



Universidad de Valladolid

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Administración y Dirección de Empresas

El mercado eléctrico español

Presentado por:

Andrea Azabal Encinas

Tutelado por:

Bonifacio Llamazares Rodríguez

Valladolid, 06 de julio de 2022

RESUMEN

En este trabajo voy a analizar el mercado eléctrico español, el cual tiene una gran trascendencia en la economía del país y, además, en estos momentos es un tema de plena actualidad. Los recientes acontecimientos que han surgido han puesto de manifiesto los problemas y dificultades económicas que produce la dependencia de la electricidad y la necesidad de cierta independencia que necesita el país en este sector.

Estudiaré la evolución y el funcionamiento del mercado (generación, transporte y comercialización), además de la formación del precio y de la factura que llega al consumidor. Asimismo, se considerarán los problemas que conlleva su sensibilidad a las fluctuaciones del gas natural y la problemática que ha supuesto la guerra que ha desatado Rusia contra Ucrania. También voy a analizar las alternativas ecológicas a las que el mercado tendría que acudir para así no depender de las fuentes de producción fósiles cuya extracción y quema originan los llamados gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global.

PALABRAS CLAVE: Mercado eléctrico, energías renovables, gas natural, contaminación, REE, casación, producción, factura.

ABSTRACT

In this paper I will analyze the Spanish electricity market, which has a great importance in the country's economy and currently a topic of full topicality. Recent events have highlighted the economic problems and difficulties caused by the dependence on electricity and the need for some independence that the country needs in this sector. I will study the evolution and functioning of the market (generation, transport and marketing), in addition to the formation of the price and the bill that reaches the consumer, together with the problems involved in its sensitivity to the fluctuations of natural gas and the problems

posed by the war that Russia has unleashed against Ukraine. I will also analyze the ecological alternatives to which the market would have to resort so as not to depend on fossil production sources whose extraction and burning cause the so-called greenhouse gases that contribute to global warming.

KEYWORDS: Electricity market, renewable energy, natural gas, pollution, REE, cassation, production, invoice.

CLASIFICACION JEL: Q4.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo	1
1.2 Metodología	2
2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	3
2.1 Evolución y actualidad	3
2.2 Evolución de las fuentes de producción	10
3. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	13
3.1 Estructura del mercado eléctrico español	13
3.2 Funcionamiento del mercado eléctrico español	16
3.2.1 Mercado mayorista.....	16
3.2.2 Mercado minorista	18
4. FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	19
4.1 Costes de producción y comercialización	20
4.1.1 Curva de oferta	20
4.1.2 Curva de demanda	25
4.1.3 Pagos por capacidad	26
4.2 Factura	27
4.2.1 Costes fijos	27
4.2.2 Otros costes e impuestos.....	27
5. CONSECUENCIAS MEDIOAMBIENTALES	30
5.1 Impacto ambiental de la generación eléctrica	30
5.2 Alternativas	32
5.2.1 Energías limpias renovables convencionales	32
5.2.2 Hidrógeno Verde.....	35
6. REGULACIÓN	38

6.1 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.....	38
6.2 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.....	40
7. CONCLUSIONES	42
8. BIBLIOGRAFÍA	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Generación de electricidad por tecnologías en 2021 (%).....	12
Figura 2.2: Evolución de las fuentes de producción de energía eléctrica renovables y no renovables 2012-2021(%).....	13
Figura 3.1: Actividades del sector eléctrico	13
Figura 3.2: Mapa de red de transporte eléctrico en España.....	14
Figura 3.3: Mapa de distribuidoras de energía eléctrica en España.....	15
Figura 4.1: Mapa de la infraestructura de gas en España	25
Figura 4.2: Curvas agregadas de oferta y demanda (24/03/2022, 14:00h)	26
Figura 4.3: Evolución de los precios de la electricidad en la UE28 y España desde el año 2012 al 2021 (semestrales).....	29
Figura 4.4: Precio del Kwh en la UE27 en la actualidad.....	29
Figura 5.1: Emisiones de CO ₂ originadas por la producción de electricidad y calefacción (% del total de la quema de combustibles).....	31
Figura 5.2: Estructura de generación por tecnologías en 2021 (%).....	35
Figura 5.3: Evolución de la generación con/sin emisiones de CO ₂ equivalente (%).....	36

1. INTRODUCCIÓN

El sector energético es un sector fundamental que se basa en una oferta y demanda diaria y cuya actividad necesita de diferentes fases: producción, comercialización, distribución y transporte de energía. Es un sector que cada día está en constante innovación y cambio y, dada su importancia, es de especial interés su estudio. La capacidad energética y las fuentes de producción que tiene un país dependen de la abundancia y variedad de los recursos naturales que posea. Por ello, las diferentes formas de producción provienen fundamentalmente de fuentes renovables y no renovables, y una de las formas de energía producida es la electricidad.

El sector de la electricidad está gobernado por pocas empresas, las cuales controlan el mercado (Quintero Luis, 2021). Se puede considerar que está dominado por cinco grandes empresas y en él se pueden distinguir dos grupos de actividad, las liberalizadas y las reguladas, distinguiendo así su retribución. Las liberalizadas quedan determinadas por ciertos mecanismos de mercado y no dependen para nada de la administración del estado, mientras que las reguladas quedan fijadas de forma administrativa.

1.1 Objetivo

El objetivo de este trabajo es analizar el mercado eléctrico español para así comprender las fluctuaciones de oferta y demanda que tienen lugar en él y entender por qué ha sido uno de los mercados que más ha evolucionado al alza en cuanto a precios.

Además, es un tema de gran actualidad ya que en los últimos años es uno de los mercados que más subidas ha tenido, repercutiendo dicha subida en la factura de la luz de los consumidores. Concretamente, en el año 2021 la factura de la luz fue un 33% más cara que la del 2020.

También es importante entender la repercusión que tienen las subidas del petróleo o gas natural en el precio de la luz, algo muy importante y que ha

llevado a España y Portugal a pedir en Bruselas una limitación del precio del gas para así reducir el recibo de los consumidores.

Uno de los objetivos de este trabajo es tratar de responder a las siguientes preguntas: ¿Cómo es posible que se produzcan grandes subidas de la luz año tras año? ¿Por qué España está notando las consecuencias del encarecimiento del gas ruso si no “depende” de él? ¿Por qué no se está fomentando más el uso de recursos renovables? ¿Es solo el mercado el culpable o también estas subidas son culpa del Estado? ¿Cómo es posible que algunas energías baratas estén a precio de “oro”?

1.2 Metodología

La información utilizada en la elaboración de este trabajo se ha obtenido principalmente del informe “*Manual de la energía*”, disponible en la página web *Energía y sociedad*, y de las páginas webs de algunos organismos oficiales como REE, CNMC, Enagás u OMIE. Al ser un tema de gran actualidad también se ha acudido a varios artículos de prensa ya que nos encontramos en constante cambio y con nuevas noticias día a día. También se han utilizado algunos trabajos y artículos académicos para su elaboración, pero manteniendo la objetividad necesaria y no mezclando la opinión con la información real.

Al tratarse de un trabajo más descriptivo que analítico se ha intentado plasmar la información de los sitios anteriormente nombrados y sacar unas conclusiones respecto al tema, pero al tener unos rasgos analíticos también se ha intentado extraer datos oficiales y analizarlos para poder entender mejor esa información.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera. En la sección 1, como ya se ha visto, se realiza una pequeña introducción así como una descripción de los objetivos del trabajo y de la metodología utilizada. En la sección 2 se muestra una panorámica del mercado eléctrico a nivel mundial y más profundamente en España, para posteriormente hablar de la evolución de las fuentes de producción en el país. En la sección 3 se da una explicación sobre

el funcionamiento y estructura del mercado eléctrico para de esta forma entender la formación del precio de la electricidad en la sección 4, donde se explica de forma más exhaustiva el origen del precio en la factura de la luz. En la sección 5 se abarca el tema de las consecuencias medioambientales que conllevan la utilización de las distintas formas de producción de energía eléctrica, así como algunas alternativas que se pueden llevar a cabo para acabar con el impacto medio ambiental. En la sección 6 se habla de la regulación del mercado eléctrico en España y las dos leyes más importantes que se han llevado a cabo en las últimas décadas. Por último, la sección 7 contiene las conclusiones que se han obtenido con la realización del trabajo.

2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

El trabajo comienza con un resumen del desarrollo de la electricidad en el mundo, para luego centrarse en la evolución que ha tenido en el mercado español y entender en qué situación nos encontramos ahora y las características que describen el funcionamiento del sector en nuestro país.

2.1 Evolución y actualidad

La primera aparición que tuvo la palabra “eléctrico” o “electricidad” en el mundo data de 1646, cuando el médico inglés William Gilbert utilizó el término electricidad para identificar la fuerza que ejercen las sustancias cuando se frotan una contra la otra, para lo cual se valió de la fuerza de atracción que ejercían el ámbar y la magnetita.

Sin embargo, muchos años atrás la humanidad ya conocía las pequeñas descargas eléctricas que transferían algunos peces, incluso hay textos del Antiguo Egipto, que datan del 2750 a.C., en los cuales se referían a los peces como “los tronadores del Nilo”. En algunos escritos se dice que la sensación que se tenía al tocar dichos peces era de adormecimiento, propiciado por las descargas eléctricas que emitían estos peces.

No fue hasta miles de años después, exactamente en 1865, cuando Maxwell describió en sus ecuaciones los llamados “fenómenos electromagnéticos”, que se considera el origen de la electricidad en la era moderna.

Posteriormente, en 1880 Thomas Edison se proclamó el precursor oficial de la electricidad por el descubrimiento de la bombilla eléctrica. La invención de la corriente alterna permitió transportar la electricidad a larga distancia, ya que la corriente continua no se podía trasladar a grandes distancias. Ese mismo año fue también considerado de gran importancia por la construcción en Northumberland (Reino Unido) de la primera central hidroeléctrica. Al año siguiente se comenzó a utilizar energía procedente de las cataratas del Niágara para alimentar el alumbrado público. A finales de la década existían más de 200 centrales hidroeléctricas en EE. UU. y Canadá. Fueron hechos relevantes ya que a partir de ahí se comenzó a extender la iluminación eléctrica de forma masiva por calles y casas.

Los primeros indicios que se observaron de la utilización de la electricidad en España datan de 1852 en Barcelona, donde un farmacéutico, Francisco Domenech, consiguió iluminar su pequeña botica. Domenech construyó un aparato compuesto de un recipiente de cristal en el que se formaba una llama creada a partir de la aproximación de dos conductores.

Posteriormente, se hicieron algunas pruebas de iluminación por algunas zonas de España, como el Congreso de los Diputados y la plaza de la Armería de Madrid. Pero no fue hasta unos 20 años después cuando se logró iluminar parte de la ciudad de Barcelona, concretamente en 1875, cuando gracias a una pequeña máquina de vapor instalada en la fragata Victoria, situada a tres kilómetros de Barcelona, se consiguió iluminar algunas zonas como las Ramblas, el Castillo de Montjuic y parte de la zona alta de Gracia.

A partir de este acontecimiento, a finales de ese mismo año se inicia la construcción de la primera central eléctrica de España. Esto permitió el abastecimiento de algunos establecimientos, fábricas y talleres, destacando su

uso para la “Maquinista terrestre y Marítima”, considerado como el primer consumidor en firmar un contrato de suministro de energía eléctrica.

