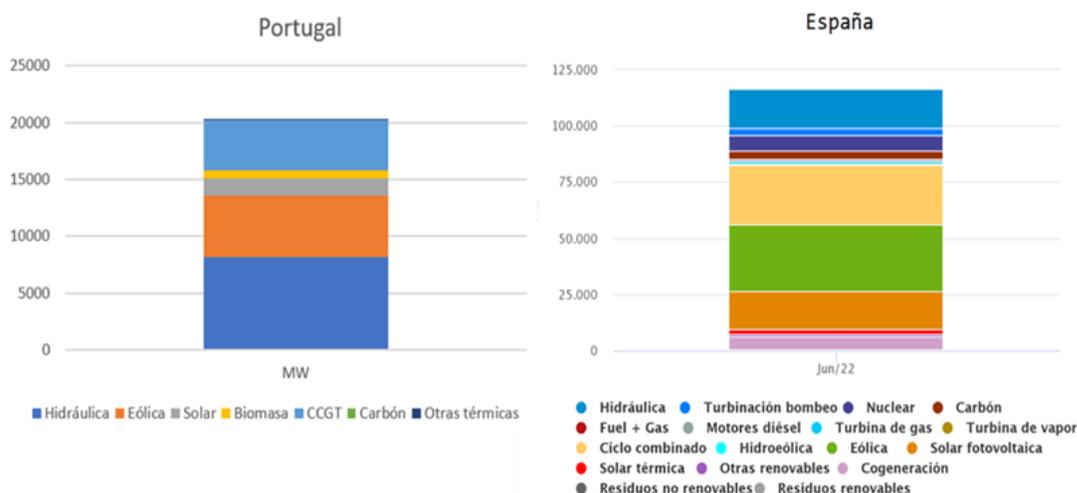


Figura 18. Potencia instalada en Portugal y España. Fuente: [5].

Se destaca en primer lugar la significativa diferencia en la potencia instalada total entre el sistema español y el portugués. Además, se evidencia que algunas tecnologías tienen una capacidad de

generación tan limitada que resultan irrelevantes para la operación del sistema. Por este motivo, se omitirán ciertas tecnologías a la hora de definir las unidades de generación del sistema ibérico en el modelo. Este enfoque permitirá concentrarnos en las tecnologías más representativas y significativas en términos de potencia instalada, lo que debería capturar de manera efectiva las tendencias y comportamientos del sistema.

Para lograr una mayor precisión en la replicación del comportamiento del sistema ibérico durante la semana seleccionada (20-26 de junio de 2022), se estudió detalladamente la estructura de generación específica de esa semana, con el fin de detectar la capacidad que por diferentes motivos pudiera no estar disponible durante ese periodo de tiempo. La generación horaria a partir de fuentes renovables se considera como un dato de entrada al modelo, tomando la registrada en aquella semana.

A continuación, se ha representado en la Figura 19 la estructura de generación horaria española (medida en MWh) de la semana seleccionada para realizar el estudio. Cada día se ha representado por separado, pudiendo ver claramente la generación horaria de cada tecnología junto con la demanda peninsular, los saldos de interconexión y el consumo de bombeo. Los datos han sido obtenidos a partir de la página web del operador del sistema español, Red Eléctrica.

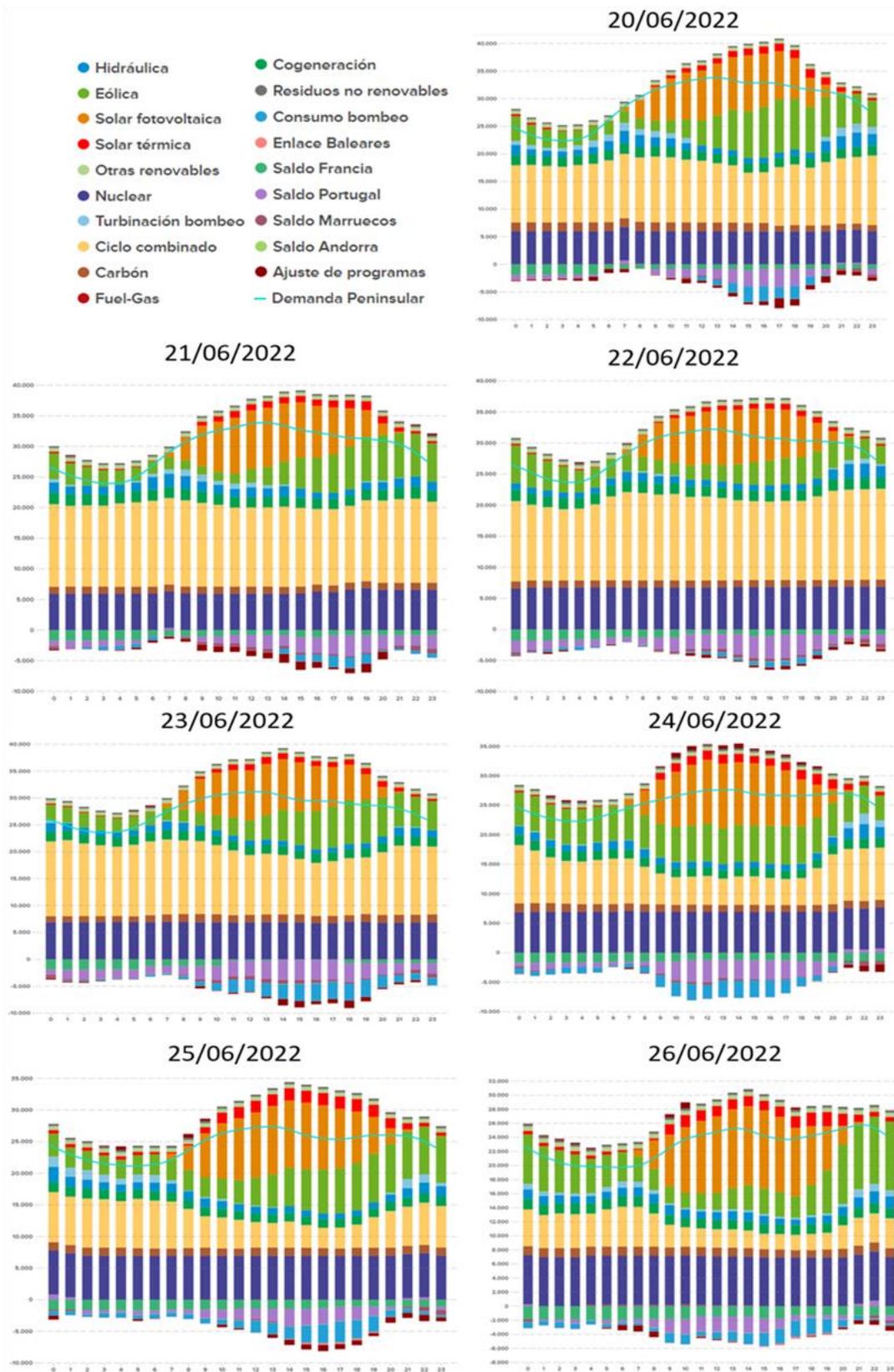


Figura 19. Estructura de generación horaria española [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [4].

A partir del análisis de las gráficas representadas pueden sacarse las siguientes conclusiones:

- La generación nuclear es prácticamente constante durante toda la semana, generando, aproximadamente, unos 7000 MWh en todo momento.
- Pese a contar con una potencia instalada de carbón de unos 3750 MW, la generación durante esa semana no supera los 1500 MWh. Cabe recalcar que, en todas las horas de la semana, hay generación mediante esta tecnología, con un mínimo de aproximadamente 1000 MWh.
- La generación mediante ciclos combinados siempre está muy presente, siendo en muchas horas de la semana la tecnología predominante en el mix. Esto era lo esperado, ya que, además de ser una tecnología con una gran cantidad de potencia instalada en el sistema, gracias al mecanismo de ajuste, el coste de la generación de este tipo de tecnologías se ha rebajado artificialmente. Además, al igual que el carbón y la nuclear, es una tecnología que está presente en todas las horas de la semana.
- La generación mediante cogeneración, al igual que las analizadas hasta el momento, está presente en todas las horas de la semana. Además, su generación es prácticamente constante, con pequeñas variaciones, pero rondando los 2500 MWh en todas las horas.
- La generación hidráulica, en mayor o menor medida, también está presente en todas las horas de la semana. El comportamiento de este tipo de generación tiene algunas peculiaridades respecto a las demás, las cuales se mencionarán a la hora de explicar cómo se ha implementado el algoritmo de casación. De la misma forma se hará con la tecnología de bombeo, la cual está poco presente durante la semana debido a su reducida capacidad de generación.
- La generación eólica también está presente en todas las horas de la semana, aunque puede verse claramente la variabilidad de esta en función del día de la semana y de las horas del día siendo, normalmente, mayor su presencia al principio y al final de cada día.
- La generación solar tiene un comportamiento muy característico, tanto la fotovoltaica como la térmica, alcanzando, lógicamente, sus picos de generación en las horas centrales del día y prácticamente desapareciendo completamente al principio y al final de cada día.
- La máxima generación horaria alcanzada en la semana se alcanza el 20 de junio, siendo algo más de 40000 MWh. El mínimo se alcanza el 26 de junio, siendo algo más de 22000 MWh.
- Por último, hay una pequeña cantidad de generación presente en todas las horas por parte de las tecnologías clasificadas como “Otras renovables”, que incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica, y “Residuos no renovables”.

Estas conclusiones sirven de base para la implementación de la estructura de generación en el modelo y para la posterior calibración del mismo.

Una vez se ha analizado la estructura de generación española durante esa semana, se ha representado en la Figura 20 la generación horaria portuguesa durante esa misma semana, mostrando cada día por separado para posteriormente realizar el análisis análogo. Los datos se han obtenido de la página web del operador del sistema portugués, Redes Energéticas Nacionais (REN).

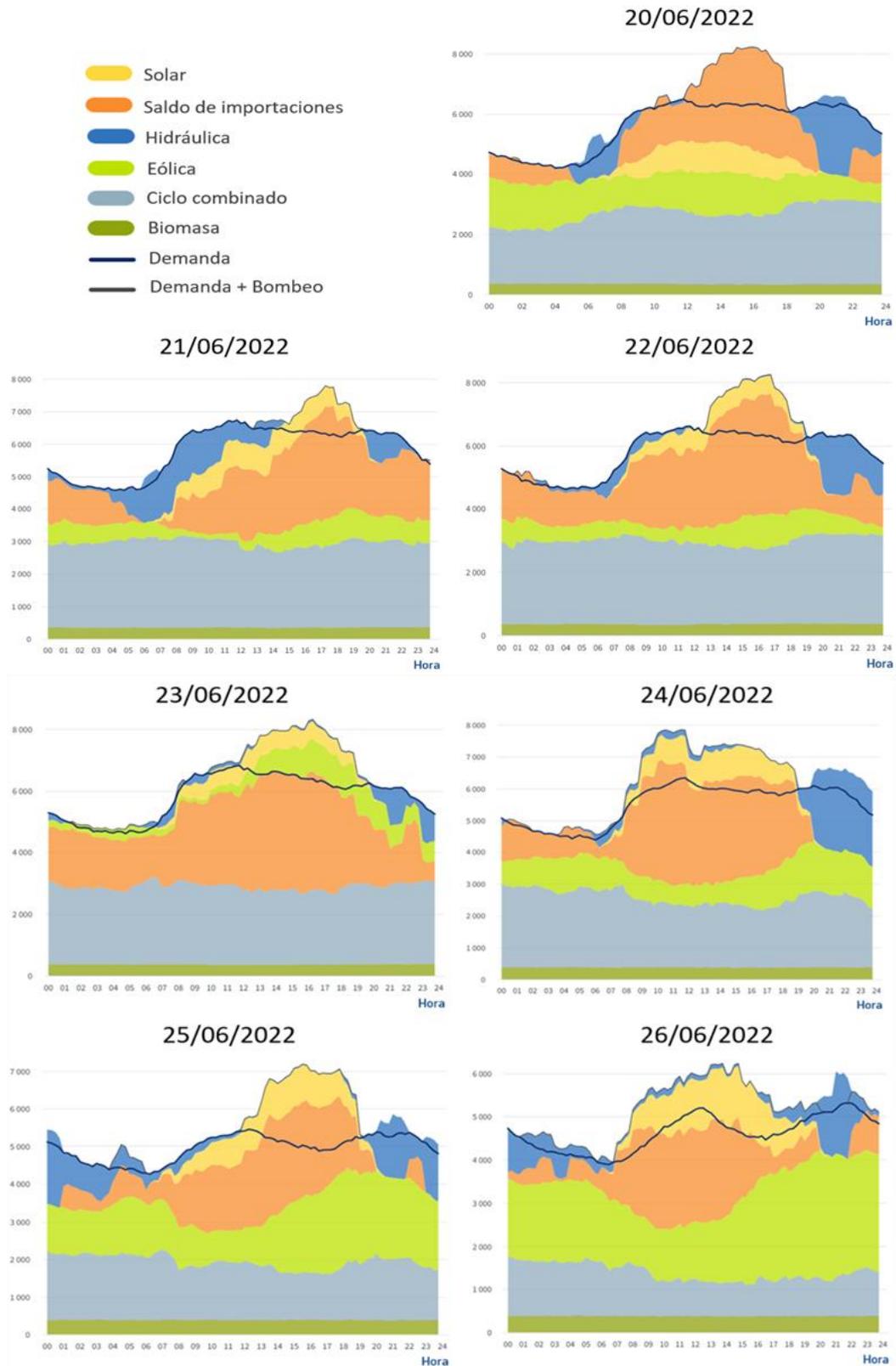


Figura 20. Estructura de generación horaria portuguesa [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [6].

De lo mostrado es posible extraer las siguientes conclusiones:

- La generación a partir de ciclos combinados está muy presente en el sistema portugués, siendo en algunos momentos la tecnología predominante en el mix.
- Las importaciones de energía eléctrica provenientes de España están presentes en prácticamente todas las horas de la semana, siendo una parte importante de la estructura de generación portuguesa.
- Puede verse claramente la variabilidad de la generación por parte de la energía eólica en función del día de la semana y de las horas del día siendo, normalmente, mayor su presencia al principio y al final de cada día.
- La presencia de la generación solar, debido a su relativa poca capacidad instalada en el sistema, no destaca en el mix energético ninguno de los días.
- La biomasa funciona como una tecnología de generación de base, manteniéndose constante durante todos los días de la semana, generando alrededor de 350 MWh cada hora.
- Por último, puede apreciarse claramente el comportamiento de la tecnología hidráulica, generando energía, mayoritariamente, en los momentos en los que la energía solar no está disponible.

Una vez analizada la estructura de generación peninsular, se procede a estudiar la generación francesa.

6.2 Estructura de generación de Francia

Francia es, históricamente, una potencia nuclear en Europa, con datos significativos que respaldan esta afirmación. En el año 2021, el país produjo casi el 70% de su electricidad mediante la energía nuclear, equivalente a aproximadamente 360 teravatios-hora. Este impresionante porcentaje, reportado por el operador del sistema eléctrico francés, Réseau de Transport d'Électricité (RTE), representa un aumento significativo de 7,5 puntos porcentuales en comparación con el año 2020. Sin embargo, la situación ha experimentado un cambio notable en el último año.

