



**Facultad de Ciencias Económicas y
Empresariales Universidad de León**

Grado en Administración y Dirección de Empresas.

Curso 2023/2024

**EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL
SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL**

**EVOLUTION AND CURRENT SITUATION OF THE SPANISH ELECTRIC
SECTOR**

Realizado por el Alumno D. Víctor Fuente Carracedo

Tutelado por el Profesor Dña. Ana Pardo Fanjul

León, 23 de febrero de 2024

MODALIDAD DE DEFENSA PÚBLICA:

Tribunal

Póster

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS, CUADRO Y GRÁFICOS	1
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
METODOLOGÍA Y OBJETIVOS	4
1.-CONTEXTO DE LA ENERGÍA	6
1.1 CONCEPTO DE ENERGÍA Y RELEVANCIA SOCIAL.....	6
1.2 EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR	8
1.2.1. Planes Energéticos Nacionales	9
1.2.2 Marco Legal Estable.....	11
1.2.3. Liberalización.....	13
1.2.3.1 Contexto	13
1.2.3.2 Efectos de la liberalización.....	15
1.2.3.3 Ventajas y desventajas de la liberalización	17
2.- ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	20
2.1 Producción o generación.....	21
2.2 Transporte	26
2.3 Distribución	27
2.4 Comercialización	31
3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	32
3.1 Mercado mayorista	32
3.2 Mercados o servicios de ajuste	38
3.3 Mercado minorista	40
4. COMPOSICIÓN DE LA FACTURA DE LA LUZ.....	41
4.1 Tarifas del mercado regulado	41
4.2 Tarifas del mercado libre	43
4.3 Novedades introducidas a partir de 2021	44

5.- ESTADO DEL PRECIO ACTUAL DE LA ELECTRICIDAD	48
5.1 Evolución de los precios de la electricidad. Análisis comparativo con Europa. ..	49
5.2 Aumento del precio del gas natural	53
5.3 El papel del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica.....	55
5.4 Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO2)	55
5.4.1 Contexto e historia	55
5.4.2 Evolución de su precio	57
5.4.3 La relación entre el precio de los derechos de emisión de CO2 y los precios de la electricidad en el mercado mayorista	58
5.4.4 Comparativa del efecto de su encarecimiento entre los países europeos.....	60
5.4.5 Impacto de los derechos de CO2 sobre el precio de la electricidad en el momento la crisis energética (2021-2022-2023).....	61
6. MEDIDAS PROPUESTAS PARA PALIAR EL ENCARECIMIENTO DE LA ACTIVIDAD	63
6.1 Reducción de la fiscalidad energética.....	63
6.2 Bono social y el denominado “Escudo Social”	64
6.3 Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico	65
6.4 Establecimiento del límite máximo al precio del gas natural, la denominada “Excepción Ibérica”	66
6.5 Otras medidas de carácter secundario.....	69
6.6 Resultados de las medidas en el precio actual de la electricidad.....	70
CONCLUSIONES.....	73
REFERENCIAS	76
ANEXO 1. LEGISLACIÓN A CONSIDERAR	83

ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS Y GRÁFICOS

GRÁFICOS

Gráfico 1.1. Evolución del consumo de energía en España en Kte.....	7
Gráfico 1.2. Evolución del PIB y de la demanda de energía en tasa de variación	8
Gráfico 1.3: Evolución del nivel de concentración antes (izquierda) y después (derecha) del MLE.....	12
Gráfico 2.1: Esquema simplificado del funcionamiento del mercado eléctrico.....	21
Gráfico 2.2: Distribución de las fuentes de energía del sistema eléctrico español en 2022	21
Gráfico 2.3: Energía (ktep) en España en función de su fuente (1990-2020)	24
Gráfico 2.4: Cobertura de la demanda (en %) en cada hora por cada tipo de generación de energía.....	25
Gráfico 2.5: Principal distribuidora de electricidad por zona geográfica.....	29
Gráfico 3.1: Esquema del funcionamiento del mercado de la energía en España.....	33
Gráfico 3.2: Casación de la oferta y de la demanda	35
Gráfico 3.3: Curva agregada de oferta.....	35
Gráfico 3.4: Curva agregada de demanda	36
Gráfico 3.5: Sesiones del mercado intradiario.....	38
Gráfico 4.1: Estructura de costes de la electricidad.....	45
Gráfico 4.2: Peso de los componentes en el coste de la energía sin discriminación horaria.....	46
Gráfico 4.3: Peso de los componentes en el coste de la energía con discriminación horaria.....	47
Gráfico 4.4: Distribución horas punta y valle.....	47
Gráfico 4.5: Distribución horas punta, valle y llano.....	48
Gráfico 5.1: Aceleración del precio final medio (en euros) en el mercado mayorista de la electricidad en España (2012-2022)	50

Gráfico 5.2: Inflación general (IPC) y subyacente, variación en porcentaje trimestral (2016-2023)	52
Gráfico 5.3: Evolución del índice MIBGAS para España (2017-2021).....	54
Gráfico 5.4: Evolución del precio de los derechos de emisión (2013-2022)	58
Gráfico 5.5: Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad a través de distintas tecnologías.....	59
Gráfico 5.6: Precio de la electricidad en distintivos mercados mayoristas europeo	60
Gráfico 6.1: Evolución del PVPC y su estimación sin el tope del gas	68
Gráfico 6.2: Evolución del precio mayorista en España y su estimación sin el tope del gas	68
Gráfico 6.3: Comparativa del precio medio de la electricidad en hogares en los países de la Unión Europea durante el segundo semestre del 2021	71
Gráfico 6.4: Comparativa del precio medio de la electricidad en hogares en los países de la Unión Europea durante el primer semestre de 2023.....	72

TABLAS

Tabla 2.1: Peajes y tarifas de baja tensión 2023.....	30
Tabla 2.2: Peajes y tarifas para 2024.....	31

CUADROS

Cuadro 2.1: Resumen de las principales energías de generación.....	26
--	----

RESUMEN

El trabajo aborda el desarrollo del sector eléctrico en España, centrándose en su evolución hacia la liberalización así como las transformaciones más recientes y los resultados de las medidas implementadas para mitigar la situación inflacionista de los últimos años. El sector eléctrico desempeña un papel crucial en la economía y recientemente, ha experimentado cambios significativos, impulsados por la transición hacia fuentes de energía más sostenibles así como para tratar de culminar el proceso de liberalización.

Los últimos años del sector, como los del resto de la economía, han estado marcados por un proceso inflacionista derivado, entre otros factores, de la guerra de Ucrania. Las medidas adoptadas para contrarrestar la inflación incluyen reformas regulatorias, incentivos para la eficiencia energética y la promoción de la competencia en el mercado eléctrico. A pesar de estos esfuerzos, persisten desafíos en la gestión de precios y la accesibilidad para todos los consumidores.

Palabras clave : sector eléctrico, inflación, liberalización, tarifas eléctricas, excepción ibérica, estructura del precio de la luz, regulación del sector eléctrico.

ABSTRACT

This project addresses the evolution of the electricity sector in Spain, focusing on its transition towards liberalization as well as the most recent transformations and the results of measures implemented to mitigate inflation. The electricity sector plays a crucial role in the economy of any country and has recently undergone significant changes driven by the transition to more sustainable energy sources and efforts to complete the liberalization process.

In recent years, the sector, like the rest of the economy, has been marked by an inflationary process stemming, among other factors, from the Ukraine war. Measures taken to counteract inflation include regulatory reforms, incentives for energy efficiency, and the promotion of competition in the electricity market. Despite these efforts, challenges persist in price management and accessibility for all consumers.

Keywords: electricity sector, inflation, liberalization, electric rates, Iberian exception, electricity price structure, electricity sector regulation.

INTRODUCCIÓN

La evolución del sector eléctrico ha sido un fenómeno fundamental en la configuración de la economía española, desempeñando un papel esencial en el desarrollo industrial, la mejora de la calidad de vida y la búsqueda de sostenibilidad ambiental. A medida que las sociedades han experimentado cambios tecnológicos, económicos y medioambientales, el sector eléctrico ha evolucionado para adaptarse a estas transformaciones, con un enfoque creciente en la eficiencia, la diversificación de fuentes de energía y la liberalización del mercado. Este trabajo se propone explorar a fondo la trayectoria del sector eléctrico, con un énfasis particular en la situación actual caracterizada por el proceso inflacionista.

El sector eléctrico, como pilar de la infraestructura crítica, desempeña un papel crucial en la dinámica económica de cualquier país. Su evolución ha estado marcada por diversas etapas, desde la consolidación de sistemas centralizados hasta la actual transición hacia modelos más descentralizados y sostenibles, todo ello caracterizado por la continua búsqueda de una mayor liberalización y competitividad. España, como ejemplo paradigmático, ha experimentado transformaciones significativas en su sector eléctrico en las últimas décadas, buscando adaptarse a los desafíos contemporáneos.

En el primer apartado de este trabajo se analizarán en profundidad los cambios que se ha sufrido el sector desde un primer momento de absoluta centralización hasta hoy en día, donde la liberalización es la nota característica, con las particularidades que se analizarán. En primer lugar, se examinará la transición hacia la liberalización del mercado eléctrico, destacando los cambios regulatorios y sus impactos en la competencia, la eficiencia y la accesibilidad para los consumidores. La liberalización, concebida como un paso hacia la optimización del sector, ha generado tanto beneficios como desafíos, y este trabajo buscará proporcionar una visión integral de sus consecuencias.

También se realizará un análisis de la estructura del sector eléctrico, donde se ahondará en las cuatro actividades esenciales del mismo: la producción, el transporte, la distribución y la comercialización. Es importante destacar dos cuestiones en este sentido, en primer lugar tener en cuenta que las nuevas regulaciones tendentes a una mayor liberalización han propiciado cambios muy relevantes en estas actividades y, en segundo lugar, esos cambios normativos también han tenido y están teniendo como objetivo

transformar un sector tradicionalmente muy contaminante en un sector más medioambientalmente limpio y adaptado a las necesidades actuales.

Asimismo, en los apartados terceros y cuarto se analizará la estructura del precio de la luz. Su comprensión constituye un componente esencial en el análisis del sector eléctrico, influenciando directamente la economía y la vida cotidiana. Se partirá de un primer análisis sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto para luego pasar a estudiar los componentes de la factura de la electricidad. Este aspecto crucial del sistema eléctrico abarca diversos elementos, desde los costes de generación y distribución hasta impuestos y regulaciones. La comprensión detallada de esta estructura es fundamental para evaluar la accesibilidad, sostenibilidad y eficiencia del suministro eléctrico. En este contexto, nos adentraremos en los factores que conforman la tarifa eléctrica, explorando cómo la generación de energía, los costes operativos y las políticas regulatorias interactúan para determinar el precio final.

En el apartado quinto se realizará una contextualización de la situación actual del precio de la luz, tratando de conocer cuáles son las causas que han provocado una escalada de precios sin precedentes. Si bien es cierto que se darán a conocer varios de esos factores, se analizarán con mayor hincapié los derechos de emisión de dióxido de carbono dada la importancia que han tenido no solo en la situación actual del precio de la luz si no por su importancia desde su incorporación por el legislador.

Por último, se analizarán las medidas adoptadas por el legislador nacional y comunitario para paliar la ya mencionada situación inflacionista. En este sentido, se pondrá de manifiesto los resultados que las nuevas regulaciones han tenido y su impacto en relación con la situación actual de otros países europeos.

En resumen, este trabajo fin de grado tiene como finalidad ofrecer una visión global y detallada de la evolución del sector eléctrico en España, integrando aspectos regulatorios, económicos, ambientales y tecnológicos.

METODOLOGÍA Y OBJETIVOS

La metodología aplicada para la elaboración de este TFG de carácter bibliográfico ha sido la siguiente. En primer lugar, hay que tener en cuenta que, aunque este enfoque no implica la obtención de datos primarios, la búsqueda y síntesis eficaz de datos secundarios es un componente esencial al dirigir la selección, análisis y síntesis de la información bibliográfica.

En segundo lugar, resulta imperativo establecer claramente el alcance y los objetivos del trabajo, los cuales se detallarán más adelante. La delimitación precisa del tema, la identificación de aspectos clave y la formulación de preguntas de investigación específicas son pasos iniciales que sientan una base sólida para la metodología. El objetivo es construir un marco conceptual que oriente de manera coherente y enfocada la búsqueda y revisión de la literatura existente.

La revisión de la literatura constituye el núcleo central de un TFG bibliográfico como este. Para llevar a cabo este proceso, se ha desarrollado una estrategia sistemática para identificar fuentes relevantes. Se han empleado diversas fuentes como bases de datos académicas, bibliotecas virtuales, revistas especializadas y otros recursos pertinentes para recopilar la información necesaria. La búsqueda se ha realizado mediante el uso de términos clave y la aplicación de criterios de inclusión y exclusión predefinidos. La atención a la actualidad y pertinencia de las fuentes seleccionadas asegura que la información sea relevante para los objetivos del trabajo. Este proceso de evaluación contribuye significativamente a garantizar la fiabilidad de la información empleada en el TFG.

La organización y síntesis de la información ha sido abordada con meticulosidad. Se han utilizado diversas técnicas de análisis documental para identificar patrones, tendencias y relaciones entre las fuentes. La información ha sido clasificada y agrupada de manera lógica, facilitando una presentación estructurada en el cuerpo del trabajo.

En este contexto, también se han considerado las limitaciones del enfoque metodológico utilizado. Se ha reconocido cualquier sesgo potencial en la selección de fuentes, las restricciones temporales o de acceso a la información, y otros factores que podrían afectar la validez de la investigación, sin embargo, en aras de tratar de evitar estos sesgos, no se ha limitado a agrupar contenidos ya elaborados si no que, en aquellos

apartados en los que se ha considerado relevante, se ha integrado un visión crítica acerca del tema, especialmente en el apartado relativo a las conclusiones.

En resumen, la metodología aplicada ha sido diseñada con un enfoque sistemático y riguroso. A través de la planificación, ejecución y evaluación de la revisión de la literatura, se ha garantizado la calidad, relevancia y coherencia de la información empleada para la elaboración de este TFG.

En segundo término, en relación con los objetivos a los que se hacía alusión, hay que tener en cuenta los siguientes:

Objetivo general: A través de este trabajo, se pretende alcanzar una mejor comprensión del funcionamiento del sector eléctrico en su conjunto, haciendo hincapié en su importancia para la sociedad y su evolución a lo largo de los años, así como su estructura y sistema de precios.

A su vez, se pretende conocer el contexto actual en el que se encuentra dicho sector, las dificultades a las que se enfrenta y las medidas que la administración española y europea está implementando.

Objetivos específicos: En cuanto estos objetivos, cabe destacar los siguientes:

- Conocer la evolución normativa y coyuntural del sector eléctrico.
- Conocer la gestión y estructura del sector.
- Ahondar en el mecanismo de fijación de precios de la electricidad.
- Analizar la estructura del precio de la luz.
- Comprender la situación de los precios de la electricidad en los últimos años
- Estudiar y comprender las medidas españolas y europeas para paliar la subida de precios
- Evaluar el resultado de dichas medidas y la situación actual del precio de la electricidad en España

Pueden parecer muchos objetivos secundarios o específicos, sin embargo, se ha tratado de explicar de manera resumida las cuestiones más técnicas y alejadas de la materia del TFG para así tener una mejor visión global sobre el sector eléctrico.

1.-CONTEXTO DE LA ENERGÍA

1.1 CONCEPTO DE ENERGÍA Y RELEVANCIA SOCIAL

El sector energético de una nación se refiere al conjunto de actividades primarias, secundarias y terciarias relativas a la producción, transporte, innovación, manejo y venta de los productos energéticos del país. En este sentido, y de manera simplificada, el sector eléctrico lo constituyen el conjunto de actividades que ponen a disposición de los usuarios, ya sean estos consumidores domésticos o empresas, la energía eléctrica, abarcando tanto su producción y transporte como su distribución final hasta los usuarios (Sáenz de Miera, 2011).

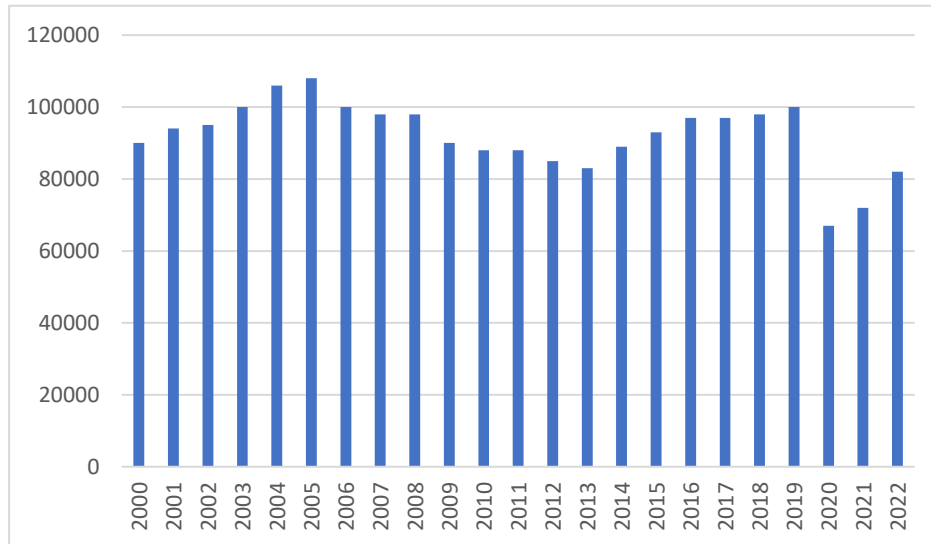
Partiendo de este concepto hay que tener en cuenta que el sector eléctrico es un sector absolutamente determinante para la economía de un país. Tanto es así que el crecimiento económico se basa en gran medida en el uso de energía, ya que esta juega un papel fundamental como recurso esencial en la actividad productiva y en el funcionamiento de la sociedad en su conjunto.

Pero debemos tener en cuenta que el coste energético no solo tiene una gran importancia para la industria de un país; en este sentido, no podemos olvidarnos de la importancia del coste energético para las personas físicas, es decir, los ya mencionados consumidores domésticos. De la misma forma que un coste energético elevado puede lastrar el porvenir económico de una empresa o de una industria en general, para las personas físicas se derivan las mismas consecuencias negativas. Un alto coste energético afecta a toda la población, aunque esas consecuencias negativas son especialmente marcadas en la clase media y baja, disminuyendo su poder adquisitivo y, por lo tanto, reduciendo el consumo de una sociedad en su conjunto.

El sector energético desempeña un papel transcendental en la generación de empleo y representa una parte significativa de la inversión total. En el caso de España, los datos relativos a la demanda de energía resaltan esta estrecha relación entre el consumo de energía y el porvenir económico. Específicamente, para el periodo analizado, se observa que la demanda energética aumenta durante las fases de expansión económica, de la historia reciente, que se extienden hasta el año 2007, pero desde el comienzo de la crisis económica del 2008, la demanda de energía experimenta un declive que se empezó a revertir a finales de 2015, momento, en el que la recuperación económica comenzó a

hacerse más visible. En el siguiente [Gráfico 1.1] se muestra la evolución del consumo energético a lo largo de los años, haciéndose perfectamente visible la influencia de los ciclos económicos en el consumo de energía (Económico Social, 2022).

Gráfico 1.1. Evolución del consumo de energía en España en Ktep



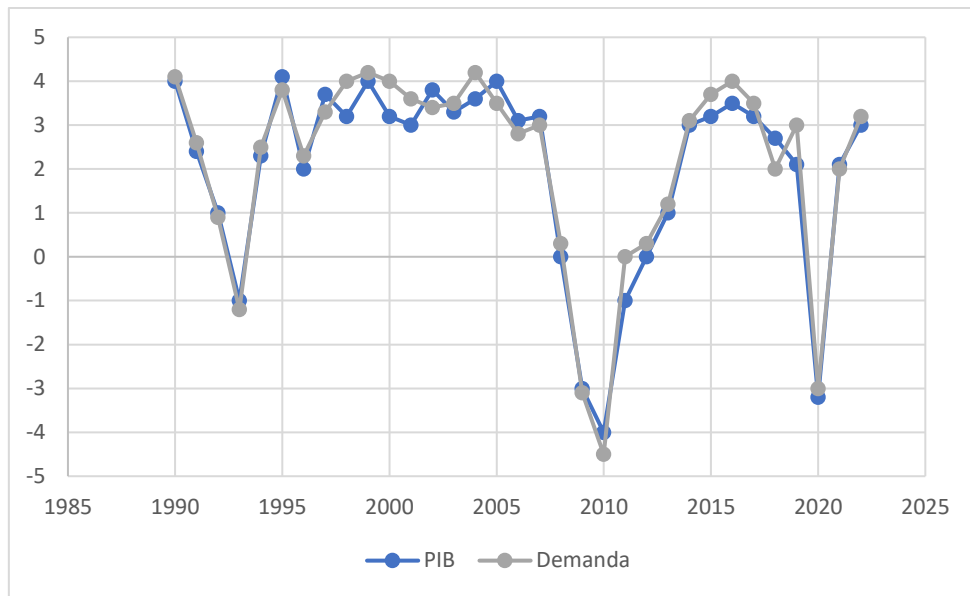
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EuroStat (2023)

La literatura económica empírica demuestra la relación existente entre crecimiento económico y evolución de la demanda de energía.

En el siguiente gráfico [Gráfico 1.2] se muestra evidencia de la correlación observada entre el crecimiento (o caída) de la demanda eléctrica y el crecimiento (o caída) de la actividad económica, en tasas de variación.

Es importante mencionar que debemos tener en cuenta esta relación observada, si bien es cierto que esta tremendamente conectada a la causa analizada, puede verse influenciada por otra serie de factores que podrían alterar el análisis como: los cambios tecnológicos que reducen la intensidad energética de la economía, o por cambios en la estructura productiva que desplacen la producción hacia sectores menos intensivos en el consumo de energía (Sáenz de Miera, 2011).

Gráfico 1.2. Evolución del PIB y de la demanda de energía en tasa de variación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EuroStat, (2023)

Se puede apreciar claramente como existe una correlación entre los ciclos que sufre el PIB, con los ciclos que sufre la demanda de energía (EuroStat, 2023).

1.2 EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR

Desde principios de la década de los años ochenta, se puede observar cómo ha tenido lugar a nivel global un significativo proceso de transformación de los servicios públicos, incluyendo el suministro de electricidad. Este proceso ha tenido impacto no solo en las normas que regulan estos servicios, sino también en la configuración del sector y en el propio funcionamiento y estructura de las entidades encargadas de la regulación. El objetivo principal de estos cambios, que como se ha indicado, se ha dado en todos los servicios públicos, es promover mejoras en el sector, incentivando la reducción de costes a través de la eliminación de las distorsiones causadas por la sobre regulación y la falta de competencia en el mercado.

El panorama eléctrico es un sector con características especiales. Una de ellas es que, desde un inicio, se consideró que tanto el transporte como la distribución de la electricidad se gestionarían más eficientemente en un monopolio natural, es decir, cuando estas actividades recaían sobre una única empresa, posición que más tarde llevaría a grandes conflictos y que se trataría de revertir (Ludena, 2022).

Además, otro de los elementos característicos de este sector es que la generación de energía eléctrica requiere normalmente de importantes economías de escala. Es por esto que, durante gran parte del siglo XX, el sector se encontraba bajo una situación de concentración muy alta, compuesto por unas pocas empresas y fuertemente regulado, de hecho en la mayoría de los países nos encontrábamos con monopolios estatales. Esta situación duró hasta finales de los años 80, momento en el que comenzó la liberalización del sector.

