

**Transición en el Sector Eléctrico Ibérico:  
hacia un mercado más sostenible y liberalizado**

Agustín García, María Teresa García-Álvarez y Blanca Moreno  
Febrero 2017

---

## **Transición en el Sector Eléctrico Ibérico: hacia un mercado más sostenible y liberalizado**

Agustín García<sup>1</sup>, María Teresa García-Álvarez<sup>2</sup> y Blanca Moreno<sup>3</sup>  
Febrero 2017

### **Resumen**

A pesar de que tradicionalmente los sectores eléctricos español y portugués han evolucionado con un cierto retraso respecto a los países de su entorno, en la actualidad se encuentran entre los que han liderado la transición hacia sistemas más sostenibles, con la incorporación de las energías renovables. Aunque el proceso presenta luces y sombras, el esfuerzo realizado y los logros obtenidos son notables, y su continuidad marcará el éxito o fracaso de unas políticas que han sido diseñadas para reducir las emisiones a la atmósfera, pero también para modernizar dos economías con problemas estructurales históricos.



Foto: Benito Macías Trujillo

### **Agradecimientos**

Desearía agradecer a Ramon Bueno y Jonathan Harris por sus comentarios y correcciones, y a Monica Barros por la edición del working paper.

Este proyecto ha sido financiado por la Junta de Extremadura (becas de movilidad para personal docente e investigador 2016-17).



---

<sup>1</sup> Global Development and Environment Institute, Tufts University and University of Extremadura (Spain) Email: [agarcia@unex.es](mailto:agarcia@unex.es)

<sup>2</sup> University of A Coruna (Spain)

<sup>3</sup> University of Oviedo (Spain)

## 1. Introducción

Es difícil encontrar temas que resulten tan controvertidos y actuales como los retos que afronta el sector energético mundial: reducir la dependencia energética, aumentar la seguridad del suministro, incrementar la eficiencia energética y reducir los gases de efecto invernadero. Estamos inmersos en una transición energética hacia un modelo con más participación de las fuentes renovables y más eficiente, que marcará el futuro de las próximas generaciones y que presenta múltiples condicionantes políticos, económicos, sociales y medioambientales.

El sector eléctrico es uno de los grandes protagonistas en esta transición energética, con un desarrollo legislativo muy extenso, que intenta optimizar el suministro de un bien básico y especial. Los países europeos (y el resto de países en mayor o menor medida) han afrontado la reforma del suministro de electricidad con distintas iniciativas que intentan compaginar las peculiaridades del mercado eléctrico y la necesidad de afrontar las urgencias medioambientales.

El cambio en el modelo energético no es un fenómeno nuevo. Como indican Timmons et al. (2014), la historia de la evolución industrial va unida a la transición de unas fuentes energéticas a otras. Lo que sí es nuevo es la manera en que el sector eléctrico ibérico (España y Portugal) está afrontando este proceso. A pesar de que tradicionalmente su sector eléctrico había evolucionado con un cierto retraso respecto a los países de su entorno, en la actualidad se encuentran entre los que han liderado la transición hacia sistemas más sostenibles, con la incorporación de las energías renovables. El proceso presenta luces y sombras, con contrastes muy acusados. Junto con titulares de prensa que destacan el éxito de mantener un país funcionando con energías renovables durante varios días, podemos encontrar otros que subrayan la incertidumbre y la falta de criterio en el diseño de incentivos.<sup>4</sup> No obstante, el esfuerzo realizado y los logros obtenidos son notables, y su continuidad marcará el éxito o fracaso de unas políticas que han sido diseñadas para reducir las emisiones a la atmósfera, pero también para modernizar dos economías con problemas estructurales históricos. En este trabajo intentamos realizar un repaso a la evolución del sector eléctrico ibérico hasta la situación actual, muy condicionada por la crisis económica, con el fin de ayudar a una mejor comprensión de los retos para los próximos años.

Las peculiaridades del sector eléctrico y su trascendencia han sido ampliamente tratadas desde muy diversos enfoques. Sus características productivas inciden en el funcionamiento del mercado y plantean diversas controversias sobre los niveles de competencia y regulación deseables. El bienestar de las familias, la capacidad productiva de las empresas y el funcionamiento de cualquier economía están muy ligados al adecuado funcionamiento del sector eléctrico de cada país. Desde el siglo pasado, el desarrollo de las economías ha ido aparejado a aumentos muy rápidos en la demanda de electricidad, asociados a incrementos en la producción y a consumos directamente dirigidos a mejorar las condiciones de vida de las familias. Las singularidades técnicas, económicas y estratégicas del sector son bien conocidas. Además, sus claras implicaciones medioambientales han complicado aún más el panorama en las últimas décadas, en las que se han realizado esfuerzos por mejorar la eficiencia del sector e

---

<sup>4</sup> Por ejemplo, *The Economist* (20 de Julio de 2013), *The Guardian* (18 de Mayo de 2016), *El País* (21 de mayo de 2016), *El País* (26 de Mayo de 2016).

incrementar la electricidad generada por renovables. El tema, evidentemente, tiene muy diversas vertientes entrelazadas: la economía, la tecnología, el medio ambiente, ...

España y Portugal, como el resto de los países, necesitan un adecuado diseño de su sector eléctrico para garantizar el correcto funcionamiento de sus economías, el bienestar de sus ciudadanos y hacer frente a los nuevos retos. A pesar de la diferente evolución histórica de sus mercados de electricidad, la tendencia actual marca trayectorias convergentes. Por ello, por motivos geográficos y por diversas características socioeconómicas, está justificado el análisis conjunto y las comparativas entre ambos países.

El documento describe algunos hechos relevantes de la evolución histórica del sector eléctrico en ambos países y de los cambios de los últimos años, en los que se ha realizado una transformación con objetivos múltiples. Por un lado, se ha buscado mejorar la eficiencia de los mercados y aumentar la competencia, tratando de reducir el precio de la electricidad final pagado por las familias y por las empresas (con la intención de reducir sus costes), que compiten en un entorno cada vez más globalizado. Por otro lado, se ha intentado reducir el impacto de la generación de electricidad sobre el medio ambiente, siguiendo las pautas marcadas por la creciente concienciación social sobre el tema.<sup>5</sup> Las transformaciones del sector en España y Portugal están condicionadas por el diseño de las políticas energéticas de la Unión Europea, en la que se ha impulsado un proceso liberalizador desde los años 90. Factores como la creación en 2005 del mercado europeo de derechos de emisión, el *European Union Emission Trading System (EU ETS)* o el funcionamiento, desde 2004, del Mercado Ibérico de la Electricidad (*MIBEL*), seguramente han condicionado la evolución del sector en España y en Portugal.

En ambos países el proceso liberalizador ha ido aparejado a una apuesta por las energías renovables, en la línea marcada por las políticas energéticas europea y global. Sin embargo, existe controversia sobre la efectividad de las políticas realizadas, sobre cuál ha sido la ganancia real de competencia en el sector o sobre la eficacia de las medidas para reducir el uso de combustibles fósiles, reducir la dependencia energética,...<sup>6</sup>

En el trabajo se recogen algunos de los hechos fundamentales que han marcado la evolución del sector eléctrico en ambos países hasta su configuración en los años 90. También se describe la situación del mercado eléctrico a partir de los cambios legislativos que han intentado diseñar un sector más competitivo y más sostenible. El documento se estructura según el siguiente esquema: En la sección 2 del trabajo se revisan los antecedentes del sector eléctrico ibérico hasta los años 90. En la sección 3 se describe el proceso de liberalización del sector; mientras que en la 4 se realiza una revisión crítica de las consecuencias de esa liberalización sobre la competencia en los mercados eléctricos ibéricos. La sección 5 describe el *Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)*. El papel jugado por las energías renovables en la transición hacia un mercado más sostenible es descrito en la sección 6. El documento finaliza con un apartado en el que se recogen algunas conclusiones y una revisión crítica de las debilidades y fortalezas que el sector eléctrico debe resolver y potenciar para lograr mayor sostenibilidad en el futuro.

---

<sup>5</sup> Según el Eurobarómetro (2016) el 67% de los europeos apoya que la UE intervenga más en materia de protección medioambiental. El 52% considera insuficiente las actuaciones actuales y el 37% las ve adecuadas (<http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/20161110PVL00113/Eurobarómetro>).

<sup>6</sup> Ver, por ejemplo, Haas et al. (2011).

## 2. Antecedentes: rasgos del sector eléctrico ibérico hasta los años 90

La evolución del mercado eléctrico hasta lo que es en la actualidad ha seguido unas pautas más o menos comunes en todo el mundo. El sector eléctrico de España y Portugal (sector eléctrico ibérico a partir de ahora) presenta las peculiaridades estratégicas, técnicas, económicas, medioambientales y sociales inherentes al suministro de este bien, que hacen que el análisis y los planteamientos sean diferentes a los de otras actividades. Sin ánimo de ser exhaustivos, se puede destacar que se trata de un sector intensivo en capital, que requiere grandes inversiones con elevados plazos de amortización en diversas fases de su producción y en el proceso de suministro. Esto ha llevado a una configuración escasamente competitiva, con estructuras organizativas integradas horizontal y verticalmente. Por otra parte, su carácter estratégico ha justificado una fuerte intervención del sector público que garantizase un adecuado nivel de prestación del servicio.<sup>7</sup> Una vez que la electricidad superó la época en la que su uso fundamental era la iluminación, especialmente de zonas públicas, y se generalizó su uso en el transporte y la industria, se inició un proceso de intervención de los gobiernos. A partir de ahí, la intervención del sector público en todas las fases de producción y suministro eléctrico llevó a la configuración de unos mercados altamente regulados.

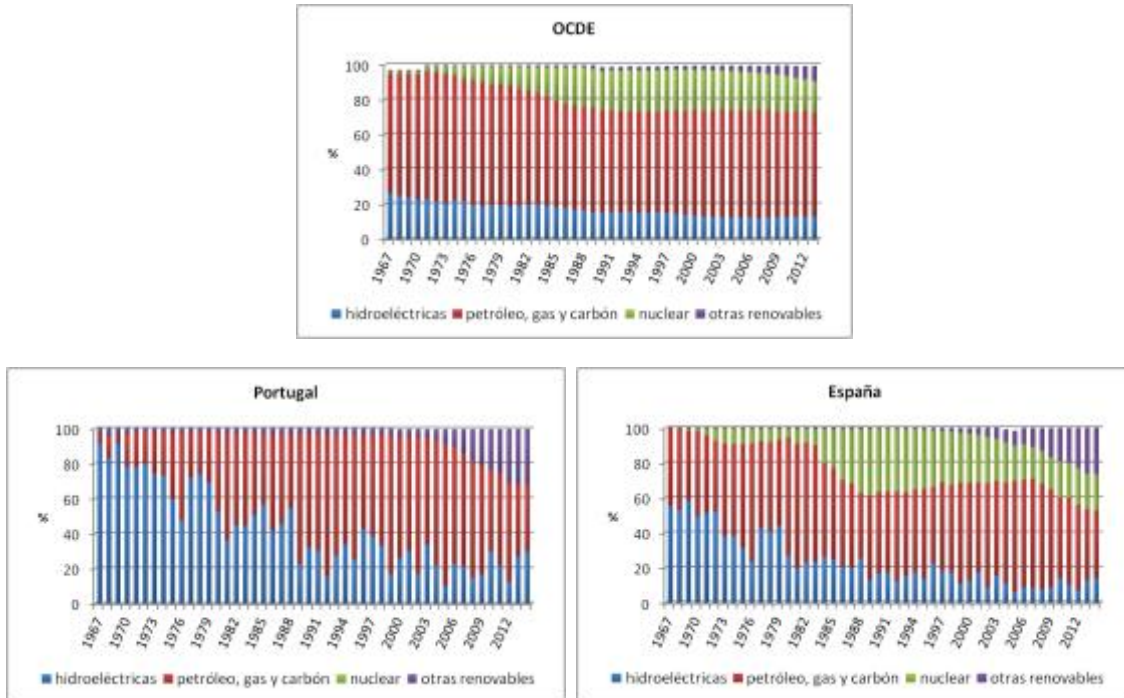
Durante toda la primera mitad del siglo XX, como resultado de la escasez de combustibles fósiles, la producción de energía en la Península Ibérica se apoyó fundamentalmente en los recursos hidráulicos y en la importación de combustibles para las centrales termoeléctricas. En ambos países el carbón disponible era muy escaso y de bajo poder calorífico. El proceso inversor en infraestructuras hidráulicas comenzó antes en España. En Portugal, la apuesta por la energía hidráulica se produce a partir de la promulgación de la *Lei de Electrificação do País* (1944). En ese año, prácticamente el 40% de la producción de electricidad era hidráulica y el 60% térmica. La dependencia energética exterior era evidente (sobre todo del carbón procedente del Reino Unido). La reestructuración del sector y las nuevas inversiones en aprovechamientos hidráulicos hicieron que a finales de los años 60 los números se invirtiesen. Como puede verse en la **figura 1**, la producción hidroeléctrica alcanzaba el 80% en Portugal y había descendido hasta menos del 60% en España. Aun así, la configuración del sector era distinta a la de los países más desarrollados, con un peso de la energía hidroeléctrica muy superior al que representaba en el conjunto de los países de la OCDE. En un período con fuerte crecimiento económico, la producción eléctrica ibérica tenía una alta dependencia de las reservas hidráulicas y era muy sensible a los períodos de sequía. Además, el sector presentaba una alta dependencia de las importaciones de combustibles.

En España, el período que siguió a la Guerra Civil tuvo un marcado carácter autárquico en todos los sectores de la economía. Durante esos años, fueron frecuentes los problemas en el suministro eléctrico. En 1944 se creó la empresa *Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA)*, que englobaba a las principales empresas, reforzando el carácter monopolístico del sector. El diseño del sector eléctrico debió acomodarse rápidamente a las nuevas necesidades de la economía, que experimentó un fuerte crecimiento durante los 60, lo que suponía importantes aumentos en la demanda energética. Era imprescindible una modernización del sector que no limitara el desarrollo económico y social del país. Para ello había que aumentar la capacidad de generación y reforzar la seguridad del suministro con la mejora

<sup>7</sup> Joskow y Schmalensee (1983) hacen un repaso a las características peculiares del sector eléctrico que justifican la regulación. En Jamasb y Pollit (2005) se plantean diversas cuestiones relacionadas con la estructura del mercado y con el proceso de integración y liberalización del mercado eléctrico en Europa.

de la red de distribución. Además, la dependencia respecto a la energía hidráulica no era compatible con una economía moderna, por lo que se optó por una diversificación de fuentes. Así, aprovechando el bajo precio del petróleo, se apostó por esta fuente, al igual que hicieron el resto de economías desarrolladas. Adicionalmente, durante estos años se comienzan a construir varias centrales nucleares, con el doble objetivo de reducir aún más la dependencia respecto a la energía hidráulica y, a la vez, la dependencia respecto a los combustibles importados. Como resultado de estas iniciativas, el peso de la energía hidráulica cayó al entorno del 50%.

**Figura 1:** Producción de electricidad (% del total)



Fuente: Banco Mundial

La presión de la demanda no fue tan acuciante en el caso portugués, debido al desfase en el proceso industrializador y modernizador de su economía. Esta característica va estrechamente unida a la evolución del sector eléctrico portugués hasta las crisis del petróleo.<sup>8</sup> Inicialmente, la red eléctrica básica estaba muy orientada hacia los principales núcleos urbanos. Ante la escasa actividad productiva, el suministro iba destinado fundamentalmente a la iluminación (en muchos casos pública). La generación se concentró en empresas regionales, mientras que los gobiernos locales jugaron un papel básico en la distribución y en la ampliación paulatina de la red eléctrica por el territorio hasta que esta competencia fue asumida por el gobierno central.<sup>9</sup> En 1944, la *Lei de Electrificação do País* aumentó la participación del Estado en el sector, definiendo su papel en la generación y distribución, en colaboración con las grandes empresas de energía del país. Durante las décadas siguientes, se impulsó la producción de energía de origen hidroeléctrico, con la construcción de grandes embalses.

<sup>8</sup> Sobre este tema, ver Cardoso et al. (2004). Para un repaso a los comienzos del sector en Portugal, ver Monteiro (2012).

<sup>9</sup> En 1936 el Estado asume la competencia del transporte de la electricidad. Se creó la *Junta de Electrificação Nacional* con el objetivo de desarrollar la red eléctrica en todo el territorio. La intervención en el sector había sido modesta, a través de algunas leyes que intentaron ordenar la generación eléctrica a partir de los recursos hidráulicos.

Las características iniciales del sector propiciaron una serie de elementos diferenciadores respecto al sector español: más atomizado, con menores requerimientos energéticos y con una mayor dependencia de la energía hidráulica. Además, tenía menos necesidad de importar combustibles fósiles y el mercado presentaba una apertura gradual a la competencia.<sup>10</sup> En España la creación de *UNESA* a mediados de los 40 había supuesto una unificación en el sector; mientras que en Portugal no se producirá una concentración similar hasta 1960, con la creación de la *Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE)*, a través de la cual el Gobierno adquirió un amplio control sobre la generación y la distribución.<sup>11</sup>

Las dos crisis del petróleo de los años 70 tuvieron un efecto muy negativo sobre las economías ibéricas. Ambos países estaban inmersos en una época de transición social, económica y política que se agravó con la crisis energética global.<sup>12</sup> Como puede observarse en la **figura 2**, la dependencia energética ibérica era muy superior a la media de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Hasta 1973, los bajos precios del petróleo fomentaron un uso creciente de los combustibles fósiles en todo el mundo desarrollado; sin embargo, esta tenencia cambia a partir de las crisis del petróleo. Puede observarse que el caso español siguió la pauta de la media de otros países de la OCDE, que apostaron por la energía nuclear como alternativa. Así, durante los años siguientes, fueron entrando en funcionamiento diversas centrales nucleares.<sup>13</sup> Sin embargo, este proceso se ve interrumpido en 1982, con la decisión de no autorizar la construcción de nuevas centrales nucleares y la paralización de las obras ya iniciadas. Esta decisión suponía incrementar la dependencia energética y obligaba a rediseñar el sector.<sup>14</sup> Puede verse en la **figura 2** que, hasta comienzos del siglo XXI con la apuesta por las energías renovables, la dependencia exterior ibérica se mantuvo en niveles cercanos al 80%, con una tendencia creciente.

En Portugal no habían fructificado los intentos por utilizar la energía nuclear.<sup>15</sup> En cuanto a la configuración del mercado, durante la década de los 70, el sector público aumentó su peso en el diseño y el control de la generación y la distribución. Se continuó el proceso de concentración y regulación iniciado en los 60, que culminó con la nacionalización del sector eléctrico en 1975 y la creación de la empresa *Electricidade de Portugal (EDP)* en 1976.

La década de los 80 está marcada por un profundo cambio social y económico en la Península Ibérica. El proceso de adhesión de España y Portugal a la Comunidad Económica Europea (CEE), culminado en 1986, impulsó una modernización en su sistema productivo que, obviamente, también afectó al sector eléctrico.

---

<sup>10</sup> El 77% de la capacidad productiva instalada tenía carácter público y el 23% privado. El consumo medio era de 56,1 kWh por habitante (Monteiro, 2012).

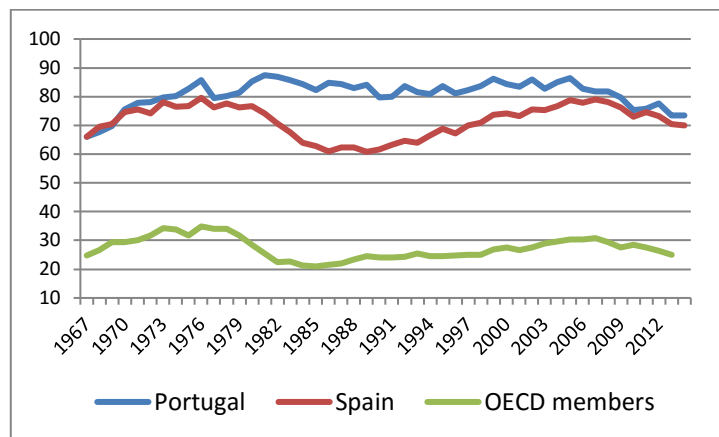
<sup>11</sup> Controlaba el 90% de la energía producida y era el propietario de casi toda la red de alta tensión del país.

<sup>12</sup> Durante la década de los 70 se produce la transición hacia regímenes democráticos.

<sup>13</sup> Los *Planes Energéticos Nacionales* de 1975 y 1979 trataron de adaptar el sector energético a la nueva situación.

<sup>14</sup> En el *Plan Energético Nacional* de 1979 ya se establece la necesidad de apostar por la cogeneración y las renovables.

<sup>15</sup> Tras una serie de estudios llevados a cabo en la década de los 60, el proyecto para la construcción de la primera central nuclear portuguesa fue retrasado y abandonado durante los años 70.

**Figura 2:** Dependencia energética (% importaciones)

Fuente: OCDE

Como ya se ha comentado, a principios de los 80, en España entraron en funcionamiento varias centrales nucleares. También lo hicieron algunas centrales termoeléctricas construidas para aprovechar el carbón nacional, en un intento por reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles importados.

El diseño del sector se había llevado a cabo con previsiones de elevados requerimientos energéticos al compás del crecimiento económico de los años 60, con importantes inversiones para aumentar la capacidad. El fallo en los pronósticos por las crisis económicas de los 70 dio como resultado un desfase entre la demanda y la capacidad de generación. Las elevadas inversiones realizadas por el sector originaron una situación financiera complicada, agravada por la decisión de paralizar la finalización de las centrales nucleares en construcción<sup>16</sup> y por la evolución de los tipos de interés y la depreciación de la peseta.<sup>17</sup> El sistema funcionaba a través de precios regulados que no guardaban relación directa con la evolución de los costes, sino que eran sometidos a la necesidad de controlar la inflación.

Todo ello marcaba un panorama turbulento en el que se hacía necesario tomar medidas urgentes que permitieran continuar con la modernización del sector y recuperar la sostenibilidad financiera. Por lado se realizó una fuerte inversión en la red de distribución. En 1984, la ley de *Unificación del Sistema Eléctrico Nacional* estableció que la explotación de las redes de alta tensión era un “servicio público de titularidad estatal”, y obligaba a las empresas privadas a vendérselas a la empresa pública *Red Eléctrica de España (REE)*.<sup>18</sup> El Gobierno y las empresas del sector acordaron un plan para aliviar el problema financiero. Surgió así el denominado *Marco Legal Estable del Sector Eléctrico*

<sup>16</sup> En 1983, el Gobierno y las empresas del sector eléctrico acordaron un plan para aliviar el problema financiero originado por las inversiones. Entre otras medidas, el Gobierno se comprometía a practicar una política tarifaria adecuada a tal fin.

<sup>17</sup> La peseta tenía un valor aproximado de 60 pta/\$ a mediados de los años 70. En 10 años evolucionó hasta 160 pta/\$. En Portugal, la depreciación del escudo también condicionó el sector, al pasar de un valor en torno a 25 esc/\$ en los años 70 a casi 190 esc/\$ diez años después.

<sup>18</sup> *Red Eléctrica de España (REE)* se creó en 1985, con el fin de ocuparse del transporte y operación del sistema eléctrico. Es una sociedad con mayoría de capital público, con capital de empresas eléctricas públicas (Endesa y ENHER) y de empresas privadas. En 1999 se inicia la privatización de REE, con la salida a bolsa de una gran parte de su capital social, dentro del proceso liberalizador en el que estaba inmerso el sector. En 2010, *REE* se convirtió en la única encargada de gestionar toda la red de transporte de electricidad.