Durante el año 2022, muchos de los reactores nucleares franceses se han visto obligados a detener su producción debido, principalmente, a un problema de corrosión en el circuito primario de refrigeración que comprometía la seguridad de numerosas centrales. Este problema será de gran relevancia a la hora de analizar la estructura de generación francesa durante la semana seleccionada para llevar a cabo el estudio, ya que durante esa semana sólo estaba disponible, aproximadamente, el 50% de la capacidad total instalada de esta tecnología. A continuación, se ha representado en la figura Figura 21 la potencia instalada total en el país.



Figura 21. Potencia instalada en el sistema eléctrico francés. Fuente: [22].

Puede verse la clara superioridad de la energía nuclear en el sistema, contando también con una gran presencia de la energía hidráulica y eólica.

De la misma forma que se ha hecho para el sistema peninsular, a continuación, se ha representado en la Figura 22 la estructura de generación de la semana seleccionada para el estudio en concreto, pudiendo así realizar el análisis con mayor precisión. Los datos se han obtenido a partir de la página web del operador del sistema francés, RTE.

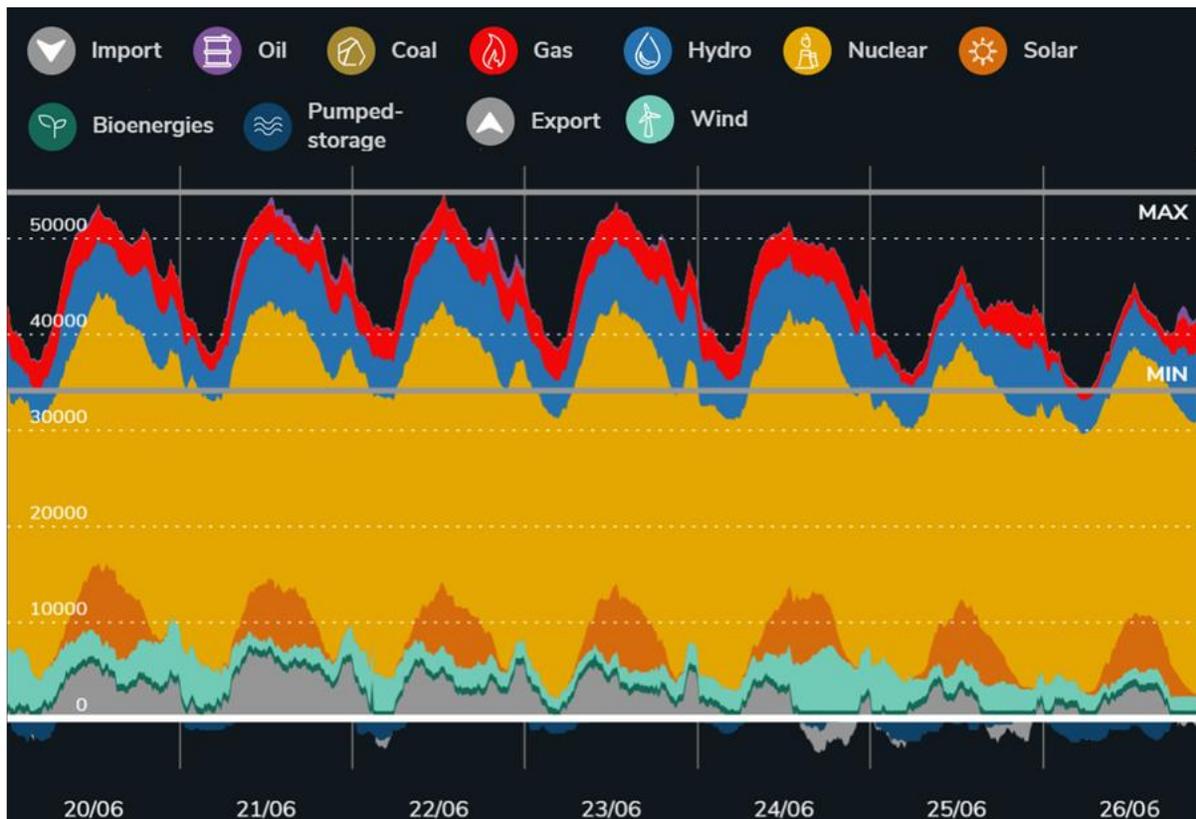


Figura 22. Estructura de generación horaria francesa [MWh] desde el 20 de junio al 26 de junio de 2022. Fuente: [21].

A partir del análisis de la gráfica representada pueden sacarse las siguientes conclusiones:

- La generación nuclear, pese a no contar con toda su potencia instalada, fue, indudablemente, la tecnología predominante en el mix energético francés durante esa semana. La generación media fue de unos 28000MWh constantes, por lo que será la potencia que se le asignará a esta unidad para generar constantemente durante la semana.
- La generación hidráulica está presente durante toda la semana, siendo también una parte relevante del mix energético francés. Pese a esto, la potencia máxima generada durante la semana es de unos 7000 MW, mucho menor a los 25000 MW instalados.
- Puede comprobarse que las importaciones y exportaciones, en color grisáceo, varían durante la semana, aunque parece que predomina el sentido importador. Es importante recalcar que lo representado corresponde con el saldo importador o exportador neto, es decir, tiene en cuenta todas las interconexiones francesas con otros países, siendo España uno de ellos, pero ni mucho menos el único.
- La generación de carbón durante esa semana es prácticamente inexistente, estando alrededor de los 200 MWh durante todas las horas de la semana.
- La generación solar y eólica tienen menor presencia en la estructura de generación francesa que en la peninsular, aunque en ciertos momentos de la semana, entre los dos, suman más del 20% del mix total.
- La generación por parte de las tecnologías que utilizan gas para generar energía eléctrica está presente durante toda la semana, aunque su relevancia es significativamente menor a la vista en la estructura de generación peninsular.
- Los biocombustibles tienen una presencia pequeña pero constante durante toda la semana, generando alrededor de 750MW de forma continuada. Este tipo de tecnología se modelará como parte de la energía renovable en el sistema francés.
- La generación total es mayor que la peninsular, alcanzando un máximo de 53600 MW el 22 de junio y un mínimo de, aproximadamente, 35000 MW.

Una vez comprendida la estructura de generación de ambos sistemas eléctricos, se procede a replicar los grupos generadores en el modelo creado en el software informático GAMS.

6.3 Implementación de la estructura de generación en el modelo de optimización

Para crear un modelo que emule de manera precisa los sistemas eléctricos, es fundamental replicar de la mejor forma posible los grupos generadores de los sistemas que se deseen modelar. Para lograr esto, a partir del análisis realizado previamente, se crearán diferentes ‘supergrupos generadores’ que representarán a varias centrales generadoras como si fueran una única central. Por ejemplo, a la hora de modelar los grupos nucleares franceses, no se definirá cada unidad de generación nuclear por separado con sus respectivas capacidades máximas de generación. En su lugar, dado que la generación nuclear se mantiene constante durante toda la semana, se ha definido

un solo grupo que estará constantemente conectado a la red generando 28000MW, la potencia que la energía nuclear ha aportado durante el período analizado.

A continuación, en la Tabla ii, se muestran los diferentes grupos generadores definidos en el modelo, tanto para el sistema ibérico como para el francés. Por el momento, solamente se especifica la potencia máxima de los grupos, dejando el ajuste de los demás parámetros para la sección 8.1 donde se calibrará el modelo. Esto permite un enfoque más gradual y preciso en el desarrollo del modelo completo.

Tabla ii. Implementación de la potencia instalada en el modelo

Grupo	Potencia máxima [MW]	Grupo	Potencia máxima [MW]
Península Ibérica		Francia	
Nuclear	7000	Nuclear	28000
Carbón	1500	Carbón	200
CCGT1	4000	CCGT1	2000
CCGT2	1800	CCGT2	1500
CCGT3	1500	CCGT3	1000
CCGT4	1150	CCGT4	500
CCGT5	1850	CCGT5	500
CCGT6	1000	Hidráulica	7000
CCGT7	1000	Bombeo	2300
Hidráulica	3000	Importación1	1100
Bombeo	1500	Importación2	1300
CCGT1_Portugal	1500	Importación3	1500
CCGT2_Portugal	1500		
Hidráulica_Portugal	1500		
Bombeo_Portugal	1500		

En primer lugar, puede apreciarse como las centrales de ciclo combinado (CCGT) han sido divididas en diferentes grupos con diferentes capacidades máximas. Esta segmentación se ha realizado para poder capturar las variaciones en los costes de generación, con la intención de replicar la realidad de la mejor forma posible. En segundo lugar, pueden verse unos grupos de generación en el sistema francés llamados ‘Importación’. Estos grupos, como puede intuirse, simulan el resto de las interconexiones con las que cuenta Francia. El modelado de la interconexión Península-Francia será explicado más adelante. Es importante comprender que, cuando dos sistemas eléctricos diferentes están interconectados entre sí, el país donde el mercado marque un precio marginal menor exportará su energía eléctrica al sistema donde el precio sea mayor. Este flujo continuará hasta que los precios de los dos sistemas se igualen o hasta que la capacidad de la interconexión alcance su límite.

Para establecer los grupos definidos como ‘Importación’, se han analizado los flujos de las diferentes interconexiones a partir de la siguiente gráfica (Figura 23) obtenida del operador del sistema francés, RTE.

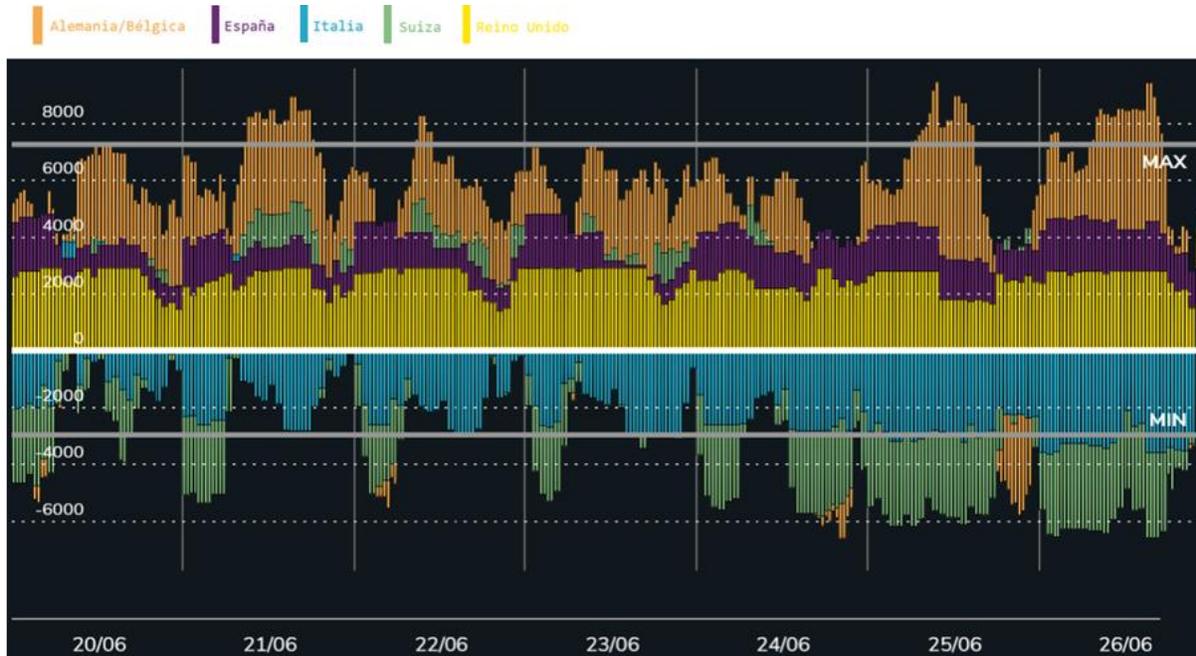


Figura 23. Flujos de energía [MWh] por las diferentes interconexiones del sistema eléctrico francés. Fuente: [23].

En la Figura 23 pueden verse las importaciones y exportaciones del sistema eléctrico francés durante la semana estudiada, habiendo sido las importaciones representadas en la parte positiva del gráfico y las exportaciones en la parte negativa. Es importante recalcar que en el gráfico está incluida la interconexión con España que, como se ha dicho anteriormente, será modelada de otro modo. Es interesante ver como el flujo de la interconexión con España, en la semana analizada, siempre está en sentido importador hacia Francia, reflejando el efecto del mecanismo de ajuste.

Por último, es importante destacar que, tanto las tecnologías de generación renovable como la cogeneración, no han sido incluidas en la tabla mencionada previamente. Esto se debe a dos razones fundamentales:

- **Generación Intermitente:** Las tecnologías de generación renovable, como la solar y la eólica, no son gestionables, lo que significa que su producción de energía depende totalmente de la disponibilidad de recursos naturales, como la radiación solar o la fuerza del viento. Por lo tanto, su modelado debe abordarse de manera diferente. En el modelo, se ha establecido una cantidad de generación renovable para cada hora que coincide con la generación real observada en cada hora de la semana seleccionada para el estudio (ver Figura 19, Figura 20 y Figura 22). Esta misma aproximación se ha aplicado a la tecnología de cogeneración.
- **Precios cercanos a cero o negativos:** Las energías renovables ofrecen su energía a precios muy cercanos a cero o incluso negativos, dado que sus costos variables son prácticamente nulos una vez que la infraestructura está en funcionamiento. Esto puede verificarse observando la Figura 24 proporcionada por OMIE, donde se muestran los precios a los que los productores de energías renovables han ofertado su energía en el mercado diario ibérico desde el año 2018 hasta el 2021.



Figura 24. Ofertas de las tecnologías renovables en el mercado diario ibérico desde 2018 hasta 2022. Fuente: [24].

Puede comprobarse como, efectivamente, la inmensa mayoría de la energía ofertada por estas tecnologías tiene un precio menor a 10 EUR/MWh. De hecho, es interesante aclarar que las ofertas que superan ese precio no se deben a un coste mayor de producción, sino a una mayor incertidumbre en la producción. Es decir, ciertos productores que tienen poca certeza sobre la cantidad de energía que generará su central renovable, ya sea eólica o solar, ofertan esa posible energía que podrían producir a un precio mayor. Esto se debe a que, en caso de entrar en la casación del mercado diario y no ser capaces de generar esa energía que han vendido, tendrían que acudir a los mercados de ajuste, ya sean los intradiarios o el continuo, para poder suministrar esa energía que han vendido. Por lo tanto, esta estrategia les permite gestionar la incertidumbre y garantizar que, incluso en condiciones adversas de generación, no se verán perjudicados económicamente.

En cuanto a la cogeneración, es importante resaltar que es una actividad regulada, lo que implica que opera bajo un régimen retributivo específico. Esta regulación es de este modo debido a que la cogeneración es una tecnología de alta eficiencia que guarda una estrecha relación con la industria, y cuenta con un potencial significativo tanto para el ahorro de energía primaria como para la reducción de emisiones.

