

Grado de Economía

Título: El mercado eléctrico español. Evolución del precio de la electricidad en un entorno de crisis energética

Autoría: María Isabel López Domínguez

Tutoría: Eduard Buscà Hernández

Departamento: Economía, sección de Teoría Económica

Curso académico: 2021 - 2022



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Facultat d'Economia
i Empresa

RESUMEN

Desde sus inicios, el sector eléctrico español ha experimentado una gran transformación que ha ido mejorando progresivamente su eficiencia energética y optimizando el uso de recursos. No obstante, la crisis económica y energética actual, agravada por la reciente escalada del precio del gas natural, cuestiona tanto el sistema marginalista utilizado para asignar el precio mayorista de la electricidad, como la sostenibilidad del propio mercado eléctrico. Por otro lado, España es uno de los países de la Unión Europea que se han visto más perjudicados por este escenario, ya que la tarifa regulada (PVPC) a la que se acogen los consumidores domésticos más vulnerables, está totalmente indexada a la volatilidad del mercado *Spot*.

El presente estudio se divide en cinco apartados explicativos que tratan los siguientes temas: el primero, muestra los principales cambios normativos e históricos producidos en el sector, así como su funcionamiento; el segundo, expone todos los conceptos que conforman el coste a pagar por la “factura de la luz”; el tercero, presenta la secuenciación de mercados dada en el *Pool* eléctrico; el cuarto, analiza la creciente evolución del precio mayorista y minorista, además de sus causas; y el quinto, ilustra las políticas implementadas para tratar de amortiguar las consecuencias de la crisis.

Palabras clave

Sector eléctrico ; Mercado mayorista (*Pool*) ; Mercado *Spot*
Mercado minorista ; Precio eléctrico ; Crisis energética ; Gas natural

ABSTRACT

Since the beginning, the Spanish electricity sector has undergone an important transformation that has progressively improved its energy efficiency and optimized the use of resources. However, the current economic and energy crisis, aggravated by the recent rise in the price of natural gas, calls into question both the marginal system used to assign the wholesale price of electricity and the sustainability of the electricity market itself. On the other hand, Spain is one of the European Union countries that have been most affected by this situation, as the regulated tariff (PVPC) to which the most vulnerable domestic consumers subscribe is fully indexed to the Spot market volatility.

This study is divided into five explanatory sections that deal with the following topics: the first one, shows the main regulatory and historical changes that have occurred in the sector, as well as how they work; the second, explains all the concepts that make up the cost of the "electricity bill"; the third, presents the sequence of markets in the electricity Pool; the fourth, analyses the increasing evolution of wholesale and retail prices, as well as their causes; and the fifth, illustrates the policies implemented to try to cushion the consequences of the crisis.

Keywords

Electricity sector ; Wholesale market (*Pool*) ; Spot market
Retail market ; Electricity price ; Energy crisis ; Natural gas

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Constitución del sector eléctrico español	4
2.1. Recorrido histórico y normativo de la energía eléctrica en España: una síntesis	4
2.2. Funcionamiento, actividades y principales agentes del mercado	9
3. El mercado minorista y la factura eléctrica.....	14
3.1. Destino de los conceptos del recibo eléctrico.....	14
3.2. Cálculo del precio minorista de la energía eléctrica.....	19
4. La determinación del precio de la electricidad en el mercado mayorista	21
4.1. Los mercados a plazo.....	22
4.2. El mercado <i>Spot</i>	23
4.2.1. El mercado diario	23
4.2.2. Los servicios de ajuste.....	27
4.2.2.1. La resolución de restricciones técnicas	27
4.2.2.2. Los servicios complementarios	27
4.2.3. El mercado intradiario	28
4.2.3.1. El mercado intradiario de subastas.....	29
4.2.3.2. El mercado intradiario continuo.....	30
4.2.4. La gestión de desvíos	31
5. Evolución del precio de la energía eléctrica en España	32
6. Medidas propuestas para paliar el encarecimiento de la electricidad	37
6.1. Reducción de la fiscalidad energética.....	38
6.2. Mecanismo regulador del “dividendo de CO ₂ ”	38
6.3. Precio máximo del gas natural en el <i>Pool</i> eléctrico: la excepción Ibérica	39
6.4. Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)	40
6.5. Ampliación del Bono Social Eléctrico y el Escudo Social.....	41
6.6. Otras medidas	42
7. Conclusiones	44
8. Bibliografía.....	47

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Cuadro cronológico que muestra la historia y la normativa principal del mercado eléctrico ...</i>	4
<i>Figura 2. Mix de generación de electricidad (España, 2021)</i>	11
<i>Figura 3. Evolución de la matriz de generación eléctrica española (2011 - 2021)</i>	11
<i>Figura 4. Mapa de la distribución eléctrica nacional</i>	12
<i>Figura 5. Evolución de las cuotas de electricidad suministrada a los consumidores domésticos</i>	13
<i>Figura 6. Representación de las cuatro actividades que forman el sistema eléctrico español</i>	14
<i>Figura 7. Saldo anual del sistema eléctrico español en el periodo 2000 - 2019 (millones de euros)</i>	18
<i>Figura 8. ¿A qué va destinado el precio minorista de la electricidad?</i>	21
<i>Figura 9. La curva de oferta del mercado diario eléctrico</i>	25
<i>Figura 10. Excedente económico de la casación.....</i>	26
<i>Figura 11. Curvas de oferta y demanda con resultado de la casación (Enero, 2021)</i>	27
<i>Figura 12. Las seis sesiones del mercado intradiario de subastas.....</i>	29
<i>Figura 13. Esquema de la línea temporal en la que concurre el mercado mayorista</i>	32
<i>Figura 14. Aceleración del precio final medio en el mercado mayorista de la electricidad.....</i>	32
<i>Figura 15. Precio eléctrico de los consumidores domésticos, incluyendo impuestos (II semestre, 2021)</i>	33
<i>Figura 17. Inflación general y subyacente, variación en porcentaje (año base, 2021)</i>	34
<i>Figura 18. Escalada del precio de los derechos de contaminación en el mercado europeo.....</i>	35
<i>Figura 19. Incremento del precio del gas natural en el Mercado Ibérico del Gas</i>	36

1. Introducción

Hoy en día, la electricidad es un bien esencial que queda incorporado en todos los ámbitos de la vida laboral y familiar, siendo uno de los principales pilares para el desarrollo económico y el progreso social. Sin embargo, existe un gran desconocimiento generalizado sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, uno de los más complejos tanto a nivel económico como estructural.

Por otro lado, el precio de la energía eléctrica se ha convertido en un tema de gran actualidad, ya que desde principios del 2021 ha experimentado un rápido crecimiento que ha derivado en la grave crisis energética actual. De hecho, la motivación para realizar este estudio nace de todas esas veces que, a lo largo del último año y medio, el sector eléctrico ha sido noticia en los distintos medios de comunicación por batir un nuevo récord histórico.

El presente trabajo tratará de clarificar qué actividades componen el sistema eléctrico español, bajo qué marco normativo actúa, cómo se estructura la secuencia de mercados y cuál es el funcionamiento de la subasta marginalista que asigna el precio de la electricidad. A su vez, se considerará la constitución de la matriz energética nacional, observando el peso que supone la generación renovable y no renovable. También se desglosará la “factura de la luz” para mostrar a qué conceptos se destina la carga económica soportada por el consumidor final y la relevancia de los impuestos que la gravan. Además, se analizará la reciente evolución que ha seguido el precio eléctrico tanto en el mercado mayorista (*Pool*) como en el minorista, comparando el coste que supone el consumo de energía eléctrica para los hogares españoles respecto al resto de países del Mercado Interior de la Electricidad (MIE) europeo. Por último, se comentarán las medidas implementadas por el Gobierno de España, acorde a las recomendaciones proporcionadas por la Unión Europea, para tratar de hacer frente a la escalada del precio de la energía eléctrica.

2. Constitución del sector eléctrico español

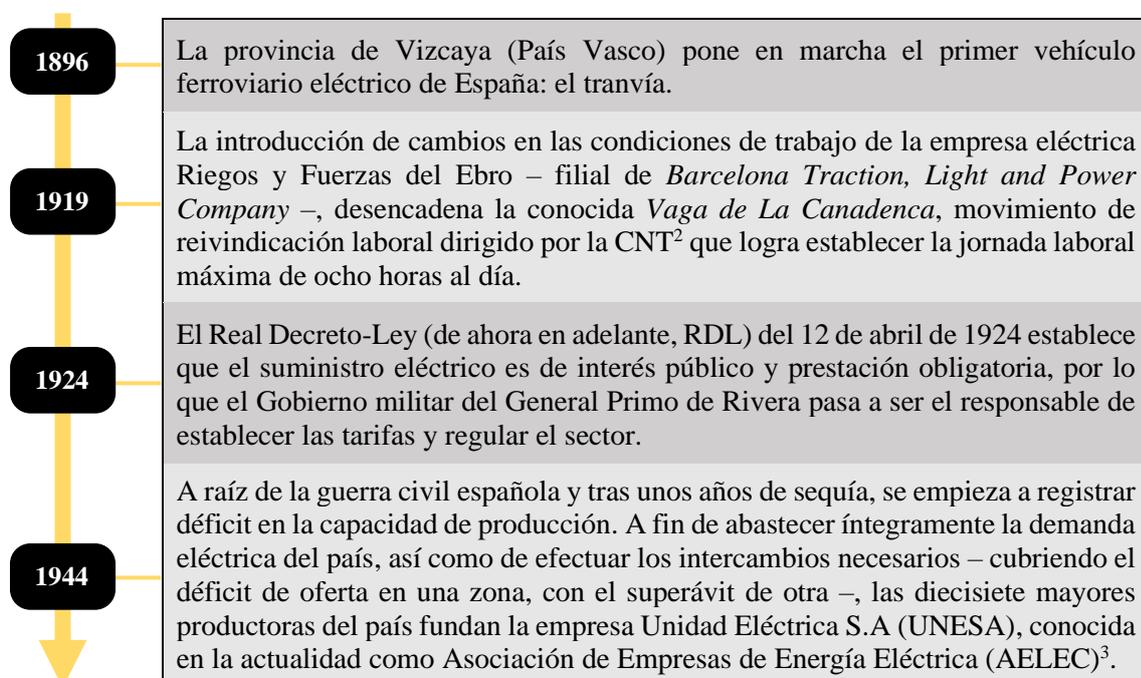
2.1. Recorrido histórico y normativo de la energía eléctrica en España: una síntesis

En el año 1852, el farmacéutico barcelonés Francesc Domènech, fue capaz de producir energía eléctrica para iluminar su negocio. Es aquí donde comienza el recorrido de la electricidad en España, dando pie a la electrificación industrial y a la iluminación de las ciudades. Así, unas décadas después de que Domènech alumbrase su farmacia, concretamente, en 1881 se funda la primera empresa eléctrica del país: Sociedad Española de Electricidad (SEE).

A finales del siglo XIX la electricidad se generaba en forma de corriente continua. En consecuencia, la electricidad no podía transportarse largas distancias y, por tanto, las instalaciones de producción debían situarse relativamente cerca de los centros de consumo. Sin embargo, a principios del siglo XX, el acceso a la corriente alterna supone un gran avance para el sector. Este hito permitió el desarrollo de las centrales hidroeléctricas a gran escala que, al requerir de una gran inversión inicial, dio comienzo al proceso de concentración empresarial, costumbre que perdura en la actualidad porque, en la actividad generadora, cuanto mayor es la concentración industrial mayor es la economía de escala¹ aprovechada.

A continuación, mediante una línea temporal, se conduce al lector a conocer los principales hechos, así como el marco regulatorio que ha precedido la evolución del sector eléctrico español hasta la actualidad (figura 1).

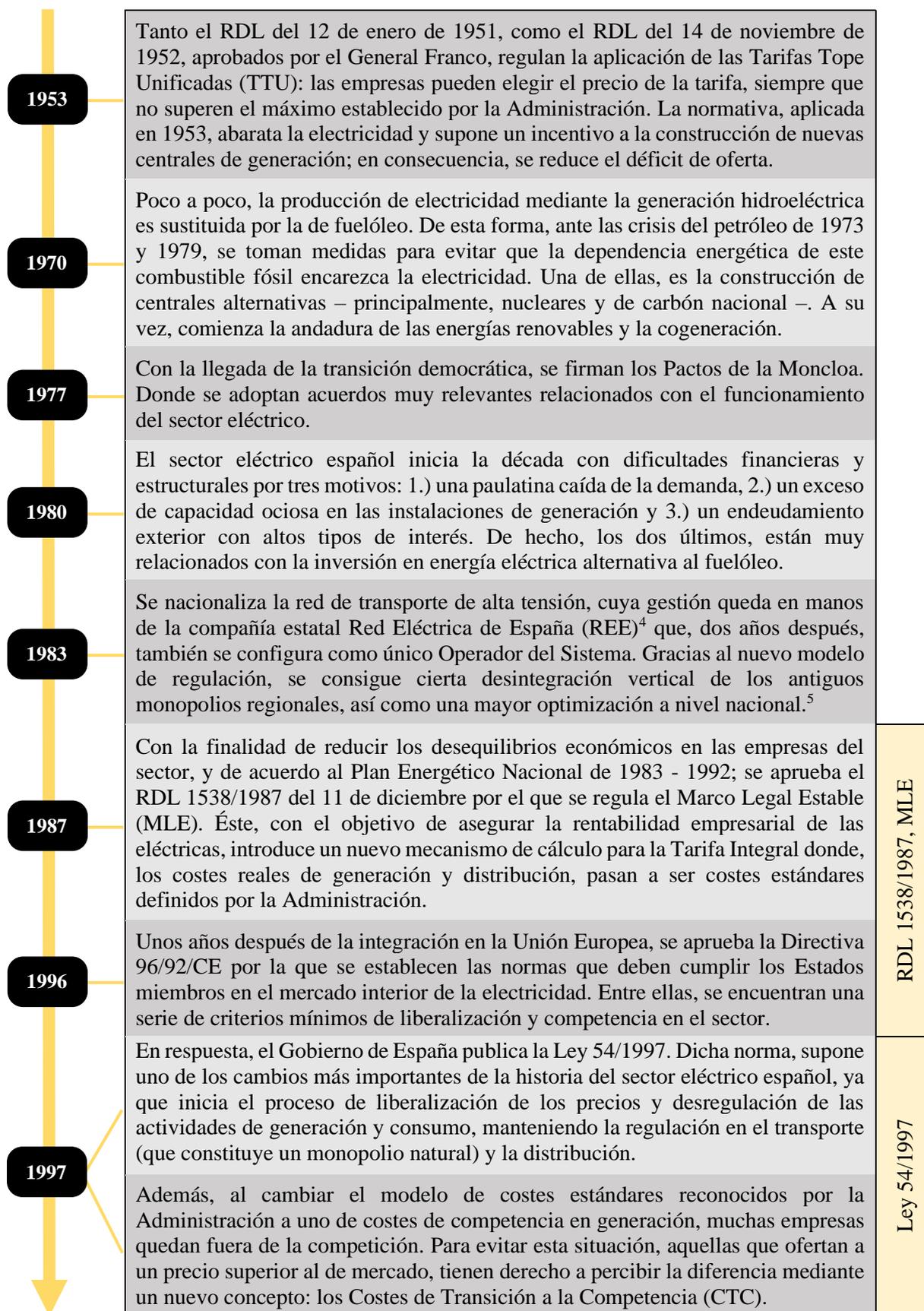
Figura 1. Cuadro cronológico que muestra la historia y la normativa principal del mercado eléctrico



¹ Capacidad que posee una empresa cuando, al aumentar la cantidad producida, reduce el coste medio unitario.

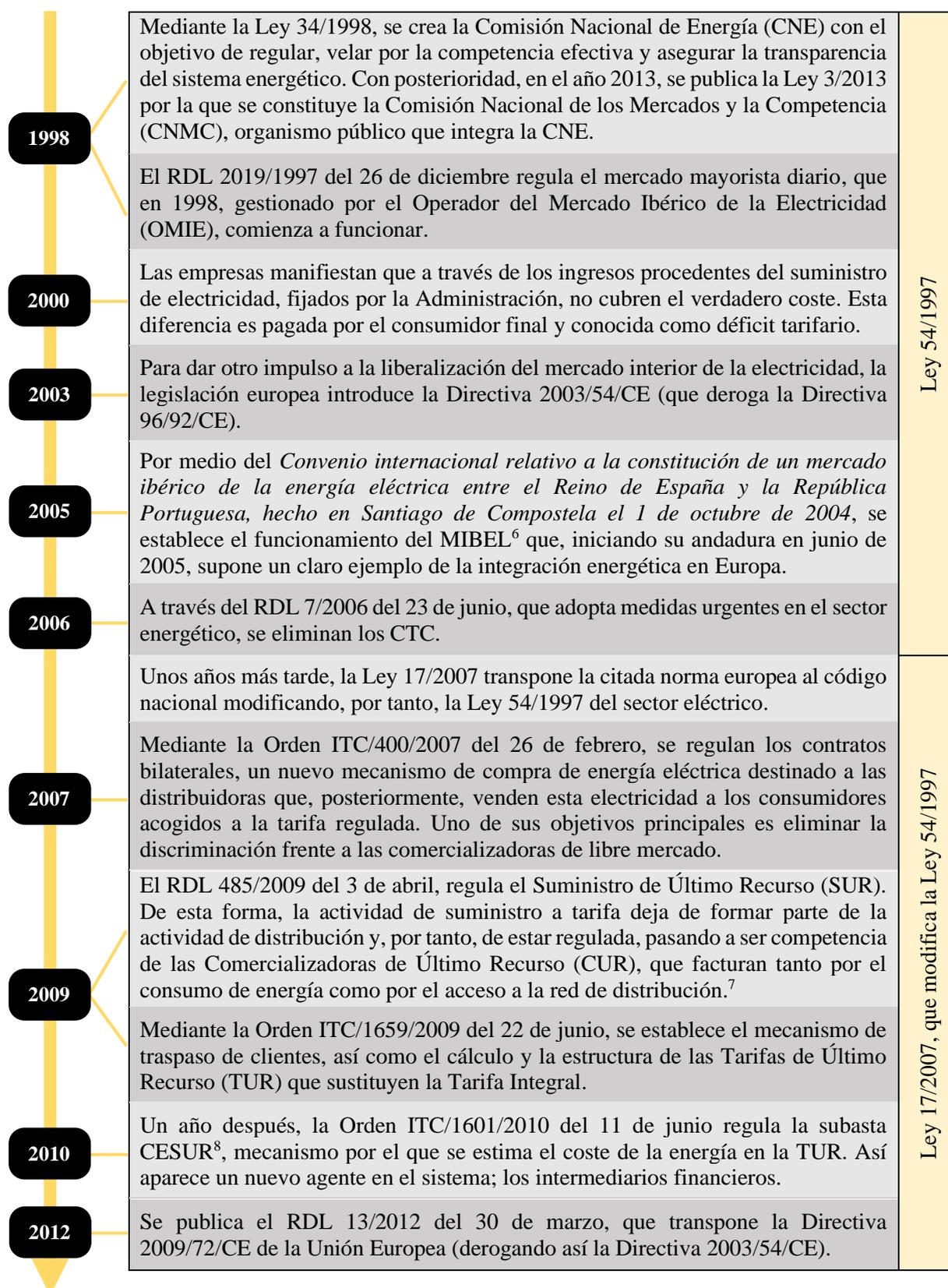
² Confederación Nacional del Trabajo; organización anarcosindicalista.