(*MLE*), que pretendía una reestructuración del sector buscando, además, recuperar el equilibrio económico-financiero de las empresas. Al amparo del *MLE* se realizaron diversas fusiones para lograr una estructura empresarial que se consideraba más apropiada; mientras que las autoridades se comprometían a mantener una política de tarifas eléctricas compatible con los objetivos de sostenibilidad financiera.

El sector portugués experimentó una menor presión por el lado de la demanda, pero no contaba con el respaldo de la energía nuclear. A finales de los años 80 se incrementó la producción a partir de carbón, aunque se mantuvo el uso del petróleo y de los recursos hídricos para la generación. La apuesta por la energía hidráulica y su incapacidad para hacer frente a las necesidades de la demanda, están detrás del continuo aumento en uso de combustibles fósiles, consolidándose una doble dependencia energética: exterior y climatológica. Por otro lado, la empresa *EDP* anteriormente citada, jugó un papel central en la evolución del sector desde su creación. A mediados de los 80 su red de distribución abarcaba casi el 100% del país, actuando prácticamente en régimen de monopolio en todas las fases del proceso desde la generación hasta la comercialización. El diferencial en el nivel de competencia de los sectores eléctricos ibéricos, que había sido un elemento distintivo del sector portugués, había cambiado de signo.

A partir de la incorporación plena a la CEE, las directrices europeas añadieron un marco de referencia supranacional a las decisiones de los gobiernos para la organización de sus respectivos sectores eléctricos. A modo de ejemplo, el gobierno portugués se vio obligado a modificar la política seguida con *EDP*, limitando su papel central, ya que Europa proponía un modelo más independiente del sector público. No obstante, aún después de la transformación de pública a privada, en los años 90 la empresa *EDP* seguiría siendo protagonista de la evolución del sector eléctrico portugués.<sup>19</sup> En lo que respecta a España, el plan aprobado para la reestructuración del sector (*MLE*) tenía un horizonte temporal amplio; pero su vigencia también se vio condicionada por la irrupción de los objetivos liberalizadores de las directrices europeas.

Este era, a grandes rasgos, el panorama del sector ibérico de la electricidad: al igual que en el resto de los países europeos, el sector estaba muy regulado, con empresas verticalmente integradas. En el caso ibérico, además, tenía una alta dependencia exterior. Por otro lado, la crisis del petróleo y la necesidad de inversiones para usar otras fuentes primarias de energía no fueron acompañadas por un aumento en las tarifas acorde con el incremento de los costes.

### **3. La liberalización del sector eléctrico ibérico**

En la década de los 90, la UE diseña su política para promover un mercado europeo común de electricidad. Se busca una mayor eficiencia en el sector mediante la introducción de competencia, preservando la calidad del suministro y con especial consideración a la protección del medio ambiente.<sup>20</sup>

---

<sup>19</sup> *EDP* ha seguido jugando un papel fundamental hasta la actualidad, protagonizando los procesos de internacionalización y de fomento de las energías renovables.

<sup>20</sup> La Directiva 96/92/CE, que marca el inicio del proceso, dice textualmente que “...el establecimiento del mercado interior en el sector de la electricidad se revela particularmente importante para la racionalización de la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad, al tiempo que se refuerza la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía europea, respetando la protección del medio ambiente...”.

Esta reforma impulsada por la UE ha condicionado drásticamente la evolución del sector eléctrico ibérico en los últimos 25 años. Sus consecuencias trascienden el ámbito del sector de la electricidad, ya que también ha supuesto un cambio radical en el papel que ambos países habían jugado históricamente en otros procesos de transición energética. Tomando como referencia los objetivos de la reforma, España y Portugal se han incorporado al grupo de países que han liderado la transición. La apuesta firme por las energías renovables busca cumplir los objetivos europeos de lucha contra el cambio climático, pero también es un intento por romper con la historia a través de la modernización de la economía de los dos países. Es una apuesta por un modelo productivo más sostenible desde el punto de vista medioambiental, económico y social, luchando contra las principales limitaciones tradicionales de los dos países: el desempleo y el retraso tecnológico respecto a los países punteros.

En lo que se refiere al proceso de liberalización, en la década de los 80 ya se habían producido algunos intentos en diversos países por cambiar el modelo tradicionalmente aceptado, en el que el sector público, para garantizar un adecuado suministro de electricidad, controlaba todo el proceso. Con esa configuración del sector eléctrico, habitual en la mayoría de los países, la evolución de los precios no obedece a las reglas de un mercado que, en realidad, no existe como tal. El precio pagado por el consumidor se determina a través de una tarifa regulada que suele evolucionar en función de los costes asociados al suministro, pero que no tiene en cuenta la eficiencia del proceso. La introducción de competencia en el sector se justifica con la posibilidad de conseguir incentivar la eficiencia económica y, además, porque estas mejoras pueden trasladarse al consumidor a través de los precios, en lugar de quedar en poder de la empresa.<sup>21</sup>

La literatura sobre este tema es muy amplia, tanto en lo referente a la configuración y características de un mercado eléctrico competitivo, como a los resultados de los distintos procesos de liberalización.<sup>22</sup> Para introducir la competencia en el sector es necesario que la estructura empresarial no sea vertical y que las distintas actividades que conducen al suministro eléctrico estén reguladas por separado, con organismos reguladores independientes del gobierno. Mientras que el transporte y la distribución son actividades industriales con características propias de monopolios naturales; no ocurre lo mismo con las fases de generación y de comercialización, donde sí es posible introducir competencia.<sup>23</sup>

Los objetivos de la reforma, según una Directiva europea de 1996, implicaban:<sup>24</sup>

- Libertad de instalación de centrales y líneas.
- Libertad de acceso a las redes.
- Gestión independiente de la red de transporte.
- Separación de la actividad eléctrica en generación, transporte, distribución y comercialización.
- Libertad progresiva de elección del suministrador por parte de los clientes.
- Libertad de importación y exportación en la UE.

---

<sup>21</sup> García-Álvarez y Moreno (2016).

<sup>22</sup> En OECD/IEA (2001) o en Joskow (2008) se realiza un repaso de los resultados obtenidos en el proceso de liberalización de los mercados eléctricos, con referencias a los mercados europeos.

<sup>23</sup> No obstante, en *MIT Energy Initiative* (2016) se replantea la visión tradicional, debido a la proliferación de los sistemas de generación distribuida (ver pág. 138 y siguientes).

<sup>24</sup> Directiva 96/92/EC. Desarrollados en Directivas posteriores: 2003/54/CE, 2005/89/CE y 2009/72/CE.

**Tabla 1:** Caracterización e implicaciones competitivas de las fases del suministro eléctrico

Fase	Características económicas relevantes	Implicaciones
<b>Generación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economías de escala limitadas a nivel de planta</li> <li>• Economías de coordinación a nivel de sistema</li> <li>• Complementariedad con el transporte</li> </ul>	Potencialmente competitiva
<b>Transporte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Externalidades en la red</li> <li>• En general no es un monopolio natural</li> <li>• Significativos costes hundidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los incentivos a la inversión requieren una atención especial</li> <li>• Red única, pero posiblemente varios propietarios</li> </ul>
<b>Distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A menudo un monopolio natural</li> <li>• Significativos costes hundidos</li> </ul>	No competitiva
<b>Funcionamiento del sistema</b>	Monopolio (debido a restricciones técnicas)	No competitivo
<b>Comercialización</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economías de escala limitadas</li> <li>• Sin características destacables</li> </ul>	Potencialmente competitiva
<b>Servicios relacionados:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Operadores de mercado</li> <li>• Contratos financieros</li> <li>• Construcción y mantenimiento de activos</li> </ul>	Sin características destacables	Potencialmente competitivos

Source: OECD/IEA (2001)

El proceso fue complicado y lento, con un amplio desarrollo legislativo. Poco a poco los países europeos fueron incorporando los requerimientos de las diferentes directivas a la legislación nacional, por lo que el proceso de adaptación y sus efectos no han sido uniformes. A modo de ejemplo, Steiner (2000) encontró evidencia de un impacto positivo sobre la eficiencia a nivel europeo, con alguna repercusión sobre los consumidores. Sin embargo, también señala que Portugal y España se encontraban en el grupo de países europeos con menor grado de éxito en el proceso liberalizador que habían emprendido. Como hemos indicado anteriormente, el objetivo liberalizador había supuesto un cambio drástico en la orientación de las políticas española y portuguesa. En el caso español, la *MLE* establecía un modelo de planificación centralizada, con tarifas diseñadas para recuperar a las empresas de la situación originada tras las crisis del petróleo y la insostenibilidad de algunas inversiones. El obligado cambio en el marco de funcionamiento se recogió en la *Ley del Sector Eléctrico* de 1997. Posteriormente, las nuevas leyes de los años 2003, 2006 y 2011 completan las medidas liberalizadoras e incorporan objetivos relacionados con el cuidado del medio ambiente y la lucha contra el

cambio climático. A partir de todo el desarrollo legislativo se reestructura el sector para permitir la competencia, estableciéndose un período transitorio en el que se garantiza a las empresas la cobertura de los costes derivados del proceso de liberalización.<sup>25</sup> Algunos apuntes del proceso son los siguientes:

- Introducción de competencia en la generación con la creación de un mercado mayorista de electricidad, que empezó a funcionar en enero de 1998.<sup>26</sup>
- Introducción gradual de competencia en la fase de comercialización, para facilitar la adaptación técnica y organizativa de las empresas.
- Regulación de las fases de transporte y distribución, con tarifas de acceso compatibles con la competencia en las actividades liberalizadas.

En Portugal también se intenta introducir una cierta liberalización, si bien, en general, las reformas propuestas no consiguieron aumentar el grado de competencia y el sector seguía funcionando como un monopolio público. En esta época se crea la *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE)* como entidad reguladora del sector de la electricidad.<sup>27</sup> También se diseña el sistema de adquisición de energía eléctrica a través de los *Contratos de Adquisición de Energía (CAEs)*.<sup>28</sup> Por otro lado, desde principios de los 90 el sector de la generación eléctrica estaba en renovación, con la construcción de plantas de gas natural en sustitución del petróleo y del carbón. A finales de los 90 el gobierno portugués decide apostar decididamente por las energías renovables, tal como veremos en la sección 6. Esto supondrá un cambio radical en la generación eléctrica del país, buscando una mayor sostenibilidad medioambiental y una disminución en la dependencia energética. En el año 2001 el gobierno portugués aprobó el *Programa E4*,<sup>29</sup> un plan cuyos objetivos eran:

- Resolver los desequilibrios estructurales del país en materia energética, especialmente en lo relativo a la dependencia exterior.
- Impulsar el desarrollo del mercado interior europeo de energía.
- Preparar el sistema energético portugués para la creación del mercado ibérico de la electricidad.
- Promover la eficiencia energética.
- Desarrollar un sistema energético más respetuoso con el medio ambiente

Estos objetivos llevaban aparejadas una serie de medidas encaminadas a la reducción en la intensidad energética del PIB y la reducción de la dependencia exterior de energía primaria para conseguir una mayor seguridad en el suministro y la reducción en la factura

---

<sup>25</sup>Se crea la *Comissão Nacional de la Energía (1998)*, como organismo regulador independiente del gobierno, sustituyendo a la *Comissão Nacional del Sector Eléctrico (CNSE)*, creada en 1994. En 2013 se integró en la *Comissão Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*.

<sup>26</sup>Ley 54/1997. Se crea un mercado diario en el que el precio pagado a los productores viene determinado por la oferta de menor coste que cubra la demanda. Además, se crea una serie de mercados adicionales que garanticen la seguridad y calidad del suministro.

<sup>27</sup>Actualmente *ERSE* es la entidad responsable de la regulación de los sectores del gas natural y de la electricidad en Portugal. En 2002 pasó a denominarse *Entidade Reguladora de Servicios Energéticos*, ampliando sus competencias regulatorias al sector del gas natural. Ver [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

<sup>28</sup>Los *CAEs* incluían los costes fijos de operación y mantenimiento, las amortizaciones y la remuneración del capital y, por otro lado, los costes variables asociados a la producción. Además, anualmente se ajustaba por la inflación y por la disponibilidad contratada frente a la disponibilidad de las centrales productoras. En el lado español, los *Costes de Transición a la Competencia (CTCs)* se reconocieron en la *Ley del Sector Eléctrico* de 1997 como una compensación a las empresas generadoras por los costes incurridos en el proceso de transición del sistema regulado al competitivo.

<sup>29</sup> *Eficiência Energética e Energias Endógenas*.

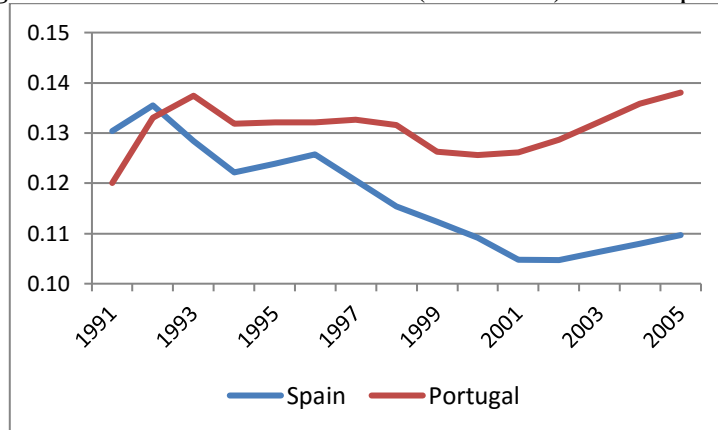
de importaciones energéticas. A pesar de todo, los datos revelan que en los años siguientes el nivel de dependencia exterior siguió siendo muy alto.<sup>30</sup>

El proceso liberalizador es complejo y controvertido. Algunas peculiaridades de los sectores nacionales pueden justificar la resistencia a incrementar la competencia frente a la evolución de los sectores eléctricos de otros países europeos. García-Álvarez y Moreno (2012) señalan que “... la apertura del mercado eléctrico no implica necesariamente una competencia efectiva y precios competitivos: la efectiva liberalización y funcionamiento adecuado del mercado mayorista de electricidad se ve condicionado, en buena medida, por las características del sector” (pág. 110). Concretamente, indican que las principales limitaciones a la competencia efectiva (en el caso español) vienen dadas por:

- La estructura integrada horizontalmente.
- La estructura integrada verticalmente.
- La inelasticidad de la oferta y la demanda.
- Las distorsiones regulatorias.
- Las barreras de entrada a nuevos competidores.

Algunas medidas destinadas a paliar la difícil situación financiera del sector y facilitar la transición hacia un modelo más competitivo, se convirtieron en obstáculos para el proceso liberalizador. Así, los CAEs (en Portugal) y los CTCs (en España) han jugado un papel distorsionador para el correcto funcionamiento del mercado, dificultando que los precios transmitan las ganancias de eficiencia a los consumidores a través de los precios. En la **figura 3** se muestra la evolución de los precios finales de la electricidad en ambos países una vez transcurridos los primeros años del proceso de liberalización y antes de crearse el mercado único.

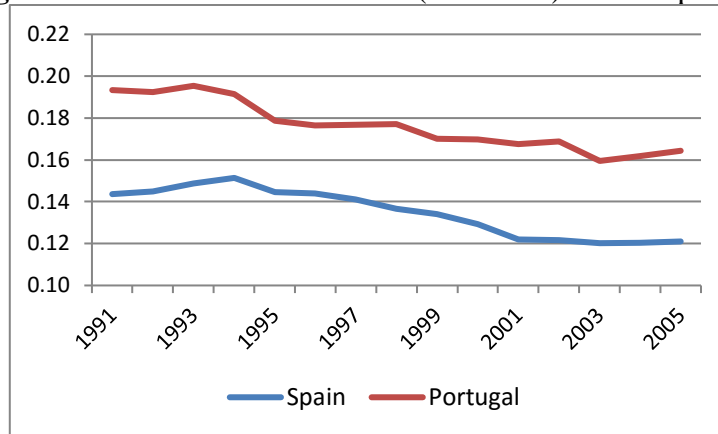
**Figura 3:** Precio de la electricidad (euro/kWh) - con impuestos



Fuente: Eurostat

Se observa que el proceso de liberalización sí parece haberse reflejado en los precios pagados por el consumidor español durante estos primeros años, no así en el caso de Portugal. No obstante, si se corrigen los precios en términos de paridad de poder adquisitivo, sí se observa descenso de precios en los dos mercados durante estos primeros años del proceso liberalizador, tal y como se muestra en la **figura 4**.

<sup>30</sup> En el año 2000, la importación de bienes energéticos representaba alrededor del 27% del saldo de la cuenta corriente. A finales de siglo estaba cercano al 50%. Ver Alves y Silva (2011).

**Figura 4:** Precio de la electricidad (PPS/kWh) - con impuestos

Fuente: Eurostat

Una característica diferencial de los sectores ibéricos, que se mantiene durante el período inicial de reforma, es el elevado grado de dependencia energética del exterior. Este es un factor que puede explicar la incapacidad para conseguir que el aumento de competencia en el mercado interno termine reflejándose en los precios pagados por el consumidor final. Como recoge la **tabla 2**, en 2005 ambos países mantienen una dependencia superior al 80%, frente a una media en la UE del 65%. Solamente Italia presenta una dependencia parecida. El intenso crecimiento económico durante estos años incrementó la demanda de combustibles fósiles, ante la imposibilidad de recurrir a aumentos en la hidráulica, la inexistencia o estancamiento de la energía nuclear y la escasa capacidad instalada hasta entonces de fuentes renovables. El comportamiento del mercado interno de energía se encontraba, por lo tanto, muy condicionado por el funcionamiento de los mercados internacionales, por los incrementos en el precio del petróleo y por la evolución del tipo de cambio.

Además de esta dependencia externa, en Moreno y García-Álvarez (2016) se señalan otros factores que, a pesar de las reformas, también restringen la competencia efectiva en el mercado: el grado de integración horizontal y vertical del sector, la presencia de barreras de entrada en la producción o la existencia de una relativa inelasticidad en la oferta y la demanda.

En lo que se refiere a la integración del sector ibérico, los datos de concentración no marcan un nivel excesivo en los estadísticos que miden esta variable, sobre todo si se comparan los datos españoles con los de otros países del entorno. La principal empresa generadora pasó de un peso cercano al 52% en 1999 a un 35% en 2005. En la **Tabla 3** podemos observar que sí se ha producido paulatinamente una reducción de peso durante el período inicial, si bien el descenso no ha sido muy acusado y aún se mantiene un peso superior al de otros sectores eléctricos europeos del entorno (con excepción del caso de Francia). En cambio, en Portugal la disminución de la cuota de mercado fue solo de dos puntos entre el año 1999 y el 2005, con un incremento inicial de la cuota de mercado hasta el 61,5%.<sup>31</sup> En definitiva, a pesar de la liberalización sigue existiendo una alta concentración en el mercado, especialmente en el caso portugués; mientras que el valor español se ha situado en el entorno de los mercados italianos, alemanes o británico.

<sup>31</sup> En los años siguientes sí se produjo un descenso, aunque el peso de la principal empresa sigue siendo muy elevado (46,5%), casi el doble que en el mercado español (23,8%).

**Tabla 2:** Dependencia energética (%)

	España	Portugal	UE (19)	Alemania	Francia	Italia	R.Unido
1990	63,1	84,1	57,4	46,5	52,4	84,7	2,4
1991	63,9	82,3	58,2	51,6	52,5	82	5,2
1992	66,7	84,2	59,6	54,5	52	84,2	4,1
1993	66,3	82,8	58	55,5	47,9	80,8	0,2
1994	68,1	81,5	59,2	56,7	47,7	81,1	-13,7
1995	71,7	85,3	59,7	56,8	48	81,9	-16,4
1996	70	80,4	59,8	58,7	48,5	81,9	-14,5
1997	71,3	83,9	61	59,3	49,2	80,8	-15,4
1998	74,2	84,1	62,7	61	51,3	81,9	-16,4
1999	76,6	87,4	62,6	59,2	51,5	82,9	-20,3
2000	76,6	85,1	64,1	59,4	51,5	86,5	-16,9
2001	74,7	85,1	63,2	60,9	50,8	83,2	-9,3
2002	78,5	84,1	63,8	60,1	51,1	85,6	-12,3
2003	76,7	85,5	64	60,5	50,6	83	-6,4
2004	77,6	83,9	64	60,9	50,8	84,4	4,5
2005	81,4	88,6	65	60,4	51,6	83,4	13,4
2006	81,2	84	65,4	60,8	51,5	85,9	21,2
2007	79,6	81,4	63,6	58,4	50,4	83	20,5
2008	81,3	83,4	64,5	60,8	50,8	82,9	26,2
2009	79,1	81,4	63,4	61	51	80,8	26,4
2010	76,7	75,1	62	60,1	49,1	82,6	28,4
2011	76,3	77,7	62,4	61,6	48,7	81,4	36,2
2012	73,1	79,3	61,1	61,3	48,1	79,2	42,3
2013	70,4	72,9	60,1	62,6	48	76,8	46,4
2014	72,9	71,6	60,3	61,6	46,1	75,9	45,5

Fuente: Eurostat

A pesar de los avances en la liberalización de los mercados, la mayoría de los autores que han analizado el proceso indican que, diez años después de la publicación en 1996 de la Directiva europea que inspiraba el proceso (Directiva 96/92/CE), el grado de competencia alcanzado en los mercados ibéricos era escaso.<sup>32</sup> Los propios gobiernos reconocían la necesidad de profundizar en las reformas con nuevos desarrollos legislativos. Así, en Portugal una de las estrategias básicas del *Programa E4* establecía la necesidad de realizar cambios legislativos para impulsar la liberalización del mercado y la calidad de servicio. En España, el *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*,<sup>33</sup> que ofrece un amplio repaso a la situación tras los primeros años de reformas, también afirma que el principal objetivo no se había conseguido: el mercado de la generación seguía siendo muy poco competitivo.

En definitiva, en 2005 era evidente que el proceso liberalizador tenía que continuar con las reformas, implementando nuevas normas para incrementar la competitividad.<sup>34</sup> Además, ambos países se enfrentaba con el reto adicional de la construcción de un

<sup>32</sup> Algunos trabajos que ofrecen información sobre el grado de competencia alcanzado paulatinamente con las reformas son García-Díaz y Marín (2003), Fabra y Toro (2005) o Moutinho et al. (2014).

<sup>33</sup> Pérez Arriaga et al. (2005).

<sup>34</sup> En Portugal la resolución del Consejo de Ministros de 2005 o la *Estratégia Nacional para a Energia 2020*, del año 2010. En España la Ley 17/2007 y los *Reales Decretos* 3/2006 o 302/2011.

mercado regional ibérico, inspirado también en las Directivas europeas, que incluían la creación de mercados regionales como instrumento para mejorar en eficiencia y competitividad.