Esta tecnología es una herramienta valiosa para la mejora de la eficiencia energética, y su aplicación se extiende a través de procesos industriales que pueden beneficiarse de la generación simultánea de calor y electricidad. Este enfoque no solo contribuye a la optimización de recursos, sino que también tiene implicaciones positivas en la sostenibilidad ambiental, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la eficiencia en el uso de combustibles y recursos energéticos. La regulación específica para la cogeneración reconoce y fomenta estas ventajas, incentivando su adopción y contribuyendo a una matriz energética más eficiente y ecológicamente responsable. Pese a esto, su presencia en el mix energético español está en declive como puede comprobarse en la siguiente Figura 25.

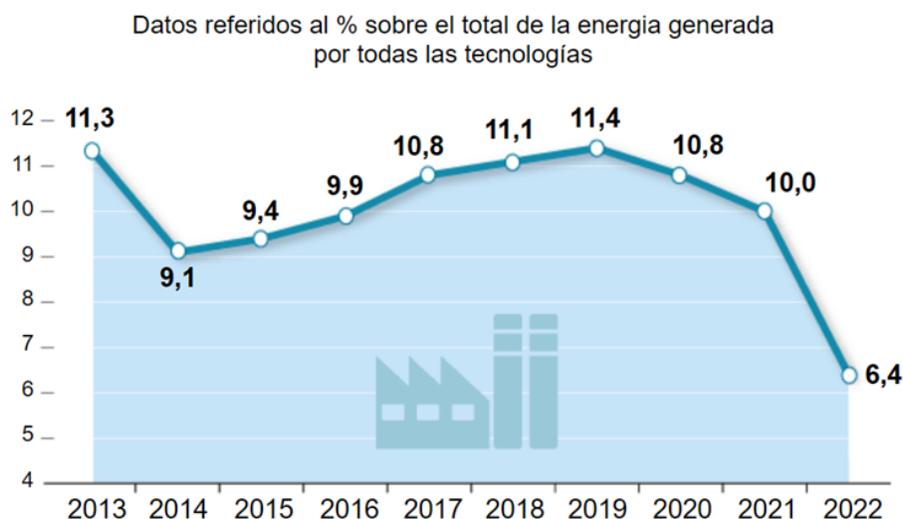


Figura 25. Evolución porcentual de la energía de cogeneración en España. Fuente: [25].

Una vez comprendido el proceso que se ha llevado a cabo para la implementación de la estructura de generación en el modelo, se procede a explicar la formulación del modelo.

6.4 Formulación del modelo

En esta sección se explica el diseño del modelo en el software informático GAMS, con el objetivo de replicar el comportamiento de los sistemas eléctricos de la península ibérica y Francia. Por el momento, no se incorpora el mecanismo de casación alternativo, sino que el enfoque está centrado en replicar el comportamiento habitual del mercado diario. Para describir como se ha llevado a cabo la formulación del modelo, primero se realizará una introducción sobre cómo funcionan los modelos a corto plazo.

A corto plazo, es decir, en intervalos que van de un día a una semana, un sistema eléctrico se enfrenta al problema de la programación horaria óptima de las unidades térmicas, renovables, hidráulicas y de acumulación por bombeo. Este problema engloba el compromiso de las unidades o unit commitment (decisiones de arranque y parada de las unidades térmicas) y el despacho (determinación de la producción horaria de cada unidad generadora). Las decisiones de arranque y parada de las unidades generadoras se ven afectadas por la forma de la curva de demanda de electricidad a lo largo del tiempo. La periodicidad de la curva cronológica de la demanda es semanal: los patrones de consumo son aproximadamente los mismos de un día laborable a otro, pero varían los fines de semana. Por consiguiente, las decisiones de arranque y parada suelen ajustarse a un ciclo semanal, ya que estas operaciones deben reducirse al mínimo para evitar el envejecimiento prematuro de los equipos.

El objetivo de un modelo semanal es, por tanto, obtener una programación horaria para cada unidad de generación que permita satisfacer la demanda del sistema con un coste mínimo, teniendo en cuenta las orientaciones a largo plazo (como el valor de los recursos hídricos).

Los modelos de programación semanal cubren:

- El funcionamiento de las unidades generadoras, incluyendo las decisiones de arranque y parada y la programación horaria provisional de todas las unidades generadoras.
- Las consideraciones económicas, con la previsión de los costes de explotación y marginales.

En el caso de centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, también hay que decidir cómo asignar la energía hidroeléctrica disponible durante la semana. Este problema también suele denominarse coordinación hidrotérmica a corto plazo y está ineludiblemente asociado al problema de compromiso de unidades, ya que una buena gestión de los embalses puede evitar la necesidad de poner en marcha unidades térmicas para cubrir los picos de demanda.

La optimización de las decisiones debe diseñarse para tener en cuenta los costes de producción asociados a la generación mediante combustibles fósiles, que dependen del precio del combustible y de las actividades de explotación y mantenimiento de la central. Los costes de generación hidráulica, por el contrario, son menos relevantes y pueden considerarse insignificantes en comparación con los costes de las centrales térmicas. No obstante, dado que el agua es un recurso limitado, las reservas deben gestionarse de forma óptima a lo largo del tiempo. Los modelos de coordinación hidrotérmica a corto plazo pueden, por tanto, recibir aportaciones de los modelos a medio o largo plazo en forma de directrices para evitar políticas de explotación "cortoplacistas".

En este caso, el periodo temporal a modelar es de una semana, es decir, 168 horas. El modelo debe cubrir toda la demanda de cada una de estas horas con las unidades generadoras disponibles en el sistema, que son las descritas en el apartado 6.3. Para poder realizar el proyecto, se han tenido una serie de consideraciones a la hora de diseñar el modelo:

- La red de transmisión eléctrica no se ha modelado. Esto se denomina un enfoque de nodo único.
- Ciertas unidades, nuclear en este caso, están obligadas a generar energía en todo momento.
- Las 168 horas de la semana se han modelado como periodos. Cada hora corresponde a un periodo.
- Las unidades térmicas, excepto las nucleares, pueden apagarse o encenderse en cualquier periodo.
- No se consideran los costes de mantenimiento de las centrales.
- Se ha definido una cantidad máxima de energía a generar por las centrales hidráulicas durante la semana simulando la cantidad de agua disponible. Esta se especifica en la calibración del modelo.

Una vez entendido el diseño de los modelos a corto plazo para replicar un sistema eléctrico, se procede a explicar en detalle el algoritmo elaborado para el desarrollo de este proyecto.

Como se ha mencionado, el objetivo fundamental del modelo es la operación de las plantas generadoras del sistema para cubrir toda la demanda horaria al mínimo coste posible. Para hacer esto posible, al tener dos sistemas interconectados, se han declarado tres funciones objetivo que el programa trata de minimizar. Estas funciones objetivo representan el coste de operación de cada uno de los sistemas por separado y el coste total de estos. Se han representado a continuación.

Función objetivo del coste de operación total:

$$\text{Min} \sum_p^{168} \left[c^{pns} * (pns_p + pns_{f_p}) + \sum_g [\beta_g * u_{gp} + \alpha_g * q_{gp} + CO2p * CO2r_g * q_{gp}] + Cogen_p * Cvar_cogen \right]$$

Donde:

- c^{pns} : Coste de la energía no servida.
- pns_p : Cantidad de energía no servida en España en un periodo 'p' [MWh].
- β_g : Coste fijo de cada planta de generación térmica.
- u_{gp} : Variable binaria [1,0] que indica si una central térmica 'g' está encendida o apagada en un periodo 'p'.
- α_g : Coste variable de generación de cada planta térmica 'g'.
- q_{gp} : Cantidad de energía generada por una planta térmica 'g' en un periodo 'p' [€/MWh].
- $CO2p$: Precio establecido para los permisos de emisión de CO2 [EUR/tCO2e].
- $CO2r_g$: Ratio de emisión de CO2 establecido para cada unidad de generación térmica 'g'.
- $Cogen_p$: Cantidad de energía generada por plantas de cogeneración en cada periodo 'p' [€/MWh].
- $Cvar_cogen$: Coste establecido para la generación por cogeneración [€/MWh].

Función objetivo del coste de operación del sistema peninsular:

$$\text{Min} \sum_p^{168} \left[c^{pns} * pns_p + \sum_g [\beta_g * u_{gp} + \alpha_g * q_{gp} + CO2p * CO2r_g * q_{gp}] + Cogen_p * Cvar_{cogen} \right]$$

En esta función se especifica que todas las variables deben pertenecer al área del sistema ibérico, a diferencia de la anterior.

Función objetivo del coste de operación del sistema francés:

$$\text{Min} \sum_p^{168} \left[c^{pns} * pnsf_p + \sum_g [\beta_g * u_{gp} + \alpha_g * q_{gp} + CO2p * CO2r_g * q_{gp}] \right]$$

En esta función se especifica que todas las variables deben pertenecer al área del sistema francés.

Puede observarse como no se mencionan las centrales de generación renovable, hidráulica o de bombeo. Esto se debe a que estas, al carecer de costes de operación, no son una variable a tener en cuenta en las funciones objetivos a optimizar. Sin embargo, se incluyen en la función utilizada para igualar la generación y la demanda de los sistemas, la cual se define a continuación.

Una vez definidas las funciones objetivo a minimizar, se declaran las restricciones que debe cumplir el modelo a la hora de optimizarlas. Estas deben cumplirse en todos los periodos (horas) de la simulación.

Ecuación de la generación y demanda ibérica:

$$\sum_g q_{gp} + \sum_h q_{hp} + \sum_b [q_{bp} - pumpt_{bp}] + Resg_p + Cogen_p + pns_p = Demib_p + inter_p$$

Donde:

- q_{hp} : Generación de una unidad hidráulica ‘h’ en un periodo ‘p’.
- q_{bp} : Generación de una unidad de bombeo ‘b’ en un periodo ‘p’.
- $pumpt_{bp}$: Consumo de una unidad de bombeo ‘b’ en un periodo ‘p’.
- $Resg_p$: Generación renovable en un periodo ‘p’.
- $Demib_p$: Demanda ibérica en un periodo ‘p’.
- $inter_p$: Flujo de la interconexión España-Francia en un periodo ‘p’.

Como se puede intuir, se ha establecido la condición de que todas estas variables deben pertenecer al área de la península.

Ecuación de la generación y demanda francesa:

$$\sum_g q_{gp} + \sum_h q_{hp} + \sum_b [q_{bp} - pumpt_{bp}] + Resgf_p + pnsf_p = Demf_p - inter_p$$

Se puede observar que la ecuación es prácticamente idéntica a la anterior, pero en este caso, las variables hacen referencia al área francesa. Por último, el flujo de la interconexión, representado con la variable “interp”, será positivo cuando el flujo de energía eléctrica sea desde España hacia Francia.

El flujo de la interconexión estará limitado por su capacidad, que se ha fijado en 2500 MW. Esta decisión se fundamenta en el hecho de que, como se puede observar en la siguiente Figura 26, durante el período comprendido entre el 20 de junio y el 30 de julio, que se considera representativo, el flujo máximo registrado a través de la interconexión alcanza esa cantidad.

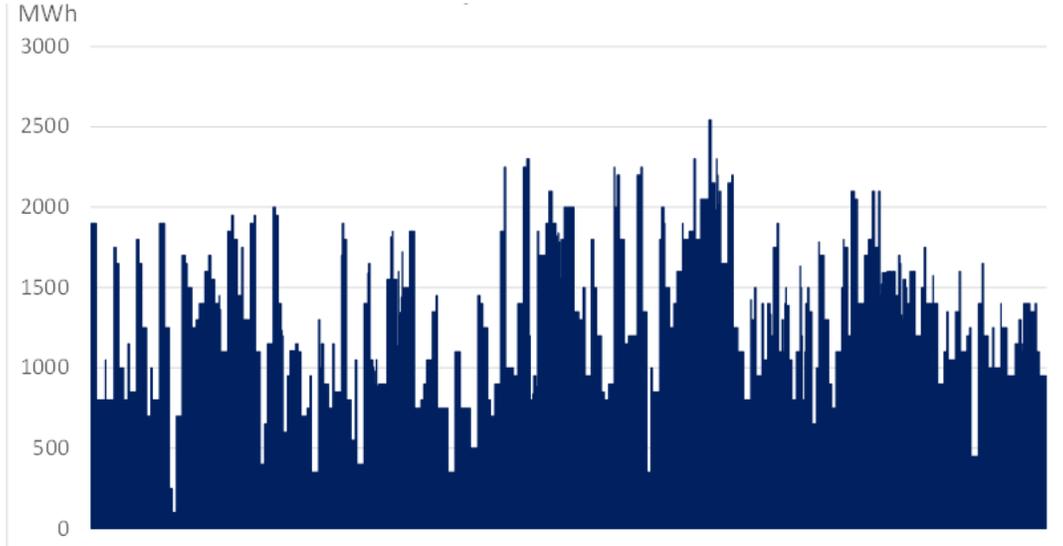


Figura 26: Flujo de la interconexión en sentido España-Francia desde el 20 de junio al 30 de julio de 2022. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de RTE.

Una vez explicadas las ecuaciones que igualan la generación y la demanda de ambos sistemas, se procede a representar el resto de las restricciones formuladas en el modelo.

Ecuación del encendido o apagado de las unidades:

$$u_{gp} = u_{g(p-1)} + y_{gp} - z_{gp}$$

Donde:

- u_{gp} : Variable que indica si una unidad térmica 'g' está encendida o apagada en un periodo 'p'.
- y_{gp} : Variable binaria que indica el arranque de una unidad térmica 'g' en un periodo 'p'.
- z_{gp} : Variable binaria que indica el apagado de una unidad térmica 'g' en un periodo 'p'.

Ecuación del almacenamiento de las centrales de bombeo:

$$sto_{bp} = sto_{b(p-1)} + pump_{bp} * eff - q_{bp}$$

Donde:

- sto_{bp} : Almacenamiento de una unidad de bombeo 'b' en un periodo 'p'.
- eff : Eficiencia de las centrales de bombeo, establecida en 0,7 (70%).

Además de las restricciones expuestas, se han limitado todas las unidades de generación a una generación máxima establecida en el apartado 6.3. De la misma forma, se ha establecido una generación mínima, aunque por simplicidad, se ha asignado el valor de 10 MW a todas las unidades excepto las nucleares que cuentan con una potencia mínima igual que la máxima.

Con respecto a las unidades hidráulicas y de bombeo, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha establecido un almacenamiento máximo para las centrales de bombeo.
- Se ha establecido una capacidad máxima de bombeo para esta tecnología.
- Las centrales hidráulicas cuentan con una capacidad máxima de generación de energía durante la semana simulada, reflejando la disponibilidad de agua con la que contarían. Esta capacidad se ha determinado al sumar las generaciones horarias a lo largo de la semana analizada.

