



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROSPECTIVA DE COSTES REGULADOS EN EL
MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL Y PROPUESTA DE
OPTIMIZACIÓN TRAS LA CRISIS DE LOS MERCADOS
MAYORISTAS DE ENERGÍA EN EUROPA 2021**

Autor: Santiago Regojo Matarranz

Director: Daniel Fernández Alonso

Madrid, 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“ Prospectiva de costes regulados en el mercado eléctrico español y propuestas de optimización tras la
crisis de los mercados mayoristas de energía en Europa 2021”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

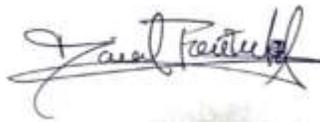


Fdo.: **Santiago Regojo Matarranz**

Fecha: 07/ 07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Daniel Fernández Alonso

Fecha: 07/ 07/ 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROSPECTIVA DE COSTES REGULADOS EN EL
MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL Y PROPUESTA DE
OPTIMIZACIÓN TRAS LA CRISIS DE LOS MERCADOS
MAYORISTAS DE ENERGÍA EN EUROPA 2021**

Autor: Santiago Regojo Matarranz

Director: Daniel Fernández Alonso

Madrid, 2022

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer su empeño y ayuda a Dani. Ha sido un tutor fantástico que me ha sabido guiar a la perfección para poder sacar adelante los retos que suponía la elaboración de este PFG.

Por otro lado, quiero agradecer a mi familia su apoyo incondicional. Siempre ayudando en lo que se pudiera para seguir avanzando. Sois los remos de este barco.

Por último, un agradecimiento muy especial para mi tío Jacobo. Su esfuerzo por echarme una mano y proporcionarme información ha sido de gran utilidad a lo largo del camino. Sin él mucho de esto no habría sido posible. Muchas gracias.

PROSPECTIVA DE COSTES REGULADOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL Y PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN TRAS LA CRISIS DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA EN EUROPA 2021

Autor: Regojo Matarranz, Santiago

Director: Fernández Alonso, Daniel

Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto estudia el funcionamiento del mercado eléctrico español, las causas de la crisis energética y como ha repercutido en él. Además, se analiza el impacto de la respuesta del gobierno ante la subida de los precios y se da una propuesta propia de actuación ante la crisis, siempre teniendo especial cuidado en apoyar el proceso de descarbonización del sector.

A lo largo del proyecto se ha concluido que algunas de las medidas tomadas por el gobierno han podido tener un efecto perjudicial en el sector. Se han valorado las distintas alternativas para financiar descuentos del sector y se ha propuesto un paquete de medidas adecuado.

Palabras clave: Mercado eléctrico, costes regulados, crisis energética, PVPC, mercado mayorista

1. Introducción

Desde el segundo semestre de 2021 ha tenido lugar una escalada en los precios del mercado eléctrico suscitando una gran preocupación. Esta crisis energética procede de una serie de coincidencias coyunturales que provocaron la subida abusiva de los precios del gas y el CO₂, además de una elevada subida de la demanda con la finalización del COVID, que no fue seguido del aumento simétrico de la oferta. Paralelamente, el proceso de descarbonización del sector eléctrico es una de las máximas prioridades necesarias para contener el problema mundial que supone el cambio climático.

El gobierno tomó numerosas medidas cortoplacistas con el objetivo de aliviar la subida de precio de las facturas de la luz que se vieron fuertemente repercutidas por la crisis energética. alguna de estas medidas podría tener especial impacto en el riesgo del marco regulatorio, y perjudicar el sector en el futuro.

A través de la inspección del funcionamiento del sistema eléctrico y las consecuencias de la crisis, este PFG evalúa el efecto de las medidas tomadas por el gobierno y esboza un paquete de medidas alineado con los objetivos sostenibles.

2. Definición del proyecto

La finalidad de este proyecto fin de grado es evaluar la repercusión de la crisis energética y las medidas tomadas en el mercado eléctrico, y proponer su optimización especialmente a través de la modificación de los costes regulados, con un claro objetivo de sostenibilidad.

Debido a la amplitud que abarca este tema, a lo largo del trabajo encontramos capítulos con temática muy diversa, que sirven para poder tener una visión más integral de lo sucedido con la crisis energética, y cómo su intervención puede tener un impacto futuro.

En el primer capítulo se explica el funcionamiento del mercado eléctrico español, entre otras cosas se analiza cómo tiene lugar la financiación del sistema y de dónde vienen los costes e ingresos regulados del sistema, este apartado resulta muy importante, pues una de las claves finales consiste en modificar la financiación del sistema de forma inteligente. El análisis de la formación de la factura eléctrica es fundamental para entender como la crisis ha repercutido en los consumidores. El siguiente capítulo sirve para contextualizar la transición sostenible que está teniendo lugar en el sector y evaluar los retos actuales para alcanzar los objetivos marcados. El cuarto capítulo explica la crisis energética, causas y consecuencias. A continuación, se analiza la regulación en España (medidas tomadas por el gobierno), cómo y en que contexto se han ido implementando diferentes medidas, y como ha repercutido en la factura de luz y en general el sector. Por último, en los capítulos finales se hace un análisis de las posibilidades para intervenir en el precio de la factura y se hace una propuesta de medidas acorde a las necesidades del sector.

Con ello, el trabajo pretende aportar el conocimiento necesario para lograr una comprensión integral sobre el reto que supone la crisis energética que está atravesando el sector, y poder evaluar las distintas alternativas de intervención en el sector y su repercusión.

3. Descripción del modelo

Primeramente, se ha realizado un modelo en Excel que simula el cálculo de la factura eléctrica de un consumidor medio, vulnerable y suscrito a una tarifa libre o regulada. Esto ha permitido jugar con los distintos términos de la factura y ver cómo afectan al total. Además, esto ha sido una buena base de partida para analizar como repercutieron económicamente las medidas tomadas por el gobierno en la factura final de los distintos consumidores eléctricos. A continuación, se muestra una imagen del modelo de factura realizado para un consumidor medio.

Tarifa 2.0 TD				
Término Fijo				11.58
	Período 1/2	Período 3		
Peajes	23.469833	0.96113		8.03
Cargos	7.202827	0.463223		2.52
				10.55
Margen de comercialización	3.113			1.02
Término Variable				57.14
	Período 1	Período 2	Período 3	
Peajes	0.027378	0.020624	0.000714	2.66
Cargos	0.10574	0.021148	0.005287	7.66
				10.33
Coste de la Energía	0.23405			46.81
Impuesto Eléctrico	5.11%			3.51
Alquiler del contador	0.8			0.80
IVA	21%			15.33
TOTAL FACTURA				88.36

Figura 1. Modelo factura consumidor medio del PVPC tarifa 2.0TD

Esto también ha permitido contrastar la evolución de la crisis para cada tarifa, y replantear la función que tiene la tarifa regulada PVPC en el sistema.

Además, de manera teórica y analítica se analizaron los retos actuales del sistema eléctrico español para alcanzar los objetivos sostenibles europeos y se valoró el ritmo actual en la descarbonización del sector. Para la consecución de estos objetivos se evaluó como algunas de las medidas más polémicas podrían suponer consecuencias negativas para el sector en el futuro, en especial, el mecanismo de minoración de los ingresos extraordinarios de las centrales no emisoras.

Posteriormente y con afán de proporcionar una optimización de la intervención del mercado, se analizó la posibilidad de reducir cada uno de los términos que influyen en la factura de la luz (ingresos regulados, mercado mayorista e impuestos).

Para estudiar más en profundidad la reducción de los ingresos regulados del sistema (peajes y cargos), que resultó la opción más interesante, se realizó un nuevo modelo que calcula el ingreso entrante al sistema por peajes y cargos, a partir de la previsión de demanda. Esto permitió evaluar posibles formas de financiar su reducción y balancear las liquidaciones del sistema.

Total ingreso facturado en cargos (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	893,352,227	157,539,819	175,610,978	22,886,905	8,133,819	6,822,927
2	59,618,962	84,710,627	91,865,078	11,949,911	4,232,142	3,649,555
3	0	61,606,034	67,449,776	8,856,183	3,122,472	2,819,072
4	0	61,531,191	67,584,912	8,677,631	3,165,354	3,007,891
5	0	61,537,699	68,713,298	9,026,800	3,289,237	3,206,811
6	0	31,252,292	39,884,563	5,562,145	1,899,493	1,852,284
Ingreso por consumo						
1	2,221,808,880	257,657,337	233,249,681	33,491,853	11,341,760	7,263,333
2	420,379,944	208,584,234	205,875,553	31,400,841	10,839,684	7,354,280
3	188,740,613	103,558,968	101,747,456	14,991,872	5,369,859	3,510,002
4	0	55,585,135	58,211,880	8,548,736	3,181,140	2,141,982
5	0	13,126,509	15,733,361	2,367,584	909,075	681,600
6	0	63,425,484	78,737,876	13,706,982	5,753,310	4,433,250
TOTAL	3,783,900,626	1,160,115,329	1,204,664,412	171,467,443	61,237,346	46,742,987
Ingreso total = 6,428 M€						

Tabla 1. Previsión de ingresos por el término de cargos para 2021.

Total ingreso facturado en peajes (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	2,910,916,447	187,406,311	401,576,619	64,068,091	21,502,808	38,479,341
2	123,700,314	175,946,807	419,762,504	66,832,412	22,357,377	31,524,308
3	0	71,019,896	230,211,384	33,411,286	12,425,832	16,117,662
4	0	53,930,624	174,364,540	29,204,896	7,363,503	13,044,306
5	0	21,658,920	11,395,108	2,088,464	1,466,968	2,593,621
6	0	23,995,348	14,431,151	2,807,721	1,848,054	3,268,579
Ingreso por consumo						
1	575,266,536	80,815,419	137,084,126	23,082,855	8,874,320	13,610,025
2	409,963,872	74,858,256	134,218,409	23,769,808	9,586,212	14,803,960
3	25,489,086	37,433,016	72,296,960	12,273,100	5,376,393	7,554,094
4	0	26,517,160	52,500,560	8,932,406	2,954,100	6,848,856
5	0	590,580	1,255,912	221,040	151,800	198,800
6	0	4,572,660	10,072,552	2,050,920	1,540,440	2,068,850
TOTAL	4,045,336,256	758,744,996	1,659,169,825	268,742,999	95,447,807	150,112,402
Ingreso total = 6,978 M€						

Tabla 2. Previsión de ingresos por el término de peajes para 2021.

Estas tablas recogen los resultados de multiplicar la demanda prevista en 2021 por los precios de cada periodo y grupo tarifario, hallando el ingreso total del sistema resultante de los ingresos y cargos del sistema. Esto permite una visión más detallada de cómo se reparten estos gastos en las facturas de los distintos tipos de consumidores.

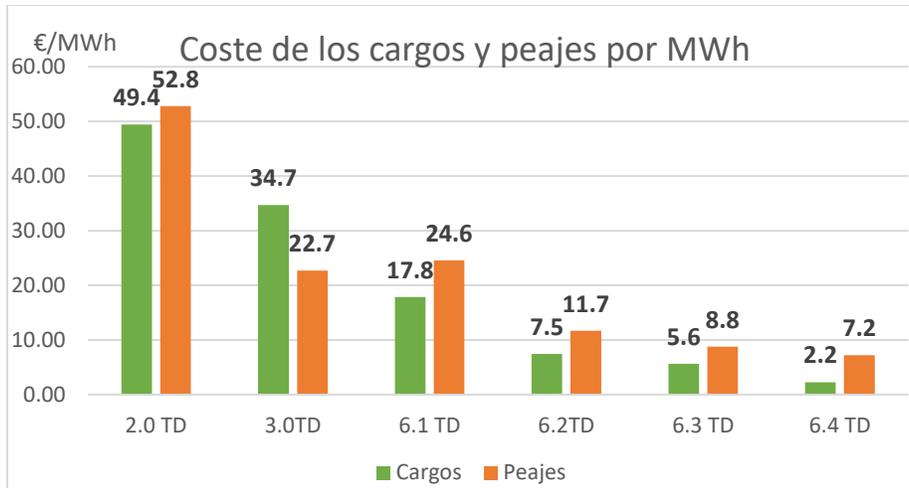


Figura 2. Coste de los cargos y peajes (€/MWh) sin impuestos según el grupo tarifario

El modelo nos permite observar el peso de los peajes y cargos en la factura para los grupos tarifarios. Concluimos que la reducción de los cargos es la más interesante de entre las dos pues afecta especialmente a los pequeños consumidores y las PYMES. De tal forma los consumidores industriales que no tienen una necesidad tan elevada de protección, pues la subida de la luz afecta a todos los competidores, reciben un menor descuento en la factura final.

4. Resultados

Los resultados mostraron que las medidas tomadas por el gobierno fueron efectivas y lograron reducir la factura de la luz de los consumidores de forma contundente. Especialmente la de los consumidores vulnerables, que fueron el objeto prioritario de las medidas. A continuación, se muestra la evolución de las facturas:

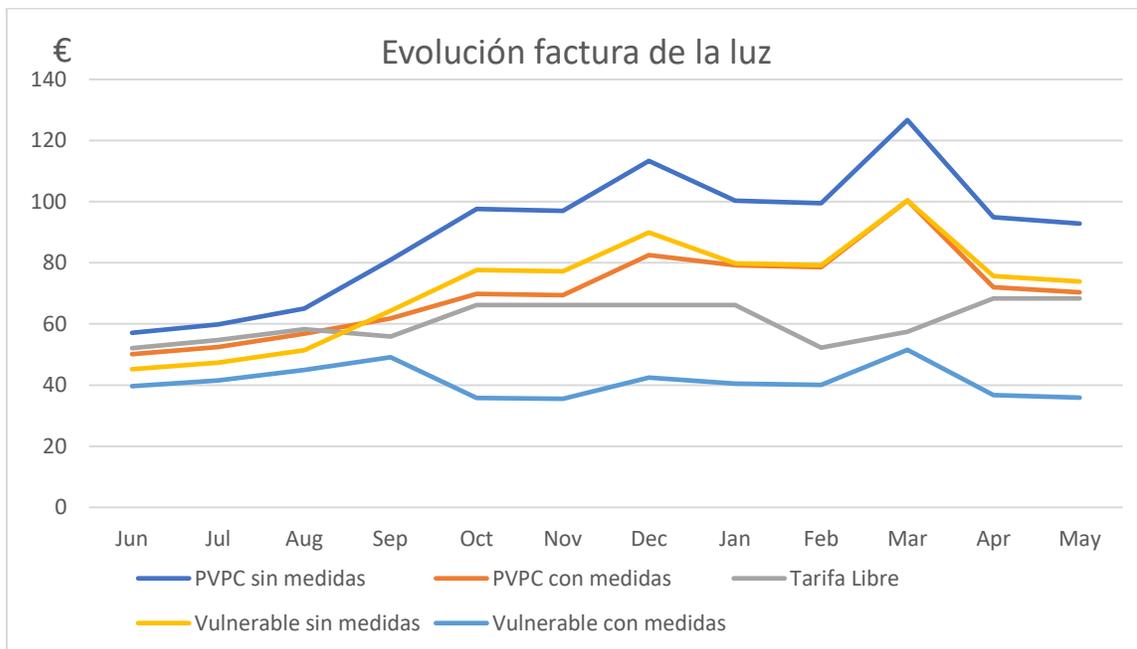


Figura 3. Evolución de la factura con y sin medidas.

Como podemos ver de forma inmediata las medidas lograron bajar sustancialmente el total de la factura mensual de luz. Estas medidas afectaron especialmente a los consumidores vulnerables, que durante varios meses su factura se vio reducida a la mitad.

Algunas medidas de financiación como el mecanismo de minoración de los ingresos extraordinarios ponen en riesgo un marco regulatorio seguro sobre el que construir las bases de la transición sostenible. Por lo tanto, se estudia analíticamente como balancear las liquidaciones del sistema para poder reducir los ingresos procedentes de los cargos, sin impactar de forma negativa en las inversiones del sector.

El análisis concluye la modificación de el régimen retributivo específico RECORE como la mejor opción. En un contexto de elevados precios en el mercado mayorista las centrales ya ven un incentivo en su producción, lo que permite reducir las primas liquidadas para dentro de unos años. La posposición de costes del sistema se ve apoyada por la predicción de un superávit futuro gracias a la reducción del RECORE, el final de las anualidades del déficit y la electrificación de otros sectores que aumentará los ingresos.

Finalmente se ofrece un paquete de medidas que ataque la subida del precio de las facturas y mantenga el balance de las liquidaciones del sistema:

- I. Reducción del IVA a los consumidores <10kW hasta el 5%
- II. Reducción del impuesto eléctrico al 0.5%
- III. Descuento del Bono Social del 60% para consumidores vulnerables y 70% para vulnerables severos
- IV. Aumento de beneficiarios del Bono Social hasta los 3.6 millones
- V. Reducción del 36% de los cargos
- VI. Supresión del impuesto sobre la producción de electricidad

Balance de las liquidaciones:

- VII. Aumento de los beneficios por las subastas de CO2
- VIII. Posponer la mitad del pago de las primas RECORE para futuros años de superávit.

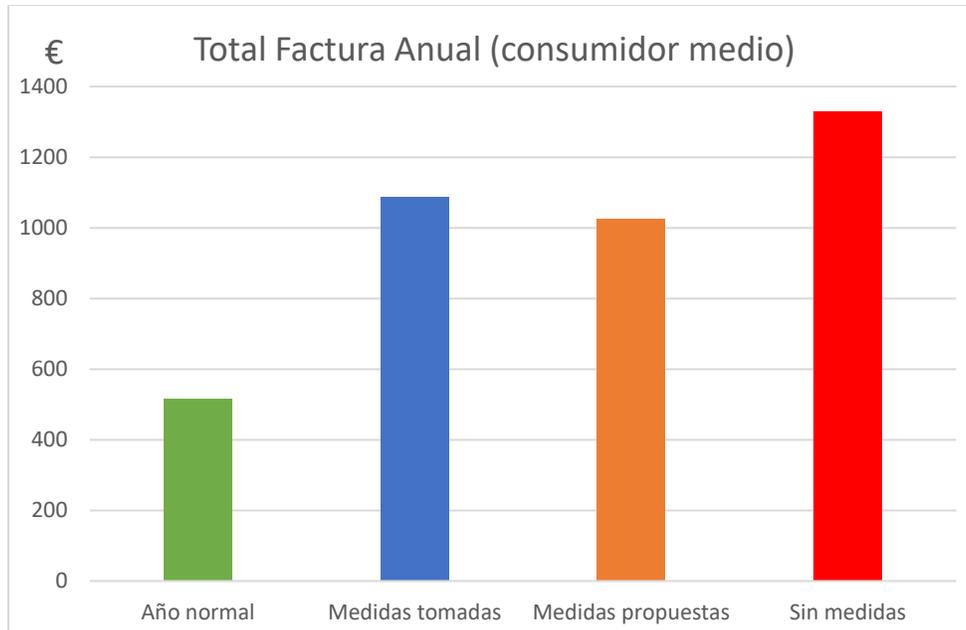


Figura 4. Total pagado por un consumidor medio por la factura eléctrica anual

La figura anterior muestra el total de la factura pagada durante un año por un consumidor medio. Como vemos las medidas propuestas producirían una reducción de la factura muy similar al ofrecido por las medidas implantadas durante la crisis. Esto sigue uno de nuestros principios de no intervenir en exceso en los precios del mercado, pues es un incentivo natural a la reducción de consumo de los consumidores, cuya alteración agravaría la crisis. Es importante resaltar que las medidas propuestas contienen la ampliación de los beneficiarios del Bono Social hasta los 3.6 millones de consumidores, frente a los 1.7 millones de la actualidad. Al ampliar el espectro de los consumidores considerados vulnerables, todos los consumidores restantes indexados al PVPC tendrían casi con total seguridad un nivel económico suficiente para afrontar sin problema la subida del precio de la factura.

5. Conclusiones

Una crisis coyuntural que ha batido récords sin precedentes supone un gran reto en un contexto en medio de la transición sostenible del sector. Las claves para afrontar la crisis de la mejor manera posible pasan por tomar medidas comedidas, que no incentiven a un mayor consumo en un momento de crisis energética y transición sostenible. Para ello la aplicación de las medidas debe ser selectivo y proteger en mayor medida a aquellos que más lo necesitan, es decir, los pequeños consumidores y en especial, los considerados vulnerables. Por último, las medidas deben ser tomadas a conciencia teniendo en cuenta el contexto en el que nos encontramos. Por ello es de vital importancia que, en la medida de lo posible, la intervención en el mercado se asegure de

ofrecer un marco regulatorio fuerte y seguro, que no ponga en compromiso el incentivo de inversiones futuras en el sector.

Por esta razón, el aumento del Bono Social se presenta como una de las medidas más importantes del paquete, pues permite proporcionar un mayor apoyo de forma mucho más selectiva. Esto permite ser mucho más contundente en reducir las facturas oportunas. La otra medida más destacable es la posposición de los pagos RECORE, en vez de la disminución de los beneficios de las empresas generadoras. Esto, al no perjudicar las inversiones del sector, permitirá una evolución oportuna para la descarbonización del sector.

El paquete de medidas ofrece un marco balanceado con el que amortiguar la subida del mercado mayorista. Los mercados de futuros se encuentran al alza y la crisis energética podría ser un problema que se prolongue más tiempo de lo esperado. Por ello, para el largo plazo este PFG contempla la eliminación del PVPC y el incentivo de las PPAs como el camino a seguir para desvincular a los pequeños consumidores de las variaciones del mercado. Además, esto dotaría al mercado de una gran seguridad y liquidez para las inversiones, lo que ayudaría a incentivar el proceso de transición sostenible del sector.

6. Referencias

Chaves Ávila, J. P., Gómez San Román, T. & Morell Dameto, N., 2021. *La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países*, s.l.: IIT Comillas ICAI, Fundación Naturgy.

Sancha, J. L., 2016. *Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

2022. *Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*. INF/DE/163/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2022. *Boletín mensual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Balance 2021)*. IS/DE/003/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2022. *Informe sobre la liquidación provisional 14/2021 del sector eléctrico. análisis de los resultados y de los desvíos respecto de la previsión anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*. LIQ/DE/001/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2021. *Memoria justificativa de la resolución de la comisión nacional de los mercados y la competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2022*. RAP/DE/013/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Battle, C., Schittekatte, T. and Knittel, C., 2022. *Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy*. Cambridge: MIT Energy Initiative

FORECAST OF REGULATED COSTS IN THE SPANISH ELECTRICITY MARKET AND OPTIMIZATION PROPOSAL AFTER THE CRISIS OF THE WHOLESALE ENERGY MARKETS IN EUROPE 2021

Author: Regojo Matarranz, Santiago

Supervisor: Fernández Alonso, Daniel

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project studies the functioning of the Spanish electricity market, the causes of the energy crisis and how it has affected it. It also analyzes the impact of the government's response to the rise in prices and offers its own proposal for action in the face of the crisis, always taking special care to support the process of decarbonization of the sector.

Throughout the project it has been concluded that some of the measures taken by the government may have had a detrimental effect on the sector. The different alternatives to finance sector discounts have been assessed and an appropriate package of measures has been proposed.

Key words: Electricity market, regulated costs, energy crisis, PVPC, wholesale market.

1. Introduction

Since the second half of 2021, there has been an escalation in electricity market prices, which has caused great concern. This energy crisis stems from a series of conjunctural coincidences that caused the abusive rise in gas and CO₂ prices, in addition to a high increase in demand with the end of COVID, which was not followed by a symmetrical increase in supply. In parallel, the process of decarbonization of the electricity sector is one of the top priorities needed to contain the global problem of climate change.

The government has taken a few short-term measures to alleviate the rising prices of electricity bills, which were heavily affected by the energy crisis. Some of these measures could have a particular impact on the risk of the regulatory framework, and harm the sector in the future.

By inspecting the functioning of the electricity system and the consequences of the crisis, this PFG assesses the effect of the measures taken by the government and outlines a package of measures aligned with sustainable objectives.

2. Project's definition

The purpose of this final degree project is to evaluate the impact of the energy crisis and the measures taken in the electricity market, and to propose its optimization, especially through the modification of regulated costs, with a clear objective of sustainability.

Due to the breadth of this topic, throughout the work we find chapters with very diverse themes, which serve to have a more comprehensive view of what happened with the energy crisis, and how its intervention can have a future impact.

The first chapter explains how the Spanish electricity market works and, among other things, analyzes how the system is financed and where the regulated costs and revenues of the system come from; this section is very important, since one of the final keys is to modify the financing of the system in an intelligent way. The analysis of the formation of the electricity bill is fundamental to understand how the crisis has affected consumers. The next chapter serves to contextualize the sustainable transition that is taking place in the sector and to evaluate the current challenges to achieve the objectives set. The fourth chapter explains the energy crisis, its causes and consequences. This is followed by an analysis of the regulation in Spain (measures taken by the government), how and in what context different measures have been implemented, and how this has affected the electricity bill and the sector in general. Finally, in the final chapters, an analysis is made of the possibilities for intervening in the price of the bill and a proposal is made for measures in accordance with the needs of the sector.

With this, the work aims to provide the necessary knowledge to achieve a comprehensive understanding of the challenge posed by the energy crisis that the sector is going through, and to be able to evaluate the different alternatives for intervention in the sector and their repercussions.

3. Model's description

First, an Excel model was created to simulate the calculation of the electricity bill of an average, vulnerable consumer subscribed to a free or regulated tariff. This has allowed us to play with the different terms of the bill and see how they affect the total. In addition, this has been a good starting point to analyze the economic impact of the measures taken by the government on the final bill of the different electricity consumers. Below is an image of the bill model made for an average consumer.

Tarifa 2.0 TD				
Termino Fijo				11.58
	Período 1/2	Período 3		
Peajes	23.469833	0.96113		8.03
Cargos	7.202827	0.463223		2.52
				10.55
Margen de comercializacion	3.113			1.02
Término Variable				57.14
	Período 1	Período 2	Período 3	
Peajes	0.027378	0.020624	0.000714	2.66
Cargos	0.10574	0.021148	0.005287	7.66
				10.33
Coste de la Energía	0.23405			46.81
Impuesto Eléctrico	5.11%			3.51
Alquiler del contador	0.8			0.80
IVA	21%			15.33
TOTAL FACTURA				88.36

Figure 1. Average consumer bill model of the PVPC tariff 2.0TD

This also made it possible to compare the evolution of the crisis for each tariff, and to rethink the role of the regulated PVPC tariff in the system.

In addition, in a theoretical and analytical way, the current challenges of the Spanish electricity system to achieve the European sustainable objectives were analyzed and the current pace of decarbonization of the sector was assessed. In order to achieve these objectives, it was evaluated how some of the most controversial measures could have negative consequences for the sector in the future, especially the mechanism for reducing the extraordinary income of non-emitting plants.

Subsequently, and with the aim of providing an optimization of market intervention, the possibility of reducing each of the terms that influence the electricity bill (regulated revenues, wholesale market and taxes) was analyzed.

To further study the reduction of the system's regulated revenues (tolls and charges), which turned out to be the most interesting option, a new model was developed that calculates the incoming revenue to the system from tolls and charges, based on the demand forecast. This made it possible to evaluate possible ways of financing their reduction and balancing system settlements.

Total ingreso facturado en cargos (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	893,352,227	157,539,819	175,610,978	22,886,905	8,133,819	6,822,927
2	59,618,962	84,710,627	91,865,078	11,949,911	4,232,142	3,649,555
3	0	61,606,034	67,449,776	8,856,183	3,122,472	2,819,072
4	0	61,531,191	67,584,912	8,677,631	3,165,354	3,007,891
5	0	61,537,699	68,713,298	9,026,800	3,289,237	3,206,811
6	0	31,252,292	39,884,563	5,562,145	1,899,493	1,852,284
Ingreso por consumo						
1	2,221,808,880	257,657,337	233,249,681	33,491,853	11,341,760	7,263,333
2	420,379,944	208,584,234	205,875,553	31,400,841	10,839,684	7,354,280
3	188,740,613	103,558,968	101,747,456	14,991,872	5,369,859	3,510,002
4	0	55,585,135	58,211,880	8,548,736	3,181,140	2,141,982
5	0	13,126,509	15,733,361	2,367,584	909,075	681,600
6	0	63,425,484	78,737,876	13,706,982	5,753,310	4,433,250
TOTAL	3,783,900,626	1,160,115,329	1,204,664,412	171,467,443	61,237,346	46,742,987
Ingreso total = 6,428 M€						

Table 1. Forecast of revenues for the term of charges for 2021.