Años después, otras empresas como “Tejidos Tolrá” (situada en Castellar del Vallés) comenzaron a firmar contratos de suministro de energía eléctrica. El suceso de contratos dio lugar a la constitución en 1881 de la Sociedad Española de Electricidad por José Dalmau e hijo, siendo la primera empresa eléctrica española dedicada a la producción, distribución y promoción de la electricidad. Este mismo año la luz llegó por primera vez a los hogares españoles, concretamente en un pueblo de Asturias llamado Sotres, el cual creó una red de alumbrado público para sus calles y casas. También se dice que el primer pueblo en tener red eléctrica fue el de Comillas (Cantabria).

En el año 1885 se publicó el primer decreto que ordenaba las instalaciones eléctricas, y tres años más tarde una Real Orden que regulaba el alumbrado eléctrico de teatros, prohibiendo el alumbrado con gas y autorizando las lámparas de aceite sólo como sistema de emergencia.

En 1901 se publicó por primera vez una estadística oficial la cual decía que “existían en España 859 centrales eléctricas que sumaban 127.940 HP, siendo poco más del 60% de origen térmico y cerca del 40% de origen hidráulico”.

En estos primeros años las centrales debían localizarse cerca de los establecimientos, fábricas o municipios ya que la electricidad aún se generaba en forma de corriente continua. Con la aparición de la corriente alterna se comenzó a transportar la electricidad a grandes distancias, hecho que permitió un gran desarrollo de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, la construcción de estas centrales exigía una utilización de recursos económicos que hasta entonces no se había conocido debido a su magnitud. Para hacer frente a esta meta económica y financiera se crearon sociedades anónimas dedicadas a la producción y distribución de la electricidad.

Con la llegada de los años 20 se comenzó a abordar la idea del aprovechamiento completo de las cuencas hidrográficas. Se consiguió aumentar la capacidad de generación multiplicándose por 12 la potencia

instalada, hasta alcanzar más de 1000 MW. En esta época el 81% de la producción eléctrica generada era de origen hidroeléctrico.

La Guerra Civil trajo consigo un estancamiento de la capacidad de producción, debido a la destrucción de plantas, dispositivos y líneas. Además, entre los años 1944 y 1945 se produjo una enorme sequía que originó un déficit de la producción, a lo cual también se sumó un aumento significativo de la demanda de un 27% anual. A los años de postguerra, sequía y escasez se le sumaron los problemas derivados de la Segunda Guerra Mundial y el bloqueo internacional que impidió la importación de bienes.

Para hacer frente a estos problemas, en 1944 se fundó la empresa Unidad Eléctrica S.A. (UNESA) la cual estaba integrada por las 17 principales compañías del sector de esa época. A esta empresa se le encargaron algunas tareas, entre ellas la creación de “Dispatching Central”¹, que posteriormente se pasó a denominar RECA².

En los años 50 lo más característico fue la aplicación en 1953 de las Tarifas Tope Unificadas, lo cual permitió liberar el sector eléctrico del derrotismo de la época anterior e incentivó el ritmo de construcción de nuevas centrales. Esto trajo consigo una progresiva y rápida disminución del déficit de capacidad de producción. También cabe destacar que en 1958 las restricciones eléctricas acabaron desapareciendo por completo.

El crecimiento económico de los años 60 provocó un gran crecimiento de la demanda eléctrica, lo que permitió aumentar la garantía de suministro a los clientes y aprovechar totalmente la potencia disponible.

En 1973 tuvo lugar un estancamiento en los precios del petróleo. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) impuso una subida significativa en los precios del petróleo. Debido a esta subida de precios el país no podía hacer frente a los pagos. Cuando llegó la crisis del petróleo España

¹ Centro de Control Eléctrico en español.

² «Repartidor Central de Cargas» (RECA), órgano de control central por el cual se regulaba el proceso de generación y consumo de energía de la Red General Peninsular.

dependía en 2/3 partes de la importación de este combustible para su consumo energético. Se tuvo que reestructurar el mercado, sumiendo al país en una gran crisis.

En 1979, con la segunda crisis del petróleo, se llevó a cabo el Plan Energético (PEN-83) donde se tomaron serias medidas para contener la dependencia del petróleo, pero no se apreció su utilidad hasta la década siguiente.

Los años 80 están marcados por la propuesta de desarrollo de tecnologías que permitieran al país reducir la dependencia del petróleo, por ello se empezó a pensar en la entrada en el mercado de las centrales de carbón. Además, a mediados de la década entraron en servicio cinco centrales nucleares y se empezó a apostar por el crecimiento de las energías renovables. Todo esto supuso una gran inversión para el sector eléctrico, provocando un elevado endeudamiento con altos tipos de interés, lo que originó que se tuviera que acudir al mercado internacional en busca de financiación.

A finales de la década, España se encontraba en una situación muy complicada y el mayor logro para la estabilización fue un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, que permitieron disminuir el desequilibrio financiero. Este sistema se denominó Marco Legal Estable, y duró desde su implantación a comienzos de 1988 hasta que se inició el proceso de liberalización a mediados de la década de los 90.

Fue en los años 90 cuando el sector se comenzó a recuperar, mejorando visiblemente la situación económico-financiera de las empresas. No era necesario llevar a cabo nuevas inversiones en generación debido a la sobrecapacidad de la que se disponía y que se ponía de manifiesto en el Plan Energético Nacional de 1990. También ayudó a la estabilidad económica la integración de España en la UE, lo que permitió a muchas empresas del sector generar fondos para sanear su estructura financiera y para llevar a cabo una expansión en otros países y sectores económicos.

En 1995 se promulgó la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN). A pesar de que esta ley no llegó a progresar, supuso un antecedente

de un sistema de generación independiente basado en un régimen de competencia, pero manteniendo un régimen regulado.

Entre los años 1996 y 1997 tuvieron lugar diversas conversaciones entre el sector eléctrico y la administración energética. Debido a ellas, en el año 1998 se llevó a cabo el Protocolo Eléctrico con la entrada en vigor de la Ley 54/1997, impulsada por la Unión Europea, siguiendo la tendencia llevada a cabo en Europa de liberalización del sector eléctrico y aumento de la eficiencia, pasando de ser un sector estatal a un sector privado. Esta ley estuvo vigente hasta el año 2013 en la cual se derogó por la nueva Ley del Sector Eléctrico, la Ley 24/2013 (ambas regulaciones se presentarán en otro apartado de este trabajo).

En los últimos años la demanda de electricidad se ha incrementado en más del 30%. Este crecimiento no previsto supuso problemas en el sector debido a los plazos que requerían el desarrollo de las infraestructuras. Por ejemplo, en el año 2001 este desarrollo era muy limitado y estaba caracterizado por un equipamiento de generación muy ajustado, una red de transporte con problemas de saturación, una demanda creciente y una importante sensibilidad al precio de la electricidad, lo que originó que hasta el año 2005 el suministro de gas natural fuera deficitario.

Sin embargo, en los años posteriores los precios disminuyeron debido a la recuperación en la producción hidroeléctrica y a la bajada del precio del CO₂. En el año 2007 los precios del gas también disminuyeron considerablemente lo que favoreció el descenso de los precios del mercado eléctrico.

En el año 2008, el año anterior a la crisis, tras un aumento en los precios del mercado de derechos de emisión de CO₂ y una caída de la producción hidroeléctrica, los precios del mercado eléctrico español sufrieron un importante incremento originado por una subida en los precios del combustible.

A partir del 2009 y en los años de la crisis, los precios del gas y carbón se van recuperando. Sin embargo, la demanda de electricidad siguió disminuyendo, lo que impidió que el mercado se recuperara. El resultado es un precio de la

electricidad estable con fluctuaciones debidas al comportamiento de la producción renovable y a las variaciones en los precios de los combustibles.

Debido a la crisis y a los problemas económicos que habían surgido se produjeron graves desequilibrios en el sector eléctrico, lo que generó un gran déficit por la diferencia de ingresos y costes del sistema de hasta 30.000 millones de euros (más del 2% del PIB).

Esta situación provocó el inicio de varios cambios. Uno de ellos fue la promulgación de la Ley 24/2013 cuyo objetivo prioritario era garantizar la estabilidad financiera del sistema de forma definitiva a través de la regulación de los costes, de las primas a las energías renovables y de la competencia.

En la actualidad sigue en vigor la ley 24/2013 aunque se han llevado a cabo numerosos cambios y modificaciones. El nuevo sistema de tarificación eléctrica procedió a cancelar las subastas CESUR, vigentes desde el año 2009, el cual determinaba trimestralmente el 40% del precio final de la factura eléctrica de los consumidores. Dichas subastas fueron reemplazadas por un nuevo sistema en función del consumo diario y del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Actualmente el mercado eléctrico español es de tipo marginalista. Cada día los vendedores y compradores lanzan sus ofertas con diferentes precios a través de OMIE³. El precio del mercado para el próximo día queda marcado por el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda. A este precio las comercializadoras suman diversos costes como la potencia contratada, costes regulados e impuestos establecidos por el gobierno.

Después de la liberalización que se llevó a cabo en el año 1997 las principales empresas que controlan el mercado energético son pocas y tienen el monopolio del mercado en sus manos. Estas empresas son Iberdrola, ENDESA, Naturgy, EDP y Viesgo-Repsol.

³ Operador del Mercado Ibérico de Energía, es la organización que gestiona todos los mercados eléctricos existentes, tanto en España como en Portugal (<https://www.omie.es/>).

2.2 Evolución de las fuentes de producción

La generación de la energía eléctrica en España, al igual que en el resto del mundo, ha ido evolucionando a lo largo de los años. En los primeros años de la dictadura, la mayor parte de la energía eléctrica se conseguía por generación hidráulica usando los movimientos del agua almacenada en embalses para generar electricidad. Por esta razón en esos años se construyeron numerosas presas que también se usaban a menudo para el abastecimiento urbano o de regadío. Debido a que la escasez que había en épocas de sequía impedía el uso del agua, en los últimos años de la dictadura se comenzó a fomentar la utilización de combustibles fósiles. El carbón fue el primero en tener protagonismo. Su utilización para generar electricidad tuvo su aparición más importante con el nacimiento de la Empresa Nacional de Electricidad S.A, y la construcción de la central térmica de Compostilla I en León. El objetivo de esta fomentación del carbón y de las centrales térmicas era abastecer de electricidad en verano y otoño, cuando no se disponía de agua suficiente.

A partir de los años 60, con la incorporación de España en el sistema económico internacional, se abren nuevas formas de generación eléctrica. Se comienza a importar petróleo y se construyen refinerías para obtener fueloil. Sin embargo, con la crisis del petróleo de 1973 se ve que la dependencia de este combustible fósil causa grandes problemas y por ello se inicia un plan para diversificar las fuentes de generación de electricidad.

A partir de 1973 España se encamina hacia la energía nuclear y el carbón. Con las reservas propias de uranio de España, se amplió el parque nuclear y se construyeron centrales en Garoña y Vandellós I (primera generación). Posteriormente se comenzó la construcción de nuevas centrales, como la de Almaraz I y II. Sin embargo, debido a la presión de ecologistas y algunos riesgos, numerosas centrales fueron paralizadas, como la central de Águilas, cerca de Cabo Cope (Murcia).

A pesar de ello, las empresas españolas se fueron incorporando a las tecnologías nucleares y la generación de energía nuclear fue cada vez mayor.