Finalmente, a la hora de resolver el *unit commitment* (UC) planteado en GAMS, se ha utilizado un enfoque MIP (*Mixed Integer Programming*). Este enfoque se refiere a la combinación de variables continuas y variables enteras (binarias). Las variables continuas representan la cantidad de energía generada por cada unidad en un determinado intervalo de tiempo, mientras que las variables binarias o enteras indican si una unidad está encendida o apagada en ese intervalo. El MIP busca encontrar la combinación óptima de encendido/apagado de unidades y la generación de energía para minimizar o maximizar un objetivo dado. En este caso, como se ha explicado, el objetivo consiste en minimizar los costes totales de operación de los sistemas para satisfacer la demanda establecida.

Una vez explicada la formulación del modelo diseñado en GAMS, se procede a la explicación del mecanismo alternativo diseñado. Sin embargo, antes de entrar en detalles sobre dicho mecanismo, se realiza la calibración del modelo, donde se muestran los parámetros completos asignados a las unidades generadoras.

7. Modelado de la propuesta alternativa

Para introducir este nuevo mecanismo en la formulación expuesta en el apartado 6.4, se han introducido las siguientes modificaciones:

- Para modelar este nuevo formato de oferta en el que a los generadores de la península afectados por la subvención se les permite ofertar su energía a un precio diferente en el nodo francés, se han creado una serie de generadores virtuales duplicando los ciclos combinados peninsulares en el sistema francés. Es decir, para cada ciclo combinado situado en el sistema español se crea un generador idéntico con las mismas características (misma capacidad de generación, misma eficiencia, etc.) pero con un coste variable diferente, basado en el coste del mercado del gas (es decir, sin considerar subvención alguna). El cálculo del coste variable de producción de estas plantas (igual a su oferta en el mercado), se calcula según la siguiente fórmula:

$$\text{Nuevo coste de generación} = \text{Coste subvencionado} + \text{Compensación}$$

En esta fórmula, el coste subvencionado corresponde al coste variable de los CCGT indicado en la Tabla iii. La compensación se ha calculado mediante el promedio del precio del gas de MIBGAS desde el 20 de junio al 20 de septiembre. Se ha empleado esta metodología para obtener un valor representativo de la compensación que estos generadores recibieron durante la aplicación del mecanismo de ajuste. Dicho esto, la compensación se calcula mediante la expresión definida en el apartado 4.2 (basado en el precio medio del gas, precio tope y rendimiento estándar):

$$\text{Compensación} = \frac{139 - 40}{0,55} = 180 \text{ [€/MWh]}$$

- Como se ha explicado anteriormente, la suma de la generación de un ciclo combinado peninsular y su respectivo duplicado (generador virtual en Francia), no debe ser mayor a la capacidad de generación total de esa unidad generadora. Esta restricción se ha definido para cada uno de los ciclos combinados peninsulares y duplicados con su respectiva capacidad máxima de generación. Se ha formulado de la siguiente forma:

$$q_{v_i p} + q_{c_i p} \leq P_i \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

Donde:

- $q_{v_i p}$: Generación de un ciclo combinado virtual 'v_i' en un periodo 'p'.
- $q_{c_i p}$: Generación de un ciclo combinado peninsular 'c_i' en un periodo 'p'.
- P_i : Capacidad máxima de generación de una central 'i'.
- n : Número de unidades de generación virtuales.

- La energía generada por estos generadores virtuales proviene de la producción en la Península y se transmite a través de la interconexión hasta Francia. Por este motivo, es necesario restringir la capacidad máxima de estos generadores a la capacidad de la interconexión, denotada como ‘ Φ ’. Esta restricción se ha formulado de la siguiente forma:

$$\sum_v q_{vp} \leq \Phi$$

Donde:

- q_{vp} : Cantidad de energía generada por un generador virtual ‘v’ en un periodo ‘p’.

Esta restricción debe cumplirse para todos los periodos simulados.

- Por último, es necesario especificar, por un lado, que la interconexión definida como ‘inter’ en las ecuaciones de generación y demanda sea igual a cero cuando cualquiera de los ciclos combinados peninsulares esté operativo. De esta forma, se evita que la energía generada a un coste subvencionado se exporte a Francia. Por otro lado, cuando esta situación no se presente, es decir, cuando ninguno de los ciclos combinados peninsulares esté en funcionamiento, es necesario establecer la siguiente restricción:

$$\Phi - \sum_v q_{vp} \geq inter_p$$

Mediante esta restricción, se garantiza que en ningún escenario se exceda la capacidad de la interconexión.

Con la aplicación de estas modificaciones en la formulación del modelo se consigue simular el funcionamiento del mecanismo alternativo propuesto. A continuación, se realiza la calibración del modelo y se analizan los resultados obtenidos tras aplicar el mecanismo propuesto en este apartado.

8. Caso de estudio: Aplicación del mecanismo alternativo a la interconexión MIBEL-Francia

En una primera etapa, se realizó un proceso de calibración del modelo, para garantizar que la herramienta es capaz de reflejar con suficiente representatividad la dinámica de formación de precios en el caso real. A continuación, se describe esta tarea. Posteriormente se desarrolla la simulación en la que se contempla el mecanismo de oferta binodal presentado con anterioridad. La simulación permite evaluar la efectividad de la propuesta y valorar sus potenciales complicaciones.

8.1 Calibración del modelo

Para garantizar el adecuado funcionamiento del modelo y lograr una asignación precisa de los costes de generación, se lleva a cabo la calibración de los parámetros que definen en el modelo a cada unidad de generación. El propósito de este proceso es replicar de manera confiable y precisa el comportamiento real de los sistemas que se están modelando.

Como se ha mencionado, la semana seleccionada para realizar el estudio es la semana del 20 al 26 de junio de 2022. Para la calibración del modelo, los datos entrada, obtenidos a partir de los operadores del sistema español, portugués y francés, fueron los siguientes:

- Demanda de la península ibérica y Francia.
- Generación mediante energía renovable en ambos sistemas durante esa semana.
- Generación mediante cogeneración con su respectivo coste variable.
- Capacidad máxima de generación de las diferentes tecnologías.
- Energía disponible para generar por las tecnologías hidráulicas.
- Almacenamiento máximo de las unidades de bombeo.
- Precio de las emisiones de CO₂.
- Ratios de las emisiones de CO₂ por tecnología.
- Precio de la energía no suministrada.
- Eficiencia de la generación por bombeo, fijada en 70%.
- Índice para modificar los costes variables de las centrales de ciclo combinado en función del precio del gas en MIBGAS durante la semana seleccionada.

A partir de estos datos, se han llevado a cabo diversas iteraciones con el modelo para ajustar los costes de generación de las distintas unidades definidas. En cada iteración se comparó el perfil de precios obtenido con el modelo con los precios reales. El objetivo principal de este proceso es replicar de manera precisa tanto el despacho de generación como el coste marginal de los sistemas durante la semana seleccionada. Es esencial destacar que el mecanismo de ajuste establecido en la excepción ibérica está vigente durante esta semana, por lo tanto, los costes asociados a las plantas afectadas por este mecanismo debían reflejarse en el modelo de la forma más realista posible.

En primer lugar, para realizar una primera aproximación, se llevó a cabo un estudio de correlación entre la potencia casada (generada) por las plantas de ciclo combinado del sistema durante la semana y el precio del mercado (Figura 27).

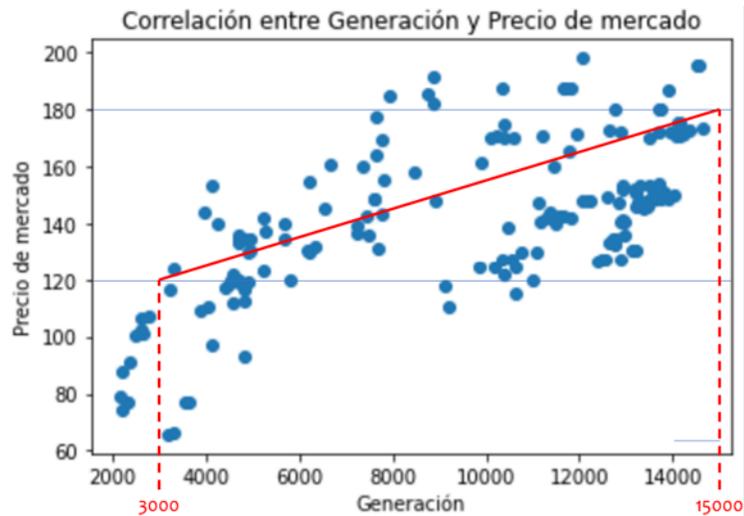


Figura 27: Correlación entre la generación de los ciclos combinados peninsulares y el precio del mercado ibérico. Fuente: Elaboración propia

Como era de esperar, se puede observar una correlación claramente positiva entre la cantidad de generación producida por las centrales de ciclo combinado y el precio del mercado. Como primera aproximación se consideró una regresión simple, indicada por la línea roja, a partir de la cual se determinaron las ofertas de los ciclos combinados. En sucesivas iteraciones, este perfil lineal de precios se fue ajustando para conseguir una curva de oferta más ajustada a la que se deriva de los precios reales. Estas iteraciones se basaron en la comparación de los resultados obtenidos con el despacho y el coste marginal durante esa semana.

Como indicador para valorar la efectividad del modelo para replicar el comportamiento real de ambos sistemas eléctricos, además de la comparación visual de los precios de mercado reales con los obtenidos por el modelo, se utilizó el error absoluto medio porcentual (MAPE), calculado de la siguiente forma:

$$MAPE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n \left| \frac{R_i - M_i}{R_i} \right| * 100(\%)$$

Donde:

- n : Número de periodos =168
- R_i : Valor real del precio de mercado en el periodo i .
- M_i : Valor del precio de mercado en el periodo i obtenido a partir del modelo.

Para mostrar los resultados obtenidos una vez completado el proceso de calibración del modelo, en primer lugar, se ha representado en la Figura 28 el despacho de generación obtenido para la

península ibérica junto con el coste marginal del sistema calculado con el modelo para cada una de las horas de la semana, representado con una línea morada referenciada al eje derecho [EUR/MWh]. Las diferentes unidades de generación se han representado con un diagrama de barras por colores para cada periodo junto con el valor del flujo de la interconexión y el consumo por bombeo con sus respectivas líneas. Cabe aclarar que el valor positivo del flujo de la interconexión representa un flujo desde el sistema peninsular al francés.

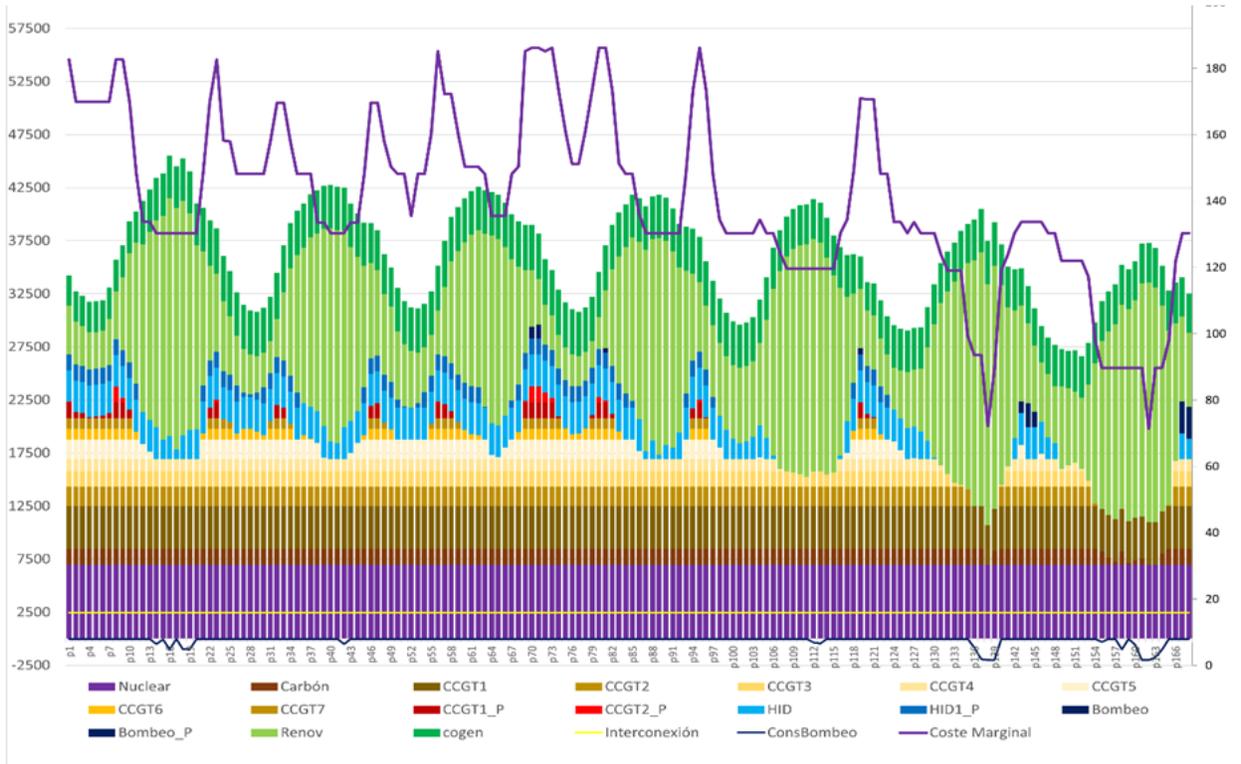


Figura 28: Despacho de generación de la Península junto con el coste marginal del sistema. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se ha representado en la Figura 29 el coste marginal o precio de mercado (que puede verse en la Figura 28) junto al precio real del mercado durante esa semana, pudiendo comprobar la efectividad del modelo a la hora de replicarlo. Bajo la figura puede verse el MAPE calculado para esta simulación.