**Tabla 3:** Peso del mayor productor de electricidad del mercado (% generado sobre el total)

	España	Portugal	Alemania	Francia	Italia	Reino Unido
1999	51,8	57,8	28,1	93,8	71,1	21,0
2000	42,4	58,5	34,0	90,2	46,7	20,6
2001	43,8	61,5	29,0	90,0	45,0	22,9
2002	41,2	61,5	28,0	90,0	45,0	21,0
2003	39,1	61,5	32,0	89,5	46,3	21,6
2004	36,0	55,8	28,4	90,2	43,4	20,1
2005	35,0	53,9	31,0	89,1	38,6	20,5
2006	31,0	54,5	31,0	88,7	34,6	22,2
2007	31,0	55,6	30,0	88,0	31,3	18,5
2008	22,2	48,5	30,0	87,3	31,3	15,3
2009	32,9	52,4	26,0	87,3	29,8	24,5
2010	24,0	47,2	28,4	86,5	28,0	21,0
2011	23,5	44,9	-	86,0	27,0	45,6
2012	23,8	37,2	-	86,0	26,0	51,7
2013	22,0	43,9	32,0	83,8	27,0	29,3
2014	23,8	46,5	32,0	86,8	29,0	-

Fuente: Eurostat

#### 4. El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)

La creación del *Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)* fue el resultado de un proceso legislativo y armonizador desarrollado durante años en España y en Portugal. Con el fin de avanzar en los objetivos marcados por la legislación europea, se diseñó una estrategia basada en creación de mercados regionales para lograr un mercado interior de la energía más competitivo y más eficiente.

El proceso integrador se inició en 1998. Las previsiones iniciales marcaban enero de 2003, como fecha de comienzo del mercado. Sin embargo, diversos retrasos fueron aplazando su completa entrada de funcionamiento hasta que, en julio de 2007, el *MIBEL* comenzó a funcionar como un mercado común para los operadores de ambos países. Para llegar a ese momento, durante años se realizó una intensa labor de armonización, en la que intervinieron los organismos reguladores y los operadores del sistema (*ERSE* y *REN* en Portugal, y *CNE* y *REE* en España). El camino fue complicado, puesto que en este proceso se mezclaban cuestiones de diversa índole, tanto regulatorias como tecnológicas. Los sectores presentaban diferencias en cuanto a la generación, a la organización del mercado,... y todo se complicaba por las repercusiones económicas y sociales de un sector estratégico. Fue necesario, por tanto, un decidido respaldo institucional al proceso, conciliando las distintas situaciones políticas de cada país. Algunas de las fechas claves de los acuerdos entre los dos gobiernos, que dieron impulso al proceso, son:

- Acuerdo para la cooperación en materia de energía eléctrica (Madrid, 1998).



- Protocolo de cooperación entre las autoridades españolas y portuguesas para la creación del *MIBEL* (Madrid, 2001).
- *XIX Cumbre luso-española: Memorando de Entendimiento* para fijar el calendario para la concreción del *MIBEL* (Figueira da Foz, 2003).
- Acuerdo entre la República Portuguesa y el Reino de España por el que se acuerda la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa (Santiago de Compostela, 2004).
- *XXII Cumbre luso-española*: se reafirma el empeño por avanzar en el *MIBEL* y diversos acuerdos sobre el *Mercado Ibérico del Gas Natural (MIBGAS)* y sobre almacenamiento de petróleo y gas natural (Badajoz, 2006).
- Acuerdo para revisar el Acuerdo de Santiago (2008, Braga).

El acuerdo de 1998 permitió a las empresas españolas participar en el mercado portugués y a *REN (Redes Energéticas Nacionais de Portugal)* operar en España como agente externo. La necesidad de armonización de los sectores productivos, desde el punto de vista empresarial y regulatorio, complicó aún más el proceso liberalizador que se había iniciado poco antes. La situación del mercado no era homogénea. En España la oferta era privada y se había avanzado en la liberalización del mercado, aunque el grado de concentración empresarial era elevado. Desde enero de 2003 la regulación otorgaba el derecho a los consumidores a elegir el suministrador.<sup>35</sup> Por el contrario, en Portugal, a pesar del proceso liberalizador iniciado en 1995, el sector seguía funcionando como un monopolio público y los consumidores no tenían libertad de elección de suministrador.<sup>36</sup> Entre otras cuestiones, fue necesario acabar con el sistema de *CAEs*, contratos regulados que representaban el 99% del mercado mayorista portugués. Otra cuestión importante que hubo que resolver para hacer viable el mercado ibérico fue conseguir una dimensión adecuada de las conexiones internacionales.

Como ya hemos dicho, el proceso de adaptación hasta el funcionamiento único del mercado fue gradual. Se definió un *Polo español (OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía)*, como un mercado spot, mercado diario o “pool”, y un *Polo portugués (OMIP - Operador del Mercado Ibérico Portugués)*, como mercado a plazo o de futuros. En enero de 1998 comenzó a funcionar *OMIE* para el mercado español y en julio de 2006 comenzó *OMIP*. Finalmente, un año después, comenzó la operación conjunta para todo el mercado ibérico. Es decir, en julio de 2007 arrancó completamente el *MIBEL*, cuya configuración, atendiendo a la información contenida en su página web,<sup>37</sup> es la siguiente:

#### Electricidad

##### Al Contado:

*OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español)*, SA, es la entidad gestora del mercado spot de contratación a la vista (*OMIE*), con un componente de contratación diaria y otro de ajustes intradiarios (mercados intradiarios), que establece programas de venta (producción) y de compra de

<sup>35</sup> El consumidor podía optar por un suministro en el mercado regulado o en el mercado liberalizado. En realidad, se trataba de un sistema denominado regulado o a tarifa, en el que el precio de la electricidad venía determinado por una tarifa regulada por el Gobierno y el consumidor debía contratar el suministro de energía con el distribuidor de su zona.

<sup>36</sup> No tendrán ese derecho hasta 2006.

<sup>37</sup> Más información disponible en [www.mibel.com/](http://www.mibel.com/)

electricidad para el día siguiente al de la negociación. Así, *OMIE* es la entidad responsable de realizar las liquidaciones de los mercados diario e intradiarios.

A Plazo:

*OMIP* - *Operador de Mercado Ibérico de la Energía* (polo portugués), *SGMR, SA*, se constituyó el 16 de junio de 2003 y asegura la gestión del mercado a plazo del *MIBEL* en Portugal.

*OMIClear*-*Sociedad de Compensación de Mercados de Energía, SGCCCC, SA (OMIClear)*, fue constituida el 6 de abril de 2004 con las funciones de cámara de compensación, contraparte central del sistema de liquidación.

Servicios del Sistema

España:

**REE – RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA**

*REE* tiene a su cargo la red de transporte en España y es el operador del sistema eléctrico español. El transporte está establecido como una actividad separada de las de generación y distribución.

Portugal:

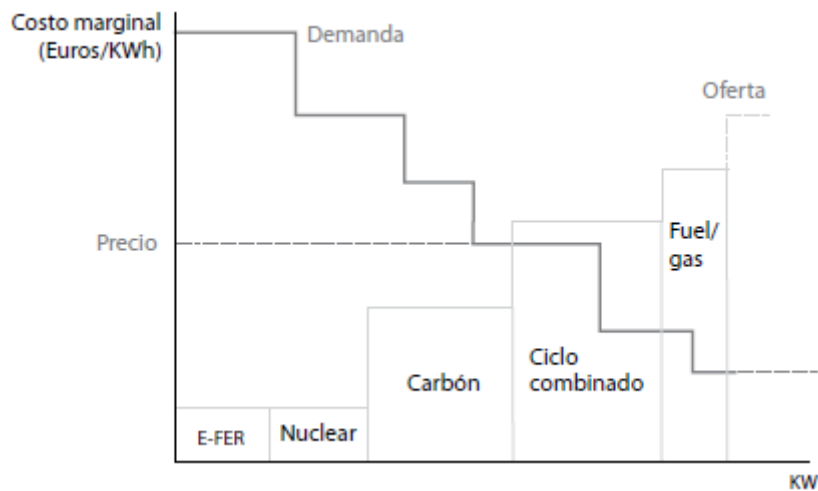
**REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.**

*REN* es una entidad responsable, en el sistema eléctrico nacional portugués, de la actividad de transporte de energía eléctrica, ejercida en exclusividad y en régimen de servicio público mediante la atribución de una concesión.

La actividad de transporte de energía eléctrica integra el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la *Red Nacional de Transporte de Electricidad (RNT)*, de sus interconexiones con otras redes y de la gestión técnica global del *Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*, garantizando la coordinación de las instalaciones producción y distribución.

En el mercado spot se negocia la energía con horizonte de un día; mientras que en el mercado a plazo se realizan transacciones con un horizonte superior a una semana. La cámara de compensación (*OMIClear*) se ocupa de la compensación, el registro, la gestión del riesgo y la liquidación de las operaciones negociadas en *OMIP*.

El precio se determina en el mercado diario a través del sistema “marginalista”, como en la práctica totalidad de los sistemas liberalizados. El organismo encargado de la gestión económica del sistema (operador del sistema) recibe las pujas y, con ellas, construye las curvas de oferta y de demanda agregadas que determinan el precio que vacía el mercado. La curva de oferta agregada se forma a partir de las ofertas de las plantas generadoras de energía ordenadas según su coste marginal (curva de orden de mérito), comenzando por las de menor coste marginal (que incluye coste de los combustibles, de las emisiones...), hasta llegar a las de mayor coste marginal. Así, las plantas hidráulicas, las renovables (*E-FER*) y las centrales nucleares son las primeras consideradas; mientras que las centrales de gas y de fuel-oil son las últimas porque tienen los mayores costes marginales. A pesar de estas diferencias en los costes marginales de las distintas tecnologías, el precio final pagado para todos los intercambios es el de la última tecnología aceptada.

**Figura 5:** Curvas de oferta y demanda del mercado diario de electricidad

Fuente: García-Álvarez y Moreno (2016)

Existen también mercados intradiarios que permiten ajustar las desviaciones en las previsiones de generación o en las de demanda. A partir del resultado de estos mercados, el operador del sistema (*REE* y *REN*) resuelve las cuestiones derivadas de las operaciones a realizar (por ejemplo, las relacionadas con la capacidad de transporte de energía).

## 5. Repercusión de las reformas sobre la competencia en los mercados

El desarrollo de la normativa inspirada en las directivas europeas ha supuesto una serie de inversiones en el sector y una diversificación en las fuentes de energía que han permitido incrementar los niveles de seguridad y de calidad del suministro. Sin embargo, durante los últimos años el sector se ha visto inmerso en un entorno complicado, ya que la necesidad de avanzar en la integración de los mercados y de ampliar la competencia, unida a la búsqueda de mayor sostenibilidad con la introducción de medidas para combatir el cambio climático, se ha encontrado con la crisis económica. Esto ha propiciado períodos de reducción de la demanda por la contracción de la actividad, complicando aún más el panorama y la toma de decisiones sobre nuevas inversiones.

La **tabla 4** muestra algunos indicadores de competencia en la actividad de la generación eléctrica y minorista de ambos países. El índice *Herfindahl-Hirschman (HHI)* muestra una situación de escasa competencia para el año 2014. La UE considera aceptable un *HHI* menor de 2.000 y una cuota de mercado de la empresa mayor que sea inferior al 25%. Si se superan estos valores sí pueden existir problemas de competencia horizontal. Sin embargo, estos datos y esta afirmación deben ser matizados y tomados con las debidas cautelas.<sup>38</sup>

Según los datos disponibles, parece que antes de la crisis económica sí se había logrado un incremento aceptable en la competencia horizontal en el sector mayorista que participa en el *MIBEL* (**figura 6**). Al menos eso es lo que muestra el análisis realizado por la *Comisión Nacional de Energía (CNE)* a través del índice *HHI* con datos de 2008. La figura 6 muestra un empeoramiento de todos los índices en el año 2014.

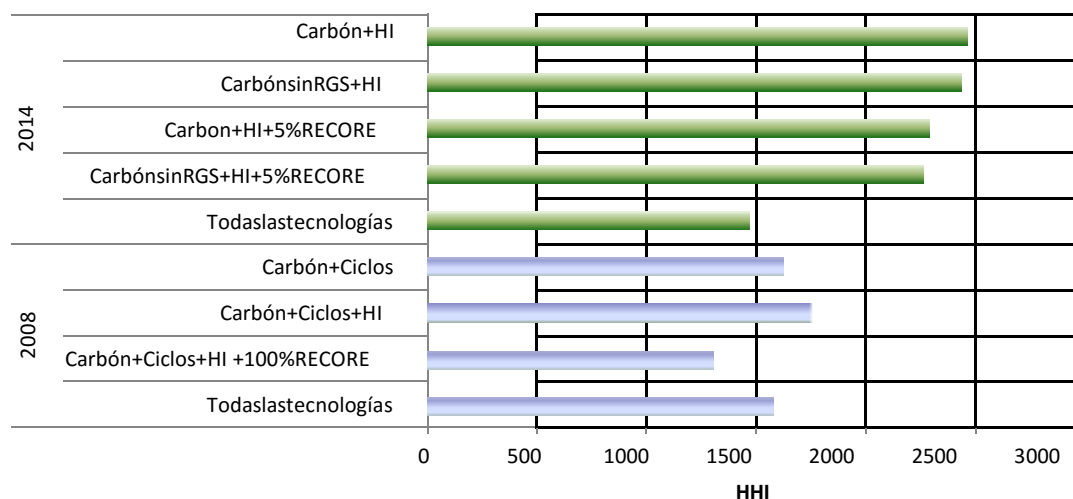
<sup>38</sup> Ver *CNE* (2012).

**Tabla 4:** Indicadores de los mercados de electricidad (2014)

	Índice HHI				Peso del mayor productor (%)	Tasa de cambio de hogares (%)
	Generación	Mercado minorista				
		Hogares	Industrias	Total		
España	1.329	-	-	2.240	23,8	12,1 (r)
Portugal	3.567	6.918	2.815	-	44,9	13,2 (h)

(r): mercado minorista completo, (h): mercado minorista de los hogares

Fuente: Eurostat, CEER, National Regulatory Authority

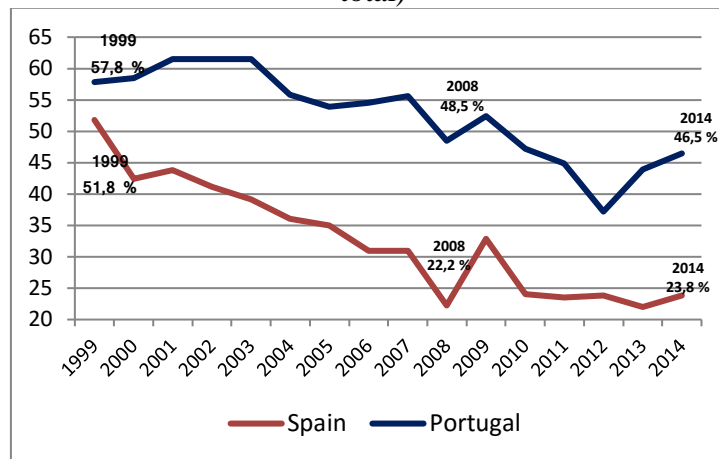
**Figura 6:** Índices *HHI* (mercado diario + bilaterales *MIBEL*). Años 2008 y 2014

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Este cambio en la tendencia marcado por el índice se explica fundamentalmente por la menor participación en el mercado de la tecnología de ciclos combinados (debido a la crisis), lo que elimina a empresas no vinculadas a las grandes empresas tradicionales del sector.<sup>39</sup> A pesar de todo, ninguna de las empresas generadoras tiene una condición de pivotalidad<sup>40</sup> debido seguramente a la situación de exceso de oferta derivada de la crisis económica desde 2009. En la **figura 7** también se observa esa tendencia a la concentración y pérdida de competencia. El proceso liberalizador ha marcado una tendencia decreciente en el porcentaje de participación de la mayor empresa, si bien esta tendencia parece romperse en los últimos años.

<sup>39</sup> Un cálculo de la CNMC para el mercado español, que incluye toda la producción y los servicios de ajuste de las tecnologías marginales (carbón, hidráulica y ciclos combinados), da un índice de 1.850 en 2008 y de 2.517 en 2014.

<sup>40</sup> La pivotalidad es otro indicador del grado de competencia. Este índice calcula si en algún momento la potencia de un generador concreto es imprescindible para hacer frente a toda la demanda del mercado.

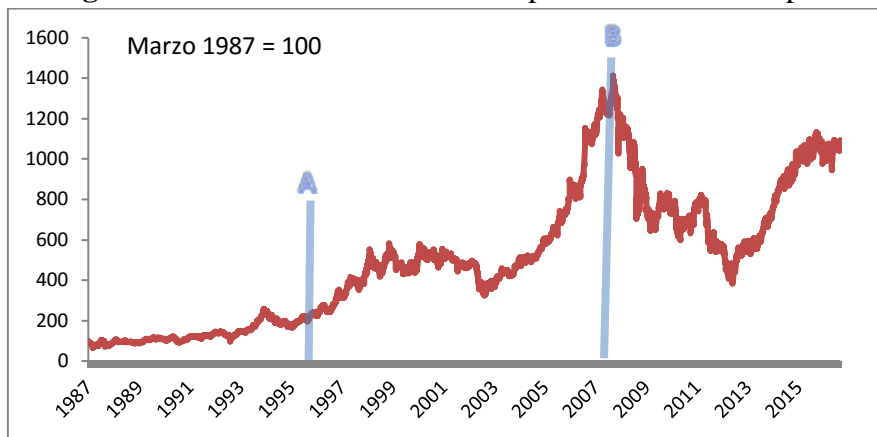
**Figura 7:** Porcentaje de mercado de la mayor empresa generadora (% generado sobre el total)

Fuente: Eurostat

Lo que cabe preguntarse a continuación es hasta qué punto se han trasladado los beneficios del aumento en la competencia en la generación de electricidad a sus consumidores. Este era uno de los objetivos inspiradores de la reforma del mercado europeo de energía, según recogían las Directivas europeas. El mercado transmitiría las ganancias de eficiencia del sector a los consumidores vía precios. En esta línea, en el caso de los mercados ibéricos, los mercados minoristas español y portugués deben reflejar en sus precios los resultados de la creación del *MIBEL* y del incremento de la competencia en la generación. Los gobiernos de los dos países han garantizado a las empresas eléctricas durante todo el proceso unos ingresos con el fin de garantizar la sostenibilidad financiera y compensar los costes asociados al proceso de liberalización.

El repaso de la rentabilidad de las empresas a través de sus cotizaciones no parece mostrar que el proceso de liberalización haya generado problemas a las empresas españolas en cuando a su valor de cotización (**figuras 8 y 9**). La cotización en Portugal sí presenta una pérdida de valor hasta 2003. En el 2002 y 2003 hay una intensa actividad legislativa dirigida a establecer los mecanismos para el correcto funcionamiento del mercado. Durante este período de más de 4 años, la cotización lleva una tendencia creciente que se rompe a partir de la entrada en funcionamiento del *MIBEL*, al igual que ocurre con el índice español. El descenso es continuado hasta que se producen una recuperación en la época en la que se revisan los incentivos a las *E-FER* (energías renovables) y se legisla para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Los datos de Portugal siguen mostrando una tendencia decreciente hasta la actualidad.

**Figura 8:** Evolución rentabilidad empresas eléctricas. España



**A:** Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

**B:** Empieza a funcionar el *MIBEL*

Fuente: elaboración propia a partir de Datastream

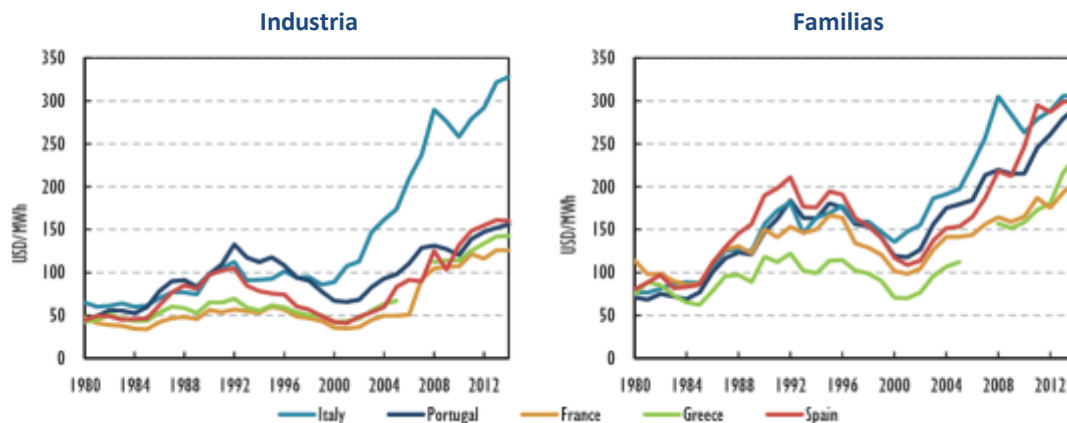
**Figura 9:** Evolución rentabilidad empresas eléctricas. Portugal



**B:** Empieza a funcionar el *MIBEL*

Fuente: elaboración propia a partir de Datastream

En los gráficos siguientes (**figura 10**) se muestra la evolución de los precios pagados por los consumidores industriales y las familias en diversos países europeos. Se observa un aumento en los precios desde los años 80 que no ha sido exclusivo de los países ibéricos. La puesta en funcionamiento del *MIBEL* coincide con el período de mayor crecimiento de los precios, especialmente en el caso de las familias. Tras una fase de aumento que puede obedecer al aumento del precio de los combustibles fósiles, durante la década de los 90 si se produce una contención en los precios de la electricidad. Sin embargo, los últimos 15 años, de nuevo muestran un aumento continuado en el precio pagado por los hogares.

**Figura 10:** Precios de la electricidad en España, Portugal, Italia, Francia y Grecia (1980-2014)

Note: Data for Greece are not available for 2006 and 2007.

Fuente: International Energy Agency

En cualquier caso, el comportamiento de los precios requiere un análisis más riguroso que la mera observación del perfil temporal, por cuanto hay una amplia variedad de factores que pueden explicar su comportamiento durante la época liberalizadora. Sin ánimo de profundizar en los factores que han podido limitar la competencia en el mercado minorista, haremos un rápido repaso de alguno de ellos.

En primer lugar, y al margen de las reformas introducidas en el mercado, conviene recordar la alta exposición del sector a los precios internacionales de los combustibles fósiles (y, por lo tanto, a las fluctuaciones de los tipos de cambio).<sup>41</sup> Diversos autores señalan que los precios de la electricidad al por mayor en el mercado ibérico son sensibles a las variaciones en los precios del petróleo, del carbón y del gas natural.<sup>42</sup> Por otro lado, para que los beneficios de la competencia lleguen al consumidor es condición necesaria, aunque no suficiente, que éste tenga la capacidad de elegir quién le suministra la electricidad. Aunque tanto en España como en Portugal existe libertad de elección de suministrador, esto no garantiza una mayor competencia efectiva. Los consumidores parecen mostrar una cierta aversión al cambio, que se traduce en una resistencia cambiar de empresa suministradora, e incluso a abandonar las tarifas reguladas en favor del mercado libre.

La UE establece en su legislación que “*Los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, ..., disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso*”.<sup>43</sup> Sin embargo, el precio pagado por los consumidores finales incorpora una serie de complementos (impuestos, peajes de acceso a la red, costes

<sup>41</sup> En García-Álvarez y Moreno (2012) se analiza la importancia de la dependencia energética en el proceso de reforma del sector eléctrico español, confirmándose su influencia sobre los precios pagados por las familias. También Fernández-González y Moreno (2015) señalan el aumento en la vulnerabilidad ante las variaciones en el precio de los combustibles (especialmente por la dependencia del gas natural).

<sup>42</sup> García-Álvarez y Moreno (2016) en el caso del mercado español. Pereira y Pereira (2015) en el contexto del MIBEL.