La regulación normativa del sector en España se puede clasificar, desde los años setenta, en tres etapas claramente diferenciadas: Una primera etapa relativa a los Planes Energéticos Nacionales (PEN), una segunda etapa caracterizada por el Mercado Legal Estable (MLE) y, por último, un continuo proceso tendente a la Liberalización (Beato, 2005).

1.2.1. Planes Energéticos Nacionales

Este análisis sobre la evolución del sector eléctrico español debe comenzar haciendo alusión a que España se encontraba en un período de transición política y, al mismo tiempo, de cambios profundos en su economía. El crecimiento económico experimentado en las décadas de los sesenta y setenta requería, entre otras cuestiones, adaptaciones en el sector eléctrico (Velarde, 2012) (Costa, 2016).

Asimismo, el Plan Energético Nacional de 1975 (PEN 75) no puede entenderse sin considerar el contexto de la crisis del petróleo de 1973. En este sentido, debemos tener en cuenta que la generación de electricidad a partir del petróleo representaba una parte considerable de la producción eléctrica, alrededor de un tercio, y se hacía necesario un programa de inversión que poco a poco transformara el sector para reemplazar esta fuente y estabilizar los costes del sistema. En este contexto, mientras que la mayoría de los países europeos implementaron medidas para mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia del petróleo, España adoptó un enfoque similar solo a finales de la década de los setenta, optando hasta ese momento, por sistemas de subvención que paliaran el sobre coste del petróleo derivado de la crisis, es decir, era el Estado el que asumía parte de ese sobre coste para intentar que el precio se mantuviera ciertamente estable. Decisión que más adelante se vería como un claro error tanto económico como político (Costa, 2016) (Velarde, 2012).

El PEN 75 se centró en reducir la participación del petróleo en la producción de energía, sustituyéndolo por otras fuentes. Sin embargo, los resultados iniciales del plan fueron decepcionantes, pues no consiguieron alcanzar los objetivos propuestos. No se consiguió la reducción del uso del petróleo para la producción de la energía, aunque tal vez, ese hecho, fuera debido, entre otras causas, a la falta de preparación tecnológica en aquel momento para acometer las transformaciones necesarias.

La llegada de un nuevo gobierno democrático y las medidas acordadas en los Pactos de la Moncloa llevaron a la aprobación del Plan Energético Nacional de 1978 (PEN 78), que en esencia tuvo un carácter continuista con la estrategia que plateó el PEN 75, aunque con una meta de potencia instalada basada en el petróleo reducida.

Estos planes (PEN 75 y 78) llevaron profundas transformaciones, entre ellas, a la incorporación de 5.112 megavatios de potencia mediante centrales térmicas de carbón y 4.695 megavatios a través de centrales nucleares entre 1980 y 1985. Esto implicó una inversión significativa asumida en su mayoría por empresas eléctricas, pero también se caracterizó por financiarse principalmente mediante deuda externa. Sin embargo, estas inversiones excedieron las necesidades reales del sistema debido a estimaciones optimistas (Costa, 2016) (Velarde, 2012).

Con la llegada al ejecutivo del Partido Socialista en 1982, se dejó a un lado el PEN 78 y se reemplazó con el Plan Energético Nacional 1983-1992 (PEN 83), que marcó un cambio importante, sobre todo, al mejorar la precisión en las estimaciones de la demanda y al enfocarse en la eficiencia energética, una posición más asemejada a la llevada a cabo por el resto de los países europeos desde un primer momento (Costa, 2016).

Las políticas energéticas anteriores generaron una sobrevaloración de la demanda, lo que resultó en una inversión excesiva y una sobrecapacidad de generación, un exceso de estimación de la demanda llevaba a un exceso de inversión, lo cual provocaba ineficiencia del sistema. Para abordar esta situación, se detuvieron las obras de cinco centrales nucleares en construcción, marcando el inicio de la conocida moratoria nuclear (Monforte, Carmen 2016) (Velarde, 2012).

Finalmente, en un esfuerzo por racionalizar y controlar los costes de la producción de electricidad, así como para garantizar la seguridad del suministro, se estableció una coordinación a corto plazo entre las empresas del sector mediante la programación unificada de la explotación del parque de generación. Esto se logró a través de la

nacionalización de la red de transporte de alta tensión y la creación de Red Eléctrica de España S.A. como empresa encargada de esta gestión (Antolín Fargas, 1988).

Es importante destacar que antes de 1985, la red de alta tensión estaba en manos de las diversas compañías eléctricas, la mayoría de las cuales operaban como monopolios verticales regionales, abarcando la generación, transmisión y distribución de electricidad en sus respectivas áreas de mercado (Costa, 2016).

1.2.2 Marco Legal Estable

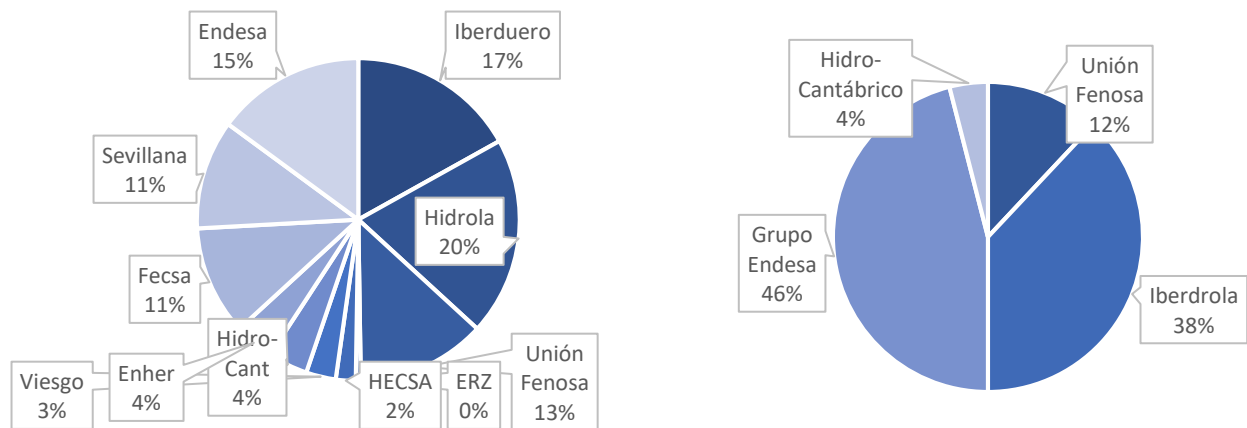
Antes de analizar el proceso de liberalización que daría comienzo en 1994, es necesario hacer alusión al sistema tarifario también conocido como Marco Legal Estable (MLE). Este marco regulatorio representó la culminación de la reforma regulatoria que se había llevado a cabo desde 1983, tras la entrada en vigor del PEN y el acuerdo entre el Gobierno y las compañías eléctricas (Antolín Fargas, 1988).

El MLE supuso un paso hacia delante en la regulación del sector eléctrico, dando respuesta a los numerosos problemas que venía enfrentando el sector consecuencia de un mal enfoque del sector desde un primer momento y el poco acierto de las primeras reformas. El Gobierno promulgó un cambio legislativo que supuso la introducción de cuantiosas mejoras sustanciales en los sistemas regulatorios existentes, incluyendo, entre otras, incentivos para la eficiencia económica (Costa, 2016).

Entre los logros clave del MLE se encontraba la implementación de un enfoque sistemático en la fijación de precios, la garantía de la recuperación de las inversiones a lo largo de la vida útil, la promoción de la eficiencia a través del empleo de estándares de costes y la reducción de la incertidumbre mediante un procedimiento transparente para la actualización de costes de la electricidad y, por lo tanto, de sus precios (Antolín Fargas, 1988) (Velarde, 2012).

En resumen, este período marcó una serie de transformaciones y desafíos en el sector eléctrico español, desde la crisis del petróleo hasta la búsqueda de una regulación más eficiente y sostenible. También es fundamental tener en cuenta el proceso de concentración de empresas derivado de los nuevos objetivos y de la nueva regulación. En el siguiente [Gráfico 1.3] se muestra precisamente el resultado de dicha concentración (Antolín Fargas, 1988).

Gráfico 1.3: Evolución del nivel de concentración antes (izquierda) y después (derecha) del MLE



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2023)

Durante este período se produce un nuevo y fundamental cambio en el diseño del marco institucional del sector. Asimismo, la política energética europea abre una nueva etapa con el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico, lo que supuso pasar de un sistema intervenido a un sistema de mercado, con matices. Este reto no se hubiera podido acometer sin las medidas introducidas por el MLE que allanó el camino hacia la liberalización (Costa, 2016).

Hay que mencionar aquí una cuestión remarcable. Si bien el objetivo de todos estos cambios normativos era la búsqueda de una mayor competencia, la cual teóricamente requeriría un mayor número de oferentes el mercado, el resultado de estos cambios como bien se aprecia en el [Gráfico 1.3] ha sido un mayor grado de concentración de empresas (Costa, 2016).

Aunque la premisa bajo la que se trabaja es que siempre la competencia es fuente de eficiencia, tal vez, esta sea una de las grandes especialidades de este sector como se ha mencionado en apartados anteriores. Si bien la búsqueda de un mercado más competitivo requeriría la aparición de numerosos oferentes, la búsqueda de la eficiencia requiere un menor grupo de empresas que aglutinan a la mayor parte de los consumidores, pues solo a través de medidas que fortalezcan las economías de escala se puede alcanzar la verdadera eficiencia. Es en esta difícil encrucijada de apostar por la eficiencia o apostar por la competencia de mercado donde las actuaciones gubernamentales han estado

trabajando con los cambios normativos de las últimas décadas. Un primer análisis podría llevar a concluir que se ha decidido apostar por un mayor nivel de competencia, pero del análisis de los resultados de las últimas normativas, se deduce que se ha acabado apostando por un mayor nivel de eficiencia derivado de una mayor concentración y por lo tanto de un menor número de oferentes (Flores Jimeno & Santos Cebrián, 2015).

1.2.3. Liberalización

1.2.3.1 Contexto

La premisa fundamental en la que debemos basarnos es que la liberalización busca indirectamente la eficiencia. Todo se sustenta en la idea de que la competencia es la fuente de eficiencia. Lograr un mercado eléctrico más libre, es decir, con menos intervención y más oferentes, por ende, más competitivo, tendría como resultado un sistema eléctrico en su conjunto mucho más eficiente y eso es lo que en un primer momento se trató de conseguir con los cambios normativos (Beato, 2005) (Costa, 2016).

La liberalización del sector eléctrico en España siempre ha ido de la mano de la transformación regulatoria a nivel europeo, marcada por la aprobación de nuevas directivas que tienen como objetivo la creación de mercados europeos unificados no solo en la electricidad si no en todos aquellos servicios que se consideran universales o de interés general, cuestión que se desarrollara más adelante. En el caso del sector eléctrico, este proceso de liberalización se inició en diciembre de 1996, mediante la firma de un protocolo entre las empresas del sector, supervisado por la Administración, que establecía las líneas directrices de un nuevo marco regulativo en el que se desarrollaría la competencia a partir del 1 de enero de 1998 (Beato, 2005) (Costa, 2016).

A pesar de la estabilidad y fiabilidad que ha caracterizado al suministro eléctrico desde entonces, ha habido una transformación radical en el sistema eléctrico español desde ese momento. Esto se debe, en parte, al cambio en la configuración de la regulación de los sectores económicos, entre ellos el eléctrico, causado, entre otros factores, por el colapso de los monopolios naturales, la transformación tecnológica radical y un mercado enfoque liberalizador (Velarde, 2012).

La apertura a la competencia en el caso del sector eléctrico español comenzó con la firma del Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional en diciembre de 1996, en el que participaron el Ministerio de Industria

y Energía y las empresas del sector eléctrico. Este protocolo sentó las bases para la implementación de la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, aprobada por el Consejo Europeo de ministros en diciembre de 1996 y puesta en vigor dos meses después. Esta directiva establece los principios generales de la liberalización del sector eléctrico, incluyendo los procedimientos de autorización para la construcción de capacidad de generación, la creación de operadores del sistema de transporte y distribución, la separación contable entre actividades de generación, transporte y distribución, y las condiciones de acceso a la red de transporte y distribución (Flores, J & Santos, C, 2015).

El Protocolo Eléctrico condujo a la promulgación de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, norma reguladora central del sector que todavía está en vigor y que establece las bases legislativas del sistema eléctrico español liberalizado. Esta ley regula entre otras muchas cuestiones la autorización para la producción de electricidad, los costes de transición a la competencia, el funcionamiento del mercado mayorista, la remuneración de actividades de transporte y distribución, y la liberalización de las actividades de generación y comercialización. Además, un hecho de trascendental importancia es que crea entidades reguladoras como la Comisión Nacional de la Energía (CNE), Red Eléctrica de España (REE) como operador del sistema y gestor de la red de transporte, y el operador del mercado eléctrico (OMIE). La liberalización como ya se ha indicado, se hizo efectiva el 1 de enero de 1998 (Beato, 2005)(Costa, 2016).

En este punto también es importante ahondar en otra de las características particulares del sector eléctrico que ya se han mencionado. Según lo establecido en la ley antes mencionada, Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y según el Libro Blanco de la Comisión Europea, la electricidad constituye uno de los denominados “Servicios de Interés Económico General”. Estos servicios se pueden definir como actividades de servicio comercial que cumplen misiones de interés general y que están sujetas a obligaciones específicas de servicio público. Esto es lo que justifica ciertas medidas que a su vez facilitan la liberalización del sector pero que, además, van encaminadas a asegurar el abastecimiento de este, como la nacionalización de la red de transporte. El hecho de que un determinado servicio sea catalogado como servicio de interés general por la Comisión Europea, tiene grandes implicaciones por las condiciones de abastecimiento, seguridad y eficiencia que se le imponen desde el regulador europeo.

Por último, como consecuencia del lento proceso de apertura de los mercados eléctricos no solo en España si no en otros muchos países de la Unión Europea, el Consejo Europeo en Lisboa solicitó medidas urgentes para acelerar la liberalización en los sectores de electricidad y gas, tratando de conseguir la creación de un mercado interior plenamente operativo. Una segunda directiva de electricidad profundizó en la apertura del sector al regular de manera más estricta las condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución, y al requerir la creación de reguladores independientes. A pesar de que España ya contaba con esta figura, la segunda directiva establece la necesidad de una separación jurídica entre los operadores de transporte, distribución y otros agentes del sector. Además, exige que la generación sea completamente libre, que el mercado minorista esté completamente abierto antes de julio de 2007, y sienta las bases para un mercado eléctrico europeo unificado (Costa, 2016).

Hasta la fecha, la segunda directiva aún no ha sido incorporada al marco legal español.

1.2.3.2 Efectos de la liberalización

Una vez que hemos analizado el contexto y la evolución de la liberalización en el sector, nos enfocaremos en examinar las acciones específicas que conformaron este proceso y en comprender los impactos y efectos resultantes (Teresa et al., 2010).

Las principales transformaciones en el sector, derivadas de este proceso, se pueden resumir en los siguientes aspectos:

Separación Vertical y Horizontal de la Propiedad

En lo que respecta a la verticalidad, el nuevo marco regulador impuso una estricta separación legal de las diferentes actividades que conforman de suministro eléctrico. Sin embargo, persiste un debate sobre si es suficiente con una separación legal y contable o si es necesario también separar la propiedad, debido a la dificultad de lograr competencia entre las redes, cuestión que a día de hoy no ha sido abordada con contundencia.

En términos horizontales, el marco regulatorio inicial no abordó este aspecto, a pesar de la reestructuración en la industria eléctrica española en los años noventa, llevó a la organización en torno a cuatro grupos empresariales. Posteriormente, se promulgó una regulación para reducir la concentración del mercado de generación, pero, de nuevo, sin

modificar sustancialmente la estructura de propiedad de las empresas generadoras. (Teresa et al., 2010)

Organización de Actividades Competitivas

Debemos partir de la premisa de que las actividades realmente competitivas en este sector son la generación y comercialización. En el ámbito del mercado de generación eléctrica, se ha implementado un sistema de mercado mayorista que opera bajo un esquema de ofertas competitivas. Este sistema se basa en un despacho que busca minimizar los costes de generación y establece un precio de mercado igual al de la oferta más alta aceptada. Además de este mecanismo, se permite la celebración de contratos bilaterales entre los demandantes, como las empresas distribuidoras y los clientes elegibles, y los oferentes de energía. Esta apertura a los contratos bilaterales fomenta la competencia en el sector, al tiempo que proporciona flexibilidad a los participantes en el mercado eléctrico (Teresa et al., 2010).

La comercialización, por otro lado, se desarrolla de forma independiente de la distribución, lo que introduce un sistema de retribución basado en el mercado a través de contratos de carácter individual con cada cliente. La introducción gradual de la competencia en esta actividad permite a las empresas realizar los cambios técnicos y organizativos necesarios.

Regulación de Monopolios Naturales

Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica están reguladas para garantizar cargos uniformes e iguales. El principio de suficiencia requiere que estos cargos cubran los costes de las actividades reguladas, lo que, en principio, evita que las empresas que realizan actividades reguladas obstaculicen la competencia en las áreas liberalizadas (Teresa et al., 2010).

Institución Reguladora Independiente:

La supervisión y el buen funcionamiento del sistema recaen en la Comisión Nacional de Energía (CNE), que actúa como el único regulador para los mercados energéticos, incluyendo tanto la electricidad como el gas. En la actualidad, estas funciones se han integrado en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), institución que comenzó a operar en octubre de 2013.

Su misión es garantizar el correcto funcionamiento, la transparencia y la competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos, cuestión que a día de hoy es discutible, al menos en lo relativo al sector eléctrico, donde el oligopolio, a pesar del marco regulatorio pro-competencia, se ha instalado sin mayores trabas por parte de esta institución (Teresa et al., 2010).

Compromisos Regulatorios:

Para facilitar la transición hacia la plena competencia, la Ley 54/1997 introdujo los costes de transición a la competencia (CTCS), que finalizaron en 2006 mediante el Real Decreto-Ley 7/2006. Estos costes surgieron debido a que el avance de la competencia en el sector eléctrico podría hacer que ciertas inversiones de las empresas, anteriormente aseguradas en un entorno regulado, no lo estuvieran en el nuevo contexto. La idea era tratar de fomentar inversiones que, al resultar más favorables en el anterior entorno regulado, podrán dejarse sin hacer.

En resumen, el elemento fundamental en el desarrollo normativo ha sido la creación de un marco propicio para fomentar la competencia en las actividades de generación y comercialización en el sector eléctrico (Teresa et al., 2010).

1.2.3.3 Ventajas y desventajas de la liberalización

Las ventajas teóricas de la implementación de la competencia suelen agruparse en torno a una serie de argumentos políticos y económicos. En el ámbito político, se destacan la descentralización del poder, la reducción de controles burocráticos y las oportunidades características de la libertad de acceso al mercado. En cuanto a las razones económicas, se resalta la mayor eficiencia de los mercados competitivos (Guillén Caramés & Agosti, 2009).

En un mercado de competencia perfecta o perfectamente competitivo, la asignación de recursos e ingresos se determina a través de una interacción prácticamente automática entre la oferta y la demanda. Esto limita el poder que el Gobierno o una institución monopolista puedan ejercer unilateralmente sobre esa distribución de recursos e ingresos.

En este sentido, la libertad de acceso al mercado abre nuevas oportunidades y motiva a los participantes existentes a no aquietarse con una cuota dada de clientes,

tratando de emplear diferentes estrategias, como la reducción de precios, para aumentar la misma.

Desde una perspectiva económica, la diferencia más evidente entre la competencia perfecta y el monopolio puro radica en que este último puede conducir a una distribución ineficiente de recursos, ya que el precio, en términos económicos, podría superar el coste marginal, mientras que en los mercados competitivos tienden a igualarse. Sin embargo, esto no es sencillo, y menos en un entorno como el sector eléctrico donde el desafío radica en encontrar las condiciones que permitan una competencia pura y considerar la presencia de factores que propician la existencia de monopolios naturales para así o evitarlos o por lo menos paliarlos lo máximo posible (Guillén Caramés & Agosti, 2009).

Desde luego, viendo el resultado que se ha alcanzado con el proceso liberatorio, no se puede concluir que estas ventajas teóricas mencionadas sean aplicables. El sector eléctrico actual es más similar a un oligopolio que a un mercado de competencia perfecta. Esa desviación que se ha producido en el proceso es de carácter multifactorial, es decir, no son razones exclusivamente políticas o económicas las que lo explican, pero se pueden agrupar en las siguientes:

Integración vertical

La liberalización del sector eléctrico en España se desarrolló en un momento de máxima concentración. No obstante, tal como comentamos anteriormente, se han desarrollado nuevas regulaciones, entre las que destaca el R.D. 1634/2000, cuya finalidad es modificar la estructura competitiva del mercado de generación en aras de eliminar las posibles situaciones de ejercicio de poder de mercado por empresas que aglutinaran todas las actividades, desde la generación hasta la distribución o el transporte (Ruiz Molina, 2009).

En la medida en que empresas de estas características estén presentes en el nuevo marco regulatorio, se podría ver afectadas por la política de fijación de precios, puesto que actuarán en el mercado como oferentes y demandantes (Ruiz Molina, 2009).

Integración horizontal

La integración horizontal en el sector eléctrico español, al consolidar empresas del mismo nivel de la cadena de valor como las generadoras de electricidad, plantea

desafíos significativos. Esto incluye el riesgo de dominio del mercado y prácticas anticompetitivas, la reducción de incentivos para la innovación, obstáculos para la entrada de nuevos competidores, posibles problemas de discriminación de precios y dificultades regulatorias. Aunque puede ofrecer eficiencias operativas, es crucial abordar estos desafíos para proteger la competencia, fomentar la innovación y garantizar precios justos para los consumidores. Las autoridades regulatorias deben estar alerta y tomar medidas para mitigar los impactos negativos de la integración horizontal (Ruiz Molina, 2009).

Inelasticidad de la oferta y la demanda

La presencia de una oferta relativamente inelástica, debido a las especiales características de la naturaleza de la electricidad, tales como no almacenabilidad o la existencia de restricciones de predicciones de la capacidad de oferta en el corto plazo así como de una demanda, también prácticamente inelástica en el corto plazo, favorecen el ejercicio del poder de mercado (Ruiz Molina, 2009).

Distorsiones regulatorias

Estuvieron presentes en el sistema eléctrico español hasta la implantación del Real Decreto-Ley 7/2006. En este apartado, se enmarcan los CTC, ya mencionados. Estos hacen referencia a la compensación por los costes en que incurrieron las empresas generadoras por pasar de un sistema regulado a un sistema en competencia (Ruiz Molina, 2009).

No obstante, tal mecanismo pudo distorsionar el funcionamiento del mercado puesto que la regulación establecía que si el precio del mercado se situaba por encima de un determinado nivel (0.036 euros por kWh), los generadores no recibirán pagos por tal concepto (Ruiz Molina, 2009).

Barreras de entrada

Desde un punto de vista competitivo, las empresas ya establecidas en el sector disponen de emplazamientos de alto valor estratégico que les permiten tener una mejor ubicación en cuanto al acceso a las redes de transporte y a los puntos de aprovisionamiento.

Esta ventaja puede desincentivar la entrada de nuevas empresas que tienen disponibles peores emplazamientos, esto es lo que se denomina como apropiación de los lugares clave. Además, el "riesgo regulatorio" derivado de las frecuentes modificaciones

en la normativa del mercado mayorista durante los años de funcionamiento del mismo desincentiva la entrada de nuevas empresas, en este sentido, la inseguridad jurídica derivada de los constantes cambios regulatorios no favorece la aparición de nuevos competidores, haciendo el sector menos competitivo (Ruiz Molina, 2009).