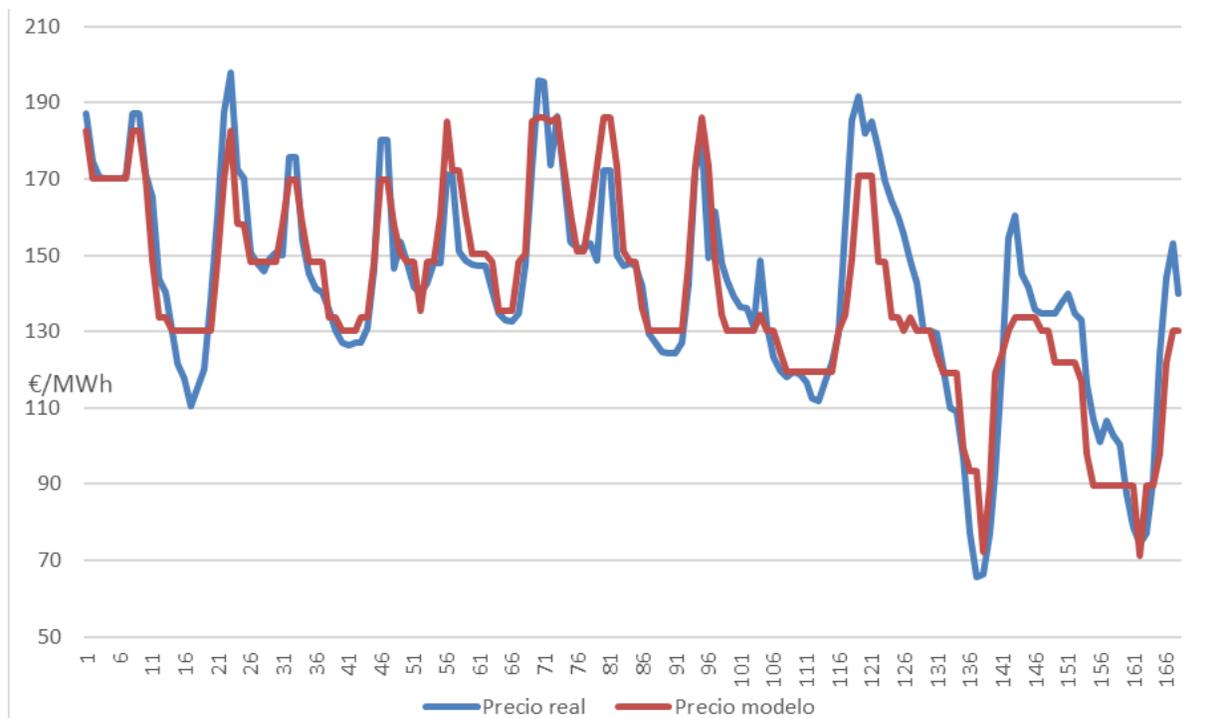


Figura 29: Comparación del precio de mercado de la semana analizada con el precio resultante del modelo. Fuente: Elaboración propia.

$$MAPE = 6,56\%$$

Puede comprobarse como el modelo replica de una forma bastante fiable el comportamiento de la semana en cuestión, obteniendo un error absoluto medio porcentual para el precio de mercado de 6,56%. Además, puede verse como las mayores diferencias se encuentran en los picos de precio, estando estas causadas por la presencia de la generación hidráulica y especialmente por el bombeo, como puede verse en la Figura 28.

De la misma forma que se ha hecho con el sistema peninsular, a continuación, se han representado tanto el despacho de generación en la Figura 30 como la comparación de precios de mercado del sistema francés en la Figura 31. En este caso, el coste marginal se ha representado con una línea roja referenciada al eje derecho. Cabe recalcar que, a diferencia del sistema español, en el mercado eléctrico francés los intervalos temporales son de 15 minutos en lugar de una hora. Esto implica que, mediante los 168 intervalos definidos para representar las horas de toda la semana analizada, no se puede lograr una representación totalmente precisa tanto del despacho de generación como del coste marginal.

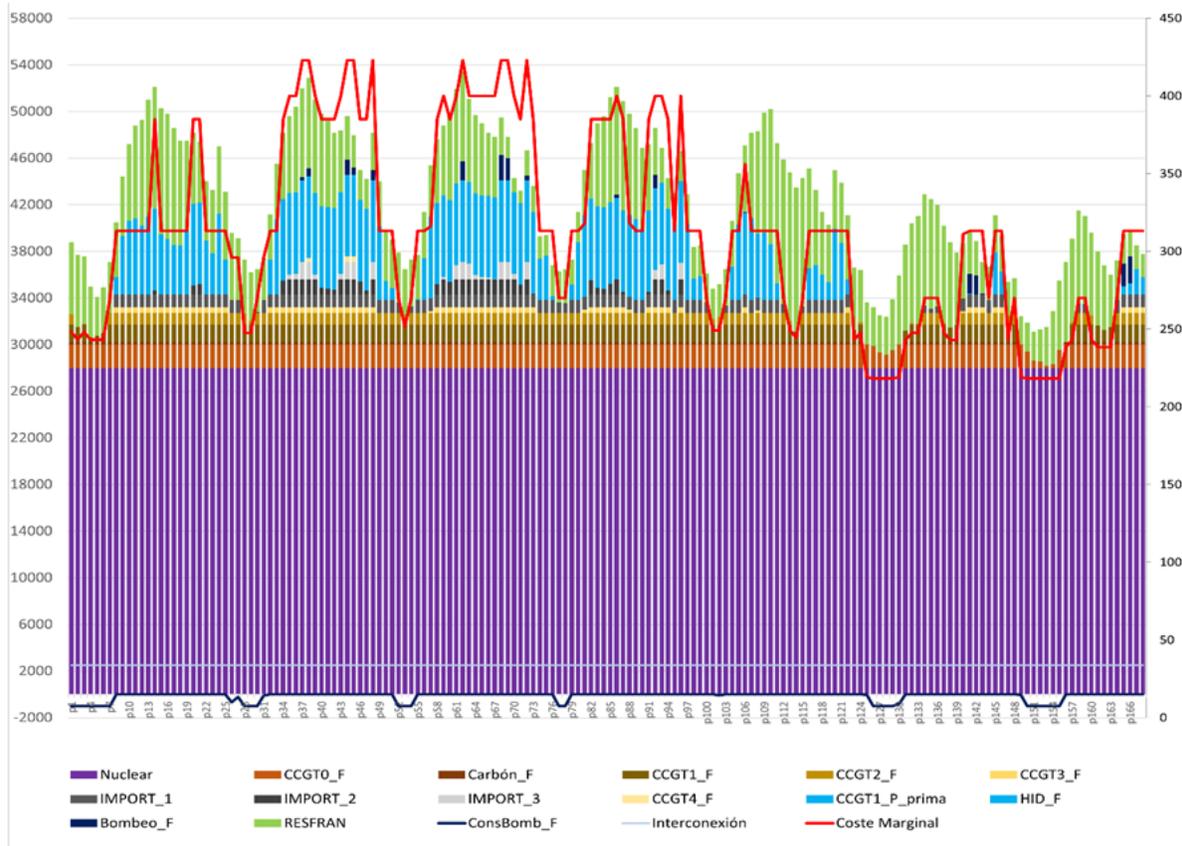


Figura 30: Despacho de generaci3n de Francia junto con el coste marginal del sistema. Fuente: Elaboraci3n propia.

A continuaci3n, al igual que para la península, se ha representado en la Figura 31 el coste marginal o precio de mercado que puede verse en la Figura 30 junto al precio real del mercado franc3s durante esa semana, pudiendo comprobar la efectividad del modelo a la hora de replicarlo. Bajo la figura puede verse el MAPE calculado para esta simulaci3n.

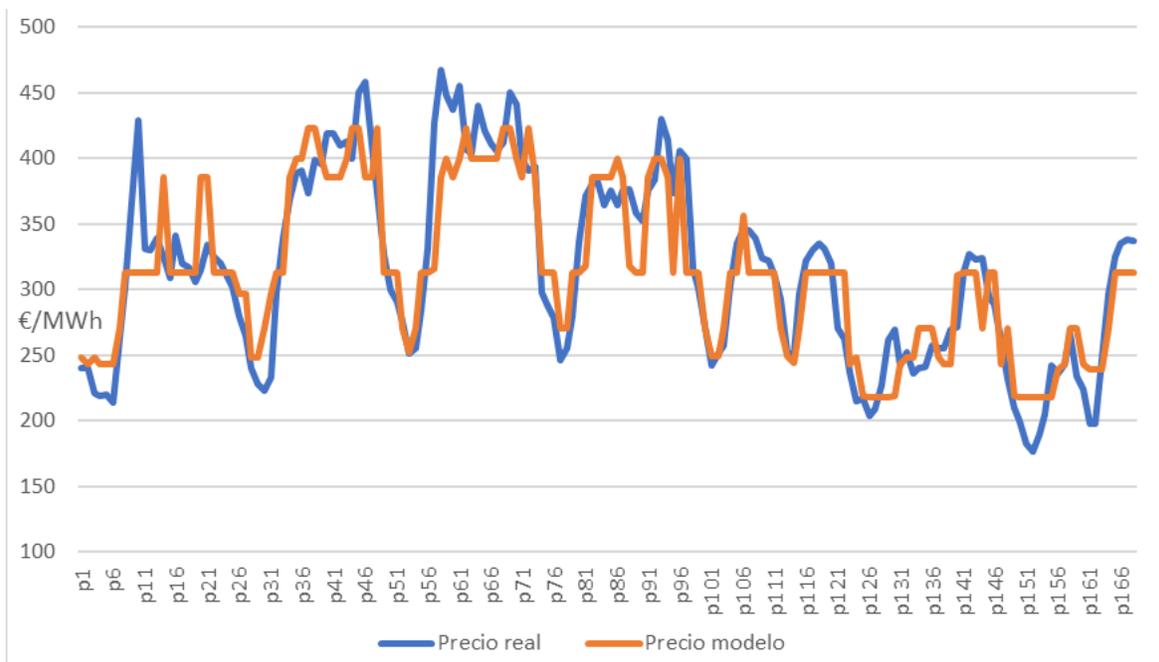


Figura 31: Comparación del precio de mercado de la semana analizada con el precio resultante del modelo. Fuente: Elaboración propia.

$$MAPE = 7,68\%$$

Puede comprobarse como el modelo replica de una forma bastante fiable el comportamiento de la semana en cuestión, obteniendo un error absoluto medio porcentual para el precio de mercado de 7,68%. Este error es superior que el obtenido para el sistema peninsular debido a que, por las características del sistema eléctrico francés, su comportamiento es más complicado de replicar. Además, puede verse como las mayores diferencias se encuentran en los picos de precio, estando estas causadas por la influencia de la generación hidráulica y especialmente por el bombeo, como puede verse en la Figura 30.

Para obtener los resultados presentados, se ajustaron los diversos parámetros que caracterizan a las unidades generadoras después de realizar una serie de iteraciones. Los parámetros que finalmente definen a las unidades de generación del sistema peninsular y francés se muestran en la siguiente Tabla iii:

Tabla iii: Unidades generadoras de ambos sistemas junto con los parámetros que las definen

Grupo	Potencia Máxima [MW]	Coste variable [€/MWh]	Ratio CO2	Energía disponible [MWh]	Capacidad Bombeo [MW]
Península					
Nuclear	7000	4	-	-	-
Carbón	1500	15	0,9	-	-

CCGT1	4000	40	0,4	-	-
CCGT2	1800	68	0,4	-	-
CCGT3	1500	88	0,4	-	-
CCGT4	1150	93	0,4	-	-
CCGT5	1850	103	0,4	-	-
CCGT6	1000	118	0,4	-	-
CCGT7	1000	128	0,4	-	-
Hidráulica	3000	-	-	350	-
Bombeo	1500	-	-	-	1000
CCGT1_Port	1500	140	0,4	-	-
CCGT2_Port	1500	153	0,4	-	-
HidráulicaPort	1500	-	-	100	-
Bombeo_Port	1500	-	-	-	1000
Francia					
Nuclear	28000	170	-	-	-
Carbón	200	160	0,9	-	-
CCGT1	2000	185	0,4	-	-
CCGT2	1500	215	0,4	-	-
CCGT3	1000	220	0,4	-	-
CCGT4	500	285	0,4	-	-
CCGT5	500	400	0,4	-	-
Hidráulica	7000	-	-	550	-
Bombeo	2300	-	-	-	1000
Import1	1100	270	-	-	-
Import2	1300	385	-	-	-
Import3	1500	400	-	-	-

Además de los valores mostrados en la tabla, los siguientes parámetros han sido definidos:

- Coste de emisión de CO₂ = 83 [€/tCO₂e]
- Coste de energía no suministrada = 3000 [€/MWh]

- Coste variable de cogeneración = 30 [€/MWh]
- Eficiencia de las centrales de bombeo = 70%

Para calcular el coste de generación de las centrales que utilizan combustibles fósiles, es necesario sumar al coste variable indicado en la tabla el coste añadido de la emisión de gases de efecto invernadero utilizando el ratio de emisiones de CO₂. Como ejemplo, se muestra el cálculo del coste de generación de la unidad CCGT4 de la península:

$$\text{Coste de generación CCGT4} = 93 + 0,4 * 83 = 126,2 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

Por último, es importante aclarar que este coste de generación no será el mismo en todos los periodos, sino que se ha aplicado un índice para modificar el coste variable de las centrales de ciclo combinado cada día, es decir, cada 24 periodos. Este índice se ha ajustado en función del precio del gas en MIBGAS durante la semana del 20 al 26 de junio de 2022.

Una vez realizada la calibración y definidas todas las unidades de generación con sus parámetros, se procederá a aplicar el mecanismo alternativo propuesto.

8.2 Aplicación del mecanismo alternativo

En este apartado se exponen y analizan los resultados obtenidos tras aplicar el mecanismo alternativo descrito en las secciones 5 y 7.

En primer lugar, se representan en la Figura 32 las curvas agregadas de oferta y demanda del sistema peninsular tanto antes como después de la aplicación del mecanismo alternativo. Esta representación permite la visualización del impacto que dicho mecanismo ejerce en el sistema, lo cual se reflejará en una variación en el coste marginal de este. Para ello, se ha seleccionado un periodo representativo de la simulación para representar ambas curvas.

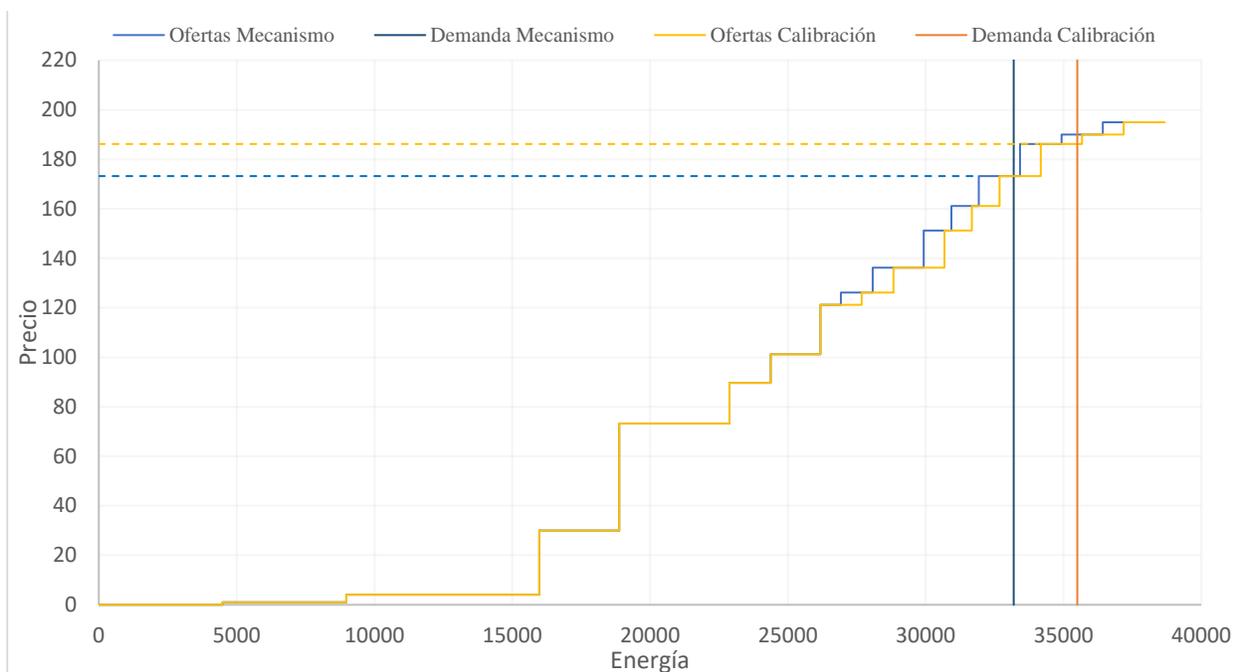


Figura 32: Curvas agregadas de oferta y demanda del sistema peninsular antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Puede comprobarse como la curva de oferta es prácticamente idéntica en ambos escenarios, aunque hay alguna pequeña variación debido a las ofertas de los generadores virtuales en el sistema francés. El cambio más importante se produce en la curva de demanda, la cual se ha representado mediante una línea vertical naranja, ya que al aplicar el mecanismo y “apagar” la interconexión, la demanda se ve reducida en 2500 MW. El impacto de la aplicación del mecanismo propuesto, en este periodo, es la reducción del coste marginal del sistema desde 182,7 a 173,2 [EUR/MWh], representado mediante las líneas discontinuas.