<sup>43</sup> Ver Directivas 2003/54/CE y 2009/72/CE.

regulados del sistema, impuestos indirectos,...). Estos conceptos, a su vez, incluyen una amplia variedad de elementos que dificultan que el consumidor final medio comprenda qué está pagando en la factura que recibe. La opacidad en los costes incluidos en la factura y la asimetría en la información que manejan los consumidores y las empresas del sector complican la competencia efectiva, haciendo que la transición hacia el mercado libre haya sido muy lenta. En realidad, un gran número de consumidores optó por las tarifas ofrecidas por el suministrador de último recurso que ofrece la legislación.

En Portugal el consumidor tiene la posibilidad de contratar en el mercado libre o con una tarifa regulada desde 2006. El precio de venta a clientes finales tiene tres partes:

- Tarifa de ingreso al sistema (tarifas reguladas comunes para todos los consumidores, ya sea en el mercado regulado o en el mercado libre). Incluye:
  - Tarifa de uso de la red de transporte.
  - Tarifa de uso de la red de distribución.
  - Tarifa de uso global del sistema.
- Tarifa de producción de energía.
- Tarifa de comercialización.

La tarifa del mercado regulado incorpora la tarifa de producción de energía, que está referenciada al precio de mercado.<sup>44</sup> Para los clientes del mercado libre, el coste de energía es acordado con el proveedor. El regulador portugués (*ERSE*) indica que “*El sistema tarifario y la metodología para el cálculo de los precios definidas en el Reglamento de Tarifas deben promover de forma transparente la eficiencia en la asignación de recursos y la equidad y la justicia de las tarifas,...*”.<sup>45</sup> En esta línea, la **figura 11** presenta un esquema que intenta *clarificar* los costes incorporados al sistema en el mercado portugués.

En España, desde marzo de 2014, el consumidor tiene tres opciones de contratación:

- *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*:<sup>46</sup> incorpora el precio medio resultante en el mercado de electricidad de contado y, por tanto, puede variar en cada factura.
- Precio fijo durante 12 meses, ofertado obligatoriamente por las comercializadoras de referencia como alternativa al *PVPC*. El precio será fijado libremente por cada empresa, incorporando los siguientes conceptos:
  - Los precios correspondientes a los peajes de acceso y otros costes que sean de aplicación al suministro
  - Un precio fijo por el resto del coste del suministro eléctrico.
- Mercado libre.

---

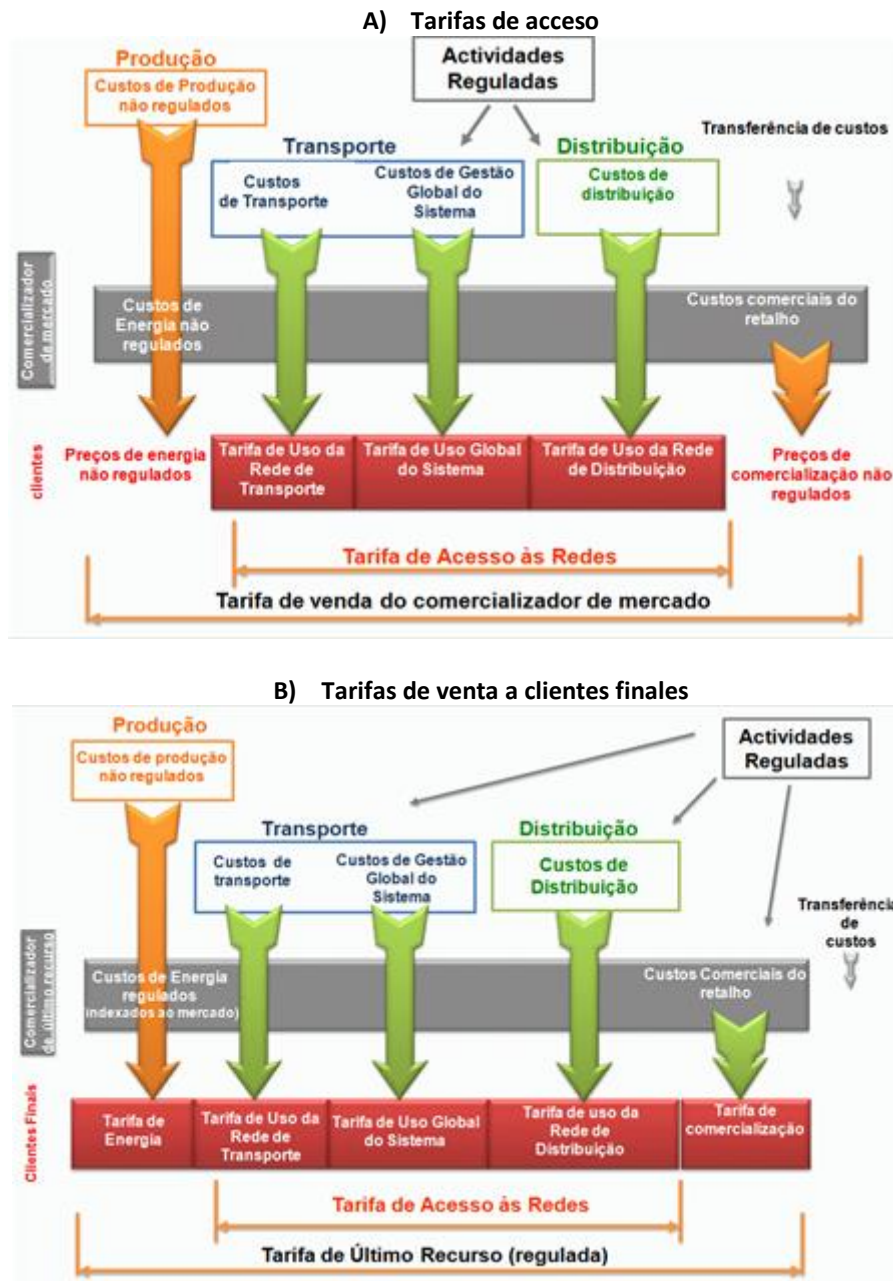
<sup>44</sup> Hasta la liberalización del mercado, existía un sistema adquisición de energía eléctrica basado en los *CAEs* (diseñados para garantizar la sostenibilidad financiera del sector), que fueron sustituidos por los *Costos de Mantenimiento del Equilibrio Contractual (CMEC)*, revisables hasta 2017 y que desaparecerán en 2027.

<sup>45</sup> <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>

<sup>46</sup> El *PVPC* sustituye a la anterior *Tarifa de Último Recurso (TUR)*. Se modifica la forma de calcular el precio, incorporando el precio del mercado. Es decir, desaparecen las subastas *CESUR* para fijar el precio (Real Decreto 216/2014). Los *Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR)* se habían creado en 2007 como base de un sistema de subasta que determinaba el precio de la electricidad para consumidores acogidos a la *TUR*. Desde 2009 (con el proceso de liberalización), se permitía que el consumidor contratara el suministro en el mercado libre o con un comercializador conforme la *TUR*.



**Figura 11:** Estructura de las tarifas y precios en Portugal



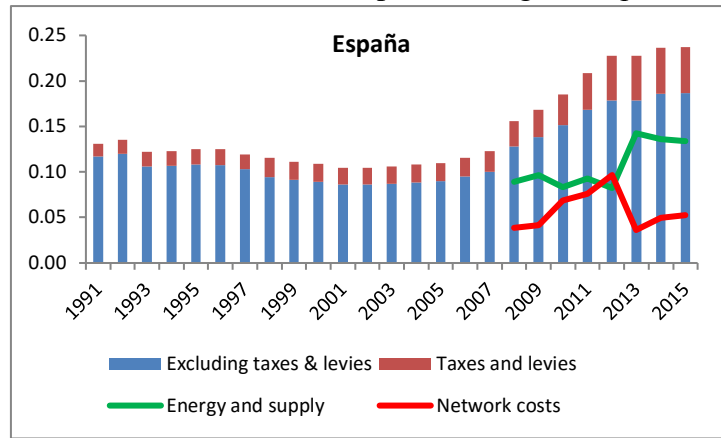
Fuente: Portal ERSE - Tarifas e Preços (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/>)

En las **figuras 12** y **13** se observa el aumento de precios de la electricidad para las familias de ambos países desde la entrada en funcionamiento del *MIBEL*. Además, la estructura de costes ha sido muy variable,<sup>47</sup> con un importante peso de los impuestos, especialmente

<sup>47</sup> En 2013, el Gobierno español modificó los componentes de las tarifas (figura 12). En abril de 2014, se han introducido nuevas modificaciones para que los precios de los hogares estén más vinculados al mercado mayorista, intentando así que se trasmitan los efectos positivos de la competencia. El gobierno portugués también ha modificado las tarifas recientemente, buscando el equilibrio financiero (obligado por las restricciones fiscales derivadas de la intervención de la UE), pero también para compensar los efectos (a través del *MIBEL*) de las modificaciones introducidas por el gobierno español.

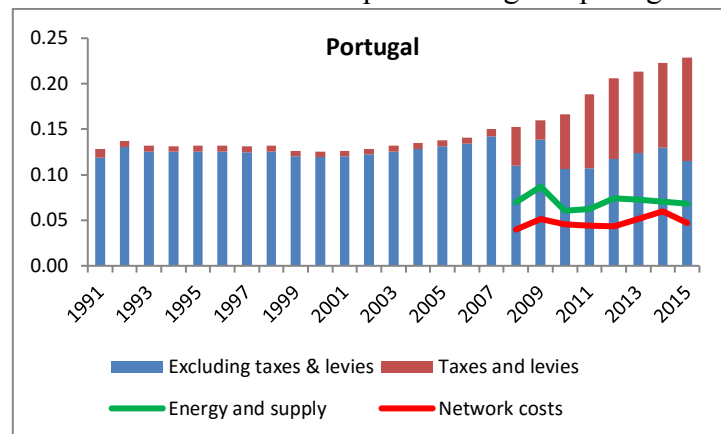
en el caso portugués, como resultado de la política de ajuste fiscal llevado a cabo tras la crisis económica, tal y como se muestra en la **tabla 5**.

**Figura 12:** Precio de la electricidad para los hogares españoles (€/kWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Eurostat

**Figura 13:** Precio de la electricidad para los hogares portugueses (€/kWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Eurostat

**Tabla 5:** Componentes del precio de la electricidad para los consumidores domésticos (€/kWh)

			1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Composic. del precio de la electricidad para los hogares (€ por kWh)	precio total	España	0,131	0,135	0,122	0,123	0,125	0,125	0,119	0,115	0,112	0,109	0,105	0,105	0,106	0,108	0,110	0,116	0,123	0,156	0,168	0,185	0,209	0,228	0,227	0,237
		Portuga l	0,128	0,137	0,132	0,132	0,132	0,132	0,131	0,132	0,126	0,126	0,126	0,129	0,132	0,135	0,138	0,141	0,150	0,153	0,160	0,167	0,188	0,206	0,213	0,223
	impuestos y gravám.	España	0,014	0,016	0,016	0,016	0,017	0,017	0,017	0,021	0,020	0,020	0,019	0,019	0,019	0,019	0,020	0,021	0,022	0,028	0,030	0,033	0,041	0,049	0,049	0,051
		Portuga l	0,010	0,007	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008	0,043	0,021	0,061	0,081	0,089	0,089	0,093
	sin impuestos	España	0,117	0,120	0,106	0,107	0,108	0,108	0,103	0,095	0,091	0,090	0,086	0,086	0,087	0,089	0,090	0,095	0,100	0,128	0,138	0,152	0,168	0,179	0,179	0,186
		Portuga l	0,119	0,131	0,126	0,125	0,126	0,125	0,125	0,125	0,120	0,119	0,120	0,122	0,126	0,128	0,131	0,134	0,142	0,110	0,138	0,106	0,107	0,117	0,124	0,130
	energía y suministro	España	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,089	0,097	0,084	0,093	0,082	0,143	0,136
		Portuga l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,070	0,087	0,061	0,063	0,074	0,073	0,070
	costes de red	España	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,038	0,041	0,068	0,076	0,097	0,036	0,050
		Portuga l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,040	0,051	0,046	0,044	0,043	0,051	0,060
	porcentaje del precio sin impuestos ni grav. (%)	energía y suministro	España	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,0	70,0	55,0	55,0	46,0	79,7	73,3
			Portuga l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63,7	62,9	57,1	58,6	63,0	58,6
	costes de red	España	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,0	30,0	45,0	45,0	54,0	20,3	26,7	
		Portuga l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,3	37,1	42,9	41,4	37,0	41,4	46,0

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Eurostat

Según datos de la *Comisión Europea*,<sup>48</sup> el porcentaje de consumidores españoles que estaban en el mercado regulado a finales de 2013 era del 60%, con una tendencia sostenida de abandono del mercado regulado (en 2011 era el 76%). Sin embargo, la mayoría de estos consumidores son del segmento comercial e industrial, que poseen una mayor posibilidad de análisis de la información suministrada en el mercado y de actuar en consecuencia. Los consumidores domésticos, por el contrario, tienen más complicado acceder a la información completa del mercado y, además, las ganancias del cambio de suministrador son bastante limitadas.

Con la compleja estructura de costes descrita anteriormente, no es de extrañar que el segmento de las familias no haya sido especialmente diligente en el paso al mercado libre en ninguno de los dos países. Los datos de la UE muestran que los consumidores españoles y portugueses tienen una valoración bastante negativa del funcionamiento del sector, muy por debajo de la media europea. Esto explica que la evolución hacia la tarifa de mercado se haya producido tan despacio. Aun cuando las tasas de cambio de comercializador aumentan en algunos años, los cambios se deben fundamentalmente a clientes que ya estaban en el mercado libre, y no al paso de una tarifa regulada a una tarifa libre.

En Portugal, a pesar del *MIBEL* y de todas las reformas introducidas, el grado de competencia sigue siendo limitado, con un alto peso de la empresa *EDP* en la generación. El mercado minorista portugués presenta una alta concentración, como consecuencia de la oferta monopolística de la oferta y de los precios regulados.<sup>49</sup> En 2012, se legisló con la intención de fomentar el paso de los consumidores al mercado liberalizado abandonando la tarifa regulada.<sup>50</sup> La **tabla 6** muestra un aumento en la tasa de *switching* a partir de esa iniciativa. En cualquier caso, el número de consumidores en el mercado liberalizado es todavía muy limitado.

**Tabla 6:** Tasa de cambio (switching rate)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
España (r)	5,2	7,4	10,6	12,1	12,2	12,1
Portugal (h)				13,2	26,8	13,2

(r): mercado minorista completo, (h): mercado minorista de los hogares

Fuente: CNE, Eurostat, CEER, National Regulatory Authority

En definitiva, pesar de la introducción de las reformas y el aumento de competencia en el mercado mayorista, el mercado minorista no parece haber evolucionado de la forma prevista. El mercado sigue muy concentrado, los precios de la electricidad se han incrementado notablemente y los consumidores no encuentran incentivos suficientes o información clara que les empuje a abandonar el mercado regulado o a ejercer el derecho a cambiar de suministrador. Todo ello a pesar de la baja percepción del servicio recibido.<sup>51</sup>

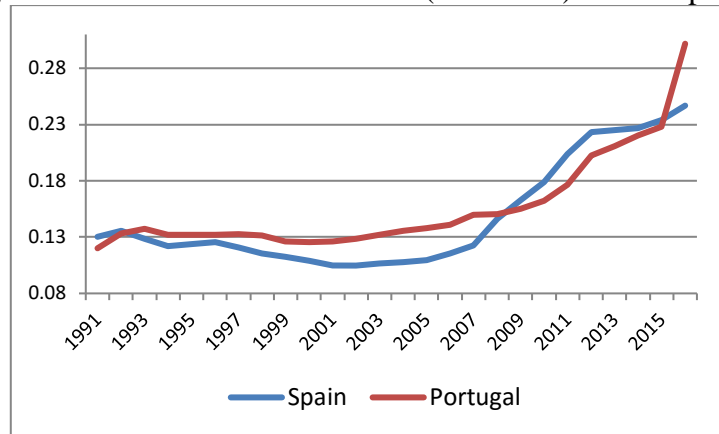
<sup>48</sup> *Single market progress report* (European Commission, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/country>).

<sup>49</sup> Como se ha indicado, todavía existen los contratos *CMEC*. En 2013, el 43% de la electricidad procedía de *EDP*. Además, el 42% de la oferta era regulada, sin exposición a riesgos de mercado. (UE, 2014).

<sup>50</sup> Decreto-ley 75/2012. Se penalizaba la permanencia en la tarifa regulada transitoria, que desaparecería totalmente en diciembre de 2017.

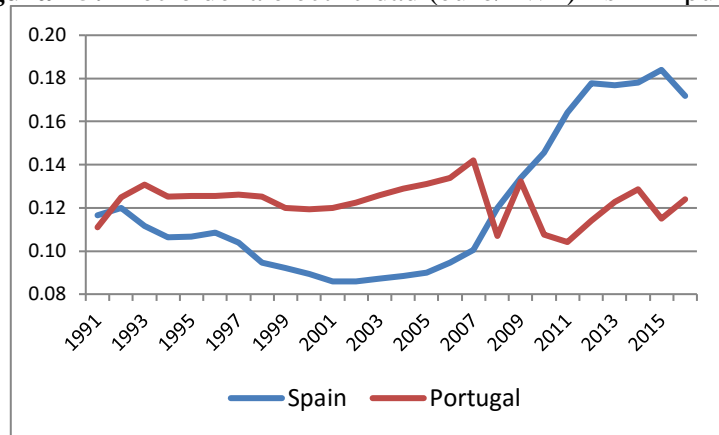
<sup>51</sup> Según la UE (2014), la valoración de los consumidores ibéricos del mercado minorista de electricidad está por debajo de la media. La confianza en las suministradoras en el mercado español era la segunda más baja en la UE (la cuarta más baja en el caso portugués). La satisfacción general del consumidor español era

**Figura 14:** Precio de la electricidad (euro/kWh) - con impuestos



Fuente: Eurostat

**Figura 15:** Precio de la electricidad (euro/kWh) - sin impuestos



Fuente: Eurostat

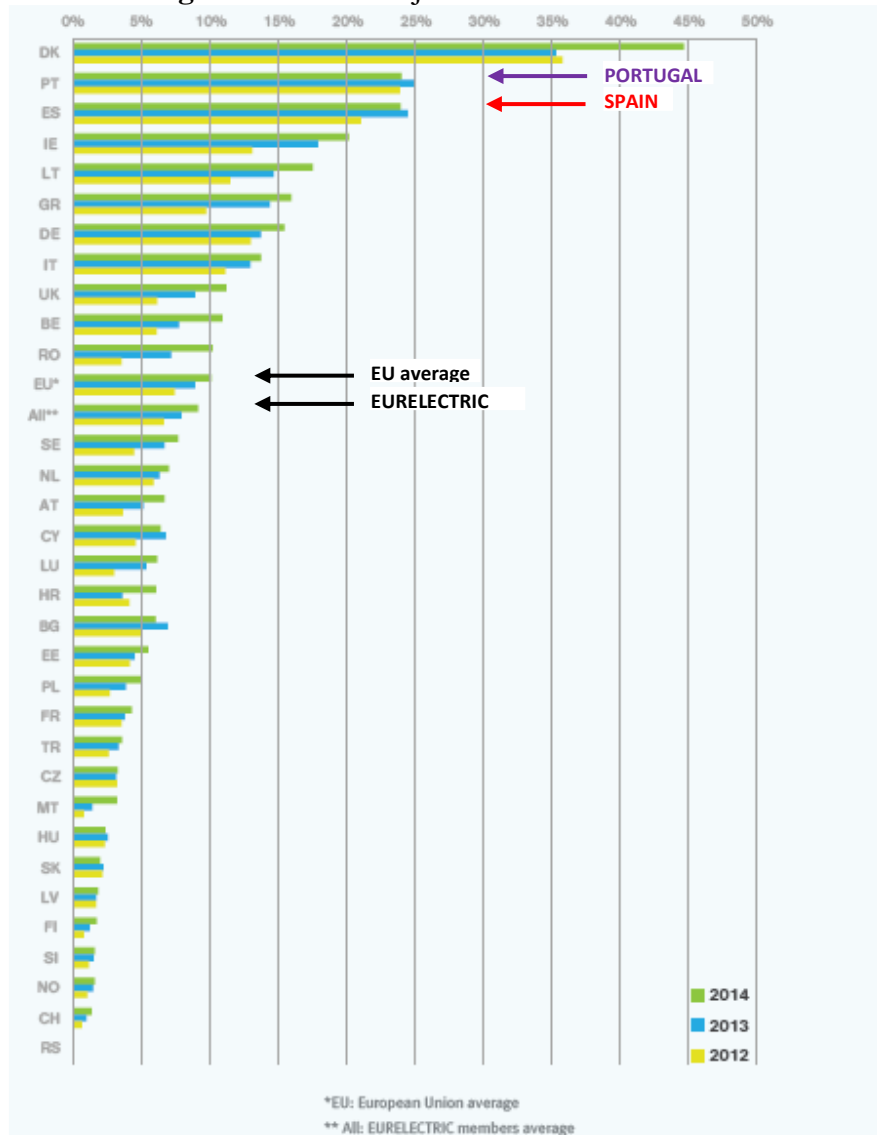
## 6. Transición ibérica hacia las energías renovables

Al margen de todo lo comentado anteriormente, y de los problemas y retrasos en el aumento de la competencia en el mercado ibérico de electricidad, es notorio que España y Portugal, por primera vez en la historia, se encuentran entre los países que lideran una transición hacia una energía más sostenible. Como muestra la **figura 16**, ambos países se han situado a la cabeza de Europa en la incorporación de las fuentes renovables a su sector generador de electricidad. El objetivo va más allá de la componente medioambiental, ya que se espera que la apuesta por la electricidad procedente de fuentes renovables (*E-FER*) trascienda el ámbito del sector eléctrico y repercuta positivamente en la evolución de ambas economías, con cambios en los patrones históricos de crecimiento.

---

la tercera más baja (Portugal ocupaba el puesto 22 de 28 países). Por el contrario, los valores relativos a la incidencia de problemas son el segundo y tercer valor más alto de la UE.

**Figura 16:** Porcentaje de renovables en el mix

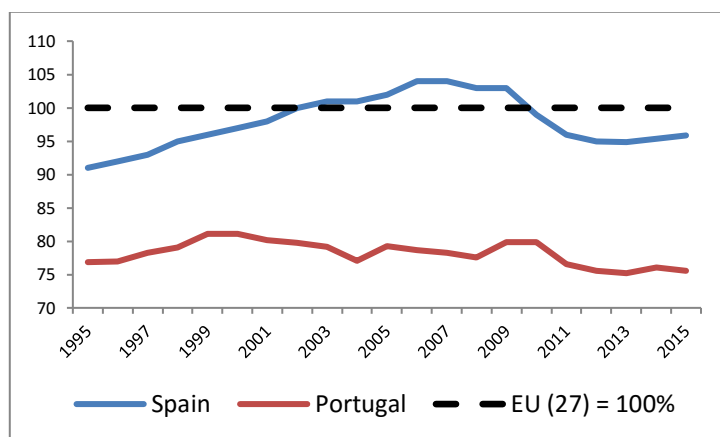


Fuente: Eurelectric

España y Portugal asumieron el reto marcado por la *estrategia 20-20-20*,<sup>52</sup> con una importante apuesta por las energías renovables que ha condicionado la evolución reciente del sector eléctrico ibérico. El acuerdo europeo, alcanzado en 2007, y su posterior constatación en la directiva de 2009, se enmarcan al final de un período en el que las dos economías habían experimentado una época de crecimiento económico sin precedente en su historia moderna. El producto per cápita portugués había alcanzado niveles que rondaban el 80% de la media europea; mientras que en el caso español se había superado el valor medio europeo tras unos años de convergencia, como se muestra en la **figura 17**.