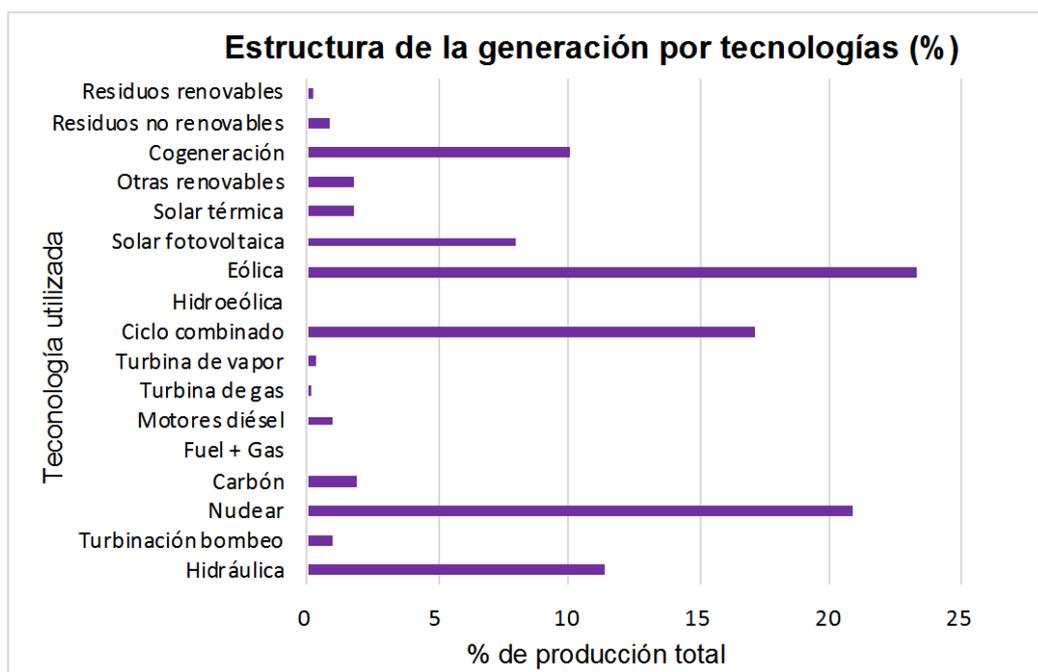
Sin embargo, eran las centrales térmicas de carbón las que más producción generaban. Se inició un plan de construcción de grupos térmicos para utilizar carbón propio de cuencas mineras. En los años 80 se construyen grupos de carbón de importación en Andalucía y Asturias.

Fue significativo el avance en extracción con nuevas tecnologías de minería a cielo abierto. Sin embargo, el carbón tiene el inconveniente de poseer un gran contenido en azufre, hecho que provoca numerosos problemas ambientales y de salud. Por esta razón algunas empresas de España se animaron a participar en “proyectos europeos de tecnologías de uso limpio de carbón”. No fue un hecho suficiente, por lo que poco a poco las centrales térmicas por carbón fueron cerrándose.

Desde el año 2000 se han seguido utilizando como forma de producción eléctrica las fuentes de carbón, fuel+gas, ciclo combinado⁴, cogeneración y nuclear, aunque han ido cogiendo mayor peso las renovables. La energía eólica ha sido la más producida en estos últimos años, siendo según REE, la primera fuente de generación eléctrica del país, con un 23,3% en 2021 (véase la figura 2.1).

⁴ El ciclo combinado es una forma de generación de energía mediante la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema. Un fluido de trabajo es un gas que entra en combustión y otro es vapor de agua a presión.

Figura 2.1: Generación de electricidad por tecnologías en 2021 (%).

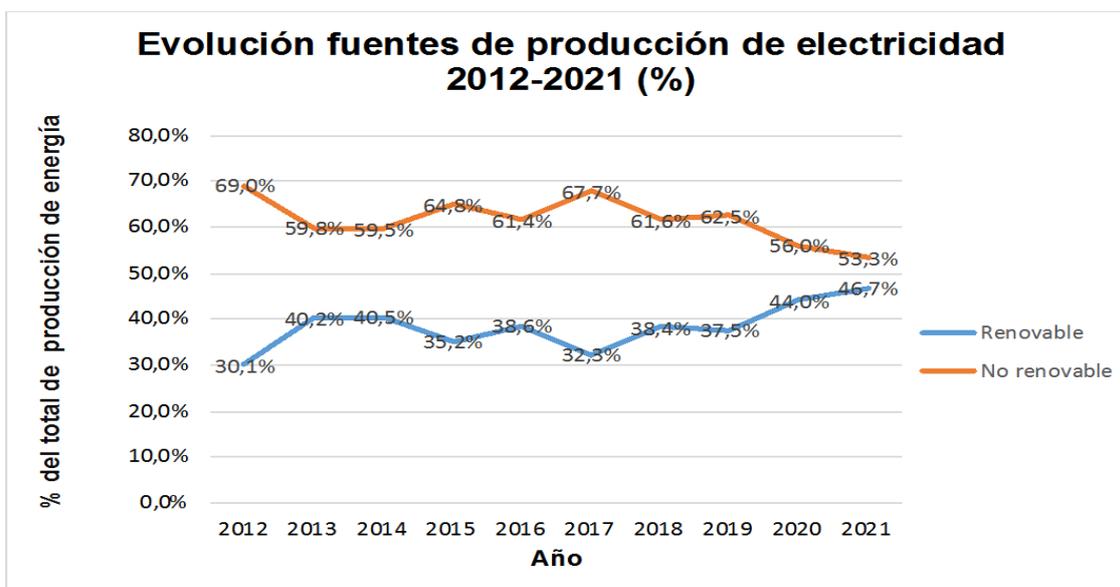


Fuente: Elaboración propia a partir de datos recopilados de REE.

Como se ha comentado anteriormente, a lo largo de estos últimos años ha crecido el consumo y generación de las energías renovables. Se ha seguido haciendo uso de la hidroeléctrica, y se ha fomentado la producción de la energía solar y eólica, impulsando así el crecimiento de las energías renovables. En el año 2021 la generación de energía renovable se ha acercado al 50% de la energía total que produce el país (véase la figura 2.2).

Actualmente, según el boletín mensual de REE del mes de febrero del 2022, el 40,3% de la energía eléctrica total generada es renovable.

Figura 2.2: Evolución de las fuentes de producción de energía eléctrica renovables y no renovables 2012-2021 (%).



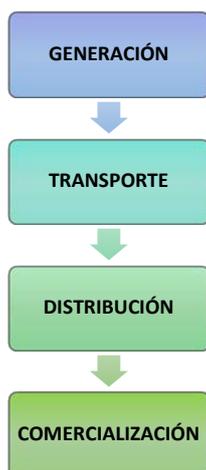
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

3. EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

3.1 Estructura del mercado eléctrico español

La estructura del mercado eléctrico español está formada por 4 fases por las que tiene que pasar la energía antes de llegar al consumidor final.

Figura 3.1: Actividades del sector eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

Generación o Producción

Llevada a cabo por los productores, se crea en centrales capaces de obtener energía eléctrica a través de ciertos procedimientos y fuentes primarias. Como se ha comentado anteriormente, hay diferentes formas de producción: solar, eólica, ciclo combinado, nuclear, hidráulica... Las dos empresas más importantes en generación eléctrica en España son Iberdrola y Naturgy, a las cuales les siguen Acciona y Repsol.

Transporte y Distribución

El transporte y la distribución de la energía eléctrica son ambas actividades reguladas por el Estado. El transporte, como bien hace referencia la fundación Endesa, se refiere al recorrido que realiza la electricidad desde que se produce hasta que comienza a distribuirse. Las centrales, por su estructura y condiciones, están lejos de los puntos de consumo, por lo que tiene que existir una red eléctrica que transporte la energía. En España la encargada de este proceso es Red Eléctrica de España (REE), regulada por el Estado. Además del transporte en largas distancias o por redes de alta tensión, se encarga del mantenimiento y reparación de las instalaciones, así como de asegurar su continuidad y el suministro de energía.

Figura 3.2: Mapa de red de transporte eléctrico en España.



Fuente: REE.

La distribución de energía se refiere a la etapa donde se lleva la energía desde las subestaciones de las centrales hasta los usuarios finales. La llevan a cabo los distribuidores. En España los más importantes son E-Distribución (Endesa) e i-DE (Iberdrola) que también son comercializadoras con 11 millones de clientes. Otras distribuidoras son UFD Distribución, E-Redes y Viesgo Distribución.

Figura 3.3: Mapa de distribuidoras de energía eléctrica en España.



Fuente: Elaboración propia por adaptación de la página web "Alcanzia".

Comercialización

Es el proceso final por el que las distintas comercializadoras venden la energía al consumidor final. El consumidor tiene la opción de elegir la comercializadora que más le convenga y que mejores condiciones le otorgue.

Las cinco comercializadoras más importantes en nuestro país y con más consumidores son Iberdrola, Naturgy, Endesa, Repsol y EDP. La compañía que cuenta con más clientes en su cartera como comercializadora es Endesa, con 10 millones y medio de clientes en España.

3.2 Funcionamiento del mercado eléctrico español

En la actualidad, el mercado eléctrico español, denominado Mercado Eléctrico Ibérico (MIBEL)⁵, está caracterizado por la formación de dos mercados abiertos a la competencia, ambos actuando en el mercado libre: los productores y comercializadores de energía (mercado mayorista) y los comercializadores de energía y consumidores (mercado minorista).

3.2.1 Mercado mayorista

Denominado en la normativa española “mercado de producción”, se recoge en la Ley 54/1997 que engloba una serie de mercados. En dicha ley se indica que “El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados” (BOE, Ley 54/1997, 1997).

En el mercado mayorista, los generadores y comercializadoras negocian el intercambio de energía eléctrica en la Península Ibérica, es decir, en España y Portugal. En este mercado la energía se puede contratar de forma bilateral o mediante un mercado organizado. De forma bilateral los generadores, comercializadores y consumidores hacen las operaciones de compra y venta bilateralmente, sin intervención de un operador de mercado. Se trata de un contrato directo, donde ambos pactan precio, volumen de entrega de energía y periodo de duración que tendrá el contrato. Estos contratos son minoritarios y los suelen firmar grandes empresas como consumidores finales, con alta necesidad de abastecimiento energético y, en otros casos, algunas comercializadoras de energía.

En el mercado organizado o pool se realizan la mayor parte de las actividades

⁵ MIBEL es el resultado de un proceso de cooperación desarrollado por los gobiernos de España y Portugal con el fin de promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países.

comerciales. Este mercado está formado por otros mercados, como el intradiario, el diario y el mercado a plazo, que intervienen para ajustar lo más posible la oferta y la demanda. En este tipo de mercado actúa un operador (en el caso del Mercado Ibérico Eléctrico el organismo responsable es el OMIE), el cual se encarga de la gestión de compra y venta de electricidad.

El primer mercado que actúa es el mercado diario. Aquí es donde los productores o generadores ofertan de forma libre una cantidad de megavatios y el precio al que están dispuestos a ofertarlos para cada una de las horas del día siguiente. Por otro lado, las comercializadoras especifican la cantidad y el precio que están dispuestas a pagar.

Los oferentes realizan 24 ofertas antes de las 12:00 para las 24 horas del día siguiente, al igual modo deben hacerlo los compradores. A las 12:00 ya se tienen todas las ofertas y de esta forma se genera la curva de oferta y demanda, de cuya casación se encarga la OMIE. Como resultado se forma una combinación precio-cantidad en el punto en el que ambas curvas se cortan y se llega a un precio de equilibrio, denominado precio de casación, el cual se alcanza por la oferta del generador más caro de todos los oferentes necesaria para satisfacer la demanda.