2.- ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

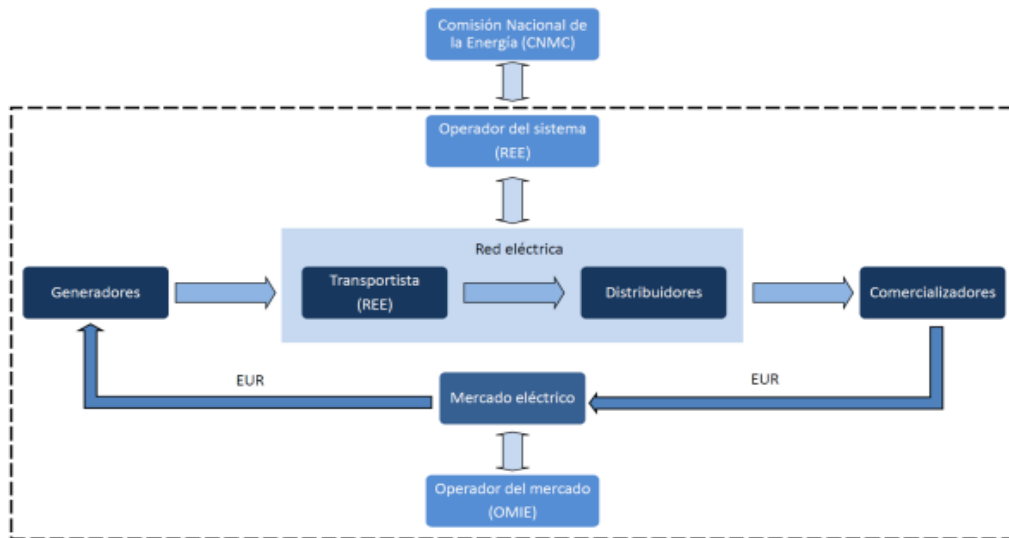
El propósito del sistema eléctrico no es otro que abastecer de energía eléctrica a toda la sociedad. En este sentido, en el sector eléctrico, diferentes protagonistas participan y colaboran en diversas actividades, como generación, transporte, distribución y comercialización.

Debido a que la cantidad de electricidad consumida y generada debería ser siempre la misma para favorecer la eficiencia y evitar los problemas derivados de la su difícil almacenabilidad, todos estos actores del sistema deben interactuar de manera altamente coordinada. Esto demuestra la naturaleza sistémica del suministro eléctrico, ya que todos los actores están involucrados e interconectados en cada momento de consumo, no pudiendo analizarse de manera independiente o autónoma (Energía y Sociedad, 2018).

De manera resumida, los generadores tienen la responsabilidad de construir, operar y mantener las instalaciones necesarias para la producción de electricidad. Esta generación se realiza a través una variedad de recursos energéticos. El transporte de la electricidad desde el lugar de generación hasta el lugar de consumo es una tarea llevada a cabo por los transportistas y distribuidores. En este sentido, mientras que el transporte implica llevar la electricidad a largas distancias a alta tensión, la distribución implica llevarla desde la red de transporte hasta los consumidores a tensiones medianas y bajas (Aguirre, 1999)(Andrés, 2019).

Por su parte, los comercializadores se encargan de vender energía eléctrica a los consumidores actuando mediante la como intermediarios entre el mercado mayorista y el mercado minorista (Velarde Fuertes, 2012).

Gráfico 2.1: Esquema simplificado del funcionamiento del mercado eléctrico

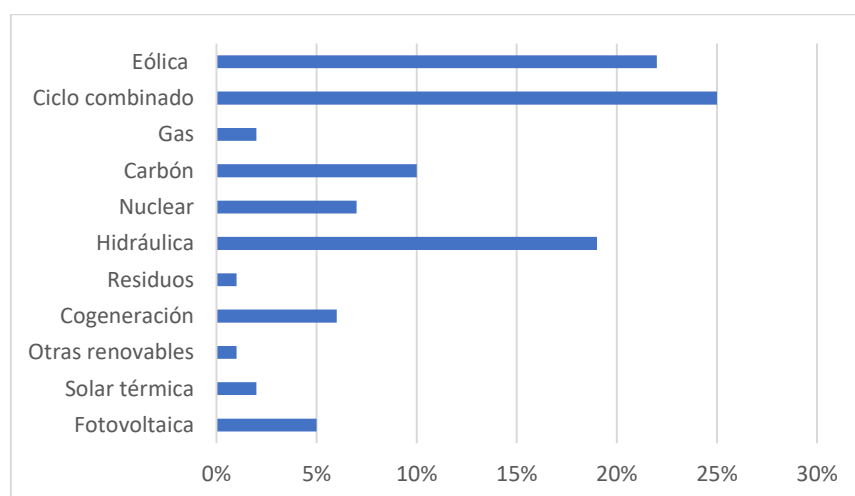


Fuente: (Red Eléctrica, 2020)

2.1 Producción o generación

La producción de electricidad supone convertir diversas materias primas o fuentes de energía tales como petróleo, uranio o viento, en energía eléctrica. Este procedimiento se realiza mediante diferentes tipos de tecnologías de generación, cada una con sus características técnicas y estructuras de costes específicas (Energía y Sociedad, 2023).

Gráfico 2.2: Distribución de las fuentes de energía del sistema eléctrico español en 2023



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del INE (2023)

Actualmente, el parque de centrales de generación eléctrica español está muy diversificado como se puede ver en la figura anterior [Gráfico 2.2]. La capacidad total instalada es de 104,205 MW. De los cuales 25% son ciclos combinados, 22% eólica, 19% hidráulica, 10% carbón, 7% nuclear, 6% cogeneración y 7% solar (EuroStat, 2023).

En este punto es importante tener en cuenta la cuestión de la almacenabilidad de la electricidad. En los últimos años, si bien es cierto que se han desarrollado novedosas tecnologías para tratar de solventar este problema, la energía eléctrica no puede almacenarse como tal y, por lo tanto, es necesario transformarla en otros tipos, como la energía mecánica o la química. Esa transformación a menudo supone grandes costes a largo plazo, buen ejemplo de esto son las baterías de litio o las novedosas baterías de iones. En este sentido, el funcionamiento óptimo es aquel en el que el sistema eléctrico genera la cantidad necesaria de electricidad en todo momento para satisfacer la demanda, alcanzando así la máxima eficiencia (Wiley Publishing Inc, 2019).

Factores como la variabilidad en la demanda y la intermitencia de las energías renovables requieren que el mix energético, entendiendo por tal, el conjunto de mecanismos empleados para la generación de electricidad incluya tecnologías generadoras flexibles, capaces de ajustar rápidamente su producción para adaptarse a los cambios en el sistema. Estas tecnologías también son conocidas como centrales de respaldo y juegan un papel fundamental en el sistema. Además, se necesitan tecnologías generadoras que puedan cubrir la mayor parte de la demanda de manera continua, conocidas como centrales de base. También se requiere generación que se encuentre entre las centrales de respaldo y las de base, lo suficientemente adaptable para cubrir cantidades significativas de energía en un período de tiempo intermedio. Todas estas tecnologías, que se detallarán más adelante, deben cumplir con criterios medioambientales y económicos, además de reducir la dependencia energética del exterior (Wiley Publishing Inc, 2019).

Teniendo en cuenta estos factores, cada tecnología desempeña un papel específico en la cobertura de la demanda eléctrica, ya sea por razones técnicas o debido a su estructura de costes. Todas las tecnologías son indispensables, ya que deben complementarse entre sí para así, satisfacer la demanda de la manera más eficiente desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental.

Las características definitorias de estas tecnologías se dividen en diferentes categorías. Por un lado, el coste de inversión incluye la adquisición de equipos de generación y la construcción. Por otro, los costes de operación son gastos independientes del nivel de producción. Por último, el coste variable varía según el volumen de producción (Wiley Publishing Inc, 2019).

Por otro lado, la seguridad del suministro se evalúa a través de tres aspectos: Por un lado, la garantía de disponibilidad técnica en momentos de alta demanda, por otro, la garantía de suministro de energía primaria y su nivel de gestionabilidad y, finalmente, las emisiones se refieren al nivel de contaminación generado por las distintas tecnologías, tratándose este de un factor esencial a valorar y que configura el eje de los cambios regulatorios de los últimos años (Andrés, 2019).

De hecho, la búsqueda de sistemas para ser más independientes de los mercados exteriores a la Unión Europea y la utilización de sistemas energéticos más limpios constituyen los dos ejes fundamentales en torno a las cuales giran las nuevas regulaciones.

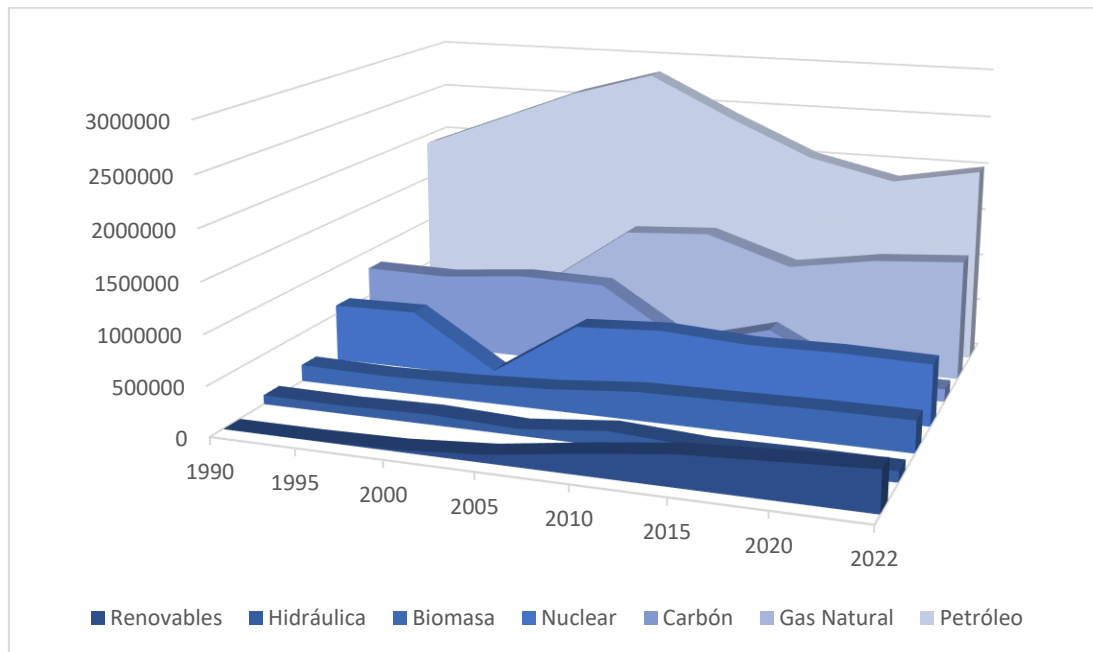
Este cambio en la estructura de generación de energía se puede entender en gran medida a partir de los objetivos establecidos por la Unión Europea en su política energética. El llamado "trilema energético," que engloba la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental, nos ayuda a comprender esta notable transformación y evolución que ha sufrido el sistema de generación en España (Caroline Garrett, 2018)(Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

En primer lugar, la apuesta por la energía nuclear a finales de los años setenta y principios de los ochenta tenía como objetivo principal garantizar la seguridad en el suministro y la estabilidad financiera del sistema, convirtiéndose esta última en el objetivo esencial de las políticas eléctricas, debido a los altos precios del petróleo, cuestión que ya ha sido analizada en apartados anteriores.

En 1973, el petróleo constituía alrededor de dos tercios de la producción de energía eléctrica. Con el tiempo, la expansión de las centrales de ciclo combinado contribuyó a reforzar la seguridad en el suministro y a reducir significativamente los costes promedio, todo ello en un contexto de crecimiento significativo de la demanda. En la actualidad, podemos ver como poco a poco las fuentes renovables van teniendo más protagonismo al tiempo que se solucionan las cuestiones técnicas que hacen que, siendo

las energías más limpias, también sean las que presentan una mayor inestabilidad de suministro (Rodríguez, 2021).

Gráfico 2.3: Energía (ktep) en España en función de su fuente (1990-2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de Agencia Internacional de la Energía (2023)

En este sentido el impulso de las energías renovables surgió como respuesta a las crecientes preocupaciones por la sostenibilidad medioambiental, aunque nuevamente planteó desafíos en términos de sostenibilidad tanto financiera como de suministro. El anterior gráfico [Gráfico 2.3] ilustra los cambios en la composición tecnológica de la generación de energía hacia un equilibrio más diversificado (Manuel Hidalgo Pérez, 2022) (Andrés, 2019).

De acuerdo con la estructura de costes de cada tecnología, estas se pueden clasificar, como ya se ha indicado en tres grupos distintos:

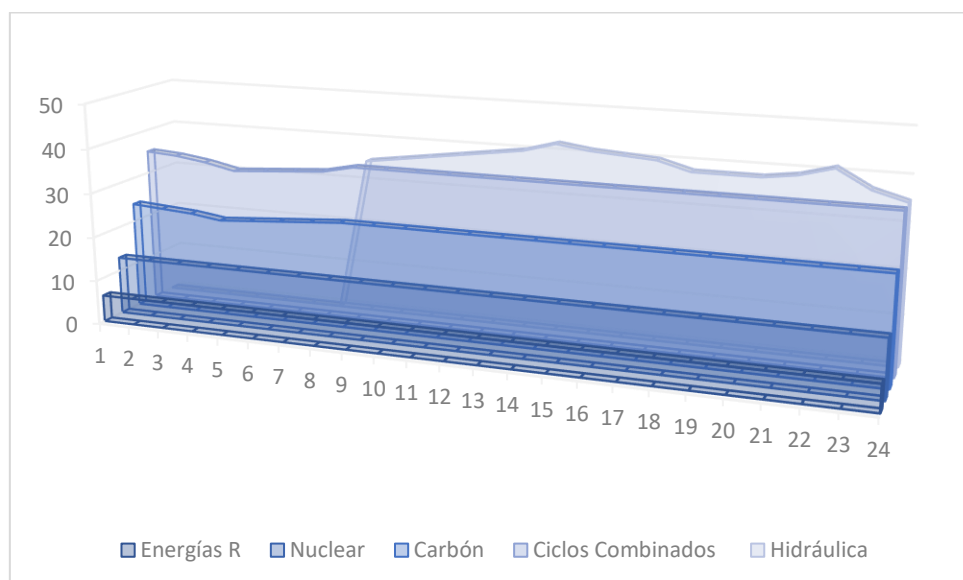
- Tecnologías de Base: Tienen costes fijos altamente elevados y costes variables relativamente bajos. Ejemplos destacados son las plantas nucleares y las fuentes de energía renovable.
- Tecnologías de Punta: Presentan costes fijos bajos, pero costes variables altos. Las turbinas de gas son ejemplos claros de este grupo.

➤ Tecnologías Intermedias: Sus costes fijos y variables se encuentran en un punto intermedio. Algunas centrales de carbón y los ciclos combinados son ejemplos representativos de estas tecnologías. (AEQ, 2020)

Para una mejor comprensión de estas tecnologías, del análisis empírico podemos ver como en cualquier momento del año, la demanda eléctrica horaria se representa de manera simplificada en la siguiente [Gráfico 2.4]. Para garantizar una cobertura óptima de esta demanda, se busca utilizar en primer lugar las tecnologías de base y posteriormente por las tecnologías intermedias.

Las tecnologías de punta son las últimas en ser utilizadas para satisfacer la demanda. Sin embargo, esta secuencia ideal no siempre se cumple debido a que no todas las tecnologías pueden adaptarse rápidamente, por ejemplo, hay determinadas plantas productoras de electricidad que tardan días en estar a pleno funcionamiento. Asimismo, en ocasiones, las tecnologías utilizadas no son las más económicas, sino aquellas que pueden cubrir la demanda en el momento preciso en que se necesita, conllevando esto un encarecimiento en el coste de la energía (Energía y Sociedad, 2023).

Gráfico 2.4: Cobertura de la demanda (en %) en cada hora por cada tipo de generación de energía



Fuente: Elaboración propia a partir de Agencia Internacional de la Energía (2023)

Para resumir, en el siguiente cuadro [Cuadro 2.1], se muestran los diferentes tipos de tecnologías de generación, incorporando las principales características de cada una de ellas.

Cuadro 2.1: Resumen de las principales energías de generación

Tecnologías de generación		Coste de inversión	Coste fijo de explotación	Coste variable en el corto plazo	Seguridad de suministro	Emisiones
Nuclear		Muy alto	Alto	Muy bajo	Técnica: Alta Abastecimiento: Alta Flexibilidad: Muy baja	Residuos de larga duración
Hidráulica	Embalsada	Muy alto	Medio	Muy bajo	Técnica: Alta Abastecimiento: Media-alta Flexibilidad: Muy alta	No emite
	Fluyente	Alto	Medio	Muy bajo	Técnica: Alta Abastecimiento: Baja Flexibilidad: Baja	No emite
	Bombeo	Muy alto	Medio	Medio	Técnica: Alta Abastecimiento: Alta Flexibilidad: Muy alta	No emite
Centrales térmicas	Carbón	Alto	Medio	Medio (importado) o Alto (autóctono)	Técnica: Alta Flexibilidad: Muy baja Abastecimiento: Alta	Altos niveles de CO ₂ , SO ₂ y NO _x
	Fuelóleo		Bajo	Alto	Técnica: Alta Flexibilidad: Alta Abastecimiento: Alta	Altos niveles de CO ₂ , SO ₂ y NO _x
Ciclo combinado		Moderado	Bajo	Medio	Técnica: Alta Flexibilidad: Alta Abastecimiento: Alta	Moderados niveles de CO ₂ y reducidos de SO ₂ y NO _x
Eólica		Alto	Bajo	Nulo	Técnica: Media-alta Abastecimiento: Depende Flexibilidad: Nula	No emite
Solar	Fotovoltaica	Alto	Bajo	Nulo	Técnica: Alta Abastecimiento: Baja Flexibilidad: Nula	No emite
	Termosolar	Alto	Bajo	Nulo	Técnica: Alta Abastecimiento: Baja Flexibilidad: Nula	Emite CO ₂ si tiene capacidad de almacenamiento

Fuente: (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

2.2 Transporte

La actividad de transporte es aquella encargada de trasladar la energía ya producida por el sistema eléctrico hacia los consumidores industriales o hasta los puntos donde se conecta la red con los hogares. En España, la red de transporte está compuesta fundamentalmente por líneas y transformadores junto a otros elementos que operan a una tensión igual o superior a 220 kV. En las islas, existen instalaciones que trabajan con tensiones inferiores a 220 kV (Red Eléctrica, 2020).

La red de transporte en España se extiende por 43.000 km de alta tensión y cuenta con 5.000 posiciones de subestaciones, además de una capacidad de transformación de 85.000 MVA. También tiene una capacidad de interconexión que representa el 5.8% de la capacidad de producción instalada (Andrés, 2019).

Red Eléctrica Española, designada como el Operador del Sistema (OS), tiene el papel de único transportista, es decir, el transporte está absolutamente centralizado impidiendo que sea una actividad potencialmente competitiva y garantizando el suministro. Sus principales responsabilidades incluyen el desarrollo, mantenimiento y expansión de una red segura, eficiente y sostenible. Además, se encarga de las instalaciones eléctricas de la red, gestiona las interconexiones con los países vecinos y asegura un acceso equitativo de terceros a la red (Red Eléctrica, 2020).

Por otra parte, el OS desempeña un papel fundamental en la gestión del sistema eléctrico tanto en la península como en las islas. Ofrece un servicio de alta calidad que se ajusta a los estándares establecidos por la normativa vigente (Andrés, 2019)

Sus responsabilidades abarcan desde analizar la viabilidad del programa diario hasta corregir posibles restricciones identificadas, asegurando un suministro confiable ante cualquier eventualidad que pueda surgir en los grupos de generación.

2.3 Distribución

La distribución eléctrica implica llevar la electricidad desde el punto de conexión con la red de transporte hasta el usuario final ya sea este un consumidor doméstico o industrial. En total, las líneas de distribución abarcan aproximadamente 800.000 km. (Energía y Sociedad, 2017).

Las empresas encargadas de la distribución tienen la responsabilidad de construir, mantener y operar sus redes. Asimismo, deben realizar expansiones para asegurar que la red pueda satisfacer las demandas futuras. Además, gestionan las conexiones con otras redes de distribución y se aseguran de proporcionar un servicio de alta calidad. Entre sus tareas también está la medición del consumo de cada usuario (Energía y Sociedad, 2017).

Es relevante mencionar que las redes están en proceso de automatización y digitalización, lo que permitirá en el futuro el uso de medidores inteligentes que proporcionaran mayor eficiencia al sistema.

En España, existen cinco principales empresas distribuidoras: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP España y E. ON España. Además de estas, hay más de 300 pequeños distribuidores (Energía y Sociedad, 2017).

Una vez más y en otra fase de la estructura del sector, se vuelve a hacer palpable la falta de competencia y el exceso de concentración, en este caso, de empresas distribuidoras (Andrés, 2019).

Hace años, las empresas distribuidoras, tal y como ya se han indicado anteriormente, también se ocupaban de la comercialización, pero a través de la liberalización del sector, las actividades reguladas son independientes de las actividades liberalizadas. Esto significa que ya no pueden participar en ninguna actividad relacionada con la producción o suministro de electricidad, o en su caso, se deben atener a las consecuencias de su participación lo que conlleva un encarecimiento del servicio al actuar tanto como oferente como demandante de electricidad.

En aras de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos, la administración realiza un análisis de los costes de inversión, mantenimiento y gestión que deben ser cubiertos (Red Eléctrica, 2016).

No debemos olvidar que la electricidad, según el Libro Blanco de la Comisión Europea, está considerado un servicio de interés económico general y, por lo tanto, las empresas encargadas de su distribución están sometidas a exhaustivos controles tanto administrativos como técnicos para asegurar su abastecimiento (Red Eléctrica, 2016).

Ese abastecimiento debe garantizarse incluso para aquellos casos en los que el mercado no daría respuesta por no considerarse rentables desde el punto de vista económico, por ejemplo, poblaciones muy alejadas de centros urbanos. Para ellos existen una serie de mecanismos jurídicos que obligan a determinadas entidades a realizar dicho suministro. Para ello, el legislador ha creado una serie de fondos que permiten cubrir parte del sobre coste que les supone a estas empresas que se ven “obligadas” a distribuir la electricidad a dichos usuarios que no son económicamente rentables.

A continuación [Gráfico 2.5] se muestra la distribución territorial de las principales distribuidoras del país.

Gráfico 2.5: Principal distribuidora de electricidad por zona geográfica



Fuente: Elaboración propia apartir de OMIE (2023)

En este punto es importante hacer una breve alusión a los peajes de acceso a redes y cargos.

Los peajes de acceso son una porción de la factura eléctrica diseñada para sufragar los gastos regulados del sistema, por ende, deben ser distribuidos entre los usuarios que operan en dicho sistema. Estos gastos abarcan la ampliación y el mantenimiento de las infraestructuras eléctricas, los incentivos otorgados a las energías renovables, la cogeneración y el tratamiento de residuos, así como los pagos de deuda y las compensaciones destinadas a regiones fuera de la península, entre otros elementos (Energía y Sociedad, 2021b).

Estos peajes son recaudados por los operadores de las redes, es decir, las empresas distribuidoras de electricidad y el transportista único. Tanto los comercializadores como los generadores pagan los peajes de acceso correspondientes a Red Eléctrica Española y las empresas distribuidoras. Estas cantidades recolectadas son entregadas posteriormente al Ministerio de Industria, encargado del mantenimiento de las instalaciones (Energía y Sociedad, 2021b).