³ Organización que agrupa las cinco grandes empresas eléctricas de España con el objetivo de representar, promocionar, gestionar y defender sus intereses, así como los del sector eléctrico español.



⁴ Primera empresa del mundo que se dedica, en exclusiva, al transporte y operación del sistema eléctrico.

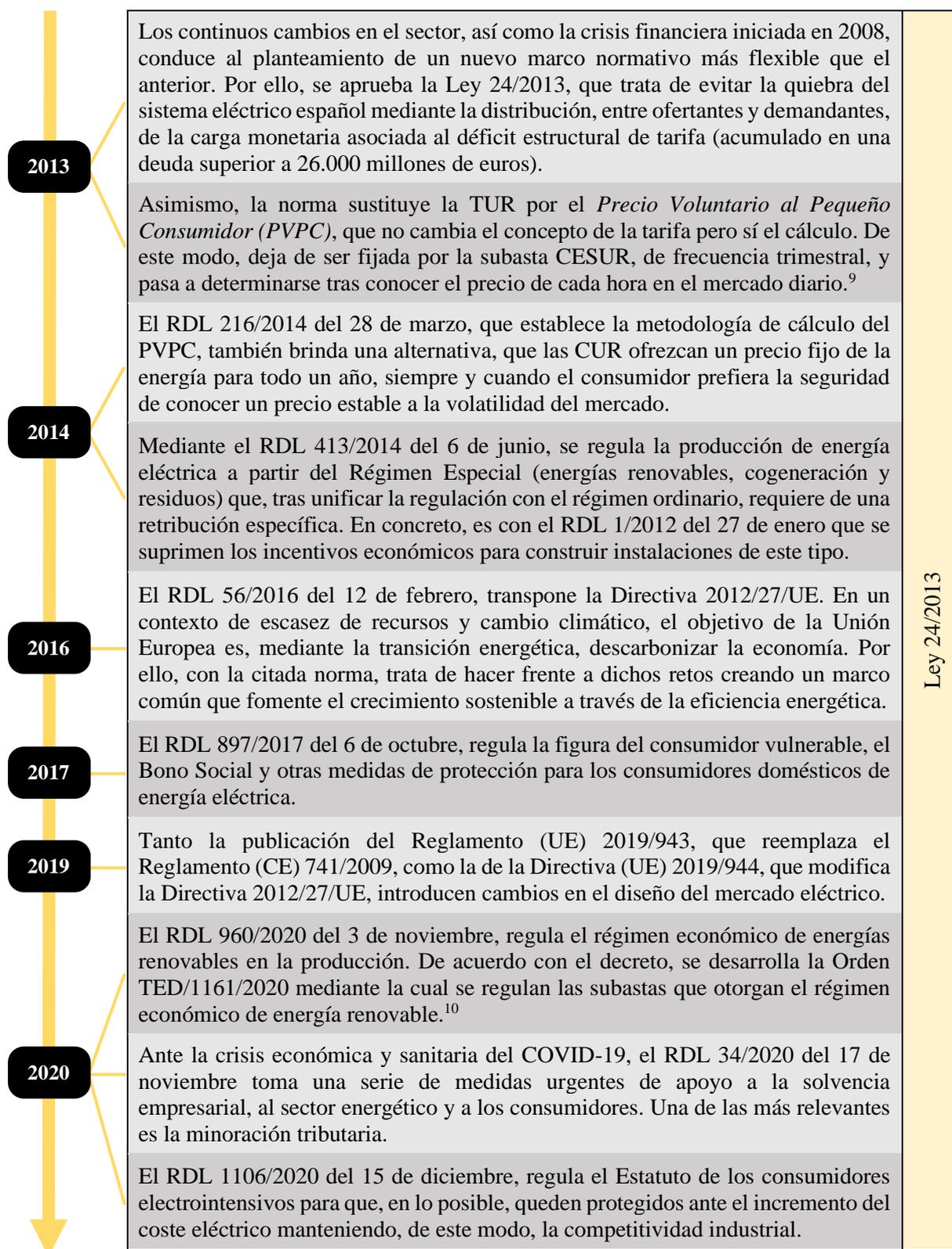
⁵ Al mejorar la conectividad del sistema eléctrico, se empieza a delegar actividades y, poco a poco, se pasa de una estructura compuesta por varios mercados regionales que actúan en oligopolio, a un único mercado nacional.



⁶ Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica.

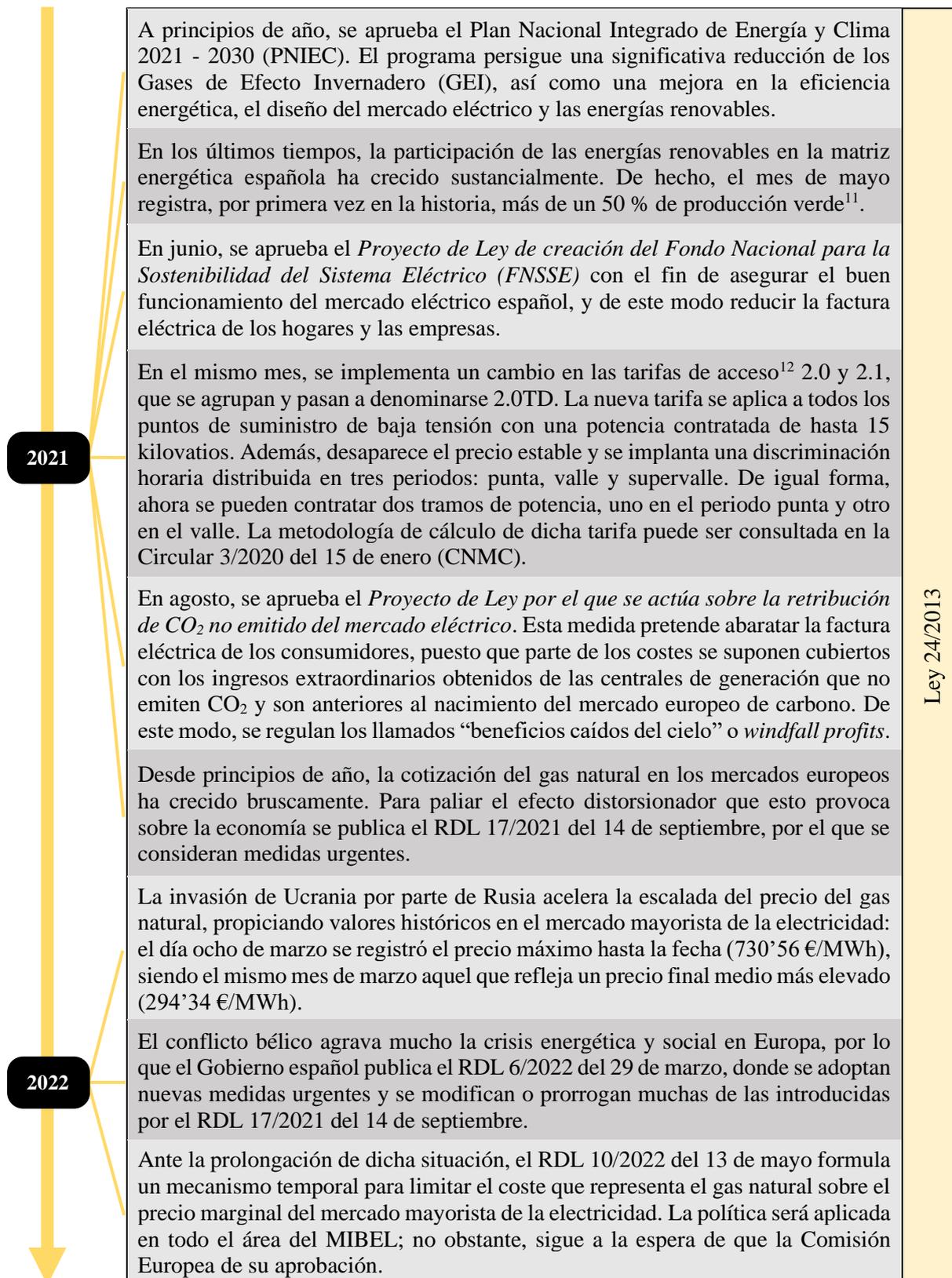
⁷ Así, pasan a existir dos figuras distintas que actúan en libre competencia: las comercializadoras que tratan con los consumidores del mercado libre y las CUR, que se ocupan de los consumidores acogidos a la tarifa regulada.

⁸ Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso.



⁹ Este último mecanismo requiere el cambio de contadores analógicos por digitales que, al proporcionar información de la curva de consumo energético, permite modificar los hábitos del consumidor.

¹⁰ Concurso organizado por el Ministerio de Energía donde las generadoras de energía renovable reciben una subvención que, según los megavatios otorgados, posibilitan el aumento de la capacidad de producción.



Fuente: Elaboración propia

¹¹ La energía “verde” o “limpia” es aquella proveniente de fuentes totalmente renovables que, al no generarse a través de la quema de combustibles fósiles, no contamina el medio ambiente.

¹² Las tarifas o peajes de acceso son un concepto regulado que marcan el importe que debe abonar el cliente por tener acceso a la red eléctrica. Estos peajes se aplican tanto al término de potencia como al término de consumo.

2.2. Funcionamiento, actividades y principales agentes del mercado

Hoy en día, el sistema eléctrico español se encuentra dividido en dos mercados, uno liberalizado y otro regulado. En concreto, de las cuatro actividades realizadas en el sector, dos están liberalizadas (generación y comercialización) y dos están reguladas en régimen de monopolio (transporte y distribución). A continuación, se expone el funcionamiento del sistema eléctrico, así como sus etapas, las principales actividades realizadas y los participantes del mercado.

I. Generación

Los centros de generación se encargan de producir la energía eléctrica que, según la tecnología utilizada, se clasifica de una forma u otra.

- **Energía no renovable** → Es la manera convencional de generar electricidad, ya que produce una gran cantidad de energía por unidad de tiempo, se puede almacenar¹³ y, además, no depende de fenómenos atmosféricos. Sin embargo, su sobreexplotación preocupa por dos motivos: por un lado, se basa en el empleo de recursos finitos que tarde o temprano se agotarán y que, conforme aumenta su escasez, se encarecen; por otro lado, generan residuos y gases contaminantes que suponen un riesgo tanto para el medioambiente como para la salud. Los cuatro tipos de energía no renovable más utilizados son:
 - ✓ El **petróleo** es un combustible fósil¹⁴ que, fruto de la transformación de materia orgánica procedente del zooplancton y las algas, deriva en una sustancia oscura formada por hidrocarburos, azufre, nitrógeno y oxígeno.
 - ✓ El **carbón** es otro combustible fósil originado por la descomposición de vegetales terrestres (hojas, cortezas, esporas, etc) acumulados en zonas húmedas. Las centrales térmicas de carbón pulverizado son las principales fuentes de energía eléctrica a nivel mundial. No obstante, la combustión del carbón es extremadamente contaminante, por lo que, en los últimos tiempos, se han desarrollado centrales que tratan de aumentar el rendimiento a la vez que reducen las emisiones de CO₂. Un ejemplo son las centrales termoeléctricas de ciclo combinado, que generan electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos: uno que utiliza la turbina de gas natural y otro la de vapor.
 - ✓ El **gas natural** es una mezcla de gases que, en forma de “cápsula”, suele cubrir los yacimientos de petróleo y carbón. Aunque su combustión también genera emisiones, éstas son de menor concentración que las del resto de combustibles fósiles.

¹³ La materia prima (combustibles fósiles) es fácilmente almacenable para generar electricidad en un futuro. Sin embargo, la electricidad también se puede considerar “almacenada” al ser transformada en otro tipo de energía como, por ejemplo, la mecánica o la química.

¹⁴ Procede de la biomasa (restos orgánicos) producida en el pasado que ha quedado enterrada bajo sedimentos y, posteriormente, es transformada en sustancias de gran contenido energético debido a un aumento de la presión y la temperatura.

- ✓ La **energía nuclear** es aquella que se obtiene de forma masiva mediante la fisión, reacción provocada por el ser humano donde se separa un núcleo pesado en varios más ligeros. Ésta se puede usar de forma descontrolada (armamento nuclear) o controlada por reactores nucleares que generan energía térmica para producir electricidad. No obstante, la energía nuclear conlleva riesgos: por un lado, las graves consecuencias de un posible accidente y, por otro lado, la gestión de los residuos radiactivos¹⁵, peligrosos por generar radiactividad durante miles de años.

- **Energía renovable** → Este otro tipo de energía es aquella que utiliza recursos naturales inagotables o que tienen capacidad de renovación. Asimismo, su empleo no suele producir ni residuos ni Gases de Efecto Invernadero (GEI), por lo que, en este sentido, tiene un bajo impacto medioambiental. En consecuencia, se ha convertido en una de las claves para alcanzar ciertos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)¹⁶ y asegurar la sostenibilidad. Éstos son algunos de los ejemplos más conocidos:
 - ✓ La **energía solar** aprovecha la radiación electromagnética procedente del Sol mediante células fotovoltaicas, colectores solares o heliostatos. Ésta puede ser fotovoltaica, que produce electricidad a través de los rayos ultravioleta del Sol, o térmica, que emplea la energía solar para generar calor.
 - ✓ La **energía eólica** se obtiene mediante el movimiento que el viento provoca en las hélices del aerogenerador (molino), donde la energía cinética del aire se transforma en energía mecánica. Los parques eólicos se pueden instalar tanto en la tierra como en el mar, donde la fuerza del viento es mucho mayor y más estable.
 - ✓ La **energía hidráulica** aprovecha el movimiento del agua que, a través de la energía cinética¹⁷ provocada por las mareas, los saltos de agua, las corrientes y las olas, se transforma en electricidad.
 - ✓ La **biomasa** es la fuente de energía química procedente de la fotosíntesis, proceso que genera restos de materia orgánica y, al ser quemada, actúa como combustible útil.

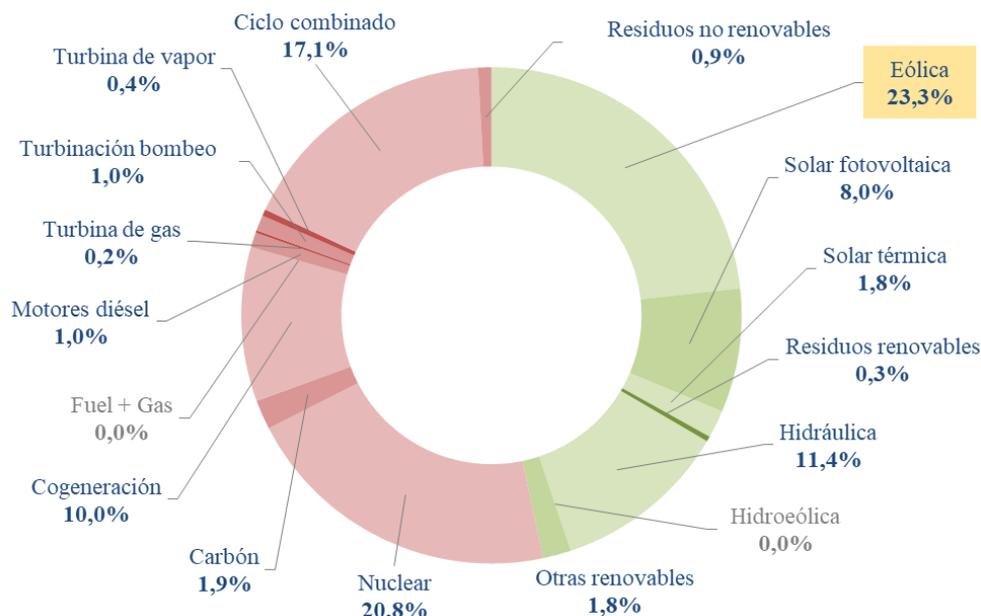
En el caso español, el año 2021 deja una matriz de producción eléctrica anual que alcanza la mayor participación de energía renovable (verde) registrada hasta la fecha. En concreto, el 46'7 % frente al 53'3 % de origen no renovable (rojo). Véase la figura 2.

¹⁵ En España, los residuos radiactivos de poca actividad son almacenados de forma segura en el único “cementerio nuclear” del país; El Cabril (Córdoba). No obstante, para aquellos residuos más problemáticos aún no hay solución.

¹⁶ En 2015, las Naciones Unidas (ONU) establecen los retos y las necesidades globales a las que los Gobiernos, las empresas, las organizaciones internacionales, etc. deben hacer frente antes del año 2030.

¹⁷ En este caso, el agua hace rotar una o varias turbinas conectadas al generador eléctrico.

Figura 2. Mix de generación de electricidad (España, 2021)



Fuente: Elaboración propia a partir de REE

La tecnología que lidera la estructura de generación eléctrica nacional es la eólica (23'3 %), seguida por la nuclear (20'8 %) y el ciclo combinado (17'1 %). Por el contrario, las centrales de carbón (1'9 %) registran uno de los valores más bajos de su historia. Además, aunque las no renovables tienen una mayor proporción del *mix* energético nacional, el 68'5 % de la energía producida no emite GEI y, por tanto, contaminación.¹⁸

Figura 3. Evolución de la matriz de generación eléctrica española (2011 - 2021)

	2011		2021	
	GWh	%	GWh	%
Nuclear	55.005,9	19,7	54.040,1	20,8
Ciclo combinado	53.430,9	19,1	44.493,7	17,1
Carbón	43.177,5	15,5	4.986,6	1,9
Cogeneración	30.593,3	11,0	26.090,0	10,0
Turbinación bombeo	2.183,5	0,8	2.649,4	1,0
Motors diésel	3.503,4	1,3	2.517,4	1,0
Turbina de vapor	2.634,3	0,9	1.108,0	0,4
Residuos no renovables	1.287,8	0,5	2.235,4	0,9
Turbina de gas	880,2	0,3	423,6	0,2
Fuel + Gas	-10,0	-	0,0	-
ENERGÍA NO RENOVABLE	192.686,8	69,0	138.544,3	53,3
Eólica	42.477,3	15,2	60.485,0	23,3
Hidráulica	30.437,3	10,9	29.582,0	11,4
Solar fotovoltaica	7.440,8	2,7	20.914,8	8,0
Solar térmica	1.861,6	0,7	4.705,5	1,8
Otras renovables	3.714,0	1,3	4.717,2	1,8
Residuos renovables	736,1	0,3	877,9	0,3
Hidroeléctrica	-	-	23,1	0,0
ENERGÍA RENOVABLE	86.667,1	31,0	121.305,5	46,7
Generación total	279.353,8	100,0	259.849,7	100,0

En la siguiente tabla (figura 3), se observa la evolución de la producción de energía renovable y no renovable del país en la última década.