Una vez visto el efecto del mecanismo en las curvas de oferta y demanda peninsulares en un periodo representativo, en la Figura 33, se representa el despacho de generación del sistema peninsular junto con el coste marginal del sistema en todos los periodos simulados, en el cual hay que recordar que la capacidad máxima de generación de los ciclos combinados está asociada a sus respectivos duplicados en el sistema francés.

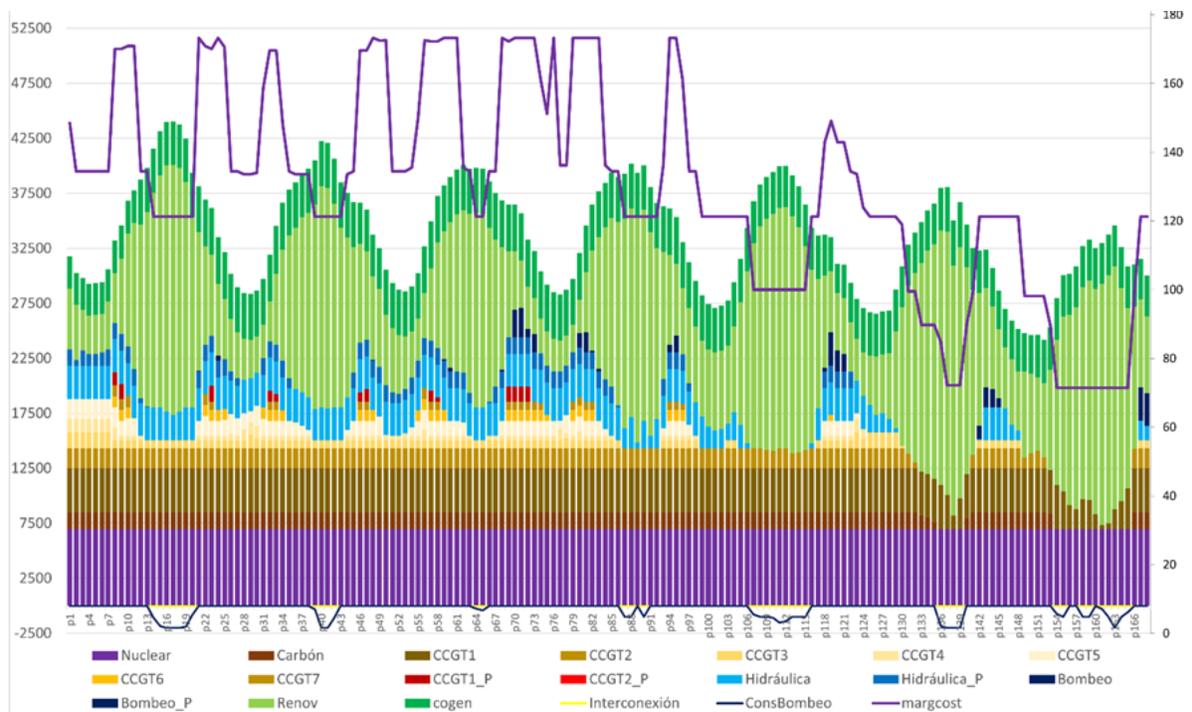


Figura 33: Despacho de generación de la Península con la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Puede comprobarse como el flujo por la interconexión en todos los periodos es nulo. Esto es así debido a que en todos los periodos hay algún ciclo combinado del sistema peninsular activo. La consecuencia de esto es que toda la energía eléctrica que se exporte a Francia será generada por los ciclos combinados virtuales duplicados, es decir, por los ciclos combinados peninsulares que han ofertado su energía a un precio no subvencionado en el sistema francés.

Para analizar con mayor detalle el efecto del mecanismo propuesto, en la Figura 34, se presenta el despacho de generación obtenido durante la calibración (izquierda) y el despacho obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo (derecha), junto con el coste marginal del sistema peninsular en cada periodo.

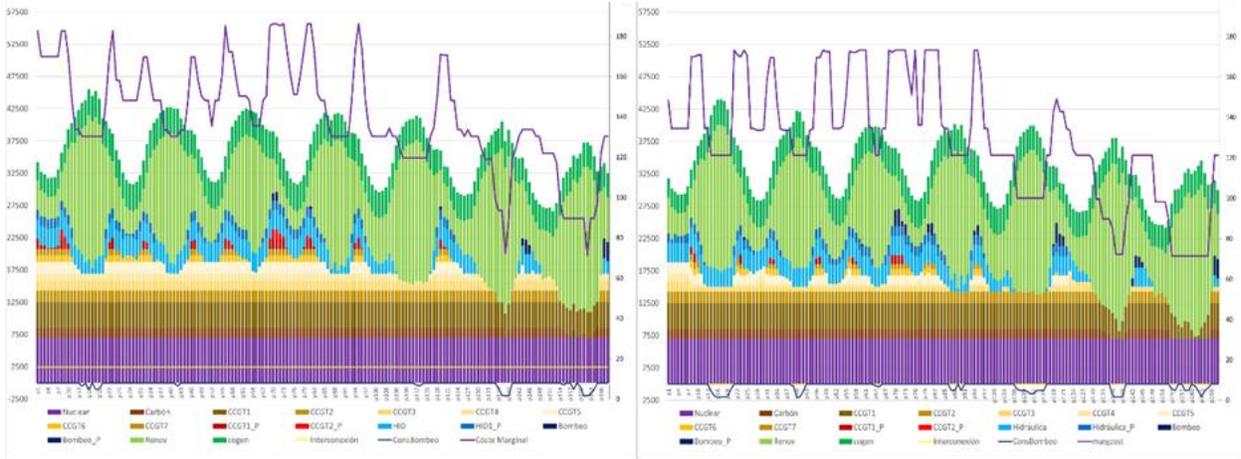


Figura 34: Estructura de generación peninsular antes de aplicar el mecanismo (izquierda) y después (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Observando la figura, pueden obtenerse las siguientes conclusiones:

- El flujo de la interconexión pasa de ser 2500 MW en sentido exportador en todos los periodos a ser nulo cuando se aplica el mecanismo propuesto. Esto se debe a que, dado que en todas las horas simuladas hay ciclos combinados peninsulares activos, toda la exportación de electricidad de España a Francia se realiza a través de los generadores virtuales ubicados artificialmente en el sistema francés.
- La aplicación del mecanismo resulta en una disminución de la demanda en el sistema peninsular debido al flujo nulo de la interconexión, lo que permite que la unidad de generación ‘CCGT2_P’ no se active en ningún periodo, reduciendo el precio máximo alcanzado durante la semana simulada en gran medida, ya que esta unidad es la unidad con mayor coste de generación del sistema.
- Debido a la disminución de los precios, la unidad de bombeo se activa con mayor frecuencia al aplicar el mecanismo. Esto contribuye a reducir los precios máximos y evita que la unidad generadora más costosa tenga que operar para cubrir la demanda.

A continuación, se ha representado en la Figura 35 la comparación del precio de mercado o coste marginal del sistema peninsular obtenido en la calibración con el coste marginal obtenido tras aplicar el mecanismo alternativo, representado con una línea morada en la Figura 33.

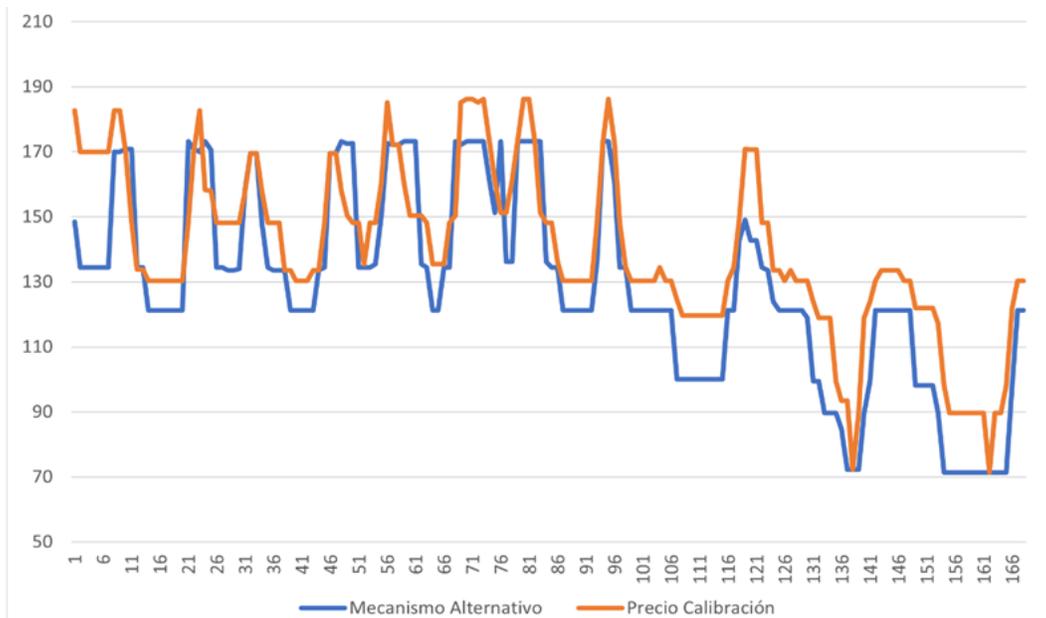


Figura 35: Comparación del precio resultante del mercado ibérico de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse que el coste marginal disminuye en prácticamente todos los periodos al aplicar el mecanismo, con una reducción total promedio del 12% con respecto al precio obtenido en la calibración y una diferencia máxima de precios en un mismo periodo de 35,6 EUR/MWh.

Es relevante destacar los periodos en los que, después de aplicar el mecanismo propuesto, el precio alcanzado es mayor que en la calibración. Esto se debe a la relación entre las capacidades de generación de los ciclos combinados peninsulares y sus duplicados virtuales en el sistema francés. El algoritmo puede determinar que utilizando toda la capacidad de generación de un ciclo combinado peninsular, que es relativamente más económico, en el sistema francés (siempre limitado por la capacidad de la interconexión), el costo total de operación del sistema se reduce, aunque sea necesario activar unidades más costosas en el sistema peninsular para cubrir la demanda. Sin embargo, es importante destacar que, como puede comprobarse, este fenómeno ocurre con poca frecuencia.

Una vez representados y analizados tanto el despacho de generación como la comparación de precios del sistema peninsular, se procede a realizar el análisis análogo con el sistema francés.

En primer lugar, se han representado en la Figura 36 las curvas agregadas de oferta y demanda del sistema francés durante un periodo representativo de la simulación. Esta representación permite la visualización del impacto que dicho mecanismo ejerce en el sistema, lo cual se reflejará en una variación en el coste marginal de este. Cabe destacar que las ofertas de los generadores virtuales se han coloreado de rojo, pudiendo ver así claramente su efecto.

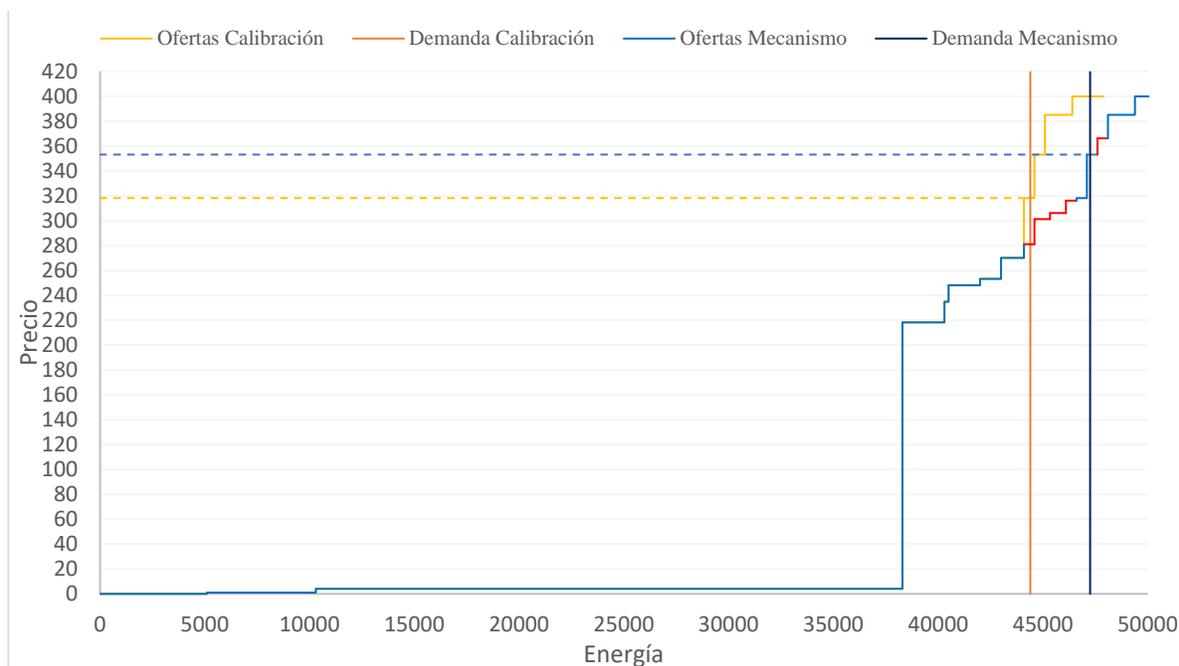


Figura 36: Curvas agregadas de oferta y demanda del sistema francés antes y después de la aplicación del mecanismo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, con la aplicación del mecanismo se observa claramente un aumento en la demanda que deben atender las unidades del sistema, en contraste con la situación en la Península. Este aumento desplaza la línea vertical que representa la demanda hacia la derecha. Además, es evidente cómo la incorporación de generadores virtuales impacta significativamente en la curva de oferta del sistema.

Estos factores contribuyen a un incremento en el coste marginal del sistema en comparación con el escenario de calibración, ya que algunos generadores virtuales no entran en la casación debido a su elevado coste de generación. Como resultado de estos cambios, a diferencia del caso original, en este periodo el flujo de la interconexión Península-Francia no alcanza su límite de capacidad. Finalmente, el coste marginal del sistema, que anteriormente era de 318 EUR/MWh, se incrementa a 353 EUR/MWh, representado mediante las líneas discontinuas.