Los peajes de acceso se componen de dos partes: un cargo fijo relacionado con la potencia y un cargo variable asociado al consumo de enerǵa. Por lo tanto, el importe de los peajes pagados por el usuario depende tanto de la potencia que tengan contratada como del consumo de enerǵa que realicen (Andŕs, 2019).

Estos peajes se categorizan en grupos tarifarios seǵn la potencia y la tensi3n de suministro, adeḿs del ńmero de periodos de consumo diferentes. A excepci3n de las tarifas planas, el precio de los t́rminos de potencia y enerǵa puede variar en cada periodo. En otras palabras, el valor del peaje no es el mismo durante las horas pico que durante las horas de menor demanda, lo que se denomina la “hora valle” (Enerǵa y Sociedad, 2021).

Tabla 2.1: Peajes y tarifas de baja tensi3n 2023

T́rmino	Tarifa	Precio P1	Precio P2	Precio P3	Precio P4	Precio P5	Precio P6
ATR TE (€/MWh)	2.0TD	72,991	28,573	3,175			
	3.0TD	43,935	33,803	16,17	9,539	3,549	2,37
	6.1TD	31,341	24,21	11,287	7,054	2,068	1,426
	6.2TD	16,962	13,331	5,924	3,598	0,972	0,671
	6.3TD	14,074	10,843	5,041	3,078	0,853	0,606
	6.4TD	10,569	8,178	3,766	2,337	0,402	0,309
ATR TP (€/kW ańo)	2.0TD	25,38306	1,34271				
	3.0TD	13,98251	11,89907	4,00205	3,65397	2,73271	2,00114
	6.1TD	22,96522	19,84118	10,32758	8,56066	1,90858	1,14896
	6.2TD	15,82639	14,66035	6,24435	4,91841	1,19773	0,75165
	6.3TD	11,69351	10,37865	5,4562	4,25129	1,14634	0,78927
	6.4TD	9,33009	7,72298	3,91327	3,07387	0,67228	0,49757

Fuente: (Enerǵa y Sociedad, 2023)

Por otro lado, los peajes de baja tensi3n est́n diseńados para hogares y pequeńos negocios y se dividen en tres tipos de tarifas.

La primera es la tarifa plana 2.0 A, luego est́n las tarifas de discriminaci3n horaria en dos periodos 2.0 DHA y finalmente las de discriminaci3n horaria en tres periodos 2.0 DHS. La tarifa 2.0 DHA tiene un periodo de consumo con tarifas ḿs bajas (valle) y otro con tarifas ḿs altas (punta), mientras que la 2.0 DHS tiene un periodo de consumo valle, punta y super valle, con distintas tarifas para cada periodo.

Las tarifas 2.1 funcionan de manera similar a las 2.0 pero para suministros con mayor potencia. Las deḿs tarifas se encuentran en las categorías de peajes de media y

alta tensi3n, que est1n destinadas a grandes consumidores. Por ejemplo, las tarifas 3.0 A y 3.1 A est1n dise~adas para empresas con un consumo elevado, pero que no requieren un suministro de alta tensi3n.

Las tarifas 6.1 A, 6.1 B, 6.2, 6.3 y 6.4 se aplican a suministros industriales (Energía y Sociedad, 2023)(Andrés, 2019).

Por último, es importante mencionar que es la CNMC la que aprueba los peajes para cada a~o. En la siguiente [Tabla 2.2] se pueden ver los ya aprobados para 2024.

Tabla 2.2: Peajes y tarifas para 2024

Término de Pri	Tarifa	Precio P1	Precio P2	Precio P3	Precio P4	Precio P5	Precio P6
ATR TE (€/MWh)	2.0TD	76,974	27,963	2,752			
	3.0TD	48,443	30,938	17,361	10,389	3,561	2,192
	6.1TD	35,204	21,531	12,716	8,037	2,112	1,276
	6.2TD	18,115	11,154	6,183	4,023	1,049	0,589
	6.3TD	15,516	9,442	5,65	3,682	0,894	0,549
	6.4TD	10,701	6,246	3,845	2,595	0,388	0,245
ATR TP (€/kW a~o)	2.0TD	25,32228	0,96620				
	3.0TD	15,67012	9,52095	4,64548	4,13124	2,27897	1,54939
	6.1TD	24,34770	14,65277	11,29768	9,22549	1,72280	0,96526
	6.2TD	15,36103	9,85776	6,42160	5,47963	1,05910	0,61424
	6.3TD	12,25402	7,39758	5,88488	4,78501	0,99801	0,64192
	6.4TD	8,17517	4,54784	3,47485	3,19119	0,51563	0,34139

Fuente: (Energía y Sociedad, 2023)

2.4 Comercializaci3n

La actividad de comercializaci3n implica la venta y provisi3n de electricidad directamente al usuario final. Estas empresas adquieren energía eléctrica en el mercado mayorista y la ofrecen en el mercado minorista a clientes finales que pueden ser hogares, peque~as y medianas empresas, o grandes consumidores industriales (OMIE, 2023).

La cantidad de energía eléctrica que una empresa distribuidora compra se fundamenta en las proyecciones de consumo de sus clientes. Utilizando estas proyecciones, deben utilizar las distintas opciones de contrataci3n ofrecidas en el mercado mayorista para garantizar el suministro de electricidad de manera óptima para ambas partes. Despu3s de asegurar la energía eléctrica, requieren los servicios de las

compañías de distribución y transporte, abonando los peajes de acceso correspondientes (TarifaGasLuz, 2020).

En este sentido, las comercializadoras eléctricas deben proporcionar un servicio que cumpla con ciertos estándares de calidad, desde el aspecto técnico hasta el comercial. Estos estándares incluyen la continuidad del suministro, la calidad del servicio al cliente y la relación con este, así como la calidad del producto ofrecido, todo ello incentivado por la consideración del sector, como servicio de interés económico general o servicio universal, como ya se ha indicado anteriormente (TarifaGasLuz, 2020).

Iberdrola Clientes, S.A.U., Endesa Energía, S.A., Grupo Gas Natural Fenosa, Grupo EDP y Viesgo Energía, S.L son las grandes comercializadoras que cubren casi el 90% del suministro son. El 10% restante es gestionado por pequeñas comercializadoras (TarifaLuz, 2023).

Se vuelve a apreciar en esta fase de la cadena, el rasgo característico del sector. A pesar del marco regulatorio, nos volvemos a encontrar con un mercado oligopolístico.

3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

3.1 Mercado mayorista

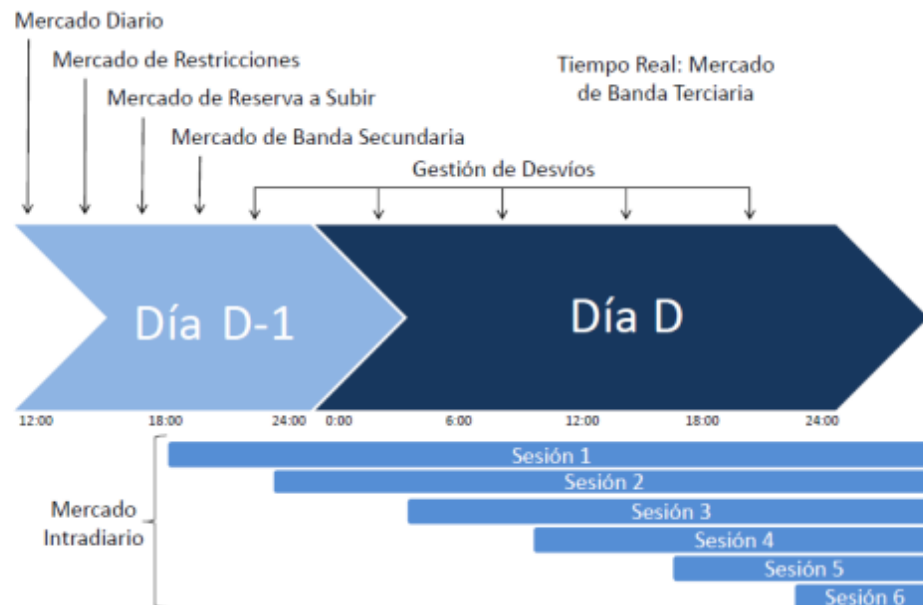
En la península ibérica, existe un sistema de intercambio mayorista de electricidad que sigue una secuencia específica de mercados. En este espacio, los participantes del mercado negocian energía para diferentes períodos de tiempo. Los intercambios inmediatos ocurren en los mercados al contado, mientras que en los mercados a plazo se acuerdan intercambios para momentos futuros (Andrés, 2019) (Lucía Mellado, 2020).

Los mercados al contado incluyen el mercado diario, el mercado intradiario, el mercado de restricciones, el mercado de reserva a subir, el mercado de banda secundaria, el mercado de gestión de desvíos y el mercado de banda terciaria. El Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) supervisa tanto el mercado diario como el intradiario, mientras que Red Eléctrica de España (REE) gestiona los demás mercados al contado (OMIE, 2022) (Andrés, 2019).

En otro orden, el mercado a plazo está constituido por el mercado de contratos bilaterales que brindan a los participantes la oportunidad de negociar contratos para la

compra y venta de enerǵa, con fechas de entrega que se extienden ḿs alĺ de un solo d́a, cuesti3n que se desarrollaŕ ḿs adelante.

Gráfico 3.1: Esquema del funcionamiento del mercado de la enerǵa en Espa~a



Fuente: (OMIE, 2022).

Mercado a plazos

Los mercados a plazos ofrecen a los participantes la posibilidad de negociar contratos de compra y venta de con fechas de entrega que van ḿs alĺ de un d́a. Estos mercados permiten transacciones que se pueden planificar con d́as, semanas, meses o incluso a~os de anticipaci3n antes de que la electricidad sea entregada (Saiz Chicharro et al., 2011) (Andr3s, 2019).

En los mercados a plazos, existen dos clases: los no organizados y los organizados. Los mercados no organizados incluyen el mercado de contratos bilaterales f́sicos y el mercado financiero OTC, donde no hay reglas fijas de participaci3n y los precios se acuerdan de forma privada entre las partes involucradas. Por otro lado, los mercados organizados como el mercado OMIP y el mercado de futuros EEX tienen reglas de participaci3n aprobadas por las entidades gestoras. En 2022, el 78,7% de la demanda el3ctrica en la península ib3rica se negoci3 en los mercados OTC, OMIP y EEX. Estos mercados son cruciales en un entorno liberalizado ya que ayudan a los participantes a gestionar el riesgo y fomentar la competencia. Permiten a los agentes del mercado cubrir sus riesgos al fijar los precios de la electricidad con anticipaci3n, evitando p3rdidas

debido a estimaciones incorrectas de precios. Esto, a su vez, fomenta la competencia al reducir la exposición al riesgo de los participantes interesados en ingresar al mercado (Económico Social, 2022).

A pesar de que esa sea la justificación teórica, la realidad es que los agentes de mercado eléctrico no se exponen realmente a demasiado riesgo ya que, normalmente, y esto también es otro signo o síntoma de falta de competencia en el sector, el agente que vende es el mismo que el que compra (Saiz Chicharro et al., 2011).

En los últimos años, los Power Purchase Agreements (PPA), contratos bilaterales directos sin intermediarios, han experimentado un crecimiento significativo. Estos acuerdos establecen un marco comercial y financiero, definen riesgos y responsabilidades, permitiendo al comprador adquirir un volumen específico de energía a un precio predeterminado durante al menos 10 años. Los PPA ofrecen a los generadores una alternativa de financiación a los bancos para proyectos de energías renovables, mientras que los compradores se benefician de una mayor estabilidad y previsibilidad en los costes, además de poder garantizar que la energía proviene de fuentes renovables (Saiz Chicharro et al., 2011) (Andrés, 2019).

Mercado diario

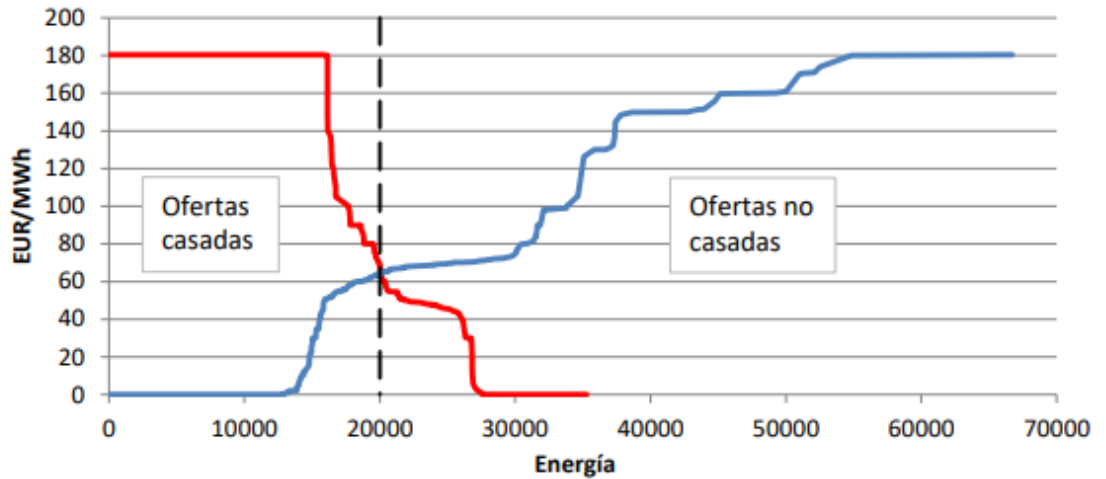
El mercado diario es de vital importancia, ya que representa el 80% del consumo eléctrico en España y Portugal. Este mercado opera el día anterior al suministro de energía, y en él, los participantes intercambian energía para cada hora del día siguiente. En otras palabras, se comercializan 24 productos energéticos, uno para cada hora del próximo día. Todos los generadores que no tienen contratos bilaterales están obligados a actuar a través de este mercado (OMIE, 2022)(Andrés, 2019).

La gestión de este mercado está a cargo de OMIE, cuyo objetivo principal es asegurar que las transacciones se realicen de manera transparente, objetiva e independiente. Los participantes envían sus ofertas de compra y venta para cada hora del día siguiente a OMIE. Utilizando estas ofertas, OMIE crea las curvas de oferta y demanda para cada hora.

El precio y el volumen de energía intercambiada dependen de la intersección entre estas curvas, como se observa en siguiente gráfico [Gráfico 3.2], utilizando el algoritmo

EUPHEMIA, que se utiliza en todos los mercados de la unión. Las ofertas casadas se convierten en compromisos de entrega de energía (OMIE, 2022).

Gráfico 3.2: Casación de la oferta y de la demanda

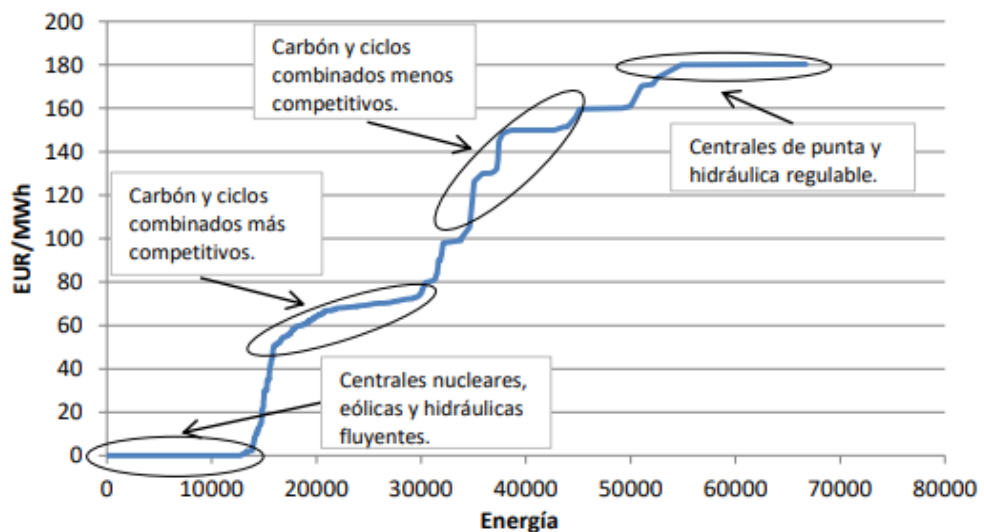


Fuente: (OMIE, 2022)

En los mercados marginalistas, los generadores indican la cantidad de energía que están dispuestos a vender y el precio mínimo que aceptarían (Andrés, 2019).

Esta cantidad refleja las restricciones físicas a las que están sujetos y el precio es el coste de oportunidad que implica para ellos generar electricidad. El coste de oportunidad es el coste de la alternativa que se sacrifica al tomar una decisión específica, incorporando los beneficios potenciales de haber elegido otra opción (OMIE, 2022).

Gráfico 3.3: Curva agregada de oferta

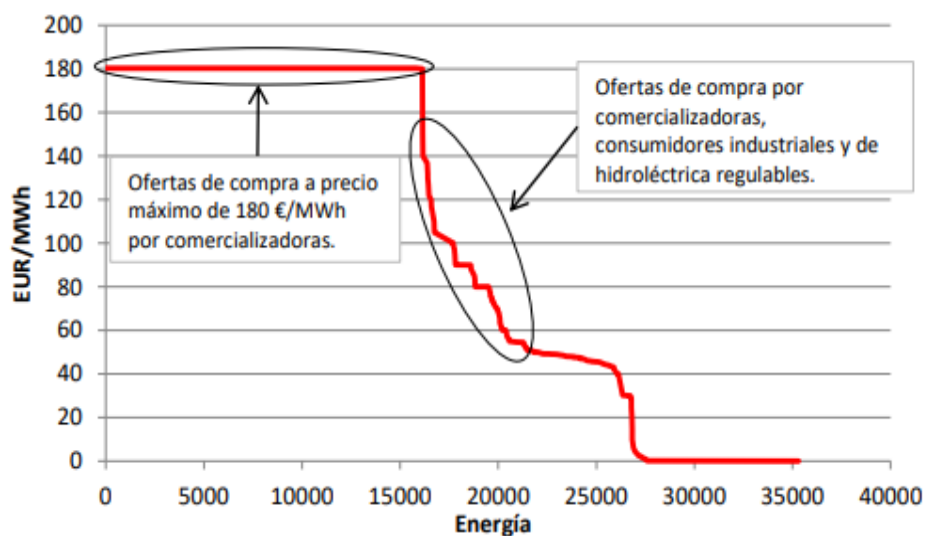


Fuente: (OMIE, 2022)

La presentaci3n de ofertas basadas en el coste de oportunidad hace que el mercado sea un mecanismo de asignaci3n eficiente. Las ofertas de compra y venta reflejan los costes de oportunidad, no los costes en los que incurren (OMIE, 2022).

Usualmente, las curvas de oferta exhiben centrales hidr1ulicas, nucleares y e3licas en la parte inferior debido a sus bajos costes de oportunidad. En contraste, las centrales de punta y las hidr1ulicas regulables se sitúan en la parte superior debido a sus elevados costes de oportunidad. Las dem1s centrales se posicionan en la parte intermedia de la curva, distribuidas seg1n su nivel de competitividad (OMIE, 2022).

Gr1fico 3.4: Curva agregada de demanda



Fuente: (OMIE, 2022)

En la curva de demanda mostrada en el gr1fico anterior [Gr1fico 3.4], se observan dos segmentos distintos. En el primer segmento, los comerciantes y distribuidores ofertan al precio m1ximo permitido porque han contraído compromisos de suministro con sus clientes y necesitan asegurar que sus ofertas sean aceptadas de alguna manera. En el segundo segmento, con pendiente descendente, se encuentran los consumidores que solo est1n dispuestos a comprar si el precio de la electricidad est1 por debajo de cierto umbral. Este grupo incluye algunos consumidores industriales y generadores hidr1ulicos de bombeo (OMIE, 2023)(Andr1s, 2019).

El mercado diario opera como un 1nico mercado para toda la península ibérica, con la participaci3n tanto de agentes espańoles como portugueses. El administrador del mercado empareja las curvas de oferta y demanda hasta que se utilice toda la capacidad

de interconexión entre España y Portugal. Durante las horas del día en que la capacidad de interconexión es suficiente para permitir el flujo acordado por los agentes del mercado, el precio de la electricidad es el mismo en España y Portugal. En las horas en que la capacidad de interconexión es insuficiente para el flujo de energía negociado, se aplica el concepto de "market splitting". Esto implica fijar precios de manera individualizada para cada país, resultando en precios diferentes para España y Portugal (OMIE, 2023).

Una vez se conocen los resultados finales del mercado diario y de los acuerdos bilaterales entre los agentes para el día siguiente, se tiene una estimación real de la cantidad de energía demandada que, por lo tanto, debe ser transportada por las redes. Con esta información, el operador del sistema crea el Programa Base de Funcionamiento (PDBF), que establece la producción por horas (OMIE, 2023).

Mercado intradiario

Los mercados intradiarios funcionan de manera parecida al mercado diario, ya que el precio se establece de forma marginalista. Los participantes se involucrarán en estos mercados intradiarios después de conocer los resultados del mercado diario, cuando necesitan ajustar sus compromisos de producción o adquisición para adaptarse a las nuevas previsiones. Estos mercados operan en las 24 horas previas a la entrega de la energía y se dividen en 6 sesiones durante las cuales se puede vender o comprar energía (OMIE, 2018).

OMIE gestiona estos seis mercados intradiarios, y solo pueden participar en ellos aquellos generadores o consumidores que hayan estado presentes en el mercado diario anteriormente. Una diferencia fundamental con el mercado diario es que cualquier agente puede hacer ofertas de generación o adquisición. Por ejemplo, si un generador necesita reducir la energía comprometida, puede vender parte de su producción, mientras que un consumidor que requiera más energía puede comprarla adicionalmente (OMIE, 2018).

Los ajustes en estos mercados intradiarios pueden deberse a diversos factores. Por ejemplo, un generador que no haya vendido toda su producción comprometida en el mercado diario puede optar por vender el excedente en este mercado. También pueden surgir cambios en las predicciones meteorológicas que afecten la generación de energía renovable o incidentes que provoquen la indisponibilidad total de una central.

El programa resultante después de estos ajustes sobre el Programa Diario de Venta y Compra (PDVD), junto con las adaptaciones por restricciones técnicas, se denomina Programa Horario Final (PHF) (OMIE, 2018).

Gráfico 3.5: Sesiones del mercado intradiario



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2018)

3.2 Mercados o servicios de ajuste

Los servicios de ajuste los constituyen aquellos mercados que sirven para equilibrar el sistema tanto a nivel físico como a nivel de seguridad. Dentro de estos servicios de ajuste hay que mencionar los siguientes:

Mercado de reserva adicional a subir

Se creó con la intención de proporcionar tiempo de preparación a los generadores eléctricos que requieren procesos de arranque prolongados. Esto asegura que estas centrales estén disponibles, en su nivel de producción más bajo técnicamente posible, para ser utilizadas en mercados intradiarios, mecanismos de balance o para cubrir desviaciones en la demanda (AEQ, 2020) (Andrés, 2019).

Las centrales que han sido asignadas en el mercado de reserva adicional están obligadas a ofertar la diferencia disponible en el mercado de Gestión de Desvíos.

En este mercado, las ofertas se organizan en orden ascendente de precio. La asignación de una central solo se lleva a cabo si la potencia asignada supera el mínimo técnico. Este mercado es gestionado por el operador del sistema (AEQ, 2020).

Mercado de regulación primaria y secundaria

La regulación primaria es un servicio esencial ofrecido por los generadores y administrado por el operador del sistema con el objetivo de mantener la calidad del suministro eléctrico y garantizar la seguridad y confiabilidad en todo momento. Este servicio asegura un equilibrio constante entre la generación y la demanda en tiempo real, manteniendo la frecuencia de la red eléctrica en 50 Hz, proporcionando suficiente energía de reserva y cumpliendo con los acuerdos de intercambio de energía (Iberdrola, 2015).