<sup>52</sup> La estrategia Europa 2020 definida para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador consistía en un conjunto de medidas incluidas en la legislación vinculante para los países de la UE en 2009, que intentaban garantizar el cumplimiento de los objetivos climáticos y de energía asumidos por la UE para 2020. Fundamentalmente:

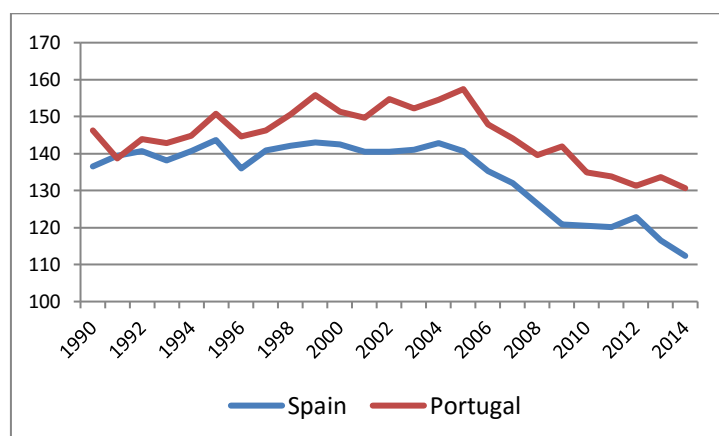
- 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- 20% de energías renovables en la UE.
- 20% de mejora de la eficiencia energética.

**Figura 17:** Porcentaje sobre el PIB de la UE (PPS por habitante)

Fuente: Eurostat

Sin entrar a valorar los posibles problemas en los patrones de crecimiento económico de los dos países, el nivel alcanzado constituía todo un éxito difícilmente predecible a la luz de los datos en los que partían en la fecha de incorporación a la UE.<sup>53</sup> El rápido crecimiento de los dos países supuso crecimiento en la intensidad energética hasta que, en los últimos 12 años, esta variable empieza a mostrar una senda descendente (como se observa en la **figura 18**), en la línea marcada por los objetivos europeos sobre sostenibilidad.

La crisis económica afectó de manera muy intensa a las economías ibéricas, que se situaron en niveles significativamente peores respecto a la media europea. Resultan muy llamativos los datos sobre la evolución del mercado de trabajo, con niveles de desempleo difícilmente asumibles (especialmente en el caso español), como se recoge en la **figura 19**.

**Figura 18:** Intensidad energética (toe/M€'10)

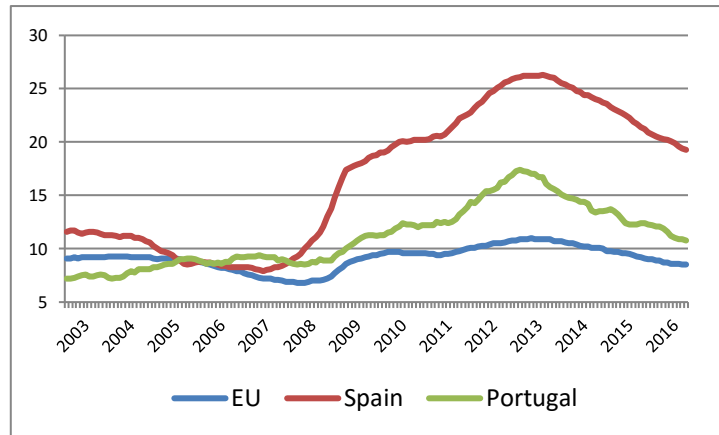
Fuente: Eurostat

En el entorno de las economías ibéricas resulta crucial el diseño de políticas de transición energética que sean compatibles con la creación de puestos de trabajo. En este sentido, la

<sup>53</sup> En 1985 España no llegaba al 70% del PIB per cápita medio europeo; mientras que el portugués estaba por debajo del 65% de la media europea. Es cierto que para valorar la mejora en las condiciones económicas de los dos países resulta insuficiente utilizar la evolución del PIB per cápita, más aún cuando los índices habituales colocan a los dos países entre los de mayor desigualdad en su entorno.

apuesta por las *E-FER* debe considerarse no sólo como un intento por modernizar la economía y hacerla más sostenible, sino también como una apuesta para superar algunas de las restricciones que históricamente han lastrado el crecimiento de los países de la Península Ibérica.

**Figura 19:** Desempleo (% población activa)



Fuente: Eurostat

Aunque el tema no está resuelto, existen numerosos trabajos que abordan el problema de la transición hacia una economía sostenible desde el punto de vista medioambiental y social. Algunos autores son optimistas respecto a las posibilidades de lograr un equilibrio entre el crecimiento económico y las políticas que promueven el cambio hacia energías menos contaminantes.<sup>54</sup> Recientemente Pollin (2015) afirma que la inversión en energías renovables y en eficiencia energética necesaria para estabilizar el clima conduciría a aumentar las oportunidades de trabajo y el crecimiento económico en todo el mundo. España es uno de los países recogidos en ese estudio, que pronostica elevados rendimientos en términos de ganancias de empleo a través de la inversión en energías renovables.<sup>55</sup> Sin embargo, a la transición hacia una economía sostenible suele asociarse el coste derivado de la pérdida de empleo en el sector de la energía basado en combustibles fósiles. Por otro lado, el impulso de las energías renovables se convierte en una oportunidad para generar empleo y ofrecer nuevas oportunidades para la agricultura y la silvicultura mediante la utilización de recursos autóctonos.<sup>56</sup>

Además, la consolidación del sector de renovables debe utilizarse como una oportunidad para potenciar el I+D, con efectos positivos más allá del propio sector eléctrico.<sup>57</sup> Así, el diseño de incentivos a la electricidad generada con *E-FER* compatibles con mejoras en la competitividad del sector puede trasladar beneficios a toda la economía. Si el clima general es favorable a la innovación, la inversión en *E-FER* puede contagiar y potenciar

<sup>54</sup> Silva et al (2011) realizan un análisis con datos de diversos países entre los que están España y Portugal. Concluyen que en las etapas iniciales del desarrollo de las renovables sí puede existir un efecto negativo sobre el crecimiento. Sin embargo, ese efecto puede desaparecer a medida que las renovables se han ido haciendo más competitivas. Ver también Alves y Silva (2011). En Harris (2013) se analizan las opciones para reconciliar las políticas que estimulen el crecimiento y el empleo con el respeto al medio ambiente.

<sup>55</sup> Bajo una serie de supuestos sobre la tasa de crecimiento del PIB, sobre los costes de incrementar la eficiencia energética y sobre los costes de la inversión en energías renovables, estima que un incremento del 1,5% del PIB en inversiones en renovables crearía 175.000 puestos de trabajo en España.

<sup>56</sup> Moreno y López (2008) estudiaron el empleo que generaron las renovables en Asturias (España).

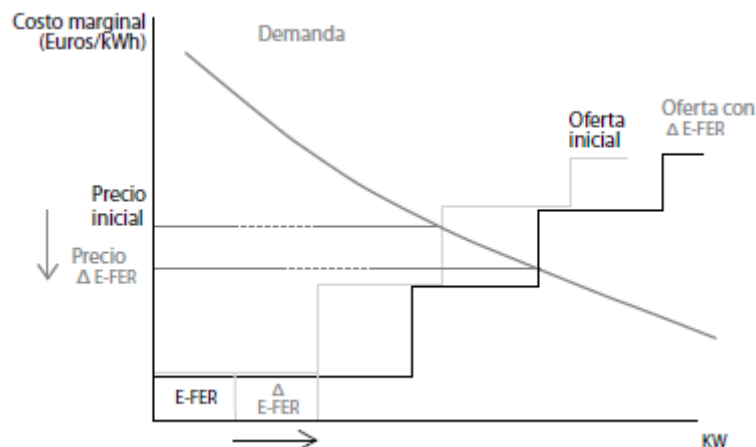
<sup>57</sup> En Ecofys (2011) se señala que el fuerte apoyo a la energía eólica en Dinamarca, Alemania y España durante los años noventa ayudó a construir una poderosa industria eólica en los tres países, con efectos beneficiosos para toda la economía.



los efectos positivos de innovación, extendiéndolos sobre la actividad y el empleo de todo el sistema productivo.<sup>58</sup>

La integración y la evolución de las *E-FER* en el mercado ibérico han sido posibles gracias al desarrollo de un programa de incentivos públicos. En el mercado mayorista de electricidad, el incremento del uso de *E-FER* produce disminución en el precio de electricidad, tal como aparece representado en la **figura 20**. En la misma, que muestra la curva de oferta del mercado diario de electricidad, se representan los costes marginales (precios de los combustibles, operación y mantenimiento de las plantas, coste de las emisiones de carbono) de las tecnologías eléctricas, que en las *E-FER* son prácticamente nulos. Un incremento de las *E-FER* produciría un desplazamiento a la derecha de la curva de oferta disminuyendo el precio de la electricidad en el mercado mayorista.<sup>59</sup> Con el incremento cada vez mayor de las *E-FER*, el precio se reduciría y la inversión en renovables dejaría de ser rentable (los altos costes de la nueva inversión no serían compensados por el bajo el precio de la electricidad). Por este motivo, la introducción de las energías renovables en el mercado eléctrico ha necesitado de los incentivos públicos (que compensaban la pérdida de ingreso debida a la bajada de precios).

**Figura 20:** Efectos de un incremento de generación con renovables sobre el precio mayorista de la electricidad



Fuente: García-Álvarez y Moreno (2016)

Si bien las *E-FER* ofrecen ventajas evidentes desde el punto de vista medioambiental, el sistema de incentivos ha generado controversia sobre el efecto que éstos podían producir sobre los precios de la electricidad o sobre el crecimiento económico de los países. En relación al precio, aunque reducen el precio mayorista de electricidad, algunos autores señalan que la apuesta por las renovables ha producido el efecto contrario sobre el precio pagado por el consumidor final, siendo ésta una de las razones que explica el incremento de precios del mercado durante estos años y refuerza la complejidad en la estructura de

<sup>58</sup> Ver en Asociación de Empresas de Energías Renovables (2015) el estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España.

<sup>59</sup> Moreno y García-Álvarez (2016) realizan un análisis de cómo los combustibles importados afectan al precio de la electricidad en España y Portugal y Moreno y García-Álvarez (2013) y Moreno et al (2014) cómo afecta el aumento de las *E-FER* en el precio que pagan los hogares y las industrias respectivamente. Moreno et al. (2012) analizan además del efecto conjunto de las *E-FER* y la competencia en el sector eléctrico español sobre el precio de electricidad.

costes y precios.<sup>60</sup> De esta forma, sería uno de los factores que explicarían la evolución escasamente competitiva del mercado minorista ibérico.

En algunos casos, el diseño de incentivos no parece haber sido suficientemente calibrado y, tras unos años de aplicación, ha tenido que ser rectificado en aras a la sostenibilidad financiera. La crisis económica tampoco ayudó a corregir la situación. Las soluciones han afectado al crecimiento de las *E-FER* en los últimos años y han generado debate sobre sus efectos sobre el precio del mercado. El panorama es complejo y obligará a tomar decisiones sobre la estructura y la dimensión, adaptando los mecanismos regulatorios y de funcionamiento de los mercados.<sup>61</sup>

El papel central jugado por la energía en la lucha contra el cambio climático condiciona drásticamente la evolución del sector. La decisión de invertir en renovables es una cuestión que va más allá de la rentabilidad económica, al generar fuertes externalidades relacionadas con el medio ambiente y con la salud. Sin embargo, a las fortalezas medioambientales y económicas de las renovables se añaden algunos inconvenientes como su integración en la red, dificultad de almacenamiento o mayores exigencias de red. Además, las repercusiones sobre la garantía del suministro derivadas de la intermitencia y estacionalidad también son importantes y tampoco están resueltas, ni desde el punto de vista tecnológico ni regulatorio. Mientras no haya una evolución tecnológica que permita acumular grandes cantidades de electricidad, será necesario potenciar las redes de transporte de electricidad y garantizar un respaldo intermitente fiable con fuentes alternativas. El coste de la capacidad de respaldo debe ser incorporado al análisis económico y regulatorio del proceso de transición.

A pesar de las controversias en torno a las *E-FER* y su sistema de incentivos, es evidente que el sistema fomentó las inversiones, haciendo que la capacidad instalada en ambos países en fuentes renovables se haya multiplicado por tres en los últimos 25 años (**figuras 21 y 22**). Estos números son mucho más llamativos si descontamos la energía hidráulica que históricamente ya tenía una elevada capacidad.

Como ya hemos indicado, el diseño este tipo de incentivos está en el centro del debate, potenciado por la imposición de políticas de austeridad muy estrictas en el seno de la UE, que han afectado muy especialmente a España y a Portugal.<sup>62</sup> En ese entorno de crisis económica y ajustes, algunos sectores de opinión han culpado a las políticas de fomento de la *E-FER* de los elevados precios finales pagados por la electricidad. Se ha criticado, por ejemplo, que los incentivos no estén directamente vinculados con la cantidad de emisiones evitadas, sino con la inversión efectuada, lo que puede haber generado procesos

---

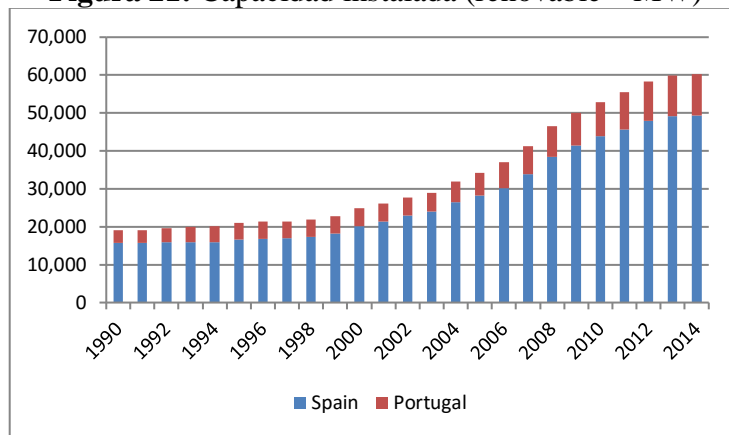
<sup>60</sup> Ver, por ejemplo, Alves y Silva (2011). Würzburg et al (2013) realizan un repaso a distintos trabajos empíricos sobre el efecto de las renovables en el precio de la electricidad. En *MIT Energy Initiative* (2016) se señala que la introducción de *E-FER* en el mix eléctrico puede originar volatilidad en los precios al contado y divergencia entre los mercados con diferente horizonte temporal (pág. 56).

<sup>61</sup> Sobre los efectos de las renovables en la inversión en nueva capacidad y la retribución de dicha capacidad ver, por ejemplo, Fabra (2012). Para un análisis mucho más amplio sobre la evolución del sector, ver *MIT Energy Initiative* (2016).

<sup>62</sup> Tras diversos planes de ajuste para intentar sobreponerse a la situación, en abril de 2011 Portugal solicitó la intervención de la UE y del FMI para solucionar la grave crisis financiera en que se encontraba. Una de las primeras imposiciones al gobierno portugués fue la privatización de tres empresas estatales: *EDP* (*Energias de Portugal*), *REN* (*Redes Energéticas Nacionais*) y la aerolínea *TAP* (*Transportes Aéreos Portugueses*). Igualmente, en junio de 2012, el Gobierno español solicitó ayuda financiera externa para la reestructuración y recapitalización de su sector bancario, lo que también llevó aparejado un duro plan de ajuste del gasto.

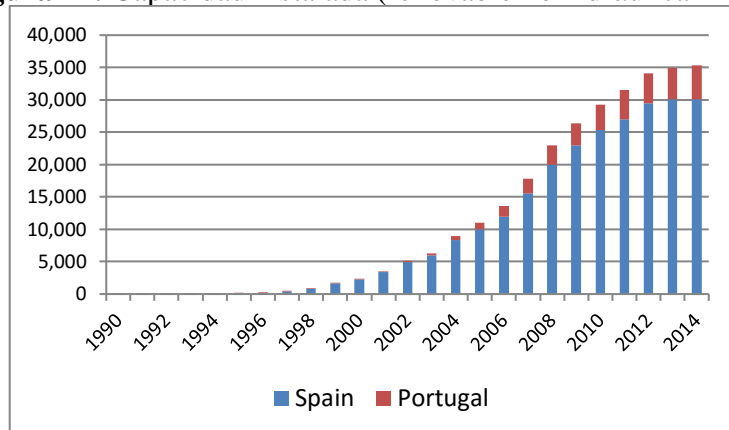
especulativos basados en la elevada rentabilidad de inversiones subsidiadas. En el debate sobre la sostenibilidad financiera del sector, durante los últimos años, también se han utilizado argumentos basados en los beneficios extraordinarios percibidos por las instalaciones hidráulicas y nucleares, originados por la legislación que compensaba a las empresas por la introducción de competencia en el sector. Estos “beneficios extraordinarios” pueden haber complicado la sostenibilidad del sector y limitando la capacidad para mantener los incentivos a las renovables.

**Figura 21:** Capacidad instalada (renovable – MW)



Fuente: Eurostat

**Figura 22:** Capacidad instalada (renovable no hidráulica – MW)



Fuente: Eurostat

Ante la compleja situación, se ha producido un importante parón en la inversión en *E-FER* en los últimos años, con replanteamientos basados en la necesidad de reequilibrar las cuentas públicas para seguir en la apuesta por las renovables.<sup>63</sup>

En España, la promoción de las renovables por el sistema *feed-in tariffs* había generado un rápido crecimiento de los proyectos, pero también originó problemas por la sobredimensión de las inversiones y el volumen de recursos necesario para su mantenimiento. En el año 2010, siguiendo los requerimientos de la UE, el *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER)* establecía los objetivos en materia

<sup>63</sup> La Directiva europea de 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establecía la necesidad de que cada país elaborase un plan específico para el período 2011-2020. Esto originó el *PNAER* portugués y el *PANER* español.

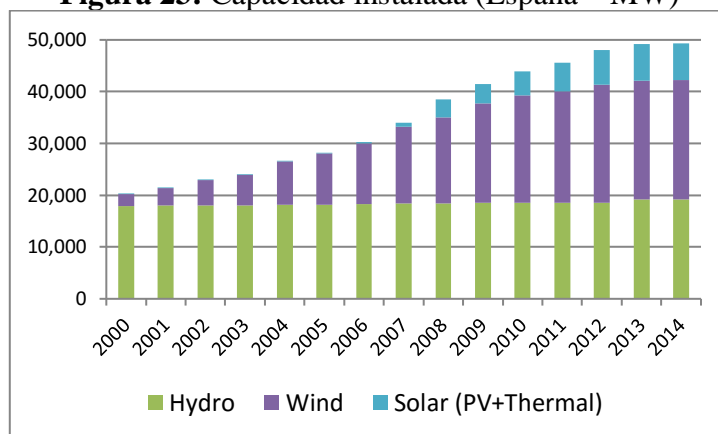
de *E-FER* para el período 2011-2020. Estos objetivos se concretan en que las energías renovables alcancen un 20% del consumo final bruto de energía, con un porcentaje en el transporte del 10% en el año 2020. El plan reconocía la necesidad de actuar fundamentalmente en tres frentes:

- Reducir la intensidad energética, incentivando la eficiencia energética.
- Reducir la dependencia: para disminuir la influencia de la volatilidad de los precios internacionales de energía primaria, aumentando la garantía del suministro.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Entre las medidas a adoptar, se señala el desarrollo de las *E-FER* como apuesta prioritaria de la política energética: “*Las energías renovables tienen múltiples efectos positivos sobre el conjunto de la sociedad: entre otros, la sostenibilidad de sus fuentes, la reducción en las emisiones contaminantes, el cambio tecnológico, la posibilidad de avanzar hacia formas de energía más distribuidas, la reducción de la dependencia energética y del déficit de la balanza comercial, el aumento del nivel de empleo y el desarrollo rural*” (pag. 8).<sup>64</sup> El plan señala que el sistema de incentivos a las *E-FER* utilizado hasta el momento había funcionado adecuadamente y que, tras la fase inicial de lanzamiento, era el momento de instrumentar una fase de consolidación y desarrollo que garantizaran la sostenibilidad futura del proceso de transición energética. Los principios que debían establecerse en el sistema de incentivos eran:

- Estabilidad, garantizando la rentabilidad suficiente a las inversiones.
- Flexibilidad, para incorporar los cambios en el desarrollo de las tecnologías.
- Internalización de costes, para garantizar suficiencia y estabilidad del suministro.
- Priorización de instalaciones innovadoras que, entre otros factores, reduzcan las emisiones.

**Figura 23:** Capacidad instalada (España – MW)



Fuente: Eurostat

A pesar de la calificación como exitosa de la política seguida en el fomento de las *E-FER* y de los deseos expresados en el *PANER*, de continuar con los incentivos, en el año 2013, el sistema de incentivos tuvo que ser modificado para intentar resolver los problemas de financiación.

<sup>64</sup> *PANER* España (2010).

En lo que se refiere a Portugal, el impulso realizado con las *E-FER* es el resultado de un amplio desarrollo legislativo, con diversos planes y programas que reflejan el compromiso del gobierno portugués con los acuerdos internacionales relativos al cambio climático. Al igual que en España, la efectividad de las medidas ha estado condicionada por la evolución de las tecnologías, las reformas inspiradas en las directivas europeas y, sobre todo, por la situación económica del país. Las bases para la transformación del sector eléctrico se pusieron con diversos planes aprobados a principios de siglo, como el *Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC)*<sup>65</sup> o la *Estratégia Nacional para a Energia (ENE)*,<sup>66</sup> que marcan una planificación energética basada fundamentalmente en las fuentes renovables hídrica y eólica.<sup>67</sup> La elección de estas tecnologías se debe a que se supone que su coste de producción será el que menos impacto producirá en el precio pagado por los consumidores de electricidad. En estos planes también se reconocen las oportunidades de otras tecnologías renovables (no solo hídrica y eólica) para el desarrollo económico: “*La promoción de la eficiencia energética y la energía renovable puede aportar también una importante contribución al crecimiento económico, al propiciar un volumen significativo de inversión oportunidades para la investigación*” (pág. 6170).<sup>68</sup> Posteriormente, el *PNAC 2006*<sup>69</sup> desarrolló una serie de medidas en diversos sectores productivos para alcanzar el objetivo marcado en relación a las emisiones de GEI. En este Programa se atribuye a la autoridad reguladora (*ERSE*) la responsabilidad de definir mecanismos que promuevan la eficiencia energética y, por lo tanto, la reducción de la demanda de electricidad en 2010.<sup>70</sup> Se define expresamente como una obligación del Estado “*la promoción de la eficiencia energética, la protección del medio ambiente y el uso racional de los recursos renovable y endógeno.*”

En 2008, el compromiso de las autoridades portuguesas con los objetivos europeos se plasmó en el diseño de una serie de líneas estratégicas para el sector energético nacional, dirigidas a reforzar los objetivos anteriormente marcados. Esto es, a reducir la dependencia energética externa, aumentar la eficiencia energética y disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. En relación con la eficiencia energética se estableció el *Plan Nacional de Acción para la Eficiencia Energética (PNAEE)*<sup>71</sup> que incluye 12 programas y 50 medidas dirigidas a reducir el consumo de energía en los sectores del transporte, el residencial y servicios, la industria y en el sector público.