Total ingreso facturado en peajes (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	2,910,916,447	187,406,311	401,576,619	64,068,091	21,502,808	38,479,341
2	123,700,314	175,946,807	419,762,504	66,832,412	22,357,377	31,524,308
3	0	71,019,896	230,211,384	33,411,286	12,425,832	16,117,662
4	0	53,930,624	174,364,540	29,204,896	7,363,503	13,044,306
5	0	21,658,920	11,395,108	2,088,464	1,466,968	2,593,621
6	0	23,995,348	14,431,151	2,807,721	1,848,054	3,268,579
Ingreso por consumo						
1	575,266,536	80,815,419	137,084,126	23,082,855	8,874,320	13,610,025
2	409,963,872	74,858,256	134,218,409	23,769,808	9,586,212	14,803,960
3	25,489,086	37,433,016	72,296,960	12,273,100	5,376,393	7,554,094
4	0	26,517,160	52,500,560	8,932,406	2,954,100	6,848,856
5	0	590,580	1,255,912	221,040	151,800	198,800
6	0	4,572,660	10,072,552	2,050,920	1,540,440	2,068,850
TOTAL	4,045,336,256	758,744,996	1,659,169,825	268,742,999	95,447,807	150,112,402
Ingreso total = 6,978 M€						

Table 2. Forecast revenue from tolls for 2021.

These tables show the results of multiplying the expected demand in 2021 by the prices of each period and tariff group, finding the total system revenue resulting from system revenues and charges. This allows a more detailed view of how these expenses are distributed in the bills of the different types of consumers.

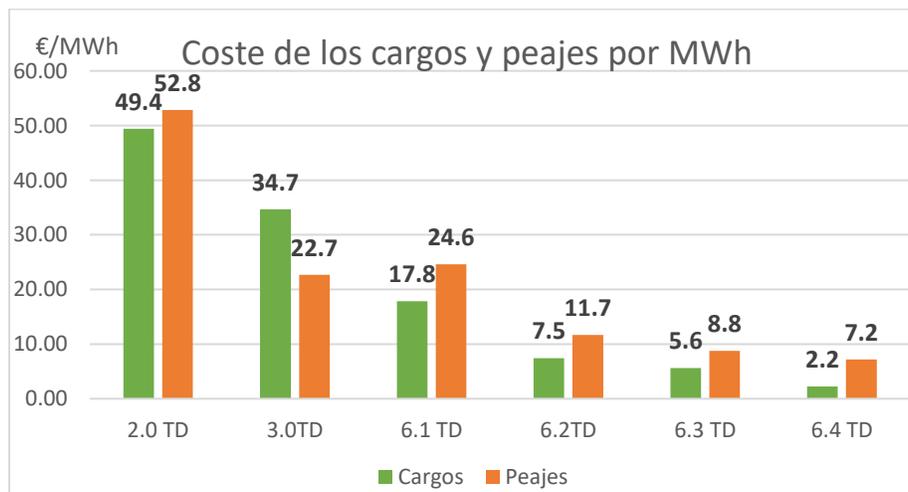


Figure 2. Cost of charges and tolls (€/MWh) without taxes by tariff group

The model allows us to observe the weight of tolls and charges on the bill for the tariff groups. We conclude that the reduction of charges is the more interesting of the two as it affects especially small consumers and SMEs. In this way, industrial consumers who do not have such a high need for protection, since the increase in electricity affects all competitors, receive a smaller discount on the final bill.

4. Results

The results showed that the measures taken by the government were effective and succeeded in reducing consumers' electricity bills significantly. This was especially true for vulnerable consumers, who were the priority target of the measures. The evolution of the bills is shown below:

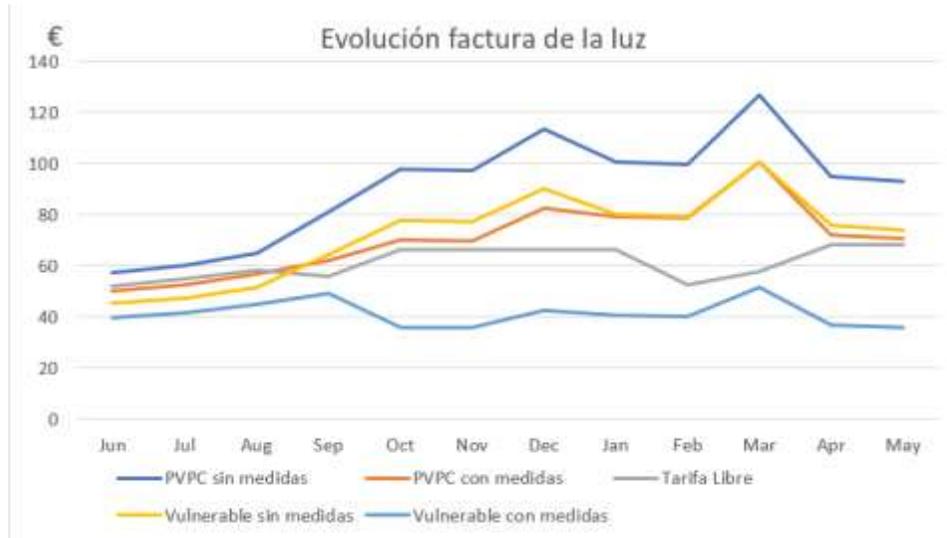


Figure 3. Billing evolution with and without measures.

As we can immediately see, these measures substantially lowered the total monthly electricity bill. These measures particularly affected vulnerable consumers, whose bills were reduced by half for several months.

Some financing measures, such as the mechanism for reducing extraordinary revenues, jeopardize a secure regulatory framework on which to build the foundations for a sustainable transition. Therefore, an analytical study is made on how to balance system settlements in order to reduce revenues from charges without negatively impacting investments in the sector.

The analysis concludes that the modification of the specific RECORE remuneration regime is the best option. In a context of high prices in the wholesale market, the plants already see an incentive in their production, which makes it possible to reduce the premiums paid in a few years' time. The postponement of system costs is supported by the prediction of a future surplus thanks to the reduction of RECORE, the end of deficit annuities and the electrification of other sectors which will increase revenues.

Finally, a package of measures is offered that will attack the rise in the price of bills and maintain the balance of the system settlements:

- I. Reduction of VAT for consumers <10kW to 5%.

- II. Reduction of the electricity tax to 0.5%.
- III. Social Bonus discount of 60% for vulnerable consumers and 70% for severely vulnerable consumers.
- IV. Increase of beneficiaries of the Bono Social up to 3.6 million.
- V. 36% reduction in charges
- VI. Abolition of the tax on electricity production.

Balance of settlements:

- VII. Increase in profits from CO2 auctions.
- VIII. Postpone half of the payment of RECORE premiums for future years of surplus.

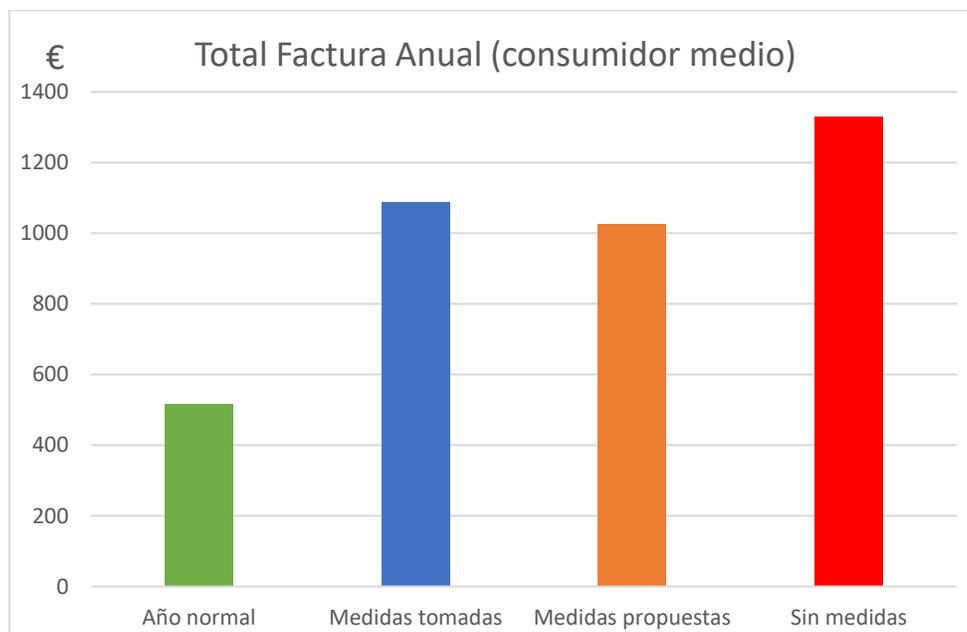


Figure 4. Total amount paid by an average consumer for the annual electric bill

The figure above shows the total bill paid during a year by an average consumer. As we can see, the proposed measures would produce a bill reduction very similar to that offered by the measures implemented during the crisis. This follows one of our principles of not intervening excessively in market prices, as it is a natural incentive for consumers to reduce consumption, the alteration of which would aggravate the crisis. It is important to highlight that the proposed measures contain the expansion of the beneficiaries of the Bono Social to 3.6 million consumers, compared to 1.9 million at present. By broadening the spectrum of consumers considered vulnerable, all remaining

consumers indexed to the PVPC would almost certainly have a sufficient economic level to face the increase in the price of the bill without any problem.

5. Conclusions

A cyclical crisis that has broken unprecedented records is a major challenge in a context during the sector's sustainable transition. The keys to dealing with the crisis in the best possible way are to take measured measures that do not encourage greater consumption at a time of energy crisis and sustainable transition. To this end, the application of measures must be selective and protect to a greater extent those who need it most, i.e. small consumers and, in particular, those considered vulnerable. Finally, the measures must be taken conscientiously, taking into account the context in which we find ourselves. It is therefore of vital importance that, as far as possible, intervention in the market ensures that it provides a strong and secure regulatory framework that does not compromise the incentive for future investment in the sector.

For this reason, the increase in the Bono Social is presented as one of the most important measures in the package, as it allows providing greater support in a much more targeted manner. This makes it possible to be much more forceful in reducing timely bills. The other most noteworthy measure is the postponement of RECORE payments, rather than the decrease in the profits of generating companies. This, by not harming investments in the sector, will allow a timely evolution for the decarbonization of the sector.

The package of measures provides a balanced framework with which to cushion the rise in the wholesale market. Futures markets are bullish, and the energy crisis could be a longer than expected problem.

6. Referencias

Chaves Ávila, J. P., Gómez San Román, T. & Morell Dameto, N., 2021. *La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países*, s.l.: IIT Comillas ICAI, Fundación Naturgy.

Sancha, J. L., 2016. *Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

2022. *Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*. INF/DE/163/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2022. *Boletín mensual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (balance 2021)*. IS/DE/003/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2022. *Informe sobre la liquidación provisional 14/2021 del sector eléctrico. análisis de los resultados y de los desvíos respecto de la previsión anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*. LIQ/DE/001/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2021. *Memoria justificativa de la resolución de la comisión nacional de los mercados y la competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2022*. RAP/DE/013/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Battle, C., Schittekatte, T. and Knittel, C., 2022. *Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy*. Cambridge: MIT Energy Initiative.

Índice de la Memoria

Capítulo 1. Introducción y planteamiento	6
1.1. El Mercado Eléctrico	7
1.1.1. Organización del Sistema Eléctrico Español.....	7
1.1.2. Funcionamiento del Mercado Mayorista.....	8
1.1.3. Financiación del Sistema	12
1.1.4. Formación de la Factura.....	18
1.2. Objetivos Europeos.....	26
1.2.1. Situación actual.....	28
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	33
Capítulo 3. Definición del Trabajo.....	34
3.1. Justificación.....	34
3.2. Objetivos	34
3.3. Metodología.....	34
Capítulo 4. Desarrollo del Conflicto	35
4.2. Crisis energética	35
4.2.1. Causas	35
4.2.2. Repercusión en el mercado eléctrico.....	39
4.2.3. Recomendaciones de la Comisión Europea	42
4.3. Regulación en España	43
4.3.1. Medidas polémicas	45
Capítulo 5. Descripción del modelo	50
5.1. Evolución del mercado e impacto de las medidas.....	50
5.1.1. Repercusión de las medidas en la factura de la luz de los hogares	51
5.1.2. Evolución del mercado a plazo	58
5.2. Análisis de la financiación del sector	62

5.2.1.	Mercado mayorista	62
5.2.2.	Impuestos.....	63
5.2.3.	Ingresos regulados	64
Capítulo 6.	Análisis de los resultados.....	73
6.1.	Consecuencias de las medidas.....	73
6.2.	Propuesta propia de actuación ante la crisis	74
Capítulo 7.	Conclusiones	78
7.1.	Estudios futuros	79
Capítulo 8.	Referencias	80

Índice de figuras

Figura 1. Costes e ingresos regulados liquidados en 2019.....	12
Figura 2. Evolución de los costes regulados y su previsión entre 2003 y 2021.....	15
Figura 3. Balance de costes e ingresos regulados del sistema.	18
Figura 4. Precios de los términos de potencia contratada y energía activa de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021.....	20
Figura 5. Precios de los términos de energía activa y de potencia contratada de los cargos de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021.....	21
Figura 6. Modelo de factura del PVPC.....	22
Figura 7. Modelo de facturación tarifa libre.	24
Figura 8. Evolución de la potencia instalada en España.	28
Figura 9. Evolución de la potencia instalada en España renovable y no renovable (%).	29
Figura 10. Evolución y proyección de la generación renovable.	30
Figura 11. Producción de energía renovable horaria.	31
Figura 12. Rutas de abastecimiento de gas en Europa.....	35
Figura 13. Evolución del precio del gas en España.	37
Figura 14. Evolución del precio de los derechos de emisión de CO2 en España.	38
Figura 15. Evolución conjunta del precio del gas, CO2 y electricidad.	40
Figura 16. Evolución del precio del mercado mayorista español.	41
Figura 17. Evolución cantidad de emisiones del sector eléctrico en España.	47
Figura 18. Evolución de la demanda en España.	48

Figura 19. Precio diario PVPC.....	50
Figura 20. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor medio con tarifa regulada con y sin medidas del gobierno.	53
Figura 21. Descuento en la factura de un consumidor medio con tarifa regulada debido a las medidas del gobierno.	53
Figura 22. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor vulnerable con y sin medidas del gobierno.	54
Figura 23. Descuento en la factura de un consumidor vulnerable debido a las medidas del gobierno.....	55
Figura 24. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor medio con tarifa libre TD 2.0.....	56
Figura 25. Comparación tarifa regulada y libre.	57
Figura 26. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España y demanda anual (TWh).	59
Figura 27. Volumen mensual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España.	59
Figura 28. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación.....	60
Figura 29. Demanda mensual negociada en el mercado a plazo.	60
Figura 30. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-23 en España, Alemania y Francia.....	61
Figura 31. Estructura recaudación tributaria del sector eléctrico.....	63
Figura 32. Coste de los cargos y peajes (€/MWh) sin impuestos según el grupo tarifario.....	67
Figura 33. Evolución histórica (hasta 2021) y previsión a futuro (desde 2022) de las anualidades de la deuda del sistema eléctrico (millones de euros).	69
Figura 34. Evolución anual de los pagos por el régimen retributivo específico.	71
Figura 35. Total pagado por un consumidor medio por la factura eléctrica anual.....	76

Índice de tablas

Tabla 1. Tabla del precio mensual de la factura de la luz de un consumidor medio tras las medidas tomadas por el gobierno.	51
Tabla 2. Previsión para 2021 de la potencia contratada.	64
Tabla 3. Previsión para 2021 de la energía consumida.	65
Tabla 4. Precio de los cargos por potencia contratada según el grupo tarifario.	65
Tabla 5. Precio de los cargos por energía consumida según el grupo tarifario.	65
Tabla 6. Precio de los peajes por potencia contratada según el grupo tarifario.	65
Tabla 7. Precio de los peajes por energía consumida según el grupo tarifario.	66
Tabla 8. Previsión de ingresos por el término de peajes para 2021.	66
Tabla 9. Previsión de ingresos por el término de cargos para 2021.	67
Tabla 10. Estimación de la evolución de los importes de las anualidades de cada categoría de derecho de cobro hasta su completa satisfacción.	70

Capítulo 1. Introducción y planteamiento

Una concatenación de sucesos especialmente geopolíticos ha dado lugar a una crisis energética en Europa a principios del segundo semestre de 2021, que se ha prorrogado también durante el primer semestre de 2022. Durante estos meses el precio de la electricidad en el mercado mayorista español ha superado récords históricos, repercutiendo directamente en la factura de la luz de los consumidores y suscitando una gran preocupación entre la población. Las portadas de los periódicos han amanecido cada día con la información de un nuevo máximo en el precio de la luz.

Las principales causas han sido la subida del precio del gas y el CO₂, que al suponer una parte importante de los costes de producción de las centrales marginalistas del sistema español han arrastrado consigo la subida del coste de la energía. Esta situación parecía tener fecha de caducidad, y se esperaba la relajación de los precios a partir de comienzos de 2022. Sin embargo, el estallido del conflicto entre Rusia y Ucrania, que dificultó la adquisición de gas natural de los países europeos, extendió la duración de la crisis.

Ante esta situación el gobierno intervino para tratar de amortiguar la subida de los precios de la factura de la luz. Algunas de estas medidas fueron criticadas por tener un carácter demasiado intervencionista y resultados cuestionables.

Paralelamente, desde 2015 con el acuerdo de París, los países de todo el mundo se comprometieron a tomar medidas para frenar el cambio climático. De esta forma Europa en el Pacto Verde acordó fijarse como objetivo alcanzar la neutralidad climática para el año 2050. Actualmente en España se encuentra inmersa en el proceso de descarbonización del sector eléctrico, incentivando la construcción y uso de energía renovable, y disminuyendo cada vez más la producción de energía contaminante. Por esta razón, resulta fundamental en un contexto de crisis en el sector que las medidas tomadas sean prudentes y consecuentes con el proceso de transformación del sector que se está llevando a cabo, y tiene carácter urgente.

A lo largo de este proyecto de fin de grado se explicará como funciona el mercado eléctrico español y como repercute en la factura de los consumidores, se analizarán las causas de la crisis y sus consecuencias, se evaluarán las medidas tomadas por el gobierno y , por último, se examinarán y propondrán otras posibles medidas.

1.1. El Mercado Eléctrico

Para poder entender lo sucedido durante la crisis y las medidas tomadas en España, debemos entender primero cómo funciona el mercado eléctrico español y como se forma la factura de la luz.

1.1.1. Organización del Sistema Eléctrico Español

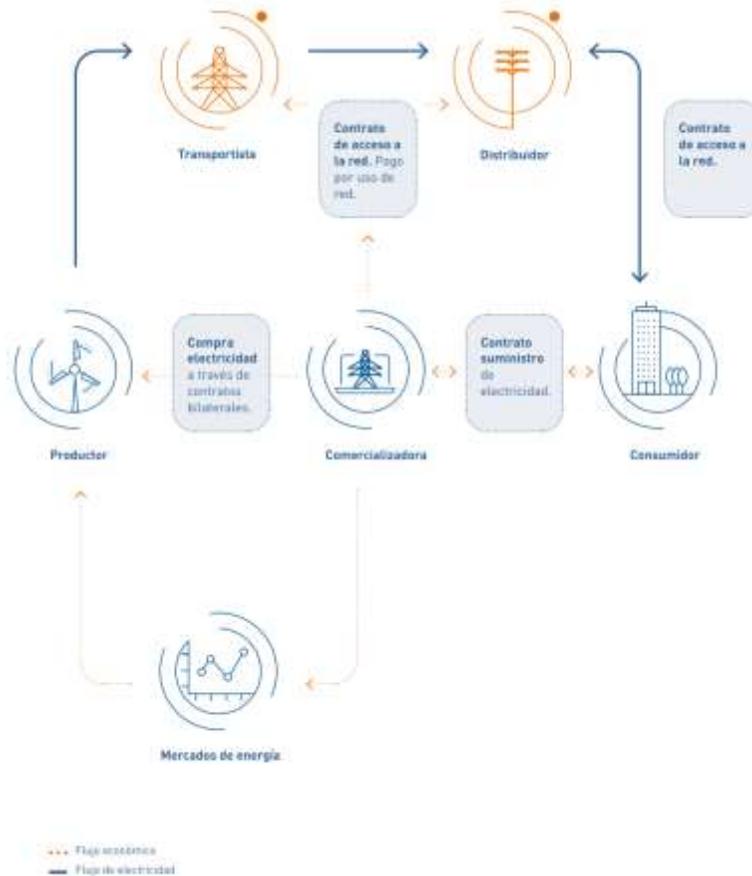


Imagen 1. Agentes del sistema eléctrico

El sistema eléctrico en España está protagonizado por 5 agentes principales que se relacionan entre ellos:

- ➔ El productor se encarga de generar electricidad para verterla a la red a cambio de dinero.
- ➔ El transporte de electricidad es realizado por el Transportista y Operador del Sistema, que, en el caso de España, es únicamente por Red Eléctrica Española (REE), formando un monopolio natural. REE se encarga de hacer recorrer la electricidad grandes distancias, desde donde es generada, hasta las redes locales de distribución.

- ➔ En España nos encontramos con más de 300 distribuidoras a lo largo de la península, pero existen 5 grandes distribuidoras entre las que abarcan casi todo el territorio. Estas se encargan de operar las redes eléctricas que unen el transporte con el lugar final de consumo. Las distribuidoras se encargan de ampliar sus instalaciones en caso de que fuese necesario para asegurar una buena calidad de servicio y atender nuevas solicitudes de conexión. Además, se encargan de medir el consumo y aplicar los peajes al consumidor final.
- ➔ El consumidor es cualquier industria o familia que tiene contratado un suministro eléctrico. El consumidor medio que utilizaremos en los modelos es aquel que tiene 4kW de potencia contratada y consume 200kWh al mes.
- ➔ Por último, la comercializadora supone la conexión entre las partes. Esta acuerda el precio mayorista de la electricidad con los productores, paga a REE y a las distribuidoras por el uso de la red, y vende la electricidad al consumidor final. (Chaves Ávila, et al., 2021)

1.1.2. Funcionamiento del Mercado Mayorista

TIEMPO	MERCADO	GESTOR	PRODUCTO	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Mercado del día anterior	OMIE	Energía horaria	Mercado diario
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado de restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suministro	Mercado de corto plazo
	Mercado de SSSC: reserva secundaria	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Días del despacho (D-)	Intradía	OMIE	Energía horaria	
	Restricciones técnicas en tiempo real, activación de energía de balance	REE	Energía a subir y bajar	

Imagen 2. Cronología del mercado mayorista

“El mercado eléctrico es el conjunto de plataformas de negociación en las que se contrata energía eléctrica para su entrega en diferentes horizontes temporales que pueden ser a plazo (para las próximas semanas, meses, trimestres o años) o al contado (para el día o las horas siguientes)” (“6.2. Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad - Energía y Sociedad”, 2022). En él, los generadores de energía y las comercializadoras indican a qué precio están dispuestos a ofertar y comprar el megavatio/hora para cada hora del día siguiente. Podemos decir que existen dos tipos de mercado:

- Mercado “pay-as-bid”, en el que cada generador recibe exactamente su precio ofertado.
- Mercado marginalista, en el que todos los generados reciben el mismo precio que es igual al punto donde se cruzan las curvas de oferta y demanda.

A pesar de las diferencias en la formación del precio, la teoría económica nos dice que en ambos mercados (“pay-as-bid” y marginalistas) se obtiene el mismo precio. Esto se debe a que en el mercado pay-as-bid los generadores ofertan en función a su coste de oportunidad, en vez de su coste variable, esto hace que el mercado se convierta en un mercado especulativo, incrementando la volatilidad y reduciendo la seguridad. Por su parte en el mercado marginalista los generadores ofertan al mínimo coste posible sobre el que obtendrían beneficios (coste variable), y por tanto de esta forma se garantiza el suministro a mínimo coste.

Este carácter marginalista del mercado que provoca que el coste de la energía sea marcado por los ciclos combinados en gran parte de las ocasiones, ha provocado ciertas críticas en un contexto de crisis energética en el que el precio de la energía generada por los ciclos combinados se ha encarecido desorbitadamente. Sin embargo, esta crítica no tiene ninguna base económica y para este proyecto de fin de grado la idea de cambiar el carácter marginalista del mercado será desechado desde este momento.



Imagen 3. Casación de la oferta y la demanda en el sistema marginalista

La venta de energía se produce principalmente en el Mercado Diario, que está organizado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español (OMIE), cuando las comercializadoras se reúnen con los generadores a las 12h del día anterior para acordar el precio del MWh de las 24 horas del día siguiente. Además, los agentes pueden ajustar sus posiciones dentro de las 24 horas anteriores al momento de compra en los mercados intradiarios también gestionados por el OMIE, la secuencia de estos mercados es también conocida como mercado SPOT (mercado mayorista). El indicador más conocido es el 'pool' diario, que es la media del precio de las 24 horas del día.

En el muy corto plazo el Operador del sistema (REE) organiza una serie de mercados que son muy necesarios ya que sirven como mecanismos de ajuste de demanda y producción, permitiendo que la generación sea exactamente igual a la demanda.

Por otro lado, la energía también puede comprarse días, meses e incluso años antes de su entrega física, donde el precio de compra consiste en la especulación sobre el valor que el MWh tendrá en el mercado SPOT. Existen dos tipos de mercados a plazo en España:

- Mercado no organizado de contratos bilaterales (OTC)
- Mercado organizado de futuros eléctricos que es gestionado por OMIP

Los mercados a plazo presentan una importancia gran importancia para el sector, ya que cuando son suficientemente líquidos permiten a los agentes del mercado gestionar sus riesgos. Esto da cierta seguridad a las inversiones en el sector y sirve de incentivo necesario a la entrada de nuevos competidores y el desarrollo de las energías renovables. Es importante señalar que el mercado a plazo no siempre tendrá un precio inferior al SPOT. Sin embargo, sí que tendrá un precio con el que tanto comprador como vendedor se sienta cómodo y permita estabilizar sus flujos de pagos y cobros, beneficiando a ambos.

Como el mercado a plazo es una especulación de los precios futuros, este es una fiel imagen de las expectativas no solo en el mercado eléctrico sino también en la economía al completo. Esto se debe a que el precio de la electricidad depende de diversos factores como la variación de la demanda, el precio de la emisión de CO₂, el precio de los combustibles, la disponibilidad de las instalaciones de generación...

La curva forward muestra los precios del mercado a distintos plazos en un día concreto. Analizándola podemos identificar si las expectativas futuras de los precios van al alza o a la baja. ("6.2. Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad - Energía y Sociedad", 2022)

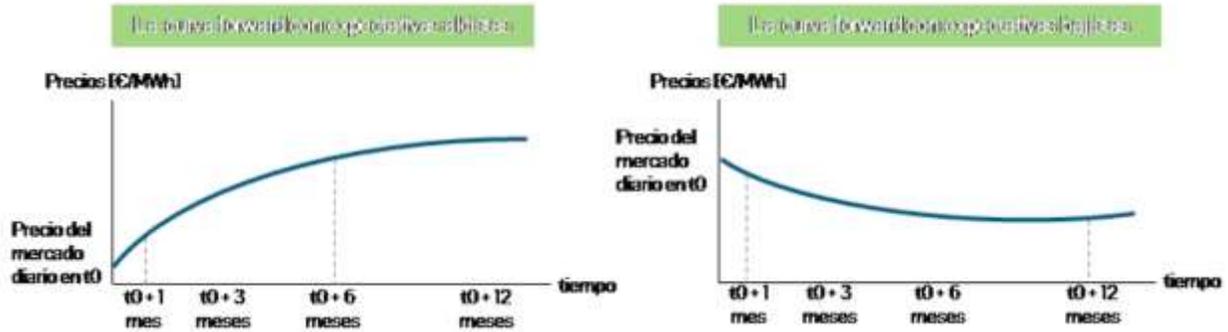


Imagen 4. Curva Forward del mercado a plazo

1.1.2.1. A quien afecta el precio spot

El precio marcado por el 'pool', afecta a 11 millones de clientes que únicamente representan el 11% del consumo. Esto se debe a que los clientes acogidos al Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), son aquellos con menor potencia contratada, que debe ser inferior a 10 kW. Lo más preocupante es que, debido a que el Bono Social solo se aplica a esta tarifa, los consumidores más vulnerables son los que se encuentran acogidos a este tipo de tarifa y por tanto a los vaivenes del mercado mayorista.

Por otra parte, los 18 millones de consumidores restantes que suponen el 89% del consumo están acogidos a una tarifa libre o contratos de largo plazo. A pesar de que este precio acostumbra a ser ligeramente superior al de tarifa regulada, esto funciona a modo de seguro para sus consumidores, que están protegidos por el comercializador y no les supone ninguna modificación en la factura los cambios en el precio del pool.