Destaca la caída del carbón, que pasa del 15'5 % (2011) al 1'9 % (2021); así como el incremento de la eólica, que pasa del 15'2 % (2011) al 23'3 % (2021); y la solar fotovoltaica, que pasa del 2'7 % (2011) al 8 % (2021).

Fuente: Elaboración propia a partir de REE

¹⁸ Incluye la energía renovable, la nuclear y la turbinación bombeo.

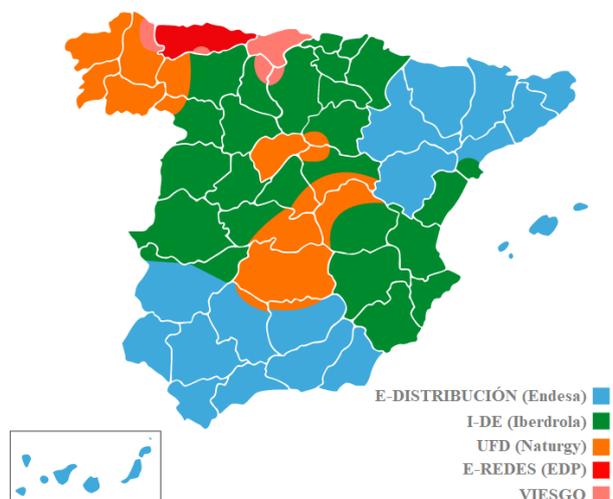
Para la presidenta de REE, Beatriz Corredor, “estas previsiones demuestran que España avanza a buen ritmo en su proceso de transición ecológica, que es la única vía para lograr un sistema eléctrico más sostenible” (Nota de prensa, 16/12/2021).

II. Transporte

El transporte de la electricidad a través de la red de alta tensión constituye un monopolio natural¹⁹ regulado por el Estado, donde toda la propiedad y gestión recae sobre Red Eléctrica de España (REE). Mediante su Centro de Control Eléctrico (CECOEL), REE supervisa el sistema eléctrico en tiempo real, actuando tanto de único transportista como de Operador del Sistema. La función de esta figura es muy importante para el correcto funcionamiento del sector, ya que debe garantizar la seguridad de las instalaciones, el equilibrio entre el consumo y la producción – que requiere predecir la demanda de electricidad para mantener un margen de generación ante posibles contingencias –, y el transporte de la energía eléctrica, que es trasladada desde la central generadora hasta la estación transformadora de la red de distribución, lugar en el que se reduce su voltaje a media tensión.

III. Distribución

Figura 4. Mapa de la distribución eléctrica nacional



Fuente: Actualizado a 2021 y elaborado por Holaluz

A través de la línea de distribución de media tensión, las empresas distribuidoras trasladan la electricidad desde las subestaciones anexas a los grandes ejes de consumo hasta los centros de transformación ubicados en cada barrio, lugar donde se reduce el voltaje a baja tensión para, posteriormente, enviar la energía al consumidor final. Una vez llega al punto de suministro, la distribuidora se encarga de medir el contador.

Esta actividad regulada por el Estado, se caracteriza por ser, al mismo tiempo, un oligopolio a nivel nacional y un monopolio natural a nivel regional (figura 4). En el mapa se puede observar que, en términos generales, cada Comunidad Autónoma tiene asignada una de las cinco grandes distribuidoras (E-Distribución, I-DE, UFD, E-Redes o Viesgo / Repsol) abarcando una mayor o menor zona geográfica.

¹⁹ La actividad no tiene competencia porque una única empresa es capaz de abastecer al mercado a un coste menor y una calidad mayor que si se introducen otras empresas.

IV. Comercialización

La última actividad que se realiza es la venta de electricidad. La comercializadora recurre al mercado eléctrico mayorista (véase el apartado 4) para comprar la energía que estima venderá al consumidor final – principalmente, doméstico y PYME – en el mercado minorista. De esta forma, la empresa comercial es la encargada de establecer el precio a pagar por la tarifa eléctrica contratada que, incluyendo el margen y siendo supervisada por la CNMC, emite la factura final.

Una misma compañía eléctrica puede poseer tanto una **comercializadora regulada** como una **comercializadora de libre mercado**, siempre y cuando tengan distinto nombre. La diferencia entre una y otra es que, la primera, únicamente ofrece la tarifa PVPC donde la parte correspondiente al precio de la electricidad se establece en el mercado mayorista; sin embargo, la segunda, tiene una amplia oferta de tarifas donde la fracción a pagar por la electricidad suele ser de carácter fijo (normalmente anual) y queda determinada por la empresa.

En la actualidad, a pesar de que la actividad está liberalizada, son pocas las empresas que abarcan la mayor parte de la cuota de mercado. A continuación, se muestra la tendencia que ha precedido la concentración del mercado minorista en los últimos años, tanto para los consumidores domésticos que compran la energía eléctrica a un comercializador de libre mercado o a uno de referencia, como para los que acuden directamente al mercado mayorista²⁰ (figura 5). En concreto, los instrumentos utilizados para el análisis son las cuotas de mercado (expresadas en porcentaje) y el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por su denominación en inglés)²¹.

Figura 5. Evolución de las cuotas de electricidad suministrada a los consumidores domésticos

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Endesa	42%	41%	41%	39%	39%	38%	37%	37%	36%
Iberdrola	35%	35%	34%	33%	33%	32%	32%	32%	32%
Naturgy	15%	16%	16%	17%	17%	17%	17%	15%	13%
EDP	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%
Viesgo / Repsol	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%
Otros	3%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	10%	12%
HHI	3.237	3.173	3.071	2.943	2.903	2.796	2.694	2.609	2.500

Fuente: Elaboración propia a partir del cálculo proporcionado por la CNMC

En la última década, la cuota de mercado de las distintas comercializadoras ha seguido una tendencia decreciente, lo cual muestra un aspecto positivo. No obstante, un $HHI \geq 2.500$ (2019) indica que, actualmente, sigue existiendo una elevada concentración en el mercado y, por tanto, conduce a pensar que el proceso de liberalización de la actividad comercializadora va más lento

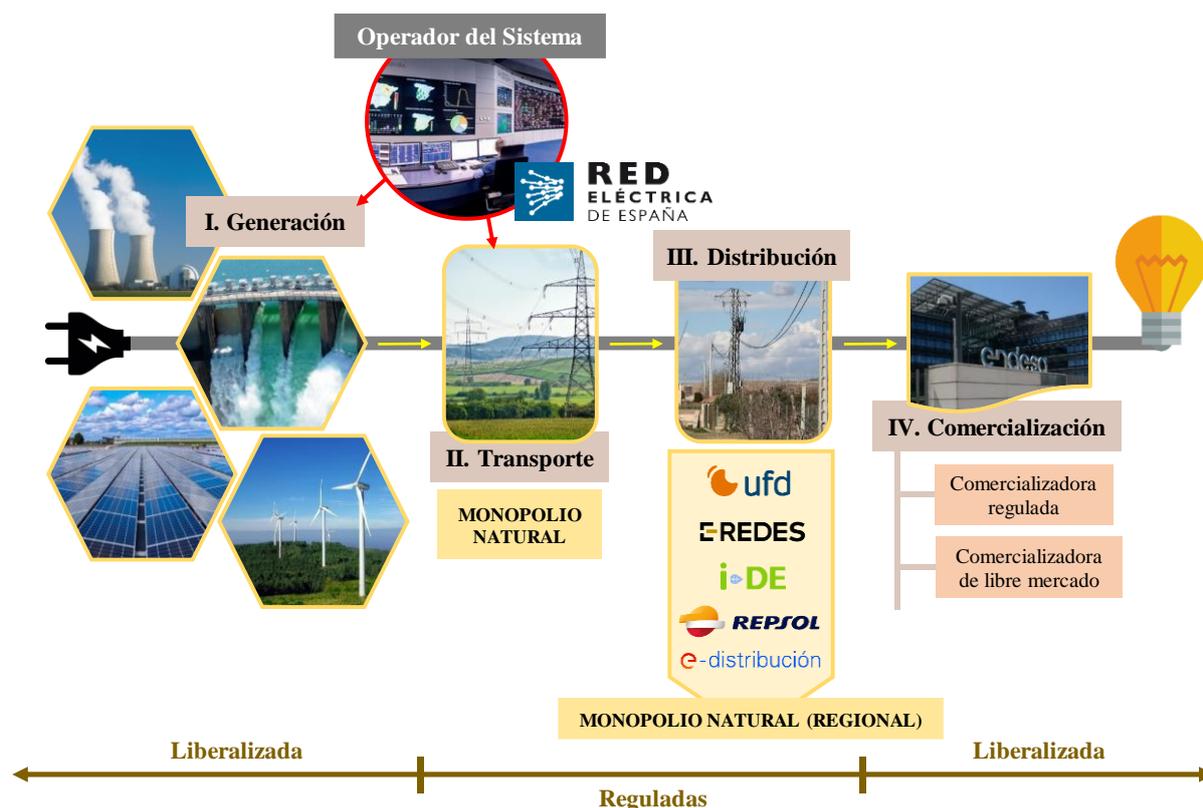
²⁰ Incluidos en “otros”.

²¹ Medida que informa sobre el grado de concentración de un mercado y se calcula por el sumatorio de la cuota de mercado de cada empresa elevada al cuadrado. El resultado puede ir desde el 0 (competencia perfecta) hasta el 10.000 (monopolio).

de lo esperado. De hecho, la estructura oligopólica observada es consecuencia de la cuota de mercado que abarcan las tres primeras empresas (Endesa, Iberdrola y Naturgy), que dominan más del 80 % de todo el sector.

Para finalizar el apartado, se presenta un esquema del funcionamiento del sector eléctrico donde se ven los principales agentes del mercado, las actividades²² realizadas y los flujos de energía:

Figura 6. Representación de las cuatro actividades que forman el sistema eléctrico español



Fuente: Elaboración propia

3. El mercado minorista y la factura eléctrica

3.1. Destino de los conceptos del recibo eléctrico

El mercado minorista es aquel en el que se realiza la transacción monetaria entre la comercializadora y el consumidor final, normalmente doméstico y PYME (Pequeñas Y Medianas Empresas). No obstante, el precio a pagar en la “factura de la luz” no incluye únicamente el consumo de energía eléctrica al final del periodo de facturación, sino que se compone de diversos elementos que se pueden clasificar en cuatro grandes grupos:

²² Las cinco grandes compañías eléctricas están integradas verticalmente, ya que producen, distribuyen y comercializan electricidad. Esto proporciona una posición de dominio en las tres actividades, haciendo que sean muy conocidas y la mayor parte de los consumidores domésticos recurran a ellas.

Coste del suministro eléctrico

- El **coste de producción de la electricidad** a pagar en el mercado mayorista depende de si el consumidor final tiene un contrato en el mercado regulado, es decir, con una comercializadora de referencia que le ofrece la tarifa del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)²³; o si tiene un contrato en el mercado libre con una comercializadora que le brinda un amplio abanico de posibilidades entre las que elegir, todas de carácter más estable.
- El **margen de comercialización**, que incluye el coste de operación de las comercializadoras, también depende de si el consumidor se acoge al mercado regulado o al libre. En el primer caso, dicho margen se fija en base a las estimaciones realizadas por el regulador del mercado, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC), mientras que, en el segundo caso, el margen queda establecido por las comercializadoras de libre mercado que actúan en competencia.
- La **retribución al Operador del Mercado (OMIE) y al Operador del Sistema (REE)**, expresada en términos de €/MWh, financia el servicio ofrecido al sector eléctrico español por el aprovisionamiento de la energía eléctrica en el mercado mayorista, la resolución de las restricciones técnicas y otros servicios de operación, etc.
- Los **pagos por capacidad** gratifican la existencia de las centrales que actúan como respaldo del sistema, es decir, aquellas que permiten mantener una generación suficiente para hacer frente a los posibles imprevistos de la oferta. En la práctica, los ingresos generados a través de este concepto son mayores que la cantidad reconocida a los generadores, por lo que dicha diferencia positiva, se utiliza para reducir los cargos no ligados al suministro eléctrico.

Este concepto queda regulado por la Orden ITC/2794/2007 del 27 de septiembre, y modificado por la Orden ITC/3127/2011 del 17 de noviembre. Además, en la Orden TED/371/2021 del 19 de abril, se asignan los pagos de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

- La retribución económica percibida por los grandes consumidores conectados en alta tensión (industria electrointensiva) que, mediante el **servicio de interrumpibilidad**, se comprometen a reducir tanto su potencia como su consumo eléctrico ante posibles imprevistos técnicos que reduzcan la oferta generada. Así pues, garantizan el abastecimiento de la demanda eléctrica del resto de consumidores a cambio de percibir un pago.

²³ Regulada por el Estado y ofrecida a los pequeños consumidores con una potencia contratada menor o igual a 10 kW (tarifa 2.0TD con dos periodos de discriminación horaria) y una tensión que no supere 1 kV. Además, su coste es variable, ya que al estar indexada al mercado *Spot* de la electricidad, el precio del kWh cambia cada hora. En la actualidad, se calcula que el 38 % de los consumidores domésticos están acogidos a un contrato PVPC.

Esta herramienta, que pretende flexibilizar la operación del sistema eléctrico por parte de la demanda, asigna el servicio mediante un sistema de subastas de precio descendente²⁴. Éstas son convocadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, gestionadas por REE y supervisadas por la CNMC. Además, el servicio de interrumpibilidad de la demanda queda regulado por la Orden IET/2013/2013 del 31 de octubre, así como sus posteriores modificaciones²⁵.

- Las **pérdidas de energía eléctrica** producidas a lo largo del transporte y la distribución deben ser remuneradas, porque a pesar de no ser contabilizadas por los equipos de medida, son generadas por las centrales eléctricas.
- El **coste de alquiler de los equipos a medida**, queda establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico mediante la Orden IET/1491/2013 del 1 de agosto. Dicho gasto no lo han de asumir todos los consumidores, solamente aquellos que no tienen el contador en propiedad.
- Los **peajes** o el Acceso de Terceros a la Red (ATR), es el coste asociado al transporte y la distribución. Estas dos actividades están reguladas por el Estado, por ello, mediante la Circular 3/2020 del 15 de enero, la CNMC establece la nueva metodología para su cálculo, de aplicación a partir de junio del año pasado. Además, los peajes son independientes al mercado (libre o regulado), ya que únicamente dependen de las características del consumidor final como, por ejemplo, la potencia contratada, el nivel de tensión, etc.

Cargos²⁶ → Costes ajenos al suministro eléctrico que sirven para financiar los gastos del sistema relacionados con la política energética y social; por lo que están regulados por el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y quedan determinados mediante la Orden TED/1484/2021 del 28 de diciembre. Algunos de los cargos más relevantes son:

- **Prima** adicional a los ingresos del mercado que sirve como incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia²⁷ y residuos (RECORE), antes denominado **Régimen Especial**.

²⁴ A partir del precio de salida, el importe va bajando en cada ronda. De esta manera, la prestación del servicio se asigna al último competidor que queda en la puja y, por tanto, al que está dispuesto a percibir el precio más bajo.

²⁵ Por ejemplo, ante el inicio de la crisis sanitaria por COVID-19, el Ministerio de Sanidad emitió la Orden SND/260/2020 del 19 de marzo, donde suspendía la activación del servicio por criterios económicos, hasta la supresión del estado de alarma, para tratar de evitar el desabastecimiento de los productos fabricados en el sector electrointensivo y reducir las cuantiosas pérdidas económicas de estas empresas.

²⁶ Véase la metodología de cálculo establecida en el RDL 148/2021 del 9 de marzo, con una última actualización en la Orden TED/371/2021 del 19 de abril.

²⁷ Engloba un conjunto de tecnologías de transformación energética que permiten ahorrar energía y costes mediante la producción combinada, en lugar de separada, de calor útil y electricidad.

- De forma solidaria, se retribuye el sobrecoste que supone la **producción de energía eléctrica en los sistemas de Territorios No Peninsulares o TNP** (Islas Canarias, Ceuta, islas Baleares²⁸ y Melilla). Ésta es más cara que la generada en la península por el *mix* basado principalmente en centrales térmicas que utilizan hidrocarburos líquidos. No obstante, la mitad de su coste total es financiado por los Presupuestos Generales del Estado (PGE).
- La partida de “cargos” recoge una parte de la financiación del **Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)**, en concreto, los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares cerradas; ya que la gestión de residuos es sufragada por cada central a través de la tasa ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos).
- Anualidades correspondientes a los **déficits tarifarios** acumulados en el pasado, así como sus respectivos intereses. La deuda del sistema eléctrico tiene origen en la subestimación de los costes reales del suministro, donde la recaudación a través de los cargos y peajes de acceso a la red, ambos de carácter regulado, es menor a los costes reales asociados. Esta diferencia, que había sido financiada por las propias empresas productoras de electricidad, se empieza a repercutir sobre el consumidor final en el año 2000.

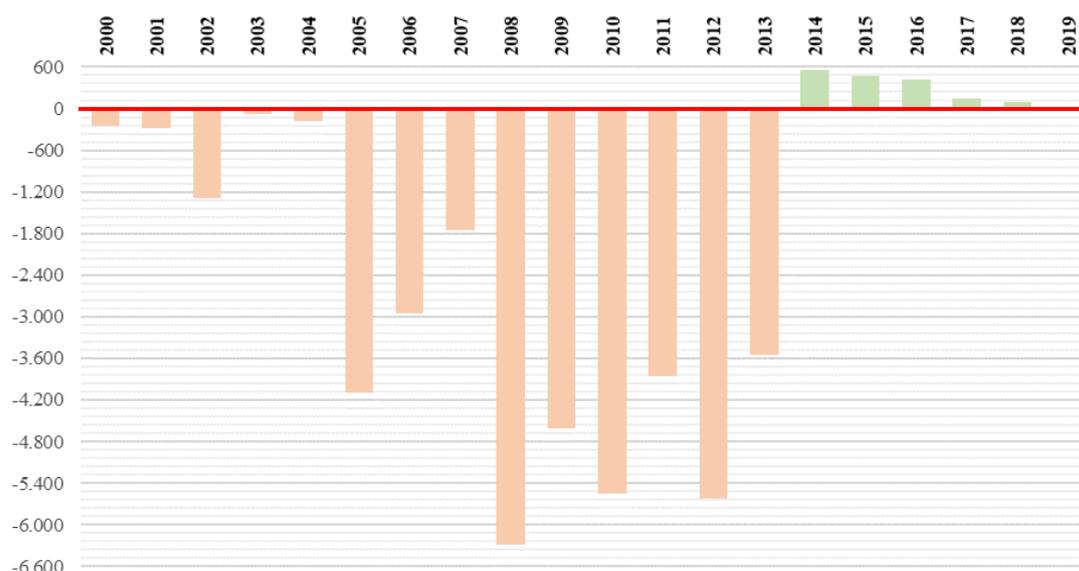
Los dos motivos principales que han contribuido a generar estos déficits son los errores de estimación²⁹ y los objetivos políticos o económicos perseguidos por los distintos Gobiernos. Inicialmente, el déficit de tarifa fue consecuencia de la dificultad de combinar los precios regulados (coste de la energía en la Tarifa Integral) con los precios libres (interacción entre la oferta y la demanda de energía). Sin embargo, a partir de julio del 2009, donde la liberalización del sector se considera finalizada, el déficit pasa a ser resultado únicamente de las decisiones políticas del Gobierno. En concreto, porque trata de paliar el coste político que supone el encarecimiento de la electricidad, especialmente relevante en un contexto de crisis económica y financiera, así como evitar el impacto sobre la renta disponible de los hogares, la competitividad de los sectores industriales más intensivos en energía y el aumento de la inflación, consecuencia del creciente precio de las materias primas energéticas.