---

<sup>65</sup> Resolución del Consejo de Ministros Nº 119/2004. Portugal se comprometió a limitar el aumento de sus emisiones en el período 2008-2012 a un 27% del valor de 1990.

<sup>66</sup> Resolución del Consejo de Ministros Nº 169/2005. Promueve la eficiencia energética, pero también incide en la necesidad de incentivar las *E-FER*, con el compromiso alcanzar en el año 2010 una producción del 39% de la energía eléctrica total de origen renovable.

<sup>67</sup> El *ENE* también incorpora la necesidad de seguir avanzando en la introducción de competencia en los mercados de electricidad y gas natural.

<sup>68</sup> *Diário da República* (Nº 204-24 de Outubro de 2005). En la *Estrategia* se estima que en los siguientes cinco años se realizaría un volumen de inversión en la generación de electricidad de más de 7 mil millones de euros, fundamentalmente en energías renovables.

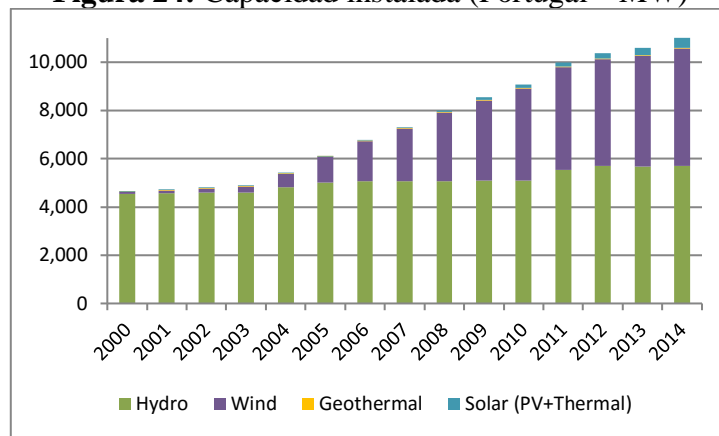
<sup>69</sup> Resolución del Consejo de Ministros Nº 104/2006.

<sup>70</sup> Este objetivo se mantiene en la nueva redefinición del *PNAC* de 2007 (Resolución del Consejo de Ministros Nº 1/2008).

<sup>71</sup> Resolución del Consejo de Ministros Nº 80/2008. El *PNAEE* fija un objetivo para 2015 de un ahorro equivalente al 10% del consumo de energía final a través de mejoras en la eficiencia energética. La legislación en materia de eficiencia energética se ha seguido desarrollando hasta la actualidad. A modo de ejemplo, en 2013 se aprueba el *PNAEE* con horizonte 2016 (Resolución Nº 20/2013) y en 2015 se traspone la Directiva europea sobre Eficiencia Energética (Decreto-Ley n.º 68-A/2015). Más información en <http://www.pnaee.pt/pnaee>.

Al igual que ha ocurrido en España, en Portugal el diseño de la política de fomento de *E-FER* también ha sido objeto de críticas, tanto en la definición de las fuentes como en la sostenibilidad de los incentivos utilizados y sus repercusiones sobre los precios de la electricidad. La apuesta inicial por la energía eólica (ver **figura 24**) cumplía con los objetivos medioambientales y reducía la necesidad de importar energía. Sin embargo, las características de la energía eólica introdujeron en el sistema otro tipo de problemas derivados de su irregularidad. Para compensarlo, como complemento a la energía eólica, en el año 2007 se aprobó el *Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)*, que pretendía aprovechar el potencial hidroeléctrico a través de nuevas centrales.<sup>72</sup>

**Figura 24:** Capacidad instalada (Portugal – MW)



Fuente: Eurostat

El programa hidráulico portugués generó dudas sobre su viabilidad financiera, pero también desde el punto de vista medioambiental.<sup>73</sup> Pocos meses después de la aprobación del programa, la crisis económica hizo insostenible el desarrollo de las inversiones, debido a la presión que suponían sobre unas cuentas pública que ya tenían que hacer frente a las obligaciones adquiridas previamente en la financiación eólica. De esta manera, ya inmersos en plena crisis económica y siguiendo las directrices europeas, se aprueba el *PNAER*<sup>74</sup> que establece como objetivos fundamentales los siguientes:

- Garantizar el cumplimiento de los compromisos europeos para 2020 en materia de energía y lucha contra el cambio climático
- Reducir la dependencia energética exterior, sustituyendo las importaciones por energía endógena.
- Impulso y consolidación del sector industrial asociado a las energías renovables, para alcanzar un PIB de 3.800 millones de euros en 2020 y la creación de 100.000 nuevos puestos de trabajo asociados al sector.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El plan aprobado, con algunas reformas en el *PNBEPH*, sigue insistiendo en el fomento de las energías de origen hidráulica y eólica como la base para el desarrollo de la producción portuguesa, haciendo énfasis en la complementariedad de ambas fuentes. No obstante, en el plan también se plasma la intención de reforzar el papel de la energía solar,

<sup>72</sup> El sistema puede funcionar proporcionando un refuerzo en momentos de viento escaso o acumulando agua en períodos de excesiva producción eólica.

<sup>73</sup> En <http://www.geota.pt> puede encontrarse información con una revisión crítica del *PNBEPH*.

<sup>74</sup> *Plano de Nacional Acção para as Energias Renováveis (PNAER)* - 2010. Sobre la situación del sector en Portugal en el momento de aprobación del plan, ver Alves y Silva (2011).

tanto en aprovechamientos a gran escala como de dimensiones reducidas. Los objetivos asociados a las *E-FER* que contiene el plan se recogen en la **tabla 7**.

Ya en plena crisis económica se aprobó la *ENE-2020*, que sustituye a la aprobada en 2005.<sup>75</sup> Entre otras medidas, destaca la consolidación del objetivo de reducción del 20% del consumo de energía final en 2020, apoyadas en diversas medidas fiscales, proyectos innovadores (vehículo eléctrico, redes inteligentes), mejora en la gestión energética del alumbrado y de edificios públicos y privados, y en la producción de electricidad procedente de fuentes renovables.

**Tabla 7: Objetivos para 2020**

Energía de fuentes renovables respecto al consumo final bruto de energía en 2005	%	19,8
Energía de fuentes renovables respecto al consumo final bruto de energía en 2020	%	31,0
Consumo total de energía ajustado para 2020	ktep	19.467
Energía de fuentes renovables correspondiente al objetivo marcado en 2020	ktep	6.035

Fuente: *PNAER* (2010)

En el año 2013 se intenta racionalizar los esfuerzos realizados para cumplir los objetivos energéticos del país, revisando y coordinando las iniciativas sobre eficiencia energética (*PNAEE*) y las dirigidas al fomento de las *E-FER* (*PNAER*).<sup>76</sup> Se busca vincular ambas estrategias con el fin de lograr medidas más eficaces, reforzar las medidas existentes y reducir el coste de implementación, dado el entorno de crisis económica en el que estaba inmerso el país. Los objetivos que marca el decreto están condicionados por la necesidad de reducir el déficit y por las pautas marcadas en los protocolos resultantes de la intervención de la economía portuguesa:

- cumplir con racionalidad económica todos los compromisos adquiridos,
- reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero,
- fortalecer la diversificación de las fuentes de energía primaria, para incrementar la garantía del suministro,
- aumentar la eficiencia energética de la economía, sobre todo en el sector público, contribuyendo a la reducción del gasto público y el uso eficiente de los recursos,
- aumentar la competitividad de la economía mediante la reducción del consumo de combustible y de los costes de funcionamiento de las empresas y de la economía nacional, liberando así recursos para impulsar la demanda interna y las inversiones.

En la norma se especifica que el esfuerzo realizado en años anteriores por fomentar las *E-FER* y las centrales eléctricas de ciclo combinado con gas natural, ha originado una sobrecapacidad en el sector, sobre todo en las condiciones de contracción de la demanda asociada a la crisis económica. Con el fin de eliminar el desequilibrio, el nuevo *PNAER* reformula la política de fomento de las *E-FER*, estableciendo una reducción del 18% de la capacidad instalada respecto a lo previsto en el *PNAER* anterior (2010). Sin embargo, a pesar de la reducción, se prevé una cuota de las *E-FER* superior en el nuevo *PNAER* (60% vs. 55%), gracias, entre otras razones, a la coordinación con las medidas de eficiencia energética. Se busca una reducción en el coste de la transición energética, a

<sup>75</sup> La resolución del Consejo de Ministros Nº 29/2010 define la *Estrategia Nacional de Energía 2020 (ENE 2020)*.

<sup>76</sup> Resolución del Consejo de Ministros Nº 20/2013. Además del *PNAEE* y *PNAER*, también se puso marcha el programa *Eco.AP* destinado a incrementar la eficiencia energética en el sector público. Ver <http://www.adene.pt/programa/programa-de-eficiencia-energetica-para-administracao-publica-ecoap>.

través de la revisión del peso relativo de cada una de las *E-FER* en el mix energético para el año 2020, atendiendo a los costes de producción (*Costes Nivelados de la Energía*) y al consiguiente potencial en un régimen de competencia. Se establece una selección más restrictiva para el apoyo a las renovables, dirigido a las tecnologías más maduras “...dejando el fomento de las tecnologías menos maduras a los instrumentos de promoción del I+D nacionales europeos o internacionales, liberando a los consumidores de electricidad del coste de la inversión adicional en tecnologías experimentales, sin perjuicio de los proyectos concretos que, tras un análisis coste-beneficio y la comparación con estándares de referencia internacionales, resultasen ventajosos a la economía nacional” (pág. 2069).<sup>77</sup>

En definitiva, el repaso a la evolución legislativa que ha impulsado la apuesta por las *E-FER* muestra que en los últimos años se ha producido un freno en los incentivos, para evitar el crecimiento de los compromisos financieros asumidos por el Estado. Los programas siguen insistiendo en el objetivo de incrementar las *E-FER* en el mix energético, pero condicionan la apuesta por la sostenibilidad medioambiental a la sostenibilidad económica del sistema.<sup>78</sup> Los planes también incorporan datos sobre las repercusiones esperadas en términos de empleo.<sup>79</sup> Los incentivos se han recortado en los dos países, aunque según datos de la *Agencia Internacional de la Energía (IEA)*, en 2013 todavía se encontraban entre los países que más apoyaban las *E-FER* (ver **figura 25**).<sup>80</sup> Las políticas seguidas en ambos países presentan elementos comunes, si bien las inversiones iniciales en Portugal se dirigieron fundamentalmente a la energía eólica; mientras que en España se incentivó la solar desde el principio. Durante todo el proceso se diseñaron una serie de incentivos financieros y fiscales de apoyo a la inversión, reforzadas con la creación de tarifas diferenciadas (*feed-in tariff*) para la electricidad producida a partir de plantas renovables moduladas en función del grado de madurez de las diferentes tecnologías. Además, tal como marcan las directrices europeas, se le dio prioridad a la *E-FER* en la planificación y acceso a las redes.

El Sistema de incentivos basados en *feed-in tariff (FIT)* ha sido el sistema más utilizado en Europa para incentivar las renovables.<sup>81</sup> La mayoría de los países europeos que utilizan este sistema, tienen una tarifa regulada fija por tecnología (*FITfijo*), como en el caso de Portugal.<sup>82</sup> En España, sin embargo, el sistema era mixto, permitiendo elegir entre un *FIT fijo* o una tarifa basada en el precio del kWh en el mercado más una prima (*FIT premium*).<sup>83</sup> La efectividad de este tipo de incentivos depende de su adecuado diseño,

<sup>77</sup> *Diário da República*, N.º 70, de 10 de abril de 2013.

<sup>78</sup> Según Amado (2016) la necesidad de contener los precios de la electricidad ante la crisis económica y el mantenimiento de los incentivos a las renovables ha generado un “déficit de tarifa” en Portugal de unos 5.000 millones de euros. En España, según la *CNMC*, el déficit estaba por encima de los 25.000 millones en 2015.

<sup>79</sup> El *PANER* español calculaba el empleo asociado a las renovables en 2010 y establecía las previsiones para 2015 y 2020. El *PNAER* portugués estimaba que la creación de empleo en 2020 sería de 100.000 empleos. Sin embargo, la revisión de 2013 ha rebajado la cifra hasta 70.000.

<sup>80</sup> En Ecofys (2011) se pueden consultar estimaciones sobre el valor real del apoyo prestado por los países europeos al fomento de las *E-FER*, más allá de los datos oficiales.

<sup>81</sup> Algunos países, como UK, Suecia, Bélgica o Italia, utilizan el sistema de Cuotas y Certificados Verdes.

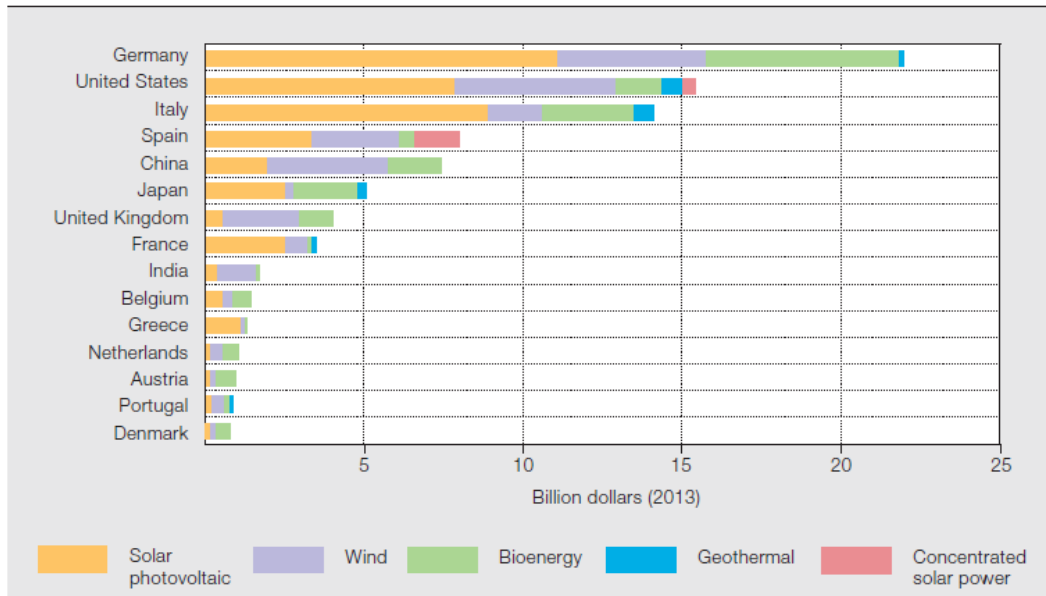
<sup>82</sup> El Decreto-Ley N.º 168/99 reconoce un sistema de compensación (*FIT*) mensual para las plantas de *E-FER*, cuya esencia se ha mantenido hasta la actualidad. En Amado (2016) se hace un repaso al sistema utilizado en Portugal y a las opciones de futuro, desde una perspectiva jurídica.

<sup>83</sup> En 2012 y 2013 se cambió el sistema. El Real Decreto-ley 1/2012 suspendió los incentivos económicos para los proyectos de nuevas plantas de *E-FER*. Con el Real Decreto-ley 9/2013 se adoptan medidas



resultando crucial la definición de su evolución temporal, ya que tratan de incentivar inversiones a largo plazo. Por este motivo, las revisiones legislativas de los últimos años y, sobre todo, la retroactividad de algunas medidas, pueden condicionar negativamente el desarrollo de nuevas inversiones.

**Figura 25:** Subsidios a las renovables según fuente en los 15 países con subsidios más elevados



Fuente: International Energy Agency (IEA), WEO 2014.

Además de los incentivos directos para el fomento de las *E-FER* (*FIT*, Cuotas y Certificados Verdes, incentivos fiscales,...) existen otras estrategias que pueden apoyar su desarrollo de manera indirecta, como la penalización de electricidad de fuentes no renovables o a través de las políticas basadas en las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>84</sup> En esta línea, desde 2005 en Europa se ha desarrollado un mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> que desde 2013 se encuentra en su tercera fase.<sup>85</sup> Igualmente, otras iniciativas europeas orientadas a reducir las emisiones de sectores como el transporte o el sector residencial pueden afectar a las decisiones de los consumidores y de las empresas, afectando por lo tanto al sector eléctrico.<sup>86</sup>

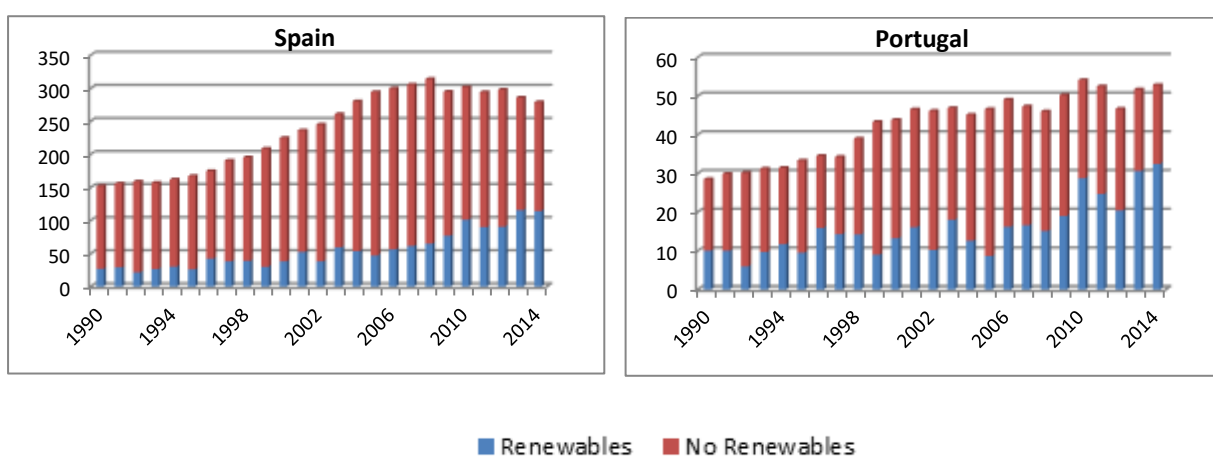
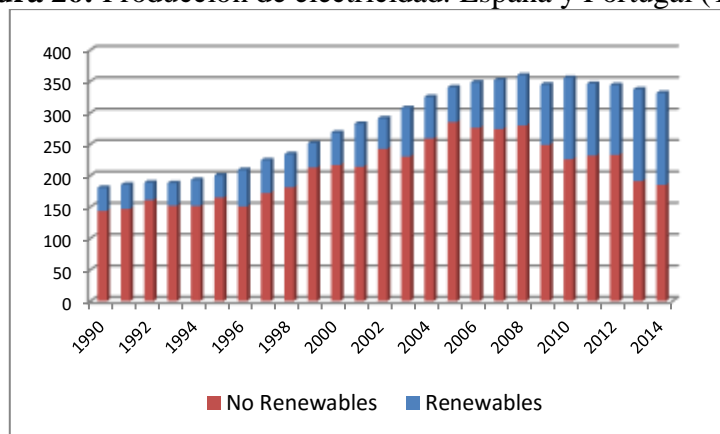
---

urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Las instalaciones de *E-FER* ya en funcionamiento pasan a ser remuneradas en base una “*rentabilidad razonable*” definida por el Gobierno.

<sup>84</sup> En Schmalensee (2012) puede encontrarse una revisión crítica sobre los incentivos a las renovables y sus efectos sobre las emisiones.

<sup>85</sup> La evolución del precio del carbono puede condicionar las decisiones y la rentabilidad de las empresas del sector eléctrico, pero los efectos de esta medida pueden extenderse al resto de sectores contaminantes.

<sup>86</sup> Por ejemplo, en 2014 en España se aprobó el Real Decreto 163/2014, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.

**Figura 26:** Producción de electricidad. España y Portugal (TWh)

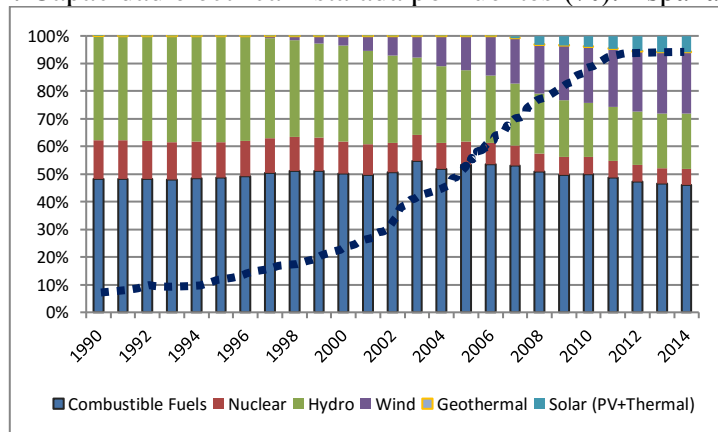
Fuente: Eurostat

Con respecto a la evolución de la capacidad instalada en renovables, se ha observado que la evolución de la producción de electricidad y el peso de las renovables en la capacidad de generación no ha sido homogénea en el tiempo. Aunque presenta algunas pautas comunes, no ha evolucionado por igual en los dos países. El incremento producido en los últimos 25 años ha sido especialmente intenso a partir de 2009, a partir de la definición de la *estrategia Europa 2020*, gracias a los incentivos para el aumento en capacidad que se había producido en los años previos, apoyados en el impulso legislativo ya comentado. El aumento constante de la capacidad instalada desde los años 90 se estabiliza con la crisis económica en los últimos años. En la **figura 27** se observa que el aumento de capacidad durante los años 90 se realizó fundamentalmente a través de incremento en renovables, manteniéndose el peso de la capacidad basada en combustibles fósiles, que representaban aproximadamente el 50% de del total. Desde finales de los 90 el incremento de la capacidad en renovables es notable, fundamentalmente en eólica. Sin embargo, también se incrementa la capacidad en combustibles fósiles, que durante todo este período experimenta una transformación hacia el uso del gas natural. La energía nuclear va perdiendo peso y la hidráulica apenas lo hace.

Como resultado de la evolución de estos 25 años, en líneas generales se observa el aumento en el peso de la capacidad solar y, sobre todo, eólica, que compensan la pérdida de importancia de la nuclear y de la hídrica; mientras que el peso de los combustibles fósiles apenas si ha reducido su peso (aunque sí ha ganado terreno el uso del gas).

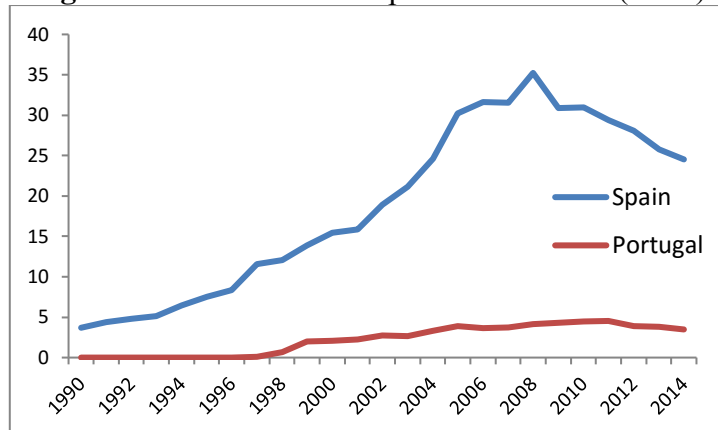
La inversión realizada en capacidad de generación basada en el gas natural surge como respuesta a la necesidad de garantizar el suministro eléctrico en una estructura tan dependiente de los recursos hídricos y eólicos. Desde los años 80 en España ya se comenzó a planificar el aumento del uso del gas natural. Las inversiones en esta tecnología originaron un importante aumento en la producción de electricidad, que dio respaldo a los incrementos de demanda originados en los años previos a la crisis económica (**figura 28**). Con la caída de la actividad a partir del año 2009, la generación eléctrica a partir del gas sí cayó significativamente, fundamentalmente en el caso español. El aumento de las importaciones de gas natural fue muy importante durante los años 90. La inestabilidad de los países de procedencia obligó a diversificar el origen para minimizar los riesgos y garantizar la seguridad en el suministro.