A diferencia de un mercado, la regulación primaria es obligatoria para los generadores y no implica una compensación adicional. Se trata de una corrección automática y prácticamente instantánea de la potencia generada, llevada a cabo por el regulador de velocidad, en caso de desequilibrios de frecuencia. Cualquier desequilibrio debe corregirse en un máximo de 30 segundos y mantenerse durante 15 minutos hasta que la regulación secundaria pueda entrar en acción (Iberdrola, 2015).

La regulación secundaria, por otro lado, se utiliza para mantener la frecuencia de la red y los intercambios de energía en las conexiones internacionales. Consiste en que ciertos generadores establezcan un punto de funcionamiento intermedio entre su capacidad máxima y mínima, lo que permite que la producción se adapte en tiempo real según las necesidades. La respuesta debe ser rápida, en los primeros 20 segundos como máximo, y mantenerse durante 15 minutos hasta que la regulación terciaria pueda intervenir. Esta regulación se lleva a cabo en zonas controladas por el operador del sistema.

A diferencia de la regulación primaria, la regulación secundaria es un servicio voluntario que sí se remunera. El operador del sistema estima diariamente la reserva de banda secundaria necesaria y convoca a un mercado específico, donde los generadores presentan sus ofertas. En este mercado se compensa tanto la capacidad de potencia como la energía que finalmente se utilice (Iberdrola, 2015).

Mercado de regulación terciaria

La regulación terciaria se emplea para reponer la secundaria en caso de que esta se utilice debido a alguna contingencia. Implica la capacidad de aumentar o disminuir la producción de energía de todos los generadores del sistema en un período mínimo de 15 minutos, manteniendo este ajuste durante al menos 2 horas. Este servicio es obligatorio

para todos los productores que dispongan de capacidad adicional sin contratos en otros mercados.

En el mercado de energía terciaria, los generadores presentan sus ofertas para incrementar o reducir su capacidad máxima de producción, en respuesta a una demanda establecida por el operador del sistema. Este mercado es convocado por el operador del sistema después del mercado de regulación secundaria y se actualiza en tiempo real. Los generadores solo son remunerados por este servicio si efectivamente se utiliza.

Gestión de desvíos

El operador del sistema convoca el mercado de gestión de desvíos solo cuando identifica un desequilibrio proyectado superior a 300 MWh entre dos sesiones intradiarias. Este desequilibrio generalmente se debe a diferencias entre la generación y el consumo de los generadores, junto con las fluctuaciones debidas a la producción de energías renovables.

En este mercado, se solicita a los generadores que presenten ofertas en sentido contrario a las previsiones del sistema. En otras palabras, si se pronostica una escasez de energía, se piden ofertas para aumentar la producción, mientras que, si se anticipa un exceso de energía, se solicitan ofertas para reducir la producción. Las unidades que han sido asignadas en el mercado de reserva a subir tienen la obligación de hacer ofertas en este mercado (Energía y Sociedad, 2023)(Andrés, 2019).

3.3 Mercado minorista

En el mercado minorista, operan las empresas de comercialización de energía eléctrica. Estas compañías, que son entidades comerciales, tienen la responsabilidad de adquirir energía de los generadores eléctricos, utilizar las redes de transporte y distribución, y finalmente vender la electricidad tanto al consumidor final como en intercambios internacionales (CNMC, 2019).

Como consecuencia de que el proceso de liberalización no está finalizado, coexisten dos tipos de mercados: el regulado y el liberalizado. En ambos tipos de mercado, las comercializadoras deben pagar los mismos peajes de acceso, cargos e impuestos que se incluyen en la tarifa eléctrica. Por lo tanto, lo que los diferencia reside en el precio de la electricidad y en el margen comercial que aplica la comercializadora.

Los usuarios tienen la flexibilidad de elegir el tipo de mercado que mejor se adapte a sus necesidades y circunstancias (CNMC, 2019).

A pesar de que las modalidades de facturación de las comercializadoras en los mercados libre y regulado son similares, existen diferencias significativas. Considero que previo al análisis de las diferencias del cálculo entre las comercializadoras de ambos mercados, es importante comprender la estructura de una factura eléctrica y los costes que configuran la misma.

4. COMPOSICIÓN DE LA FACTURA DE LA LUZ

La factura de electricidad es un documento mediante el cual la empresa comercializadora informa al cliente sobre el consumo eléctrico realizado y el importe que debe pagar por este servicio. En este documento se especifica la compañía que proporciona el servicio, la potencia contratada, el consumo eléctrico, la categoría tarifaria elegida, los impuestos aplicados, así como el período de facturación correspondiente (CNMC, 2022).

4.1 Tarifas del mercado regulado

Antes de adentrarnos en las tarifas reguladas, resulta interesante hacer una breve alusión al concepto de comercializadoras de referencia. Las comercializadoras de referencia, las cuales son nombradas por el Ministerio de Industria, son las empresas responsables de ofrecer tarifas reguladas. Estas compañías poseen una extensa experiencia y una sólida base de clientes, lo que las hace aptas para gestionar las tarifas que tienen como objetivo principal proteger a los consumidores (Iberdrola, 2015).

Para ser designada como comercializadora de referencia en el sistema eléctrico, una empresa debe cumplir con ciertos requisitos:

- Tener una trayectoria consistente en el sector eléctrico español.
- Haber facturado para al menos 50.000 clientes en el ejercicio anterior y mantener una base sólida de los mismos.
- Contar con el capital social mínimo establecido por el Ministerio.
- Gestionar al menos el 10% de los suministros eléctricos en España.

Actualmente en España hay las siguientes comercializadoras reguladas (TarifaGasLuz, 2020):

- Endesa Energía XXI
- Iberdrola Comercialización de Último recurso
- Gas Natural S.U.R
- EDP Comercializadora de Último Recurso
- Viesgo
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U
- Teramelcor
- Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

Es importante tener en cuenta que las comercializadoras de referencia son las únicas empresas autorizadas y obligadas a ofrecer las tarifas del mercado regulado.

Ahora sí, estas tarifas, cuyos precios dependen del mercado mayorista de la electricidad y están supervisados por el Gobierno, incluyen diferentes modalidades del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y están limitadas a consumidores con potencias de hasta 10 kW. Todas las tarifas del mercado regulado tienen la opción de contar con discriminación horaria de dos o tres periodos, si el usuario así lo prefiere. Las comercializadoras de referencia no tienen la autorización para ofrecer otros servicios ni aplicar descuentos de ningún tipo (Sergio Fernández Munguía, 2019)(IBERDROLA, 2018)(Andrés, 2019).

El cálculo del importe del PVPC se realiza mediante una ecuación definida en el Boletín Oficial del Estado (BOE) por el Ministerio de Industria. Esta ecuación consta de un término relacionado con la potencia contratada por el usuario y otro término asociado a la energía consumida por el usuario. Sobre la suma de estos dos términos se aplica el impuesto eléctrico, al que se le añade el coste del alquiler del contador. Por último, sobre el importe total se aplica el Impuesto sobre el Valor Añadido (Red Eléctrica, 2019).

$$PVPC = ((FPU + FEU)) * (1 + IEE) + AC) * (1 + IVA)$$

Donde:

FPU: Término de facturación de potencia. [€]

FEU: Término de facturación de energía activa. [€]

IEE: Impuesto especial sobre la electricidad.

AC: Alquiler del contador. [€]

4.2 Tarifas del mercado libre

Las comercializadoras del mercado libre son aquellas empresas que, de forma independiente, ofrecen diversas opciones de planes, descuentos o precios para que los usuarios puedan elegir la oferta que mejor se adapte a sus necesidades. Las negociaciones entre el usuario y la comercializadora son bilaterales y se realizan de manera libre.

Derivado del hecho de que muchos componentes de la factura están regulados por el estado, la estructura de facturación de las del mercado liberalizado no difiere significativamente de las comercializadoras de referencia y como consecuencia de que comparten muchos de los componentes del precio tales como impuestos, peajes de acceso y cargos, los precios de las tarifas de las comercializadoras del mercado libre son muy parecidos a los de las comercializadoras de referencia. Las diferencias que puedan existir entre ambas se deben principalmente a los descuentos, ofertas y servicios adicionales ofrecidos por las comercializadoras del mercado libre que, a diferencia de las de referencia, no se ven sometidas a las obligaciones del mercado regulado (CNMC, 2009).

Los clientes que deseen optar por las tarifas del mercado libre tienen una amplia gama de opciones, ya que todo depende de los acuerdos alcanzados con la comercializadora. En definitiva, se trata de acuerdos de carácter individual sometidos a la autonomía de la voluntad de las partes implicadas. Generalmente, estas tarifas son fijas, por lo que se destacan dos opciones principales: la tarifa fija anual y la tarifa con precio liberalizado. A diferencia del mercado regulado, el mercado libre ofrece precios más estables (CNMC, 2009 (Andrés, 2019)).

- Tarifa fija anual

En esta se establece un precio constante para la electricidad durante todo el año. Esta tarifa tiene un período de compromiso de un año y suele tener un precio establecido que es ligeramente superior al de otras tarifas, sin embargo, brinda cierta seguridad al cliente, ya que su coste de electricidad no está sujeto a las fluctuaciones del mercado mayorista en cada hora (CNMC, 2009).

- Tarifa con precio liberalizado

En esta situaci3n, el precio permanece constante durante un peŕodo espećfico, y una vez que este intervalo ha transcurrido, se actualiza. La duraci3n de este periodo est1 sujeta a lo acordado inicialmente con la empresa comercializadora (CNMC, 2009).

$$\text{Precio Mercado Libre} = ((\text{FPU} + \text{FEU})) * (1 + \text{IE}) + \text{AC} + \text{OS}) * (1 + \text{IVA})$$

Donde:

FPU: T3rmino de facturaci3n de potencia. [€]

FEU: T3rmino de facturaci3n de enerǵa activa. [€]

IE: Impuesto el3ctrico.

AC: Alquiler del contador. [€]

OS: Otros posibles servicios contratados. [€]

4.3 Novedades introducidas a partir de 2021

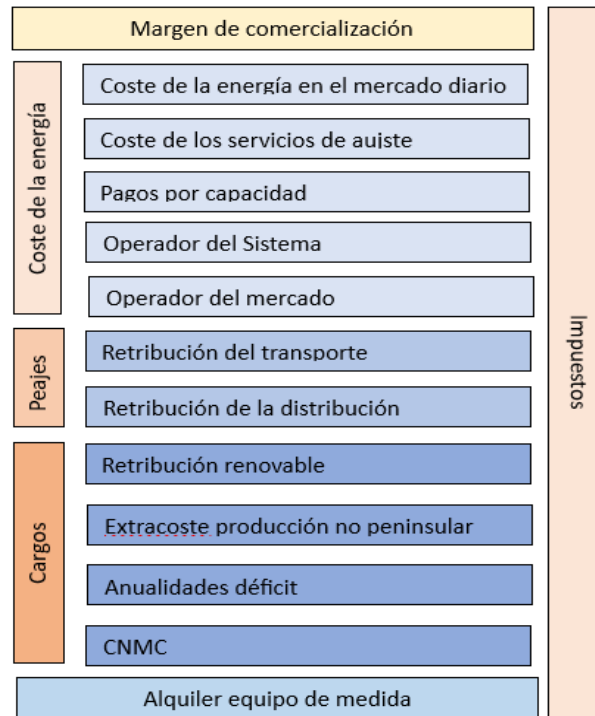
La estructura de la factura de la luz cambi3 sustancialmente en el a1o 2021 a raíz del cumplimiento de la normativa europea, concretamente fue el Real Decreto-Ley 1/2019 el que introdujo la diferenciaci3n de la tarifa de acceso entre peajes y cargos, afectando a todos los consumidores de la electricidad (Noticias Juŕdicas, 2021).

Antes de analizar la principal novedad introducida por la reforma de 2021, es importante hacer un breve desarrollo de cada uno de los factores de coste de la electricidad.

Los peajes, como ya se ha indicado previamente, son precios regulados destinados a recuperar los costes de las redes de transporte y distribuci3n y son determinados por la CNMC, mientras que los cargos son los precios regulados destinados a cubrir el resto de costes regulados, tales como la financiaci3n de las renovables, el sobrecoste de producci3n de enerǵa en los territorios no peninsulares o las anualidades del d3ficit, y son determinados por el Ministerio para la Transici3n Ecol3gica y el Reto Demogr1fico (Noticias Juŕdicas, 2021).

El importe total de la factura corresponde a la suma de los mencionados componentes tal y como se muestra en el siguiente [Gráfico 4.1]

Gráfico 4.1: Estructura de costes de la electricidad



Fuente: Elaboración propia

El coste de la energía que se consume está principalmente determinado por el precio establecido en el mercado. Este precio se calcula para cada hora del año a partir de las ofertas de venta de las empresas productoras de energía y las demandas de compra de las empresas comercializadoras y consumidores. Además del precio de mercado, el coste de la energía incluye algunos componentes regulados:

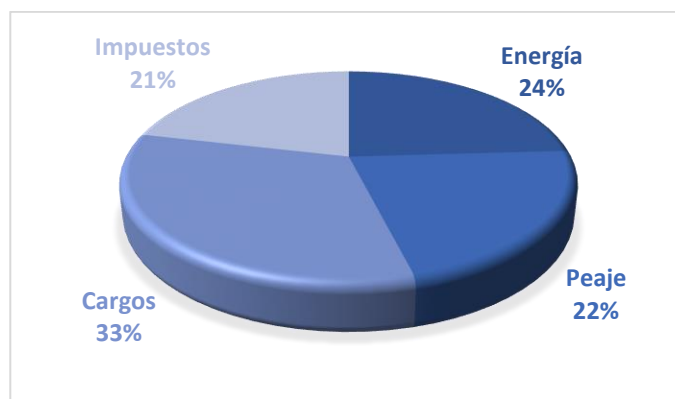
- Pagos por capacidad: Este es un coste regulado diseñado para garantizar que exista una capacidad de producción de energía superior a la necesaria, asegurando así un suministro eléctrico confiable para los consumidores.
- Operador del sistema: Esta es la remuneración del ente encargado de la gestión técnica del mercado, responsable de asegurar la coincidencia entre la producción de energía y el consumo en tiempo real.
- Operador del mercado: Este agente es responsable de la gestión económica del mercado. Su tarea principal consiste en concordar las ofertas de venta y compra de energía, determinando de esta manera el precio de la energía para cada hora del día (OMIE, 2023).

Por otro lado, la otra parte del coste de la energía depende de los costes regulados se recuperan a través de las tarifas de acceso, que incluyen diversos componentes:

1. Costes de las redes de transporte y distribución: Estos costes implican la compensación a las empresas encargadas de construir las infraestructuras para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo.
2. Costes asociados al fomento de energías renovables: Se trata de una remuneración adicional a la obtenida en el mercado, destinada a incentivar la instalación de centrales de generación de energía renovable.
3. Diferencial del coste de producción en las regiones no peninsulares: Se ajusta el precio para reflejar las diferencias de costes de producción en áreas fuera de la península.
4. Anualidades para recuperar déficits de años anteriores: Esto se hace para compensar la falta de ingresos que cubran los costes reconocidos en ejercicios anteriores (OMIE, 2023)(Andrés, 2019).

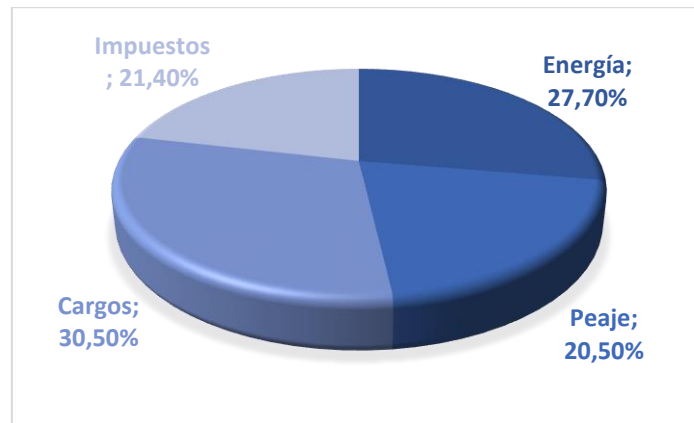
Si bien, la factura corresponde a la suma de estos factores, no todos influyen lo mismo, es decir, cada componente tiene un peso distinto en el resultado final de la factura. En sentido, es importante tener en cuenta que el coste de la energía y el peso de cada uno de los factores varían en función de si tenemos en cuenta la discriminación horaria, que a continuación se desarrollará, o no, tal y como se muestra en los siguientes gráficos.

Gráfico 4.2: Peso de los componentes en el coste de la energía sin discriminación horaria



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2022)

Gráfico 4.3: Peso de los componentes en el coste de la energía con discriminación horaria

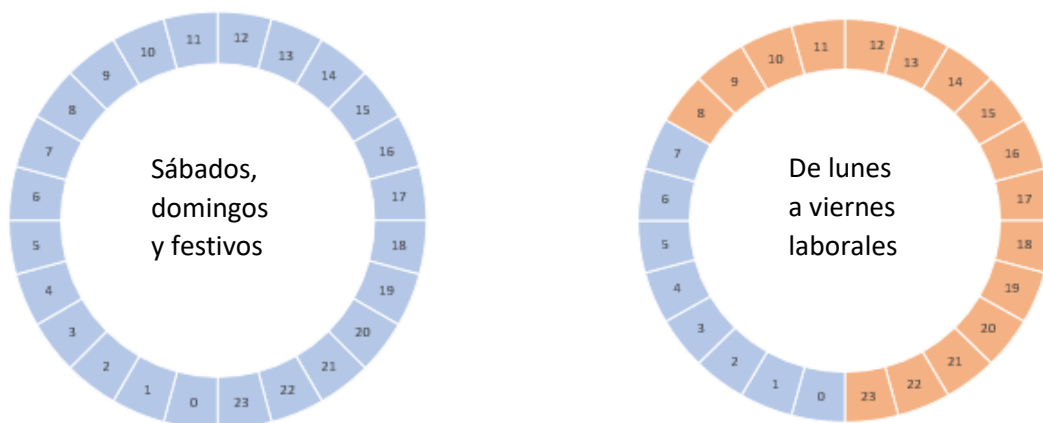


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE (2022)

La novedad más relevante de las introducidas por el Real Decreto que entró en vigor en 2021 es la referida a los precios diferenciados por tramos horarios, tanto para la potencia como para el consumo.

La potencia se diferencia en dos periodos. Se pueden contratar potencias diferentes para cada periodo. La potencia punta de 8 de la mañana a 24 de la noche. La potencia valle de 24 de la noche a 8 de la mañana, y todas las horas del sábado, domingo y festivos nacionales (Noticias Jurídicas, 2021).

Gráfico 4.4: Distribución horas punta y valle



Fuente: Elaboración propia

El consumo se diferenciará en tres periodos:

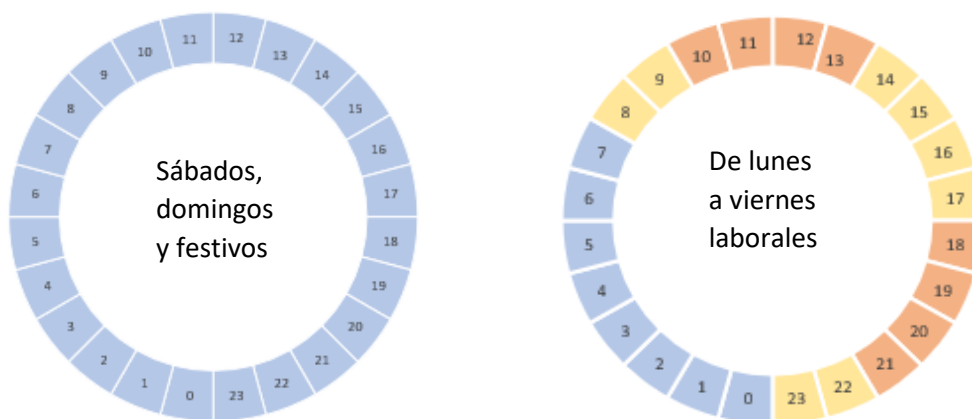
1.- El periodo de punta (naranja): con el precio más elevado, de 10 de la mañana a 2 de la tarde y de 6 de la tarde a 10 de la noche de lunes a viernes no festivos.

2.- El periodo de llano (amarillo): un precio menos caro de 8 a 10 horas, de 2 a 6 de la tarde y de 10 a 12 de la noche.

3.- El periodo de valle (azul): con un precio reducido comprende las horas nocturnas (de 0 horas a 8 de la mañana) y todas las horas del sábado y el domingo y festivos de ámbito nacional.

Hay que tener en cuenta que los periodos horarios de punta y llano se desplazan una hora hacia adelante en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla. (Noticias Jurídicas, 2021)

Gráfico 4.5: Distribución horas punta, valle y llano



Fuente: Elaboración propia

5.- ESTADO DEL PRECIO ACTUAL DE LA ELECTRICIDAD

En este apartado, se llevará a cabo una comparación detallada de las tarifas eléctricas en España en relación con el resto de los países europeos, en definitiva, se contextualizará el coste de la electricidad que los hogares españoles pagan dentro del panorama europeo.

El objetivo es determinar si las mismas tendencias y transformaciones observadas, concretamente en los dos últimos años, en España, se han replicado en otros países europeos, o si se trata de un fenómeno localizado para posteriormente analizar las causas de su encarecimiento.

El hecho de que el análisis se centre en la evolución del precio de la electricidad durante los dos últimos años se debe a que, durante este periodo de tiempo, la evolución del precio ha seguido un camino ascendente sin precedentes.

Este análisis se centrará en los precios que afectan a los hogares, excluyendo las tarifas que abonan las empresas industriales. En este sentido, se considerará como consumidor doméstico, a aquellos que consumen anualmente entre 2500 y 5000 kWh, ya que entre estos consumos ronda el consumo promedio de un hogar en un año en España (INE, 2023).

Se tendrán en cuenta una serie de factores que han afectado de manera significativa al precio de la electricidad, haciendo hincapié en aquellos que son de marcada trascendencia por el impacto que han tenido en la evolución de la tarificación eléctrica y en aquellos que son interesantes desde el punto de vista de su análisis teórico.

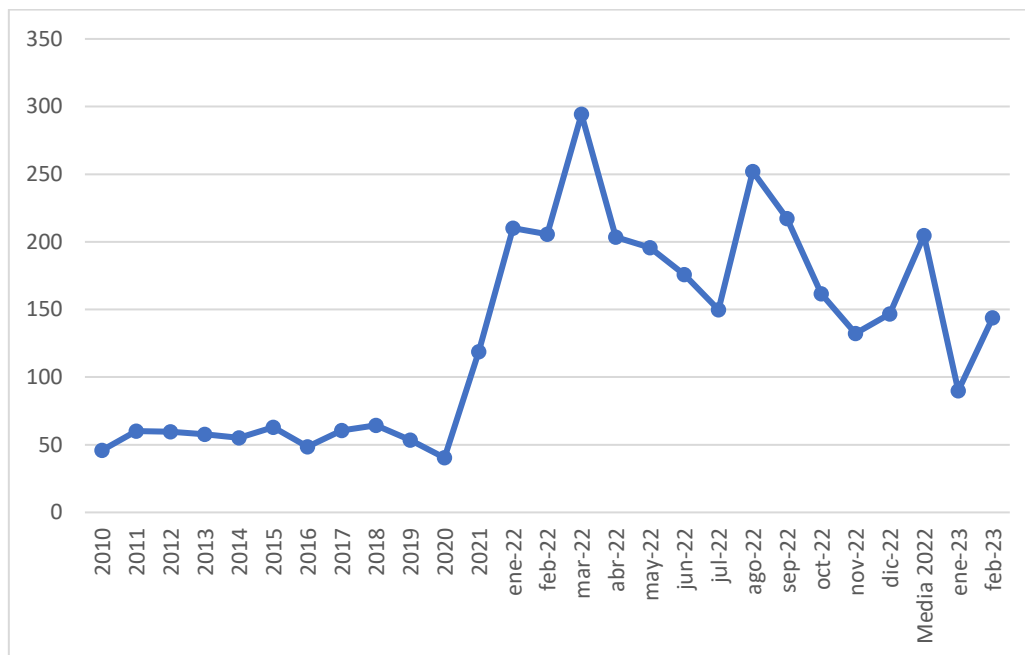
5.1 Evolución de los precios de la electricidad. Análisis comparativo con Europa.