A fecha del 31 de diciembre de 2020, la deuda pendiente de amortización del sistema eléctrico español ascendió a 14.294'32 millones de euros, inferior al importe del año anterior (16.602'01 millones de euros). De esta forma, la deuda generada por el déficit tarifario se ha reducido en casi un 14 % de un año a otro. A continuación, se muestra un gráfico sobre la evolución del déficit de tarifa a precios corrientes de cada año (figura 7).

²⁸ En este caso, existe interconexión eléctrica con la península, cosa que permite abastecer parte de su demanda.

²⁹ Los fallos en la predicción deberían crear un déficit coyuntural, no estructural; ya que la probabilidad de equívoco a la baja es la misma que al alza. De esta forma, la previsión sería centrada o insesgada y, por tanto, los déficits se compensarían con los superávits. En consecuencia, a largo plazo, el déficit promedio tendería a ser nulo.

Figura 7. Saldo anual del sistema eléctrico español en el periodo 2000 - 2019 (millones de euros)



Fuente: Elaboración propia a partir de la CNMC

Como se puede observar, en el año 2014 se registra superávit por primera vez, con unos ingresos que superaron en 550'3 millones de euros a los costes. No obstante, pese a mantener un resultado positivo en los ejercicios posteriores, cada vez es de menor cuantía. En particular, el superávit agregado entre 2014 y 2018 fue de 1.687'5 millones de euros que, al registrar un nuevo déficit en 2019, se utilizó para alcanzar el equilibrio.

Otros costes

- Los **descuentos** aplicados en la tarifa minoran el importe de la factura. Algunos ejemplos son el Bono Social³⁰, la deducción por familia numerosa o minusvalía, etc.
- También se pagan **sanciones** en caso de sobrepasar el consumo o la potencia contratada a la comercializadora.
- La **remuneración al órgano de control y el regulador del sistema eléctrico español**: la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- En caso de tener contratado un **servicio técnico o de mantenimiento** adicional, también queda reflejado en la factura eléctrica minorista.

³⁰ Descuento del 25 % sobre la tarifa PVPC, contratada para la vivienda habitual y con una potencia inferior a 3 kW; aplicable a todo aquel consumidor considerado vulnerable y que cumple una serie de requisitos personales, familiares y de renta. Además, para los consumidores vulnerables severos, la reducción es del 40 % sobre el precio del PVPC. No obstante, de manera excepcional, el descuento del Bono Social Eléctrico se ha ampliado (véase el apartado 6.5).

Tributos

- El **Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE)** grava, mediante un tipo impositivo del 5'11 %, una base imponible que incluye tanto los costes del suministro eléctrico como los cargos, exceptuando el alquiler de los equipos a medida.
- El **Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE)** o impuesto de generación eléctrica, tiene por objeto contribuir a la sostenibilidad ambiental. Dicho tributo grava el ingreso del mercado percibido por los productores con un tipo impositivo del 7 %; sin embargo, la cuantía del impuesto se incluye en la oferta de generación, ya que se considera un coste variable más. De esta forma, el productor (sujeto pasivo teórico del impuesto) transfiere la carga tributaria hacia el consumidor final.
- El **Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)** grava, mediante un tipo impositivo del 21 %, todos los conceptos de la factura, incluyendo los dos tributos anteriores.

Adicionalmente, las comercializadoras deben pagar la **Tasa Municipal**, que grava el uso privativo o el aprovechamiento especial del suelo, subsuelo o vuelo de las vías públicas municipales por parte de las empresas distribuidoras. En concreto, se aplica un tipo impositivo del 1'5 % sobre los ingresos brutos³¹ obtenidos de suministrar electricidad a los clientes de ese municipio, descontando los peajes y el alquiler del equipo de medida, que son liquidados por la distribuidora. Este último tributo puede afectar de forma indirecta al consumidor final, ya que supone un coste que la comercializadora reflejará en su margen comercial.

Por otro lado, en el contexto actual donde un servicio de primera necesidad como el suministro eléctrico ha visto disparar su precio, el Gobierno ha tomado decisiones de política tributaria para modificar ciertos aspectos del gravamen eléctrico. Véase el apartado 6.1 para una explicación detallada sobre estos cambios.

3.2. Cálculo del precio minorista de la energía eléctrica

Como se ha visto en el anterior punto, la “factura de la luz” se desglosa en múltiples conceptos; sin embargo, no suelen quedar detallados de esta forma. Por lo general, aparecen cuatro partidas (potencia, energía, otros e impuestos) que engloban todos ellos.

A continuación, se muestra el método de cálculo de los primeros dos elementos, que son los más relevantes por representar más de $\frac{3}{4}$ partes del precio total del recibo eléctrico:

³¹ No incluyen los impuestos directos que gravan el servicio prestado ni las cantidades cobradas por cuenta de terceros, que no constituyen un ingreso propio de la entidad que liquida la tasa.

- a.) El **término de potencia contratada** indica la cantidad máxima de energía que la instalación es capaz de consumir en un momento concreto. De esta forma, seleccionar una potencia mayor a la prevista encarecerá la factura mientras que, una menor a la prevista, hará saltar el diferencial.

En concreto, con la tarifa actual (2.0TD)³², vigente desde el 1 de junio de 2021, el pequeño consumidor puede contratar dos tramos de potencia: uno para el periodo punta y otro para el valle. La fórmula implementada para calcular el coste fijo es la siguiente:

$$\text{Potencia} = [\text{Potencia punta contratada (kW)} \cdot \text{Precio (€/kW)} \cdot \text{Días de facturación}] + \\ + [\text{Potencia valle contratada (kW)} \cdot \text{Precio (€/kW)} \cdot \text{Días de facturación}]$$

En esta partida se incluye una parte de los conceptos regulados del peaje y los cargos; además, algunas comercializadoras – como las que aplican la tarifa regulada o PVPC –, también incorporan su margen de comercialización.

- b.) El **término de energía consumida** hace referencia al coste variable que supone el consumo eléctrico realizado durante un periodo temporal concreto. Con la tarifa 2.0TD, la energía se divide en tres periodos de discriminación horaria (punta, llano y valle), obligatorios para el PVPC y opcional para los contratos de mercado libre. La fórmula para calcular este concepto es la siguiente:

$$\text{Consumo} = [\text{Energía punta consumida (kWh)} \cdot \text{Precio (€/kWh)}] + [\text{Energía llano consumida} \cdot \\ \cdot \text{Precio (€/kWh)}] + [\text{Energía valle consumida (kWh)} \cdot \text{Precio (€/kWh)}]$$

Esta otra partida contiene otra parte de los conceptos regulados del peaje y los cargos; así como el coste de producción de la electricidad, los pagos por capacidad, las pérdidas del sistema, etc.

Uno de los cambios más relevantes que ha traído la tarifa 2.0TD es que, mientras la CNMC opta por distribuir los peajes dando un mayor peso al término de potencia contratada; el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con el objetivo de promover un consumo eléctrico más responsable, apuesta por asignar los cargos en función de la energía consumida. Estas dos ideas quedan reflejadas en los siguientes párrafos, respectivamente:

“Los peajes de redes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (2.0TD) se ajustarán a efectos de asegurar que el 75 % de la facturación de peajes de redes sea recuperada a través del término fijo y el 25 % a través del

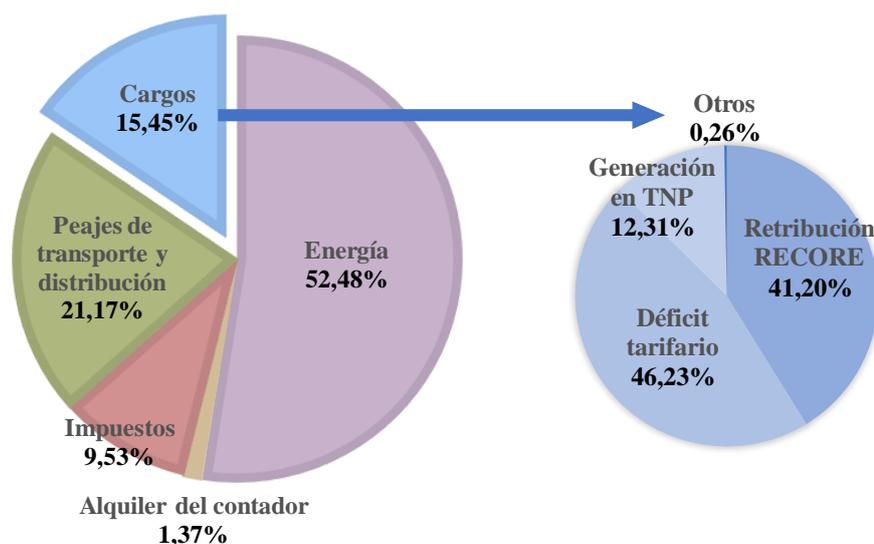
³² Va destinada a los clientes conectados en baja tensión (potencia inferior a 15 kW); y agrupa las tarifas o peajes de acceso 2.0A y 2.1A (que eran modalidades de precio estable sin discriminación horaria), así como la 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1DHA y 2.1DHS.

término variable” (Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad).

“Se considera más adecuado dotar de un mayor peso al componente variable de los cargos, al objeto de favorecer la eficiencia energética, el autoconsumo o el despliegue de la infraestructura de recarga rápida de vehículos eléctricos. No obstante, se ha optado por mantener un cierto peso del término fijo de los cargos” ... “Se ha optado por un reparto de los cargos en los que, para los consumidores de baja tensión con menos de 15 kW de potencia contratada, el 25 % de los mismos se recuperará a través del término fijo y el 75 % a través del término variable. Para el resto de los consumidores, el 40 % de los cargos se recuperará a través del término fijo y el 60 % a través del término variable” (Real Decreto-ley 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico).

Para concluir el tercer apartado, se adjunta un gráfico que muestra el valor porcentual aproximado que representan los principales conceptos de la factura eléctrica vistos con anterioridad (figura 8).

Figura 8. ¿A qué va destinado el precio minorista de la electricidad?³³



Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de una factura del hogar (2022)

4. La determinación del precio de la electricidad en el mercado mayorista

El mercado mayorista de la electricidad, también conocido como *Pool*, se compone por una secuencia de mercados donde se intercambian diferentes tipos de contratos con distintos periodos de entrega.

³³ Nótese que la partida “impuestos” representa menos del 10 % del actual recibo eléctrico debido a la rebaja fiscal, de carácter provisional, explicada en el apartado 6.1 del presente trabajo.

Los principales agentes que suelen recurrir al mercado mayorista para comprar energía eléctrica son las comercializadoras, los consumidores industriales y los usuarios de las interconexiones internacionales. Además, muchos de ellos acuden a los mercados a plazo, lugar en el que pueden negociar el precio, la duración del contrato, las cláusulas de flexibilidad, las garantías, etc.

4.1. Los mercados a plazo

Antes de que la energía sea producida y consumida, los agentes acuden a los mercados a plazo para contratar su entrega con distinta periodificación (mensual, trimestral, anual, etc). Éstos resultan fundamentales en un mercado liberalizado porque, cuando son lo suficientemente líquidos, permiten a los agentes gestionar sus riesgos, evitar la volatilidad y complacer sus previsiones al tiempo que facilitan la competencia³⁴ en el resto del mercado eléctrico.

Así, contratar a plazo es una forma de fijar un precio que aporta estabilidad de cara al futuro. Éste se determina a partir de las expectativas sobre el precio esperado en el mercado diario (coste de oportunidad de los contratos a plazo), más una prima de riesgo ante posibles contingencias.³⁵ No obstante, al final el precio del mercado diario puede resultar superior (beneficiando al comprador) o inferior (beneficiando al vendedor) al acordado en el contrato.

Actualmente, en España existen dos mercados a plazo de la electricidad:

- ◆ **El mercado no organizado de contratos bilaterales**, también llamado *Over The Counter* (OTC), es aquel donde se negocian los contratos físicos y financieros. En el primer caso, los compradores (comercializadores y grandes consumidores finales) y los vendedores (generadores, que en la mayoría de casos son grupos nucleares) intercambian contratos físicos diseñados en función de sus respectivas necesidades, acordando el precio de forma bilateral; mientras que, en el segundo caso, los intermediarios o *brokers*³⁶ intercambian contratos financieros en función de sus preferencias y sin someterse a normas de negociación ajenas a los participantes.
- ◆ **El mercado organizado de futuros eléctricos**, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico - Polo Portugués (OMIP), es aquel en el que los agentes estipulan contratos estandarizados³⁷, mediante ofertas en el mismo mercado continuo o a través de subastas puntuales, sometiéndose a las reglas aprobadas por OMIP. Asimismo, el mercado de futuros supone un paso más en el desarrollo del mercado único eléctrico entre España y Portugal, así como en el Mercado Interior de la Electricidad (MIE) europeo.

³⁴ Cuando la planta generadora establece contratos a plazo, reduce la capacidad que queda libre para ser ofrecida en el mercado *Spot*, evitando el abuso del poder de mercado y permitiendo la competencia de nuevos productores.

³⁵ La *curva Forward* es un instrumento que muestra, para un momento determinado, todos los precios a los que se intercambia la electricidad en los distintos plazos. Esta varía constantemente, ya que los agentes actualizan sus expectativas futuras sobre la evolución de los precios en función de diversos factores de oferta y demanda.

³⁶ Entidad financiera que ejecuta órdenes de compra y venta en el mercado financiero, a cambio de una comisión.

³⁷ No hay negociación bilateral, se acepta el contrato si ambas partes están de acuerdo con las condiciones.

Por otro lado, se está desarrollando una tipología de contratos de energía a largo plazo y con precio fijo, que trata de estimular la entrada de la nueva generación renovable, donde el comprador acostumbra a ser un gran consumidor de electricidad o un comercializador que revenderá la energía a sus clientes.

Estos contratos son conocidos como ***Power Purchase Agreement (PPA)***, y según el punto de inyección de la electricidad, se pueden clasificar en dos categorías: **1.) PPA *Offsite***, cuando la instalación generadora queda conectada a la red de transporte y distribución que lleva la energía desde su origen hasta el destino final; y **2.) PPA *Onsite***, cuando el suministro procede de la propia instalación del cliente, donde el desarrollador renovable realiza la inversión y, además, ofrece un precio muy competitivo a su cliente, que deja de formar parte de la demanda de red.

Si bien es cierto que este tipo de contratos sigue una tendencia creciente, hoy en día la mayor parte de la energía renovable es adquirida en el mercado *Spot*, es decir, en el diario y el intradiario.

4.2. El mercado *Spot*

El mercado organizado *Spot* o al contado es aquel donde se negocian los precios de la electricidad a corto plazo. Éste queda gestionado por el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español (OMIE)³⁸, único *Nominated Electricity Market Operator (NEMO)* designado tanto en España como en Portugal.

4.2.1. El mercado diario

El mercado diario supone el principal punto de encuentro entre los vendedores y compradores de electricidad. Es aquí donde se realiza el intercambio de energía a producir y consumir a lo largo del siguiente día, pero ¿cómo se determina su precio y cantidad?

Los agentes presentan sus ofertas de compra y venta al Operador del Mercado (OMIE), quien las incluye en el proceso de casación a través de las curvas de oferta y demanda. Los compradores del mercado diario suelen ser tanto las grandes industrias como las comercializadoras de España y Portugal, que revenden la energía al resto de consumidores; mientras que los vendedores son todas las unidades de producción disponibles para presentar la energía no comprometida en los mercados a plazo, así como las comercializadoras autorizadas de otros territorios.

El mercado diario, acoplado a los del resto del MIE desde el año 2014, realiza la sesión de casación diaria a las 12:00 de la mañana. Por un lado, las ofertas de compra se ordenan de forma

³⁸ Entidad privada cuya función principal es llevar a cabo la gestión del mercado *Spot*, al mismo tiempo que garantiza la contratación en condiciones de objetividad y transparencia.

descendente; mientras que, por otro lado, las ofertas de venta se ordenan de forma ascendente. Ahora bien, ¿cómo se construyen dichas curvas?

→ La **curva de oferta** muestra, de forma aditiva, la cantidad de electricidad que cada generador está dispuesto a producir a cambio de un precio mínimo. Como las reglas del mercado obligan a ofertar toda la capacidad disponible, el volumen de energía está sujeto a las restricciones físicas de la instalación: potencia disponible, rapidez con la que puede incrementar la producción de una hora a otra, potencia mínima a la que debe operar para ser estable y segura, disponibilidad del combustible, etc. Asimismo, las ofertas pueden ser clasificadas a partir de dos tipos:

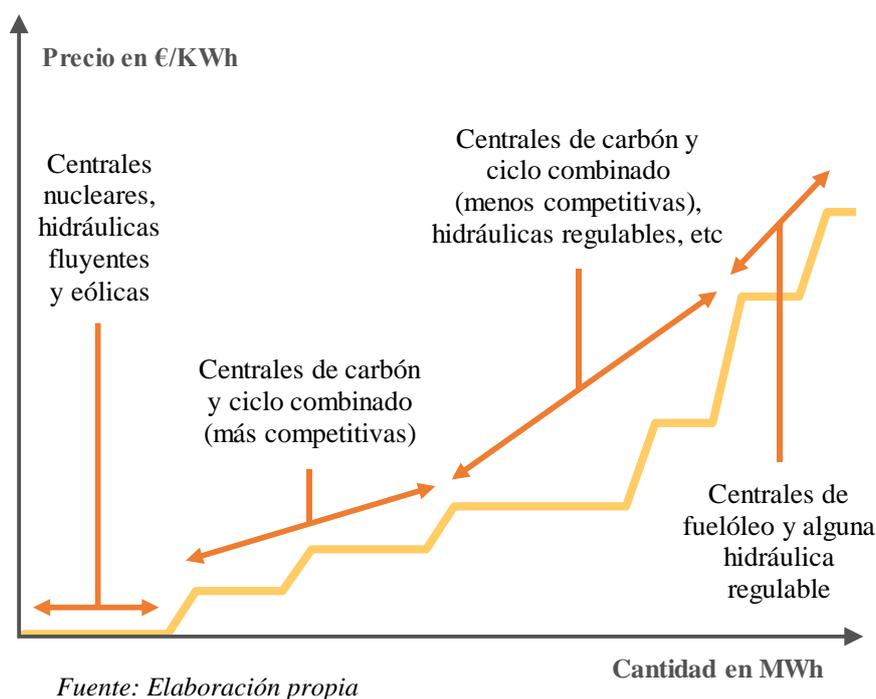
- **Oferta simple** → Los propietarios de las unidades generadoras presentan sus ofertas económicas de venta para cada periodo horario, donde incluyen el precio y la cantidad.
- **Oferta compleja** → Cumple con los requisitos exigidos en las ofertas simples y, además, incluye una o varias de las siguientes condiciones técnicas y económicas:
 - **GRADIENTE DE CARGA:** Para evitar cambios bruscos que puedan perjudicar a la unidad, se establece la diferencia máxima entre la energía generada de una hora a la siguiente.
 - **INGRESOS MÍNIMOS:** La central generadora puede realizar ofertas a lo largo de todo el horizonte temporal; sin embargo, está legitimada para retirarlas y no participar en la casación si no obtiene un ingreso superior al prefijado por el conjunto de su producción, más una remuneración variable en función de los MWh casados.
 - **PARADA PROGRAMADA:** De no cumplirse la condición anterior, permite que la unidad generadora se retire de la casación, realizando una parada programada en un tiempo máximo de tres horas y evitando, de esta forma, parar abruptamente la generación desde la última hora del día anterior hasta la primera del siguiente. De esta manera, la producción es aceptada como oferta simple, siempre y cuando la energía sea menor en cada una de las horas.