1.1.3. Financiación del Sistema

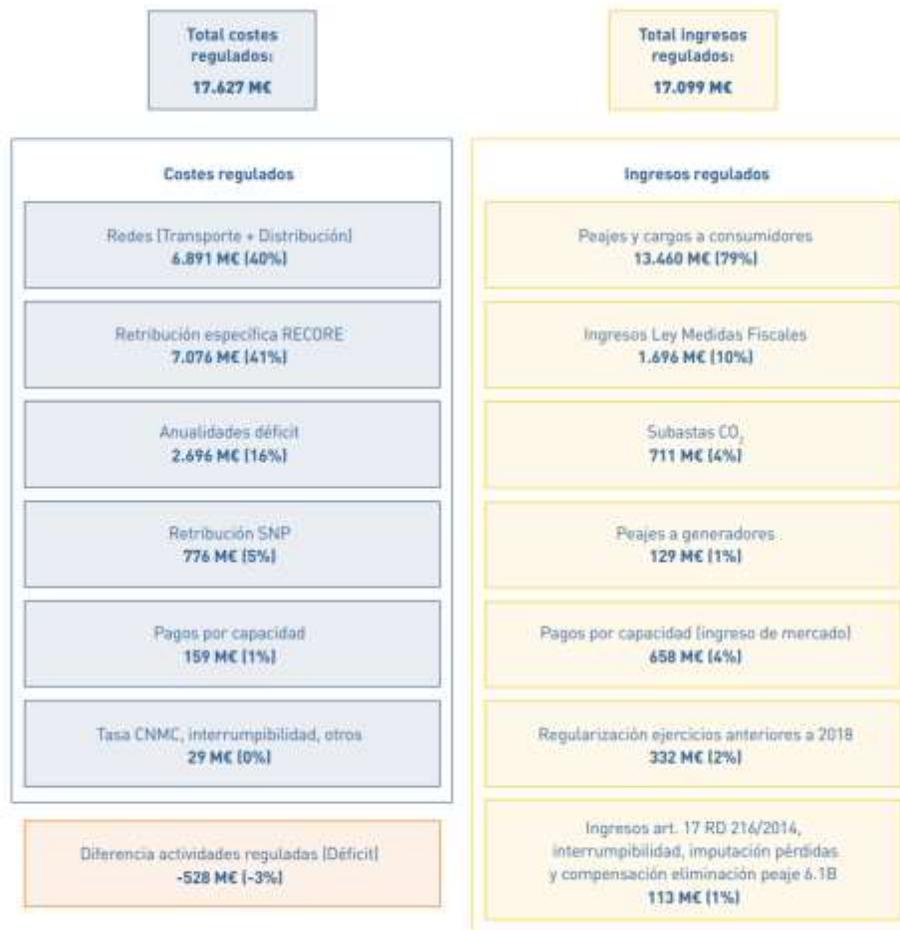


Figura 1. Costes e ingresos regulados liquidados en 2019 (Fundación Naturgy)

1.1.3.1. Desglose de los costes regulados del sistema

Redes de transporte y distribución

Las redes de transporte tienen como objetivo transmitir la energía desde el punto de generación hasta el punto de distribución a través de líneas de alta tensión (400kV y 220kV). REE, que es una empresa semipública, es la única empresa transportista del sistema, además del Operador del Sistema eléctrico y gestor de la red de transporte. Los costes asociados a la red de transporte están regulados por el RDL 1047/2013 en función del coste de la inversión y el de operación, mantenimiento y expansión de la red.

La red de distribución tiene por objeto la transmisión de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo a través de líneas de baja tensión (125kV y 220V). En este caso las redes son propiedad de las empresas distribuidoras (unas 300 empresas distintas), que se encargan del desarrollo y planificación de las mismas. Una importante diferencia con la red de transporte es la gran heterogeneidad que existe. Existe una gran variedad de clientes, desde aquellos dispersos en zonas rurales hasta los residentes de grandes zonas urbanas. El RDL 1048/2013 regula la retribución de la actividad en base a los costes de inversión, operación y mantenimiento.

En 2019 el coste de la red distribución ascendió a 6.891 M€, lo que representa un 40% del total de los costes regulados del sistema.

Retribución a la generación con energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE)

Estas formas de generación energética obtienen un régimen económico y jurídico beneficioso gracias a los beneficios aportados en sostenibilidad del modelo energético. Las primas RECORE crecieron substancialmente a partir de 2004 debido al impulso de la política energética en España. Debido a la falta de tecnología y desarrollo suficiente las instalaciones de energías renovables y cogeneración jugaban en desventaja frente a otros tipos de centrales. Estas atractivas primas sirvieron entonces para fomentar la instalación de estas centrales. “La norma que regulaba este tipo de instalaciones no ponía límite a la potencia instalada, lo que atrajo numerosas inversiones. Esto derivó en un rápido crecimiento de las primas RECORE y con ellas el déficit del sistema, al no aumentar los ingresos del sistema de manera correspondiente.” (Chaves Ávila, et al., 2021). Posteriormente se modificaría la norma limitando las primas y haciéndolas más sostenibles para la economía del sistema, estableciendo “una rentabilidad razonable a lo largo de su vida útil” como señala el BOE.

La generación cuenta con dos tipos de ingreso. La primera es como partícipe del mercado como cualquier otra central de generación. La segunda es una retribución específica adicional, que es la que se incluye como coste regulado del sistema eléctrico. Esta segunda está compuesta por los siguientes términos:

- **Retribución a la inversión:** un término por la unidad de potencia instalada que cubra costes de inversión que no puedan ser repercutidos por la venta de energía. Este tipo de retribución se emplea, por ejemplo, con las centrales eólicas, cuyo coste de instalación es muy alto, pero prácticamente no tiene costes de producción.

- Retribución a la operación: un término que cubra la diferencia entre los costes y los ingresos de explotación de la instalación. Por ejemplo, una central de biomasa, cuyos costes de producción son altos.
(Régimen Retributivo Específico, 2022)

Para la aplicación de la retribución específica las distintas instalaciones de producción el gobierno las clasifica en las siguientes categorías:

- Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías renovables
- Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las renovables no fósiles
- Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados

Gracias a la maduración de las tecnologías, las renovables obtienen cada vez una mayor rentabilidad, debido a su bajo coste de producción. Cada vez son centrales más competitivas y las primas por instalación son menos necesarias y abundantes.

En 2019 la retribución específica RECORE asciende a 7.076 M€ lo que representa un 41% del total de los costes.

Anualidades del déficit

Entre los años 2000 y 2013 los costes regulados fueron superiores a los ingresos, cuya diferencia dio lugar al déficit de tarifa (financiada principalmente por entidades bancarias y compañías eléctricas). Las anualidades del déficit que se incluyen en los costes regulados es la cantidad destinada de cada año a la amortización de la deuda e intereses.

A lo largo de los años se establecieron cuatro mecanismos de financiación del déficit:

- Cesión de terceros – cedieron a entidades financieras el déficit generado entre los años 2000 al 2003 y 2005. Actualmente esta deuda ya está saldada.
- Déficit Ex Ante – En 2007 y 2008 la financiación del déficit se produce a través de subastas organizadas por la CNE. El tipo de interés se calcula como la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses de noviembre del año anterior.
- FADE – El RDL 6/2019 permitió ceder los derechos de cobro del déficit al FADE. Este organismo emite deuda avalada por el Estado como títulos, vendidos a los mercados internacionales. Inicialmente, el plazo de recuperación del derecho se extendía hasta 2034.

- Déficit 2013 – Emisión de la deuda con un interés fijo a 15 años del 2,195% según establece el RDL 1054/2014.

Retribución a los sistemas no peninsulares

Los sistemas eléctricos en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla presentan un sobrecoste debido a su carácter de sistema aislado que hace necesario un mayor nivel de reserva ante posibles incidencias, imposibilita el aprovechamiento de las economías de escala y tiene dificultades para el acceso a energías más baratas como la nuclear. Con el objetivo de tener un mismo coste en todo el Estado, “la generación de los sistemas no peninsulares recibe una compensación por sus extracostes” (Sancha, 2016). El 50% de esta compensación se financia a través de los costes regulados.

En 2019 con 776 M€ la retribución SNP representó el 5% del total.

Otros costes

Entre otros costes del sistema destacan la tasa de la CNMC y pagos por interrumpibilidad, por el cual se incentiva a grandes consumidores para que modifiquen su demanda en caso de que fuese necesario.

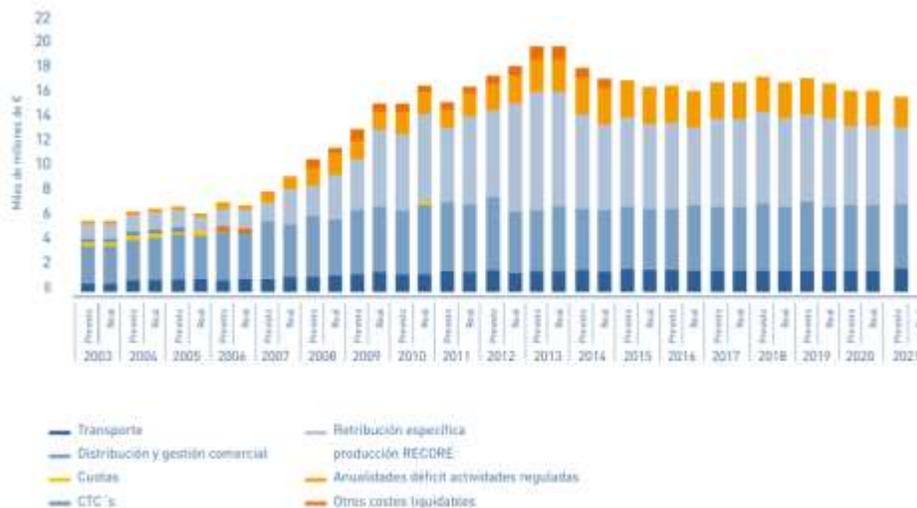


Figura 2. Evolución de los costes regulados y su previsión entre 2003 y 2021 (Fundación Naturgy)

En la figura superior se puede apreciar como varían los costes del sistema entre el año 2003 y 2021. De forma sistemática entre los años 2007-2012 la previsión de los costes regulados era considerablemente inferior a los reales. Esto llevaba a que los peajes y cargos (la mayor fuente de financiación) que se estimaban necesarios cobrar a los consumidores era insuficiente. De esta forma el déficit del sistema incrementó considerablemente durante estos años. Se debate si esto pudo ser una política del gobierno para mantener los precios de la factura de la luz lo más bajos posible, y así ganarse el voto ciudadano a costa de una deuda futura de la que nadie era consciente. Se observa un gran crecimiento de las primas RECORE y las anualidades, especialmente desde 2007. Estas no comenzarán a disminuir significativamente hasta 2025, cuando los acuerdos establecidos por el RECORE lleguen a su fin y la deuda sea pagada.

1.1.3.2. Desglose de los ingresos regulados del sistema

Peajes y cargos a consumidores

Los peajes y cargos se recaudan a través de los término fijo y variable de la factura de la luz que reciben los consumidores finales, en función de la potencia contratada y la energía consumida respectivamente. Tanto los consumidores pertenecientes al PVPC como aquellos que tienen un contrato libre, pagaran estas tasas en la factura de la luz. Los peajes cubren los costes de la comercializadora que gestiona los contratos con las otras partes para dirigir el mercado, los costes de transporte de la REE y la distribución. Por su parte los cargos recogen el resto de los costes regulados.

En 2019 los peajes y cargos supusieron el 79% del total de ingresos regulados.

Ingresos medidas fiscales (Ley 15/2012)

Con esta ley se introdujeron una serie de cánones y tributos a la generación. Los más importantes son:

- Impuesto del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)
- Canon del 22% por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica
- Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos

Las medidas fiscales ingresaron 1.696 M€ en 2019 suponiendo un 10% del total.

Subastas de derechos de CO2

La ley 17/2012 establece que el 90% del ingreso procedente de estas subastas será destinado a financiar los costes regulados del sistema. Estos ingresos están aumentando los últimos años debido a la disminución del número de derechos de emisiones y por tanto la subida del precio.

En 2019 unos 711 M€ de ingresos se obtuvieron con estas subastas.

Peajes a generadores

Los generadores pagan en concepto de peaje de acceso a las redes 0.5 € por cada MWh producido y transportado por las redes. Este ingreso en 2019 supuso un 1% del total.

Pagos por capacidad

El sistema eléctrico utiliza mecanismos de generación eléctrica complementarios que aumenten la flexibilidad del sistema y así poder asegurar la seguridad del sistema evitando cortes de suministro. En España se paga a centrales con disponibilidad y capacidad de generación suficiente para poder afrontar los momentos de mayor demanda.

Los costes de disposición de esta capacidad son siempre superados por los ingresos obtenidos, y la diferencia resulta en un superávit de pagos por capacidad, que se considera un ingreso regulado.

En 2019 la diferencia entre los costes e ingresos del mecanismo resultaron en 499 M€, que suponen un superávit.

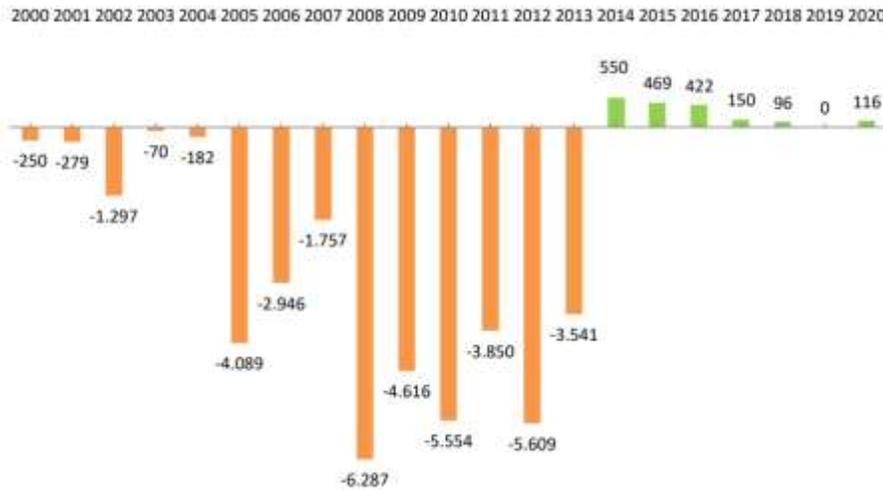


Figura 3. Balance de costes e ingresos regulados del sistema. Fuente: CNMC

La diferencia entre los costes y los ingresos regulados del sistema da lugar a un déficit o superávit del sistema eléctrico. Durante muchos años se fue acumulando una gran deuda que ahora pagamos en concepto de anualidades del déficit. A partir de 2014 el sistema dio lugar a superávits cada vez menores. En 2019 “el saldo de 0 € del cierre de 2019 se obtuvo tras la transferencia de 527,7 millones de euros de la cuenta del superávit de acuerdo con lo establecido en la Orden TED/952/2021 al objeto de que dicho ejercicio finalizase en equilibrio.” (CNMC, 2022)

Los superávits anuales son utilizados para pagar la deuda acumulada del estado con las empresas. De ahí que las anualidades que inicialmente se extenderían hasta 2034, ahora se estime su finalización para 2028.

1.1.4. Formación de la Factura

Para poder comprender como los cambios en el sector pueden afectar al consumidor final, debemos entender cómo funciona la factura eléctrica en España.

El 1 de Julio de 2009, se implanta el actual modelo de facturación, basado en una estructura aditiva con cinco términos: Término Fijo, Término Variable, Impuesto eléctrico (5,11%), Alquiler del contador e IVA (21%). Los costes del sistema son imputados en la factura a través de los términos fijo y variable. El 1 de junio de 2021 tiene lugar un importante cambio en la factura eléctrica en la que la anteriormente llamada ‘tarifa de acceso’ se divide ahora en Peajes y Cargos.

Además, se introduce la discriminación horaria obligatoria en la que se diferencian tres tramos, punta, llano y valle, de los que depende el término variable de los Peajes y Cargos. También esto hace necesario la contratación de dos potencias para periodos distintos, punta/llano y valle, que forman el término fijo de la factura. El consumidor final comprobará que el coste total de los cargos y peajes proviene en un 50% del término variable y otro 50% del término fijo. Esta reforma que introduce una diferencia horaria de precios muy notable tiene como objetivo incentivar a los consumidores al consumo energético razonable, disminuyendo el consumo en horas punta donde el precio es mucho mayor, y aumentando en los valles. De esta forma se concientiza a la población de la ayuda a la sostenibilidad en un contexto de urgente descarbonización.

El Término Fijo, corresponde a la facturación por la potencia contratada, y que por lo tanto esta lista para ser suministrada. El Término Variable, como su propio nombre indica varía en función de la cantidad consumida, se compone por el coste de la energía, los peajes de las redes y los cargos de política energética. El coste de la energía corresponde al “precio resultante de los mercados mayoristas o alternativamente negociado entre generadores y compradores” (Chaves Ávila, et al., 2021).

El mercado español ofrece la particularidad a los consumidores con potencia contratada inferior a 10kW de poder elegir entre una tarifa regulada (PVPC), en la que como su propio nombre indica los precios de los términos de potencia, cargos y peajes están regulados por la CNMC. Los consumidores finales de este tipo de tarifa están sometidos a las fluctuaciones constantes del coste de la energía en el mercado mayorista. Es decir, el precio cambia hora a hora en función de la oferta y la demanda entre compañías generadoras y comercializadoras. Por otro lado, en la tarifa libre, el consumidor pacta el precio de todos los términos con una comercializadora. De esta forma es la comercializadora es la que absorbe las variaciones del precio de la energía en el mercado mayorista, mientras el consumidor paga un precio fijo por su consumo, obteniendo una factura mucho más estable. En 2017 tiene lugar la implantación de la figura del consumidor vulnerable, que son acogidos en el Bono Social Eléctrico y beneficiarios de una serie de descuentos en el precio final de la factura. En 2021 tiene lugar un importante cambio en la factura eléctrica, en la que se introduce la discriminación horaria obligatoria en la que se diferencian tres tramos, punta, llano y valle.

Los consumidores se agrupan en distintos grupos tarifarios según su potencia, que designan los precios de los términos de peajes y cargos:

2.0TD – Suministros de baja tensión para pequeños consumidores de menos de 15kW, tienen la particularidad de la tarifa regulada (PVPC).

3.0TD – Suministros de baja tensión de más de 15kW para PYMES, hostelería, restauración...

6.1TD – Suministro de alta tensión entre 1kV y 30kV

6.2TD - Tensión mayor o igual a 30 kV e inferior a 72,5 kV.

6.3TD - Con una tensión mayor o igual a 72,5 kV e inferior a 145 kV.

6.4TD - Con una tensión igual o superiores a 145 kV

Periodo	Carga por energía en €/kWh					
	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0,027378	0,018489	0,018838	0,010365	0,009646	0,008775
2	0,020624	0,015664	0,015479	0,008432	0,008076	0,006983
3	0,000714	0,008523	0,00911	0,006925	0,004937	0,004031
4		0,005626	0,005782	0,003163	0,00229	0,002996
5		0,00034	0,000328	0,00018	0,000264	0,000175
6		0,00034	0,000328	0,00018	0,000264	0,000175

Periodo	Carga por potencia en €/kW año					
	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	23,469833	10,646876	21,245192	15,272489	11,548232	12,051156
2	0,961130	9,302956	21,245192	15,272489	11,548232	9,236539
3		3,751315	11,530748	7,484607	6,320362	4,442575
4		2,652114	8,716048	6,676931	3,694683	3,369751
5		1,145308	0,560259	0,459003	0,708338	0,628452
6		1,145308	0,560259	0,459003	0,708338	0,628452

Figura 4. Precios de los términos de potencia contratada y energía activa de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021.

Cargo por energía en €/kWh						
Periodo	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0,10574	0,058947	0,032053	0,015039	0,012328	0,004683
2	0,021148	0,043644	0,023743	0,011139	0,009132	0,003469
3	0,005287	0,023579	0,012821	0,006016	0,004931	0,001873
4		0,011789	0,006411	0,003008	0,002466	0,000937
5		0,007557	0,004109	0,001928	0,001581	0,0006
6		0,004716	0,002564	0,001203	0,000986	0,000375

Cargo por potencia en €/kW año						
Periodo	Grupo tarifario					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
1	7,202827	8,950109	9,290603	5,455758	4,368324	2,136839
2	0,463229	4,478963	4,649513	2,730784	2,186024	1,06931
3		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
4		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
5		3,254069	3,378401	1,983912	1,588236	0,777032
6		1,491685	1,548434	0,909293	0,728054	0,35614

Figura 5. Precios de los términos de energía activa y de potencia contratada de los cargos de aplicación a los consumidores en España a partir de abril de 2021



1.1.4.1. Desglose factura PVPC

DESGLOSE DE LA FACTURA		
Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)		xx,xx€
P1 (punta):		xx,xx €
P2 (valle):		xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		xx,xx€
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía		xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo		-xx,xx€
Ajuste límite de compensación por autoconsumo		xx,xx€
Descuento por bono social:	(xx,xx € + xx,xx€) * xx%	-xx,xx€
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx	xx,xx €
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día	xx,xx €
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA		xx,xx €

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) CON DESCUENTO POR BONO SOCIAL**. No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre. El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: www.cnmc.es

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

Siempre que no se produzca la pérdida de alguna de las condiciones que dan derecho a su percepción, el bono social tiene un periodo de vigencia de dos años, tras el cual deberá solicitar su renovación. En caso de familias numerosas, la vigencia se mantendrá hasta la caducidad del título de familia numerosa.

Para solicitar la renovación del bono social, podrá hacerlo presencialmente en nuestras oficinas o llamando al teléfono xxx. Dispone de información sobre los requisitos que deben cumplirse en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxx.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: www.cnmc.es. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: www.idae.es. Información sobre PVPC: www.ree.es

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

Figura 6. Modelo de factura del PVPC. Fuente: BOE

La figura anterior muestra la información que presentan las facturas eléctricas de los consumidores del PVPC desde junio 2021. En su desglose, se puede comprobar que la factura está compuesta por 5 términos: La potencia contratada (término fijo), la energía consumida (término variable), el impuesto eléctrico (IE), el alquiler del contador y el IVA. A continuación, explicaremos un poco más a fondo cada uno de ellos:

Término Fijo

En el caso de un cliente del PVPC, este término de la factura se obtiene multiplicando la potencia contratada en cada periodo por la suma de los precios de términos de peajes y cargos mostrados en las figuras 4 y 5 (en función del tipo de tarifa correspondiente cuyo precio esta regulado por el gobierno). Además, se le debe añadir el margen de comercialización, también regulado.

Término Variable

De forma similar al caso anterior, para calcular el término se sumarán los precios (de cargos y peajes) por energía de cada periodo de las tablas inferiores y se multiplicara por la cantidad de energía consumida. A esto hay que añadir el coste de la energía, que se traduce en el precio de la energía consumida en el mercado mayorista, es decir, el precio pagado por la comercializadora por la energía suministrada.

Alquiler del contador

El pago sirve para compensar a las comercializadoras por el mantenimiento de los contadores en las casas que permiten contabilizar el uso de energía

Impuesto eléctrico e IVA

Impuestos aprobados por el gobierno para recaudar fondos estatales.

Cabe destacar que los consumidores pertenecientes al bono social contarán con un sexto término “descuento por bono social”, que indica la cantidad de dinero descontada en cada caso.

1.1.4.2. Desglose factura libre tarifa 2.0TD

Detalle de tu factura

Concepto		Cálculo	Importe
Consumo electricidad punta	94 kWh	0,236945€/kWh	22,27€
Consumo electricidad llano	119 kWh	0,143519€/kWh	17,08€
Consumo electricidad valle	161 kWh	0,108885€/kWh	17,53€
Término de potencia P1 (3,450 kW)	61 días	0,084035€/kW día	17,69€
Término de potencia P2 (3,450 kW)	61 días	0,003902€/kW día	0,82€
Excesos de potencia punta			0,40€
Excesos de potencia valle			0,25€
Descuento Real Decreto-ley 17/2021			-4,17€
Subtotal			71,87€
Impuesto electricidad mínimo comunitario 0,374 €/MWh		1,00€/MWh	0,37€
Otros conceptos electricidad			
Alquiler de contador	61 días	0,026557€/día	1,62€
Total electricidad			73,86€
Base imponible			73,86€
Total IVA 10%	73,86€	10%	7,39€
Total a pagar			81,25€

Se ha aplicado el Tipo Mínimo Comunitario Art. 99.2 Ley 38/1992.

Información importante

Figura 7. Modelo de facturación tarifa libre.

El esquema de este tipo de factura varía dependiendo de cada comercializadora y tipo de contrato. El consumidor y la comercializadora pueden acordar casi cualquier cosa. La factura cuenta con unos términos importantes que suelen ser similares:

- Término de potencia en dos tramos horarios
- Término de consumo, puede tener discriminación horaria o no.
- Impuesto eléctrico, se aplica el porcentaje fijado por ley igual que en el PVPC, pero existe un mínimo fijado por ley igual a 1 €/MWh, que debido al bajo coste especialmente en la factura libre, se aplica en ocasiones.
- IVA, se aplica el fijado por ley

1.1.4.3. Desglose factura 3.0TD



Imagen 5. Modelo de facturación tarifa 3.0TD

Este tipo de factura se les aplica a los consumidores de baja tensión de más de 15kW, normalmente PYMES. El desglose de la factura es muy similar a la de los consumidores libres de la 2.0TD. Las mayores diferencias que se encuentran es que en este caso encontramos seis periodos horarios con distintos costes de la energía. Además, cuenta con un término nuevo por la generación de reactiva. La energía reactiva aparece cuando se utilizan aparatos que necesitan

crear campos magnéticos y eléctricos para funcionar. Este tipo de energía causa problemas en la distribución, y por ello se decidió implantar un cargo por la generación de reactiva al sistema. El resto de los términos son idénticos a las tarifas vistas anteriormente. Cabe destacar que las tarifas 3.0 en adelante no obtuvieron el descuento del IVA, pues solo se produjo para pequeños consumidores.

1.2. Objetivos Europeos

Ante la concienciación de la población de la emergencia mundial que supone detener el cambio climático, en 2015 tuvo lugar el Acuerdo de París, en el que se hace un acuerdo internacional para poder afrontar este problema de manera coordinada entre todos los países y así alcanzar el objetivo impuesto. Este objetivo consiste en reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera y así limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2°C.

Bajo este panorama de concienciación con el medio ambiente la Unión Europea puso en marcha en 2019 el Pacto Verde Europeo, “paquete de iniciativas políticas cuyo objetivo es situar a la UE en el camino hacia una transición ecológica” (Consejo de la Unión Europea, 2022), que tiene como objetivo alcanzar la neutralidad climática en 2050. Además, a más corto plazo la UE se compromete a reducir las emisiones netas de GHG al menos un 55% hasta 2030. La UE para coordinar los estados miembros hacia la consecución de los objetivos, demandó a cada miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). De esta forma la Comisión Europea puede determinar en qué grado cada estado está cumpliendo con los objetivos.

En España las medidas impulsadas por el PNIEC se espera que harán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados supondrían un paso firme hacia el objetivo final de “convertir a España en un país neutro en carbono en 2050” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020), alcanzando un mix de generación eléctrica 100% renovable.

Para alcanzar estos objetivos el PNIEC señala una serie de medidas de promoción de las energías renovables, de las que algunas de ellas tienen especial interés para el sector eléctrico:

1) Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables

Entre 2021-2030 se espera llevar a cabo la instalación adicional de 59 GW de potencia renovable instalada, para crear la infraestructura será necesaria una gran inversión en el sector.

2) Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables

El gran aumento de generación renovable supone un reto para las redes de transporte debido al aumento de generación y carácter intermitente, por el cual se verterá una gran cantidad de energía a la red en momentos concretos. Para ello deben prepararse las redes a través de la creación de nuevos nodos de evacuación y el refuerzo de los ya existentes, además, las interconexiones con otros países también deben ser aumentadas. Debido a la intermitencia, mecanismos de capacidad, almacenamiento e inercia deben ser implantados para mejorar la eficiencia del sistema.

La nueva complejidad en las operaciones de las redes de transporte exige la inversión en la gestión de las redes, a través de la “digitalización que les permita mejorar sus sistemas de monitorización, control y automatización” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Esto permitirá una gestión más efectiva y segura de la demanda, además de incentivar la innovación.

3) Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida

El autoconsumo renovable permite acercar el consumo a la generación y así, reducir las pérdidas. Esta, además, ayuda a la implicación ciudadana en la consecución de los objetivos medioambientales, y en la reducción de su consumo. La potenciación del autoconsumo tiene el beneficio de la introducción de inversiones privadas pequeñas en el sector, que ayudaran a la instalación de la infraestructura necesaria.

4) Promoción de la contratación bilateral de energía renovable

Cada vez es mayor el número de empresas, comunidades y ciudadanos que muestran su apoyo al consumo de energía 100% renovable. Ante la concienciación de la población de la importancia del medio ambiente y la explotación de las energías renovables, muchas empresas utilizan el uso de energía renovable a modo de reclamo y propaganda. De esta manera la garantía de origen de la energía ha tomado una gran importancia en los últimos años, y uno de los “mecanismos para obtener un suministro de electricidad renovable 100% es la contratación bilateral con un productor” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). (Chaves Ávila, et al., 2021)

Además, los contratos bilaterales a plazo son una fuente fundamental de financiación segura para las generadoras de renovables, que necesitan una gran inversión para su instalación. Por tanto, para lograr los objetivos del PNIEC, y la instalación de la potencia instalada renovable necesaria, es primordial promover los contratos bilaterales que puedan disminuir el riesgo de las inversiones y así fomentarlas.