En los últimos años, el mercado eléctrico ha sido objeto de numerosos análisis en artículos y programas de noticias, debido a que el precio se ha disparado, alcanzando niveles nunca vistos anteriormente (López, 2021).

En este sentido, ha pasado de un promedio final de 40,39 €/MWh en 2020 a 118,63 €/MWh en 2021, representando un aumento del 193,7 %, para acabar alcanzando en 2022 un promedio de 294,34 €/MWh, el más alto de la historia de España. (EuroStat, 2023).

El precio, tras alcanzar ese pico, ha ido disminuyendo paulatinamente, aunque se han producido algunas subidas, pero sin llegar a alcanzar el máximo que se alcanzó el 8 de marzo de 2022, momento en el que se registró el precio más alto de la electricidad de la historia de España, tal y como se puede apreciar en el siguiente gráfico [Gráfico 5.1].

Gráfico 5.1: Aceleración del precio final medio (en euros) en el mercado mayorista de la electricidad en España (2012-2022)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Comisión Europea (2023) y EuroStat, (2023)

Como se puede observar en el [Gráfico 5.1], el precio máximo por hora fue de 68,90 €/MWh en 2020 y 200 €/MWh en 2021, pero en el primer trimestre de 2022 se superó ampliamente este último valor. De tal manera que el 8 de marzo de 2022, se registró el precio más alto de la historia, llegando a 300 €/MWh.(EuroStat, 2022).

A pesar de que por lo general la electricidad tiende a ser más asequible durante los meses de primavera debido a una mayor producción hidráulica y una disminución de la demanda estacional, el inusual encarecimiento en marzo llevó el precio promedio final a un nivel récord de 294,34 €/MWh, casi tres veces más alto que el año anterior.

Es importante destacar que esta situación excepcional de aumento significativo en el mercado mayorista no es exclusiva del sector eléctrico español, si bien es cierto que es de las regiones más afectadas por la escalada de precios (López, 2021).

Los precios de la electricidad para los consumidores en el resto de los países de la Unión Europea también han experimentado aumentos, en mayor o menor medida, en comparación con los valores de los últimos dos años

Los cinco países con los precios más altos por kilovatio-hora en 2021 fueron Dinamarca (0,3440 €/kWh), Alemania (0,3234 €/kWh), Bélgica (0,2994 €/kWh), Irlanda (0,2974 €/kWh) y España (0,2816 €/kWh). En este sentido, los ciudadanos españoles pagaron un 18,9 % más que el promedio ponderado de todos los países de la Unión Europea, establecido en 0,2369 €/MWh (Comisión Europea, 2023; EuroStat, 2022).

Además, España se posiciona como el quinto país con el mayor aumento anual en el precio de la electricidad, pasando de 0,2298 €/kWh en 2020 a 0,2816 €/kWh en 2021, lo que representa un incremento del 22,5 %.

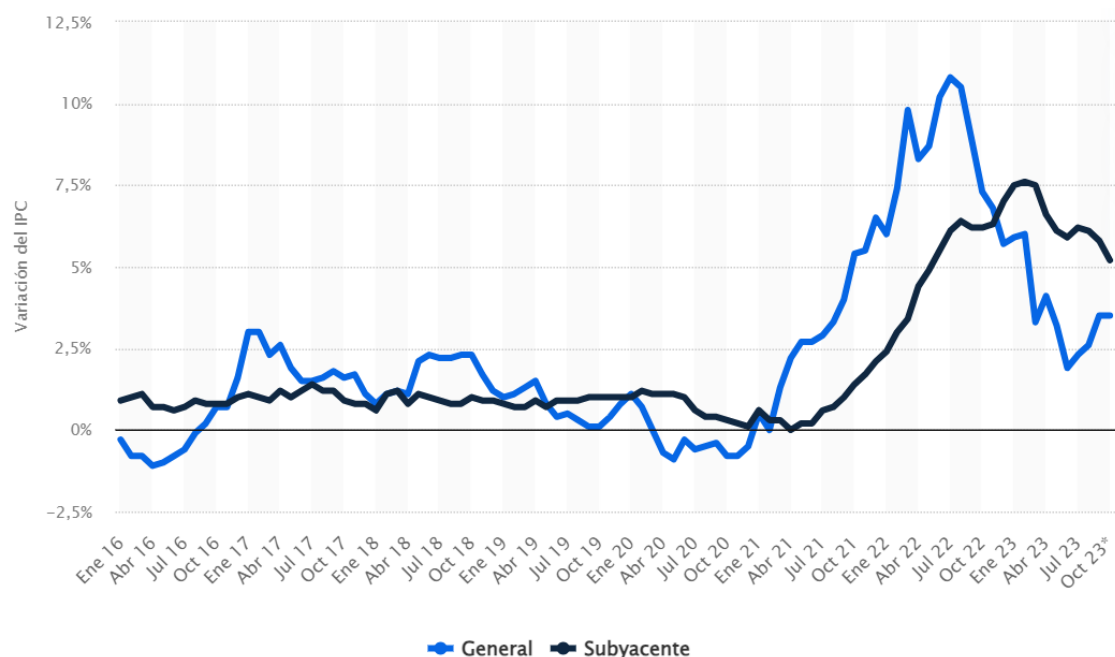
Ahora bien, si se analizan estos datos teniendo en cuenta, el precio de la electricidad en función de la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) de las monedas de los diferentes países, España pasa de ocupar el quinto puesto al segundo lugar, con 30 PPA por 100 kWh en el mapa comparativo. La paridad del poder adquisitivo es una medida de los precios en diferentes países que utiliza los precios de bienes específicos para comparar el poder adquisitivo absoluto de las monedas de los países. Esto confirma que, si todos los países tuvieran niveles de precios iguales, los consumidores domésticos españoles pagarían uno de los precios eléctricos más altos (INE, 2023).

Así, a pesar de que la evolución de los precios en los diversos mercados mayoristas ha sido similar debido a su naturaleza marginalista, la repercusión en los precios de consumo varía considerablemente. España se encuentra entre los países más afectados por el encarecimiento en el mercado mayorista de electricidad, en otras palabras, si bien es cierto que el precio de la electricidad en España ha sufrido un aumento similar al resto de países europeos, el impacto que ha tenido no solo en términos macroeconómicos si no para las economías domésticas ha sido de los más grandes

Esta situación se traduce, entre otras cuestiones, en un notable aumento del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en los últimos años tal y como se refleja en el siguiente gráfico [Gráfico 5.2] (EuroStat, 2023).

Es importante tener en cuenta para el análisis que La inflación general se calcula a partir del Índice de Precios al Consumo (IPC) y refleja la variación en los precios de una amplia gama de bienes y servicios. Por otro lado, la inflación subyacente excluye los productos energéticos y los alimentos sin elaborar, centrándose en el resto de los bienes y servicios.

Gráfico 5.2: Inflación general (IPC) y subyacente, variación en porcentaje trimestral (2016-2023)



Fuente: (EuroStat, 2023)

Específicamente, la tasa de inflación general en marzo de 2022 fue del 9,8 % y en abril del 8,4 %. Esta última cifra fue menor que la anterior debido a las medidas implementadas para mitigar el aumento de los precios de la electricidad y los combustibles, tal y como se analizará en apartados posteriores.

Al analizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) general con la inflación subyacente, se puede confirmar la importancia de los productos energéticos, especialmente el precio de la electricidad, en el cálculo del indicador. Esto se debe en parte al encarecimiento de bienes y servicios producidos por sectores intensivos en energía, que enfrentan costes más altos. Se refleja aquí la importancia del coste de la energía, como un elemento transversal para el conjunto de la economía, como se indicó con anterioridad (EuroStat, 2023)(Pacce Isabel Sánchez, 2021).

Por lo tanto, el peso significativo de la electricidad en la cesta de consumo de los hogares españoles, junto con la transferencia del aumento de precios del mercado mayorista al minorista, explica gran parte del aumento observado en la tasa de inflación de los últimos tiempos (López, 2021).

Para contextualizar los siguientes apartados, es importante tomar en consideraci3n que el mercado el3ctrico puede experimentar fluctuaciones abruptas en los precios debido a una gran variedad de factores, incluyendo la configuraci3n energ3tica nacional, los gastos asociados con la infraestructura de transporte, las condiciones clim3ticas, el contexto geopolítico y las polític3s fiscales en el 3mbito energ3tico, sin embargo, los factores concretos que van a ser objeto de estudio, por su relevancia en la fluctuaci3n de los precios y por ser interesantes desde el punto de vista te3rico, son los siguientes: El precio del gas natural, el papel del Impuesto sobre el Valor de la Producci3n de Energí3 El3ctrica y se analizar3 con especial profundidad los derechos de emisi3n de CO₂ (Pacce Isabel S3nchez, 2021).

5.2 Aumento del precio del gas natural

El informe del Banco de Espańa titulado "*El papel del coste de los derechos de emisi3n de CO₂ y el aumento del precio del gas en la reciente evoluci3n de los precios al por menor de la electricidad en Espańa*" revela que la mitad del aumento registrado en el mercado el3ctrico se debe a un r3pido incremento en el precio del gas natural en el Mercado Ib3rico del Gas (MIBGAS) (EpData, 2022) (L3pez, 2021).

MIBGAS es el operador del mercado organizado de gas en Espańa y Portugal, responsable de su funcionamiento y de la gesti3n econ3mica de sus servicios, actuando siempre bajo los principios de eficiencia, eficacia, transparencia, objetividad, no discriminaci3n e independencia. MIBGAS, como Mercado Ib3rico del Gas, contribuye a la creaci3n del mercado 3nico de la energí3, teniendo como marco de referencia el European Target Model, a similitud de otros países europeos donde funcionan este tipo de "hub gasistas" (EpData, 2022).

El European Target Model (ETM) es un marco que busca unificar y mejorar los mercados energ3ticos de la Uni3n Europea, centrado en electricidad. Su objetivo es promover la competencia, integrar las energías renovables y garantizar la seguridad del suministro y la eficiencia energ3tica en toda la regi3n. Al enfocarse en la creaci3n de un mercado 3nico el3ctrico m3s integrado y competitivo, pretende beneficiar a consumidores y operadores. El ETM establece principios y directrices para armonizar y optimizar estos mercados, impulsando así una transici3n hacia un sistema energ3tico m3s sostenible y eficiente en la UE.

Gráfico 5.3: Evolución del índice MIBGAS para España (2017-2021)



Fuente: (EuroStat, 2022)

Ahora bien, la importancia del gas en el precio de la electricidad se debe a que muchas de las centrales térmicas de cogeneración y ciclo combinado, que representan una gran parte de las tecnologías marginales, utilizan gas natural como su principal fuente de energía.

Pero ¿por qué el sector del gas está viendo esta volatilidad en los precios?

a) La subida de los precios del gas natural comenzó durante el frío invierno de 2021, marcado de manera representativa, en el caso de España, por la tormenta Filomena. El tiempo marcadamente bajo aumentó la demanda de gas natural, agotando las reservas y, como resultado, disparando los precios (World Energy Trade, 2021).

b) Con la llegada del clima agradable y la recuperación económica tras las limitaciones impuestas por la pandemia, la lucha por asegurar el suministro de gas natural se ha vuelto más intensa. Específicamente, los países europeos están trabajando para aumentar sus reservas, mientras que en Asia, donde no hay reservas propias, la demanda de gas es alta. Esto significa que, dado que la producción e inversión en fuentes de gas no pueden mantenerse al ritmo de la demanda, se están generando presiones que están impulsando los precios al alza. (López, 2021).

c) Una razón adicional es la fuerte dependencia de España en el suministro de gas natural del exterior, lo que la hace vulnerable a las dinámicas comerciales con naciones como Argelia, Qatar, Estados Unidos y Rusia, siendo este último el mayor proveedor de

Europa. A finales de febrero de 2022, la invasión de Ucrania por parte de Rusia intensifica las tensiones geopolíticas con la OTAN y reduce el flujo de gas hacia el oeste, desencadenando un aumento en los precios que alcanzan niveles sin precedentes.. Para ilustrar más claramente el impacto de la guerra de Ucrania en el precio del gas, el 24 de febrero de 2022, día en el que comenzó la guerra, el precio del gas se situó en 134€ lo que supuso un incremento del 35% respecto al día anterior (López, 2021).

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

Las centrales eléctricas suelen incluir el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), que grava la generación de electricidad con un 7 %, en sus ofertas en el mercado mayorista. Esto implica que parte del aumento en el precio del mercado mayorista se debe simplemente a cálculos, ya que al gravar una base imponible más alta debido a los factores previamente explicados, el impuesto a pagar también se incrementa.

La razón principal por la cual el mercado minorista de España se ha visto afectado más rápidamente que en otros países europeos radica en que una gran parte de los consumidores, alrededor del 38 %, están bajo la tarifa regulada o PVPC, la cual es dinámica. Estas tarifas reflejan toda la volatilidad del mercado mayorista, lo que significa que se traslada directamente al precio final para el consumidor. Por tanto, tanto las diferencias regulatorias en la tarifa como el tipo de contrato más común en el país explican la evolución de la factura eléctrica nacional. (López, 2021).

Es importante tener en cuenta, que, de forma excepcional y transitoria, se suspendió este impuesto para todos los trimestres de 2022 y 2023 como una de las medidas adoptadas por el ejecutivo para paliar la escalada en el precio de la electricidad. Esto se analizará más en profundidad en el apartado sexto.

5.4 Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂)

5.4.1 Contexto e historia

Las emisiones de gases de efecto invernadero están generando trastornos climáticos a escala mundial, manifestándose en fenómenos meteorológicos extremos.

Estos efectos profundos en la vida humana han elevado el cambio climático como una preocupación primordial para el bienestar global. Afrontar este desafío demanda una acción coordinada a nivel internacional, abordando múltiples facetas del problema.

Es fundamental adoptar medidas para adaptarse a los cambios climáticos, lo que implica la anticipación mediante la construcción de infraestructuras para hacer frente a eventos como el aumento de las temperaturas, la disminución de las precipitaciones en diversas regiones y el incremento del nivel del mar. Simultáneamente, es crucial implementar acciones de mitigación que faciliten la transición desde actividades con altas emisiones hacia prácticas más sostenibles. Esto requiere incentivar dicha transición mediante el aumento de impuestos sobre las emisiones y la reducción de las subvenciones a los combustibles fósiles, entre otras medidas clave (Banco de España, 2022).

A nivel internacional, estas cuestiones se plantearon, entre otros, en el famoso Protocolo de Kioto que supuso el primer compromiso a nivel global para poner freno a las emisiones responsables del calentamiento global y sentó las bases para futuros acuerdos internacionales sobre cambio climático. Aunque el Protocolo fue firmado el 16 de marzo de 1998, su entrada en vigor no se produjo hasta el 16 de febrero de 2005 (Fernández, 2022).

En este contexto, se crea el "régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea" (RCDE UE), que está en vigor desde 2005. El RCDE tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas involucradas en las industrias más contaminantes mediante un sistema de "limitación y comercio" (Comisión Europea, 2022).

Por un lado, en cuanto a la "limitación", se establece una cantidad máxima de gases de efecto invernadero que cada instalación puede emitir anualmente, con una reducción progresiva de este límite con el tiempo. Para cumplir con este límite, las instalaciones tienen derechos de emisión asignados gratuitamente y también pueden adquirir derechos adicionales a través de subastas. En cuanto al "comercio", las instalaciones pueden comprar y vender derechos de emisión en el mercado según sus necesidades. En este sentido, si una instalación emite una cantidad de gases que corresponde a un menor número de derechos de lo que tiene atribuidos, esta puede vender esos derechos excedentes en el mercado, mientras que, si emite más, debe comprar derechos adicionales para cubrir la diferencia y evitar multas (Comisión Europea, 2022).

5.4.2 Evolución de su precio

Entre 2013 y 2018, los precios de los derechos de emisión de CO₂ se mantuvieron relativamente estables. Sin embargo, a principios de 2018, entró en vigor una revisión del marco normativo en línea con el Acuerdo de París de 2015. Este acuerdo internacionalmente vinculante estableció el objetivo de que las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se reduzcan en un 40% para 2030 en comparación con los niveles de 1990 (Banco de España, 2022).

Las modificaciones normativas implementadas desde principios de 2018 incluyeron, en primer lugar, un aumento gradual del ritmo anual de reducción del límite máximo de emisiones, pasando del 1.74% al 2.2% a partir de 2021. Además, se redefinieron los derechos de emisión como instrumentos financieros, lo que implicó que los participantes en el mercado incluyeran no solo a las empresas con exceso o déficit de derechos de emisión si no a terceras empresas (Banco de España, 2022).

Por último, se estableció la "reserva de estabilidad de mercado", una medida diseñada para abordar posibles desequilibrios entre oferta y demanda en el mercado de derechos de emisión, evitando fluctuaciones abruptas en los precios, que se pudieran trasladar en otros mercados conexos como el de la electricidad. Esta reserva, en funcionamiento desde enero de 2019, se financió mediante la transferencia de derechos de emisión por valor de 900 millones de euros, inicialmente destinados a subastas entre 2014 y 2016. Estas subastas se habían pospuesto para abordar el excedente acumulado de derechos de emisión después de la crisis financiera global.

La reducción paulatina de los derechos de emisión que se asignan a cada empresa, para cumplir con los objetivos climáticos, resultaron en un aumento en los precios de los derechos durante 2018. Posteriormente, entre 2019 y el inicio de la crisis del COVID-19, los precios se mantuvieron estables. Sin embargo, la pandemia redujo significativamente la demanda de derechos de emisión por parte de las empresas, disminuyendo así sus precios debido a la disminución global de la actividad económica, pero tras esta, la recuperación de los niveles de producción normales (prepandemia) produjo un rebote en los precios, alcanzado estos niveles históricos como se puede observar en el siguiente gráfico [Gráfico 5.4] (Banco de España, 2022).

Gráfico 5.4: Evolución del precio de los derechos de emisión (2013-2022)



Fuente:(Banco de España, 2022)

5.4.3 La relación entre el precio de los derechos de emisión de CO₂ y los precios de la electricidad en el mercado mayorista

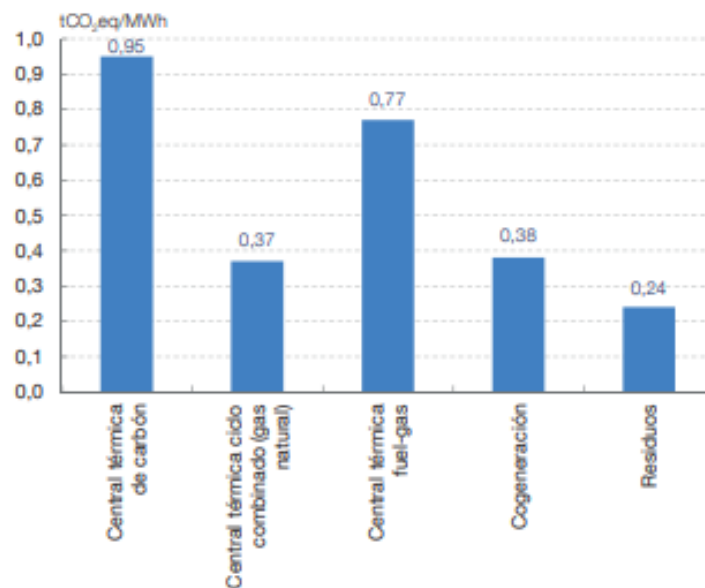
Las generadoras de electricidad que emiten gases de efecto invernadero suelen reflejar completamente las variaciones en los precios de los derechos de emisión en sus ofertas. Las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, como carbón, gas o fuel, enfrentan costes tanto por la materia prima como por los derechos de emisión de CO₂ necesarios para la producción. Estos costes suelen ser altos, ya que, al utilizar tecnologías altamente contaminantes, necesitan adquirir un gran volumen de permisos. Al establecer sus precios de oferta, estos generadores incluyen en sus costes la amortización de lo que les supuso adquirir los derechos de emisión necesarios para poder desarrollar su actividad, lo que resulta en precios de oferta más altos a medida que aumentan los precios de los derechos (Banco de España, 2022).

La inclusión de los precios de los derechos de emisión en las ofertas crea incentivos a medio y largo plazo para invertir en tecnologías más limpias. Dado que todos los oferentes reciben el precio de casación del mercado, un aumento en este precio debido

al incremento de los costes de los derechos de emisión genera ingresos adicionales para fuentes de generación menos contaminantes. Estos incentivos sostenidos a lo largo del tiempo favorecen el objetivo de lograr una generación de energía eléctrica libre de emisiones contaminantes en el futuro.

Como resultado de los incentivos creados por los mercados de derechos de emisión de CO₂ y del cierre gradual de las centrales térmicas de carbón, las emisiones de gases contaminantes en el sector eléctrico han decrecido en los últimos años. Esta reducción fue especialmente notable, alcanzando el 35% entre 2017 y 2019, principalmente debido a la menor generación de electricidad a partir de centrales térmicas de carbón. Además, el aumento de la energía obtenida de centrales de ciclo combinado, que emiten aproximadamente la mitad de los gases de efecto invernadero en comparación con las centrales de fueloil y gasoil, y alrededor del 40% en comparación con las centrales de carbón, también contribuyó a esta disminución (Banco de España, 2022).

Gráfico 5.5: Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad a través de distintas tecnologías



Fuente:(Banco de España, 2022)

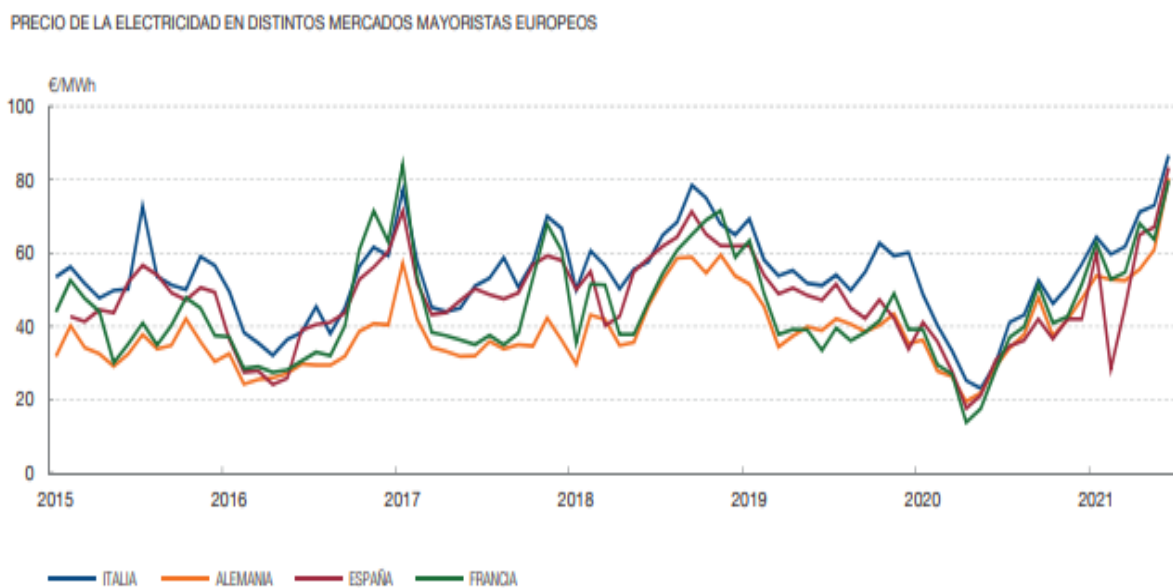
En 2022, los precios de la electricidad entre abril y junio fueron inusualmente altos en comparación con patrones históricos. Esto se debe en gran parte a la presión al alza ejercida por las centrales eléctricas de ciclo combinado en los precios diarios de casación. Este aumento se atribuye fundamentalmente a los dos factores ya analizados.