En cuanto al precio ofertado, refleja el coste de oportunidad de generar electricidad, es decir, los costes que evita al no producir y los ingresos³⁹ a los que renuncia por producir. De hecho, que los agentes construyan su curva de oferta a partir del coste de oportunidad en lugar de utilizar el coste variable, permite que el mercado llegue a una asignación eficiente donde el uso de los recursos disponibles es el óptimo. En este sentido, el coste fijo no es incorporado a la oferta del generador porque, al ser independiente de si se produce o no, no puede evitar incurrir en él.

³⁹ Por ejemplo, una central térmica renuncia a revender el combustible y los derechos de emisión de CO₂; y una central hidráulica con embalse renuncia a utilizar el agua en el futuro, donde el precio esperado puede ser mayor.

De esta forma, se construye la curva de oferta agregada, donde cada tramo o “escalón” representa la oferta de una misma tecnología. Como se puede observar en la figura 9, las centrales con un menor coste de oportunidad son las primeras en entrar en la casación. Un ejemplo son las centrales nucleares, las hidráulicas fluyentes y las eólicas que, pese a sus grandes costes fijos, no permiten parar constantemente la producción. Sin embargo, las centrales hidráulicas regulables aparecen en lo alto de la curva porque, al poder reservar el agua y producir en un instante futuro en el que el precio sea superior, tienen un coste de oportunidad muy alto.

Figura 9. La curva de oferta del mercado diario eléctrico



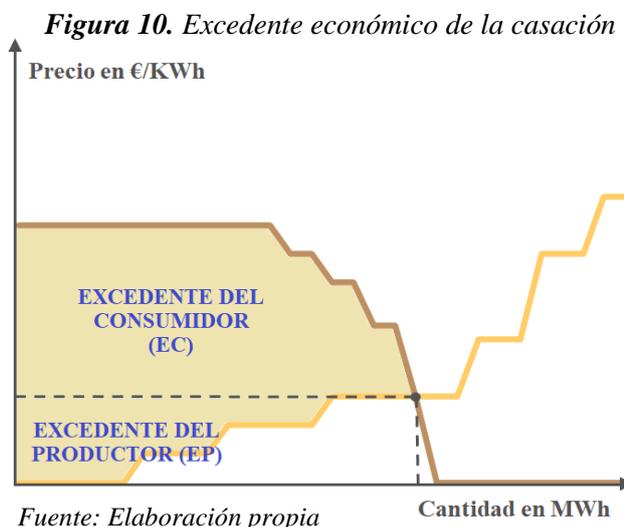
Asimismo, las ofertas de generación deben cumplir con los principios de la *Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia*; y en caso de que la CNMC, órgano regulador del mercado, detecte el incumplimiento de la libre competencia o el uso de prácticas restrictivas por parte de los productores eléctricos, está capacitada para imponer sanciones.

- ➔ La **curva de demanda** a corto plazo depende principalmente de dos factores: por un lado, de las condiciones ambientales, y por otro lado, de si el día en curso es festivo o no. Además, al igual que la curva de oferta, se constituye por tramos en función del tipo de consumidor y la magnitud de su consumo. Por ello, las comercializadoras de referencia y algunas de libre mercado, que deben asegurar el abastecimiento de sus clientes, ofertan el máximo precio permitido. A su vez, hay consumidores que pueden adaptarse a los precios del mercado y, por tanto, compran energía si éste es menor o igual a un cierto valor (representan el final de la curva, donde hay una mayor pendiente).⁴⁰

⁴⁰ Un ejemplo son las centrales hidráulicas de bombeo, que consumen electricidad en épocas de precios bajos.

Así pues, la intersección entre ambas curvas determina el resultado de la casación que, mediante una **subasta de tipo marginalista**, asigna tanto el precio como la cantidad de MWh comprometidos para ese momento. Por tanto, todas las unidades casadas reciben el precio marginal, es decir, el de la última unidad necesaria para cubrir la demanda, independientemente del precio ofertado con anterioridad.

El complejo algoritmo encargado de coordinar la casación en todos los países⁴¹ del MIE, que también incluye el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), es *Euphemia*. Éste trata de optimizar el excedente económico para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación, que se desglosa en dos conceptos: el beneficio de las ofertas de compra⁴² y el beneficio de las ofertas de venta⁴³ (figura 10).



No obstante, el resultado del algoritmo *Euphemia* queda limitado por la capacidad disponible en el mercado, así como por las condiciones de intercambio entre las distintas zonas de oferta (España exporta e importa energía eléctrica de Francia, Andorra, Marruecos y Portugal).

De hecho, si la interconexión entre España y Portugal – países que conforman un mismo mercado *Spot* – se satura a una hora concreta, se ejecuta una “separación de mercados” o *market-splitting* donde ambos países intercambian la mayor cantidad de energía posible, pero mediante dos casaciones que determinan precios marginales distintos.

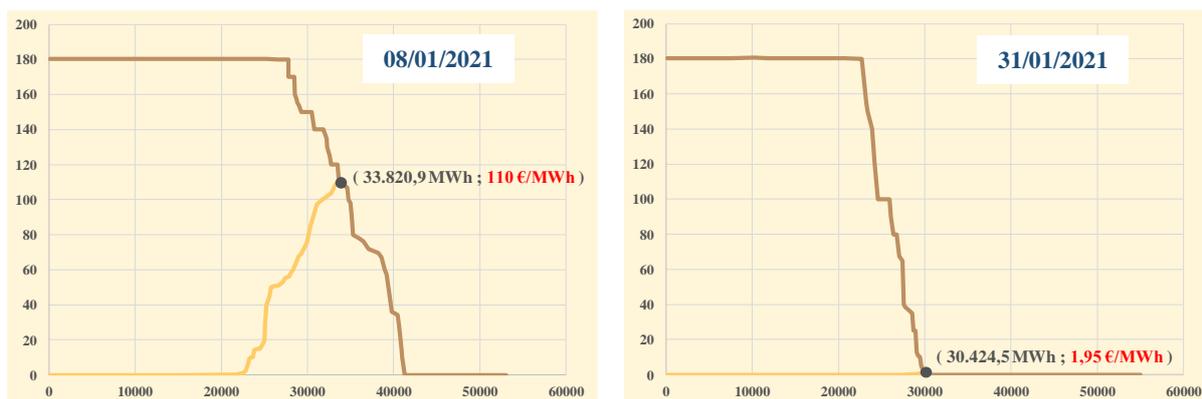
Por otro lado, como se ha visto con anterioridad, el precio marginal del mercado diario depende tanto de factores de oferta como de demanda, algo que aumenta mucho su volatilidad de un momento a otro. Dicha variabilidad queda reflejada en los siguientes dos gráficos (figura 11), donde se muestra el resultado de la casación para las 11:00 a.m en los días 08/01/2021 y 31/01/21, respectivamente. Como se puede observar, el primero registra un precio marginal de 110 € el megavatio-hora, mientras que el segundo uno de 1’95 € el megavatio-hora. Una de las posibles explicaciones es que, el viernes ocho de enero, el país se encontraba sumergido en la borrasca “Filomena”, la cual supuso una de las mayores tormentas de nieve del siglo XXI; mientras que, el domingo 31 de enero, día de descanso en la mayor parte de la industria, la situación meteorológica probablemente favoreció la producción renovable eólica y con centrales hidráulicas fluyentes, abaratando así el precio marginal.

⁴¹ Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Noruega, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Rumania y Suecia.

⁴² Diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal resultante (EC).

⁴³ Diferencia entre el precio marginal resultante y el precio de la oferta de venta casada (EP).

Figura 11. Curvas de oferta y demanda con resultado de la casación (Enero, 2021)



Fuente: Elaboración propia a partir de OMIE

4.2.2. Los servicios de ajuste

El sector eléctrico opera en tiempo real todos los días del año y durante las veinticuatro horas del día, por tanto, su buen funcionamiento depende del grado de coordinación entre los distintos agentes del mercado. Así pues, a muy corto plazo, el Operador del Sistema (REE) ofrece una serie de servicios de ajuste necesarios para que la generación de electricidad iguale la demanda en todo momento, manteniendo el equilibrio físico del sistema.

De este modo, una vez conocido el resultado del programa base⁴⁴ para el siguiente día, de carácter puramente económico, REE debe valorar si el despacho es viable o no en tiempo real y, de no serlo, ha de realizar las modificaciones necesarias para posibilitarlo.

4.2.2.1. La resolución de restricciones técnicas

Al finalizar la sesión del mercado diario, REE lleva a cabo una simulación en la que introduce los datos del programa base sobre la red de transporte disponible, analizando si se puede transportar y distribuir la electricidad, si no hay averías ni congestiones, etc. De no ser técnicamente viable, el Operador del Sistema lo modificará, por ejemplo, reduciendo la producción de los generadores que provocan una sobrecarga de la red e incrementando la producción de otros.

4.2.2.2. Los servicios complementarios

Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por REE, tratan de asegurar que el suministro eléctrico se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento, pudiendo resolver los desequilibrios entre la oferta y la demanda en tiempo real.

⁴⁴ Tiene en cuenta los contratos firmados en los mercados a plazo y la casación del mercado diario.

De esta forma, el programa base se complementa con una reserva de potencia necesaria para que el resto de unidades generadoras sean capaces de atender rápidamente la posible pérdida de una de ellas (reserva a subir la producción), así como una caída brusca del consumo (reserva a bajar la producción).

- * Regulación primaria → En caso de registrar un desvío de frecuencia, existe un margen de corrección por el que la central de generación puede alterar la potencia, de forma automática y casi instantánea, mediante un regulador de velocidad. Ésta debe mantenerse durante quince minutos, hasta ser remplazada por la regulación secundaria; además, el servicio es obligatorio y gratuito, por lo que no recibe una remuneración adicional.
- * Regulación secundaria → Una vez finaliza la regulación primaria, la instalación continúa otro cuarto de hora más modificando la potencia de generación con el objetivo de paliar el incidente; no obstante, por ésta sí recibe una retribución económica complementaria.
- * Regulación terciaria → Por último, se programa una tercera reserva que permite reconstruir la regulación secundaria inmediatamente. Ésta es constituida por la variación máxima de potencia a subir o bajar de algunos generadores del sistema, que puede ser movilizada en un tiempo mínimo de quince minutos y mantener la producción hasta dos horas.

El mercado de energía terciaria se celebra la última hora del día anterior al despacho de la electricidad, siendo el lugar donde todas las unidades generadoras capaces de alterar su producción en un tiempo inferior a un cuarto de hora ofrecen su capacidad excedentaria, es decir, no contratada en el mercado diario o del resto de servicios complementarios. Llegado el momento, el Operador del Sistema utiliza dichas ofertas para reprogramar la producción de las centrales en funcionamiento o, de ser necesario, arrancar una nueva; sin embargo, a diferencia de lo que ocurre con la regulación secundaria, los productores únicamente perciben ingresos adicionales si el servicio finalmente es utilizado por REE.

Una vez programadas todas las reservas, el plan de producción para el día siguiente está listo.

4.2.3. El mercado intradiario

Una vez finalizan tanto la sesión del mercado diario como los servicios de ajuste y, por tanto, pocas horas antes del despacho de la energía donde la información sobre la situación y las necesidades del sistema ya es más precisa, el Operador del Mercado (OMIE) organiza el mercado intradiario; cuya finalidad es permitir que los agentes modifiquen sus ofertas de compra y venta a corto plazo. En la actualidad, se estructura en un mercado de subastas y otro continuo transfronterizo europeo.

4.2.3.1. El mercado intradiario de subastas

Actualmente, el MIBEL cuenta con seis sesiones de subastas de diferente horizonte de programación, que funcionan igual que el mercado diario y se llevan a cabo una vez fijado y ajustado el programa base. En ellas, los agentes modifican sus ofertas de compra y venta con una antelación de hasta cuatro horas a la entrega física de energía. La distribución horaria de cada sesión queda recogida en la siguiente tabla (figura 12):

Figura 12. Las seis sesiones del mercado intradiario de subastas

SESIÓN	I	II	III	IV	V	VI
Apertura	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Horizonte temporal	Se negocian las 24 horas del día siguiente	Se negocian las últimas 4 horas del día, más las 24 horas del día siguiente	Se negocian las 24 horas del día siguiente	Se negocian 20 horas del día, de 5:00 a 24:00	Se negocian 17 horas del día, de 8:00 a 24:00	Se negocian 12 horas del día, de 13:00 a 24:00

Fuente: Elaboración propia a partir de OMIE

En todos los casos, OMIE publica el resultado siete minutos después de cerrar la sesión; mientras que el Operador del Sistema, tras asegurar la viabilidad técnica del programa, lo hace pasada una hora y veinte minutos de su finalización.

Los agentes que pueden participar en el mercado intradiario son aquellos que lo han hecho en los mercados a plazo o diario, así como los que no han estado disponibles hasta el momento de la sesión. Además, solamente pueden realizar cinco ofertas por subasta, siendo el precio ofertado creciente en cada tramo.

De forma similar a lo que ocurre en el mercado diario, las ofertas de compra y venta pueden ser de dos tipos, simples o complejas. Éstas últimas incluyen una o varias de las siguientes condiciones técnicas y económicas:

- **PAGOS MÁXIMOS:** El consumidor realiza su oferta de adquisición a lo largo de todo el horizonte horario; no obstante, establece un precio fijo y uno variable, expresado en función de los MWh casados, que no debe ser superado porque, si no, el comprador puede retirar su oferta de la casación.
- **INGRESOS MÍNIMOS:** El productor realiza su oferta de venta a lo largo de todo el horizonte horario; sin embargo, de no obtener un ingreso superior al prefijado por el conjunto de su producción, más una remuneración variable en función de los MWh casados, el vendedor puede retirar su oferta de la casación.

- **GRADIENTE DE CARGA:** Establece la diferencia máxima mediante la cual, el productor o comprador, puede variar la energía de una hora a otra, evitando así los cambios bruscos que puedan dañar la unidad.
- **ACEPTACIÓN COMPLETA EN LA CASACIÓN DEL PRIMER TRAMO DE LA OFERTA DE VENTA:** El productor solicita el cumplimiento de esta condición por motivos técnicos puesto que hay centrales que no permiten producir de forma intercalada. De este modo, la oferta horaria es casada si lo hace en el primer tramo de cada una de las veinticuatro horas del día.
- **ACEPTACIÓN COMPLETA EN CADA HORA EN LA CASACIÓN DEL PRIMER TRAMO DE LA OFERTA DE VENTA:** El productor establece el requisito de que, si el primer tramo de su oferta horaria no resulta totalmente casado, se deben eliminar el resto de tramos de la casación en dicha hora; pero manteniendo la oferta en el resto de períodos.⁴⁵
- **NÚMERO MÍNIMO DE HORAS CONSECUTIVAS DE ACEPTACIÓN COMPLETA DEL PRIMER TRAMO DE LA OFERTA:** La oferta de generación o adquisición es casada en los distintos horizontes temporales en caso de garantizar la producción o compra de energía durante una serie de horas consecutivas. Este requisito resulta interesante para aquellos consumidores que no pueden hacer funcionar su industria si no es por un número mínimo de horas.
- **ENERGÍA MÁXIMA:** La última condición permite que el vendedor oferte a lo largo de todas las horas; no obstante, implanta un límite sobre el volumen de energía total que puede producir en el período y, por tanto, que se puede casar.

Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones con ofertas simples y condicionadas, hasta que todas las unidades de venta y adquisición cumplen con los requisitos declarados en ellas. De esta forma se obtiene el primer programa final, provisional hasta que se comprueba la capacidad máxima de interconexión internacional y peninsular de los sistemas.

4.2.3.2. El mercado intradiario continuo

El mercado continuo transfronterizo europeo, también conocido como acoplamiento único intradiario, permite gestionar el desbalance entre la oferta y la demanda en tiempo real, pero con dos diferencias fundamentales respecto al de subastas:

(i). Los agentes también pueden beneficiarse de la liquidez que hay en el resto de mercados europeos siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza disponible entre las zonas. De hecho, su principal objetivo es facilitar el comercio de electricidad en Europa, aumentando la eficiencia global de las transacciones en el mercado intradiario.

⁴⁵ Esta condición es útil para programar grupos que producen poco volumen de energía.

(ii). El ajuste se puede realizar hasta una hora antes de la entrega de energía.

El inicio de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente se da tras finalizar la primera subasta intradiaria del día en curso, siempre y cuando el Operador del Sistema ya haya publicado el programa viable definitivo.

4.2.4. La gestión de desvíos

Al igual que ocurre tras el mercado diario, REE debe garantizar la seguridad de la red y la viabilidad técnica del programa resultante; por ello, tras cada mercado intradiario, realiza un análisis exhaustivo sobre las restricciones técnicas y los servicios complementarios necesarios.

De forma adicional, el Operador del Sistema cuenta con un mecanismo de emergencia por el que podría obligar, en caso de extrema necesidad, a la modificación de los niveles de consumo y producción. Se trata de un tercer mercado de ajuste donde se gestionan los desvíos superiores a 300 MWh identificados unos pocos minutos u horas antes de la entrega de la energía eléctrica. Éste, que se encarga de solucionar los desequilibrios de oferta y demanda casi en tiempo real, debe ser convocado entre el final de una sesión y el inicio de otra.