El precio que se les paga a los vendedores es el de casación, aunque se hayan ofertado precios más altos o bajos. Por lo tanto, el precio estipulado se obtiene dependiendo de la última central de generación de energía eléctrica que entra en el mercado para satisfacer la demanda, que es la que mayor retribución exige. Esto se debe a que ciertas energías renovables y la energía nuclear no se pueden almacenar, por lo que sale más rentable ofertarla a precio 0 que perderla, por lo que se oferta a 0 para asegurarse la casación, que será mayor que 0.

En contraposición está el mercado del gas, que tiene unos costes altos debido a los costes asociados que conlleva. Por ello tienen que ofertar su electricidad a un precio más elevado para así evitar perder dinero. Las ofertas que

dependen del gas suelen ser las últimas que entran en el mercado a satisfacer la demanda, por lo que en muchas ocasiones se fija el precio a partir de ellas.

En ocasiones suelen producirse una serie de perturbaciones en lo estipulado en el mercado diario. Para poder adaptarse a esos desajustes está el mercado intradiario. En este mercado se ajustan los posibles desvíos entre la oferta y la demanda. Para ello los participantes del mercado diario hacen oferta de compra o venta con independencia de si son productores o comercializadores.

3.2.2 Mercado minorista

Este mercado está enfocado a los consumidores domésticos y a las pequeñas empresas que le compran la energía a las comercializadoras. Estos consumidores tienen dos opciones para adquirir la energía. Por un lado, la pueden adquirir mediante un contrato libre, donde se establecerían las condiciones de potencia y precio entre el consumidor y la comercializadora. El precio establecido es para un determinado periodo de tiempo por lo que las comercializadoras tienen que estimar un promedio del precio horario durante el periodo de presencia del contrato para así obtener un beneficio.

La otra opción es la sujeta a *la Tarifa de Último Recurso* (TUR), ahora llamada *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC)⁶. Esta opción es la que han demandado la mayor parte de los pequeños consumidores para negociar el suministro eléctrico. Consiste en un contrato entre el consumidor y una comercializadora de último recurso que les proporcionará la electricidad a los precios fijados. Las comercializadoras son nombradas por el Ministerio de Industria.

La tarifa PVPC cuenta actualmente con una modalidad dividida en 3 periodos con discriminación horaria (PVPC 2.0 TD).

⁶ PVPV (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor): es un sistema para determinar el precio de la luz implantado por el Gobierno para todos los clientes del mercado eléctrico regulado.

- Periodo punta: caracterizado por dividirse en 2 franjas horarias, de 10:00 a 14:00 y de 18:00 a 22:00, de lunes a viernes.
- Periodo llano: dividido en 3 franjas horarias, de 8:00 a 10:00, de 14:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00, de lunes a viernes.
- Periodo valle: este periodo va desde media noche hasta las 8:00 de la mañana, además de fines de semana y festivos nacionales.

Para estar sujeto a estas modalidades tienes que tener una potencia contratada menor de 10kW. Si la potencia es mayor es obligatorio estar sujeto a la comercializadora de libre mercado.

4. FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

A la hora de estudiar la formación del precio de la electricidad en el mercado español debemos tener en cuenta las diferentes fases y los costes asociados para cada fase, ya que para que la energía eléctrica llegue al consumidor final debe pasar por ciertas etapas cuyo trascurso tiene unos costes determinados.

En la fase de producción debemos tener en cuenta los costes fijos derivados del mantenimiento de las centrales o construcciones y los costes derivados, como son los pagos al mercado de compra de energía (OMIE), a los servicios complementarios y a los operadores del sistema (REE), o pagos por capacidad, que son ayudas que se dan a las centrales eléctricas.

En el trascurso del transporte y distribución también se incurren en ciertos costes. Por el uso de las redes eléctricas se necesitan pagar peajes, excesos por consumo de energía reactiva y, en otros casos, se tienen que pagar penalizaciones por excesos de potencia, etc.

Por último, también hay que destacar que a la hora de formar el precio para el consumidor final se añaden ciertos impuestos, como el impuesto sobre la electricidad, el de alquiler del equipo de medida y, por supuesto, el IVA.

4.1 Costes de producción y comercialización

Para explicar los costes derivados de la producción y comercialización de la energía eléctrica tenemos que comenzar mediante el estudio de la curva agregada de oferta y demanda.

Como se ha comentado anteriormente, el mercado es de tipo marginalista, las productoras ofertan las diferentes energías a un precio y las comercializadoras sacan las ofertas que están dispuestos a realizar por su compra. El punto en el que se cruzan ambas curvas, punto de casación, es el precio para cada hora del día al que se vende la energía. Los generadores y las comercializadoras que queden a la derecha del punto de casación se quedan sin posibilidad de compra o venta para esa hora.

Pero, ¿por qué cambian tanto los precios de una semana a otra? ¿Cómo es posible que estemos viviendo variaciones tan altas en el precio de la luz? Para contestar a estas preguntas voy a realizar un análisis más exacto de las curvas de oferta y demanda.

4.1.1 Curva de oferta

La energía eléctrica se genera a través de diferentes fuentes de energía: nuclear, solar, eólica, hidráulica y combustibles fósiles, entre otras. Cada una de estas fuentes tiene unas características diferentes y por tanto unos precios distintos.

La mayoría de las energías renovables y la nuclear tienen bajos costes de mantenimiento y de puesta en marcha, por lo que les sale más rentable ofertarla en el mercado a precio 0 o precios bajos que perderla. De esta forma se aseguran su venta, ya que la casación será mayor que 0. Estas fuentes, al ser las más baratas, son las primeras que entran a cubrir la demanda.

En contraposición está el mercado del gas o carbón, que tienen unos costes altos tanto de mantenimiento como asociados (por ejemplo, los costes de emisión de CO₂). Por ello tienen que ofertar su electricidad a un precio más

elevado para así evitar perder dinero. Son las últimas que entran en el mercado a satisfacer la demanda y a partir de las cuales se fija el precio.

En definitiva, en el mercado se cubren las horas con las ofertas por precio ascendente, es decir, con las energías más baratas y luego para acabar de satisfacer la demanda, entran las energías más costosas. Al final los productores cobran el precio fijado por la última energía que entra en el sistema.

Si hay grandes producciones de energías renovables, no hará falta acudir al gas o carbón para cubrir la demanda. Sin embargo, como está pasando en los últimos años, no es suficiente la producción de esta energía y, por tanto, se tiene que acudir a fuentes fósiles u otras fuentes de producción para abastecer la totalidad de la demanda, de ahí que los precios estén subiendo y fluctuando tanto.

Debido a este sistema se ha empezado a decir que las generadoras obtienen “beneficios caídos del cielo” ya que las productoras de energía solar, por ejemplo, tiene pocos costes de mantenimiento y de generación, pero obtiene altos beneficios debido a la casación que se genera por la entrada de otras fuentes como el carbón o el gas.

Un ejemplo interesante de comentar es el de la energía hidroeléctrica en nuestro país, la cual a menudo, a pesar de tener unos bajos costes de producción energética, marca el precio de casación. Esto ocurre porque el agua al ser un bien escaso, se tiene que usar de una manera eficiente y ese modo es sustituyendo a los combustibles más caros, como el gas. Lo que sucede es que las productoras de energía hidráulica, en el momento de salir a subasta, fijan su oferta un poco por debajo de la del gas, y de esta forma consiguen ganar el último megavatio de la subasta y fijan el precio de la electricidad en numerosas ocasiones.

En 2021 la energía hidráulica consiguió marcar la retribución del megavatio en más del 50% de las veces, por lo que lo que contábamos antes de beneficios caídos del cielo aquí es muy fácil de ver ya que aún teniendo unos costes de

producción bastante inferiores que el gas, se remunera la energía a precio de este combustible obteniendo altos beneficios.

Es importante comentar que en el año 2021, según la regulación de la CNMC y para cumplir con las medidas establecidas en Bruselas, se cambian los límites de tasación de entre 0 €/MWh y 180,3 €/MWh por unos nuevos que varían entre -500€/MWh y 3000€/MWh en el mercado diario. Es por eso por lo que en los últimos días y debido a la problemática del gas natural, el MWh ha llegado incluso a los 542 euros.

Relacionado con los comentarios anteriores, también es importante destacar la difícil situación actual por la que atraviesan España y otras partes del mundo, especialmente Europa. La guerra que Rusia ha desatado contra Ucrania nos ha hecho plantearnos varias cuestiones, tanto humanas como económicas. La guerra ha intensificado la crisis energética a la que se enfrenta el continente, que día tras día registra cifras récords del precio de gas y electricidad, al que también hay que sumarle el precio del petróleo.

España es un país fuertemente dependiente de la importación de gas natural. Casi un 47% del gas que importamos lo hacemos a través de gaseoductos. El principal gaseoducto era el que conectaba Marruecos con Cádiz (Magreb-Europa). Sin embargo, tras el problema entre Argelia y Marruecos, España ha quedado dependiente de una sola vía de suministro, el gasoducto de Argelia con Almería (Medgaz). El otro 53% restante que importamos lo hacemos mediante Gas Natural Licuado (GNL). Tras el conflicto de Argelia se tuvo que acudir a otras vías de suministro, ya que la capacidad de gas importada a través de gaseoductos era menor.

En marzo de 2022, Enagás, operador del sistema gasista español, contó en el boletín estadístico que España había obtenido más gas procedente de EE. UU. que de Argelia, el cual era nuestro principal distribuidor. En concreto, el peso del gas natural estadounidense supuso un 32,9% del total de importaciones, mientras que el de Argelia un 23,2%.

Las importaciones de EE. UU. provienen en su 100% a través de buques metaneros en forma de GNL, mientras que el de Argelia es por gaseoductos. Esto ha provocado un encarecimiento en el precio del gas ya que el mercado estadounidense sale más caro. Así, al aumentar las relaciones con este país se ha podido disminuir la dependencia de gas de Rusia, pasando de un 10,43% en el 2020 a un 8,9% en 2021.

España diversifica bien su cartera, importando gas de 15 países diferentes, entre ellos Qatar o Francia. Entonces, ¿por qué nos ha afectado tanto a nuestros precios de la electricidad el conflicto, si no dependemos de Rusia? Según Reuters, Rusia exporta alrededor del 43% del gas del mercado mundial. Un poco más del 70% se suministra al mercado europeo, por lo que Europa depende casi en totalidad del gas ruso, pero no todos los países dependen en la misma medida.

Territorios como Letonia o República Checa tienen una dependencia del 100% del suministro ruso. Otras regiones como Eslovaquia o Hungría tienen una dependencia muy alta, en torno al 85 y 95%, respectivamente. Otros países europeos son también muy dependientes, aunque en menor medida, como Alemania que depende en torno al 65,2% o Italia que se encuentra en un 43,2%. En cambio, regiones como España o Francia han sabido diversificar su suministro de mejor forma y no dependen tanto del País Soviético.

No obstante, hay que tener en cuenta que el mercado eléctrico es un mercado internacional, donde cualquier incidencia afecta a todo el mundo. Por ello, el hecho de que Rusia corte el suministro a Europa supone una reducción de la oferta global. Además, se tienen que buscar alternativas para los países que dependen de su gas, y estas alternativas son más caras: traer el gas de Estados Unidos a Europa es más caro que inyectarlo por tuberías entre Rusia y Europa o traerlo por gaseoductos de Argelia. En pocas palabras, si la oferta de gas cae y la demanda sigue subiendo, el precio del gas debe subir. ¿Por qué afecta diferente a unos países que a otros? Básicamente porque unos tienen más capacidad para producir el gas y para encontrar alternativas de suministro.