1.2.1. Situación actual

Teniendo en cuenta los objetivos marcados por la Unión Europea, es interesante analizar la evolución de España hacia la consecución de estos objetivos y las posibles trabas del sistema.

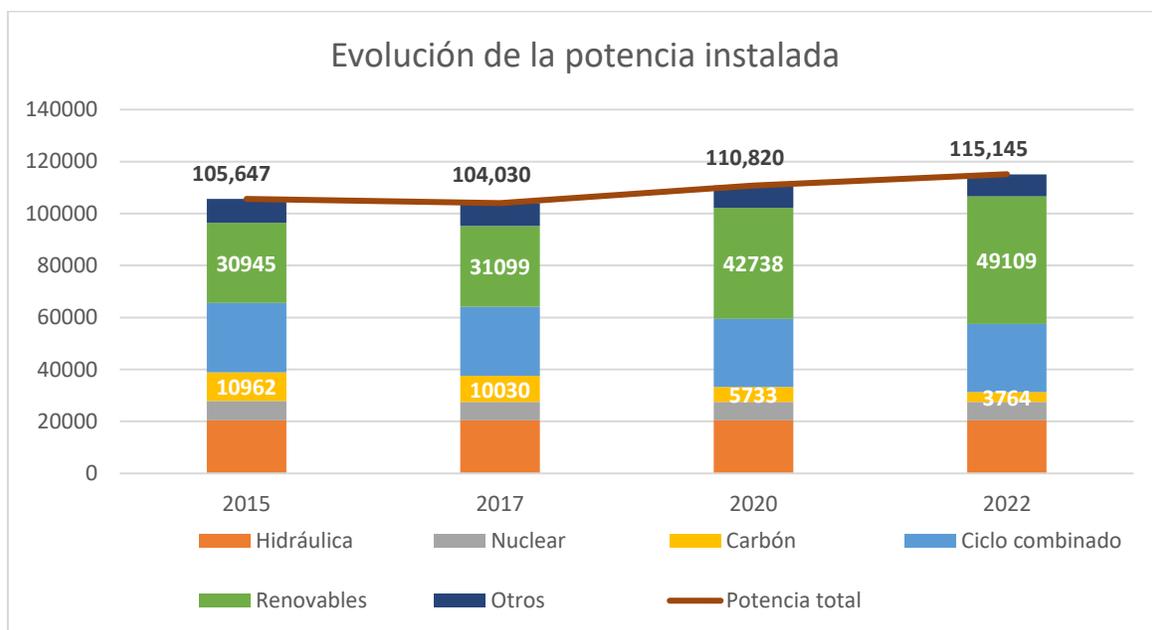


Figura 8. Evolución de la potencia instalada en España. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de REE

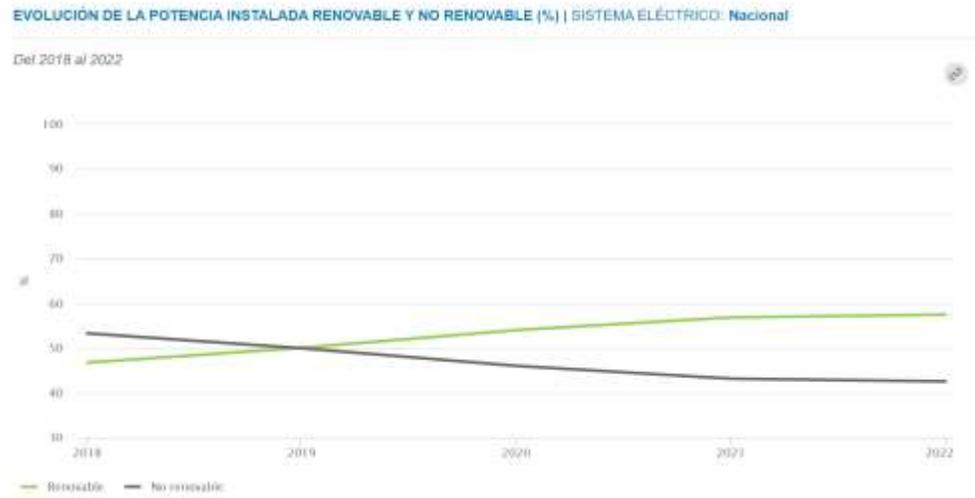


Figura 9. Evolución de la potencia instalada en España renovable y no renovable (%). Fuente: REE

En el gráfico anterior se muestra la evolución de la potencia instalada en España durante los últimos siete años. En el destaca la disminución de la potencia instalada de carbón, cuyas centrales han ido cerrando sucesivamente debido a sus altas emisiones. Por otro lado, la potencia instalada renovable subió un 58.7% desde 2015, debido en gran parte al aumento de instalaciones solares. El gran aumento de las energías renovables se debe a la maduración de las tecnologías que les permite ser mucho más competitivas frente otras centrales. Además, hay que añadirle los incentivos por parte de políticas sostenibles europeas. En general la potencia instalada en el territorio español ha aumentado hasta los 115,145 MW, mientras que la demanda pico se ha mantenido más o menos constante en los últimos años alrededor de 40MWh, sufriendo una pequeña disminución, como es normal, en 2022 debido a la subida de los precios. Cabe destacar que la capacidad instalada renovable ya supera a la demanda pico desde el año 2020.

En el siguiente gráfico se puede ver de forma más concisa como ha ido aumentando la capacidad instalada renovable frente a la no renovable. En 2019 la renovable ya alcanzó el 50%. Actualmente, la potencia renovable instalada representa casi un 60% del total.

Esto es una muestra irreprochable del esfuerzo del sector por llevar a cabo una transición hacia la descarbonización. Las centrales más emisoras desaparecen y las no emisoras aumentan. La transición parece haberse acentuado a partir de 2019, aumentando el ritmo con el Pacto Verde Europeo. Sin embargo, cabe preguntarse si el ritmo actual es el adecuado para alcanzar los objetivos europeos.

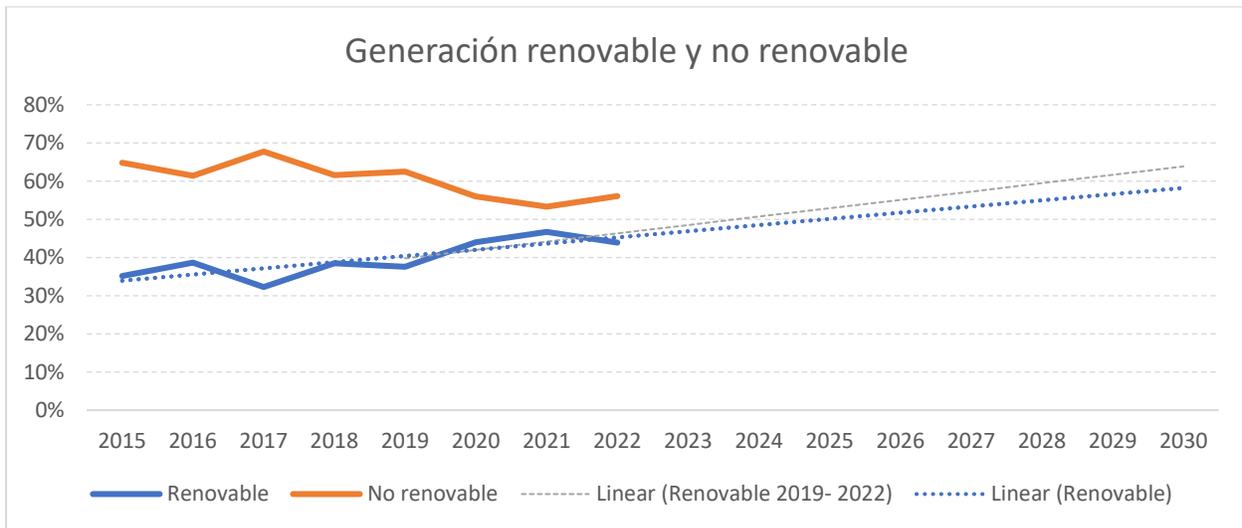


Figura 10. Evolución y proyección de la generación renovable. Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la figura 10 podemos ver la evolución de la generación renovable y no renovable desde 2015, y una pequeña estimación del porcentaje de generación renovable que alcanzaremos siguiendo el ritmo actual. Para ello se realizó una regresión lineal con los datos tomados entre 2015 y la actualidad, año en el que tuvo lugar el Acuerdo de París, y otra tomando solo datos entre 2019 y la actualidad, cuando se firmó el Pacto Verde Europeo. El ritmo de generación renovable aumentó tras el Pacto Verde, y por ello la previsión para 2030 es ligeramente superior siguiendo esta segunda opción.

Poniéndonos en el caso más optimista al ritmo actual se prevé alcanzar alrededor de un 64% de generación renovable, lejos del 74% que el PNIEC estima que alcanzará. Por tanto, parece evidente la necesidad de seguir aumentando los esfuerzos e inversiones en el sector renovable para poder alcanzar los objetivos marcados.

El sistema eléctrico actual no está preparado para la transición hacia un mix energético 100% renovable. Por ello, se encuentran una serie de retos que debemos abordar para llevar a cabo una transición efectiva y segura.

1) Pérdida de la frecuencia del sistema

En un sistema eléctrico, la demanda y la generación deben ser iguales en todo momento. De forma indirecta esto influye a la frecuencia del sistema, ya que si se produce un desequilibrio en el balance la frecuencia cambia. Al desconectarse un generador de la red la frecuencia cae de forma proporcional a la potencia del generador desconectado. A la caída de frecuencia reacciona la regulación primaria de los generadores haciendo que estos aumenten su generación (Pedro Linares, et al., 2018).

Debido a la naturaleza de la generación a través de fuentes renovables, ésta no aporta la inercia al sistema que si hacen otros tipos de centrales. Es de gran importancia mantener la inercia del sistema por su seguridad, ya que permite que, al haber cambios bruscos en la demanda, la frecuencia varíe de forma más discreta. Si disminuye la inercia los cambios de frecuencia podrían ser mayores, alcanzando el máximo que permitiría por seguridad del sistema. “Si la variación de frecuencia fuera superior a 800 mHz se activarían los esquemas de deslastre de cargas para proteger la integridad del sistema y evitar llegar al límite de 47.5 Hz.” (Pedro Linares, et al., 2018).

Como la generación renovable no aporta inercia, cuanto más aumentamos la capacidad de generación renovable, menos inercia tiene nuestro sistema, dando lugar a un problema de seguridad. Para poder lograr los objetivos europeos en el largo plazo será necesario el desarrollo de un mecanismo de inercia sintética que pueda acompañar a la generación renovable. Mientras tanto la estabilidad inercial del sistema será muy inferior a la media europea, y esto podría ocasionar pérdidas de entre 1-4GW para 2030 según un estudio de Arthur D Little (“The future of Spanish power markets”, 2021).

Es importante resaltar que gracias a la interconexión con Francia la dinámica de la frecuencia no sólo está determinada por el propio sistema eléctrico peninsular, sino también por el sistema europeo.

2) Necesidad de almacenamiento

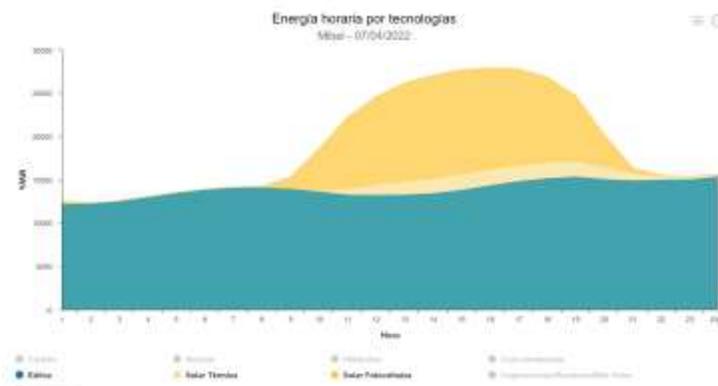


Figura 11. Producción de energía renovable horaria. Fuente: OMIE

El carácter intermitente de las energías renovables hace de gran importancia la instalación de una capacidad de almacenamiento potente que pueda absorber los excesos de generación en un

momento concreto. En la figura 11, de la generación de energías renovables de un día cualquiera, podemos ver que esta es mucho mayor durante las horas de luz del día, especialmente por la generación solar. Además, cabe destacar que desde 2020 la capacidad renovable instalada superó la demanda pico horaria de energía. Esto demuestra la facilidad con la que la generación renovable puede tener excesos.

Los recursos intermitentes presentan una gran variabilidad dentro del día y por ello es tan importante completar las renovables con generación flexible, tecnologías de almacenamiento (baterías y vehículos eléctricos) o demanda flexible.

Otro factor intrínseco es la incertidumbre de la generación renovable en el corto plazo, que hace extremadamente difícil predecir la generación horaria con exactitud (dando lugar a errores de entre el 10-15% para la generación eólica). Esto hace indispensable la provisión de reservas que pueden ser suministradas por generación térmica convencional, generación hidráulica, tecnologías de almacenamiento, etc.

La energía almacenada podría ser empleada en aquellos momentos cuando la energía renovable es menor y por tanto la generación sería suministrada por los ciclos combinados. (Pedro Linares, et al., 2018).

3) Capacidad del sistema

Especialmente en el corto plazo, mientras los problemas de almacenamiento y pérdida de frecuencia no se solucionan, será fundamental la disposición de generación de energía fiable suficiente para satisfacer los momentos de máxima demanda. Cuanto mayor sea la proporción de potencia renovable instalada, mayor será la capacidad necesaria para satisfacer las posibles intermitencias del sistema.

Estas reformas son necesarias en el largo plazo, de cara a 2030 y 2050 para alcanzar los objetivos y llevar a cabo una transición hacia un mix energético 100% renovable. Esto junto a otras necesidades como nuevas instalaciones renovables, el aumento de capacidad de las redes de transporte o los pagos por capacidad a otras centrales suponen un gran gasto para el sistema. En conclusión, la transición energética supondrá la necesidad de una gran inversión que será compensada a través del incremento de los costes regulados del sistema.

Capítulo 2. Estado de la Cuestión

El valor que reside en este proyecto fin de grado es de aportar una visión más integral del reto que supone la crisis energética en el sector eléctrico. Actualmente en el mercado se encuentran algunos trabajos de investigación que aportan conocimiento de la transición sostenible del sector en España, el funcionamiento del mercado eléctrico o análisis de las posibles repercusiones de la crisis energética e impacto de las medidas tomadas. Sin embargo, estos estudios se encuentran siempre de manera aislada.

Por una parte, el profesor José Luis Sancha ha hecho un encomiable trabajo explicando la formación de la factura de la luz en su libro “Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y el gas”. El IIT Comillas junto a la formación Naturgy han publicado varios documentos de enorme valía sobre el sector eléctrico en España, en especial “La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países” en la que se detalla cómo funciona el mercado eléctrico y cuáles son los costes e ingresos regulados del sector. La consultora ADL, saca importantes conclusiones sobre la transición a la descarbonización del sector en España en el documento “The future of Spanish power markets”. Por último, el MIT emite un documento muy interesante, criticando las posibles repercusiones de algunas medidas tomadas por el gobierno en “Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy”.

Capítulo 3. Definición del Trabajo

3.1. Justificación

El valor de este PFG es el de integrar el funcionamiento del mercado eléctrico, la transición sostenible y la crisis energética en un mismo proyecto, para poder tener una visión más global de la situación del sector en España y poder valorar y proponer optimizaciones a conciencia e intervenir de manera apropiada en el sector.

Además, este documento posee un gran valor divulgativo. La información ofrecida muestra todo el recorrido necesario para alcanzar una opinión crítica de lo sucedido los últimos meses en el mercado eléctrico. El lector comprenderá el funcionamiento del mercado eléctrico y como repercute en la factura de los consumidores, podrá comprobar la evolución del sector hacia la descarbonización, y se le presentarán las causas de la crisis y como el gobierno ha respondido a ellas. Finalmente se hace un análisis de las posibles medidas y sus repercusiones.

3.2. Objetivos

- Divulgación sobre el funcionamiento del mercado eléctrico español y las repercusiones de la crisis
- Análisis de la evolución de los objetivos sostenibles europeos
- Estudio de las causas de la crisis de los mercados mayoristas energéticos
- Estudio de la repercusión de la crisis en la factura de los consumidores
- Análisis de la repercusión de las medidas tomadas por el gobierno en España
- Propuesta de un marco regulatorio balanceado y sostenible

3.3. Metodología

Con la base proporcionada en la introducción, sobre el sistema eléctrico español y su transformación hacia la neutralidad de emisiones, se analizarán las causas que han suscitado la crisis energética y cuáles han sido la respuesta por parte del gobierno en España.

A continuación, con ayuda de modelos Excel, se estudia cómo repercutieron las medidas tomadas en el precio final de la factura de la luz para los distintos consumidores. También se analiza como las medidas influyen en la financiación del sistema, y se estudia un paquete de medidas óptimo y balanceado.

Capítulo 4. Desarrollo del Conflicto

4.2. Crisis energética

A principios del segundo semestre de 2021 comenzaron a saltar las alarmas ante la inquietante subida del precio de la luz. Esto supuso el comienzo de una crisis energética europea en la que aún estamos inmersos, cuyas causas principales fueron una concatenación de sucesos geopolíticos que propiciaron el aumento del precio del gas natural (fuente de energía fundamental de los ciclos combinados). Además, el aumento del precio de los derechos de CO2 y la escasez de reservas y materias primas como el viento, agravaron enormemente las consecuencias de esta crisis.

4.2.1. Causas

4.2.1.1. El Gas

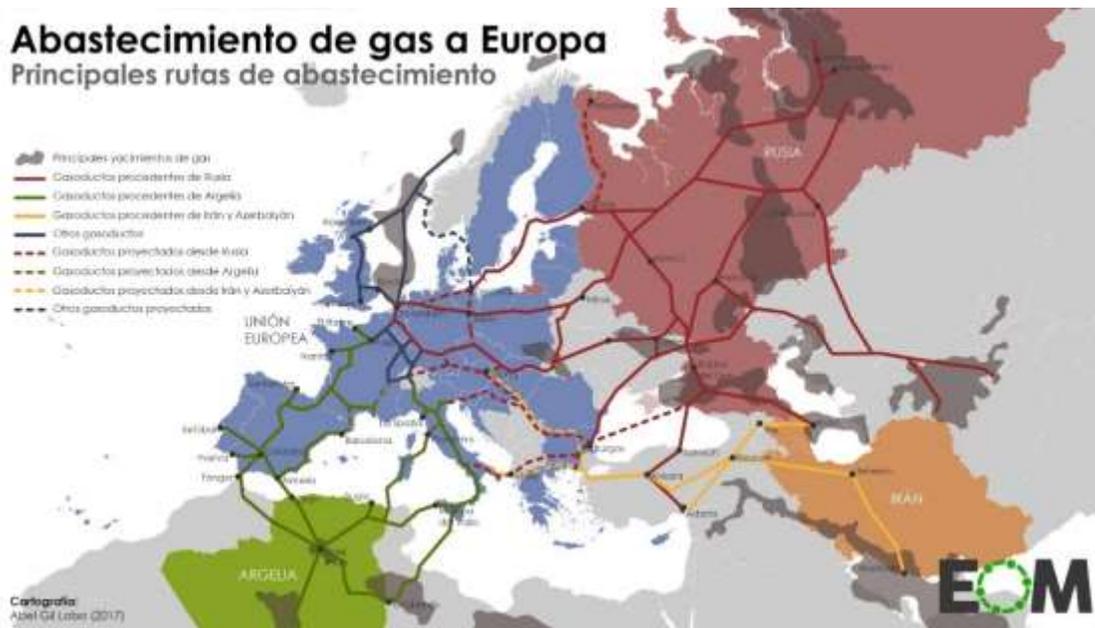


Figura 12. Rutas de abastecimiento de gas en Europa. Fuente: EOM

Los principales suministradores de gas en Europa son:

Rusia – 39.7%

Noruega – 34.1%

Argelia – 15.1%

Qatar – 5.1%

Nigeria – 2.1%

Libia – 1.4%

(EOM, 2020)

A medida que se fue eliminado el carbón de los mix energéticos por ser el material fósil más contaminante, muchos países como España eligieron implantar el gas como recurso para la transición ecológica y fuente de sus mecanismos de capacidad. Los datos de los principales suministradores de gas muestran la fuerte dependencia del gas ruso que supone casi el 40% del total. Además, cabe resaltar que Europa importa el 90% del gas que consume. En España la situación es un poco distinta, donde el principal suministro de gas lo proporciona el norte de África.

La gran discrepancia entre los del este europeo ya se podía palpar en la polémica construcción del gaseo conducto Nord Stream 2, que buscaba duplicar el suministro de gas natural entre Alemania y Rusia a través de conductos subacuáticos evitando el territorio ucraniano en beligerancia con el país dirigido por Putin. Este proyecto tuvo una gran dificultad para terminar de ser construido, y una vez fue terminado, no comenzó a suministrar debido a trabas burocráticas.

Tras el confinamiento del COVID-19 la recuperación provocó un aumento de demanda de energía que no fue acompañada del aumento de producción en una economía claramente devastada por el virus. Además, un invierno especialmente frío y un verano caluroso aumentó el uso de sistemas de calefacción y refrigeración y por ende el consumo energético. De esta manera Europa, además de otros países del este de Asia solicitaron un gran suministro de gas que acabó por provocar la subida de los precios del gas de forma constante. En verano que es cuando el precio del gas suele ser más bajo siguió aumentando, batiendo récords en agosto. En esta época al estar los precios más bajos es cuando los países suelen aprovechar para llenar sus reservas de gas y prepararse para el invierno. Sin embargo, debido a los precios extremadamente altos, se alcanzaron volúmenes de reserva históricamente bajos. Esto supondría posteriormente la intensificación del problema en invierno, cuando las demandas son mayores.

Con el estallido de la guerra, el alarmismo y la especulación hizo alcanzar al gas récords históricos en el precio, muy por encima de lo que habíamos visto hasta ese momento. Esto aumentó los conflictos burocráticos con Europa, y Rusia amenaza con cerrar el grifo. Así, la UE busca desesperadamente nuevos socios que puedan suplir el suministro de gas ruso. El 8 de marzo la

UE lanza un comunicado que incluye un plan para reducir la dependencia energética de Rusia, además de una serie de posibles medidas para responder al aumento récord del precio del gas en este mes y reconstituir las reservas de gas. Además, en este comunicado la UE incluye por primera vez la posibilidad de intervención en el mercado eléctrico, además de las medidas para absorber los beneficios extraordinarios inframarginales.

Por otro lado, el conflicto diplomático entre el Argel y Rabat también amenaza al suministro español, ya que por estos territorios pasan los dos gasoductos que conectan Europa con el norte de África. Argelia cerró el GME que transportaba su gas pasando por Marruecos, perjudicando a nuestro país que veía como la capacidad de bombeo de nuestro principal exportador de gas se reducía a la mitad. Además, aumento la preocupación ante la posible rotura diplomática y de suministro entre España y Argelia. Sin embargo, el gobierno español asegura que el suministro estaría garantizado en todo momento.

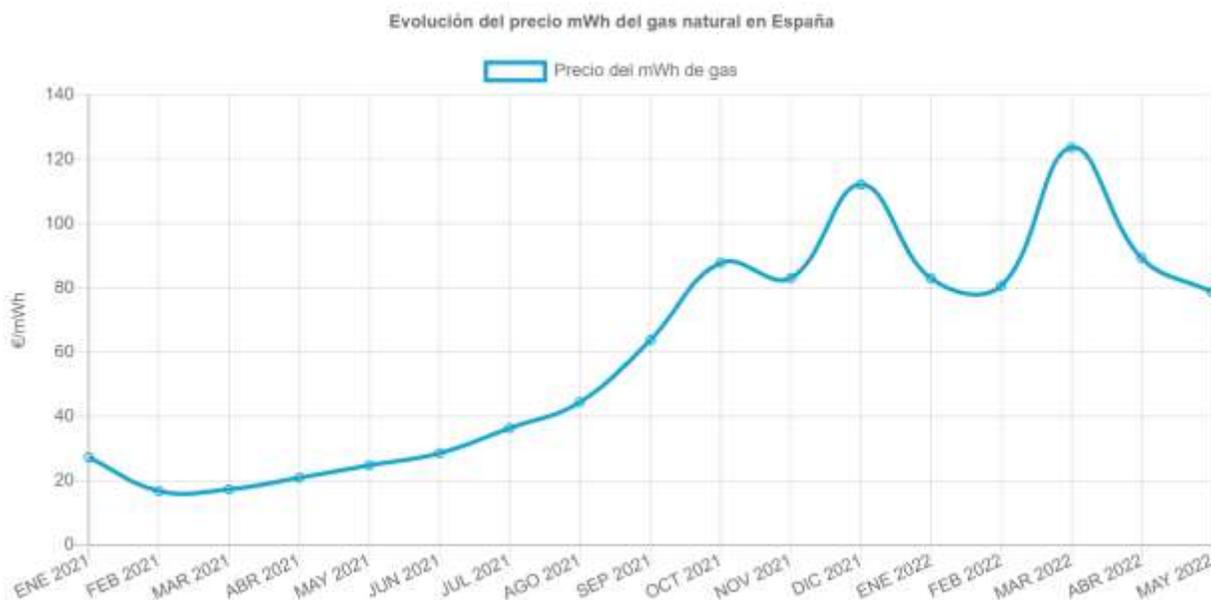


Figura 13. Evolución del precio del gas en España.

Todo esto explica las causas por las que en un año el precio del gas subió casi un 800% respecto a marzo del año pasado, como se puede observar en la figura 13.

4.2.1.2. Los derechos de emisiones de CO₂

Los derechos de emisión de CO₂ consisten en el permiso que compran las grandes empresas y los generadores eléctricos para emitir gases a la atmósfera. Este es un mecanismo implantado por la Unión Europea en 2005 que fomenta la reducción de las emisiones contaminantes. La UE administra una cantidad limitada de derechos de emisiones a cada país de la unión, después estos

derechos son repartidos entre las empresas través de la asignación gratuita o la subasta pública. La asignación gratuita tiene lugar de forma estratégica en sectores específicos para evitar que ciertas empresas se pudieran marchar a otros países con menos restricciones de emisión. Sin embargo, este método de reparto está tomando cada vez menos importancia y en 2020 la subasta pública se acercó al 60 % de los derechos de emisión.

La razón de la subida del precio de estos permisos se debe a la reducción continua de la cantidad de derechos que la UE administra cada año sumado al aumento de la demanda, especialmente después del COVID con el reinicio de las actividades. En 2019 en España tuvo lugar una reforma del sistema para retirar el exceso de derechos que había en este mercado. A partir de este momento el precio de la tonelada comenzó a crecer dando jaque a las centrales de carbón que prácticamente desaparecieron del mix energético.



Figura 14. Evolución del precio de los derechos de emisión de CO2 en España. Fuente: SendeCo2

En este gráfico podemos observar el crecimiento progresivo de los precios desde 2016, pasando de 6 euros por tonelada a prácticamente diez veces más. El aumento del precio no parece ser reversible, ya que esto sirve a la EU para impulsar la consecución de los objetivos del pacto verde europeo. Así como los derechos de CO2 empujaron a la industria del carbón fuera del mix energético, en un futuro cercano pasará lo mismo con las centrales de ciclo combinado, que dejarán de ser competitivas y funcionarán únicamente a modo de mecanismo de capacidad.

4.2.2. Repercusión en el mercado eléctrico

El encarecimiento del gas natural, el aumento del precio de las emisiones de dióxido de carbono y un periodo de escasez de viento dieron lugar a la desorbitada subida de la electricidad en Europa, que supuso una crisis energética.

En el mercado mayorista que fue explicado previamente en el apartado 1.4 la oferta se ordena de manera ascendente en función de sus precios (costes de oportunidad). De esta manera las centrales se agrupan con aquellas con sus mismas tecnologías ya que tienen gastos similares.