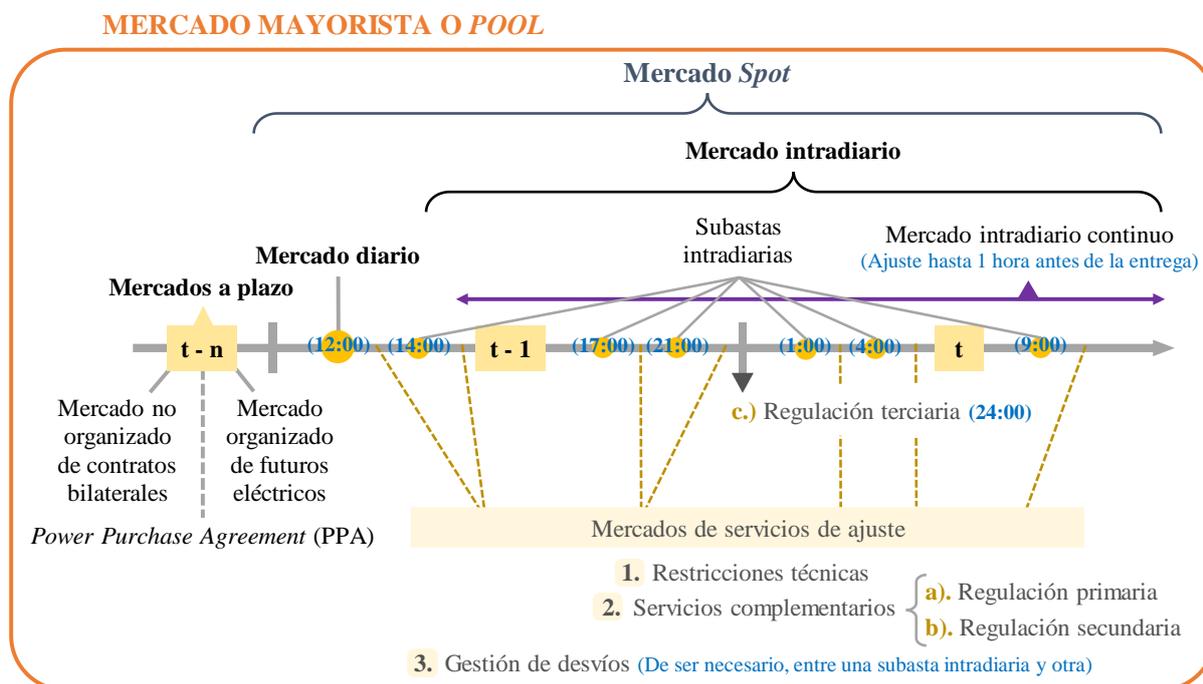
En concreto, el mercado de gestión de desvíos consiste en solicitar ofertas contrarias a los desvíos previstos en el sistema: por un lado, si el programa existente se queda corto (falta energía), se piden ofertas de mayor producción o de menor consumo; por otro lado, cuando el programa es largo (sobra energía), se piden ofertas de menor producción o de mayor consumo.

Por último, se lleva a cabo la liquidación de todos los servicios de ajuste que deben ser remunerados (la regulación secundaria y terciaria, de ser utilizada, así como la gestión de desvíos). De hecho, el sobrecoste originado es repercutido únicamente a los agentes que han tenido algo que ver con el desajuste. Asimismo, si se ha requerido de una mayor producción o un menor consumo al planeado, los agentes que han producido menos o consumido más se hacen cargo; por el contrario, si se ha requerido de una menor producción o un mayor consumo al planeado, los agentes que han producido más o consumido menos se hacen cargo.

Así pues, el precio final del *Pool* es el resultado de añadir al precio del mercado diario, principal componente del precio mayorista, el precio del mercado intradiario más todos los costes en los que debe incurrir el Operador del Sistema por la previsión y / o ejecución de los servicios de ajuste. De esta forma, finaliza el Programa Horario Final (PHF).

A modo de conclusión, se muestra la secuencia temporal de mercados en el *Pool* (figura 13):

Figura 13. Esquema de la línea temporal en la que concurre el mercado mayorista

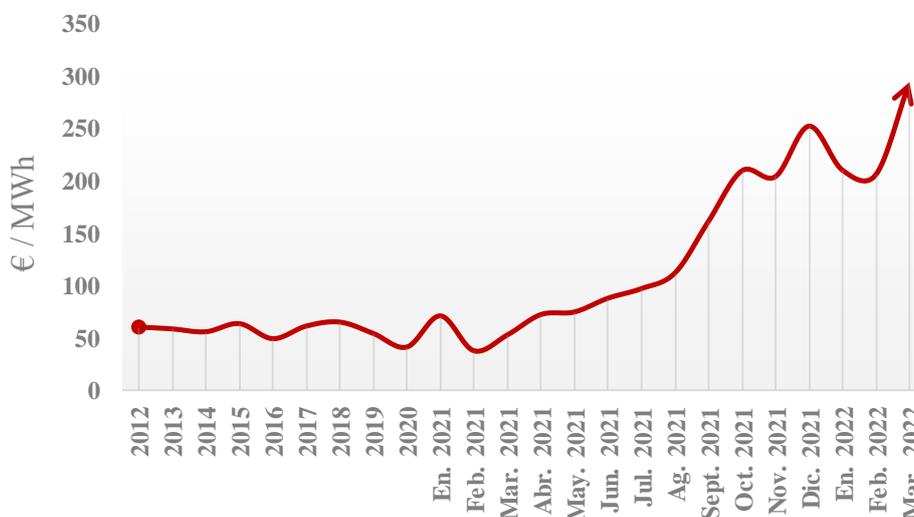


Fuente: Elaboración propia

5. Evolución del precio de la energía eléctrica en España

A lo largo del último año, el mercado eléctrico ha sido objeto de múltiples artículos y telediarios, ya que, como muestra la figura 14, el precio del *Pool* se ha disparado hasta alcanzar valores nunca vistos anteriormente. En concreto, ha pasado de un precio final medio de 40'39 €/MWh (2020) a uno de 118'63 €/MWh (2021), lo que supone un incremento del 193'7 %.

Figura 14. Aceleración del precio final medio en el mercado mayorista de la electricidad

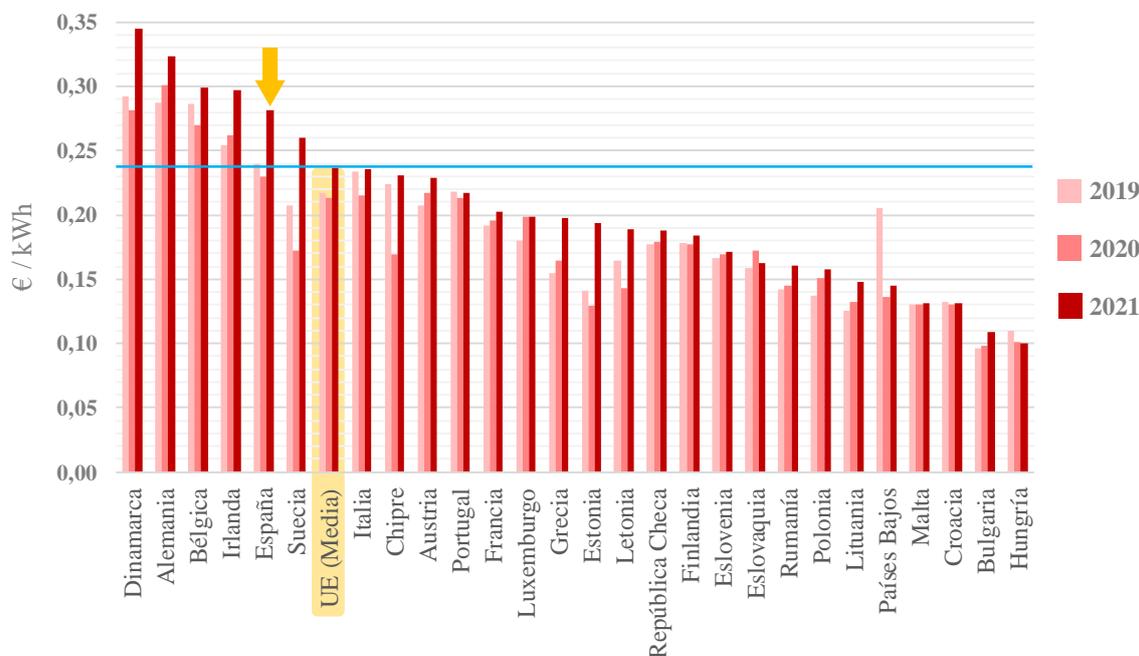


Fuente: Elaboración propia a partir de OMIE

A modo ilustrativo, mientras que el precio horario máximo alcanzado en 2020 y 2021 fue de 68'90 €/MWh y 409 €/MWh, respectivamente; en el primer trimestre de 2022 ya se ha superado con creces: el día ocho de marzo registró el precio horario más alto de la historia, situado en 730'56 €/MWh. Si bien es cierto que la energía eléctrica suele abarataarse en los meses primaverales, gracias a una mayor producción hidráulica y a la disminución de la demanda por un tema estacional, el atípico encarecimiento del mes de marzo también ha dejado el precio final medio más elevado hasta la fecha (294'34 €/MWh), casi seis veces superior al del año anterior (52 €/MWh).

No obstante, esta situación extraordinaria en la que el precio del mercado mayorista ha crecido encarecidamente, no es algo exclusivo del sector eléctrico español. Como se puede observar en la figura 15, los precios de la electricidad para los consumidores domésticos⁴⁶ del resto de la Unión Europea también han aumentado, en mayor o menor medida, respecto a los valores registrados en los dos últimos años.

Figura 15. Precio eléctrico de los consumidores domésticos, incluyendo impuestos (II semestre, 2021)



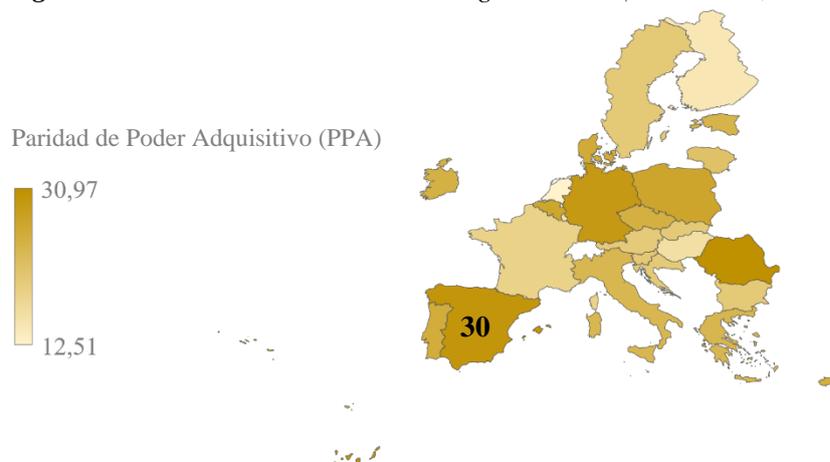
Fuente: Elaboración propia a partir de EUROSTAT

El gráfico muestra que los cinco países con un mayor precio por kilovatio-hora son Dinamarca (0'3440 €/kWh), Alemania (0'3234 €/kWh), Bélgica (0'2994 €/kWh), Irlanda (0'2974 €/kWh) y España (0'2816 €/kWh). Por lo tanto, los ciudadanos españoles pagan un 18'9 % más que la media ponderada de todos los países de la Unión Europea, situada en 0'2369 €/MWh.

Asimismo, España también es el quinto país que ha experimentado un mayor incremento anual del precio minorista de la electricidad, pasando del 0'2298 €/kWh (2020) al 0'2816 €/kWh (2021), lo que supone un crecimiento del 22'5 %.

⁴⁶ Según EUROSTAT, son aquellos con un consumo anual de entre 2.500 kWh y 5.000 kWh.

Figura 16. Precios de la electricidad según la PPA (II semestre, 2021)



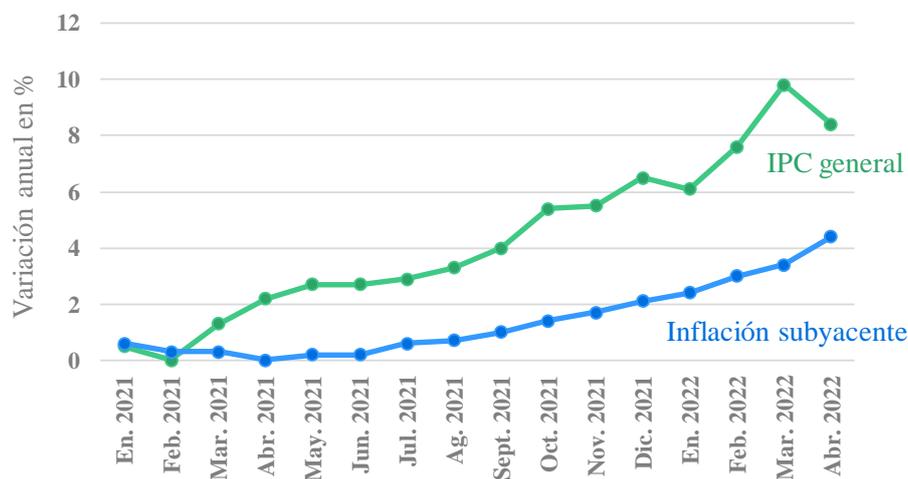
Fuente: Elaboración propia a partir de EUROSTAT

Por otro lado, en el siguiente mapa (figura 16) se evidencia que al comparar el precio de la electricidad teniendo en cuenta la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) de las monedas de los distintos países, España pasa a ocupar de un quinto a un segundo puesto con 30 PPA por 100 kWh, confirmando

que si todos los países tuviesen el mismo nivel de precios, los consumidores domésticos españoles pagarían uno de los precios eléctricos más caros.

De esta forma, aunque la evolución de los precios en los distintos mercados mayoristas haya sido similar debido al carácter marginalista que comparten, la traslación a los precios de consumo es muy heterogénea, siendo España uno de los países más perjudicados por el encarecimiento en el *Pool* eléctrico. Este hecho se puede apreciar en la figura 17, donde se muestra cómo el contexto actual repercute en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que, a lo largo de los últimos meses, ha registrado un notable aumento.

Figura 17. Inflación general y subyacente, variación en porcentaje (año base, 2021)



Fuente: Elaboración propia a partir del INE

Concretamente, la inflación de marzo y abril se ha situado en un 9'8 % y 8'4 %, respectivamente, siendo esta última menor a la anterior como consecuencia de las medidas tomadas para paliar el encarecimiento de la electricidad y los carburantes. De hecho, al comparar el IPC general con la inflación subyacente, que en abril se ha situado en un 4'4 %, se constata la relevancia que tienen los productos energéticos y, por tanto, el precio eléctrico en el

cálculo del indicador que, en parte, ha sido acelerado por el encarecimiento de aquellos bienes y servicios producidos por sectores electrointensivos, quienes soportan unos costes superiores.

Así pues, tanto el mayor peso de la energía eléctrica en la cesta de consumo de los hogares españoles, como la mayor transferencia del encarecimiento en el mercado mayorista al minorista, explican gran parte del repunte observado en la inflación.

Si bien es cierto que las razones por las cuales el mercado eléctrico puede experimentar cambios bruscos en el precio se deben a multitud de factores relativos a la oferta y la demanda como, por ejemplo: la estructura energética nacional, los costes de la red de transporte, las condiciones meteorológicas, la situación geopolítica o la fiscalidad en materia de energía; en este caso, ¿cuáles son las causas que están detrás de la aceleración del precio eléctrico?

Por un lado, los motivos principales que han afectado al mercado mayorista son tres:

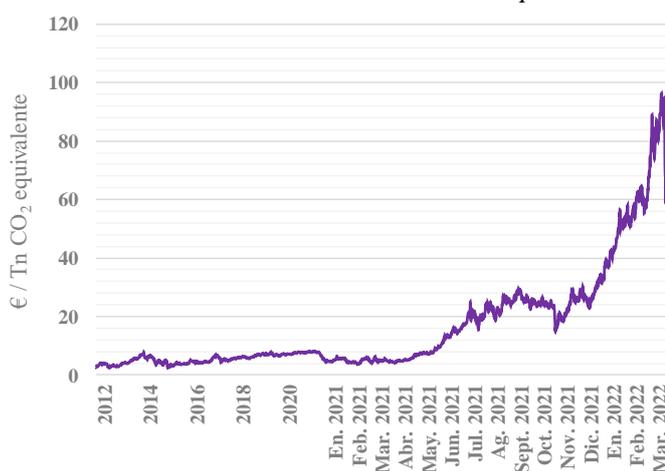
I. Aumento del precio de los derechos de emisión de CO₂

La generación de dióxido de carbono (CO₂) supone una externalidad negativa para la sociedad, justificando la existencia de un instrumento que regule la cantidad de emisiones liberadas a la atmósfera. Por ello, la Unión Europea ha establecido una mayor exigencia en los objetivos contra el cambio climático, proponiendo alcanzar una reducción de la contaminación en el año 2030 de un 55 % respecto a los valores de 1990. Asimismo, ha impulsado una revisión del marco normativo del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE), adjudicando nuevos límites a la cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en comercialización.

En consecuencia, el precio de los permisos de contaminación, que se había mantenido relativamente estable desde la creación del mercado en 2005, se ha disparado hasta sobrepasar los 80 €/Tn de CO₂ equivalente⁴⁷ (figura 18).

Las principales actividades afectadas por el RCDE, son aquellas que generan una gran cantidad de GEI como la industria siderúrgica, el transporte aéreo, el sector cementero o la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles⁴⁸ – que supone casi la mitad de las emisiones sujetas a dicho régimen –.

Figura 18. Escalada del precio de los derechos de contaminación en el mercado europeo



Fuente: Elaboración propia a partir de SendeCO₂

⁴⁷ Unidad de medida de los GEI que tiene en cuenta el Potencial Calentamiento Atmosférico (PCA) de cada uno y lo equipara con el del dióxido de carbono.

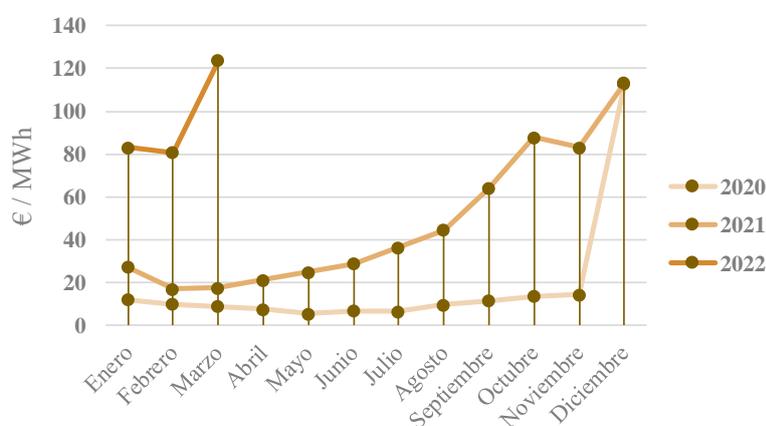
⁴⁸ Las tecnologías que emiten más cantidad de CO₂ / MWh son, de mayor a menor: las centrales térmicas de carbón, las centrales térmicas de fuel-gas, la cogeneración, las centrales térmicas de ciclo combinado y los residuos.

De este modo, la escalada del precio de los derechos de emisión se ha trasladado a los costes de producción y oportunidad⁴⁹ de ciertas tecnologías contaminantes que, en múltiples ocasiones, han determinado el precio marginal haciéndolo muy dependiente de los costes variables de las unidades térmicas.

II. Aumento del precio del gas natural

Según el informe “*El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España*”, publicado por el Banco de España, el 50 % de la subida registrada en el *Pool* eléctrico sería consecuencia de una aceleración del precio del gas natural en el MIBGAS⁵⁰ (figura 19).