¿Qué alternativas se pueden utilizar para que esto deje de pasar? La solución más famosa que se está planteando es la propuesta en la cumbre de Versalles de desacoplar el precio del gas al de la electricidad. El presidente del gobierno de España, Pedro Sánchez, señala que el sistema es ineficiente y va contra el bienestar de los ciudadanos, la industria y las empresas en Europa.

El planteamiento es negociar el abastecimiento con otros países. Argelia, Qatar, Egipto o Estados Unidos son los países que se han puesto sobre la mesa, importando más gas en forma de GNL y almacenarlo, como ha hecho España. Recordemos que España, como muy bien explica González Valenzuela (2022), tiene una reserva de gas que nos abastecería durante 50 años. Sin embargo, las presiones de exportación del extranjero y la presión ejercida por los ambientalistas ha provocado la prohibición de su extracción. Además, hay que tener en cuenta la Ley de Cambio Climático de España, la cual no admite la extracción de hidrocarburos, el fracking o la minería de uranio. La cuestión que planteo a modo de debate es la siguiente: en estos momentos de crisis, ¿debería España plantearse su política y permitir extraer las reservas que tenemos?

Por otra parte, España podría almacenar un tercio del gas europeo (véase la figura 4.1), pero no dispone de conexiones con el exterior y la realización de dicha infraestructura conllevaría mucho tiempo y dinero.

Otra alternativa que se ha buscado en España para que el mercado eléctrico no sufra tantas fluctuaciones y subidas astronómicas es la de intervenir el mercado para así limitar el precio del gas, hecho que Bruselas le ha permitido hacer a España y Portugal, ya que la península apenas cuenta con interconexiones eléctricas con Europa. Y, sobre todo, la alternativa más clara y hacia la que nos deberíamos encaminar para así no tener tanta dependencia energética de otros países sería la de acelerar las políticas de energías sostenibles. Ahora bien, la realización de todas estas alternativas lleva tiempo y dedicación, así como un gran esfuerzo tanto económico como político, por lo que por ahora cabe pensar que seguiremos viviendo una crisis energética.

Figura 4.1: Mapa de la infraestructura de gas en España.



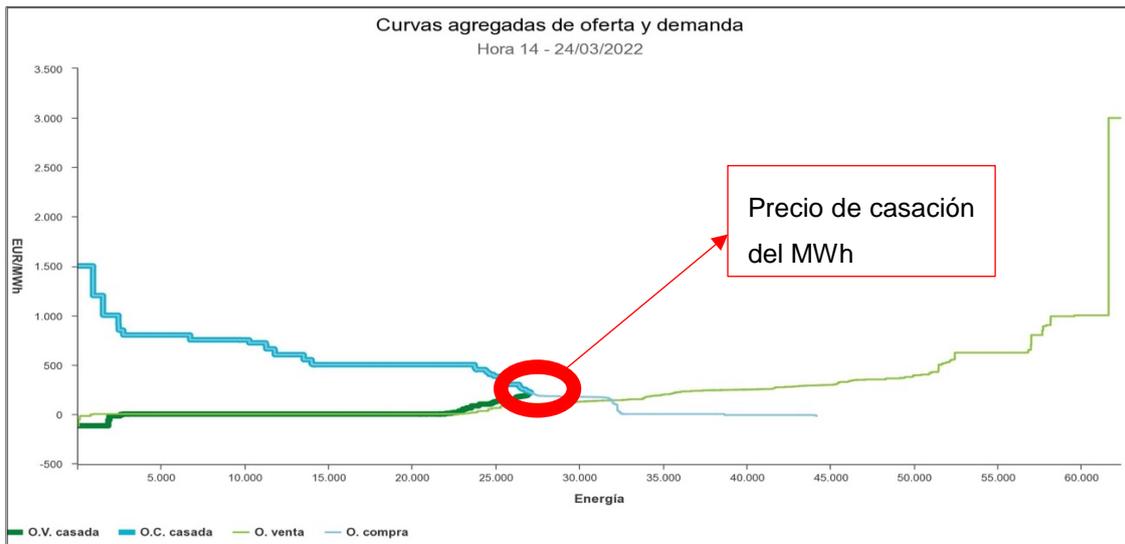
Fuente: Enagás.

4.1.2 Curva de demanda

La demanda es la cantidad de energía que los consumidores necesitan a lo largo del día y la que ofertan con las comercializadoras. Se condiciona principalmente por dos elementos: la actividad humana y la estacionalidad. Para que haya una estabilidad, el consumo y la producción tienen que estar en equilibrio. Por ello se utilizan las tecnologías que tienen capacidad de respuesta rápida para así asegurar la demanda.

En invierno la demanda de energía eléctrica crece en grandes cantidades. Por ello las comercializadoras usan más energía a precios altos para así asegurar el abastecimiento a los clientes. En estas épocas, como la producción de energías “baratas” es bajo, se recurre a las fuentes más caras. En las épocas que hay fuertes vientos o fuertes lluvias se produce más electricidad barata. En verano, debido a las altas temperaturas, se demanda menos energía.

Figura 4.2: Curvas agregadas de oferta y demanda (24/03/2022, 14:00h).



Fuente: OMIE.

En la figura 4.2 vemos cuál es el precio de casación que se ha constituido a partir del punto de corte entre las curvas de oferta y demanda el día 24/03/2022 a las 14:00.

El precio al que se oferta la energía ese día es alrededor de 215 €/Mwh, un precio bastante más alto que el año pasado, a pesar de no ser el más alto vivido en los últimos meses.

4.1.3 Pagos por capacidad

Se refieren a ayudas o medios de supervivencia para las centrales de energía que actúan como respaldo del sistema, las cuales tienen un funcionamiento minoritario, pero son necesarias para cubrir la demanda total del sistema en horas punta. Se les otorga este pago para que les compense el gasto y no cierren; de esta forma se incentiva la inversión y la disponibilidad.

Para que una central eléctrica pueda recibir los pagos por capacidad debe de tener unas emisiones por debajo del límite. La Comisión Europea lo fija en 550 gramos de CO₂ por cada kilovatio de hora producido. Estos gastos son financiados mediante la factura de la luz del consumidor.

4.2 Factura

A la hora de que el consumidor final haga frente a la factura de energía eléctrica que se le ha proporcionado, no solo va a pagar la potencia contratada, que es en lo que básicamente acabamos resumiendo el coste de la factura, si no que además hay varios componentes que conforman el coste total y de los cuales a veces no se es consciente.

4.2.1 Costes fijos

- Potencia contratada: el coste que conlleva la potencia que contratamos; cuanto más potencia se contrata, mayor es el precio. Si contratamos menos potencia de la que necesitamos, “salta la luz” y se corta el suministro. Corresponde al mínimo que se paga al mes y se paga tanto si se consume como si no.
- Energía consumida: Es el coste total que pagamos por la energía que consumimos. En la tarifa regulada el precio lo determina el mercado (por ejemplo, el día 04 de abril de 2022 el precio medio era de 0,34999 euros/kWh).
- Peajes de acceso: se trata de costes fijos destinados a cubrir gastos que las empresas eléctricas presentan por la producción o transporte de la electricidad. Entre estos peajes se encuentran los costes de transporte y distribución, primas a renovables, déficit de tarifa y los mayores costes en zonas no peninsulares (Islas Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla).

4.2.2 Otros costes e impuestos

- Retribuciones a red eléctrica y OMIE: el consumidor paga el 50% mientras que el otro 50% lo pagan las productoras. Son costes destinados a financiar la actividad del operador de sistema (REE) y del operador de mercado (OMIE).
- IVA: este gravamen se aplica sobre el importe total de la factura, tratándose de un impuesto del 21%.

- Impuesto eléctrico: Se trata del 5,113% del importe de consumo y potencia. Está destinado a promover el consumo responsable de los recursos limitados que tenemos.
- Alquiler de equipos: se trata de una cantidad fija al mes que pagamos por alquilar el contador eléctrico.
- Bono social: Se trata de un coste especial regulado por el gobierno y cuya finalidad es ayudar a hogares en situación de vulnerabilidad y que cumplan ciertos requisitos. Las personas que cumplen con esos requisitos obtienen un descuento sobre factura dependiendo del grado de vulnerabilidad. Si se trata de un consumidor de vulnerabilidad grave, el descuento es del 25% sobre el PVPC, si es un consumidor de vulnerabilidad severa el descuento es del 40% sobre el PVPC.

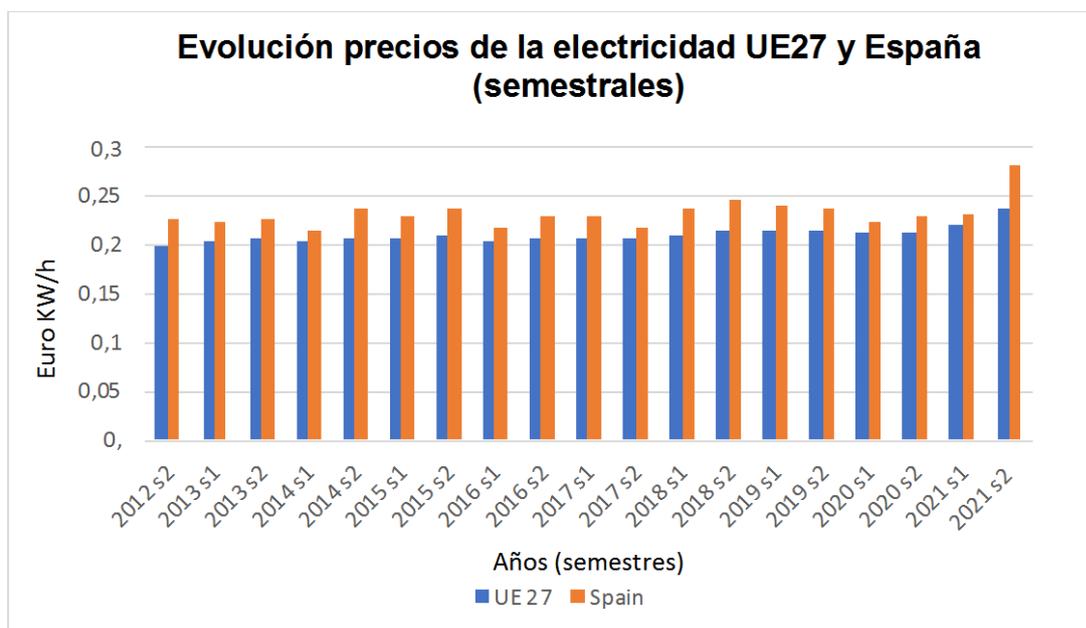
Después de la descripción de todos los factores que inciden sobre la factura de la luz en el consumidor y el análisis de la curva de oferta y demanda se puede concluir que el precio es tan caro no solo por el consumo, la potencia o el Pool, si no también por los peajes e impuestos que se han de pagar.

A continuación vamos a mostrar la evolución del precio de la electricidad en el mercado español y a realizar una comparativa con el precio medio de la UE.

En la figura 4.3 se puede apreciar que el precio del kilovatio hora ha evolucionado al alza, tanto en la UE como en España, siendo en España unos precios visiblemente más elevados que la media de la Unión Europea. La evolución varía en torno a 0,20 €/Kwh en la Unión Europea y entre 0,25 y 0,30 €/Kwh en España. Esto resulta ser una diferencia notable, sobre todo al verse reflejado en la factura de la luz del consumidor final. También se puede ver cómo al final de 2021 el precio ha aumentado tanto en España como en la UE.