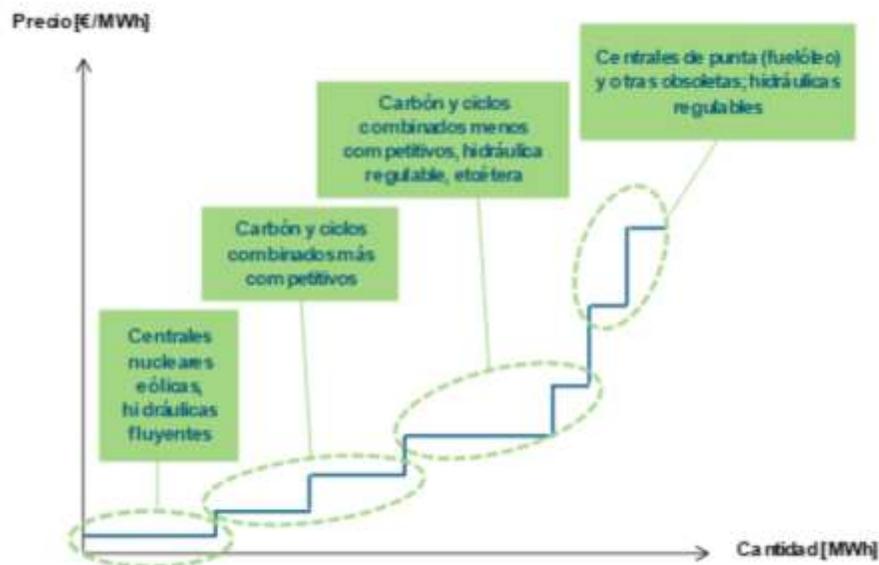


Imagen 6. Ordenación tipos de centrales en la oferta. Fuente: OMIE

A pesar de sus altos costes fijos, las centrales nucleares, hidráulicas y energías renovables tienen prácticamente costes variables nulos y por ello su coste de oportunidad es tan bajo. A continuación, en la oferta se encuentran principalmente las centrales de ciclo combinado, que debido al carácter marginalista del mercado marcan el precio de MWh en la mayor parte de las ocasiones.

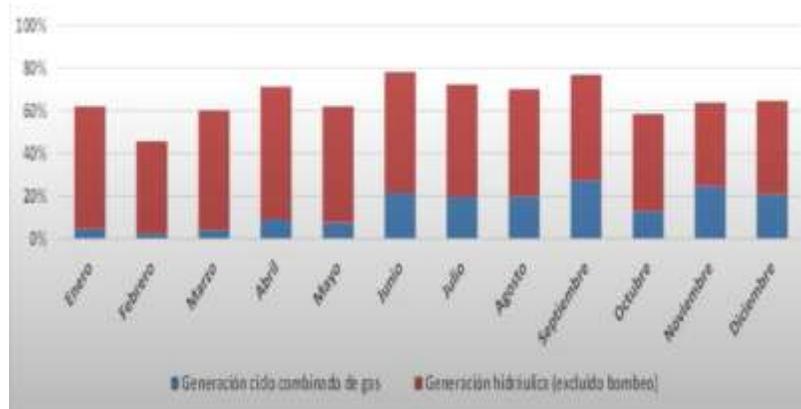


Imagen 7. Tipo de central que marco el precio de casación (%). Fuente: Profesor José Luis Sancha

Debido a su naturaleza las centrales de ciclo combinado están muy ligadas al precio del gas natural (su combustible) y los derechos de emisión de CO₂ (es una industria emisora). Por ello su variación provoca la alteración del precio de los ciclos combinados y por ende el precio de la luz.

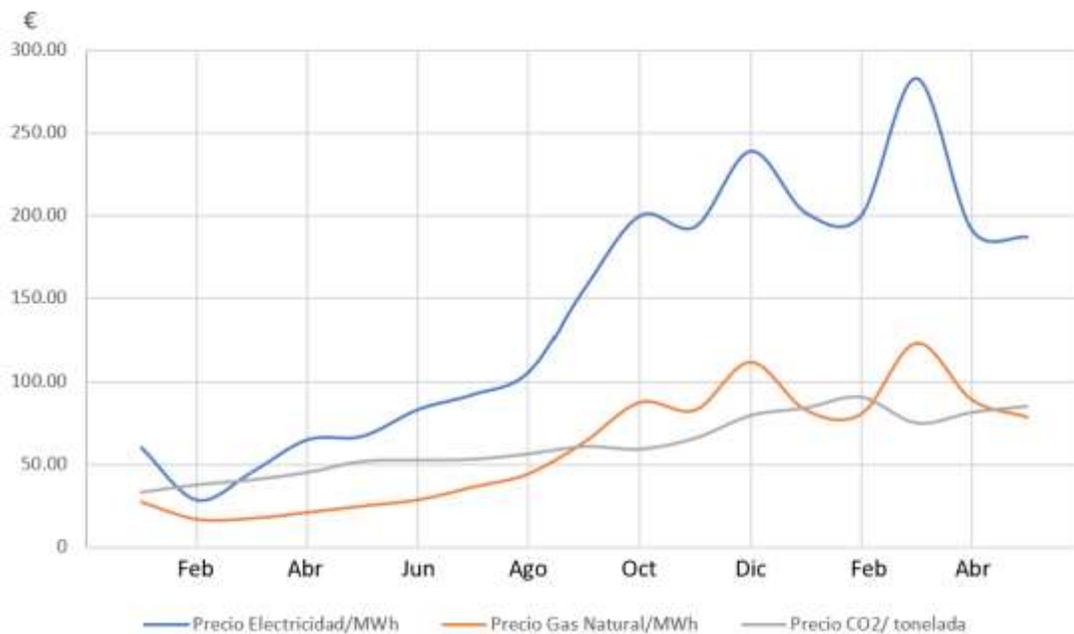


Figura 15. Evolución conjunta del precio del gas, CO₂ y electricidad. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de OMIE, SendeCO₂ y preciogas

Finalmente, en podemos observar la gran relación que tienen estas tres variables. En esta gráfica podemos ver cómo tanto el precio de la electricidad como el gas natural y la emisión de CO₂ llevan la misma tendencia alcista. Según el periódico El País el gas repercute 2,1 veces en el precio

de la luz, es decir, que por cada euro que sube el precio del gas, sube 2,1 euros el de la electricidad.

La intensa subida del precio de la energía se tradujo en la factura de los consumidores que vieron como el coste de la energía pasó de suponer tradicionalmente un 25% del precio de la factura a cerca de un 50%. Esto evidencia el encarecimiento del coste de la energía como el causante de la desorbitada subida del precio de la luz.

4.2.2.1. Recopilación de los hechos

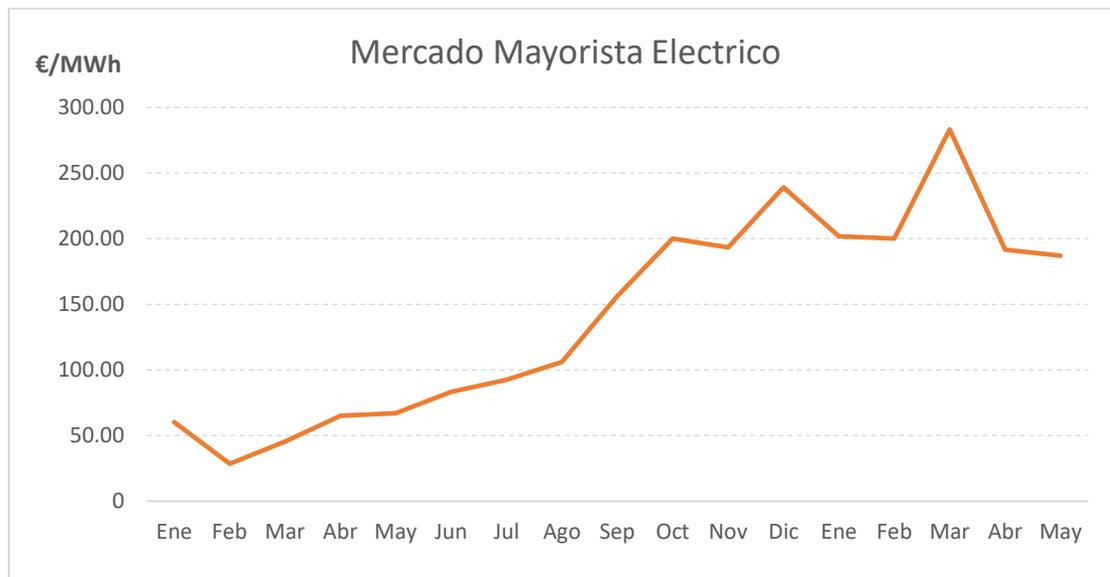


Figura 16. Evolución del precio del mercado mayorista español. Fuente: Elaboración propia a partir de OMIE

Hitos:

1) Enero 2021 – Tormenta Filomena

Los primeros días del año ya empieza la preocupación ante la subida del precio mayorista de la electricidad que llega a marcar 105 €/MWh. La causa se atribuye a las reservas de recursos vacías y el aumento de la demanda no seguido del aumento de oferta de energía con el final del COVID. Un invierno más frío de lo esperado indujo el descenso de los niveles de gas a un 30% en marzo.

2) Mayo 2021 – Saltan las alarmas

El precio del MWh comienza a subir alarmantemente alcanzando un precio medio en mayo de 67 €/MWh.

3) 1 de junio 2021 – Nueva factura

Se incorpora el nuevo sistema de formación de la factura de la luz en un momento complejo en el que el precio de la energía sigue alcanzando récords semana tras semana.

4) 14 de septiembre de 2021 - Plan de choque

Para proteger a los consumidores y tratar de paliar la subida de la luz, el gobierno pone en marcha una serie de medidas que consisten en un plan de choque para reducir el precio de la factura. Estas medidas se centran en la reducción de cargas fiscales y parafiscales, y la protección de los consumidores vulnerables.

5) Noviembre 2021

El aumento de generación de energía eólica durante este mes permitió reducir el coste de la energía.

6) Diciembre 2021 – Récords históricos

Los precios siguen creciendo desorbitadamente a lo que se suma un pequeño aumento de la demanda de energía por el invierno. Se alcanzan nuevos récords superando en algunas horas los 400 €/MWh.

7) Febrero 2022 – Guerra Rusia-Ucrania

El estallido de la guerra entre Rusia y Ucrania vuelve a empeorar el panorama cuando parecía que estaba mejorando. Se pulverizan todos los récords anteriores en marzo alcanzando picos de hasta 700€/MWh.

4.2.3. Recomendaciones de la Comisión Europea

El 13 de octubre la Comisión Europea realiza un comunicado de un conjunto de medidas de actuación y apoyo alineadas con el actual marco político europeo para hacer frente al aumento de los precios de la energía. Mediante la presente Comunicación la UE pretende “adoptar y apoyar las medidas adecuadas para mitigar el impacto de las subidas temporales de los precios de la energía” (Comisión Europea, 2021). Esta caja de herramientas ofrecida por la UE está diseñada para poder abordar los efectos perjudiciales de la subida de los precios a la vez que se garantiza no fragmentar el mercado único europeo de la energía y sin poner en riesgo las inversiones del sector (Comisión Europea, 2021). Algunas de las medidas fomentadas son:

1. Ayuda a la renta de emergencia y evitar las desconexiones de la red

Basado en la ayuda y protección a los consumidores vulnerables para poder pagar sus facturas en el corto plazo. “Comisión pedirá a los representantes de los Estados miembros y a los reguladores de la energía que se comprometan a buscar la mejor manera de proteger a los consumidores vulnerables” (Comisión Europea, 2021).

2. Fiscalidad

Gran parte de la factura del consumidor final proviene de impuestos y gravámenes, en caso de los hogares, el 41%. Para minorar la factura los Estados miembros pueden “hacer efectivas estas exenciones o reducciones del nivel impositivo directamente, mediante un tipo diferenciado o reembolsando la totalidad o parte del importe del impuesto” (Comisión Europea, 2021). Así los Estados miembros pueden aplicar tipos reducidos del IVA a los productos energéticos siempre que respeten los mínimos establecidos.

3. Ayudas Estatales

“Los Estados miembros pueden adoptar medidas para reducir los costes de la energía para todos los usuarios finales” (Comisión Europea, 2021). La UE reconoce la importancia de fomentar los contratos de electricidad renovable a largo plazo que pueden ofrecer una seguridad en la renta muy importante en el sector.

Como podemos observar que la CE apuesta por pequeñas medidas coyunturales dentro del marco político europeo, a través de, principalmente, la minoración de las cargas fiscales y parafiscales, y la protección de los consumidores más vulnerables.

Posteriormente la UE se retrataría y el 8 de marzo publicaron una guía adicional de actuación ante la crisis energética en la que confirma la posibilidad de regular los precios en algunas circunstancias y como administrar los beneficios de las centrales inframarginales.

4.3. Regulación en España

El 26 de junio de 2021 ante el comienzo de la escalada de los precios de la energía el gobierno español pone en marcha su primera medida para aliviar la subida de las facturas, consistiendo en la reducción del IVA del 21% hasta el 10% para suministros de hasta 10kW. Además, se implanta la exoneración del 7% de impuesto a la generación de electricidad.

La energía sigue subiendo alarmantemente y el gobierno implanta un Real Decreto Ley para llevar a cabo un plan de choque que contenga la subida de los precios. Con ello el presidente, Pedro Sánchez, se compromete a que la factura media de los consumidores de 2021 sea inferior a la de 2018. El RDL 17/2021 recoge la reducción del 96% de los cargos (hasta finales de 2021), la reducción del impuesto eléctrico que pasa del 5.11% al 0.5%, y se prolonga la exoneración del 7% a la generación hasta diciembre de ese año. Además, este RDL trata de regular el precio del gas limitando el impacto de la materia prima en el TUR. La implantación de algunas medidas en este RDL fueron polémicas, como la convocatoria de subastas de contratos de compra de energía, y la implantación de un mecanismo de minoración del exceso de retribución de las centrales no emisoras de CO₂. Para cubrir los costes del sistema, se aumentó en 900 millones de euros la aportación de la recaudación de las subastas de CO₂, que se había visto incrementada con la subida del precio de la emisión de CO₂ (Bartolomé & Briones, 2022). Se aprueba el Suministro Mínimo Vital (SMV) que añade seis meses adicionales en los que las compañías no pueden interrumpir el suministro eléctrico en caso de impago.

El 28 de octubre, se aprueba un nuevo paquete de medidas alineadas con las ya implantadas en junio y septiembre. Entre ellas destaca el aumento de la protección de la figura del consumidor vulnerable, a través de una serie de descuentos en la factura eléctrica regulada para consumidores con rentas bajas o circunstancias especiales (pensión mínima, ERTE o desempleo). De este modo se aumentó el descuento de los consumidores vulnerables del 25% al 60% y en el caso de los consumidores vulnerables severos el descuento creció del 40% al 70%, todo ello hasta el 31 de marzo de 2022.

En noviembre se aprueban unas potentes rebajas en la factura para los auto consumidores, que busca fomentar esta forma de consumo, y en diciembre los nuevos peajes y cargos prometen reducir escasamente las facturas y permitir un consumo más eficiente y razonable.

A finales de diciembre el RDL 29/2021 prorrogó varias medidas de reducción de la factura durante los primeros meses de 2022. Hasta el 30 de abril se mantiene el IVA en el 10% para los consumidores <10kW y vulnerables, y se prorroga el aumento del bono social. El impuesto a la generación (IVPEE) también se extiende durante el primer trimestre del año. La reducción de su ingreso se compensa al sistema eléctrico por el importe equivalente reducido en las retribuciones específicas RECORE.

En el RDL 6/2022 del 31 de marzo, se aprueba la prórroga de las rebajas impositivas (IEE 0.5%, IVA 10% y la exoneración del 7%), el aumento del descuento del bono social y la contención de la TUR. Además, el RDL vuelve a implantar la reducción de los cargos, esta vez en un 36%, aumenta el número de beneficiarios del Bono Social Eléctrico (+600.000) hasta los 1.9 millones y se reimplementa la minoración de los beneficios extraordinarios (esta vez únicamente hasta el 30

de junio). Este RDL también muestra la iniciativa para que España y Portugal junto a la UE diseñen un mecanismo para disminuir el impacto del precio del gas natural.

4.3.1. Medidas polémicas

4.3.1.1. *Mecanismo de minoración del exceso de retribución*

En septiembre de 2021 la cotización de los derechos de CO₂ y el precio del gas alcanzaron precios alarmantes llegando a 60 €/ton y 60 €/MWh respectivamente. Ante la inviabilidad del desplazamiento de las centrales de generación de ciclo combinado que marcan el precio del mercado mayorista, y la gran diferencia entre costes de producción entre la generación no emisora y la marginal, el gobierno español decidió limitar los beneficios extraordinarios por la subida del precio del gas de los generadores. De tal forma el precio de la electricidad de las centrales inframarginales y no emisoras no podrá ser superior al coste de producción de una central de ciclo combinado con el precio del gas a 20€/MWh, “valor que corresponde, aproximadamente, con el precio promedio del mercado ibérico del gas, MIBGAS, desde su puesta en funcionamiento de 2017” (BOE RDL 17, 2021). Los ingresos provenientes del mecanismo sirven al gobierno para compensar los costes del sistema que antes se pagaban con los impuestos descontados.

Son excluidas de esta medida:

- i) Instalaciones de generación que perciban un régimen retributivo específico
- ii) Plantas con una capacidad menor a 10MW
- iii) Instalaciones de los territorios no peninsulares
(Deloitte, 2022)

Posteriormente, y ante el gran alboroto causado entre las eléctricas por el miedo y desconocimiento sobre la aplicación del mecanismo, el gobierno emitió una carta con el objeto de aclarar los casos en los que la minoración quedaría exenta de su aplicación. El problema de esta medida impulsada por el DRL 17/2021 es que metía en el mismo saco a todo el volumen de energía negociado por las centrales afectadas. Sin embargo, como ya sabemos gran parte de esta energía ya habría sido vendida en contratos a largo plazo, y por tanto no veían beneficios extraordinarios. De tal forma se excluyó todas aquellas operaciones que no dependían del ‘pool’ y por tanto no se veían repercutidas por la subida del precio del gas. Esto propiciaría que el ingreso capturado por el mecanismo fuera mucho menor al esperado.

Esta medida de carácter intervencionista causó un gran revuelo y la queja de muchas empresas generadoras que veían como se reducían sus ingresos. El mecanismo afectó especialmente a la generación renovable y nuclear, que de forma circunstancial había visto un incremento en sus

beneficios, y el gobierno intervino para arrebatárselo. Esta medida parece ser de utilidad para reducir los precios en el corto plazo, pero puede traer problemas, especialmente en el futuro.

Principales hipótesis de repercusiones de esta medida:

a. Impacto a las inversiones en el largo plazo

La intervención en el mercado aumenta la incertidumbre regulatoria lo que influye negativamente en las inversiones. La amenaza de posibles cambios e intervenciones en el mercado que puedan cambiar las reglas de juego muestran un mayor riesgo. A mayor riesgo mayor será el incentivo necesario para atraer nuevos inversores, con lo que esta medida puede acabar siendo contraproducente.

b. Riesgo de aumentar los precios de la electricidad

Con esta medida los generadores afectados por el mecanismo de minoración reducirán su producción. Los generadores no emisores, que son los de menor coste de producción, no tendrán incentivos para aumentar su producción, y por tanto serán reemplazados por otras tecnologías más caras. Esto podría hacer que aumente aún más el precio marginal del mercado spot.

Un caso muy evidente es el de las centrales hidroeléctricas, que para maximizar su beneficio optaban por guardar el agua para las horas de precios más elevados (marcados por las centrales de ciclo combinado). Esto servía para desplazar las centrales marginales y abaratar el precio del pool. La minoración de los beneficios extraordinarios cambia el contexto y momento de máximo beneficio para producir de las hidroeléctricas podría no ser el mismo. Además, la medida da lugar a la especulación, las centrales podrían reservar recursos para producir en otro momento o cuando la medida finalice.

c. Riesgo de aumentar las emisiones de CO₂

De igual manera, al reducirse la producción de la generación renovable, esta será producida por otro tipo de central emisora. Esto podría suponer el aumento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de este sector, aumentando la dificultad para alcanzar los objetivos marcados por el acuerdo de París y el Pacto Verde. (EFET, 2021)

Para verificar nuestras hipótesis analizaremos la evolución de la demanda (figura 17) y la evolución de las emisiones de CO₂ (figura 18) durante el último año. En la figura 17 podemos ver una tendencia ascendente de las emisiones de CO₂ desde febrero 2021 hasta enero 2022, mientras que la demanda lejos de llevar la misma tendencia muestra un valle bastante pronunciado en el mes de octubre.

Si no tenemos en cuenta la variación de recursos naturales, que puedes restringir la producción renovable, para así poder simplificar el análisis. Los meses de mayores emisiones deberían coincidir con los de mayor demanda, ya que serían estos cuando la generación renovable sería inferior a la demanda y por lo tanto centrales emisoras tendrían que entrar en acción. Siguiendo este principio analizamos la anomalía entre julio 2021 y diciembre 2021, donde la demanda sigue una forma de valle, pero las emisiones siguen su tendencia alcista. Esto coincide con el RDL emitido en septiembre que contenía el mecanismo de minoración. Por tanto, podríamos concluir que si se observa un pequeño indicio de que la medida implantada por el gobierno ha disminuido el incentivo a producir de los generadores renovables y por tanto se ha aumentado ligeramente la emisión de GEI.

Sin embargo, muchos otros factores como los recursos naturales para las centrales renovables influyen en los datos ofrecidos por estas gráficas, por lo tanto, las conclusiones alcanzadas no son definitivas y debemos esperar para ver cómo evoluciona el mercado en el futuro.

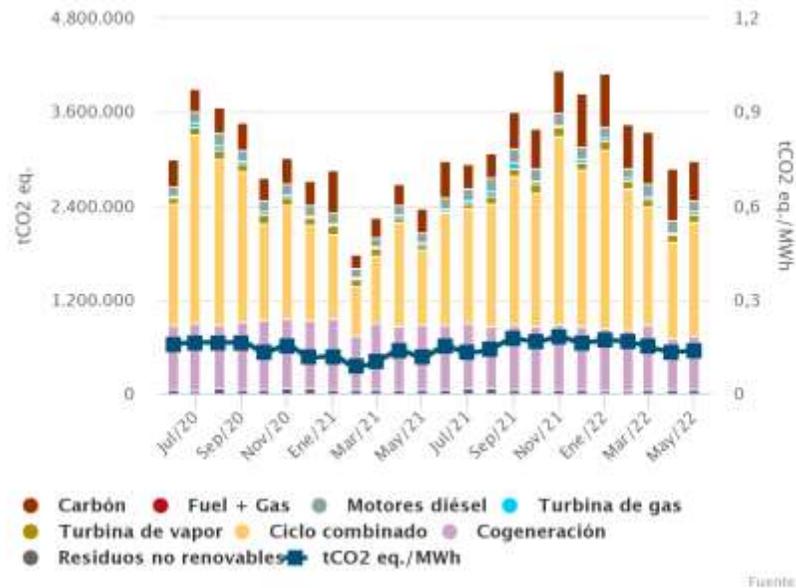


Figura 17. Evolución cantidad de emisiones del sector eléctrico en España. Fuente: REE

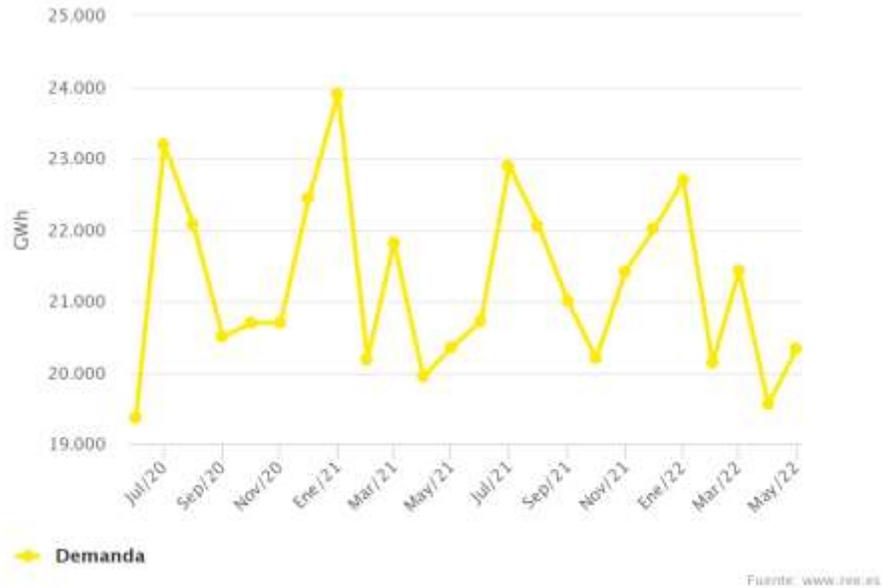


Figura 18. Evolución de la demanda en España. Fuente: REE

4.3.1.2. Convocatoria de subastas de energía

Este RDL incorpora un mecanismo al mercado que fomenta la contratación de energía a largo plazo. El objetivo del mecanismo es el de aumentar la liquidez del mercado a través de la convocatoria de subastas de contratos a plazo. Esta medida pretende aumentar la competencia en el mercado minorista y minorar los precios de los consumidores finales al reducir el volumen de energía expuesta al mercado spot. Los sujetos vendedores serán los operadores dominantes de generación, lo que permitirá reforzar la posición de los comercializadores pequeños. (Deloitte, 2022)

Esta medida podría resultar contra productiva y traer repercusiones futuras:

- a. Aumentar el precio de los contratos a plazo

Gran parte del volumen de energía del mercado a plazo será movido al mecanismo de subastas provocando una división del mercado. La división del mercado es perjudicial por la disminución de liquidez que supone, dificultando la capacidad de compradores y vendedores para encontrar el volumen y precio de oferta que buscan y por tanto aumentando el precio de la energía subastada.

Además, esta medida se puede ver como innecesaria, ya que gran parte de la producción de energía renovable ya se opera en el mercado a plazo. Por tanto, este mecanismo en vez de lograr

su objetivo de trasladar la energía renovable (más barata) del mercado diario al mercado a plazo, simplemente dividirá el mercado a plazo con sus subastas de contratos. Los contratos a largo plazo no aumentarán y la liquidez disminuirá.

b. Dificultamiento de la competitividad

La división del mercado a plazo no estará integrada para todos los participantes sino reservada para unos pocos. Esto deteriorará la competitividad en el mercado a plazo.

Capítulo 5. Descripción del modelo

5.1. Evolución del mercado e impacto de las medidas

La figura 19 muestra el precio del MWh del PVPC cada día. Como se puede observar a pesar de las medidas y los descuentos aprobados por el gobierno, el precio medio que pagaban los consumidores del PVPC siguió una tendencia ascendente hasta marzo. A partir de este mes el precio parece haberse estabilizado un poco, aunque deberían tomarse medidas para reducir los precios desorbitados en los que aún se encuentra el mercado.



Figura 19. Precio diario PVPC. Fuente: REE

5.1.1. Repercusión de las medidas en la factura de la luz de los hogares

Para entender mejor la evolución de los precios de la factura cabe destacar 4 periodos:

1. Desde junio 2021 se reduce el IVA del 21% al 10% y tiene lugar la exoneración del 7% del impuesto por generación.
2. A mediados de septiembre se introducen la disminución del impuesto eléctrico al 0.5% y la reducción del 96% de los cargos.
3. En enero se termina la medida temporal de la reducción de los cargos.
4. En abril se vuelven a aplicar una reduciendo de los cargos, esta vez del 36%.

5.1.1.1. PVPC

A continuación, analizaremos la evolución de los precios de la factura de la luz durante los últimos meses, y evaluaremos hasta que punto han tenido efecto las medidas promovidas por el gobierno en el PVPC, al que están sujetos unos 11 millones de consumidores en España. En la tabla inferior podemos ver cómo fue evolucionando el precio de la factura de la luz de un consumidor medio del PVPC desde el inicio de la crisis hasta la actualidad:

Factura	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb2	Mar2	Apr2	May2
Término Fijo	13.5	13.5	13.5	13.5	11.6	11.6	11.6	10.4	9.2	9.2	9.2	10.6	10.6	10.6	10.0	10.0
Término Variable	18.3	22.2	26.9	27.1	31.0	33.0	36.8	44.8	53.2	52.8	64.7	60.2	59.5	79.4	54.3	52.8
Impuesto eléctrico	1.6	1.8	2.1	2.1	2.2	2.3	2.5	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.3	0.3
Equipo de Medida	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
IVA	7.2	8.1	9.1	9.1	4.6	4.8	5.2	5.6	6.3	6.3	7.5	7.2	7.1	9.1	6.6	6.4
TOTAL	41.43	46.45	52.32	52.62	50.12	52.41	56.78	61.82	69.82	69.41	82.57	79.17	78.44	100.40	72.00	70.31

Tabla 1. Tabla del precio mensual de la factura de la luz de un consumidor medio tras las medidas tomadas por el gobierno. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la CNMC

La tabla muestra como el coste de la energía fue el gran causante de la subida del precio de la factura final. Este coste esta absorbido por el término variable, que podemos ver como aumenta imparablemente durante estos meses. En marzo de 2022 si deducimos la parte de coste variable que corresponde a cargos y peajes, el coste de la energía supuso más del 70% del precio de la factura final. Un dato muy destacable teniendo en cuenta que este solía suponer el 25% del total antes del comienzo de la crisis.