Por un lado, el incremento significativo en el precio del gas, utilizado por estas centrales para generar enerǵa, y por otro, el aumento en los precios de los derechos de emisi3n de gases de efecto invernadero asociados con la generaci3n de electricidad en estas centrales. Este ́ltimo factor ha influido notablemente en los precios de producci3n de estas tecnoloǵas. La tecnoloǵa de ciclo combinado ha experimentado un aumento considerable en los precios ḿnimos requeridos en las ofertas realizadas en el mercado mayorista de electricidad. Adeḿs, estas centrales han reducido su producci3n recientemente, lo que sugiere dificultades para cubrir sus costes de producci3n a pesar de los altos precios de casaci3n.

5.4.4 Comparativa del efecto de su encarecimiento entre los páses europeos

El de los derechos de emisi3n ha tenido un impacto significativo en el coste de la electricidad en el mercado mayorista, y este fen3meno no se limita solo al mercado espaol. Como se puede observar en el siguiente gŕfico [Gŕfico 5.6], los páses ḿs fuertes de la zona del euro han experimentado incrementos de precios similares en estos mercados desde principios de 2021. Esto se debe a que los mercados mayoristas de electricidad en Europa comparten un sistema marginalista en la determinaci3n de precios (Banco de Espaia, 2022).

Gŕfico 5.6: Precio de la electricidad en distintos mercados mayoristas europeos



Fuente:(Banco de Espaia, 2022)

Es cierto que la forma en que estos cambios en los precios de la electricidad en los mercados mayoristas afectan a los precios para los consumidores finales varía considerablemente entre los países. En particular, en España, el precio final de la electricidad para los hogares es mucho más volátil que en las principales economías de la Unión Económica y Monetaria (UEM) como ya se ha analizado. Esta volatilidad es única para la electricidad, ya que los precios de otros tipos de energía muestran un grado de homogeneidad mayor entre los países

Para entender estas diferencias en la forma en que los cambios en los precios de la electricidad en los mercados mayoristas europeos se reflejan en los precios para los consumidores finales, es crucial analizar las particularidades del mecanismo de fijación de precios en estos últimos. Como ya se ha desarrollado anteriormente, en España, alrededor del 40% de los hogares están inscritos en un sistema de precios dinámicos conocido como PVPC. Este sistema se distingue por la frecuencia elevada de revisiones de precios, lo que significa que los movimientos en los precios del mercado mayorista se reflejan de manera más rápida y completa en los precios pagados por el consumidor final. Este patrón también se observa en otros mercados europeos donde existe una proporción significativa de consumidores que participan en sistemas basados en contratos de precios dinámicos, como en Suecia o Estonia (Banco de España, 2022).

Con este trasfondo, a pesar de que el comportamiento de los precios de los mercados mayoristas ha sido similar en las distintas economías europeas, la traslación de la subida para los consumidores finales ha sido diferente en cada una de ellas, siendo especialmente brusca en países como España, lo que se explicaría por las diferencias en algunas características de los respectivos mercados, en particular por lo que respecta a su regulación y al sistema de fijación de precios para el consumidor final (Banco de España, 2022).

5.4.5 Impacto de los derechos de CO₂ sobre el precio de la electricidad en el momento la crisis energética (2021-2022-2023)

A lo largo del año 2021, la Unión Europea experimentó, como ya se ha explicado un considerable aumento en los precios de los derechos de emisión en el mercado, lo cual está directamente relacionado con un incremento en la ambición de los objetivos de reducción de emisiones.

Las empresas afectadas por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) son aquellas cuyos procesos industriales generan una gran cantidad de gases de efecto invernadero. Esto se aplica especialmente a la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, que representa casi la mitad de estas emisiones, como se mencionó previamente. En consecuencia, el aumento en el precio de los derechos de emisión ha ocasionado un notable aumento en los costes de producción de electricidad mediante tecnologías que emplean combustibles fósiles y emiten gases de efecto invernadero (Banco de España, 2022).

En Europa, el mercado mayorista de electricidad sigue un sistema marginalista en el cual todos los generadores reciben el mismo precio, determinado por el equilibrio entre la oferta y la demanda. Este precio se relaciona con los costes marginales de producción de la tecnología más cara disponible. La lógica subyacente es incentivar la producción a través de métodos no contaminantes, como las tecnologías eólicas o solares, cuyos costes marginales son muy bajos. Estas tecnologías se benefician de la tarifa establecida a partir de las tecnologías más costosas y contaminantes. A su vez, dado que el precio de la electricidad para los consumidores finales se basa en parte en los precios del mercado mayorista, este proceso ha contribuido al aumento en el coste de vida para los hogares.

Los precios de los derechos de emisión aumentaron de 30,9 euros por tonelada de CO₂ equivalente en diciembre de 2022 a 52,8 euros en junio de ese mismo año. Dado que las centrales de ciclo combinado emiten alrededor de 0,37 toneladas de CO₂ equivalente por megavatio/hora, este aumento de precios habría añadido aproximadamente 8,1 €/MWh al precio mayorista de la electricidad (Banco de España, 2022).

En definitiva, en el período comprendido entre diciembre de 2020 y junio de 2022, los precios del mercado mayorista de la electricidad experimentaron un aumento considerable como ya se ha analizado en apartados anteriores. De acuerdo con las estimaciones del Banco de España, una quinta parte del aumento del precio de la electricidad se explicaría por el encarecimiento de los derechos de emisión de CO₂, a su vez atribuible a los cambios normativos recientes con el objetivo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Europa (Banco de España, 2022).

6. MEDIDAS PROPUESTAS PARA PALIAR EL ENCARECIMIENTO DE LA ACTIVIDAD

La Comisión Europea y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía emitieron, entre el año 2020 y el 2022, una serie de sugerencias para que los países miembros afrontaran la crisis energética. En particular, la Comisaria de Energía, argumentó que la transición energética constituye la única alternativa viable para asegurar un suministro sostenible y disminuir la dependencia del exterior (Energía y Sociedad, 2021) (López, 2021) .

Esto es crucial debido a que la alta volatilidad de los precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales afecta a todos los sectores económicos, tal y como se ha explicado anteriormente (RTVE, 2021).

Además, se puede afirmar que, dadas las circunstancias actuales, no hay un modelo alternativo al mercado eléctrico europeo basado en precios marginales que pueda reducir el coste mayorista y al mismo tiempo repartir los recursos de manera eficiente y mantener precios competitivos (Energía y Sociedad, 2021).

Todo ello terminó con que, en respuesta a la situación de los precios de la electricidad, que ha coincidido con la recuperación económica tras la crisis sanitaria del COVID-19 y en el marco regulador de la Unión Europea, el ejecutivo español ha implementado o propuesto una serie de medidas para reducir el coste de la factura eléctrica tanto en el corto como en el medio plazo.

A continuación, se realizará un análisis de cada una de estas medidas relacionándolas con los principales factores que provocaron la subida del precio estudiada en el apartado anterior.

6.1 Reducción de la fiscalidad energética

A través del Real Decreto Ley (RDL) 12/2021 del 24 de junio, se decidió suspender temporalmente el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica, analizado en apartados anteriores. Esta medida elimina uno de los principales factores de coste para los productores de energía. Esta suspensión, que no afecta la sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico vinculada al déficit tarifario,

permite ofrecer energía a precios más competitivos, lo cual beneficia directamente a los consumidores (EnergiGreen, 2021).

Además, el mismo decreto introduce otro cambio en línea con la Directiva 2006/112/CE sobre el Impuesto sobre el Valor Añadido. Se reduce así el IVA del 21 % al 10 % para todos los contratos de energía eléctrica con una potencia fija de hasta 10 kW. Esto incluye la mayoría los sujetos que se encuentran en situación de mayor vulnerabilidad. Sin embargo, esta reducción tiene un requisito pues solo se aplica cuando el precio promedio del mercado mayorista en el mes anterior a la facturación supera los 45 €/MWh (Marcos Pernia, 2022) (López, 2021).

Es importante señalar que el IVA ha sido objeto de críticas significativas por dos razones principales: en primer lugar, se percibe como una carga doble para el contribuyente, ya que grava todos los componentes de la factura eléctrica, incluidos los impuestos que ya se han aplicado previamente, como se detalló anteriormente. Asimismo, se critica porque un servicio tan fundamental como la electricidad está sujeto al tipo general de IVA, a diferencia de otros servicios esenciales, que según la ley deberían recibir un trato fiscal más favorable mediante la aplicación de tipos reducidos. (López, 2021).

También hay que tener en cuenta que el RDL 17/2021 del 14 de septiembre introdujo una reducción excepcional del tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE), que disminuye del 5.11 % al 0.5 %. Este impuesto indirecto, que recae sobre el consumo eléctrico, se armoniza a nivel comunitario según la Directiva 2003/96/CE. Esta directiva establece un nivel mínimo de imposición de 0.5 €/MWh para el consumo profesional y 1 €/MWh para otros casos (EnergiGreen, 2021).

Estas tres modificaciones fiscales mencionadas se terminaron prorrogando hasta 31 de marzo de 2024.

6.2 Bono social y el denominado “Escudo Social”

La crisis energética y la inestabilidad en los precios del mercado mayorista de electricidad han golpeado fuertemente a los grupos más vulnerables, especialmente a aquellos que dependen de la tarifa regulada o PVPC. Para ello, surgen estas medidas que

permiten obtener descuentos, siempre y cuando cumplan con los requisitos de ingresos y familiares exigidos (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

En este sentido, se aumentó el descuento proporcionado por el Bono Social Eléctrico. Para los "consumidores económicamente vulnerables", el descuento se ha incrementado del 25 % al 60 %, mientras que para los "consumidores vulnerables severos" ha pasado del 40 % al 70 % (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022) (López, 2021).

En otro plano, el Escudo Social o Suministro Mínimo Vital (SMV), diseñado para proteger a los consumidores vulnerables que sufren pobreza energética y no pueden pagar sus facturas de electricidad y gas durante seis meses o más, ha extendido el período durante el cual se prohíbe cortar el suministro (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, 2022).

Estas dos medidas fueron implementadas a través del Real Decreto Ley (RDL) 17/2021 del 14 de septiembre, con el objetivo de aliviar la carga del coste de los servicios energéticos básicos para más de millón y medio de personas (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

6.3 Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico

En diciembre de 2020, el ejecutivo dio su aprobación a la propuesta de establecer el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). Sin embargo, hasta el día de hoy, esta iniciativa sigue siendo un Proyecto de Ley que se está tramitando con carácter de urgencia (López, 2021).

Este fondo tiene cuatro objetivos fundamentales: primero, reducir los costes de electricidad para los hogares y las empresas; segundo, proporcionar certeza a las inversiones que impulsan la transición energética, que tiene un gran potencial de crecimiento e implementación en España; tercero, fomentar la electrificación de la economía; y cuarto, garantizar la sostenibilidad y el equilibrio del sector, que se ha visto afectado tanto por la mayor eficiencia energética por lo que se ha reducido la demanda, como por la transición del carbón hacia fuentes más limpias en la matriz energética (Rafael Salas y Miguel Sebastián, 2023).

La particularidad de este fondo radica en que elimina por completo los cargos relacionados con la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos de la factura eléctrica, que actualmente son sufragados por los consumidores del sistema eléctrico. A pesar de que esta política modifica la forma de pago de estas primas, el monto total destinado no sufre alteraciones (López, 2021).

La financiación del FNSSE provendrá de los comercializadores de diversos sectores energéticos, no solo del eléctrico. Esto incluirá a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, las empresas que comercializan gas natural y electricidad, así como los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, junto con los consumidores directos de estos productos. Además, el fondo tomará parte de los ingresos generados por las subastas de derechos de emisión de CO₂ y los impuestos entre los que destaca el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (López, 2021).

Esta medida tiene como objetivo aumentar progresivamente el apoyo económico a la generación RECORE, incrementándolo en un 20 % anual durante los próximos cinco años a partir de su implementación. Las contribuciones de los comercializadores se realizarán a través de pagos trimestrales proporcionales a sus ventas estimadas, después de deducir los ingresos obtenidos de otras fuentes de financiamiento, como impuestos energéticos o subastas de derechos de emisión de CO₂. Además, para garantizar la equidad y la redistribución, los sectores con menor capacidad para adaptarse al nuevo sistema podrán beneficiarse de exenciones y bonificaciones (López, 2021).

6.4 Establecimiento del límite máximo al precio del gas natural, la denominada “Excepción Ibérica”

Tal vez la medida más mediática por su controversia política ha sido la “excepción ibérica”, el conocido como el tope al gas.

En el Real Decreto Ley (RDL) 10/2022 del 13 de mayo se establece una herramienta temporal que controla el coste de producción de la tecnología marginal, que generalmente suele ser el gas natural. Este ajuste pone un límite al aumento de precios en el consumidor final.

Esta medida, también conocida como “el tope al gas” es una compensación que se otorga a las instalaciones de generación eléctrica que utilizan combustibles fósiles, como gas natural, carbón y cogeneración, con el objetivo de reducir los precios que ofrecen en el mercado mayorista de electricidad. Esto tiene un impacto directo en los consumidores finales, ya que contribuye a disminuir los precios que pagan por la electricidad.

Este tope opera estableciendo un límite a los beneficios obtenidos por las tecnologías "inframarginales" como la solar, eólica, hidroeléctrica y nuclear, reduciendo así el coste promedio para los consumidores (Pons, 2022) (Hidalgo-Pérez, 2021).

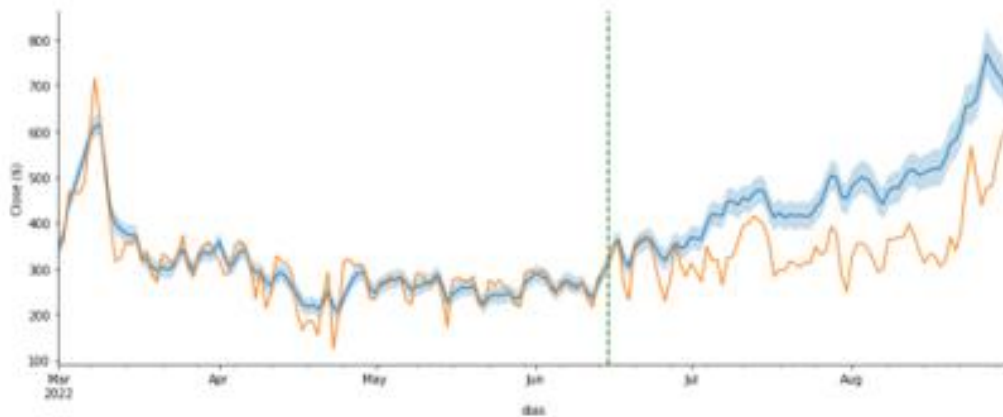
La compensación se calcula como la diferencia entre la oferta de una central de ciclo combinado en el mercado mayorista, considerando dos precios de gas: uno del mercado (según MIBGAS) y otro fijo por ley, comenzando en 40 €/MWh durante los primeros seis meses y aumentando en 5 €/MWh cada mes hasta llegar a 70 €/MWh. Esta compensación se financia a través de todos los consumidores y forma parte de la tarifa eléctrica, lo que ha limitado el ahorro para los consumidores con tarifas reguladas (PVPC) y ha llevado a algunos consumidores en el mercado libre a pagar más después de renovar sus contratos (Pons, 2022) (Hidalgo-Pérez, 2021).

A pesar de esto, el sistema asegura un ahorro neto en la factura para todos los consumidores en comparación con lo que hubieran pagado sin el tope.

El coste adicional de la compensación siempre será menor que el exceso de ingresos que las tecnologías inframarginales habrían obtenido debido a los altos precios del gas, los cuales los consumidores habrían tenido que pagar en forma de tarifas más altas. En definitiva, aunque la compensación se financia por cada uno de los consumidores, dicha compensación va a ser inferior a lo que supondría el aumento del precio de la electricidad como consecuencia de la traslación de la subida del precio del gas (Pons, 2022) .

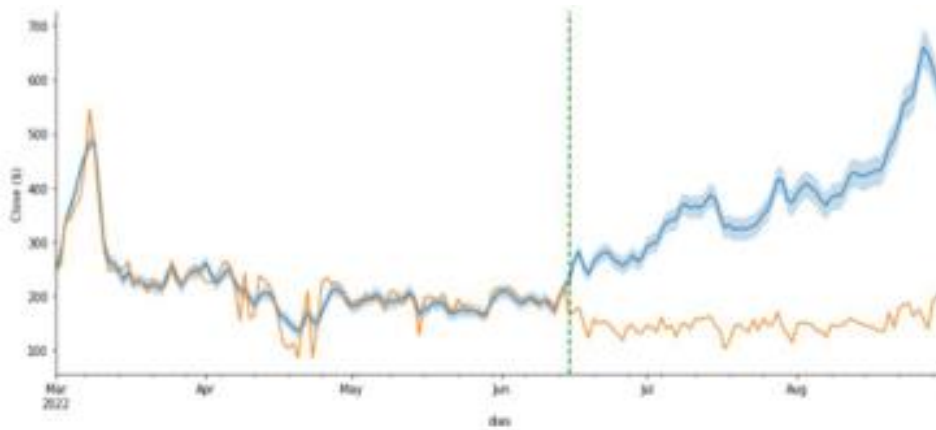
Ahora bien, ¿cuál ha sido el impacto del tope al gas sobre los precios finales de la electricidad? A continuación, se muestran dos gráficas que reflejan la situación real derivada de la aplicación del tope al gas y una situación simulada en la que se muestra el precio del PVPC y del precio mayorista en el supuesto de no haber aplicado esta medida (Esade, 2022).

Gráfico 6.1: Evolución del PVPC y su estimación sin el tope del gas



Fuente:(Santiago Blanco,2022)

Gráfico 6.2: Evolución del precio mayorista en España y su estimación sin el tope del gas



Fuente:(Santiago Blanco, 2022)

Para entender mejor estas gráficas, en términos monetarios, el ahorro medio desde el 15 de junio de 2022, en el que entró en vigor la medida hasta 1 junio de 2023, sería de unos 113,9 €/MWh, lo que supone un ahorro acumulado de 8.881,1 €/MWh. Para hacernos una mejor idea del impacto esta cifra, y con la información recogida por el Panel de Hogares de la CNMC, si asumimos que un hogar medio consume unos 8 kWh por día,

este se ahorró desde el 15 de junio hasta el 31 de diciembre de 2022 unos 69 euros de media. Dado que unos 10 millones de hogares están acogidos al PVPC, el ahorro para el período estudiado estaría cercano a los 690 millones de euros. A esto hay que añadir el ahorro indirecto que se producirá en los casi 20 millones de hogares en el mercado libre, los cuales, cabe esperar que hubieran pasado a pagar mayores precios tras la renovación de sus contratos en caso de no haberse aplicado el tope (Esade, 2022) (Paulo Brito, 2023) (Hidalgo-Pérez, 2021).

Es importante mencionar que, aunque la excepción ibérica fue prorrogada en un primer momento hasta el 31 de mayo de 2022 y posteriormente hasta el 31 de diciembre de 2023, si bien es cierto que estuvo inactiva desde el 23 de febrero de 2023 por no cumplirse las condiciones para su aplicación mencionadas anteriormente.

6.5 Otras medidas de carácter secundario

Además de las políticas ya analizadas, se emplearon varias medidas adicionales contribuyan a mitigar el aumento actual y los posibles aumentos futuros en los precios de la energía eléctrica.

Reducción de Cargos: A través del Real Decreto Ley (RDL) 6/2022 del 29 de marzo, se prolongó la reducción del 55 % en los "cargos" hasta el 31 de diciembre de 2023. A pesar de esto, las comercializadoras incrementaron los precios del kilovatio-hora en respuesta a la inestabilidad del contexto, contrarrestando parte del efecto de esta medida (López, 2021).

Mercado a Plazo Líquido: Debemos partir de la idea de que un mercado a plazo líquido proporciona a los agentes referencias o proporciones precisas para evaluar y negociar futuros precios.

La liquidez adecuada facilita la formación de expectativas sobre los precios futuros. En contraste, la falta de liquidez, como en el caso del mercado español, dificulta la determinación de precios y aumenta la prima de riesgo en la contratación.

Para mejorar esto, se propone introducir un mecanismo de subasta para contratos de compra de energía a largo plazo generada por tecnologías no emisoras de CO₂. Esto no solo promoverá la competencia en la comercialización, sino que también ofrecerá

electricidad respetuosa con la descarbonización a precios asequibles para los consumidores finales (López, 2021).

Agilización de Proyectos Renovables y Autoconsumo: Para reducir la dependencia energética y acelerar la transición, el RDL 6/2022 del 29 de marzo presenta una serie de disposiciones para facilitar la tramitación de proyectos renovables y facilitar el autoconsumo de energía renovable (López, 2021).

Recordemos que la capacidad de autoabastecimiento solucionaría varios problemas simultáneamente. Por un lado, el autoconsumo de energías renovables ayudaría a conseguir el objetivo de reducción de emisiones, por otro, resolvería los problemas de dependencia energética que adolece toda Europa, pero España en especial (Fernández Gómez, 2021) (López, 2021).

Revisión de Parámetros Retributivos: Se introduce una revisión de los parámetros retributivos para instalaciones de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE) complementando los ingresos del mercado (López, 2021).

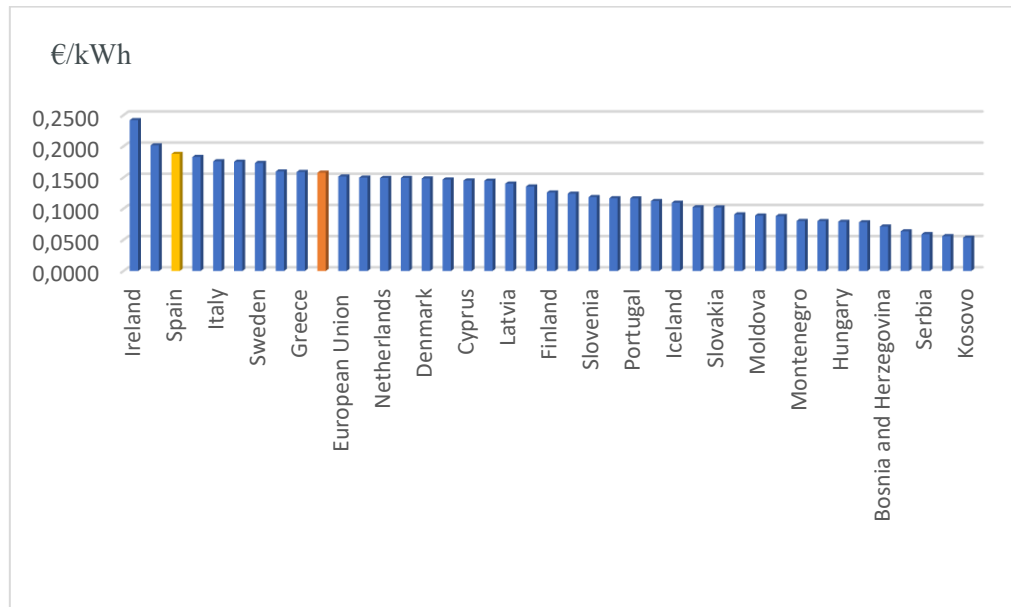
6.6 Resultados de las medidas en el precio actual de la electricidad

A lo largo de los apartados anteriores se ha analizado, por un lado, la coyuntura económica, social y política que dio lugar a una escalada del precio de la energía sin precedentes y por otro, las medidas que tanto gobiernos como reguladores han implementado para controlar la misma. A pesar de que muchos de esos factores eran comunes a las diferentes economías europeas, el impacto de esa subida no fue el mismo para todos y, como se ha visto, España, dentro de un contexto inflacionista, ha sido de las economías más afectadas por la escalada de precios.