**Figura 27:** Capacidad eléctrica instalada por fuentes (%). España y Portugal



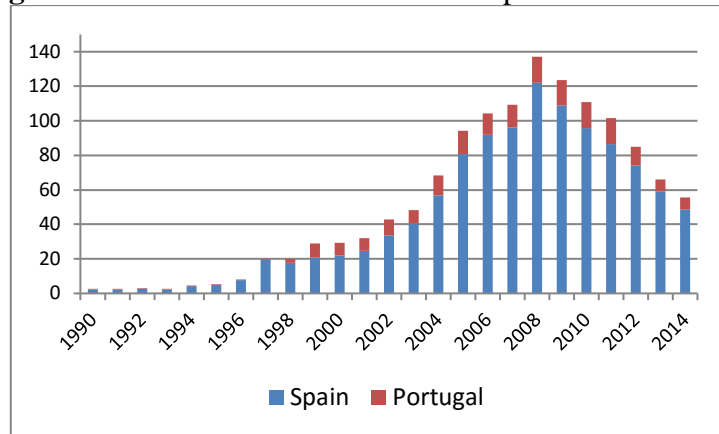
Fuente: Eurostat

**Figura 28:** Gas Natural. Importaciones netas (Mtoe)



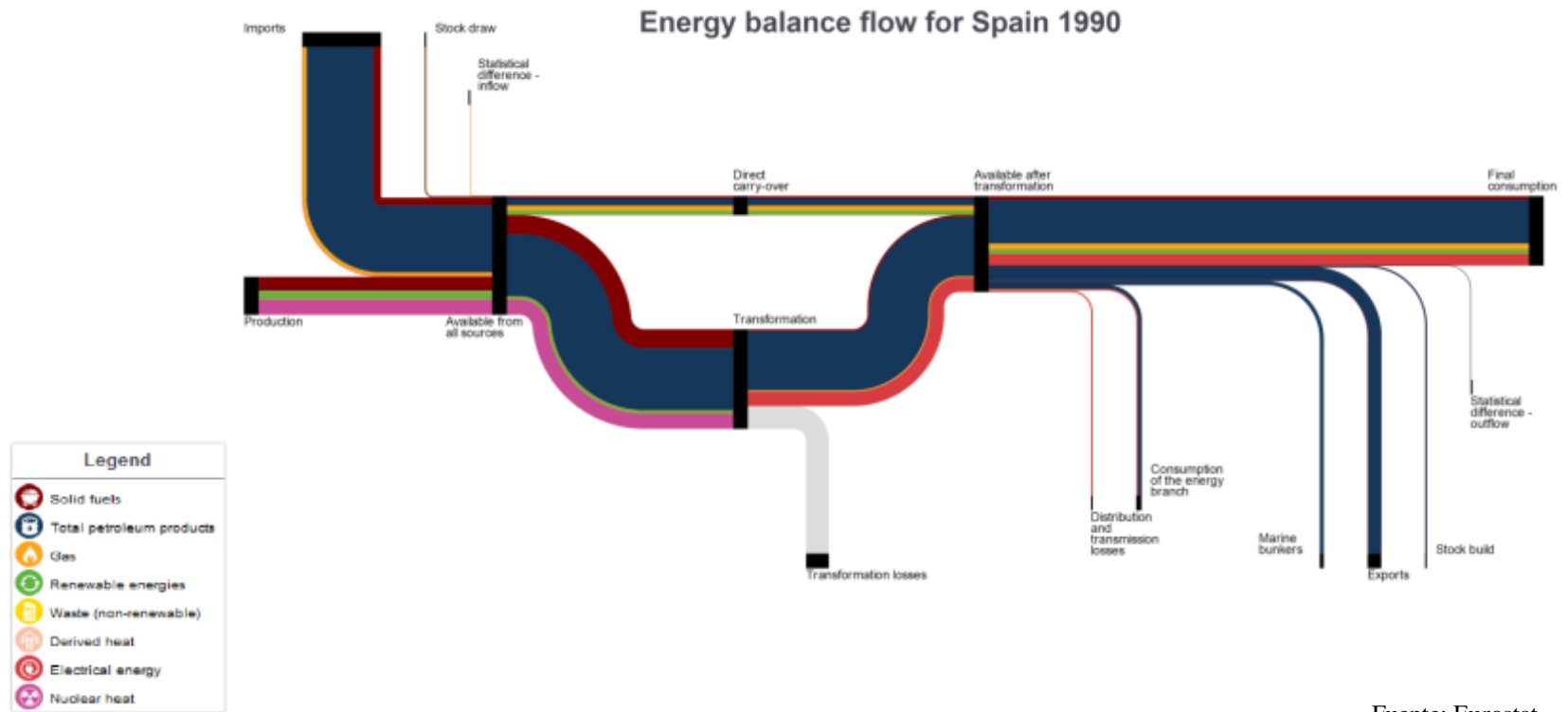
Fuente: Eurostat

La apuesta por este combustible en Portugal fue posterior. A principios de los años 90 se empezaron a construir plantas para la generación de electricidad con gas natural, con el fin de sustituir el uso del petróleo y del carbón. En ambos países las importaciones de carbón han seguido una trayectoria descendente desde principios de siglo. Sin embargo, el incremento de capacidad en gas natural y la necesidad de seguir importando petróleo, han mantenido la alta dependencia energética externa, a pesar del fomento de las energías renovables. Así, en ambos países la tasa está por encima del 70%, por encima de la media de los países de la UE (en torno al 60%).

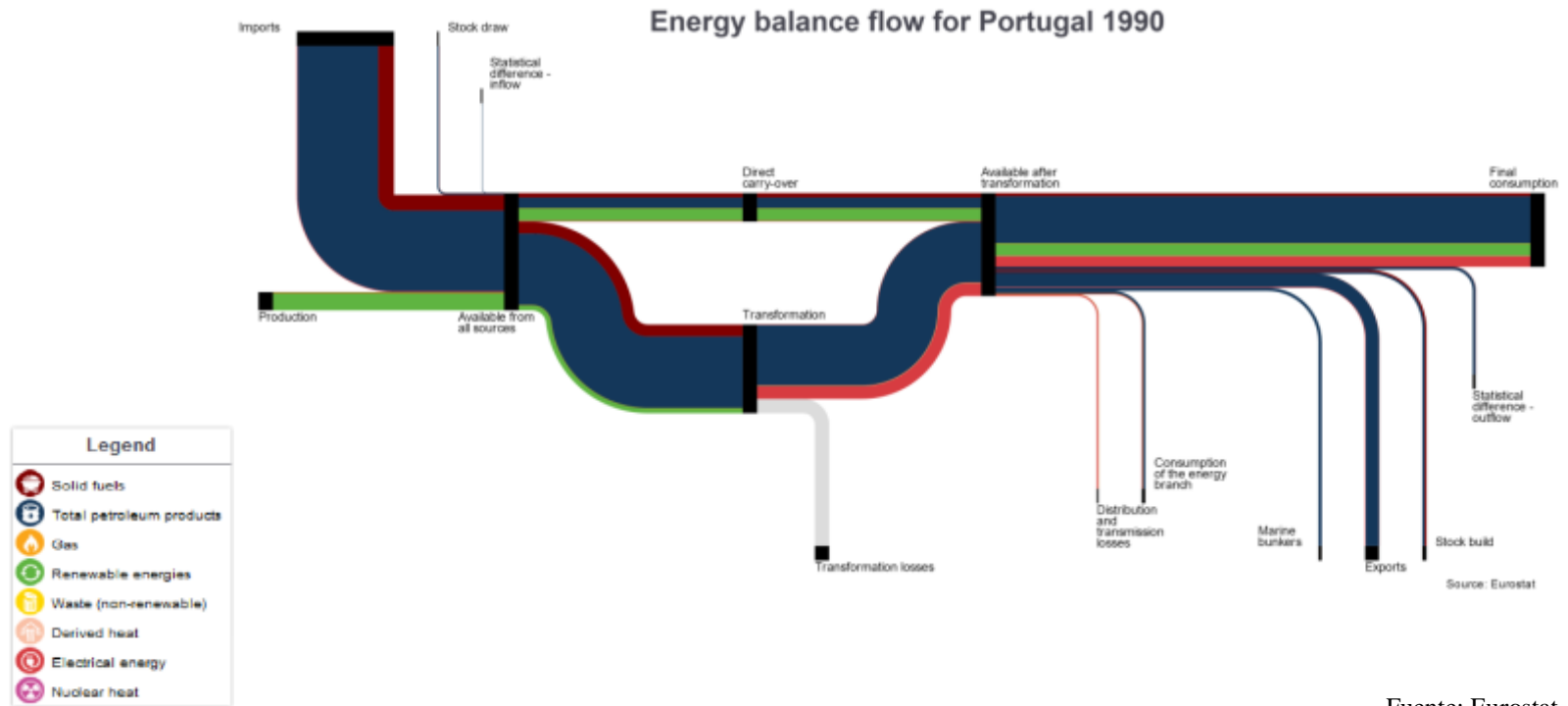
**Figura 29:** Producción de electricidad a partir de Gas - TWh

Fuente: Eurostat

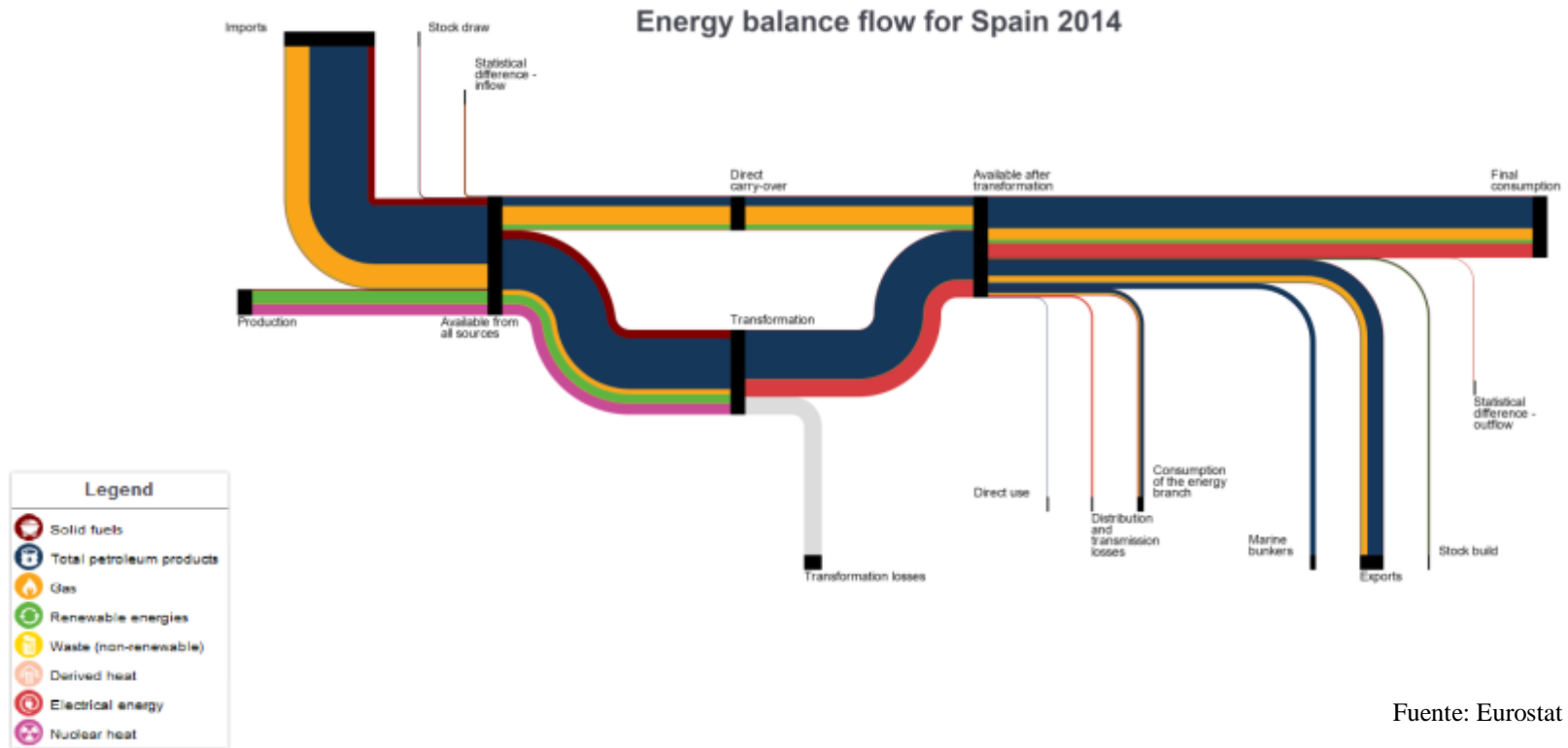
Las **figuras 30** y **31** muestran los balances energéticos de España y Portugal, respectivamente, y hacen visible la transformación que se ha producido en el sector energético ibérico en el período de 25 años (1990-2014). En ellos se observa la apuesta por la introducción de energías renovables, pero también destaca el incremento en las importaciones de gas natural y la reducción de las importaciones de carbón. En grandes líneas, se ve que España ha mantenido su necesidad de importar combustibles, pero el gas ha sustituido a una parte del petróleo y al carbón importado; mientras que el fomento de las renovables sustituye al uso del carbón nacional. En Portugal también se constata un aumento del gas en sustitución del petróleo y del carbón. Además, es notable el aumento de las fuentes renovables. No es nuestro objetivo un análisis detallado de los balances energéticos de España y Portugal, pero a simple vista refuerzan la idea de que, a pesar de lo que se ha logrado en estos años, aún queda mucho camino por recorrer, tanto en la producción de electricidad a través de renovables, como también en la reducción del consumo de combustibles fósiles en sectores como el transporte.



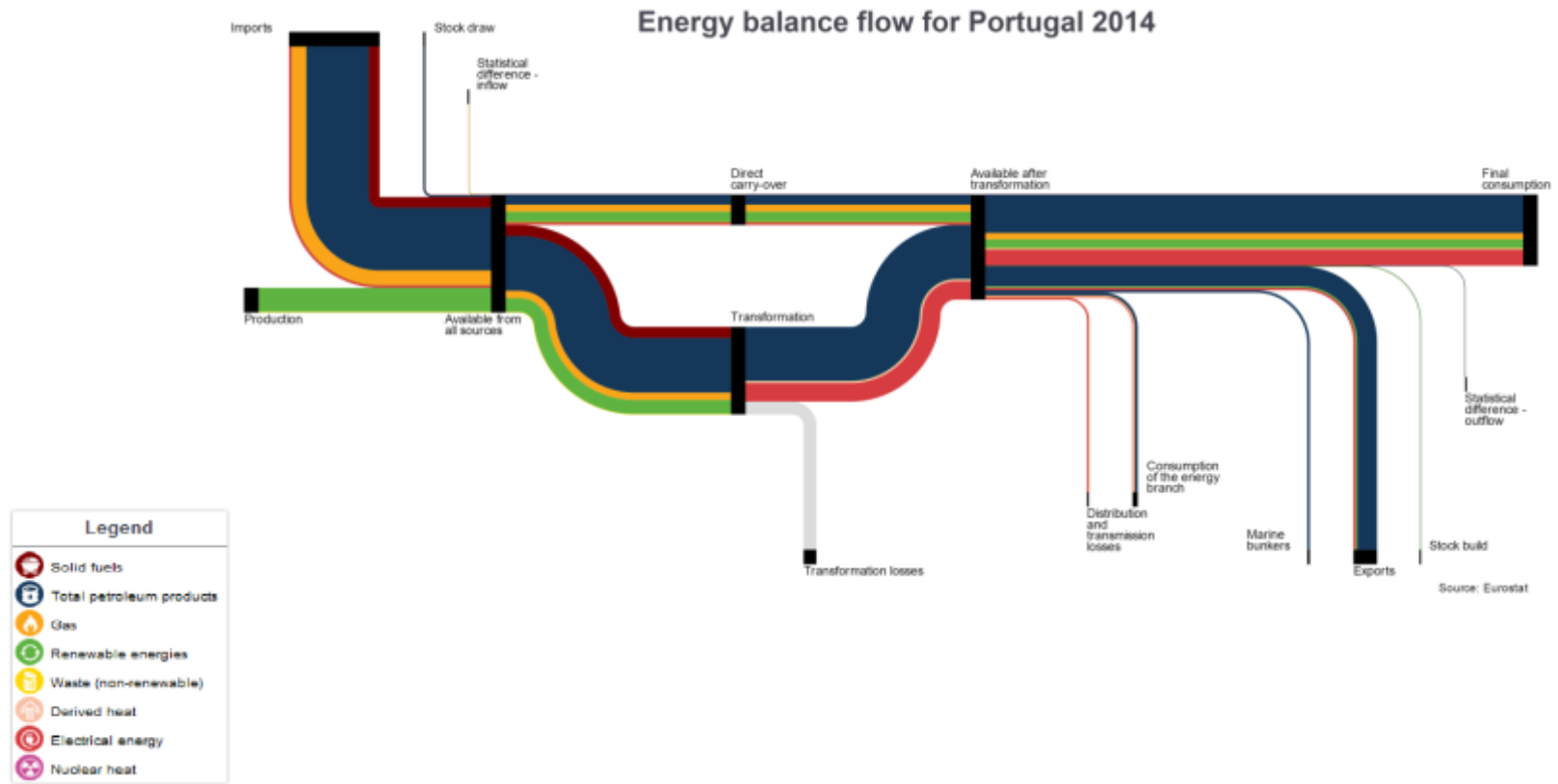
Fuente: Eurostat



Fuente: Eurostat



Fuente: Eurostat



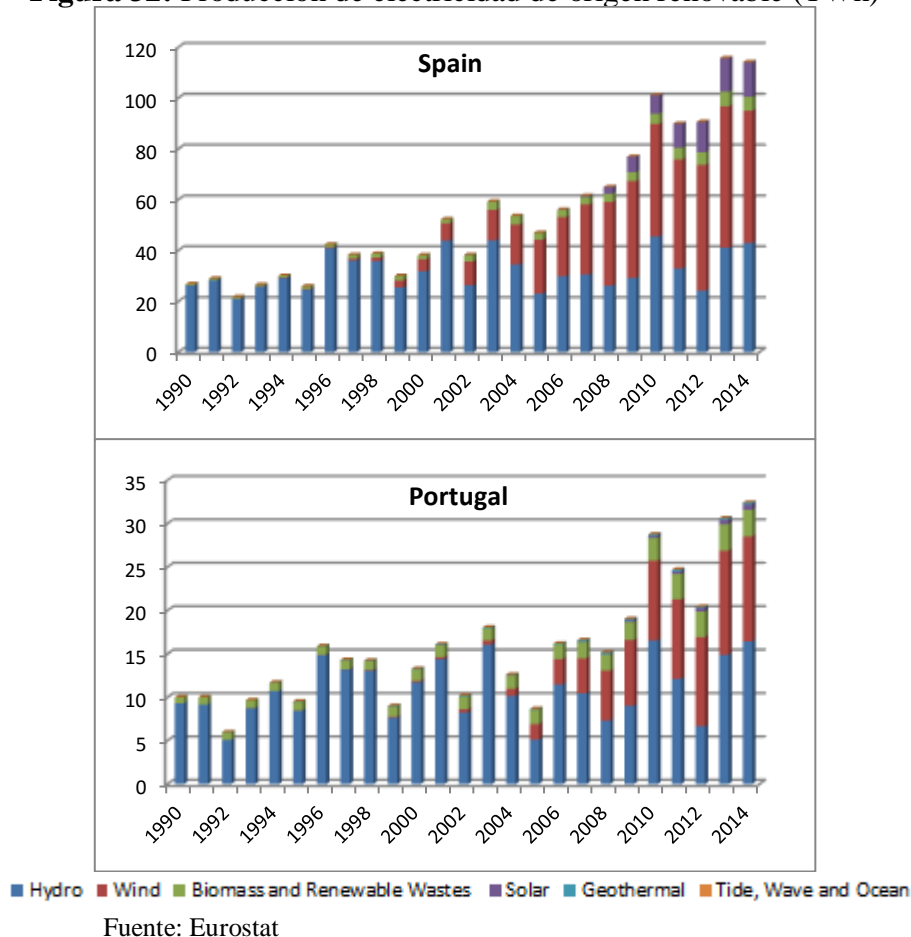
Fuente: Eurostat



Volviendo a la transición hacia las *E-FER*, a continuación se presenta un breve repaso de la evolución seguida por la electricidad generada a partir de distintos tipos de renovables durante esos 25 años, en los que han ido entrando en funcionamiento más plantas que iban reduciendo el porcentaje basado en combustibles fósiles. Como ya se ha comentado, la situación de los últimos años es especial y las decisiones tomadas por los gobiernos pueden condicionar la evolución a medio plazo.

En los últimos años se ha producido una caída de la demanda de electricidad asociada a la crisis económica, que ha ocasionado una reducción en la producción de electricidad, especialmente notable en el caso español. La reducción progresiva de producción de electricidad a partir de combustibles fósiles que se había iniciado en 2005, sufre un paréntesis durante los años 2011 y 2012, aunque se recupera en los últimos años, tal y como se muestra en la **figura 32**. El elevado peso de la energía hidráulica en el sector es el causante de esa quiebra temporal en la reducción de combustibles fósiles. En el caso portugués se observa un perfil mucho más volátil, por cuanto el peso de las hidroeléctricas es superior.