Las medidas efectivamente fueron capaces de frenar en cierta medida la subida de precios en el mercado mayorista. Esto se puede comprobar en la evolución de los términos fijos, donde la

reducción de los cargos supuso cierta rebaja tanto en la parte del término fijo como variable. Además, la reducción del impuesto eléctrico también es bastante visible en la factura y pasó a suponer únicamente unos céntimos en la factura final.

La rebaja en el IVA a los consumidores <10kW de la que tanto alardeó el gobierno por reducirse del 21% al 10%, vemos en la tabla que no ha supuesto ningún esfuerzo real para presupuestos del Estado. Si nos fijamos en febrero, con un coste de energía ‘normal’, podemos ver que el total de IVA recaudado en la factura es de unos siete euros. Debido al gran incremento del precio de la factura, a pesar de ‘sólo’ ser el 10% la recaudación de impuestos fue muy similar durante toda la crisis, superando los nueve euros en marzo de 2022. De todas formas, debemos tener en cuenta que la reducción del IVA también influye a los consumidores <10kW con tarifa libre, cuya recaudación de IVA al no haber sido afectada por la subida del coste de la energía sí será menor. Con todo, es muy cuestionable si el gobierno pudiera haber hecho un esfuerzo mayor reduciendo el IVA hasta el 5%, el mínimo permitido.

A continuación, para poder analizar y evaluar con más detalle el efecto de la rebaja de cargas fiscales en la factura de la luz del consumidor final, utilizaremos un modelo en Excel que reproduzca el precio de la factura eléctrica para un consumidor medio con el nuevo modelo de factura instalado en julio del año pasado, pero sin ningún tipo de descuento fiscal. Es decir, IVA 21%, IEE 5,11%, IVPEE 7% y la totalidad de los cargos. El resultado de las hipotéticas facturas será comparado con el precio real del consumidor con las mismas características a partir de los datos aportados por el simulador de factura eléctrica de la CNMC. Tomaremos al consumidor medio como aquel que tiene 4kW de potencia contratada en punta y valle, y consume 200 kWh al mes (58 kWh en punta, 49 kWh en llano y 93 kWh en valle).

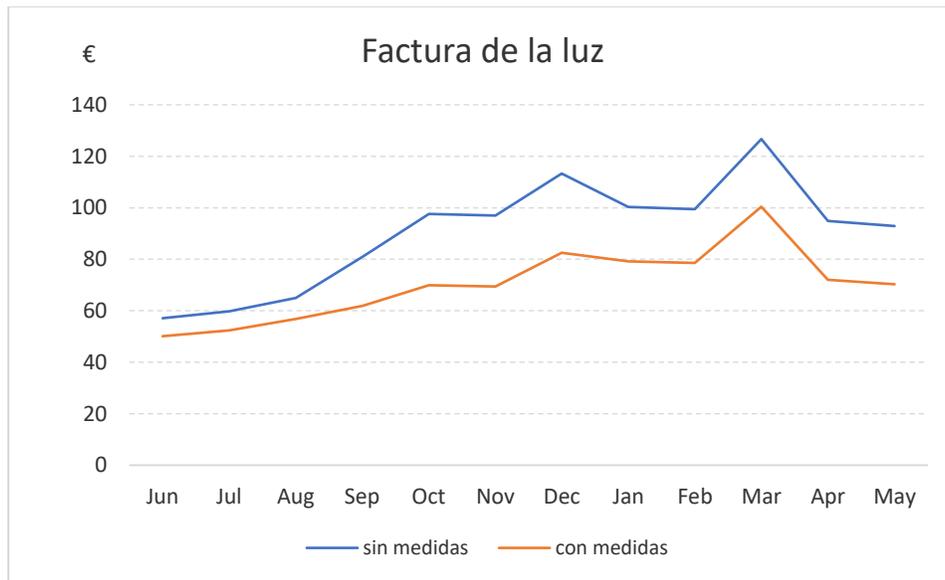


Figura 20. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor medio con tarifa regulada con y sin medidas del gobierno. Fuente: Elaboración propia

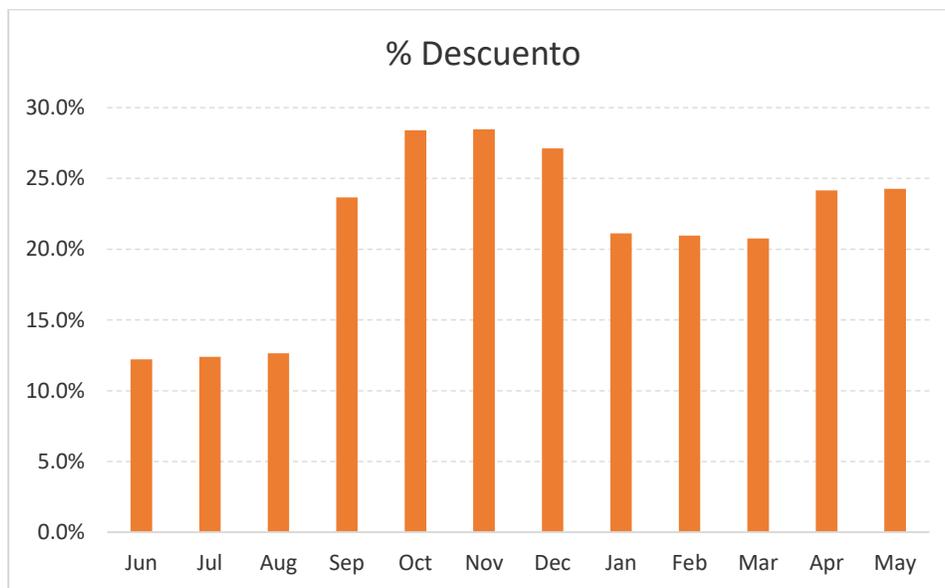


Figura 21. Descuento en la factura de un consumidor medio con tarifa regulada debido a las medidas del gobierno. Fuente: Elaboración propia

De esta manera observamos la efectividad de este tipo de medida que ha logrado moderar la subida del precio de la luz y proteger a los consumidores. Como era de esperar, los mayores descuentos se producen entre noviembre y diciembre, con todas las medidas del plan de choque

de septiembre en activo. Esto hace preguntarse porque el gobierno no impulso más este tipo de medida, pudiendo elevar el descuento del IVA hasta el 5% (mínimo permitido por la UE) o prolongando la reducción de los cargos en enero

En cuanto a los consumidores vulnerables, cabe destacar el aumento del bono social en octubre, que subió los descuentos de los consumidores vulnerables del 25% al 60%, y el descuento de los consumidores vulnerables severos del 40% al 70%. En este caso se analizó la influencia de las medidas en el consumidor medio (4 kW, 200 kWh) vulnerable de una unidad familiar con un menor.

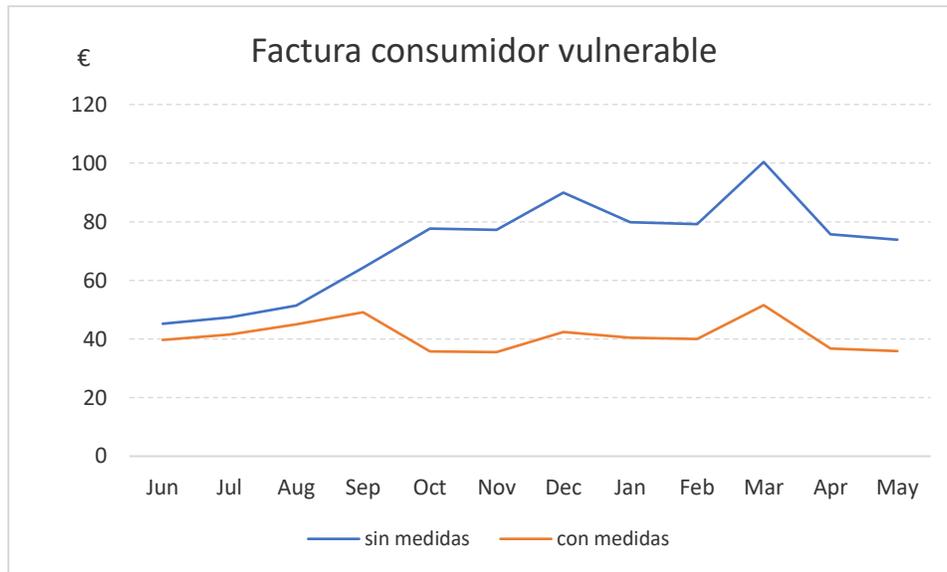


Figura 22. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor vulnerable con y sin medidas del gobierno.
Fuente: Elaboración propia

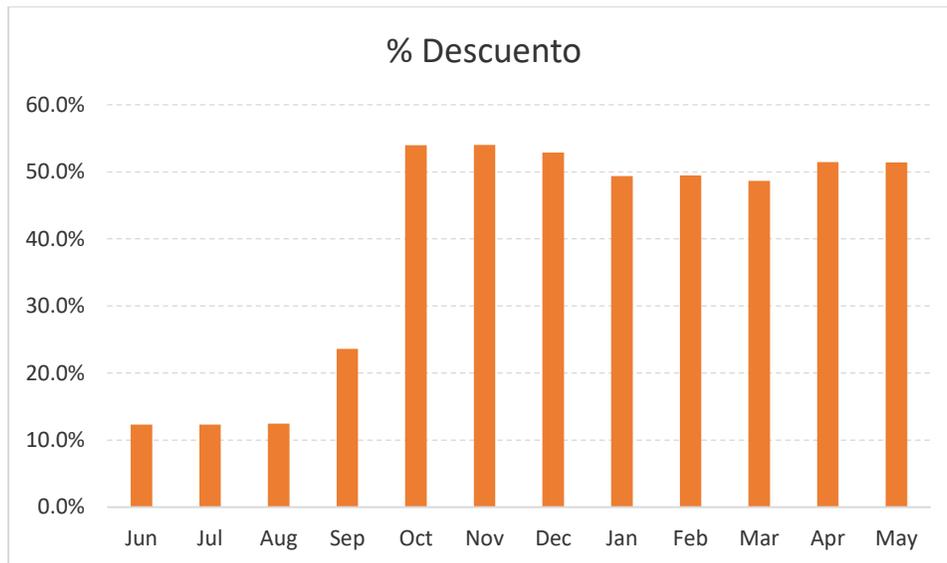


Figura 23. Descuento en la factura de un consumidor vulnerable debido a las medidas del gobierno. Fuente :
Elaboración propia

En la figura 23 muestra la importancia del aumento de los descuentos del bono social, que, a partir de octubre, logran disminuir la factura final más de un 50% en varios meses. Para este tipo de consumidor las otras medidas como la reducción de los cargos parece pasar a un segundo plano, ya que su influencia en el precio final es mucho mayor. Para estos consumidores las medidas tomadas por el gobierno resultan ser altamente eficaces logrando que la factura mensual del consumidor medio no pase en ningún mes de apenas 52€. Siguiendo las pautas europeas, los gráficos muestran como las medidas se basan en la protección de los consumidores de bajos ingresos a través de un potente descuento social.

5.1.1.2. Tarifa Libre TD 2.0

Los pequeños consumidores (<10kW) también tienen la opción de contratar una tarifa libre, que no está indexada a los precios del pool, y por tanto no sufre las modificaciones del precio del mercado mayorista. A continuación, analizaremos como evolucionaron los precios de este tipo de tarifa durante los últimos meses.

Al no tener unos precios regulados, cada factura es un mundo y puede tener diversas formas y precios. Para realizar el análisis se han tomado los datos reales de una tarifa libre ofertada por una de las grandes comercializadoras (para potencias menores a 10kW) en noviembre de 2021. Dada la coyuntura, a pesar de la reducción de los cargos, muchas comercializadoras se vieron obligadas a subir el precio de la tarifa.

A partir de los datos siguientes, y siguiendo la evolución del precio de la factura, ha sido construida la simulación de factura desde enero del año pasado.

TP Punta: 34.6976€/kW año

TP Valle: 5.4494 €/kW año

TE: 0.1569 €/kWh

Ha de tenerse en cuenta que, de las medidas tomadas por el gobierno, los integrantes de una tarifa libre son repercutidos por la reducción del IVA y el Impuesto eléctrico directamente. La minoración de los cargos y la exoneración del impuesto de generación de electricidad también influyen, pero de forma más indirecta, ya que la comercializadora es la que varía los términos de la factura. Los consumidores deben estar atentos a las posibles modificaciones en la regulación para negociar los términos de la factura. A pesar de las rebajas fiscales, la subida del coste de la energía hizo que las nuevas tarifas que ofrecía la comercializadora fueran más caras. Sin embargo, si la longitud del contrato lo permitiese, aquellas personas ya suscritas a la tarifa libre podrían mantener su precio inicial.

Cabe destacar que las comercializadoras de tarifas libres suelen tener ofertas como algún descuento en el primer año de contrato o la doble contratación de gas y electricidad. Estas ofertas no serán contempladas en el siguiente modelo.

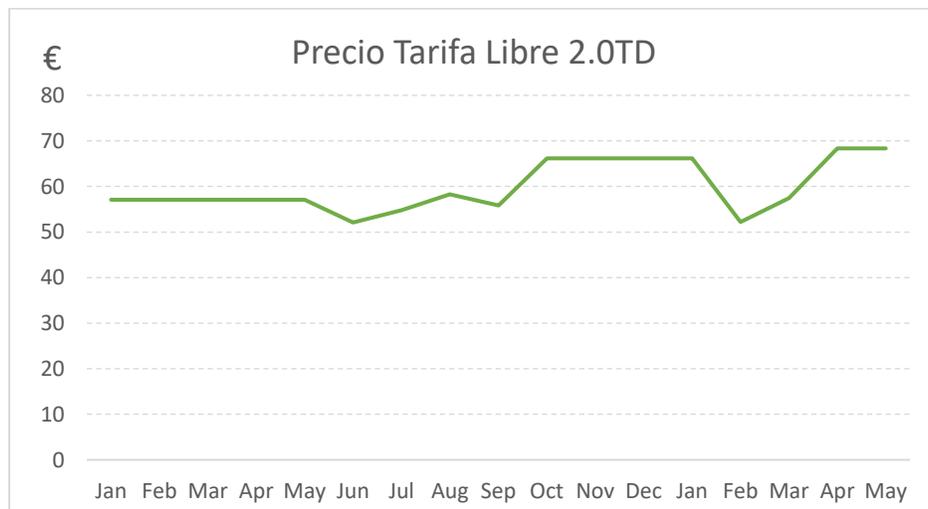


Figura 24. Evolución del precio de la factura de la luz de un consumidor medio con tarifa libre TD 2.0. Fuente: Elaboración propia

En la figura 24 vemos la evolución de esta tarifa ofrecida durante el año 2021 y parte del 2022. A pesar de que los precios si oscilan, se mantienen siempre de un rango bastante escueto entre los 50 y los 70 euros al mes. Aquellos consumidores más atentos a las actualizaciones de las tarifas podrían haber pagado menos de 55 €/mes durante todo el periodo.

5.1.1.3. Tarifa regulada vs libre

Un estudio de la CNMC en 2019 señala que 3 de cada 5 hogares desconoce la diferencia entre tarifa libre y regulada (Panel Hogares CNMC: 3 de cada 5 hogares desconocen si su compañía eléctrica es del mercado libre o regulado, 2019). Aunque el aumento de los precios esté despertando el interés de los consumidores, el desconocimiento sigue siendo muy grande.

La tarifa regulada siempre se ha promocionado como la opción más barata para los consumidores, pero en circunstancias extraordinarias como la actual esto varía. Por ello, parece interesante comparar la evolución de los precios de ambas tarifas durante los últimos meses con un contexto convulso.

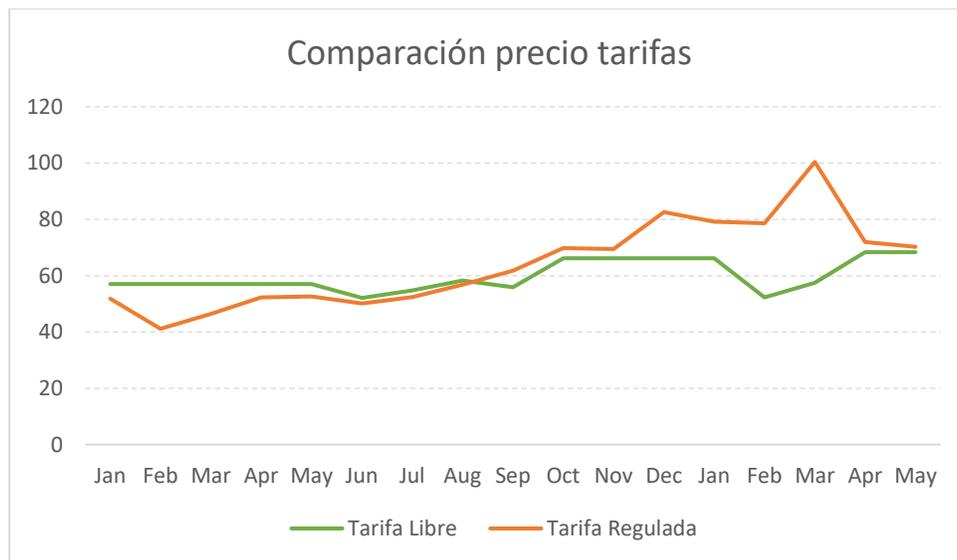


Figura 25. Comparación tarifa regulada y libre. Fuente : Elaboración propia

Como se puede observar en la figura el precio mensual ofrecido por la tarifa libre es mucho más estable, ya que no fluctúa como la tarifa regulada en función del coste de la energía en el mercado mayorista. De esta manera, los consumidores están protegidos ante las posibles subidas de la energía y podrán obtener un precio muy inferior al del PVPC en momentos en los que el precio de la energía sea superior a lo normal como está ocurriendo en esta crisis energética. En este modelo en concreto vemos que la tarifa libre empieza a ser más competitiva a partir de agosto, mientras que antes de esta fecha de media el precio de los consumidores del PVPC fue más bajo. Los nuevos precios ofertados por la tarifa libre también subieron ante la situación convulsa de crisis, sin embargo, su subida fue mucho más comedida que la del PVPC.

Es lógico pensar que en general la tarifa libre tendrá un extracoste por la estabilidad y seguridad que ofrece a los consumidores finales, y que en los meses normales esta tarifa puede suponer un pequeño desembolso extra. Sin embargo, viendo la gran seguridad que aporta a los consumidores, parece ser la opción más adecuada para cualquier consumidor.

Ante esta situación parece evidente la necesidad de replantearse la estructura del PVPC, y si este tipo de tarifa es necesaria. Parece algo totalmente ilógico que sean los pequeños consumidores los que absorben las variaciones del mercado mayorista, y lo que es peor, que los consumidores vulnerables estén sujetos a este tipo de tarifa.

5.1.2. Evolución del mercado a plazo

Para poder evaluar las consecuencias futuras de la crisis energética y las medidas tomadas por el gobierno, se analizará el comportamiento de los mercados a plazo a través de los informes ofrecidos por la CNMC.

La impactante subida de los precios del mercado spot también repercutieron en un mercado a plazo cuanto menos convulso, alcanzando cotizaciones y volatilidades récord en el mercado, además de elevando sus primas de riesgo a niveles muy significativos. Esta subida ha supuesto una mayor implicación en la negociación del mercado a plazo de agentes de mayor tamaño, de carácter más específico y especulativo.

El 2021, año en el que se aumentó la demanda en un 2.6% respecto 2020, ha supuesto el fin de la tendencia creciente del volumen del mercado a plazo que se inició en 2018. De esta manera el volumen negociado disminuyó hasta 233,8 TWh en 2021, es decir, un ligero descenso del 0.51% respecto el año pasado. En la figura 27 se puede observar una especial disminución del volumen en el cuarto trimestre de 2021 respecto la tendencia que llevaba con 2020. Este cambio de tendencia coincide con el empeoramiento de la crisis y la puesta en marcha de las medidas españolas con el RDL 17/2021. Aunque esto pueda ser simplemente por el miedo y la

incertidumbre provocada por la subida de precios, estos datos se postulan como una prueba del incremento del riesgo regulatorio que causaron las medidas impulsadas por el gobierno.

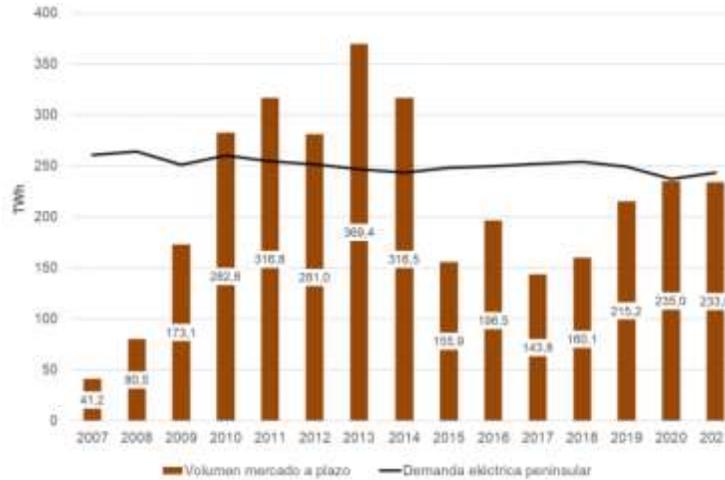


Figura 26. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España y demanda anual (TWh). Fuente: Informes CNMC

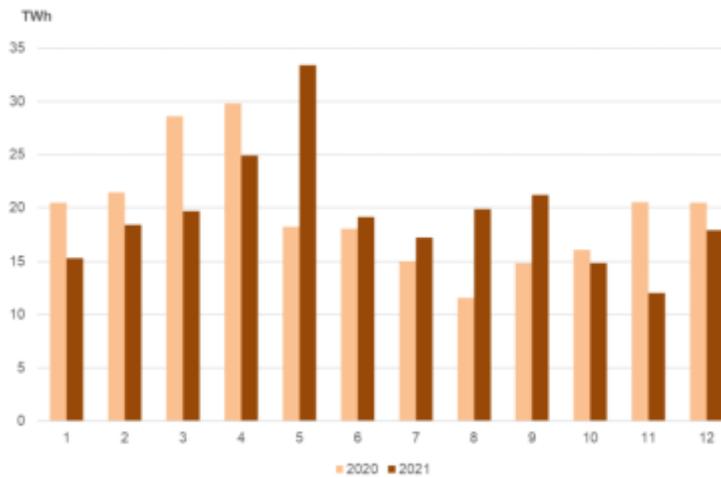


Figura 27. Volumen mensual negociado (TWh) en el mercado a plazo con subyacente el precio de contado en España. Fuente: Informes CNMC

También la figura 28 muestra como analizando el volumen contratado por mes de liquidación se observa una preocupante disminución constante, por la que cada mes desde el inicio de la crisis el volumen negociado ha sido menor que en el mismo mes del año anterior. Esto al final es una consecuencia de un menor volumen de negociación a plazo. Cada vez la cantidad liquidada es menor porque los contratos negociados unos meses antes son más escasos.

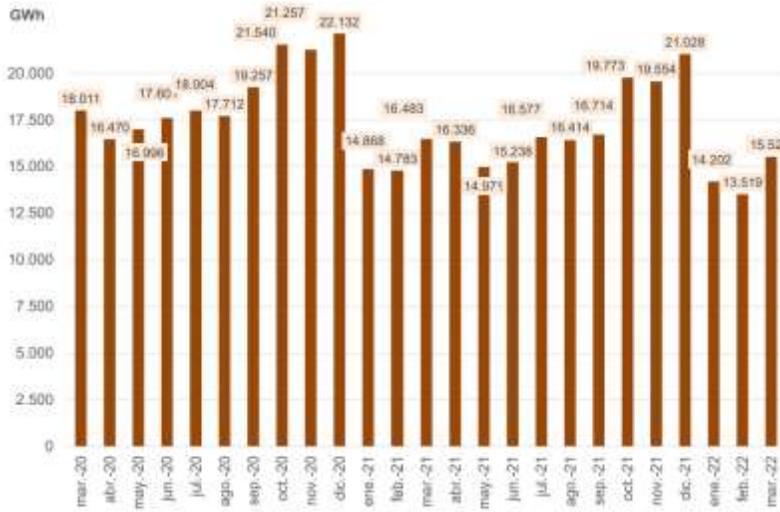


Figura 28. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Fuente: Informes CNMC

Los resultados se ven ahora comparando el porcentaje del volumen de demanda total negociado a través de contratos a plazo. La figura 28 nos muestra una gran disminución en el porcentaje de contratos a plazo de este comienzo de año 2022 lo que presenta un problema ante la falta de liquidez del mercado.

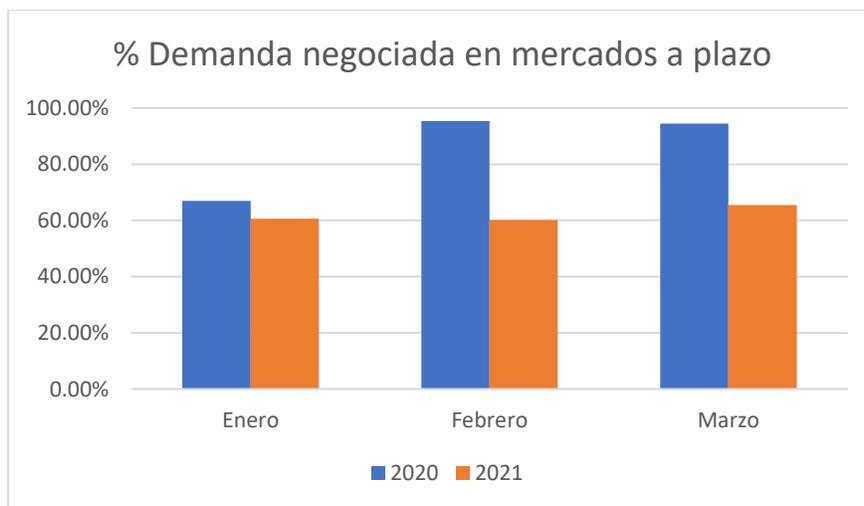


Figura 29. Demanda mensual negociada en el mercado a plazo. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la CNMC

Todo ello en conjunto muestra un mercado a plazo muy mermado, que está perdiendo peso frente al mercado spot debido al riesgo de pérdidas que supone un mercado tan volátil. Esto es consecuencia de los interrogantes que supone la crisis energética que no se sabe hasta cuando

durará, y unas medidas impulsadas por el gobierno que no han tenido intención de revertir esta situación.

El mercado de futuros muestra en general un futuro poco alentador para el mercado eléctrico en Europa. La figura 30 muestra los precios a plazo del año 2023, que llevan una evidente tendencia alcista, ya que los precios suben a medida que la situación actual empeora. Actualmente, en junio de 2022 el OMIP recoge los siguientes datos:

SPOT – 144.6€

Jul-22 – 152.75€

Q3-22 – 153.30€

YR-23 – 179.75€

Su interpretación es tanto alarmante ya que el mercado a plazo, que básicamente trata de predecir el que será el precio spot, muestra un aumento de precios cuanto mayor es el plazo de contrato. Como vimos en el apartado 1.2 estos precios formarían una curva forward con expectativas alcistas. Esto es un indicador de la convulsa situación en la que nos encontramos, donde la volatilidad es enorme y se espera que los precios puedan volver a subir en cualquier momento.

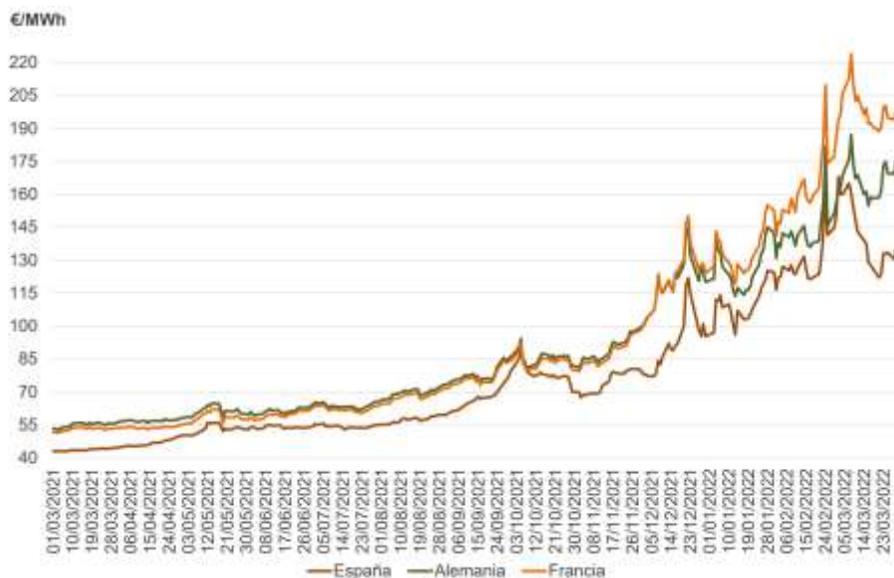


Figura 30. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-23 en España, Alemania y Francia. Fuente: CNMC

5.2. Análisis de los elementos que repercuten en la factura

Con las bases aprendidas en el Capítulo 1.1. El Mercado Eléctrico, que nos explica cómo funciona el sistema eléctrico en España, podemos diferenciar tres términos en la factura final de los consumidores, en función del destino de ese ingreso.