En la figura 4.4 se puede observar que en el primer semestre del 2021 España fue el quinto país que más cara pagó la luz en Europa, por detrás de países como Alemania (0,3193€/Kwh), que encabeza la lista, Dinamarca (0,29 €/Kwh), Bélgica (0,2702 €/Kwh) e Irlanda (0,2555 €/Kwh).

Figura 4.3: Evolución de los precios de la electricidad en la UE28 y España desde el año 2012 al 2021 (semestrales).



Fuente: Elaboración propia mediante datos Eurostat.

Figura 4.4: Precio del Kwh en la UE27 en la actualidad.

Países	€/Kwh
Alemania	0,3193
Dinamarca	0,29
Bélgica	0,2702
Irlanda	0,2555
España	0,2323
Italia	0,2259
Austria	0,2216
UE 27	0,2192
Portugal	0,2089
Liechtenstein	0,2071
Luxemburgo	0,1988
Chipre	0,1976
Francia	0,1933
Noruega	0,1826
Rep.Checa	0,1802
Finlandia	0,1767
Grecia	0,168
Eslovaquia	0,1668
Eslovenia	0,1662
Polonia	0,1548
Rumanía	0,1536
Letonia	0,1403
Islandia	0,1356
Lituania	0,1348
Estonia	0,1324
Croacia	0,1291
Países Bajos	0,1281
Malta	0,1279
Bulgaria	0,1024
Hungría	0,1003
Montenegro	0,098
Bosnia-Herzegovina	0,0875
Moldavia	0,0851
Turquia	0,0834
Serbia	0,0791
Georgia	0,0631
Kosovo	0,0605
Ucrania	0,0485

Fuente: Elaboración propia mediante datos Eurostat.

5. CONSECUENCIAS MEDIOAMBIENTALES

Cada vez es más la energía eléctrica que consumimos a lo largo del día. La tecnología ha ido avanzando mucho en las últimas décadas y la mayoría de estas tecnologías utiliza grandes cantidades de vatios para su funcionamiento. Sin embargo, el uso de las formas de producción energética para cubrir la actual demanda que abarcamos plantea ciertas preocupaciones medioambientales.

5.1 Impacto ambiental de la generación eléctrica

En España, la cantidad de producción energética es menor que en otros países ya que no disponemos de grandes recursos de combustibles fósiles. Por esta razón la mayor parte de energía que consumimos no se debe a producción propia, si no a importación, y por tanto la contaminación ambiental en cuestión de generación eléctrica es menor en nuestro país.

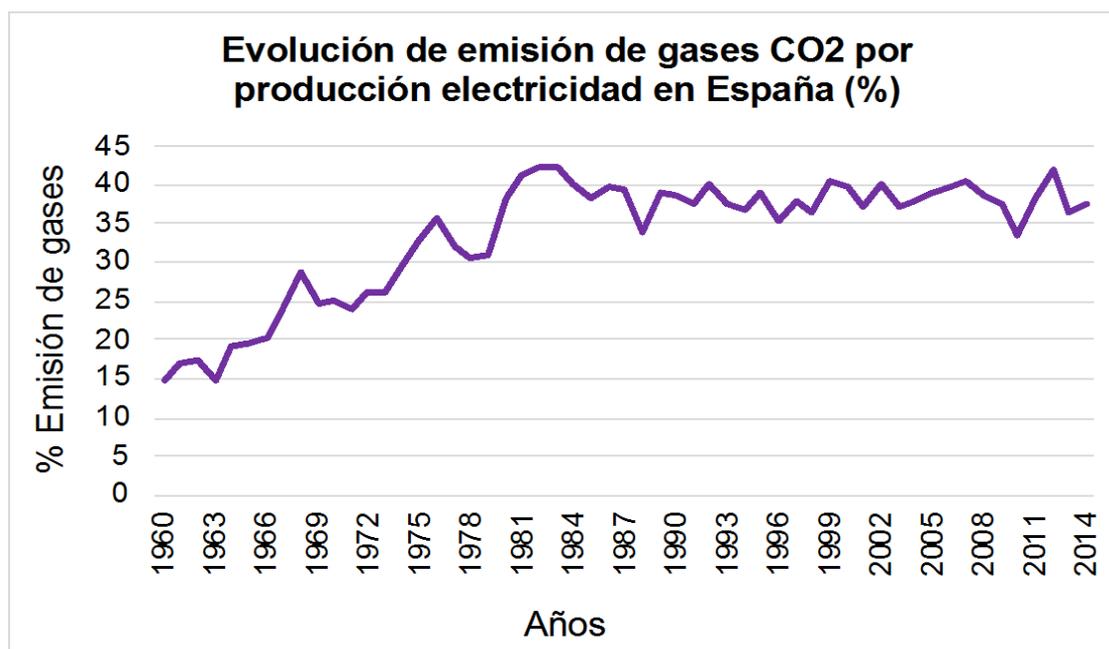
En el proceso de combustión de los combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas se generan diferentes gases dañinos para la atmósfera: gases de efecto invernadero (dióxido de carbono), monóxido de carbono, gases que provocan la llamada lluvia ácida (dióxido de azufre y óxido de nitrógeno) y otras partículas y compuestos orgánicos. La generación de estos gases es de especial relevancia ya que su inclusión en la atmósfera origina grandes problemas como el cambio climático. No olvidemos que el calentamiento global está a la orden del día y poco a poco estamos notando sus efectos como el derretimiento de los glaciares, la disminución de la capa de ozono (hecho que provoca que las radiaciones ultravioletas incidan más directamente sobre nosotros y por tanto provoquen enfermedades como el cáncer de piel) o la lluvia ácida, la cual puede incidir gravemente sobre la tierra causando su deterioro o incluso la muerte de algunos seres vivos.

Pero no solo son los gases los que generan impacto ambiental. Hay otras cuestiones que, aunque son de menor relevancia, también tienen importancia. Por ejemplo, nos encontramos con la problemática del impacto ambiental generado por la construcción de centrales, impacto que incide gravemente

sobre el paisaje o las especies que habitan en él. Unido a esto están los desechos que se producen durante la fisión nuclear, ya que estos desechos son muy difíciles de eliminar y pueden provocar basura radioactiva durante miles de años. También es cuestionable la construcción de centrales hidroeléctricas y por tanto su influencia en el curso fluvial, provocando inundaciones de ecosistemas y zonas de cultivo. A estos problemas añadimos el de la contaminación acústica derivada de la construcción de centrales energéticas.

En los últimos años las emisiones de CO₂ por generación eléctrica han ido disminuyendo, en gran parte por la utilización de energías renovables. Como vemos en la figura 5.1, desde el año 1981 hasta el año 2014 se ha mantenido más o menos estable, sin una disminución muy visible.

Figura 5.1: Emisiones de CO₂ originadas por la producción de electricidad y calefacción (% del total de la quema de combustibles).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del banco mundial.

Debido a todas estas preocupaciones, los estados miembros de la ONU acordaron unos objetivos para así disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de desechos, así como aminorar la destrucción del ecosistema. La creación de la Agenda para el Desarrollo Sostenible en

2015 estableció los objetivos a alcanzar en 15 años, es decir, en 2030. Poco a poco se va progresando en algunos países. España, por ejemplo, ha eliminado gran parte de sus centrales de carbón debido al aumento del coste de derechos de emisión de CO₂, quedando 5 instalaciones de las 21 que tenía en 2011. También se han cerrado 11 plantas nucleares de las 17 con las que España contaba.

Por tanto, aún siendo un país que produce poca energía, nos orientamos hacia la producción de energía renovable y apostamos por una energía más limpia.

5.2 Alternativas

Como se ha comentado anteriormente, la descarbonización del planeta es uno de los objetivos más importantes para el año 2050, y para conseguir esto se ha ido apostando cada vez más por las energías verdes. Estas energías han ido ganando terreno desde finales del siglo XX y se definen como energías limpias no contaminantes y procedentes al 100% de fuentes renovables. Sin embargo, no todas las energías limpias son renovables ni todas las renovables son limpias. Por ejemplo, la nuclear es limpia porque no emite gases de efecto invernadero, pero no es renovable y contamina en otros aspectos, por tanto, no está considerada como verde. En cambio, hay energías que son renovables, es decir, que no se acaban, pero que no son limpias, como las geotérmicas y los biocarburantes.

5.2.1 Energías limpias renovables convencionales

En España se ha apostado por una transición hacia un sistema sostenible, renovable y limpio mediante la utilización de energías que no contaminen y ayuden al mantenimiento del medio ambiente. Es por ello por lo que se ha invertido cada vez más en políticas energéticas para este desarrollo. Es un aspecto importante porque además de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, nos ayuda a disminuir nuestra dependencia en carbón, petróleo y gas, y así diversificar las fuentes de suministro.

Las energías limpias más utilizadas en España son las siguientes:

- **Energía eólica:** Se obtiene a través del aprovechamiento del viento, convirtiendo la energía que produce (cinética) en mecánica mediante los aerogeneradores o turbinas de aire (molinos de viento). España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, después de China, Estados Unidos, Alemania e India. Además, la energía eólica cubre el 23% de la energía que consumimos, siendo la segunda fuente de generación eléctrica en España en el 2021. Somos un país favorecido por su clima y esto ayuda a fomentar este tipo de energía. En total, el país cuenta con 27.446 MW de potencia eólica instalada y con 1.265 parques eólicos en más de 1000 municipios. Este avance en energía eólica ha evitado la emisión de 29 millones de toneladas de CO₂. Sin embargo, es una energía estacional, en los meses de marzo y abril se producen más cantidades ya que hay más viento. En enero de 2022, según estadísticas obtenidas de REE, se produjeron 5.413 GWh de energía eólica y en marzo del mismo año 6.479 GWh. Además, podemos ver la creciente importancia que ha adquirido esta energía en los datos obtenidos. La energía obtenida mediante este proceso en el 2010 fue de 43.545 GWh mientras que en el 2021 fue de 60.485 GWh.
- **Energía hidráulica:** esta energía es producida mediante el aprovechamiento de los movimientos del agua, a través de la energía potencial y cinética que se genera con las corrientes o saltos de agua. Para su producción se embalsa agua de los ríos en presas y es liberada de forma controlada haciendo que se mueva una turbina que es la que genera la electricidad. En España esta forma de originar energía es utilizada desde hace décadas. En los años 40 más del 90% de la electricidad procedía de la energía hidráulica. Actualmente esas cantidades han bajado mucho, tanto por el crecimiento de importaciones de energías no renovables como por el aumento de la energía eólica. Ahora se sitúa en torno al 20% del total, siendo Castilla y León, Galicia, Aragón, Cataluña y Extremadura quien produce el 80% del total. España es el quinto país que más energía hidráulica produce en Europa por

detrás de Noruega, Suecia, Francia e Italia. En el año 2010 se produjeron 41.834 GWh de energía hidráulica, mientras que en el año 2021 la cifra descendió a los 29.582 GWh. Esto nos informa de la caída paulatina que ha ido sufriendo esta forma de generar energía eléctrica.