Una vez visto el efecto del mecanismo en las curvas de oferta y demanda francesas en un periodo representativo, en la Figura 37, se representa el despacho de generación del sistema francés junto con el coste marginal del sistema en todos los periodos simulados tras la aplicación del mecanismo. De nuevo, los generadores virtuales se han representado en color rojo para su fácil identificación.

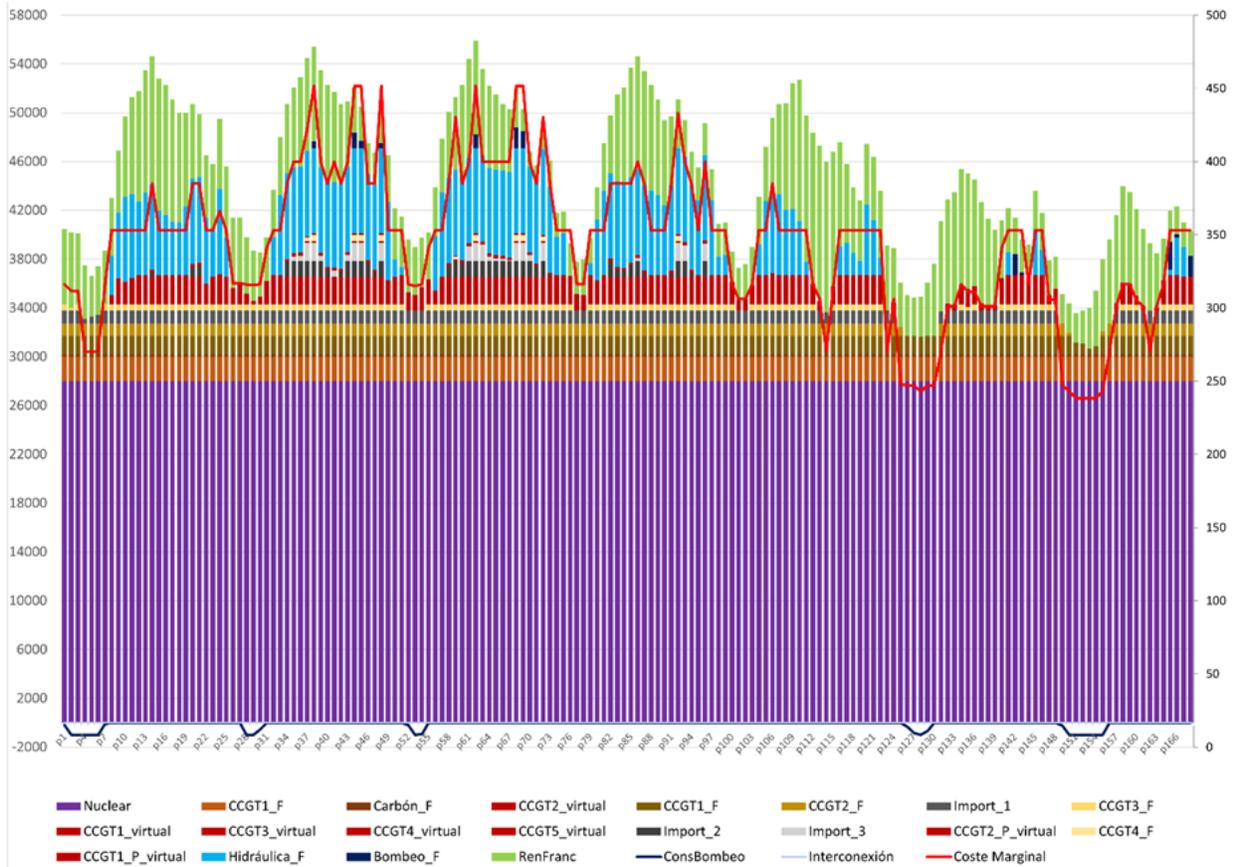


Figura 37: Despacho de generación de Francia con la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Puede comprobarse como en una gran cantidad de periodos los generadores virtuales forman parte de la estructura de generación horaria francesa, nunca superando su generación conjunta la capacidad de la interconexión.

Para analizar con mayor detalle el efecto del mecanismo propuesto, en la Figura 38, se presenta el despacho de generación obtenido durante la calibración (izquierda) y el despacho obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo (derecha), junto con el coste marginal del sistema en cada periodo.

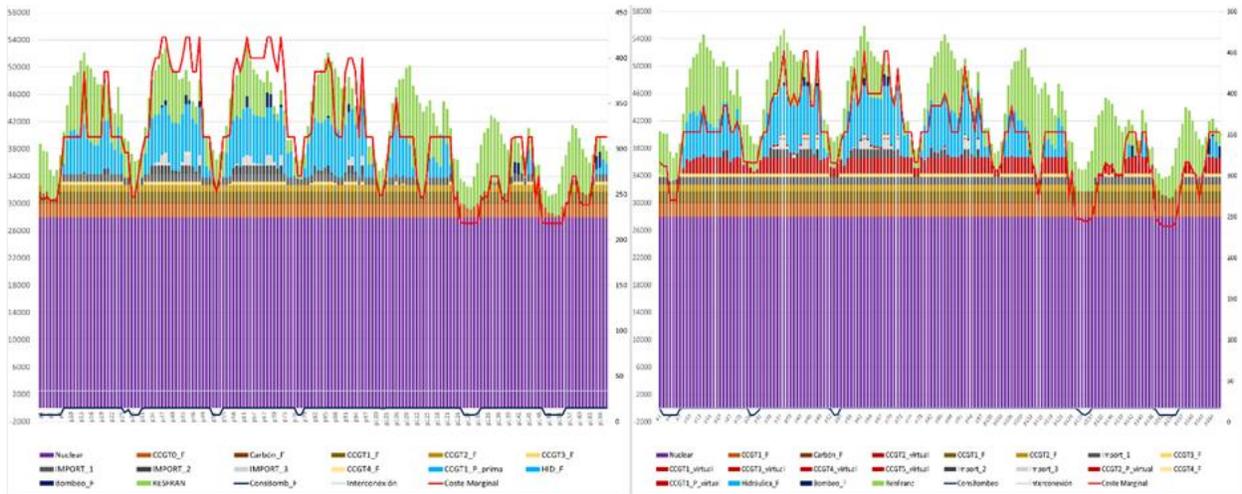


Figura 38: Estructura de generación del sistema francés antes de aplicar el mecanismo (izquierda) y después (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Observando la figura, se obtienen las siguientes conclusiones:

- En este caso la demanda aumenta en 2500 MW, ya que la interconexión está “apagada”. Esto no significa que no exista exportación desde la Península a Francia ya que los ciclos combinados virtuales, representados en rojo, son centrales de generación ubicadas en la Península que se han incluido en el sistema francés para modelar el mecanismo alternativo propuesto.
- Pueden verse ciertos momentos en los que los generadores virtuales no generan nada de energía ya que el algoritmo considera que para satisfacer la demanda de la forma más eficiente posible no son necesarios. Esto es un inconveniente del mecanismo diseñado, ya que al existir en todos los periodos una diferencia de coste marginal entre el sistema peninsular y el francés, siendo el francés siempre mayor, en todo momento debería existir un flujo por la interconexión en el sentido Península-Francia, como ocurre en el caso de la calibración.
- Debido al aumento del coste marginal del sistema en casi todos los periodos, la actuación de la unidad de bombeo es menos frecuente, teniendo menor capacidad para reducir los picos de precios.

A continuación, se ha representado en la Figura 39 la comparación del precio de mercado o coste marginal del sistema francés obtenido en la calibración con el coste marginal obtenido tras aplicar el mecanismo alternativo, el cual también se ha representado con una línea roja en la Figura 37.

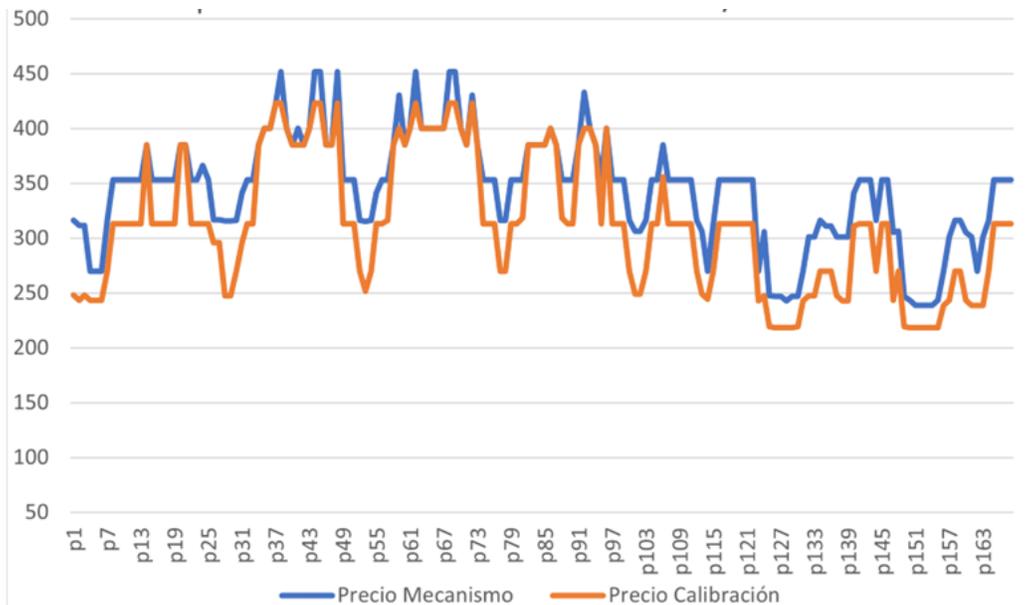


Figura 39: Comparación del precio resultante del mercado francés de la calibración con el obtenido tras la aplicación del mecanismo alternativo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Al contrario que en el sistema peninsular, se observa un aumento en el coste marginal en la mayoría de los periodos al aplicar el mecanismo, con un aumento medio total del 11% en comparación con los precios obtenidos durante la calibración. La mayor diferencia de precios en un mismo periodo llega a ser de 64 EUR/MWh.

A pesar del incremento de precios en la mayoría de los periodos, es notable que el mecanismo tiene un impacto mayor en los mínimos alcanzados durante la semana que en los máximos, que también aumentan, pero en menor medida. Esto se debe principalmente a lo que se observa en la Figura 37, donde se puede comprobar que, en los periodos con precios más bajos, los generadores virtuales no generan energía. Cuando no se aplica el mecanismo alternativo, parte de la demanda durante esos periodos se cubre mediante la importación de energía a través de la interconexión, lo que reduce el precio. Sin embargo, al aplicar el mecanismo, el flujo de la interconexión es nulo en esos periodos, dependiendo completamente de las unidades del sistema francés para cubrir la demanda.

Una vez realizado el análisis de los resultados obtenidos tras la aplicación del mecanismo propuesto, se presentan las conclusiones más relevantes en el siguiente apartado.

9. Conclusiones

En el contexto europeo, como respuesta a la crisis energética que afectó al continente a finales de 2021 y provocó un aumento significativo en los precios del mercado del gas y, por ende, de la electricidad, los gobiernos de España y Portugal desarrollaron lo que se conoce como el mecanismo de ajuste (comúnmente denominado “excepción ibérica”), el cual se desarrolló en el Real Decreto Ley 10/2022 en el caso español. Esta medida, aprobada por la Comisión Europea, permite subvencionar la generación de centrales eléctricas que usan combustibles fósiles. Concretamente, el mecanismo permite compensar la diferencia entre el precio de mercado del gas y un tope establecido administrativamente, con el fin de mitigar el impacto de los altos precios de la energía en el mercado eléctrico (secciones 3 y 4).

El presente proyecto se ha centrado en dos objetivos principales. En primer lugar, se ha desarrollado un modelo de simulación de despacho regional que permite reflejar el despacho económico integrado bajo diferentes reglas de oferta entre la península ibérica y Francia (sección 6). En segundo lugar, se ha diseñado tanto un formato de oferta como un algoritmo de casación alternativo con la finalidad de minimizar las distorsiones en los flujos a través de la interconexión en un contexto en el que el parque generador recibe subsidios al combustible (secciones 5 y 7), como es el caso del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica.

Una vez desarrollado el nuevo mecanismo, se ha llevado a cabo una exhaustiva comparación entre los resultados obtenidos después de la aplicación de este mecanismo alternativo y aquellos obtenidos antes de su implementación (véase la sección 8.2). A continuación, se exponen las conclusiones de mayor relevancia derivadas de dicha comparación.

En cuanto al sistema peninsular:

- La curva de oferta del sistema se ve afectada por la aplicación del nuevo mecanismo, ya que la capacidad de generación de los ciclos combinados peninsulares está condicionada por sus duplicados virtuales ubicados artificialmente en el sistema francés.
- La aplicación del nuevo mecanismo también tiene un impacto en la curva de demanda del sistema. Cuando cualquier ciclo combinado de la península está en funcionamiento, la interconexión se 'cierra', lo que conlleva que la exportación de energía se realiza exclusivamente a través de los generadores 'virtuales'. Es relevante señalar que, a pesar de esta configuración, la demanda total que debe ser atendida por las unidades generadoras en la península podría ser la misma que antes de la implementación del mecanismo alternativo, siempre y cuando la producción conjunta de los generadores virtuales coincida con la capacidad de la interconexión.
- Durante la semana objeto de análisis en este proyecto (del 20 al 26 de junio de 2022), la implementación del mecanismo ha propiciado que la unidad con el coste de generación más elevado en el sistema, identificada como 'CCGT2_P', no se active en ningún período. Este cambio ha tenido un impacto significativo en la reducción del precio máximo alcanzado durante la semana, disminuyendo de 186 €/MWh a 173 €/MWh.

- Con la implementación del mecanismo, se observa un aumento en la frecuencia de activación de la unidad de bombeo en el sistema, lo que a su vez contribuye a la reducción de los picos de precio alcanzados durante la semana.
- La aplicación del mecanismo resulta en una disminución del coste marginal del sistema (precio de mercado) en prácticamente todos los periodos, con una reducción total promedio del 12% en comparación con los precios obtenidos en la calibración. La mayor diferencia de precios en un mismo periodo llega a ser de 35,6 €/MWh.
- Es relevante destacar los periodos en los que, después de aplicar el mecanismo propuesto, el precio alcanzado es mayor que en la calibración. Esto se debe a la relación entre las capacidades de generación de los ciclos combinados peninsulares y sus duplicados virtuales en el sistema francés. El algoritmo puede determinar que utilizando toda la capacidad de generación de un ciclo combinado peninsular, que es relativamente más económico, en el sistema francés (siempre limitado por la capacidad de la interconexión), el coste total de operación del sistema se reduce, aunque sea necesario activar unidades más costosas en el sistema peninsular para cubrir la demanda. No obstante, como puede comprobarse en la Figura 35, este fenómeno ocurre con poca frecuencia.