- Mercado mayorista – se refleja en el coste de la energía
- Ingresos regulados del sistema – se reflejan en los cargos y peajes de la factura
- Impuestos – existen diversos tipos de impuestos que afectan a todos los sectores. El IVA y el Impuesto Eléctrico repercuten directamente en el precio de la factura.

En el contexto de crisis que estamos viviendo, marcando récords en los precios del mercado mayorista se plantea la necesidad de intervenir en el mercado para proteger a los consumidores finales y las comercializadoras, los más afectados por las fluctuaciones del pool. Para ello a continuación analizaremos la posibilidad de reducir cada uno de estos términos de la factura y así buscar la solución más óptima.

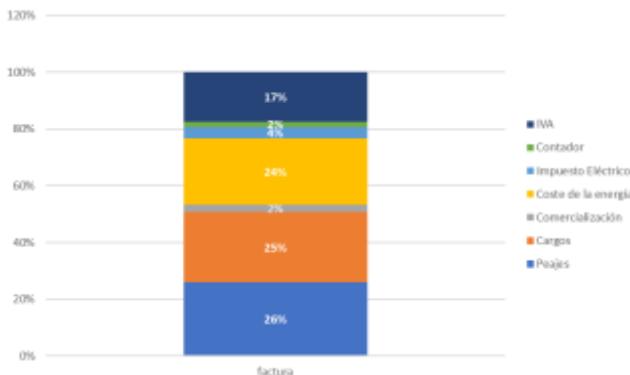


Imagen 11. Formación de la factura de la luz febrero 2021

En la imagen anterior podemos observar como se distribuía el precio de la factura antes de la subida de los precios de la energía. El mercado mayorista que se ve reflejado en el coste de la energía representaba un 25% de la factura, los ingresos regulados formados por peajes y cargos suponía aproximadamente la mitad de la factura y los impuestos otro 20%.

5.2.1. Mercado mayorista

La primera opción supondría actuar directamente en el mercado mayorista. Esto no sería una novedad, ya que fue precisamente lo que hizo el gobierno con la medida impulsada en el RDL 17/2021 que imponía un mecanismo de minoración de exceso de retribución de las centrales no

emisoras. Con ello el gobierno recoge parte de los ingresos extraordinarios de estas centrales por la subida del precio del gas, y los emplea con ingresos del sistema para financiar otros costes. El gobierno esperaba recaudar con este mecanismo unos 2.600 M€ durante los seis meses y medio de su actividad. Sin embargo, las liquidaciones de la CNMC muestran que, en 2021, solo ingresaron 132 M€ en este concepto, debido a la corrección sobre en que casos se aplicaba este mecanismo. Además, en junio de 2022 parece haberse aprobado una “excepción ibérica” por la que debido a la particular falta de interconexiones con la península ibérica se aprobará un tope de gas para rebajar el precio de la factura. Como fue estudiado en el apartado 5.1.1 este tipo de medida resulta considerablemente dañina para el sector, aumentando el riesgo regulatorio y poniendo el peligro la liquidez necesaria para seguir el camino de la transición a la descarbonización en la que se encuentra el sector. Por ello, este tipo de medida no resulta ser la más apropiada según los intereses de este proyecto.

5.2.2. Impuestos

CARGA TRIBUTARIA SOBRE COSTES TOTALES DEL SISTEMA

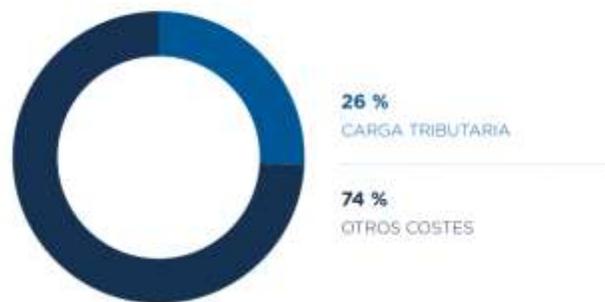


Imagen 10. Carga tributaria sobre costes totales del sistema. Fuente: Fundación Naturgy

La segunda opción considera la bajada de los impuestos en el sector eléctrico en el momento coyuntural de crisis en el sector. De los más de 223.000 millones de euros que recaudó el gobierno en impuestos en 2021, tan sólo 8.600 millones provienen del sector eléctrico. El estudio de la viabilidad de reducir esta parte de los ingresos del estado escapa al objetivo de este proyecto de fin de grado. Sin embargo, parece sencillo poder disminuir el gasto público un 3.85%, sobre todo dadas las circunstancias convulsas del sector eléctrico.

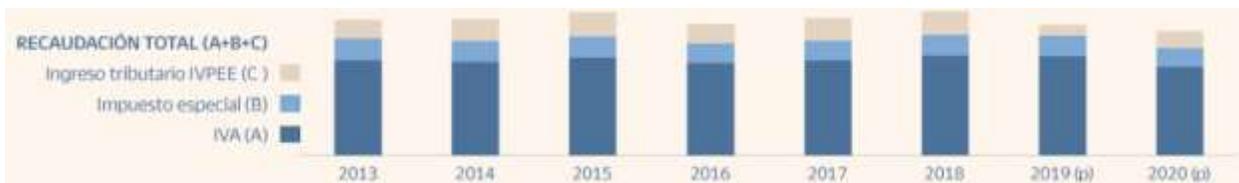


Figura 31. Estructura recaudación tributaria del sector eléctrico

De esta manera durante la crisis el gobierno promovió la reducción total o parcial de tres impuestos que repercuten directa o indirectamente en la factura de la luz. Estos fueron el IVA, el Impuesto Eléctrico Específico y el IVPEE. Sin embargo, lo preocupante es que no solo el gobierno no redujo el ingreso proveniente de impuestos eléctricos, sino que, la subida del precio de la energía le permitió aumentar el dinero recaudado. En un artículo del periódico La Expansión se arroja el dato perturbador de que la media habitual de recaudación de hacienda por el sector era de unos 7.000 millones. A pesar de los descuentos esto fue ampliamente superado en el 2021, ingresando 8.600 millones, y en 2022 Hacienda podría hacer un ingreso récord 14.000 millones de euros, aunque parece que esto finalmente no será así ya que se espera la aprobación de la prolongación y aumento de la disminución de impuestos.

Esto muestra que, en vez de hacer un esfuerzo por proteger el sector en una situación vulnerable, el gobierno se está aprovechando para aumentar sus niveles de recaudación. Parece una opción digna de un estudio detallado el aumento de la reducción de impuestos. Reducir el IVA hasta el 5% (el mínimo permitido), o la supresión de otros impuestos indirectos parecen opciones interesantes.

En la tabla 1 vemos que el IVA representa entre seis y nueve euros en la factura final de un consumidor medio del PVPC. Reduciendo este impuesto a la mitad, se lograría un descuento cercano a 4€/mes.

Cabe destacar que parte de la recaudación del IVPEE está internalizado como ingreso regulado del sistema. Por lo tanto, su supresión debe ser compensada para el balance de las liquidaciones del sistema como veremos más adelante.

5.2.3. Ingresos regulados

La tercera y más interesante de las opciones supondría la bajada de los ingresos del sistema que se recaudan a través de los términos peajes y cargos de la factura. A continuación, se recogen en las siguientes tablas las previsiones de consumo durante el año 2021 y los precios de los términos de cargos y peajes según los grupos tarifarios. Esto permite el cálculo de los ingresos del sistema por ambos conceptos.

Potencia contratada (MW). Previsión 2021						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	124,028	17,602	18,902	4,195	1,862	3,193
2	128,703	18,913	19,758	4,376	1,936	3,413
3		18,932	19,965	4,464	1,966	3,628
4		18,909	20,005	4,374	1,993	3,871
5		18,911	20,339	4,550	2,071	4,127
6		20,951	25,758	6,117	2,609	5,201

Tabla 2. Previsión para 2021 de la potencia contratada. Fuente: CNMC

Energía consumida (GWh). Previsión 2021						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	21,012	4,371	7,277	2,227	920	1,551
2	19,878	4,779	8,671	2,819	1,187	2,120
3	35,699	4,392	7,936	2,492	1,089	1,874
4		4,715	9,080	2,842	1,290	2,286
5		1,737	3,829	1,228	575	1,136
6		13,449	30,709	11,394	5,835	11,822
TOTAL	76,589	33,443	67,502	23,002	10,896	20,789

Tabla 3. Previsión para 2021 de la energía consumida. Fuente: CNMC

Cargo por potencia (€/kW año)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	7.202827	8.950109	9.290603	5.455758	4.368324	2.136839
2	0.463229	4.478963	4.649513	2.730784	2.186024	1.06931
3		3.254069	3.378401	1.983912	1.588236	0.777032
4		3.254069	3.378401	1.983912	1.588236	0.777032
5		3.254069	3.378401	1.983912	1.588236	0.777032
6		1.491685	1.548434	0.909293	0.728054	0.35614

Tabla 4. Precio de los cargos por potencia contratada según el grupo tarifario. Fuente: CNMC

Cargo por energía (€/kWh)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0.10574	0.058947	0.032053	0.015039	0.012328	0.004683
2	0.021148	0.043646	0.023743	0.011139	0.009132	0.003469
3	0.005287	0.023579	0.012821	0.006016	0.004931	0.001873
4		0.011789	0.006411	0.003008	0.002466	0.000937
5		0.007557	0.004109	0.001928	0.001581	0.0006
6		0.004716	0.002564	0.001203	0.000986	0.000375

Tabla 5. Precio de los cargos por energía consumida según el grupo tarifario. Fuente: CNMC

Peaje por potencia (€/kW año)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	23.469833	10.646876	21.245192	15.272489	11.548232	12.051156
2	0.96113	9.302956	21.245192	15.272489	11.548232	9.236539
3		3.751315	11.530748	7.484607	6.320362	4.442575
4		2.852114	8.716048	6.676931	3.694683	3.369751
5		1.145308	0.560259	0.459003	0.708338	0.628452
6		1.145308	0.560259	0.459003	0.708338	0.628452

Tabla 6. Precio de los peajes por potencia contratada según el grupo tarifario. Fuente: CNMC

Peaje por energía (€/kWh)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
1	0.027378	0.018489	0.018838	0.010365	0.009646	0.008775
2	0.020624	0.015664	0.015479	0.008432	0.008076	0.006983
3	0.000714	0.008523	0.00911	0.004925	0.004937	0.004031
4		0.005624	0.005782	0.003143	0.00229	0.002996
5		0.00034	0.000328	0.00018	0.000264	0.000175
6		0.00034	0.000328	0.00018	0.000264	0.000175

Tabla 7. Precio de los peajes por energía consumida según el grupo tarifario. Fuente: CNMC

A partir de los datos mostrados en las tablas anteriores se procedió al cálculo de los ingresos totales provenientes del término de cargos y peajes:

Total ingreso facturado en peajes (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	2,910,916,447	187,406,311	401,576,619	64,068,091	21,502,808	38,479,341
2	123,700,314	175,946,807	419,762,504	66,832,412	22,357,377	31,524,308
3	0	71,019,896	230,211,384	33,411,286	12,425,832	16,117,662
4	0	53,930,624	174,364,540	29,204,896	7,363,503	13,044,306
5	0	21,658,920	11,395,108	2,088,464	1,466,968	2,593,621
6	0	23,995,348	14,431,151	2,807,721	1,848,054	3,268,579
Ingreso por consumo						
1	575,266,536	80,815,419	137,084,126	23,082,855	8,874,320	13,610,025
2	409,963,872	74,858,256	134,218,409	23,769,808	9,586,212	14,803,960
3	25,489,086	37,433,016	72,296,960	12,273,100	5,376,393	7,554,094
4	0	26,517,160	52,500,560	8,932,406	2,954,100	6,848,856
5	0	590,580	1,255,912	221,040	151,800	198,800
6	0	4,572,660	10,072,552	2,050,920	1,540,440	2,068,850
TOTAL	4,045,336,256	758,744,996	1,659,169,825	268,742,999	95,447,807	150,112,402
Ingreso total = 6,978 M€						

Tabla 8. Previsión de ingresos por el término de peajes para 2021. Fuente: Elaboración propia

Total ingreso facturado en cargos (€)						
Periodo	2.0 TD	3.0TD	6.1 TD	6.2TD	6.3 TD	6.4 TD
Ingreso por potencia						
1	893,352,227	157,539,819	175,610,978	22,886,905	8,133,819	6,822,927
2	59,618,962	84,710,627	91,865,078	11,949,911	4,232,142	3,649,555
3	0	61,606,034	67,449,776	8,856,183	3,122,472	2,819,072
4	0	61,531,191	67,584,912	8,677,631	3,165,354	3,007,891
5	0	61,537,699	68,713,298	9,026,800	3,289,237	3,206,811
6	0	31,252,292	39,884,563	5,562,145	1,899,493	1,852,284
Ingreso por consumo						
1	2,221,808,880	257,657,337	233,249,681	33,491,853	11,341,760	7,263,333
2	420,379,944	208,584,234	205,875,553	31,400,841	10,839,684	7,354,280
3	188,740,613	103,558,968	101,747,456	14,991,872	5,369,859	3,510,002
4	0	55,585,135	58,211,880	8,548,736	3,181,140	2,141,982
5	0	13,126,509	15,733,361	2,367,584	909,075	681,600
6	0	63,425,484	78,737,876	13,706,982	5,753,310	4,433,250
TOTAL	3,783,900,626	1,160,115,329	1,204,664,412	171,467,443	61,237,346	46,742,987
Ingreso total = 6,428 M€						

Tabla 9. Previsión de ingresos por el término de cargos para 2021. Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta la energía consumida de la tabla x.x y el total ingresado por los términos de cargos y peajes de la factura , se construye la siguiente gráfica, que nos permite ver el peso que tiene cada uno de los términos en el precio final de la factura.

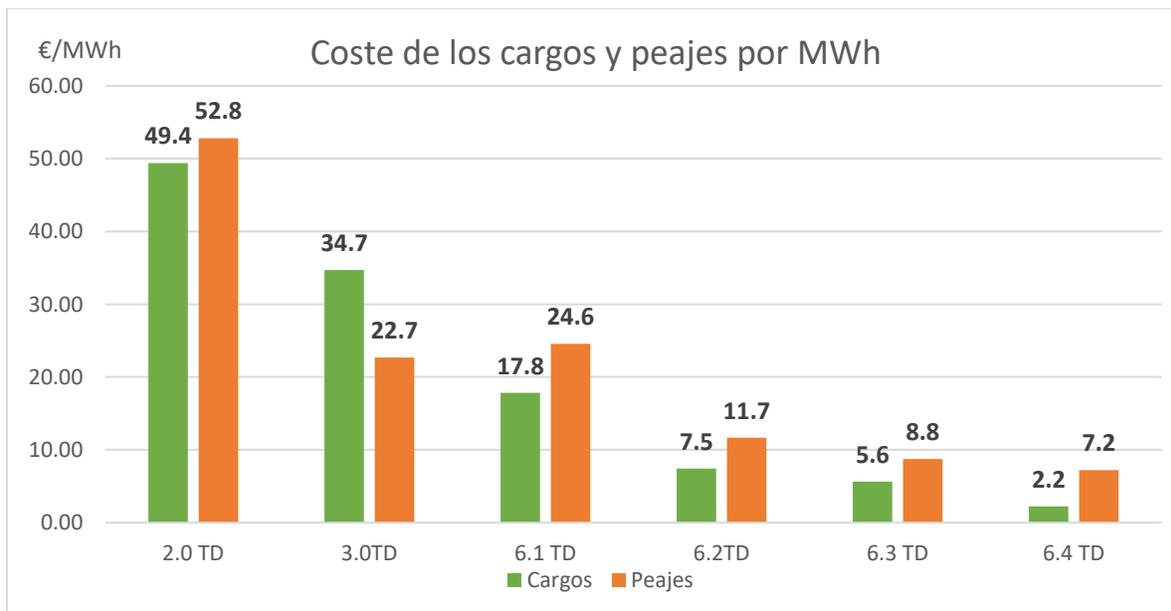


Figura 32. Coste de los cargos y peajes (€/MWh) sin impuestos según el grupo tarifario

Los resultados nos muestran que los peajes y cargo representan una media de 102.2 €/MWh en la factura de los pequeños consumidores (tarifa 2.0TD). Teniendo en cuenta que un consumidor medio consume unos 200 kWh/mes, este término de la factura supone unos 20.44 € en la factura sin tener en cuenta impuestos. En total, los peajes y cargos representan 13.400 M€ de ingresos regulados del sistema, lo que representa aproximadamente un 80% del total.

Como vemos los peajes y cargos representan una buena parte de la factura final, por ello reducir este término para una opción muy razonable. Sin embargo, para no caer en un déficit del sistema los costes regulados deberían reducirse u otro de los ingresos aumentar de igual modo.

La estructura de los cargos se reduce proporcionalmente según el tamaño de potencia del grupo tarifario. Reducir los cargos parece una opción más interesante que reducir los peajes, ya que ya que afectan especialmente a las tarifas 2.0TD y 3.0TD, que son aquellas que necesitan una mayor protección ante la subida del precio de la luz. Este tipo de medida tampoco es desconocida, pues el gobierno aplicó la reducción temporal del 96% de los cargos en septiembre de 2021. Que según los resultados anteriores representa la reducción de unos 9.5 € de la factura de los pequeños consumidores y unos 6.5€ de los consumidores de la tarifa 3.0TD.

A continuación, se analizará que reducción de los ingresos del sistema que supuso esta medida, se examinará como el gobierno se hizo cargo de las repercusiones de esta medida, y además se estudiará otras posibles modificaciones en los ingresos y costes del sistema como respuesta a la crisis.

Para comenzar a partir de los datos recogidos de varios informes de la CNMC, se procederá al cálculo de la minoración de los ingresos del sistema que supondría implantar la reducción del 96% de los cargos durante un año completo (según la previsión de demanda del año 2021).

Como podemos observar, en condiciones normales en las que se cobra la totalidad de los cargos, el ingreso previsto para el año 2021 son unos 6.400 M€. Si a esto le aplicamos el 96% de descuento que implanto el gobierno para todos los consumidores, significaría una reducción anual de 6.150 M€ de los ingresos del sistema.

Esta medida se aprobó entre septiembre y diciembre de 2021, lo que equivaldría (suponiendo una duración de 3 meses y medio) a una reducción de cercana a los 1.800 M€. El gobierno afirmó financiar la reducción de los ingresos a través de la minoración de los ingresos de las centrales no emisoras, donde se preveía un ingreso de 2.600 M€ durante los seis meses y medio de su actividad, al final, debido a la modificación de a quien afectaba este mecanismo, solo se recaudaron 132 M€. Además, también se atribuyeron parte del aumento de ingresos procedente de las subastas de CO2 (unos 900 M€ de aumento en 2021) a financiar los cargos. Viendo estos datos parece que las medidas tomadas por el gobierno no son suficientes para financiar los 1.800

M€ procedentes de los cargos, por ello el balance de liquidaciones en 2021 podría acabar potencialmente en déficit.

En marzo 2022 se vuelve a aprobar la rebaja del 36% de los cargos, y para su financiación, se prolonga otros 2 meses el mecanismo de minoración de los beneficios extraordinarios.

De todas maneras, la financiación a través de la intervención en el mercado mayorista no resulta la más adecuada como concluimos anteriormente. Por ello, veremos ahora como se podrían financiar los ingresos mediante la bajada de los costes regulados.

Las anualidades del déficit, el régimen retributivo específico RECORE y los pagos a las redes (transporte y distribución) suponen aproximadamente el 85% del coste anual del sistema. Por ello, estos son los tres términos en los que es más interesante estudiar su minoración.

Anualidades del déficit

La CNMC en uno de sus informes examina la evolución y la previsión de los pagos por las anualidades del déficit. Como vemos en la figura x.x. el pago se redujo considerablemente en 2021, unos 290 M€, debido a la finalización del pago del déficit de 2005. Además, actualmente se prevé la finalización de la devolución de la deuda para 2028, lo que significaría una diferencia de 2.700 M€ que disminuirían los costes regulados del sistema en 8 años.

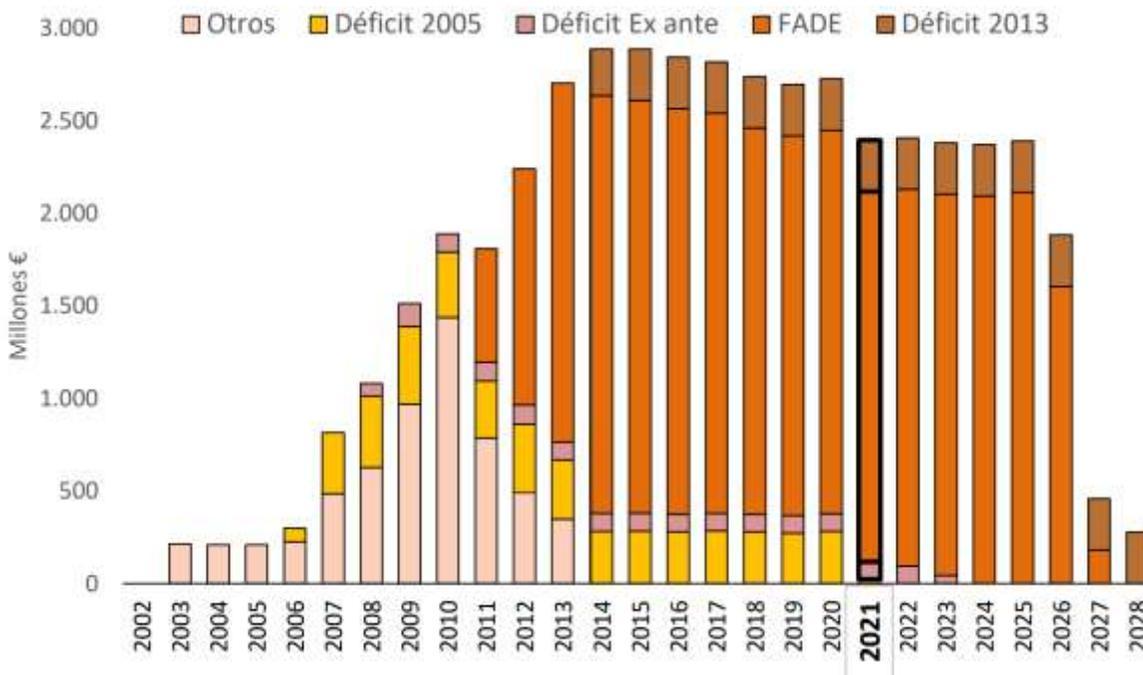


Figura 33. Evolución histórica (hasta 2021) y previsión a futuro (desde 2022) de las anualidades de la deuda del sistema eléctrico (millones de euros). Fuente: CNMC

Categoría Derecho de cobro	Anualidad 2022 (€)	Anualidad 2023 (€)	Anualidad 2024 (€)	Anualidad 2025 (€)	Anualidad 2026 (€)	Anualidad 2027 (€)	Anualidad 2028 (€)
Otros							
Déficit 2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit Ex ante	93.988.200,00	43.243.330,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FADE	2.036.162.151,60	2.060.651.057,37	2.093.663.579,97	2.112.636.098,18	1.605.671.288,47	181.092.173,93	0,00
Déficit 2013	277.761.010,00	277.761.010,00	277.761.010,00	277.761.010,00	277.761.010,00	277.761.010,00	277.761.010,00
TOTAL ANUALIDAD (€)	2.407.911.361,60	2.381.655.397,78	2.371.424.589,97	2.390.397.108,18	1.883.432.298,47	458.853.183,93	277.761.010,00

Tabla 10. Estimación de la evolución de los importes de las anualidades de cada categoría de derecho de cobro hasta su completa satisfacción. Fuente: CNMC

Se propone el incremento del déficit del sistema, para ser pagado junto al resto de anualidades en los años 2027 y 2028. Se valora la posibilidad de aumentar las anualidades pagadas durante los últimos dos años hasta el nivel de 2026, 1.880 M€, lo que supondría un aumento total de 3.024 M€ a pagar entre las anualidades de 2027 y 2028. Si consideramos, por ejemplo, un 2% del tipo de interés fijo (superior al que tiene el déficit de 2013), se calcula el montante de los años 2021 y 2022.

$$M_{2027} = \frac{1424.6}{(1 + 0.02)^6} = 1265 \text{ M€}$$

$$M_{2028} = \frac{1605.6}{(1 + 0.02)^7} = 1397.8 \text{ M€}$$

Esto nos permitiría tener en total un déficit de 2663 M€ en 2021 que sería pagado posteriormente con algunos intereses por los consumidores. Esta cantidad es prácticamente idéntica a la aportada por el mecanismo de minoración. Lo positivo de esta medida es que los cargos son igualmente pagados por todos los consumidores y no repercute negativamente en las inversiones del sector. Los contribuyentes pueden aplazar el pago a un momento en el que la situación no es tan convulsa como la actual. Además, como está previsto que las anualidades disminuyesen para ese año, los consumidores simplemente no verían un cambio en su factura.

Régimen retributivo específico RECORE

El régimen retributivo específico creció especialmente entre 2007 y 2012, cuando se quiso impulsar de forma un tanto absurda unas tecnologías que aún no eran suficientemente maduras. Han pasado ya 15 años desde el boom de estas primas, y parece estar comenzando su fin. La vida útil media de estas centrales es de unos 25 años, que posiblemente sea inferior al tener una tecnología inferior. De esta manera parece que en los últimos años algunas centrales están llegando a su fin y así el RECORE disminuye.

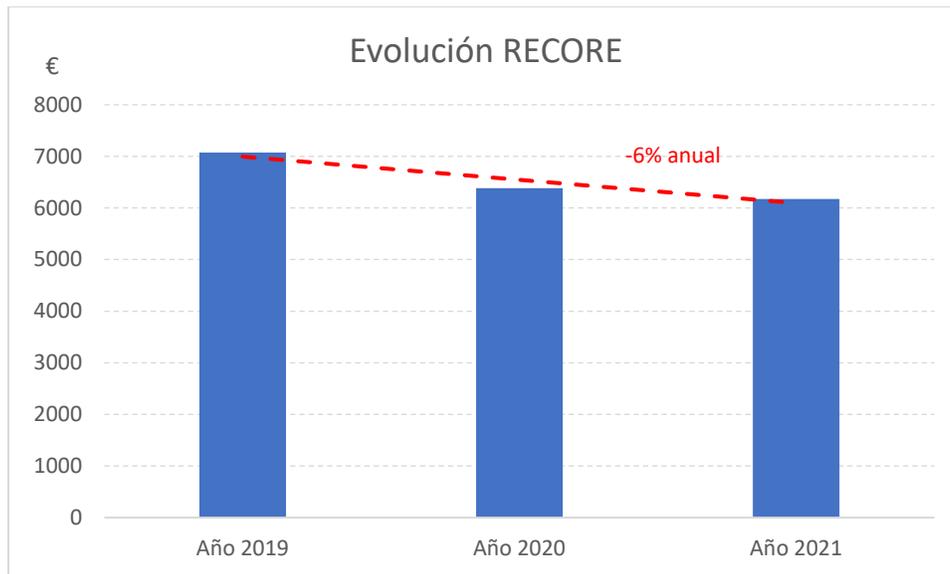


Figura 34. Evolución anual de los pagos por el régimen retributivo específico. Fuente: Elaboración propia

La figura anterior muestra una disminución media del 6% en los pagos al RECORE durante los últimos 3 años. De forma similar a con las anualidades del déficit, se propone aplazar los pagos del régimen retributivo para permitir aliviar los precios de la factura. Especialmente en un momento en el que las centrales renovables están obteniendo grandes beneficios por el aumento del precio de la energía, parece que no será un gran inconveniente para estas centrales posponer sus primas para otros años con mayor estabilidad económica, incluyendo algún interés.

La retribución específica supone una buena parte del total de los costes del sistema (alrededor de un 40%). La supresión de este término durante el 2021 podría haber dotado al sistema de la posibilidad de bajar sus ingresos 6.150 M€. Para hacernos una idea de las dimensiones, de esta forma podría prácticamente suprimirse la totalidad de los cargos de todos los consumidores durante todo el año, o bien, aumentarse el número de beneficiarios del Bono Social y su descuento. Aunque no sea la medida más apropiada, cabría la posibilidad de emitir un bono de más de 3200 euros anuales a los más de 1.9 millones de hogares suscritos al bono social.