Figura 19. Incremento del precio del gas natural en el Mercado Ibérico del Gas



Esto es así porque muchas de las centrales térmicas de cogeneración y ciclo combinado, que suelen representar un elevado porcentaje de las tecnologías marginales, utilizan gas natural como materia prima. Ahora bien, ¿por qué el sector gasista está experimentando esta volatilidad en el precio?

Fuente: Elaboración propia a partir de MIBGAS

- a.) La escalada del precio del gas natural tiene inicio en el frío invierno de 2020 - 2021, recordado por la borrasca *Filomena*. Las bajas temperaturas incrementaron la demanda de gas natural, reduciendo sus reservas y, en consecuencia, su precio se disparó.
- b.) Con la llegada del buen tiempo y la reactivación de la economía tras la eliminación de ciertas restricciones implementadas en la pandemia, la competencia en la demanda de gas natural ha crecido mucho. En particular, destacan los países europeos, que tratan de rellenar sus depósitos, y los asiáticos, que requieren de grandes cargas al no disponer de reservas propias. No obstante, como la explotación e inversión en fuentes gasistas y, por tanto, la oferta de gas natural sigue un ritmo inferior al de la demanda, existen presiones que empujan su precio al alza.
- c.) España tiene prácticamente una total dependencia energética del gas natural exterior, quedando sujeto a las relaciones comerciales con países como Argelia, Qatar, Francia, Estados Unidos o Rusia, quien es el principal proveedor de Europa. A finales de febrero del

⁴⁹ Debido al encarecimiento del derecho a contaminar, puede resultar más atractivo vender la licencia que ejercerla.

⁵⁰ Mercado Ibérico del Gas.

año 2022, Rusia inicia la invasión de Ucrania y las tensiones geopolíticas con la OTAN⁵¹ se vuelven más evidentes, reduciendo el suministro de gas natural hacia el occidente y, por tanto, acelerando el precio hasta alcanzar máximos históricos que superan los 100 €/MWh.

III. El papel del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica

Las unidades generadoras suelen trasladar el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), que grava la generación de electricidad con un tipo impositivo del 7 %, a la oferta presentada en el mercado mayorista. De esta forma, una pequeña proporción del encarecimiento del precio en el *Pool* es debido a que, al gravar una mayor base imponible derivada de los dos factores explicados con anterioridad, aumenta la cuantía a pagar por el impuesto.

Por otro lado, el motivo principal por el cual el mercado minorista español se ha visto afectado con mayor rapidez que el de los países vecinos, es que una gran parte de los consumidores (el 38 %, aproximadamente) están acogidos a la tarifa regulada o PVPC, que es de carácter dinámico⁵² y, en este caso, transmite toda la volatilidad del mercado mayorista al precio final. Así pues, tanto las diferencias regulatorias de la tarifa, como la tipología contractual más habitual del país explicaría la evolución de la factura eléctrica nacional.

6. Medidas propuestas para paliar el encarecimiento de la electricidad

Tanto la Comisión Europea como la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), han publicado una serie de recomendaciones para que los Estados miembros traten de hacer frente a la crisis energética. En concreto, la Comisaria de Energía, Kadri Simson, defiende que la transición energética es la única solución para posibilitar un suministro sostenible y reducir la dependencia exterior, que expone a todos los sectores económicos a la elevada volatilidad del precio de los combustibles fósiles en los mercados internacionales. Además, Simson asegura que no existe un diseño del mercado eléctrico europeo alternativo al marginalista (*pay-as-clear*) que sea capaz de reducir el precio mayorista en la coyuntura actual, a la vez que proporciona tanto una asignación eficiente de los recursos como unos precios competitivos, puesto que los generadores no tienen incentivos a hacer una oferta especulativa.

Asimismo, ante el escenario de precios eléctricos definido en el apartado 5, que ha coincidido con la recuperación económica tras la crisis sanitaria causada por el COVID-19, y bajo el marco

⁵¹ La Organización del Tratado del Atlántico Norte es una alianza militar intergubernamental que constituye un sistema de defensa colectiva.

⁵² La Directiva Europea 2019/944 del 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, lo define como “un contrato de suministro de electricidad entre un suministrador y un cliente final que refleja la variación del precio en los mercados al contado, incluidos los mercados diarios e intradiarios, a intervalos al menos iguales al período de liquidación del mercado”; es decir, la fijación de precios se lleva a cabo mediante una mayor revisión o actualización, por ejemplo, hora a hora.

regulatorio de la Unión Europea, el Gobierno de España ha implementado o planteado una serie de medidas para tratar de abaratar la factura eléctrica en el corto plazo.

6.1. Reducción de la fiscalidad energética

Mediante el RDL 12/2021 del 24 de junio, se suspende de forma temporal el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), eliminando así uno de los principales costes operativos de los productores. De este modo, sin perjudicar a la sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico, relacionada con el llamado déficit tarifario, se consiguen unas ofertas de venta a precios más competitivos que terminan favoreciendo al consumidor.

Otro cambio introducido por el mismo decreto, teniendo en cuenta la Directiva 2006/112/CE relativa al sistema común del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), es la reducción del tipo impositivo del IVA, pasando del 21 % al 10 % en aquellos contratos de energía eléctrica con un término fijo de potencia menor o igual a 10 kW, que son prácticamente la totalidad de los consumidores domésticos y una gran parte de los trabajadores autónomos. No obstante, esta medida solamente es aplicable cuando el precio medio del *Pool* en el mes anterior al de facturación supera los 45 €/MWh.

El IVA es un impuesto que genera gran controversia social por dos motivos: el primero, porque supone una doble imposición para el contribuyente, ya que grava todos los conceptos de la factura eléctrica incluyendo los impuestos; el segundo, porque un bien básico de primera necesidad como la electricidad queda gravado al tipo general.

Por último, el RDL 17/2021 del 14 de septiembre aplica, de forma excepcional, una rebaja del tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE), que pasa de un 5'11 % a un 0'5 %. Dicho impuesto indirecto, que recae sobre el consumo eléctrico, queda armonizado a nivel comunitario según la Directiva 2003/96/CE, estableciendo un nivel mínimo de imposición de 0'5 €/MWh en el consumo profesional⁵³ y 1 €/MWh en el resto de casos.

Las tres modificaciones fiscales comentadas, han sido prorrogadas hasta el 30 de junio de 2022 por el RDL 6/2022 del 29 de marzo, donde se adoptan medidas urgentes en respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

6.2. Mecanismo regulador del “dividendo de CO₂”

La aparición del debate sobre la existencia de “beneficios caídos del cielo” o *windfall profits*, originados a partir de la implementación del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE), ha puesto en marcha un Proyecto de Ley que trata de articular un mecanismo de

⁵³ La energía eléctrica suministrada o consumida en procesos de reducción química, electrolíticos, metalúrgicos, mineralógicos o en actividades industriales cuyo valor de la electricidad consumida represente más del 50 % del producto fabricado, no está sometida al nivel mínimo de imposición.

minoración del exceso de retribución que determinadas instalaciones están percibiendo como consecuencia del funcionamiento marginalista del *Pool* eléctrico.

En concreto, la responsable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, pretende utilizar la retribución adicional que perciben las tecnologías inframarginales no emisoras de CO₂ en el mercado mayorista para, por un lado, sufragar parte de la factura eléctrica de los consumidores vulnerables severos en riesgo de exclusión social y, por otro lado, financiar los costes asociados a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE).

Según el Gobierno, esta política supondría un recorte anual de las ganancias percibidas por las empresas eléctricas⁵⁴ de 1.000 millones de euros con la finalidad de beneficiar al consumidor final.

Sin embargo, la lógica del sistema marginalista parece incentivar la producción mediante tecnologías no emisoras de Gases de Efecto Invernadero (GEI), por tanto, reducir o eliminar el ingreso extraordinario de aquellos generadores más respetuosos con el medio ambiente termina suponiendo una penalización.

6.3. Precio máximo del gas natural en el *Pool* eléctrico: la excepción Ibérica

Otra de las medidas planteadas para hacer frente al actual contexto de emergencia energética, económica, climática y social es una herramienta que sirve para regular el precio del gas natural, mitigando así el gran impacto que tiene el encarecimiento de este combustible fósil en el mercado mayorista de la electricidad. Por ello, en el RDL 10/2022 del 13 de mayo se desarrolla un mecanismo temporal que ajusta el coste de producción de la tecnología marginal – que acostumbra a utilizar gas natural –, limitando el impacto que la escalada del precio tiene sobre el consumidor final.

El valor de dicho ajuste es la diferencia entre el precio de referencia y el precio efectivo en el mercado *Spot* de gas natural. El precio de referencia será variable, comenzando por 40 €/MWh durante los seis primeros meses, e incrementándose en 5 €/MWh en los meses sucesivos hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes. De esta forma, se procede a abandonar la política de manera gradual, permitiendo que los agentes se vayan adaptando poco a poco al nuevo escenario.

El ajuste debe ser financiado por aquellos consumidores que se beneficien de la reducción, es decir, los usuarios acogidos al mercado regulado y los consumidores que acuden directamente

⁵⁴ La propuesta no perjudicaría a ninguna instalación con una potencia neta menor o igual a 10 MW, a aquellas situadas en los sistemas eléctricos del territorio no peninsular, a las que tienen un marco retributivo regulado, a las que se acogen a las subastas de energía renovable y, por último, a todas esas que iniciaron su actividad después del 25/10/2003, ya que las decisiones de inversión tomadas en la previa instauración del RCDE no tenían en cuenta el ingreso adicional que proporciona el llamado “dividendo al CO₂”.

al *Pool*; aún así, los usuarios del mercado libre también participarán en el ajuste conforme renueven sus contratos, ya que la referencia de precios del mercado mayorista será más baja.

Si bien es cierto que el coste del ajuste debe ser sufragado por el consumidor final, el pago resulta inferior al que se realizaría sin aplicar la política, puesto que únicamente se remunera la totalidad del coste del gas natural a aquellas centrales que utilizan el combustible fósil, siendo el resto de tecnologías inframarginales las que verían reducir sus beneficios extraordinarios. No obstante, el ajuste sigue permitiendo unos precios de mercado lo suficientemente altos como para que éstas puedan recuperar sus inversiones y se siga atrayendo una nueva generación renovable, más eficiente y competitiva.

Adicionalmente, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico estima que España pasará a tener un saldo exportador neto con Francia, consecuencia del abaratamiento del precio de la electricidad en la Península Ibérica. Sin embargo, las comercializadoras francesas no deberán pagar por el ajuste, sino por el derecho a usar la red de transporte (rentas de congestión, proporcionales tanto a la mayor energía eléctrica intercambiada como al aumento de la diferencia del precio de la electricidad entre España y Francia). Al mismo tiempo, estos ingresos adicionales que normalmente se destinan al mantenimiento del sistema eléctrico, pasarán a reducir la compensación a pagar por el ajuste del gas natural.

Este mecanismo permanecerá en vigor durante doce meses a partir de su aplicación⁵⁵ en todo el ámbito del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), territorio considerado una “isla energética” por la falta de interconexión con el resto de Europa. No obstante, requiere la aprobación de la Comisión Europea, que hasta el día 8 de junio de 2022 no ha dado el visto bueno. Para ello, el órgano ha exigido la futura modificación de la tarifa regulada o PVPC, que deberá incluir referencias al mercado organizado de futuros eléctricos con la finalidad de disminuir la exposición a la volatilidad del mercado mayorista actual.

6.4. Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)

En diciembre de 2020, el Consejo de Ministros aprobó la propuesta de crear el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE); no obstante, a día de hoy sigue siendo un Proyecto de Ley con carácter de tramitación supuestamente urgente.

Se trata de una medida que persigue cuatro objetivos principales: 1.) reducir la factura eléctrica de los hogares y las empresas, 2.) aportar certidumbre a las inversiones que favorecen la transición energética, que en España tiene un gran potencial de desarrollo, 3.) dar señales adecuadas para continuar con la electrificación de la economía⁵⁶ y 4.) asegurar la sostenibilidad

⁵⁵ Se comienza a implementar el día 14/06/2022, por lo que empieza a tener efecto sobre el *Pool* eléctrico a partir del día 15/06/2022.

⁵⁶ El sector eléctrico permite incorporar la energía renovable de forma óptima, es por eso que, tratando de reducir las emisiones de CO₂, la mayoría de sectores económicos han iniciado un proceso de sustitución de los combustibles fósiles a cambio de utilizar electricidad.

y el equilibrio del sistema eléctrico, que se ha visto alterado tanto por la mayor eficiencia energética, que ha comportado un descenso de la demanda, como por la salida del carbón y la entrada de nuevas renovables en la matriz energética.

El fondo se diseña de forma que la totalidad de los cargos referidos a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE), que actualmente sigue a cargo de los consumidores del sistema eléctrico, sea eliminada de la “factura de la luz”. Por lo tanto, aunque la política modifica la forma de pagar estas primas, no altera la cantidad de dinero que se destina.

De esta forma, la financiación del FNSSE quedará cubierta por los comercializadores de todos los sectores energéticos, no sólo del eléctrico: los operadores de productos petrolíferos al por mayor, las empresas comercializadoras de gas natural y electricidad, los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor y, también, los consumidores directos de todos los productos mencionados. Adicionalmente, el fondo se nutrirá tanto de los ingresos provenientes de las subastas de derechos de emisión de CO₂, como de los tributos regulados por la Ley 15/2012 del 27 de diciembre, entre los cuales se encuentra el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE).

Esta política pretende incrementar gradualmente la cobertura económica de las primas a la generación RECORE, ampliándola en un 20 % anual durante los próximos cinco años a partir de su aplicación. Además, las aportaciones de los comercializadores se realizarán mediante pagos trimestrales proporcionales a la previa estimación de sus ventas, tras descontar la recaudación por otras fuentes de financiación como son los impuestos energéticos o las subastas de derechos de emisión de CO₂. Además, con el propósito de garantizar la equidad y la redistribución, aquellos sectores con una menor capacidad de adaptación y respuesta al nuevo sistema pueden beneficiarse de una serie de exenciones y bonificaciones.

Al mismo tiempo, se trata de un mecanismo socialmente progresivo, ya que según la “*Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF)*”, publicada por el Instituto Nacional de Estadística (INE), la electricidad tiene un peso relativo mayor en la “cesta de consumo” de los usuarios con menor renta; por lo tanto, al reducir significativamente el coste de los cargos, se favorece especialmente a los consumidores más expuestos a sufrir pobreza energética.

6.5. Ampliación del Bono Social Eléctrico y el Escudo Social

Uno de los colectivos más perjudicados por la crisis energética y la volatilidad del precio en el mercado mayorista de la electricidad son precisamente los más vulnerables, quienes se acogen a la tarifa regulada o PVPC para poder obtener una serie de descuentos en caso de cumplir con todos los requisitos personales, familiares y de renta exigidos.

Por un lado, hasta el 30 de junio de 2022, se incrementa la rebaja ofrecida por el Bono Social Eléctrico⁵⁷ de un 25 % a un 60 % para los “consumidores económicamente vulnerables”, y de un 40 % a un 70 % para los “consumidores vulnerables severos”.

Por otro lado, el Escudo Social o Suministro Mínimo Vital (SMV), que sirve como instrumento de protección para todos esos consumidores vulnerables en situación de pobreza energética que no pueden pagar la “factura de la luz” durante seis meses o más, amplía el período en el que se prohíbe el corte de suministro del gas y la electricidad.

A través del RDL 17/2021 del 14 de septiembre, se introducen estas dos disposiciones que contribuyen a aliviar el peso que tiene el coste del suministro energético básico para más de 1.200.000 hogares. Posteriormente, dicha normativa ha sido prorrogada para mantener su vigencia hasta el 30 de septiembre de 2022.

6.6. Otras medidas

A parte de las cinco políticas comentadas, que son las más relevantes, se espera que las siguientes herramientas también puedan contribuir a contrarrestar el actual encarecimiento de la energía eléctrica.

⇒ Mediante el RDL 6/2022 del 29 de marzo, se prorroga la rebaja aplicada a los denominados “cargos” que, hasta el día 31 de diciembre de 2022, se situará en el 55 %. Por tanto, en respuesta a las consecuencias económicas que está generando la invasión rusa de Ucrania, el nuevo valor asignado reduce el coste de la partida a más de la mitad, tanto para los consumidores acogidos al mercado libre como para los del regulado.

Pese a esto, debido a la inestabilidad de la coyuntura las comercializadoras se han visto obligadas a subir el precio del kilovatio-hora en sus tarifas, contrarrestando así gran parte del efecto proporcionado por la medida.

⇒ En un mercado a plazo líquido, los agentes disponen de referencias que les permiten formar unas buenas expectativas sobre la evolución de los precios futuros. De esta manera, una mayor liquidez proporciona una mejor precisión a la hora de evaluar y negociar el precio.

Por el contrario, un mercado a plazo poco líquido, como ocurre en el caso español, dificulta y encarece el descubrimiento de precios elevando la prima de riesgo a pagar en la contratación. A su vez, una mayor prima de riesgo puede desincentivar la participación en

⁵⁷ Los beneficiarios del Bono Social Eléctrico quedan automáticamente acogidos al Bono Social Térmico, un programa de ayudas para hacer frente a los gastos de la calefacción, el agua caliente y la cocina. La cuantía de este cheque también se ha ampliado en un intervalo de 35 € - 124 €, hasta el 30 de junio de 2022, según si el consumidor se encuentra en una zona del país más cálida o fría.

este mercado, reduciendo todavía más la liquidez y generando, por tanto, un círculo vicioso que resulta en un incremento del riesgo y los costes soportados.

Así pues, la falta de liquidez en el mercado a plazo requiere introducir un instrumento que fomente la competencia en la comercialización, promoviendo unos precios inferiores en el mercado minorista. Por ello, el RDL 17/2021 del 14 de septiembre establece como mecanismo incentivador de la contratación a plazo una subasta para los contratos de compra de energía a largo plazo que ofrecen, durante el período establecido, energía eléctrica generada únicamente por aquellas tecnologías inframarginales no emisoras de CO₂. De esta forma, no sólo se proporciona una electricidad que respeta los principios de la descarbonización económica, sino también una a precio asequible para el consumidor final.

- ⇒ Para reducir la dependencia energética exterior y acelerar la transición, el RDL 6/2022 del 29 de marzo plantea una serie de medidas que tratan de agilizar la tramitación de los proyectos renovables. A su vez, se facilita el autoconsumo de energía renovable.
- ⇒ El mismo RDL 6/2022 del 29 de marzo, ante la suspensión temporal del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), introduce una revisión a la baja de los parámetros retributivos que complementan el ingreso del mercado de todas aquellas instalaciones de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE).
- ⇒ Finalmente, el RDL 6/2022 del 29 de marzo introduce una modificación y una prórroga (vigente hasta el 30 de junio de 2022) del mecanismo contemplado por el RDL 17/2021 del 14 de septiembre para tratar de paliar el efecto del encarecimiento del gas natural en el *Pool* eléctrico. Éste limita a 67 €/MWh el precio tanto de los nuevos contratos bilaterales negociados, como de los antiguos renovados, respetando así la retroactividad del decreto.