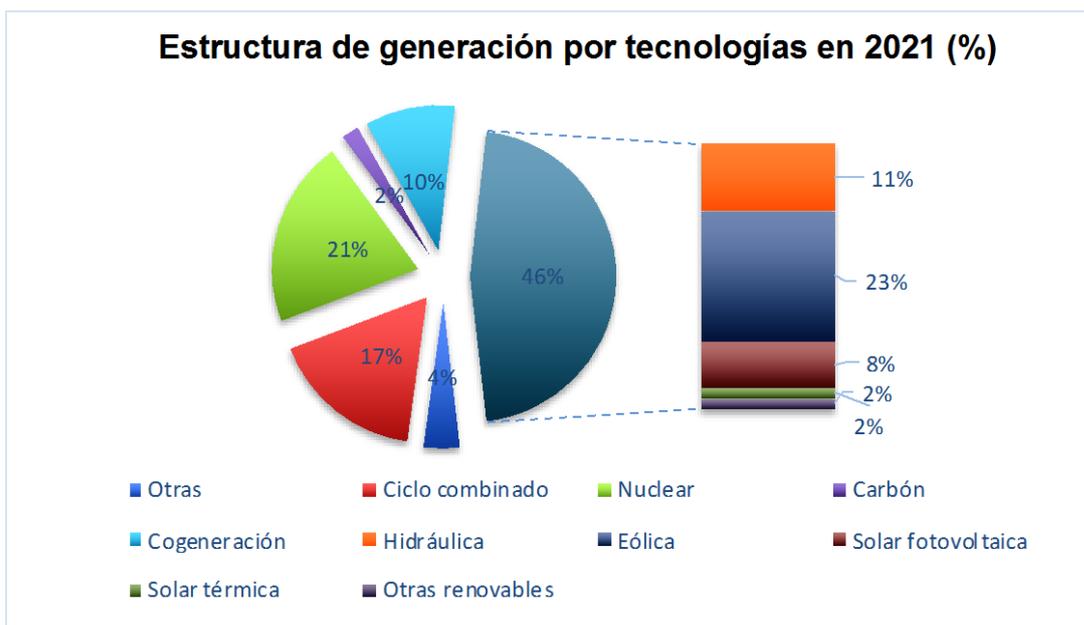
- Energía solar fotovoltaica: se produce mediante la incisión de las radiaciones del sol, compuesta por fotones, sobre las placas solares, que luego se convierte en electricidad que puede ser almacenada en baterías o inyectada a la red eléctrica. Al igual que la eólica, la energía solar ha ido creciendo a lo largo de los años. En 2010 se produjeron 6.423 GWh mientras que en 2021 esta cifra ha crecido hasta los 20.915 GWh, convirtiéndose en la tercera energía renovable más importante a nivel nacional y siendo España el tercer país con mayor potencia instalada en Europa.

Estas son las 3 fuentes renovables que más energía producen en nuestro país. Sin embargo, no debemos olvidar que hay otras fuentes que ayudan a que las energías no renovables se vayan utilizando cada vez menos, como la biomasa, el biogás o la solar térmica, que, aunque contribuyan en menor porcentaje, también son importantes. Por ejemplo, en el ámbito de la biomasa, España es un país muy rico ya que es uno de los países de la Unión Europea donde más crece la superficie forestal; por tanto, en un futuro también puede ser una buena baza a nuestro favor.

Como se puede apreciar en la figura 5.2, las tecnologías renovables fueron las protagonistas en el año 2021 generando un 46% de la energía total en España. Las tecnologías más utilizadas (representadas en el gráfico de la derecha) fueron la eólica con un 23% seguida de la hidráulica con un 11% y de la solar con un 8%.

Las fuentes estadísticas señalan que en el año 2020 España tuvo un consumo final bruto del 21,2% proveniente de fuentes renovables (Statista Research Department).

Figura 5.2: Estructura de generación por tecnologías en 2021 (%).



Fuente: Elaboración propia mediante datos REE.

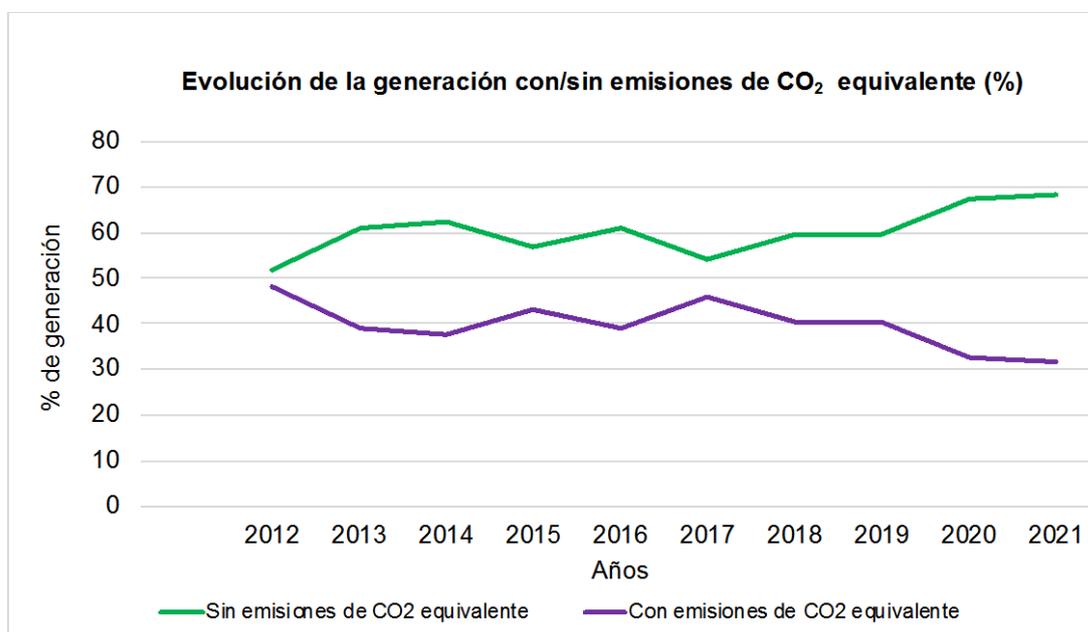
Según REE, el total de energía generada libre de emisiones en el ámbito nacional fue del 62% en abril de 2022, siendo más del 40% generada a través de fuentes renovables. Esto nos sitúa entre los 10 países de Europa con mayor potencia de energía renovable instalada. Otro punto positivo es que actualmente España se encuentra en el puesto 27 del ranking europeo en emisiones de CO₂ con 4,62 toneladas per cápita (un total de 214,847 megatoneladas). Esto ha disminuido notablemente en comparación con el año 2010, cuya cifra estaba en 291,327 megatoneladas. Además, en los últimos 10 años es mayor la energía que producimos sin emisiones de CO₂ que con emisiones (véase la figura 5.3).

5.2.2 Hidrógeno Verde

Además de las opciones energéticas renovables que se han comentado anteriormente, hace poco se ha comenzado a valorar la posibilidad de la utilización del hidrógeno como combustible, pero no cualquier hidrógeno, ya que el que se genera mediante el carbón o gas natural es hidrógeno gris el cual emite por año 830 millones de toneladas de dióxido de carbono. Es por eso por

lo que para ayudar a la descarbonización del planeta se ha acudido al llamado hidrógeno verde. Pero, ¿qué es el hidrógeno verde?

Figura 5.3: Evolución de la generación con/sin emisiones de CO₂ equivalente (%).



Fuente: Elaboración propia mediante datos REE.

El hidrógeno verde o renovable, como también se llama, es el producido por electrólisis del agua a partir de energías renovables, lo que lo caracteriza como combustible 100% limpio y sostenible. Es una gran baza para sustituir a los combustibles fósiles en algunos sectores.

La obtención de este elemento básico se realiza mediante la electrólisis impulsada por energías renovables. Mediante una corriente eléctrica proveniente de una de estas energías limpias se separan las moléculas del agua en oxígeno e hidrógeno. Posteriormente es almacenado en tanques específicos para este componente y canalizado hacia una pila de combustible, donde se une con el oxígeno procedente del aire y se obtiene energía eléctrica.

Pero entonces, ¿por qué no se invierte más en el hidrógeno verde? Para empezar, es una innovación actual, no lleva muchos años fomentándose el uso de esta forma energética. Solo está presente en la actualidad en algunos países como Francia, Estados Unidos, Rusia, China y Alemania, que son

grandes potencias con grandes estructuras y nivel económico. Japón incluso plantea convertirse en una economía de hidrógeno, donde se use esta clase de energía como una alternativa a los combustibles fósiles.

Aparte de ser una energía reciente, conlleva mayores costes. No olvidemos que generar energía renovable es más caro y además la generación del hidrógeno requiere más energía. No hay que olvidar que el hidrógeno es inflamable y por tanto se necesitan unos requisitos especiales de seguridad para evitar explosiones y fugas.

Desde que se comenzó a implantar esta forma de producción energética en algunos países, España comenzó a barajar también la idea. Cada vez hay más proyectos en marcha relacionados con esta forma de energía. En Mallorca, en marzo de 2022, se inauguró la primera planta industrial de hidrógeno renovable impulsada por Acciona y Enagás. Al principio se utilizará como combustible de autobuses públicos y vehículos de alquiler, para generar calor en edificios públicos y como energía auxiliar en operaciones portuarias. Parte de este hidrógeno se inyectará también a la red de gas de la isla. También se ha anunciado la apertura de otra planta en Algeciras para poner en venta el hidrógeno a grandes industrias. Está prevista para el año 2023 y está promovida por la compañía Coagener.

Iberdrola, gran impulsor de la energía y promotor de ella, que ha impulsado su producción en países como Francia, ha optado por su expansión en España mediante la construcción de la mayor planta de hidrógeno verde para su uso industrial en Europa. Esta información la dio a conocer a través de su página oficial. Esta planta está prevista que se construya en Puertollano, municipio de Ciudad Real. La idea es que cuente con una capacidad total de 100 MW solares y una capacidad de almacenamiento de 20MWh, además de una capacidad de producción de hidrógeno mediante electrólisis de también 20 MW. La inversión inicial de este plan es de 150 millones de euros.

Endesa, como empresa eléctrica de gran escala en España, también tiene diversos programas encaminados a la descarbonización mediante esta

energía. En su aspiración está la creación de 23 proyectos financiados a través de una inversión de 2.900 millones de euros para 2023 y 2024. Todos estos proyectos entran en el plan español de convertirse en uno de los países con mayor producción de hidrógeno verde del mercado.

6. REGULACIÓN

Desde 1988 hasta 1997 el sector eléctrico español estuvo caracterizado por la aplicación del modelo regulatorio conocido como Marco Legal y Estable⁷. Se trataba de un acuerdo entre gobierno y empresas, donde los objetivos prioritarios eran, entre otros, los siguientes:

“Proporcionar un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y a la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, fomentar la eficiencia en el sector eléctrico, reducir las incertidumbres, garantizar la recuperación de inversiones en activos productivos a lo largo de su vida útil, permitir la planificación correcta de las actividades de suministro eléctrico y conseguir la mayor estabilidad posible en la tarifa.”

Todos estos objetivos ocasionaron que esta normativa blindara aspectos como la implantación de un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, así como el establecimiento de unos costes estándar.

6.1 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

A mediados de los años 90 comenzó una importante transformación en el marco eléctrico español que tuvo su culmen en la Ley 54/1997⁸, de 27 de noviembre, la cual supuso una modificación del marco regulatorio vigente hasta ese momento y uno de los cambios normativos más importantes en la historia del sector.

⁷ “El Marco Legal Estable”, Economía del sector eléctrico español 1988-1997 <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>

⁸ Disponibilidad completa en el BOE “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico”, <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340>.