Pagos a las redes

Por últimos los pagos a las redes de distribución y transporte representan otro 40% de los costes del sistema. De ellos el 10% corresponde al transporte y el 30% a la distribución, lo equivale a una media de 1.600 M€ y 5.000 M€ respectivamente.

Se considera la opción de reducir este gasto disminuyendo el beneficio neto que se llevan las empresas por las actividades de transporte y distribución eléctrica. “La tasa de retribución financiera aplicada es de 5,58%, conforme a la Circular 2/2019, de 12 de diciembre, de la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”. Tomando estos datos podemos calcular la retribución financiera que reciben las distribuidoras por su actividad. De este modo la cantidad asciende hasta los 250 millones de euros. Por otro lado, según la información que ofrece Red Eléctrica Española, sus beneficios netos anuales oscilan entre los 600-700 millones.

Si reducimos los beneficios de estas actividades en un 30%, obtendríamos 700 M€ para poder reducir los ingresos del sistema. Sin embargo, esta opción no parece la más aconsejable. El nivel de impacto de la medida sería mucho menor que con las otras opciones. Además, reducir sus beneficios perjudicaría el incentivo de desarrollo y mejora de la actividad. Siendo el crecimiento de las redes de transporte y distribución una de las claves para el éxito en el proceso de descarbonización del sector, descartamos esta opción.

Capítulo 6. Análisis de los resultados

6.1. Consecuencias de las medidas

La principal característica argumentable de la estructura del mercado actual es el hecho de que los consumidores vulnerables se encuentren sometidos a las variaciones del mercado mayorista al tener que contratar una tarifa regulada para poder tener acceso al Bono Social. Esto es algo drásticamente contradictorio. Los consumidores vulnerables que son aquellos que más necesidad tienen de estar protegidos de las fluctuaciones del mercado (como la tarifa libre) no lo están. El PVPC se promociona continuamente como la tarifa más barata, pues tiene un margen comercial artificialmente deprimido, y esto atrae a los pequeños consumidores. Muchos expertos opinan que el mercado regulado tiene un efecto negativo y debería desaparecer, lo cual merece un estudio a conciencia y sería una interesante opción para estudiar en el futuro.

De forma natural, la subida de los precios en el PVPC permitió a los consumidores ver las ventajas de la tarifa libre, y durante el año 2021 aproximadamente 1.2M de clientes se pasaron de la tarifa regulada a la libre, cuyos precios no se vieron repercutidos por la crisis para aquellos clientes que ya tenían contrato. Sin embargo, aquellos consumidores clientes del Bono Social se encuentran sujetos al PVPC, por lo que no tienen alternativa.

En esta tesitura, una de las principales respuestas del gobierno para proteger a los consumidores de las subidas de precio fue disminución de impuestos, IVA e Impuesto Eléctrico, además de la reducción de los cargos y la supresión del IVPEE. Como vimos en el apartado 5.1 esta medida junto a otras rebajas fiscales fue efectiva y lograron reducir las facturas de los consumidores en un porcentaje bastante amplio.

El descuento en las facturas tiene la contrapartida de que desincentiva la intervención de los consumidores al ahorro de energía a largo plazo. Los consumidores en vez de esforzarse por mejorar su eficiencia energética y evolucionar en la transición energética para protegerse de posibles subidas de los precios futuras, simplemente esperarán a las subvenciones del estado que reduzcan su factura cuando haga falta. Esto lo podemos comprobar en la instalación de autoconsumos. Los expertos coinciden en la necesidad de gran inversión en el sector para aumentar su liquidez, y la importancia de incluir la inversión de particulares. Para ello en los últimos meses se han aumentado generosamente los descuentos y facilitado la instalación a los autoconsumidores, presentando este tipo de consumo como una alternativa a escapar de los altos precios que marcan el mercado mayorista. Sin embargo, al reducir notoriamente los impuestos, los incentivos se disipan.

Además, los cargos y el IVPEE son ingresos regulados del sistema, cuya modificación tiene consecuencias en el balance final del sistema. Al reducir los ingresos, los costes deben reducirse de igual modo o aparecerá un déficit en el sistema (abandonando el principio de suficiencia tarifaria). Por tanto, reduciendo los peajes y cargos de la factura, y acabará siendo pagado igualmente por los consumidores en el futuro con intereses. Además, el mantenimiento artificial de tarifas bajas induce un mayor consumo de energía, agravando el déficit.

Estas medidas podrían haber sido más quirúrgicas y buscar repercutir únicamente en aquellos consumidores vulnerables con mayor necesidad de respaldo. Una mayor discriminación a la hora de aplicar las medidas reduciría enormemente la necesidad recursos empleados y disiparía en gran parte la preocupación por un déficit del sistema. Sin embargo, el gobierno con esta medida podría estar mirando en la posible repercusión del precio de la electricidad en el IPC, ya que el aumento generalizado del precio de la luz podría llevar consigo la subida de los niveles de inflación. Ante la inflación la subida de los tipos de interés incrementaría bruscamente las hipotecas, y el destrozo económico para los consumidores acabaría siendo mucho mayor.

6.2. Propuesta propia de actuación ante la crisis

Por definición los momentos de transición siempre conllevan un aumento de la volatilidad. En un contexto de transición del sistema hacia la descarbonización la subida de los precios de las materias primas ha supuesto un gran impacto.

Las medidas tomadas deben amortiguar la subida del mercado mayorista en el corto plazo, así como proteger los intereses del sector en el largo plazo. Para la toma de decisión oportuna a la hora de intervenir, es fundamental primero marcar los objetivos que queremos alcanzar tomando estas medidas. En el caso que nos concierne serían las siguientes:

- Proteger de la subida del precio de la luz a los consumidores y en especial aquellos consumidores vulnerables debido a su situación económica. Muchos otros consumidores pueden costearse de manera coyuntural el aumento de los precios. Si este fuera el objetivo, las medidas adoptadas no son precisamente las mejores.
- Posiblemente, ante un escenario de subida de precios globales, los consumidores industriales no deberían ser protegidos, pues los precios afectan a todos los consumidores por igual.
- Se debe preservar en la medida de lo posible y potenciar el hábitat necesario para incentivar inversiones en renovables y el desarrollo de una mayor sostenibilidad. Nos encontramos inversos en una transición estructural necesaria, y una situación coyuntural no debe frenar el proceso sino ayudar a acelerarlo.

Teniendo en cuenta las conclusiones alcanzadas en el apartado anterior sobre las consecuencias de las medidas tomadas, la intervención del gobierno podría haber sido más acertada. Y ante un futuro que espera la continuación de los precios al alza, estamos a tiempo de intervenir de manera correcta. A continuación, se propondrá un modelo de actuación ante la crisis:

Las medidas tomadas deben ser comedidas, y no propiciar un ahorro excesivo de la factura, puesto que queremos evitar incentivar un aumento del consumo. Además, es importante que las medidas no desincentiven las inversiones en el sector, no disparen el riesgo regulatorio y se concentren en proteger a los que es necesario.

Teniendo esto en cuenta la reducción de impuestos es una gran medida para contener la subida de precios en la factura. El gobierno actualmente establece un Impuesto Eléctrico del 0.5%, y un IVA del 10% para los pequeños consumidores. El estudio del apartado 7.2 que muestra el aumento de la cantidad recaudada por el gobierno en el sector eléctrico hace necesaria una nueva reducción impuestos. Se aconseja la bajada del IVA hasta el mínimo permitido (5%), rebajando la factura unos 4 euros al mes, además la reducción de algún otro impuesto indirecto podría producir una rebaja aún mayor.

Por otra parte, la medida del gobierno de reducir ingresos del sistema como los cargos o el IVPEE no ha sido financiada de forma adecuada. Como hemos estudiado a lo largo de este PFG el mecanismo de minoración de ingresos de las centrales no emisoras parece tener consecuencias perjudiciales para el sector:

- a. Impacto a las inversiones en el largo plazo
- b. Riesgo de aumentar los precios de la electricidad
- c. Riesgo de aumentar las emisiones de CO₂

En el apartado 7.3 analizamos que costes regulados podríamos modificar para balancear las liquidaciones del sector. La reducción y posposición de los pagos al régimen retributivo específico RECORE parece la opción que mejor se ajusta a las circunstancias del sector. Las generadoras de energía renovable han visto cierto aumento en su retribución, por lo que no les causaría un gran impacto mover estas primas para dentro de unos años. Esta idea esta respaldada por la previsión de un gran superávit en el futuro. Las deudas del déficit desaparecerán, el RECORE se reducirá y la electrificación de otros sectores aumentará los ingresos. Por ello, en un momento de crisis coyuntural, parece lo más sensato trasladar en la medida de lo posible el superávit al presente.

Basándose en los datos de 2021, la supresión de 3000 M€ de RECORE, la mitad del gasto anual permitiría la reducción del 36% de los cargos a todos los consumidores (2300 M€) y la ampliación y protección de los consumidores vulnerables. Tomando una media del PVPC marcando 0.28

€/kWh desde el inicio de la crisis, el consumidor medio recibe una factura de unos 56 euros mensuales sin contar con impuestos. Los 700 M€ restantes darían la posibilidad de ampliar 1.7 millones los consumidores considerados vulnerables (con un 60% de descuento en la factura).

Sin duda, la medida más necesaria y que debe seguir siendo promocionada es el aumento del descuento y los beneficiarios del bono social, puestos estos son los consumidores que mas necesitan ser protegidos.

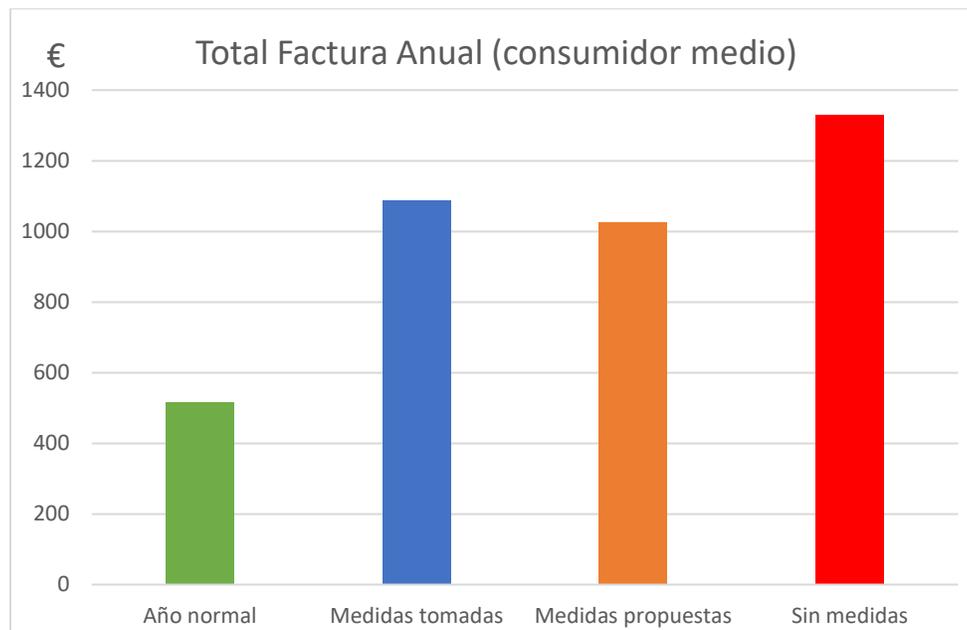


Figura 35. Total pagado por un consumidor medio por la factura eléctrica anual

Utilizando nuestro modelo principal de simulación de factura podemos calcular cuanto sería el total anual de las facturas de la luz en los distintos escenarios. La barra naranja corresponde al escenario en el que se aplican el conjunto de medidas que a lo largo del PFG se han ido promoviendo:

- I. Reducción del IVA a los consumidores <10kW hasta el 5%
- II. Reducción del impuesto eléctrico al 0.5%
- III. Descuento del Bono Social del 60% para consumidores vulnerables y 70% para vulnerables severos
- IV. Aumento de beneficiarios del Bono Social hasta los 3.6 millones
- V. Reducción del 36% de los cargos
- VI. Supresión del impuesto sobre la producción de electricidad (IVPEE)

Balance de las liquidaciones:

- VII. Aumento de los beneficios por las subastas de CO₂
- VIII. Posponer la mitad del pago de las primas RECORE para futuros años de superávit.

Como vemos las medidas propuestas producirían una reducción de la factura muy similar al ofrecido por las medidas implantadas durante la crisis, con la diferencia de que las medidas aplicadas se fueron aplicando durante el año, mientras que las medidas propuestas se calculan siendo aplicadas todo el año. Esto sigue uno de nuestros principios de no intervenir en exceso en los precios del mercado, pues es un incentivo natural a la reducción de consumo de los consumidores, cuya alteración agravaría la crisis. Es importante resaltar que las medidas propuestas contienen la ampliación de los beneficiarios del Bono Social hasta los 3.6 millones de consumidores, frente a los 1.7 millones de la actualidad. Al ampliar el espectro de los consumidores considerados vulnerables, todos los consumidores restantes indexados al PVPC tendrían casi con total seguridad un nivel económico suficiente para afrontar sin problema la subida del precio de la factura. Con estas medidas se lograría que aquellos consumidores (no vulnerables) suscritos al PVPC no pagasen más del doble en la factura anual que en un año normal.

Esto son medidas cortoplacistas que permiten rebajar el impacto de la crisis actual cuidando los intereses futuros. Para el largo plazo es de vital importancia para el sector aumentar los incentivos para la venta de energía a plazo, que dota al sector de una gran liquidez necesaria. El aumento de volumen de las PPAs junto a la eliminación del PVPC, fomentaría un mercado mucho más estable y líquido, donde serían las comercializadoras las empresas expuestas a las variaciones del mercado mayorista. Esto exigiría una nueva figura de comercializadoras de mayor tamaño y liquidez, que pudiesen soportar estas oscilaciones del mercado con un gran volumen de contratos. De tal forma, los consumidores serían protegidos por la figura de las comercializadoras.

Capítulo 7. Conclusiones

La crisis energética ha supuesto nuevos retos en el sector eléctrico español, que inmerso en la transición hacia la descarbonización ha sido golpeado por una subida de los precios del mercado mayorista sin precedentes. Ante esta situación el gobierno se vio obligado a intervenir para evitar la caída masiva de la población en la pobreza eléctrica. De tal forma, entre finales de 2021 y 2022, el gobierno lanzó varias medidas urgentes que ofrecían descuentos en las facturas de los consumidores para amortiguar la subida de los precios mayoristas.

A partir de un modelo Excel se analizó la repercusión de estas medidas en la factura final de la luz en los distintos consumidores. Se estudió como estas medidas podrían influir en el futuro del sector, dando especial importancia a preservar un marco regulatorio seguro que permita preservar el entorno necesario para incentivar la inversión en el sector. Además, se examinaron otras posibilidades para minorar los precios de la factura, teniendo en cuenta que los tres términos que repercuten en ella son: el mercado mayorista, los impuestos y los ingresos regulados. Como balancear las liquidaciones del sistema resultó un punto de interés, ya que medidas tomadas por el gobierno para aumentar los ingresos no resultaron particularmente adecuadas para la evolución del sector en el largo plazo. Debido al contexto actual de altos precios en el mercado mayorista, y la previsión de un futuro superávit, la posposición de los pagos de las primas RECORE resultó el pilar para aumentar la liquidez del sector.

Finalmente se propone el siguiente paquete de medidas:

- IX. Reducción del IVA a los consumidores <10kW hasta el 5%
- X. Reducción del impuesto eléctrico al 0.5%
- XI. Descuento del Bono Social del 60% para consumidores vulnerables y 70% para vulnerables severos
- XII. Aumento de beneficiarios del Bono Social hasta los 3.6 millones
- XIII. Reducción del 36% de los cargos
- XIV. Supresión del impuesto sobre la producción de electricidad

Balance de las liquidaciones:

- XV. Aumento de los beneficios por las subastas de CO₂
- XVI. Posponer la mitad del pago de las primas RECORE para futuros años de superávit.

Estas medidas suponen un alivio en la factura de los consumidores. Sin embargo, estas son medidas excepcionales debido a la crisis, que podrían instaurarse durante un año o a lo sumo dos. El mercado también debe replantearse como solucionar la volatilidad del mercado en el largo plazo. El incentivo de las PPAs y la eliminación del PVPC parecen una gran opción para desplazar a los pequeños consumidores del foco de impacto de las variaciones del mercado. Esto daría una mayor importancia a las comercializadoras en el futuro que serían las que absorberían estas oscilaciones.

Con todo, los mercados a plazos no son muy optimistas y parece que los altos precios podrían instaurarse durante una temporada. Por ello es de vital importancia realizar un estudio a fondo de las necesidades del sector y seguir evaluando cómo evoluciona el mercado.

7.1. Estudios futuros

La misión de este proyecto de fin de grado es dar concienciar a la población de como las medidas tomadas pueden afectar a la evolución futura del sector.

Sería interesante continuar este estudio sobre cómo están afectando las medidas tomadas en el futuro. Parece que la crisis se prolongará indefinidamente y muchas medidas novedosas están poniéndose en práctica, por lo que sería interesante evaluar su desempeño. También un mayor análisis de los impuestos eléctricos en el sector y el gasto público permitirían evaluar de forma más eficaz las intervenciones del gobierno en respecto a ello.

Para el largo plazo parece que las PPAs y la eliminación del PVPC marcan el camino. Futuros estudios podrían analizar de forma detallada cómo realizar esta transición e identificar los retos del sector.

Capítulo 8. Referencias

Chaves Ávila, J. P., Gómez San Román, T. & Morell Dameto, N., 2021. *La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países*, s.l.: IIT Comillas ICAI, Fundación Naturgy.

Sancha, J. L., 2016. *Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

Energía y Sociedad. 2017. 7.1. *Los peajes de acceso y cargos: estructura, costes y liquidación de los ingresos - Energía y Sociedad*. [online] Available at: <<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>> [Accessed 4 July 2022].

Energía y Sociedad. 2017. 6.1. *Formación de precios en los mercados mayoristas diario de electricidad - Energía y Sociedad*. Energía y Sociedad [online] Available at: <<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>> [Accessed 4 July 2022].

Energía y Sociedad. 2017. 6.2. *Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad - Energía y Sociedad*. Energía y Sociedad [online] Available at: <<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>> [Accessed 4 July 2022].

2022. *INFORME SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE LA DEUDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO*. INF/DE/163/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2022. *Régimen Retributivo Específico*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Liboreiro, J. & de Filippis, A., 2021. ¿Por qué sube el precio de la energía en toda Europa y podría empeorar en los próximos meses?. *Euronews*.

2019. *Panel Hogares CNMC: 3 de cada 5 hogares desconocen si su compañía eléctrica es del mercado libre o regulado*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Sevillano, J., 2022. *Primas y déficit de tarifa del sector eléctrico*. [online] Javiersevillano.es. Available at: <<https://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>> [Accessed 9 July 2022].

Plan Nacional integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2020. [online] Available at: <https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf> [Accessed 9 July 2022].

Consejo de la Unión Europea. 2022. *Objetivo 55*. [online] Available at: <<https://www.consilium.europa.eu/es/politicas/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>> [Accessed 9 July 2022].

2022. *Real Decreto-Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad*. [online] Available at: <<https://www2.deloitte.com/es/es/pages/legal/articulos/medidas-urgentes-impacto-escalada-precios-gas-natural-mercados-gas-electricidad.html>> [Accessed 10 July 2022].

Xeridia, S., 2021. *ENERCLUB – La adaptación del sistema eléctrico para cumplir los objetivos del PNI EC*. [online] Enerclub.es. Available at: <https://www.enerclub.es/activitiesAction/Actividades_1/Actividades_2/Pniec2021;jsessionid=663FB850DA22D57B1FB0D12F11097204> [Accessed 9 July 2022].

Nations, U., 2022. *El Acuerdo de París | Naciones Unidas*. [online] United Nations. Available at: <<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>> [Accessed 9 July 2022].

2021. *The future of Spanish power markets*. Arthur D Little.

Campa, L. 2021. Conexiones 365. *¿Qué hacer con la inercia y las renovables?*. [online] Available at: <<https://www.conexiones365.com/nota/mirec/energias-renovables/que-hacer-inercia-renovables>> [Accessed 9 July 2022].

Galarra, A. 2020. Ingeteam Group. *La necesidad de la generación sincrónica para la seguridad del suministro* [online] Available at: <https://www.cogenspain.org/wp-content/uploads/2020/02/3.1.-LA-NECESIDAD-DE-LA-GENERACION-SINCRONA_ALEX-GALARRAGA_rev_1.pdf> [Accessed 9 July 2022].

Cultura participativa (Linares, et al., 2018). *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas*. IIT Comillas ICAI. [online] Available at: <<https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-153I.pdf>> [Accessed 9 July 2022].

Noceda, M., 2022. El año de las luces: Como se disparó el precio de la luz en 2021. Available at: <<https://elpais.com/economia/2022-01-14/el-ano-de-las-luces-como-se-disparo-el-precio-de-la-luz-en-2021.html>> [Accessed 9 July 2022].

2022. [online] Available at: <<https://elpais.com/economia/2021-09-03/el-coste-de-la-energia-si-que-importa-ya-supone-la-mitad-del-recibo-de-la-luz-que-pagan-los-hogares.html>> [Accessed 9 July 2022].

González, R. (2021). El pulso entre Marruecos y Argelia: una pelea que amenaza la factura del gas de los hogares españoles. *EL PAÍS*. <<https://elpais.com/economia/negocios/2021-09-25/una-pelea-en-el-norte-de-africa-que-amenaza-a-los-hogares-espanoles.html>> [Accessed 9 July 2022].

Muñoz, R. (2021). El coste de la energía sí que importa: ya supone la mitad del recibo de la luz que pagan los hogares. *EL PAÍS*. <<https://elpais.com/economia/negocios/2021-09-25/una-pelea-en-el-norte-de-africa-que-amenaza-a-los-hogares-espanoles.html>> [Accessed 9 July 22]

PrecioGas. 2022. *Precio del kWh de Gas Natural en España*. <¿Cuál es el Precio del Gas Natural HOY? | Evolución en 2022 (preciogas.com)> [Accessed 9 July 22]

Fariza, F., Planelles, F. (2021). La escalada de los derechos de CO2 calienta la factura eléctrica. *EL PAÍS*. <<https://elpais.com/economia/2021-05-15/la-escalada-de-los-derechos-de-co-calienta-la-factura-electrica-europea.html>> [Accessed 9 July 2022].

UCE, UCE, UCE and UCE, 2022. *Qué son los derechos de emisión de CO2 - Unión de Consumidores de Extremadura*. [online] Unión de Consumidores de Extremadura. Available at: <<https://ucex.org/que-son-los-derechos-de-emision-de-co2/>> [Accessed 9 July 2022].

Sendeco2.com. 2022. *Precios CO2 - Sendeco2*. [online] Available at: <<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>> [Accessed 9 July 2022].

Comisión Europea. 2021. *Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía*. Bruselas.

Bartolomé & Briones. 2022. *8 puntos clave de la reforma eléctrica de septiembre 2021 – Real Decreto-ley 17/2021*. [online] Available at: <<https://www.bartolomebriones.com/es/blog/puntos-clave-de-la-reforma-electrica-de-septiembre-2021-real-decreto-ley-17-2021>> [Accessed 9 July 2022].

Boe.es. 2022. *BOE.es - BOE-A-2021-14974 Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad*. [online] Available at: <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-14974> [Accessed 9 July 2022].

Energía y Sociedad. 2022. 6.4. *Windfall profits y Windfall losses - Energía y Sociedad*. [online] Available at: <<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-4-windfall-profits-y-windfall-losses/>> [Accessed 9 July 2022].

Cobo, M., 2022. *Respuesta al operador del sistema sobre la aplicación del Real Decreto-ley 17/2021 de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural*. Available at: <<https://www.pkf-attest.es/respuesta-al-operador-del-sistema-sobre-la-aplicacion-del-rdl-17-2021-de-14-de-septiembre-de-medidas-urgentes-para-mitigar-el-impacto-de-la-escalada-de-precios-del-gas-natural/>> [Accessed 9 July 2022].

2021. *Real Decreto-ley 17/2021 on urgent measures to mitigate the impact of the increase in natural gas prices in the gas and electricity markets*. European Federation of Energy Traders.

Garrigues. 2022. *El Gobierno aprueba medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad*. [online] Available at: <https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/gobierno-aprueba-medidas-urgentes-mitigar-impacto-escalada-precios-gas-natural-mercados> [Accessed 9 July 2022].

Battle, C., Schittekatte, T. and Knittel, C., 2022. *Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy*. Cambridge: MIT Energy Initiative.

2022. *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

2022. *MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA SOBRE LA LIQUIDACION NECESARIA PARA LA ADAPTACIÓN DEL REGIMEN RETRIBUTIVO ESPECIFICO A LA SUSPENSIÓN DEL IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ESTABLECIDA POR EL REAL DECRETO-LEY 29/2021, DE 21 DE DICIEMBRE*. REF. RDC/DE/009/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2022. *BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (BALANCE FEBRERO 2022)* . IS/DE/003/22. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2022. *BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (BALANCE MARZO 2022)* . IS/DE/003/22. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2022. *BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (BALANCE 2021)*. IS/DE/003/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Roca, R., 2022. Los precios futuros de la electricidad se desploman en España tras el acuerdo con Bruselas para intervenir el mercado. *El periódico de la energía*, [online] Available at: <<https://elperiodicodelaenergia.com/los-precios-futuros-de-la-electricidad-se-desploman-en-espana-tras-el-acuerdo-con-bruselas-para-intervenir-el-mercado/>> [Accessed 9 July 2022].

2022. *Annual Report and Accounts 2021*. OMIP. [online] Available at: <https://www.omip.pt/system/files/2022-05/omipsgmr_ra2021_eng_017.pdf> [Accessed 9 July 2022].

2021. *MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL AÑO 2022*. RAP/DE/013/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Patiño, M., 2022. Hacienda ingresa un récord de 14.000 millones con la luz. *Expansión*, [online] Available at: <<https://www.expansion.com/empresas/energia/2022/04/11/62534441468aeb00068b4607.html>> [Accessed 9 July 2022].

Estellar, R., 2021. El Gobierno recorta 2.600 millones a las eléctricas para contener el recibo de la luz. *El Economista*. Available at: <<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/11390828/09/21/El-Gobierno-recorta-2600-millones-a-las-electricas-para-contener-el-recibo-de-la-luz.html>> [Accessed 9 July 2022].

Carpizo Bergareche, J. and Checa Regueiro, T., 2022. *La fiscalidad del sector de la energía eléctrica en la actualidad*. EY & Fundación Naturgy.

Aragón, E., 2022. *Aprobada la Resolución con los peajes de transporte y distribución*. [online] Energy News. Available at: <<https://www.energynews.es/cnmc-peajes-de-transporte-y-distribucion-2022/>> [Accessed 9 July 2022].

2022. *INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 14/2021 DEL SECTOR ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y DE LOS DESVÍOS RESPECTO DE LA PREVISIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO*. LIQ/DE/001/21. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Comillas ICAI. 2022. *“Los precios de la electricidad tienen un origen geoestratégico”*. [online] Available at: <<https://www.comillas.edu/noticias/45-comillas-icai/icai-iit/2898-los-precios-de-la-electricidad-tienen-un-origen-geoestrategico>> [Accessed 9 July 2022].

Peña, J., 2022. La crisis energética ya amenaza con alargarse a todo 2022 y pone en jaque la recuperación. *El Confidencial*. [online] Available at:

<https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-12/crisis-amenaza-alargarse-2022-pone-jaque-recuperacion_3339132/> [Accessed 9 July 2022].

Lema, M., 2022. Por qué ya no sale en los telediarios que esta ha sido la peor semana para el precio de la luz. *El Confidencial*. [online] Available at:

<https://www.elconfidencial.com/economia/2021-11-26/peor-semana-precio-luz_3331980/> [Accessed 9 July 2022].

ANEXO I: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) están constituidos por diecisiete metas propuestas por Naciones Unidas para asegurar un futuro sostenible e incorporar a nuestro día a día los desafíos globales actuales.

Este trabajo trata de poner en valor el esfuerzo y los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico español para alcanzar el objetivo europeo de tener un sector neutro en carbono para 2050. De este modo se evalúan las medidas tomadas por el gobierno durante la crisis, y como estas pueden afectar en el futuro a los objetivos de descarbonización, lo que se alinea con el Objetivo 13 de los ODS, “Acción por el clima”. Además, la propuesta de una política regulatoria más balanceada sigue alguna de las metas de esta ODS, “13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales”.

La promoción de la generación renovable también se alinea con el objetivo 9 Industria, innovación e infraestructura, que busca el cumplimiento de los objetivos europeos. Por último, los objetivos 11 Ciudades y comunidades sostenibles y 12 Producción y consumos responsables, están también muy relacionados con la promoción de las energías sostenibles a través de la regulación inteligente y balanceada que permita contener los daños ocasionados por crisis circunstanciales además de proponer un entorno atractivo para las inversiones necesarias en el sector.