De este modo, cuando la tecnología marginal produce con gas natural, la rentabilidad de todas aquellas instalaciones inframarginales que no usan dicho combustible fósil en su producción, se ve reducida utilizando la diferencia entre el precio y el límite. Por tanto, la norma puede ser considerada una ampliación de la minoración de los “beneficios caídos del cielo” o *windfall profits*.

Por otro lado, todos los contratos a plazo con un precio completamente fijo inferior o igual a 67 €/MWh y un período de cobertura igual o superior a un año, quedan excluidos de la regulación; mientras que, de tener un precio parcialmente indexado al mercado *Spot* y / o un precio superior a 67 €/MWh, también resultarán rectificadas.

7. Conclusiones

Los principales objetivos de este trabajo son, por un lado, comprender el funcionamiento básico de las cuatro actividades que conforman el sector eléctrico español, así como entender la estructura que siguen el mercado mayorista y minorista de la electricidad; mientras que, por otro lado, analizar la evolución del precio eléctrico en España a lo largo del 2020 - 2022, donde se plantea un escenario de crisis económica, energética y sanitaria.

En primer lugar, el sistema eléctrico está formado por dos actividades liberalizadas (generación y comercialización), y dos reguladas en régimen de monopolio natural (transporte y distribución, siendo esta última un oligopolio a nivel nacional). No obstante, tanto en el caso de la distribución como en el de la generación y comercialización, son las grandes empresas eléctricas como Endesa, Iberdrola y Naturgy las que abarcan más del 80 % de la cuota de mercado. En este sentido, el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) registrado en el año 2019 – 2.500 puntos –, confirma que a pesar de haber mantenido una tendencia decreciente desde el comienzo del proceso de liberalización del sector, iniciado con el marco normativo de la Ley 54/1997, aún a día de hoy se ve dificultada la libre competencia en el mercado.

En segundo lugar, la transición energética avanza a buen ritmo en el sistema eléctrico español. De hecho, el año 2021 cerró con una matriz energética donde el 68'5 % de la generación es no emisora de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Además, mientras que el carbón, principal fuente primaria de energía eléctrica en el siglo pasado, registra uno de los valores más bajos de su historia (1'9 %), la eólica lidera el *mix* energético español (23'3 %). Aún así, hoy en día algo más de la mitad de la generación sigue siendo producida por centrales de energía no renovable, donde tienen especial relevancia tanto las nucleares (20'8 %) como las de ciclo combinado (17'1 %), que emplean gas natural.

En tercer lugar, el pago realizado por la “factura de la luz” no se atribuye exclusivamente al consumo eléctrico, que representa aproximadamente el 50 % del coste total, sino que también hay otros conceptos importantes como, por ejemplo: los impuestos, los peajes de acceso a la red y los cargos, que recogen principalmente las anualidades del déficit tarifario y las primas a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE).

En concreto, los consumidores finales deben hacerse responsables del gasto adicional que supone el déficit de tarifa porque, a lo largo de la primera década del siglo XXI, el Estado subestimó los costes reales del suministro, generando una deuda de 14.294'32 millones de euros aún pendientes de amortizar en el año 2020. Esto es algo que puede llegar a cuestionar la sostenibilidad del sector eléctrico español, especialmente en un contexto de crisis económica y energética como el actual.

En cuarto lugar, el *Pool* eléctrico español queda integrado al portugués mediante el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL); y acoplado a los del resto de Europa, creando el denominado Mercado Interior de la Electricidad (MIE).

Dentro de la secuenciación del *Pool*, destacan los mercados a plazo y el mercado *Spot*. El primero, debe ser lo suficientemente líquido para que la libre competencia garantice el buen funcionamiento de todo el mercado mayorista; mientras que, el segundo, es aquel donde se organiza la sesión del mercado diario, lugar en el que se negocia el mayor volumen de electricidad a generar y consumir a lo largo del siguiente día.

En el mercado diario, tanto la asignación del precio como la cantidad de megavatios-hora a producir se determina mediante una subasta de tipo marginalista, donde todas las unidades casadas reciben el precio marginal independientemente del precio ofertado con anterioridad. Así queda asignado el programa diario, que puede ser modificado con posterioridad.

Las tecnologías que acostumbran a establecer el resultado de la casación son las que tienen un mayor coste de oportunidad y, por tanto, aparecen en lo alto de la curva de oferta (ciclo combinado, hidráulica regulable y carbón). De esta forma, al incrementar la cantidad ofertada por todas aquellas instalaciones con un menor coste de oportunidad (nuclear, hidráulica fluyente y eólica, entre otras renovables), se consigue abaratar el precio mayorista de la electricidad.

En quinto lugar, la evolución que ha seguido el precio eléctrico en los últimos tiempos resulta algo excepcional. Concretamente, se observa que tras la caída de la demanda registrada en el segundo trimestre del 2020, consecuencia de un descenso en la actividad económica inducido por el confinamiento obligatorio que trató de evitar el contagio del COVID-19, también cae el precio mayorista. Sin embargo, a principios del año 2021 se inicia un rápido encarecimiento de la energía eléctrica que se agrava con el paso de los meses. En efecto, el primer semestre del 2022 registra una serie de récords históricos que han llegado a sextuplicar el valor medio presentado hasta entonces.

Las principales causas que explican el escenario actual son tres: 1.) el incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂, acorde a una mayor exigencia de los objetivos establecidos para paliar el cambio climático; 2.) el aumento del precio en el mercado *Spot* de gas natural; y 3.) una mayor base imponible a gravar por el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), que añade un coste adicional a repercutir en la oferta de venta. De todas ellas, la más significativa es la segunda porque, ante la invasión de Ucrania por el ejército ruso, el Gobierno de este país ha tomado la decisión geopolítica de obstaculizar el flujo exportador de gas natural a Europa Occidental, llevando al límite la volatilidad de los distintos mercados mayoristas de la electricidad.

Pese a que la crisis energética de precios no es algo aislado del sector eléctrico español, España es uno de los países europeos que ha sufrido una mayor traslación del problema hacia el mercado minorista, que teniendo en cuenta el poder adquisitivo de cada país, refleja uno de los

precios por kilovatio-hora más elevados del consumo doméstico. El motivo principal por el que esto sucede, es la gran proporción de consumidores – especialmente vulnerables – que quedan acogidos a la tarifa regulada o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), completamente indexada a las fluctuaciones del mercado *Spot*. Todo ello ha derivado en un mayor peso de la energía eléctrica en la “cesta de consumo” de los hogares españoles, lo que ha contribuido a disparar la inflación general hasta prácticamente llegar al 9 % en mayo.

En sexto y último lugar, el Gobierno español ha llevado a cabo una serie de medidas que pretenden hacer frente al actual contexto de inestabilidad energética, amortiguando la escalada del precio eléctrico según las recomendaciones publicadas por la Comisión Europea y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

De las que ya han sido implementadas, destacan dos de carácter coyuntural: la primera, que afecta en mayor medida al mercado minorista, es una rebaja temporal de la fiscalidad energética que se va prorrogando en el tiempo; y la segunda, que regula el mercado mayorista, es el mecanismo aprobado por el RDL 10/2022 del 13 de mayo, donde se limita el precio máximo a pagar por el gas natural a 40 €/MWh durante los seis primeros meses.

Pero, para velar por la estabilidad del sistema a largo plazo, hay que introducir ciertas medidas de carácter estructural que fomenten el autoconsumo, la eficiencia energética y la integración de nuevas tecnologías renovables que reduzcan el uso de combustibles fósiles a la vez que se abarata el precio de la electricidad.

Para ello, hay dos propuestas en Proyecto de Ley que son especialmente interesantes: por un lado, el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), que pretende aliviar el peso económico soportado por el consumidor del mercado eléctrico; y por otro lado, el instrumento regulador del “dividendo de CO₂” que busca minorar los “beneficios caídos del cielo” o *windfall profits*.

Adicionalmente, sería aconsejable extender el acceso a los contratos *Power Purchase Agreement* (PPA) tanto a los grandes como a los pequeños consumidores, ya que ofrecen generación renovable a precio estable en el largo plazo.

Se estima que el *shock* de oferta originado por la reciente evolución de los precios energéticos es de una intensidad similar al ocasionado por la segunda crisis del petróleo (1979), momento de inflexión en el que se tuvieron que buscar alternativas como, por ejemplo, la energía nuclear o el carbón nacional. De igual forma, es un buen momento para que los dirigentes responsables de la política energética europea y nacional, se decanten por mantener el estricto ritmo de transición hacia un modelo intensivo en energía renovable o, por el contrario, apuesten por una mayor flexibilidad prolongando la vida útil de ciertos reactores nucleares y fomentando la construcción de nuevos, capaces de generar energía eléctrica barata, estable y libre de emisiones de CO₂.

8. Bibliografía

- Benitez, L. *¿Cuál es la distribuidora eléctrica de mi zona?* Holaluz. Recuperado de <https://blog.holaluz.com/cual-es-la-distribuidora-de-mi-zona/> (Consulta: junio de 2022)
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (11 de febrero, 2021). *Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*. INF/DE/006/21. Recuperado de https://www.cnmc.es/sites/default/files/3366199_6.pdf
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (17 de diciembre, 2020). *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad*. IS/DE/027/20. Recuperado de https://www.cnmc.es/sites/default/files/3396947_1.pdf
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. *La nueva factura de la luz*. Recuperado de <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz> (Consulta: junio de 2022)
- Costa, M.T., Alonso-Borrego, N. (2012). *La formació dels preus en els mercats energètics*. Revista Econòmica de Catalunya. Núm. 65, p. 16 - 28. Recuperado de <https://raco.cat/index.php/RECAT/article/view/391636/484897>
- Energía y Sociedad (26 de octubre, 2021). *Medidas para reducir el precio de la electricidad: ¿Qué propone Europa?* Recuperado de <https://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/2021/10/202-Medidas-para-reducir-el-precio-de-la-electricidad.pdf>
- Energía y Sociedad. *Manual de la energía: Electricidad*. Recuperado de <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf> (Consulta: junio de 2022)
- Epdata. *El precio del gas en España*. Recuperado de <https://www.epdata.es/datos/precio-gas-espana/608> (Consulta: junio de 2022)
- Epdata. *Precio de la factura de la luz, datos y estadísticas*. Recuperado de <https://www.epdata.es/datos/precio-factura-luz-datos-estadisticas/594> (Consulta: junio de 2022)
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (29 de abril, 2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Recuperado de [https://extranet.acer.europa.eu/Official documents/Acts of the Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official%20documents/Acts%20of%20the%20Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf)
- Eurostat (abril, 2022). *Estadísticas de precio de la electricidad*. Recuperado de [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics&action=statexp-seat&lang=es#Precios de la electricidad para los consumidores dom.C3.A9sticos](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics&action=statexp-seat&lang=es#Precios_de_la_electricidad_para_los_consumidores_dom.C3.A9sticos) (Consulta: junio de 2022)
- Fernández, J. (5 de noviembre, 2021). *¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?* Recuperado de https://www.orquestra.deusto.es/images/211104_Precios_Minoristas_de_la_Electricidad_--_FINAL_v3.pdf
- Flores, M.R., Santos, M. (2015). *El mercado eléctrico en España: la convivencia de un monopolio natural y el libre mercado*. Revista europea de derechos fundamentales, ISSN 1699 - 1524, N°. 25, págs. 257 - 297. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5264979>
- Iberdrola. *¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas?* Recuperado de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia#:~:text=PRINCIPALES%20VENTAJAS%20DE%20UN%20PPA&text=Suministro%20de%20energ%C3%ADa%20limpia%20y.Posibilidad%20de%20branding%20del%20parque> (Consulta: junio de 2022)

Instituto Nacional de Estadística (28 de abril, 2022). *Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo (IPC)*. Recuperado de <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0422.pdf>

OMIE (31 de diciembre, 2021). *Evolución del mercado de electricidad*. Informe anual 2021. Recuperado de https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_anual_2021_es.pdf

OMIE. *Detalle del funcionamiento del mercado intradiario*. Recuperado de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf

OMIE. *Funcionamiento del mercado diario*. Recuperado de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

Pacce, M., Sánchez, I. (2021). *Los factores detrás del reciente incremento de la inflación en España*. Banco de España. Informe trimestral de la economía española. Boletín económico 3/2021. Recuperado de <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/Informe%20trimestral/21/Recuadros/Fich/be2103-it-Rec7.pdf>

Pacce, M., Sánchez, I., Suárez-Varela, M. (2021). *El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España*. Banco de España. Documentos Ocasionales N.º 2120. Recuperado de <https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/17351/1/do2120.pdf>

Red Eléctrica de España (16 de diciembre, 2021). *La eólica se convierte en la principal fuente de generación de energía eléctrica en España en 2021*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/12/la-eolica-se-convierte-en-la-principal-fuente-de-generacion-de-energia-electrica-en-espana-en-2021>

Red Eléctrica de España (2 de junio, 2021). *La demanda de energía eléctrica de España aumenta un 11'1 % en mayo*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/06/demanda-energia-electrica-de-espana-aumenta-11-por-ciento-en-mayo#:~:text=La%20demanda%20el%C3%A9ctrica%20nacional%20de,a%20mayo%20del%20a%C3%B1o%20anterior>

Red Eléctrica de España, Wiley Publishing Inc (2014). *La operación del sistema eléctrico para Dummies*. Grupo Planeta. Recuperado de <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/laoperaciondelsistemaelectricoparadummies.pdf>

Red Eléctrica de España. *Estructura de la generación por tecnologías (GWh); Sistema eléctrico: Nacional*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

Red Eléctrica de España. *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc> (Consulta: junio de 2022)

Rodríguez, D. (septiembre, 2021). *Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad*. Fedea. Estudios sobre la Economía Española - 2021/28. Recuperado de <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2021-28.pdf>

RTVE (13 de mayo, 2022). *Bruselas pide a España reformar la tarifa regulada como condición para aprobar el límite al precio del gas*. Recuperado de <https://www.rtve.es/noticias/20220513/bruselas-pide-espana-reformar-tarifa-regulada/2348522.shtml>

ANEXO - Legislación

Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 21, 24 de enero de 2020. Recuperado por <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>

Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 121, 22 de mayo de 2006. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2006/05/22/pdfs/A19208-19212.pdf>

Decreto de 12 de enero de 1951, sobre ordenación en la distribución de energía eléctrica y establecimiento de tarifas de aplicación. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 33, 2 de febrero de 1951. Recuperado de <https://www.boe.es/datos/pdfs/BOE//1951/033/A00527-00532.pdf>

Decreto, de 14 de noviembre de 1952, por el que se implantan a partir de 1.º de enero de 1953 las tarifas tope unificadas de energía eléctrica, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto de 12 de enero de 1951. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 330, 25 de noviembre de 1952. Recuperado de <https://www.boe.es/datos/pdfs/BOE//1952/330/A05576-05576.pdf>

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida). *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 158, 14 de junio de 2019. Recuperado por <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 176, 15 de julio de 2003. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/2003/176/L00037-00056.pdf>

Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 211, 14 de agosto de 2009. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/2009/211/L00055-00093.pdf>

Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 315, 14 de noviembre de 2012. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>

Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 27, 30 de enero de 1997. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/1997/027/L00020-00029.pdf>

Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 159, 4 de julio de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2007/07/04/pdfs/A28848-28872.pdf>

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 312, 28 de diciembre de 2012. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2012/BOE-A-2012-15649-consolidado.pdf>

Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 160, 5 de julio de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067.pdf>

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 310, 27 de diciembre de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>

Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 134, 5 de junio de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-5940-consolidado.pdf>

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 241, 8 de octubre de 1998. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/1998/BOE-A-1998-23284-consolidado.pdf>

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 258, 28 de noviembre de 1997. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>

Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 185, 3 de agosto de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/08/03/pdfs/BOE-A-2013-8561.pdf>

Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 262, 1 de noviembre de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2013/11/01/pdfs/BOE-A-2013-11461.pdf>

Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 147, 17 de junio de 2010. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-9611-consolidado.pdf>

Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 234, 29 de septiembre de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>

Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 278, 18 de noviembre de 2011. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2011/11/18/pdfs/BOE-A-2011-18064.pdf>

Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 50, 27 de febrero de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2007/02/27/pdfs/A08205-08210.pdf>

Orden SND/260/2020, de 19 de marzo, por la que se suspende la activación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad por criterios económicos ante la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 76, 20 de marzo de 2020. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/03/20/pdfs/BOE-A-2020-3896.pdf>

Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 318, 5 de diciembre de 2020. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/12/05/pdfs/BOE-A-2020-15689.pdf>

Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 313, 30 de diciembre de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/30/pdfs/BOE-A-2021-21794.pdf>

Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 96, 22 de abril de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/22/pdfs/BOE-A-2021-6390.pdf>

Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico (30 de agosto de 2021). Recuperado de https://www.congreso.es/public_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-65-1.PDF

Proyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (11 de junio, 2021). Recuperado de https://www.congreso.es/public_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-59-1.PDF

Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 328, 17 de diciembre de 2020. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/12/17/pdfs/BOE-A-2020-16350.pdf>

Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 66, 18 de marzo de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/18/pdfs/BOE-A-2021-4239.pdf>

Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 300, 16 de diciembre de 1987. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/1987/12/16/pdfs/A36923-36925.pdf>

Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 310, 27 de diciembre de 1997. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-27817-consolidado.pdf>

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 77, 29 de marzo de 2014. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 140, 10 de junio de 2014. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2014/BOE-A-2014-6123-consolidado.pdf>

Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 82, 4 de abril de 2009. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2009/04/04/pdfs/BOE-A-2009-5618.pdf>

Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 38, 13 de febrero de 2016. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2016/02/13/pdfs/BOE-A-2016-1460.pdf>

Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 242, 7 de octubre de 2017. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2017/BOE-A-2017-11505-consolidado.pdf>

Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 291, 4 de noviembre de 2020. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/11/04/pdfs/BOE-A-2020-13591.pdf>

Real Decreto dictando normas sobre suministros de energía eléctrica, agua y gas. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 106, 15 de abril de 1924. Recuperado de <https://www.boe.es/datos/pdfs/BOE//1924/106/A00306-00308.pdf>

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 24, 28 de enero de 2012. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2012/01/28/pdfs/BOE-A-2012-1310.pdf>

Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 115, 14 de mayo de 2022. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2022/05/14/pdfs/BOE-A-2022-7843.pdf>

Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 151, 25 de junio de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/06/25/pdfs/BOE-A-2021-10584.pdf>

Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 78, 31 de marzo de 2012. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2012/03/31/pdfs/BOE-A-2012-4442.pdf>

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. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 221, 15 de septiembre de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-14974-consolidado.pdf>

Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 257, 27 de octubre de 2021. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/10/27/pdfs/BOE-A-2021-17458.pdf>

Real Decreto-ley 34/2020, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 303, 18 de noviembre de 2020. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-14368-consolidado.pdf>

Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 76, 30 de marzo de 2022. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2022/BOE-A-2022-4972-consolidado.pdf>

Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 150, 24 de junio de 2006. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2006/06/24/pdfs/A23979-23983.pdf>

Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003. *Diario Oficial de la Unión Europea*, de 14 de agosto de 2009. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=SK>

Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (versión refundida). *Diario Oficial de la Unión Europea*, de 14 de junio de 2019. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00054-00124.pdf>