En cuanto al sistema francés:

- La curva de oferta del sistema experimenta un cambio significativo debido a la implementación del nuevo mecanismo. Con la introducción de los generadores virtuales duplicados ubicados artificialmente en el sistema francés, se añaden escalones a la curva que previamente no estaban presentes. Estos pueden verse en color rojo en la Figura 36.
- De manera inversa al sistema peninsular, al aplicar el mecanismo, la demanda a abastecer por las unidades generadoras del sistema (entre las que se encuentran los generadores virtuales) experimenta un incremento, lo que se traduce en un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda (ver Figura 36).
- Al examinar el despacho económico de generación del sistema tras la aplicación del mecanismo (ver Figura 37), se pueden identificar momentos en los cuales los generadores virtuales no producen energía, ya que el algoritmo considera que no son necesarios para satisfacer la demanda de la manera más eficiente posible. Es en estos periodos donde el mecanismo propuesto deja ver su efecto de forma más notoria, ya que en el caso de referencia (calibración), la interconexión Península-Francia estaba, en todas las horas de la semana analizada, saturada, debido al precio subsidiado del nodo peninsular. Sin embargo, al eliminar el efecto del subsidio ibérico en el nodo francés, existen horas en las que el coste real de las centrales de ciclo combinado peninsulares no es suficientemente competitivo para entrar en la casación del mercado francés.
- Con la implementación del mecanismo, se observa una disminución en la frecuencia de activación de la unidad de bombeo en el sistema, lo que dificulta la reducción de los picos de precio alcanzados durante la semana.

- Contrario al sistema peninsular, se aprecia un incremento en el coste marginal en la mayoría de los periodos al aplicar el mecanismo, con un aumento promedio total del 11% en comparación con los precios obtenidos durante la calibración. La mayor diferencia de precios en un mismo periodo alcanza los 64 EUR/MWh.
- A pesar del incremento de precios en la mayoría de las horas analizadas, es notable que el mecanismo tiene un mayor impacto en los mínimos alcanzados durante la semana que en los máximos, que también aumentan, pero en menor medida. Esto se debe principalmente a lo que se observa en la Figura 37, donde se puede comprobar que, en las horas con precios más bajos, los generadores virtuales no generan energía. Cuando el mecanismo alternativo no se aplica, una parte de la demanda del sistema durante esas horas se cubre mediante la importación de energía a través de la interconexión, lo que conduce a una reducción en el precio. Sin embargo, al aplicar el mecanismo, el flujo de la interconexión es nulo en esas horas, dependiendo en su totalidad de las unidades del sistema francés para satisfacer la demanda.

En resumen, se han logrado alcanzar los objetivos establecidos al principio del proyecto, desarrollando, en primer lugar, un modelo de simulación de despacho regional que permite reflejar el despacho económico integrado bajo diferentes reglas de oferta entre la península ibérica y Francia de una forma lo suficientemente eficaz para poder ilustrar de forma cualitativa la efectividad que la implantación de un nuevo mecanismo pudiera tener. En segundo lugar, se ha diseñado un mecanismo alternativo al mecanismo de ajuste aplicado en la excepción ibérica que permite a las centrales de generación peninsulares afectadas por la subvención ofertar su energía a su coste real de generación en el nodo francés. De esta forma, simulando el nuevo escenario planteado, puede comprobarse como se reduce el flujo de la interconexión en las horas de la semana analizada en las que el coste de generación (sin subsidio) de las centrales de ciclo combinado peninsular no es lo suficientemente competitivo para entrar en la casación del mercado francés, aumentando el precio de mercado en el nodo francés y reduciéndolo en el peninsular respecto al caso de referencia.

10. Bibliografía

- [1] IEA (2023), Fossil Fuels Consumption Subsidies 2022, IEA, Paris.
<https://www.iea.org/reports/fossil-fuels-consumption-subsidies-2022>
- [2] BOE-A-2022-7843 Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. [BOE-A-2022-7843 Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.](#)
- [3] Enciclopedia Financiera. Excedente del productor. (2019, 26 marzo).
<http://www.encyclopediafinanciera.com/definicion-excedente-del-productor.html>
- [4] ESIOS Electricidad. <https://www.esios.ree.es/es/balance?date=20-06-2022&program=P48&agg=hour>
- [5] Red Eléctrica. REData - potencia instalada.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- [6] Redes Energéticas Nacionais (REN). Eletricidade - balanço diário. (2022, 22 junio). Ren Website Root. <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/?date=2022-06-22>
- [7] CNMC. El impacto del mecanismo del "tope del gas" en las facturas de electricidad.
<https://blog.cnmc.es/2022/09/19/el-impacto-del-mecanismo-del-tope-del-gas-en-las-facturas-de-electricidad/>
- [8] OMIE. Funcionamiento del mercado diario.
https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf
- [9] Blanco, O. A., & Oliva, J. S. (2023, 21 febrero). Cinco Días. Lo que implica la propuesta española de reforma del mercado eléctrico europeo.
<https://cincodias.elpais.com/opinion/2023-02-21/lo-que-implica-la-propuesta-espanola-de-reforma-del-mercado-electrico-europeo.html>
- [10] Alawad, A., Dueñas, P., Alabdulkareem, A., y Batlle, C. Coping with National Fuel Subsidies in Regional Power Markets: Application to the Gulf Cooperation Council Interconnector. Marzo de 2022. [2022-006.pdf \(mit.edu\)](#)
- [11] ESIOS Electricidad. Precio Marginal Mercado Francés.
https://www.esios.ree.es/en/analysis/600?vis=1&start_date=20-06-

[2022T00%3A00&end_date=26-06-2022T23%3A55&compare_start_date=19-06-2022T00%3A00&groupby=hour&geoids=2&compare_indicators=](#)

- [12] Sancha, J.L. Balance económico de 200 días de aplicación del tope al precio del gas. Diciembre de 2022. [Balance económico de 200 días de aplicación del tope al precio del gas.pdf \(comillas.edu\)](#)
- [13] Arnedillo, O. y Sanz, J. El periódico de la energía. Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” (I): la sobrestimación del ahorro. Marzo de 2023. [Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” \(I\): la sobrestimación del ahorro - El Periódico de la Energía \(elperiodicodelaenergia.com\)](#)
- [14] Arnedillo, O., Sanz, J. y Rabinovich, M. El periódico de la energía. Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” (II): a corto plazo. Marzo de 2023. [Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” \(II\): a corto plazo - El Periódico de la Energía \(elperiodicodelaenergia.com\)](#)
- [15] Arnedillo, O., Sanz, J. y Rabinovich, M. El periódico de la energía. Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” (y III): a largo plazo. Marzo de 2023. [Análisis de los efectos de la “excepción ibérica” \(y III\): a largo plazo - El Periódico de la Energía \(elperiodicodelaenergia.com\)](#)
- [16] La comisión de la Comunidad Andina. Decisión 816. Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. 24 de Abril de 2017. [DEC816.pdf \(comunidadandina.org\)](#)
- [17] Comisión Europea. Comunicado de prensa: REPowerEU: acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible. 8 de Marzo de 2022. [Acción europea conjunta por una energía más asequible y segura \(europa.eu\)](#)
- [18] Herrero, I., Rodilla, P. y Batlle, C. Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets. 24 de Septiembre de 2020. [Energies | Free Full-Text | Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets \(mdpi.com\)](#)
- [19] Batlle, C., Schittekatte, T. y Knittel C.R., 2022a. Power price crisis in the EU: Unveiling Current Policy Responses and Proposing a Balanced Regulatory Remedy, CEEPR 04/2022 and MITEI Working Paper 2022-02. Febrero de 2022. [Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy | MIT Energy Initiative](#)

- [20] Batlle, C., Schittekatte, T. y Knittel, C.R., 2022b. Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for desperate measures. MITEI Working Paper 2022-03. Marzo de 2022. [Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for desperate measures | MIT Energy Initiative](#)
- [19] Schittekatte, T. y Battle, C. Power Crisis in the EU 3.0: Proposals to Complete Long-Term Markets, CEEPR. Febrero de 2023. [MIT-CEEPR-WP-2023-04.pdf](#)
- [20] Schittekatte, T. y Battle, C. Calls for an Electricity Market Reform in the EU: Don't Shoot the Messenger, CEEPR. Febrero de 2023. [MIT-CEEPR-RC-2023-02.pdf](#)
- [21] RTE, le gestionnaire du réseau de transport , 2022. eCO2mix - Power Generation by Energy Source. <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/power-generation-energy-source#>
- [22] RTE Services Portal. Generated power aggregated by sector - <https://www.services-rte.com/en/view-data-published-by-rte/generated-power-aggregated-by-sector.html>
- [23] RTE, le gestionnaire du réseau de transport , 2022. eCO2mix - Cross border electricity trading. <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/cross-border-electricity-trading>
- [24] Bogas, J. Participación de las tecnologías renovables en el mercado. Seminarios OMI | OMIE. Febrero de 2022. <https://www.grupoomi.eu/es/seminarios-omi>
- [25] Pérez, M. J. ABC. La cogeneración languidece en el apagón regulatorio. Febrero de 2023. [La cogeneración languidece en el apagón regulatorio \(abc.es\)](#)
- [26] EDP, Marzo de 2022. Mibel: cómo funciona el mercado ibérico de la energía?. <https://www.edp.com/es/historias-de-edp/mibel-como-funciona-el-mercado-iberico-de-la-energia>
- [27] OMIE, 2022, 21 junio. Curvas agregadas de oferta y demanda. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2022-06-21&hour=10>
- [28] ESIOS Electricidad. Generación programada P48 saldo Francia [Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia \(ree.es\)](#)
- [29] ICE Futures and Options | Product Guide. <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=5544919&span=3>

- [30] Calviño, N., Le Maire, B., Schillerová, A., Staikouras, C. and Vîlceanu, D., 2021. Common Statement. <https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2021/10/06/Common-Statement-Energy-prices-2-1.pdf>
- [31] Calviño, N. y Ribera, T., 2021. Non-paper on energy and electricity markets. <https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2021/09/20/20210920-Non-Paper-on-Energy-markets.pdf>
- [32] El País, 2022. Sánchez logra su objetivo de que la UE permita la ‘excepción ibérica’ para frenar los precios de la energía. Bruselas permitirá a España y Portugal poner topes temporales a los precios del gas que se utiliza para generar electricidad con el objetivo de bajar rápidamente la factura de la luz. <https://elpais.com/internacional/2022-03-25/sanchez-logra-su-objetivo-de-que-la-ue-permita-la-excepcion-iberica-para-frenar-los-precios-de-la-energia.html>
- [33] Comisión Europea, 2021. Tackling rising energy prices: A toolbox for action and support. Publicado on Octubre 13, 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660&from=EN>
- [34] Comisión Europea, 2022b. Communication on security of supply and affordable energy prices. Publicado en Marzo 23, 2022. https://energy.ec.europa.eu/communication-security-supply-and-affordable-energy-prices_en
- [35] Consejo Europeo, 2022. Reunión del Consejo Europeo (24 y 25 de Marzo de 2022) – Conclusiones. Publicado en Marzo 25, 2022. <https://www.consilium.europa.eu/media/55082/2022-03-2425-euco-conclusions-en.pdf>
- [36] International Energy Agency, 2022. A 10-point plan to reduce European Union’s reliance on Russian natural gas. Published on 3 March 3, 2022. <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>
- [37] La Moncloa, 2021. European Commission backs Spanish Electro-intensive Statute. Monday 11 January 2021. <https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/gobierno/news/Paginas/2021/20210111electro-intensive-statute.aspx>
- [38] La Moncloa, 2022a. The EU recognises the uniqueness of Spain and Portugal and allows them to carry out exceptional measures to lower electricity prices. Brussels (Belgium), Friday 25 March 2022. https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/presidente/news/Paginas/2022/20220325_eu-council.aspx

- [39] La Moncloa, 2022b. The EU recognises the uniqueness of Spain and Portugal and allows them to carry out exceptional measures to lower electricity prices. Brussels (Belgium), Friday 25 March 2022.
https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/presidente/news/Paginas/2022/20220325_eu-council.aspx
- [40] Publico, 2022. Portugal e Espanha entregaram em Bruxelas proposta para baixar preço da electricidade (in Portuguese, Portugal and Spain submit a proposal to lower the electricity price). <https://www.publico.pt/2022/03/31/economia/noticia/portugal-espanha-entregaram-bruxelas-proposta-baixar-electricidade-2000839>
- [41] FfE München. (2023). *European day-ahead electricity prices in 2022*.
<https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2022/>
- [42] ACER/CEER, 2021. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020. Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume. Noviembre 2021. <https://cutt.ly/3SDXnbE>
- [43] Taylor, K., 2022. LEAK: Energy prices will ‘remain high and volatile until at least 2023’, EU Commission says. EURACTIV.com. Publicado en Febrero de 2022.
<https://www.euractiv.com/section/energy/news/leak-energy-prices-will-remain-high-and-volatile-until-at-least-2023-eu-commission-says/>
- [44] Desarrollo Sostenible. (2017). La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. *Desarrollo Sostenible*.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

11. ANEXO I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Agenda 2030, son una iniciativa global adoptada por los países miembros de las Naciones Unidas en septiembre de 2015. Estos objetivos abarcan un amplio espectro de áreas, desde la erradicación de la pobreza hasta la lucha contra el cambio climático, y buscan guiar a los países hacia un futuro más sostenible, inclusivo y equitativo para todos. En este apartado, se explicará la contribución de este proyecto a la hora de lograr estos objetivos.



Figura 40: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: [44]

Este proyecto busca una solución para poder integrar las subvenciones a los combustibles para la generación eléctrica en los mercados regionales sin afectar a la eficiencia de estos, por lo que contribuiría, principalmente, a conseguir los siguientes objetivos:

- **Fin de la pobreza:** Al permitir el uso de subvenciones en los mercados regionales para la generación eléctrica, se lograría reducir la factura eléctrica de familias que puedan estar en riesgo de pobreza, permitiéndoles acceder a un bien esencial como la electricidad a un precio más asequible.
- **Energía asequible y no contaminante:** Al limitar los beneficios de las subvenciones únicamente a los consumidores locales, se promueve el consumo de energía a un precio justo en el mercado regional y se reduce la dependencia de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles contaminantes, como el gas, lo que contribuye a un suministro energético más sostenible y limpio. Esto se debe a que, sin aplicar el mecanismo desarrollado en este proyecto, los estados pertenecientes al mercado regional aprovecharían las subvenciones a los combustibles de los países vecinos, incrementado la generación

eléctrica de las centrales que utilizan combustibles contaminantes, como es el gas en caso de la excepción ibérica.

- **Producción y consumo responsables:** El proyecto busca aumentar la eficiencia de los mercados eléctricos regionales, lo que se traduce en un uso más eficiente de los recursos para abastecer las necesidades energéticas de la población, fomentando un consumo responsable y sostenible.

En general, este proyecto busca promover una gestión más equitativa, sostenible e inclusiva de los recursos energéticos en el ámbito regional, contribuyendo así a un futuro más sostenible y en línea con los principios de la Agenda 2030. Al abordar la integración de subvenciones de manera eficiente y responsable en los mercados eléctricos, se avanza hacia la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la comunidad internacional.