Mediante esta ley lo que se quería era seguir los pasos para la creación de un mercado interior en la Unión Europea a partir de la liberalización de las actividades tanto de generación como de comercialización de energía eléctrica. Se perseguía, como queda expuesto en el BOE, el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente.

Esta ley estuvo marcada por el convencimiento de que la intervención estatal no era necesaria a la hora de garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste. Por ello, se llevó a cabo la liberalización por parte del estado de la generalización y comercialización de la energía, la cual podía desarrollarse en régimen de libre competencia. El transporte y la distribución continuarían siendo fijadas administrativamente.

De esta forma el sector eléctrico funcionaría bajo el papel protagonista de las empresas, garantizándose un funcionamiento sin abusos de posiciones de dominio y bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Las características más significativas llevadas a cabo en esta ley fueron:

- Separación entre actividades reguladas como el transporte y la distribución y las otras 2 que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia, que son la generación y comercialización.
- Progresiva liberalización de la contratación y elección del suministro por parte de los consumidores finales.
- Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes.
- Creación de las figuras del operador, tanto del sistema encargado de la gestión técnica como del mercado encargado de la gestión económica del sistema.

Sin embargo, esta ley cojeaba en algunos aspectos y por tanto en sus 17 años de duración se fueron aprobando algunas leyes, directivas u ordenanzas que la complementaban. Entre ellas destacamos las siguientes:

- Directiva 2003/54/CE, que deroga la directiva 96/92/CE y establece nuevas normas comunes para completar el mercado interior de la electricidad introduciendo modificaciones bastante significativas. Entre ellas, estableció unas condiciones para así reducir el riesgo de posiciones dominantes y comportamientos abusivos.
- Directiva 2004/67/CE, relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural.
- Ley 17/2007, que modifica la Ley 54/1997 para adaptarla a la Directiva 2003/54/CE. Dichas modificaciones tienen como característica la eliminación de las tarifas integrales y la introducción del suministrador de último recurso.
- Directiva 2009/7/CE,⁹ con la que se deroga la Directiva 2003/54/CE y se aplican nuevas normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En el año 2012 el gobierno mostró sus ganas de reformar el marco legislativo del sector y aprobó varias medidas como las subidas de impuestos y recortes en los costes. Por ello no era de extrañar que después de 17 años se derogara la Ley 54/1997 por la Ley 24/2013,¹⁰ la cual solo mantiene en vigor la disposición adicional vigesimotercera, donde determina la actual estructura societaria para el ejercicio de las actividades desarrolladas por Red Eléctrica.

6.2 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

A pesar de que la Ley 54/1997 introdujo el proceso de liberalización del mercado eléctrico y logró cumplir la mayoría de los objetivos promulgados, todavía había temores referentes al funcionamiento del sector debido a los problemas que impedían el equilibrio financiero del sistema y que causaban el llamado déficit tarifario, que ascendía a 26.000 millones de euros. Se pretendía cubrir por tanto las lagunas observadas en la ley anterior. Para ello se llegó a la

⁹Véase la directiva completa en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2009-80240>.

¹⁰ Véase completa en el BOE la “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>.

aprobación de la Ley 24/2013, la cual según el BOE de 2013 nace con el objetivo de “establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste para los consumidores”.

Con respecto a la Ley 54/1997 se produjeron algunas modificaciones y nuevas novedades. En primer lugar, destaca el aumento de potestades que se otorgaron al Ministerio, así como una planificación eléctrica que establece un período de regulación de 6 años. Otra de las novedades más importantes es que el suministro de energía eléctrica pasó de ser un servicio de interés esencial a un servicio de interés económico general.

Otra modificación es el establecimiento como principio rector de la sostenibilidad económica del sector. Dicho principio sostiene que el déficit, en caso de que lo hubiera, no podría superar el 2% de los ingresos estimados para ese ejercicio, así como que la deuda acumulada por desajuste tampoco podrá sobrepasar el 5% de dichos ingresos. En el caso de que estos límites no se llegaran a cumplir se revisarán los peajes o cargos que correspondan. La parte del desajuste que no se compense de este modo será financiada por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que genere. Si en vez de déficit hubiera superávit de ingresos, se destinarán a compensar desajustes de deudas de años anteriores.

También se modifica la Tarifa de Último Recurso, la cual pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que puede contratar el consumidor si tiene una potencia menor de 10kW.

Con respecto al autoconsumo, la ley establece la obligatoriedad de que todo consumidor acogido a modalidades de autoconsumo debe registrarse en el registro creado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Además, también establece la obligación de “pagar costes y servicios del sistema en la cuantía que el resto de los consumidores no acogidos al autoconsumo”.

Se retiran los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial y se procede a la unificación de la normativa para todas las instalaciones. Además, se implanta un régimen retributivo¹¹ para las energías renovables, de cogeneración y residuos, que se basará en complementar los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir a nivel de igualdad con el resto de las tecnologías.

La tasa de retribución ya se había incluido en el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, en el se acogen medidas urgentes para asegurar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, por lo que esta ley solo hace visible lo antes dispuesto en el Real Decreto-Ley. Además, cada cliente tiene la oportunidad de elegir la tarifa que más le convenga y la compañía con la que quiere contratar sus servicios.

7. CONCLUSIONES

El mercado eléctrico español ha pasado por un proceso evolutivo corto pero intenso. Como se ha podido observar, es un mercado complejo y en continua transformación.

En primer lugar, es interesante recalcar que el mercado del sector eléctrico está comandado por 5 grandes grupos empresariales que controlan en gran medida la generación, la distribución y la comercialización. También es importante comentar que el gobierno controla 2 operaciones relacionadas con el mercado que son el transporte y la distribución eléctrica. Actualmente se encuentra en vigor la ley “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”, que sienta las bases que regulan el sector y que proviene de la anterior ley, “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico”, siendo las leyes que han hecho que el mercado eléctrico español sea lo que hoy conocemos.

¹¹ Este marco retributivo, llamado Régimen Económico de Energías Renovables, se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, y se otorga mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas, y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

Como se ha comentado a lo largo del trabajo, España tiene un alto grado de dependencia de las fuentes generadoras de energía que más se utilizan a nivel mundial, que son las de origen fósil, como el carbón, el petróleo o el gas. Esto implica que dependamos de otros países extranjeros para que nos aporten la cantidad de energía necesaria para abastecer toda la demanda y que esto unido al funcionamiento del mercado en el Pool y la alta fiscalidad eléctrica que tiene el país con elevados impuestos sobre la electricidad y con un 21% de IVA provoquen que España tenga uno de los precios más altos de Kwh de electricidad en Europa, siendo el quinto país de la UE27 con los precios más altos por detrás de países como Alemania o Bélgica entre otros.

También es importante comentar que las subidas de los precios que han tenido lugar en los últimos meses han sido en gran parte consecuencia de la desgarradora guerra que se ha desatado en Ucrania y que ha puesto en jaque al continente europeo. El corte de suministro del petróleo y gas natural ruso ha provocado que muchos países europeos tengan que buscar otras fuentes alternativas, y aunque España tenga su dependencia energética diversificada y no tenga una alta “subordinación” a este país, la falta de oferta ha provocado que el mercado fluctúe al alza hacia niveles anteriormente desconocidos.

Los hechos ocurridos en estos últimos meses ponen de manifiesto la necesidad de que España, al igual que el resto de Europa, obtenga en el sector energético una cierta autosuficiencia, al tiempo que también se plantee la pregunta de si es necesario un cambio en la regulación normativa del sector.

Las energías renovables están en el punto de mira, siendo la mejor opción para reemplazar a las energías de origen fósil y siendo la opción de referencia para así frenar el cambio climático y evitar las enormes cantidades de CO₂ que se expulsan a la atmósfera. No tenemos que olvidar el enorme paso que se está dando en este aspecto con la inclusión, cada vez más evidente, de las fuentes solares, eólicas y de hidrógeno verde. En este sentido, en España se están creando varias plantas de hidrógeno verde en diferentes partes del país, que se están haciendo efectivas en este año 2022 de la mano de empresas como Endesa o Iberdrola.

Para concluir, es importante resaltar el hecho de que se espera que en los próximos años la demanda de energía eléctrica aumente, ya que como se puede observar en la vida cotidiana cada vez está más extendido su uso, siendo los aparatos eléctricos cada vez más utilizados y por tanto siendo la factura de la luz del consumidor cada vez más elevada. El ejemplo más claro lo tenemos en los vehículos eléctricos, cada vez más demandados y que se han abierto camino en poco tiempo a nivel mundial, un hecho que hace unos pocos años creíamos “imposible” de conocer. Por esta razón, tanto España como el resto de los países del mundo tienen que comenzar a plantearse nuevas ideas, estrategias y formas de generación eléctrica. Los últimos meses nos han hecho ver la realidad y los últimos años la necesidad de un cambio hacia un planeta más verde y cuya necesidad se aclama desde hace años.

Como dijo John Burroughs (1916): *“El combustible en la tierra se agotará en mil o más años, y su riqueza mineral, pero el hombre encontrará sustitutos para estos, en los vientos, las olas, el calor del sol, y así sucesivamente”*.

8. BIBLIOGRAFÍA

Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: <https://aeolica.org/> [consulta: 18 de abril de 2022].

BOE (1997): “*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*”. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340> [con-sulta: 15 de febrero de 2022].

BOE (2013): “*Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*”. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645> [con-sulta: 15 de febrero de 2022].

BOE (2021): “*Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos*”. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8362 [consulta: 18 de febrero de 2022].

Burroughs, J. (1916): “*Under the Apple-Trees*”. Disponible en: https://todayinsci.com/B/Burroughs_John/BurroughsJohn-AstronomicGrandeur.htm [consulta: 29 de junio de 2022].

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Disponible en: <https://www.cnmc.es/> [consulta: 25 de febrero de 2022].

Endesa fundación: “*Transporte de electricidad*”. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/transporte-de-electricidad> [consulta: 10 de abril de 2022].

Energía y sociedad: “*Manual de la energía*”. Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad> [consulta: 15 de abril de 2022].

González Valenzuela, C. (2022): “*España podría disponer de una reserva de gas para varias décadas, pero se niega a explotarla, ¿por qué?*”. Disponible

en: <https://computerhoy.com/noticias/tecnologia/espana-podria-disponer-reserva-gas-varias-decadas-pero-niega-explotarla-1027519> [consulta: 16 de abril de 2022].

Iberdrola, (2022): “Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa” Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde> [consulta: 20 de abril de 2022].

Quintero Luis, F. (2021): “¿Quién controla la energía? Sólo 4 compañías mantienen propiedad española” Disponible en: <https://www.libremercado.com/2021-02-17/propiedad-energeticas-espanolas-extranjeros-gasistas-naturgy-iberdrola-endesa-repsol-enagas-6710449/> [consulta: 1 de marzo de 2022].

Red Eléctrica de España. Disponible en: <https://www.ree.es/es> [consulta: 15 de febrero de 2022].

Statista Research Department (2021): “Energía hidráulica generada en España de 2010 a 2021” Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/1004266/generacion-hidraulica-en-espana/#:~:text=En%20el%20a%C3%B1o%202021%2C%20la,a%20aproximadamente%2029.580%20gigavatios%2Dhora> [consulta: 20 de marzo de 2022].

UNED “Energía y desarrollo sostenible”. Disponible en: <https://www2.uned.es/biblioteca/energiarenovable3/impacto.htm#cabeceraimpacto> [consulta: 20 de abril de 2022].