En este contexto, cabe preguntarse cuál ha sido el impacto de las medidas adoptadas y si estas han resultado ser eficaces. Para ello, se va a analizar la situación en la que se encontraba el precio de la electricidad en España antes y después de las medidas.

Como se puede observar en el siguiente gráfico [Gráfico 6.3], el precio de la electricidad en España (amarillo) se encontraba claramente por encima de la media de los países de la Unión Europea (naranja).

Gráfico 6.3: Comparativa del precio medio de la electricidad en hogares en los países de la Unión Europea durante el segundo semestre del 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EuroStat (2023)

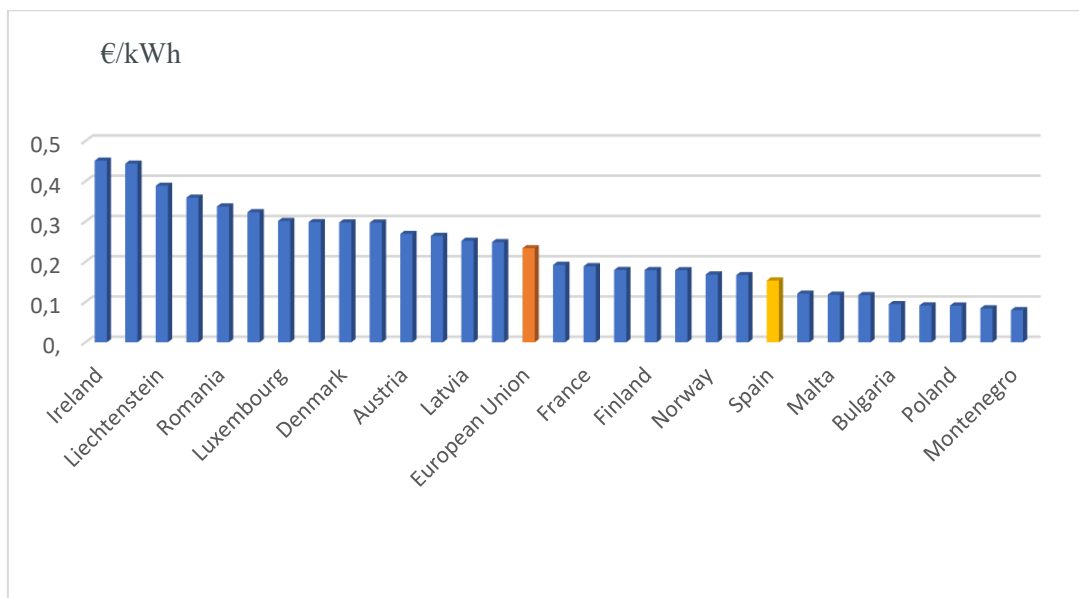
Además, tal y como se ha indicado en apartados anteriores, no solo el precio en términos absolutos es relevante si no el impacto real que ha tenido sobre la economía de los sujetos. En España, como ya se ha indicado, el impacto de la escalada de precios sobre los usuarios finales de la electricidad fue o ha sido superior que en otros países vecinos y esto tal vez es lo que ha llevado al ejecutivo a tomar las medidas analizadas en el apartado anterior.

Muchas de ellas han sido publica y políticamente muy controvertidas, sin embargo, los datos muestran que han tenido un impacto muy positivo, al menos, desde el punto de vista del consumo en los hogares. En el siguiente gráfico [Gráfico 30] se puede apreciar claramente el efecto de esas medidas.

España ha pasado de estar considerablemente por encima de la media de países europeos en el segundo semestre del 2021 a estar por debajo de la media en el primer semestre de 2023, siendo estos los últimos datos disponibles en la base Eurostat, la Oficina Estadística de la Unión Europea.

Este análisis no es trivial pues con esta comparación se puede observar el efecto de las medidas adoptados. Mientras que a finales de 2021 había medidas que aún no habían entrado en vigor, como la excepción ibérica, que se empieza a aplicar el 15 de julio de 2022, o bien que se habían empezado a aplicar, pero no había transcurrido suficiente tiempo como para mostrar sus efectos, el primer semestre de 2023 es un escenario más que realista de los resultados logrados.

Gráfico 6.4: Comparativa del precio medio de la electricidad en hogares en los países de la Unión Europea durante el primer semestre de 2023



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EuroStat (2023)

Para finalizar, también es importante tomar en consideración, la existencia de determinadas medidas que, si bien han ayudado a paliar las consecuencias negativas de la subida de los precios de la electricidad, sus efectos no se ven reflejados en el análisis anterior ya que no tienen un impacto directo en los precios, por lo que podrían pasar inadvertidas. Tales medidas son aquellas que tratan de proteger a los sujetos más vulnerables ante esta situación, siendo el ejemplo más representativo, el “Escudo Social” explicado en el apartado anterior.

CONCLUSIONES

- Por todo lo expuesto a lo largo del trabajo, se puede observar que el sector eléctrico es un elemento central en la economía, no solo española, sino de todos los países.

- Ahondando en el caso español y a raíz del desarrollo realizado sobre la evolución del sector en nuestro país, podemos resaltar dos cuestiones. Por un lado, el indudable impacto que las condiciones de la energía, tales como su precio o disponibilidad, tienen en la economía en su conjunto. Por otro, en relación con la evolución regulatoria, a pesar de seguir la misma senda de otros países europeos, tratando de ir en un camino orientado a la liberalización, se cometieron errores que supondrían posteriormente enormes costes tanto cuantitativos como cualitativos para la economía del país.

- En este sentido, a pesar de que la liberalización no se ha alcanzado de manera plena, prueba de ello son ciertos vestigios de estricta regulación que podemos encontrar en el sector, como la existencia de una tarifa regulada o la nacionalización de la red de transporte, sí que se ha avanzado mucho desde el último cuarto del siglo pasado. Hoy en día nos encontramos ante una coyuntura energética mucho más eficiente, competitiva y, sobre todo, armonizada con el resto de los países europeos.

- A raíz del análisis de la estructura del sector, son dos las conclusiones fundamentales. En primer lugar, la búsqueda de la liberalización de las actividades potencialmente competitivas, la generación y la comercialización, y la protección de las actividades indispensables para garantizar la seguridad y constancia del suministro, el transporte. En segundo lugar, es evidente que este sector está absolutamente influenciado por la búsqueda de una energía más limpia, habiendo implementado medidas de todo tipo para incentivar nuevos métodos de generación más respetuosos con el medioambiente.

- Uno de los ejes fundamentales del estudio era analizar y comprender tanto el mecanismo de fijación de precios de la electricidad como la estructura de la factura de la luz. Se han analizado de manera sucinta los principales mercados que componen el sector y de nuevo se puede apreciar que a pesar de que se trata de incentivar la competencia y en cierta medida el libre mercado, existen ciertas restricciones que limitan el mismo. En este sentido es especialmente interesante el impacto que los peajes y los cargos tienen en la estructura de costes de la luz, más aún cuando se trata de costes ineludibles para las

distribuidoras eléctricas pues corresponden con el precio a pagar por emplear las redes de transporte que, como se ha indicado, son de carácter estatal.

- En relación con el análisis realizado sobre la situación actual del precio de la electricidad son varias las cuestiones a comentar. En primer lugar, es indudable y por todos conocido, que en los últimos años hemos vivido una escalada en los precios de la luz sin precedentes. Tanto es así, que en el año 2022 se alcanzó el máximo histórico en el precio de la electricidad. A través de este trabajo se ha tratado de hacer una aproximación a las causas que conllevaron esa escalada de precios. Bien es cierto que de nuevo aquí nos encontramos con una cuestión ciertamente llamativa, si bien la mayor parte de esa subida precios se ha dado como consecuencia de circunstancias coyunturales, tales como la volatilidad del precio del gas, la guerra de Ucrania o la presión de la demanda con la recuperación económica después de la pandemia de COVID-19, volvemos a encontrarnos con un factor transcendental que nace de las regulaciones, siendo este, la presión de los precios del mercado de derechos de emisión de CO₂, coste que es repercutido por los comercializadores en el precio final de la energía.

- Por último, se han analizado las medidas adoptadas por el ejecutivo y los reguladores para tratar de frenar o paliar los efectos de la escalada de precios. Han sido objeto de estudio las medidas más importantes ya sea por su impacto en la frenada de los precios o por la relevancia de su análisis teórico. Como se mencionó en el apartado correspondiente, es importante tomar en consideración que algunas de esas medidas, como el Bono Social, no tienen una influencia directa en los precios, por lo que un análisis basado en los mismos no las tendría en cuenta a pesar de ser medidas de carácter esencial, especialmente para los grupos de población más vulnerables. Aun así, si se analizan los precios antes de emplear las medidas y los precios después de haber entrado en vigor las mismas, se puede apreciar como la posición de España respecto al resto de países de la Unión Europea ha mejorado considerablemente. Especial mención merece aquí la denominada “excepción ibérica”, por el importante efecto en la bajada de los precios que ha tenido.

- Como reflexión final, me gustaría comentar que a pesar de que a lo largo del trabajo se ha mencionado reiteradamente que la búsqueda la liberalización del sector conlleva, indirectamente, una mayor eficiencia, considero que ciertos mecanismos de regulación, como los adoptados, son esenciales. Es importante recordar que el sector objeto de estudio es un sector particular, pues es transversal a toda la economía, en este

sentido, una subida de los precios de la energía eléctrica conlleva una inflación generalizada, pues los precios del resto de productos, en cuya producción interviene la misma, también se elevan. Es importante, por lo tanto, que, en aras de proteger a los grupos de población más vulnerables, se adopten medidas como las estudiadas.

Asimismo, considero fundamental la visión dada por la Comisión Europea, en su Libro Blanco, donde se otorga al sector eléctrico, entre otros, la categoría de servicio económico de interés general, pues de esta manera, se blindo a un sector tan estratégico como este, frente a posibles manipulaciones del mercado, tratando así, aunque con dificultades, de garantizar un suministro seguro, constante y asequible de un recurso tan esencial como es: la electricidad.

REFERENCIAS

Agencia Internacional de la Energía. (2023). *Spain - Countries & Regions*
<https://www.iea.org/countries/spain>

Aguirre, L. (1999). España y el futuro de la electricidad en Europa. *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía* 4(62), 5–9
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8098778>

Andres, M. (2019). *Estudio de los factores que afectan al precio de la electricidad en el mercado energético español y análisis de posibles mejoras* Universitat Politècnica de Catalunya. Trabajo Fin de Master <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/128950>

Antolín, F. (1988). Electricidad y crecimiento económico: los inicios de la electricidad en España. *Revista de Historia Económica = Journal of Iberian and Latin American Economic History*. 6 (3), 635–655. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=97479>

Banco de España. (2022). *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*.
<https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSeriadas/DocumentosOcasionales/21/Fich/do2120.pdf>

Beato, P. (2005). La liberalización del sector eléctrico en España: ¿un proceso incompleto o frustrado? *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, 826, 259–281.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=1710523&info=resumen&idioma=SPA>

Blanco, Santiago. (2018, 22 de febrero). *Mercado eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular*. AEQ Energía <https://aeqenergia.com/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular>

Brito, Paulo (2 de junio de 2022). La “excepción ibérica” a debate: ¿una oportunidad perdida?. *Un grado y medio* <https://ungradoymedio.blogspot.com/2022/06/la-excepcion-iberica-debate-una.html>

Caramés, J. G. Agosti, L. (2009). Derecho de la competencia y energía eléctrica. *Revista Española de Derecho Administrativo*, 142.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=377008>

Caroline, G. (2018). *Transición energética en España: definición, retos y ley*. <https://climate.selectra.com/es/que-es/transicion-energetica>

Chicarro Sainz, Ángel. García Rodríguez, María Dolores. Nogales Becerra, Sergio. (2011). Mercados a plazo de electricidad. *Los Nuevos Mercados Energéticos*, 2011, 45–192. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3811212>

CNMC. (2009). *Criterio de cálculo del precio final medio de la energía del mercado*. https://www.cnmc.es/sites/default/files/2016-12/ComposicionPrecios_1.pdf

CNMC. (2019). *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3981989.pdf>

CNMC (2020). Estudio sobre el mercado de derechos de emisión de CO₂. https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Mibel/2021_Estudio_MIBEL_Mercado_CO2_vers_ES.pdf

CNMC (2021). *Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico*. https://www.cnmc.es/sites/default/files/4514835_0.pdf

CNMC. (2022). *La nueva factura de la luz*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>. https://www.cnmc.es/sites/default/files/4514835_0.pdf

Comisión Europea. (2022). *Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE)*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_es

Comisión Europea. (2023). *Energy*. https://energy.ec.europa.eu/index_en

Costa, T. (2016). Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, 889, 139-156.

Consejo Económico y Social. (2022). *El sector eléctrico en España informe el sector eléctrico en España*. CES. <https://www.ces.es/documents/10180/4509980/Inf0417.pdf>

Díez, Rocio. (5 de octubre de 2022). *Medidas del Gobierno para reducir el impacto del precio luz*. Watiofy. <https://watiofy.com/info/blog/actualidad/medidas-gobierno-para-reducir-impacto-subida-precio-de-la-luz/>

Fernandez, Marta. (3 de septiembre de 2018). *¿Qué son los derechos de emisión de CO₂ y por qué están afectando al precio de la luz?* El Boletín. <https://www.elboletin.com/que-son-los-derechos-de-emision-de-co2-y-por-que-estan-afectando-al-precio-de-la-luz/>

Fernández Munguía, Sergio (2016, 27 de octubre) *El boom de las comercializadoras de electricidad ¿Cuáles son los motivos?* Diario Renovables <https://www.diariorenovables.com/2016/10/boom-de-las-comercializadoras-de-electricidad-motivos.html>

Energía y Sociedad. (2017). *Manual de la energía. Distribución* <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-3-distribucion/>

Energía y Sociedad. (2018). *Manual de la energía. Electricidad.* <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>

Energía y Sociedad. (2021a). *Medidas para reducir el precio de la electricidad: ¿Qué propone Europa?* <https://www.energiaysociedad.es/boletin/medidas-para-reducir-el-precio-de-la-electricidad-que-propone-europa/>

Energía y Sociedad. (2021b). *Los peajes de acceso y cargos: estructura, costes y liquidación de los ingresos.* <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/7-1-los-peajes-de-acceso-y-cargos-estructura-costes-y-liquidacion-de-los-ingresos/>

Energía y Sociedad. (2023). *Manual de la energía.* <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/>

EnergiGreen. (2021). *Bajada temporal de los cargos del sistema eléctrico y del impuesto sobre la electricidad.* <https://www.energi-green.com/bajada-temporal-de-los-cargos-del-sistema-electrico-y-impuesto-sobre-la-electricidad/>

EpData. (2022). *El precio del gas en España.* <https://www.epdata.es/datos/precio-gas-espana/608>

Esade. (2022). *Estimando el efecto del tope al precio del gas.* <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/estimando-el-efecto-del-tope-al-precio-del-gas/>

EuroStat. (2022). *Archive: Estadísticas de los precios de la electricidad.* https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Electricity_price_statistics/es&oldid=496140

EuroStat. (2023a). *Electricity price statistics.* https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers

- EuroStat. (2023b). *Statistics*
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en
- EuroStat. (2023c). *Estadística de los precios de la electricidad*:
https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Electricity_price_statistics&action=statexpseat&lang=es#Precios_de_la_electricidad_para_los_consumidores_dom.C3.A9sticos
- Fernández, J. (2021, 5 de noviembre). *¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas?*.
<https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2284-determinacion-facturas-electricidad-consumidores-finales>
- Flores, M. Santos, M. (2015). El mercado eléctrico en España: la convivencia de un monopolio natural y el libre mercado. *Revista Europea de Derechos Fundamentales*. 25, 257–297. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5264979>
- Hidalgo-Pérez, M (2023). *La excepción ibérica: los efectos del tope al precio del gas*. *Nota d'economía*. Núm. 107
- Iberdrola. (2015). *Precios regulados 2015 electricidad y gas*. www.iberdrola.es/clientes
- Iberdrola. (2018). *Destino del importe de tu factura*.
<https://www.iberdrola.es/informacion/facturas/destino-factura>
- INE. (2023). *IPC-IPCA (IA)-Abril 2022 (2/3) Instituto Nacional de Estadística*.
<https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0422.pdf>
- López Domínguez, M. (2021). *El mercado eléctrico español. Evolución del precio de la electricidad en un entorno de crisis energética*. Universidad de Barcelona.
<https://diposit.ub.edu/dspace/handle/2445/189065>
- Luncia, M. (2020). *El mercado mayorista y la seguridad de suministro, ejes fundamentales del “Paquete de Energía Limpia”*, *Energía y Sociedad*.
<https://www.energiaysociedad.es/boletin/el-mercado-mayorista-y-la-seguridad-de-suministro-ejes-fundamentales-del-paquete-de-energia-limpia-de-la-comision-europea/>
- Hidalgo Pérez, Manuel. Galindo Pérez, Jorge. Collado Méndez, Natalia (2022, 2 de junio). *Cómo alinear los objetivos de independencia energética y descarbonización: retos clave y posibles vías para superarlos*. Esade.

<https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/como-alinear-los-objetivos-de-independencia-energetica-y-descarbonizacion-retos-clave-y-posibles-vias-para-superarlos/>

Marzo Carpio, Mariano. (2020, 12 de diciembre). *La dependencia energética, el talón de Aquiles de Europa*. The Objective. <https://theobjective.com/sociedad/2022-02-21/dependencia-energetica/>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Bono Social de electricidad*. <https://www.bonosocial.gob.es/#quees>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). <https://energia.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx>

Noticias Jurídicas. (2021, 21 de mayo). *Ley 7/2021: ¿Qué novedades trae la Ley de cambio climático y transición energética?* <https://noticias.juridicas.com/actualidad/noticias/16300-aprobada-la-ley-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>.

OC Energía. (2018, 16 de enero.). *¿Es posible cerrar las centrales de carbón y nucleares antes del final de 2025?*. El Observatorio Crítico de la Energía. <https://observatoriocriticodelaenergia.org/?p=2631>

OMIE. (2018). *Detalle del funcionamiento del mercado intradiario*. https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf

OMIE. (2022). *Precio horario del mercado diario*. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

OMIE. (2023). *OMIE*. <https://www.omie.es/>

Pacce, I & Sánchez, I (2021). *Los factores detrás del reciente incremento de la inflación en España*. Recuadro 7. Boletín económico (3). Pág.1-3.

Pons, M. I. (2022). El desafío energético de Europa. La excepción energética ibérica. *Letra Internacional*, 135, 73–76. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8791503>

Rafael, S y Miedro, S. (2023). Instituto Complutense de Análisis Económico (ICAE). <https://www.ucm.es/icae/blog-1>

Red Eléctrica. (2016). *Mantenimiento de la red* <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mantenimiento-de-la-red>

Red Eléctrica. (2019). *Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)*
<https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>

Red Eléctrica. (2020). *Gestor de la red y transportista*
<https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>

Rodríguez Rodríguez, D. (2021). *FEDEA*. Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad.

RTVE. (2021). *Bruselas pide a España reformar la tarifa regulada*.
<https://www.rtve.es/noticias/20220513/bruselas-pide-a-espana-reformar-tarifa-regulada/2348522.shtml>

Ruiz, E. (2009). "Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad".
http://www.ces.gva.es/pdf/trabajos/articulos/revista_29/art2-rev29.pdf

Sáenz de Miera, G. (2011). Un análisis prospectivo de la electricidad en España. *Cuadernos de Energía*, 2, 5–41. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4822219>

Sastre, L. (2022). *Historia de la Electricidad en España*. https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/13718/ResumenCastellano_PFC_Diego_Ibeas_Cubillo.pdf?sequence=1

TarifaGasLuz. (2020). *Comercializadoras de Referencia: ¿Qué son? ¿Qué tarifas ofrecen?* <https://tarifasgasluz.com/faq/comercializadoras-de-ultimo-recurso>

TarifaLuz. (2023). *Compañías de luz y gas natural: Listado completo 2023*.
<https://tarifaluzhora.es/companias>

Pérez, R. M., & García-Álvarez, M. T. (2005). Efectos de la liberalización en el pool eléctrico español: ¿eficiencia o comportamiento estratégico? *Revista Española de Derecho Administrativo*, 60(185), 333-357.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=1271842>.

Velarde, J. (2012). Evolución de la economía española en el reinado de Juan Carlos I. *Mar Oceana: Revista Del Humanismo Español e Iberoamericano* 30, 31–40.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3980287>

World Energy Trade. (2021). *El frío extremo en China hace que la demanda de energía se dispare*. <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/electricidad/el-frío-extremo-en-china-hace-que-la-demanda-de-energia-se-dispare>

ANEXO 1. LEGISLACIÓN A CONSIDERAR

A continuación, se incorpora una serie de normas tanto internas como comunitarias que, si bien no han sido fuentes para la elaboración de este trabajo, pueden resultar de interés en aras de alcanzar una mayor comprensión de ciertos aspectos del sector eléctrico en España.

A nivel europeo cabe destacar las siguientes:

El Paquete de energía limpia para todos los europeos es un conjunto integral de normativas destinadas a promover la energía limpia y la eficiencia energética en la Unión Europea. Estas regulaciones buscan modernizar y mejorar el mercado eléctrico europeo, fomentando la competencia, la seguridad del suministro, y la integración de energías renovables.

Dentro de este paquete, dos elementos clave son el Reglamento (UE) 2019/943 y la Directiva (UE) 2019/944:

Reglamento (UE) 2019/943: Este reglamento se refiere al mercado interior de la electricidad en la Unión Europea. Establece normas y condiciones para el funcionamiento eficiente, competitivo y seguro del mercado eléctrico en toda la UE. Además, tiene como objetivo promover la integración de las energías renovables, la cooperación transfronteriza y la participación activa de los consumidores en el mercado.

Directiva (UE) 2019/944: Esta directiva acompaña al reglamento mencionado y se centra en establecer normas comunes para el mercado interior de la electricidad. También modifica la Directiva 2012/27/UE, que aborda la eficiencia energética en la UE. La Directiva 2019/944 busca garantizar la competencia justa en el mercado eléctrico, la protección del consumidor y la promoción de la eficiencia energética.

A nivel nacional, además de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que es la principal norma reguladora del sector, cabe mencionar las siguientes:

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, modifica la Ley 24/2013

También son muy relevantes las circulares emitidas por los organismo reguladores como las siguientes:

La Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, que de forma conjunta con

La Circular 2/2019 de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Por otro lado, es esencial mencionar la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas insulares y extra-peninsulares, de marcada relevancia para garantizar un suministro estable a todos los consumidores.

Por último, es importante tener en cuenta que existe numerosa legislación de carácter técnico sobre, entre otras cuestiones, planificación de la red de transporte de energía eléctrica, procedimientos de operación, procedimientos para el acceso y la conexión a la red de transporte así como diferentes medidas eléctricas. Destacando:

Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.