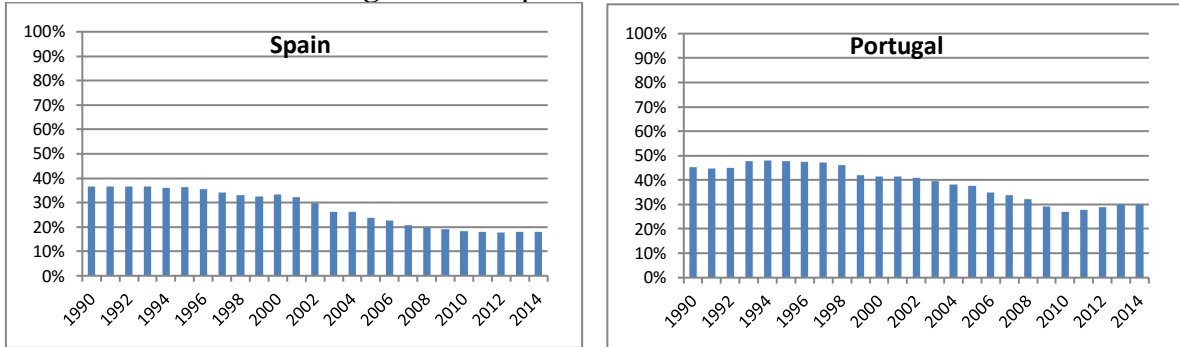
**Figura 32:** Producción de electricidad de origen renovable (TWh)



Como ya hemos comentado, el uso del agua en la producción de electricidad jugó un papel central en los orígenes del sector generador ibérico, y ha seguido manteniendo un peso relativamente elevado durante toda la evolución posterior (**figura 33**). En España, a pesar de que la capacidad instalada es alta, su peso sobre el total del sector va disminuyendo paulatinamente a medida que la economía crece aumenta la presión de la demanda, hasta situarse por debajo del 20%. En Portugal la tendencia es la misma hasta

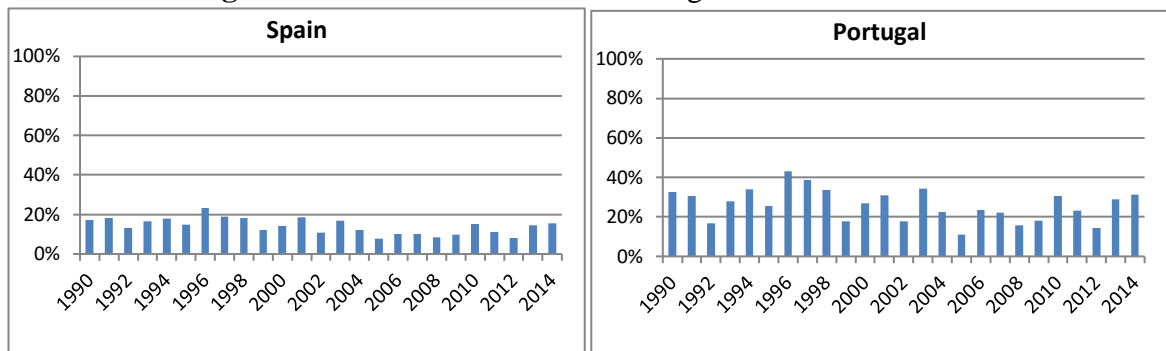
el año 2010, en el que comienza a surtir efecto el programa de aprovechamientos hidroeléctricos (*PNBEPH*) aprobado tres años antes. Actualmente la capacidad se sitúa en el entorno del 30% del total; mientras que la capacidad media en la UE está cerca del 15% (y por debajo del 13% en generación).

**Figura 33: Capacidad hidráulica - %**



Fuente: Eurostat

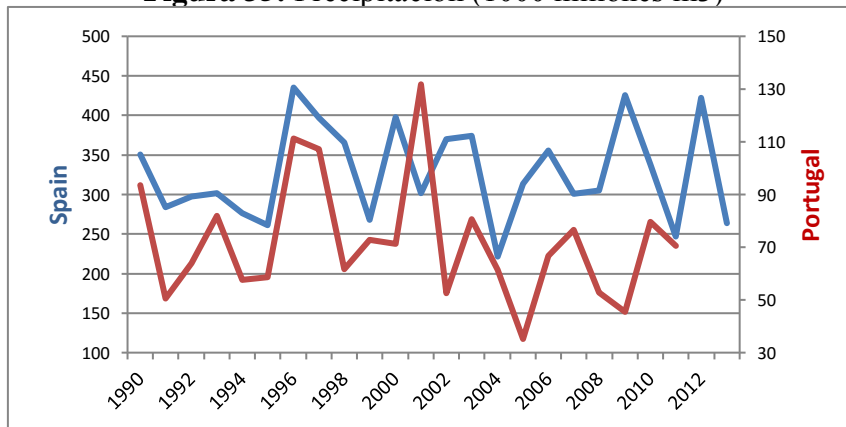
**Figura 34: Producción eléctrica de origen hidráulico - %**



Fuente: Eurostat

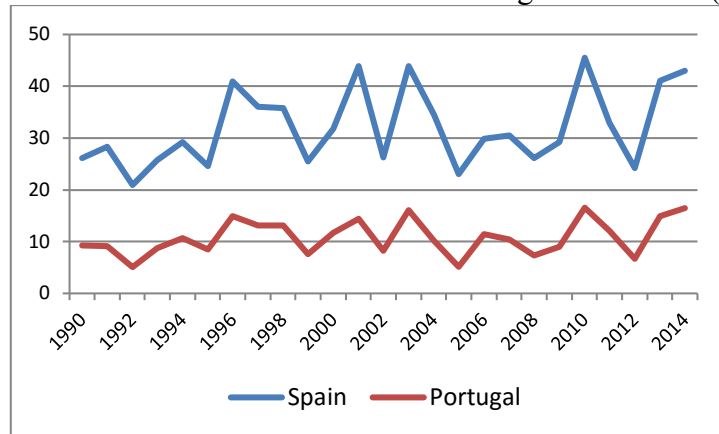
La elevada dependencia de la generación eléctrica respecto al agua embalsada y la irregularidad en el régimen de lluvias, que se muestran en la **figura 35**, añaden incertidumbre y volatilidad al sector. Más aún cuando uno de los efectos asociados al cambio climático puede ser la aparición de largos períodos de sequía.

**Figura 35: Precipitación (1000 millones m3)**



Fuente: Eurostat

**Figura 36:** Producción de electricidad de origen hidráulico (TWh)

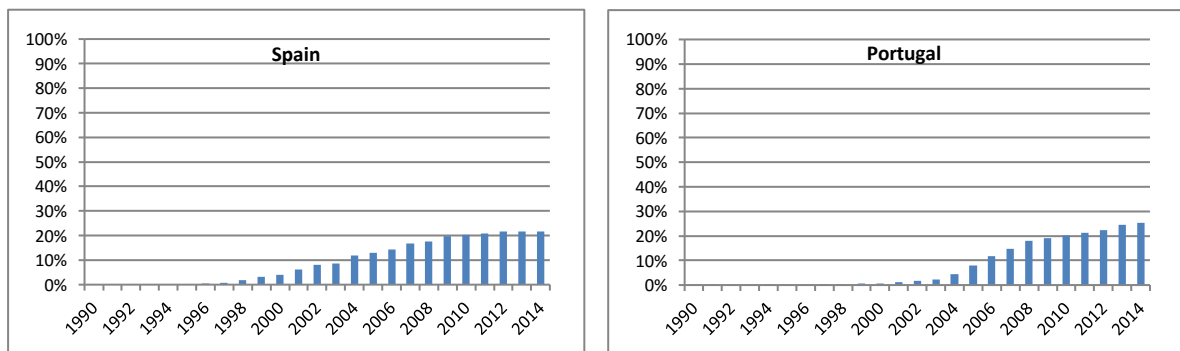


Fuente: Eurostat

La dependencia estacional del régimen de lluvias no es el único elemento que genera complicación en la generación de electricidad. La intermitencia de la energía eólica complica aún más la situación, en este caso debido a la volatilidad e imprevisibilidad a corto plazo. El crecimiento de la capacidad eólica instalada en el sector eléctrico ibérico ha sido el más importante de todas las fuentes renovables. Como resultado de esto, a principios de 2015, España producía 52 TWh de electricidad eólica, siendo el segundo país de la UE en producción de este tipo de energía, solo superado por Alemania (57,4 TWh); mientras que Portugal es el séptimo país, con una producción de 12,1 TWh. En la Península Ibérica se produjo más del 25% de toda la energía eólica de la UE durante el año 2015 (el año anterior este porcentaje superó el 28%).

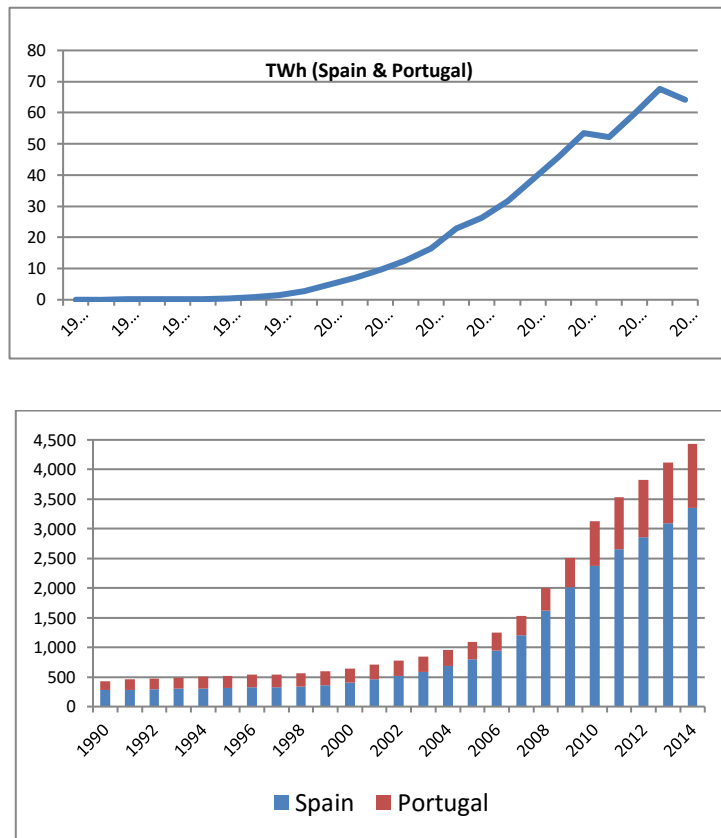
Portugal se ha acercado al 30% de capacidad eólica frente al total instalada y en conjunto se ha llegado al entorno del 20% de la energía total producida entre los dos países, con un crecimiento notable desde el año 2000, tal y como se muestra en la **figura 37**. Estos valores están por encima de la media de la UE para esta tecnología, con una capacidad instalada rondando el 23% y una generación que ha crecido mucho en los últimos años, pero que no ha superado el 10%.

**Figura 37:** Capacidad instalada de origen eólico (%) y producción de electricidad (TWh)



Fuente: Eurostat

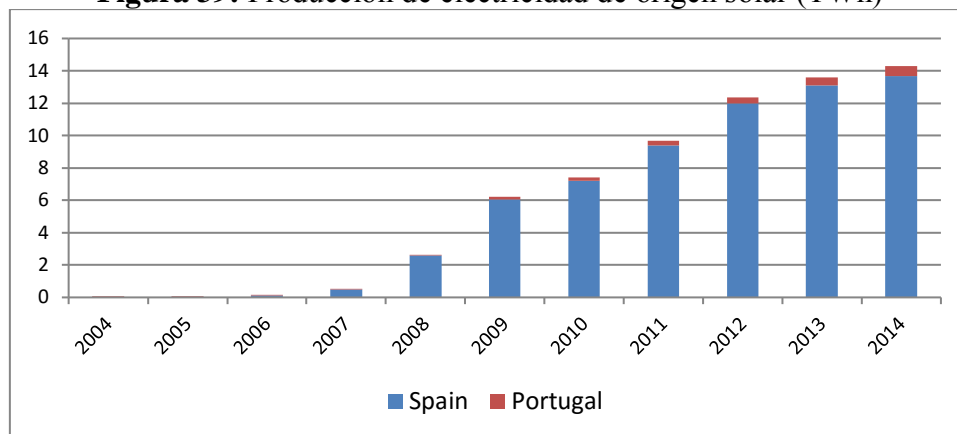
En cuanto a la energía solar, el aumento en la capacidad instalada corresponde fundamentalmente a la inversión realizada en España. La aportación de Portugal, aunque creciente, es modesta, alcanzando una producción aproximada de 0,6 TWh en 2014.

**Figura 38:** Área de paneles solares (1000 m2)

Fuente: Eurostat

A pesar de los problemas actuales, España produjo 8,2 TWh de electricidad a partir de paneles solares en 2014, siendo el tercer productor en importancia en la UE. El crecimiento muy rápido de la capacidad y los costes económicos aparejados por el deficiente diseño de los incentivos, han obligado a replantear las políticas de fomento de este tipo de energía. En un entorno de crisis económica y de austeridad pública, la orientación de la política de incentivos parece haber pasado de un extremo al otro, llegando incluso a introducir medidas con carácter retroactivo que han generado una fuerte polémica. El parón en los incentivos a nueva inversión y la revisión de las primas a las inversiones ya realizadas han propiciado un panorama muy complicado. Aún a pesar del cambio de política, la producción total del sector solar fotovoltaico ibérico ronda el 10% del total europeo en los dos últimos años, fruto de la apuesta previa española, del incremento de capacidad portugués y de las condiciones especialmente favorables para este tipo de energía en la Península Ibérica.<sup>87</sup>

<sup>87</sup> España es el quinto país en cuanto a potencia solar instalada, pero el tercero en producción. Igualmente, Portugal ocupa el puesto 15 en potencia instalada, pero es el decimotercero en producción.

**Figura 39:** Producción de electricidad de origen solar (TWh)

Fuente: Eurostat

Es de esperar que, en un futuro próximo, una vez superada la crisis económica, de nuevo se apueste por el sector, al amparo de una regulación más meditada y mejor diseñada. Para ello será necesario resolver algunas cuestiones relevantes, como la regulación del autoconsumo.<sup>88</sup> La misma situación de parálisis se ha producido en la generación de energía solar concentrada (*CSP*, según sus siglas en inglés). España había desarrollado una capacidad generadora de electricidad con esta tecnología que ha ido entrando en funcionamiento paulatinamente.<sup>89</sup> Sin embargo, no está previsto que a corto plazo se incremente la capacidad.

En general, los interrogantes sobre la evolución del sector son variados y tienen componentes regulatorios, económicos, tecnológicos y medioambientales que complican el panorama.<sup>90</sup> Al margen de la polémica sobre el adecuado diseño de las políticas, es evidente que se han reducido las emisiones de CO<sub>2</sub>, como consecuencia, entre otros, del mix energético en la producción de electricidad en ambos países. La apuesta, sin embargo, debe tener continuidad, puesto que aún queda un camino largo por recorrer hasta llegar a los niveles “aceptables” que se valoran en los distintos informes con horizontes temporales variables. En la **figura 40** se observa que las emisiones per cápita han ido acercándose a la media europea a medida que la economía ibérica convergía con la de sus socios europeos. Las medidas adoptadas en España y Portugal a principios de siglo han conseguido cambiar la tendencia, en la línea de la media de la UE. No obstante, la brecha con los objetivos sobre emisiones per cápita sigue siendo amplia.<sup>91</sup>

Es complicado realizar una valoración objetiva de los resultados de la apuesta acometida por España y Portugal en relación al fomento de las *E-FER*. Como indican Linares y Labandeira (2013), no está claro que las dificultades del proceso, al menos en el caso español, vengan del diseño de los incentivos, sino de la implementación realizada. En una política con múltiples objetivos (reducir la dependencia, las emisiones de CO<sub>2</sub> y el desempleo), la percepción del éxito o fracaso de las medidas depende de la distinta

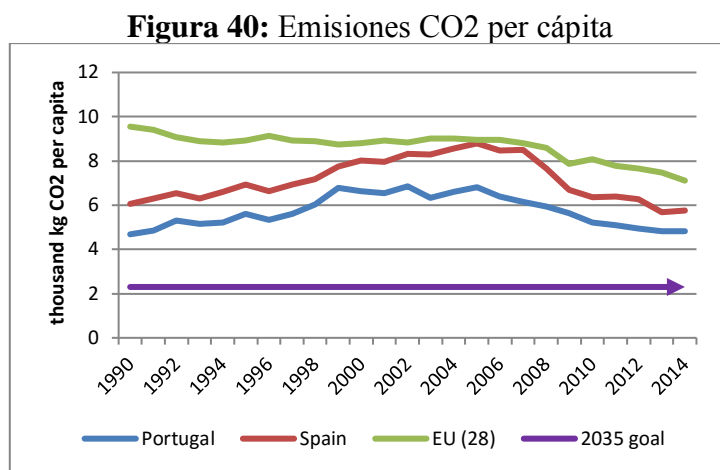
<sup>88</sup> Ante la incapacidad de resolver adecuadamente el reto que plantea el autoconsumo, la legislación establece trabas que dificultan el desarrollo inversiones con una alta potencialidad.

<sup>89</sup> Hasta llegar a 2.300 MW. Sobre este tema ver REN21 (2015).

<sup>90</sup> En *MIT Energy Initiative* (2016) se realiza un amplio y actualizado repaso a los retos del sector a corto plazo.

<sup>91</sup> En la figura se plantea el objetivo global estimado en Pollin (2015) para 2035 en función de las estimaciones sobre crecimiento de la población mundial.

posición de los agentes ante los problemas.<sup>92</sup> En este caso, es evidente que los avances en materia de lucha contra el cambio climático, desempleo o dependencia energética son valorados de distinta forma por agentes como la UE, los respectivos gobiernos nacionales, las empresas del sector, los consumidores, los sindicatos,... Todo esto complica la valoración del proceso, más aún si consideramos que se trata de una apuesta a largo plazo y la percepción de los agentes puede variar en el tiempo ante factores sobrevenidos (una crisis financiera o un desastre medioambiental, por ejemplo)



Fuente: Eurostat: June 2016; Market Survey/Feb 2016; CHP survey/May 2015; SHARES2014 from Feb 2016; ECFIN: AMECO macro-economic data June 2016; EEA/UNFCCC. Pollin (2015)

## 7. Conclusiones y líneas abiertas

En este trabajo se ha repasado la evolución del sector eléctrico ibérico, con el fin de caracterizar los rasgos más significativos que han dado lugar al sector tal como lo conocemos en la actualidad. Tradicionalmente, la economía y los sectores eléctricos de España y Portugal han ido evolucionado con un cierto retraso respecto a los países desarrollados. Sin embargo, en las últimas décadas se han incorporado a los procesos de liberalización y modernización, liderando incluso la transición hacia modelos más sostenibles. Las características históricas de ambos sectores han condicionado las reformas impulsadas desde la UE, tanto desde el punto de vista de la liberalización del sector, como desde el medioambiental. En algunos casos, los objetivos de las reformas buscaban resultados más ambiciosos que los marcados inicialmente por la UE (en el fomento de las renovables, por ejemplo) y buscaban cubrir algunas carencias específicas del sector ibérico (o de sus economías). Así, las reformas se han planteado con objetivos múltiples: reducir la dependencia, aumentar la seguridad del suministro, mejorar la eficiencia a través de mayor competencia, generar nuevas oportunidades de empleo,... La variedad de objetivos complica la valoración de la efectividad de las reformas realizadas que, además, se han visto complicadas por los efectos de la reciente crisis financiera.

Con respecto al **proceso de liberalización**, es necesario destacar la flexibilización del marco regulatorio realizado en España y Portugal en las últimas décadas. Entre los principales objetivos del proceso, destacan el libre intercambio de electricidad en un

<sup>92</sup> Jenner et al. (2012). Sobre este tema, ver también, Lestón (2014).

mercado sujeto a un marco competitivo, la libre elección de suministrador y la entrada de nuevas empresas en el sector, con la finalidad de incrementar la eficiencia del sector y la calidad del suministro.<sup>93</sup>

La liberalización eléctrica se ha desarrollado de manera gradual en ambos países, implantándose una nueva organización estructural donde las actividades de producción y comercialización quedan abiertas a la competencia.

En cuanto a la actividad de producción, un elemento clave ha sido la creación de un mercado mayorista de electricidad, el *MIBEL*, que se basa en un conjunto de modalidades de contratación que se complementan entre sí (mercado de contratación a plazo, mercado de contratación de contado, mercado de servicios y mercado de contratación bilateral). Su funcionamiento se basa en un mecanismo de separación de mercados (*market splitting*) que favorece un mejor uso de la capacidad disponible con seguridad.

Desde la perspectiva de la oferta se ha caracterizado por una elevada integración vertical, puesto que las actividades en el mismo grupo empresarial no están sujetas a limitaciones normativas.

En el sector eléctrico de España y Portugal ha sido habitual la presencia de operadores dominantes con altas cuotas de mercado. El *Plan de Compatibilización Regulatoria* de 2007 define operador dominante como toda empresa que detente una cuota de mercado mayor al 10% de la energía eléctrica producida en el *MIBEL* (considerando únicamente la producción en régimen ordinario para su cálculo).

En este contexto, un elemento clave ha sido la reducción del poder de mercado mediante el desarrollo de subastas de capacidad virtual. En el mercado de electricidad de España, *Endesa e Iberdrola* han tenido la obligación de participar como subastadores. Igualmente, destaca la participación de las compañías *REN* y *EDP* como subastadores en el caso del mercado de electricidad portugués.

En el ámbito del *MIBEL* se reconoce la importancia de identificar a los operadores dominantes con la finalidad de establecer una serie de obligaciones y limitaciones a su actividad:<sup>94</sup>

- a) Establecimiento de mecanismos que fomenten la desintegración vertical, tales como su participación en subastas de capacidad de producción.
- b) Restricciones de acceso a la compra de capacidad en las subastas de capacidad.
- c) Limitaciones de participación en las subastas de adquisición de capacidad de interconexión.
- d) Limitaciones del acceso a las licencias de nuevas instalaciones de producción y a la evacuación de zonas congestionadas.
- e) Restricción a la representación de instalaciones de producción en régimen especial.
- f) Limitaciones sobre la adquisición o transferencia de carteras de clientes en la comercialización.

---

<sup>93</sup> García-Álvarez y Moreno (2016).

<sup>94</sup> Consejo de Reguladores del *MIBEL* (2009).

Asimismo, la normativa establecida en los artículos 81 y 82 del *Tratado de la UE* prohíbe el desarrollo de abusos de posiciones dominantes y conductas colusorias encaminadas a dificultar el acceso al mercado.

El resultado ha sido la desconcentración horizontal tanto en el caso de España como de Portugal. El propio proceso integración de los dos mercados de electricidad en el *MIBEL* ha sido un primer paso para tratar de mitigar comportamientos abusivos. Este primer paso de integración se verá complementado con acciones de mejora de infraestructuras a medio plazo, así como con la armonización de procedimientos de operación y gestión de interconexiones.<sup>95</sup> Esto permitirá favorecer los procesos de integración en materia de ampliación de mercados propuestos por la UE.

Asimismo, estas medidas son complementadas por la puesta en práctica de comisiones de seguimiento de los resultados del *MIBEL* y de las conductas de los agentes que participan en el mismo, así como por el desarrollo de penalizaciones para situaciones de poder de mercado.

Con respecto a la actividad de comercialización, la liberalización conlleva un nuevo contexto en el que los agentes compiten en el mercado minorista para garantizar el suministro a los consumidores finales. Para ello, es crucial el desarrollo de mercados a plazo que permitan a todos los agentes la adquisición de energía en los plazos que requieren los clientes.<sup>96</sup>

Como síntesis del proceso de liberalización que se ha desarrollado en España y Portugal, y como consecuencia de la integración de los mercados de electricidad de ambos países en el *MIBEL*, podemos destacar que se han realizado importantes progresos en distintos ámbitos:<sup>97</sup>

- Los precios del mercado diario presentan un nivel y un comportamiento similar al de otros mercados europeos.
- Una reducción de los valores de los índices de concentración (como el *HHI*).
- La cuota de mercado del mayor agente es inferior al 25%.
- Estructura más competitiva: la Comisión Europea (2010) establece en su *Benchmarking Report* que España se encuentra entre los grupos de países con menor concentración en el mercado de electricidad.
- Supervisión del *MIBEL* por parte de cinco agencias (*MINETUR* y *CNMC* en el caso de España, *RESE* y *ADC* en Portugal y *ACER*), lo que podría desincentivar comportamientos anticompetitivos en el mercado.
- Transparencia de información, tal y como se recoge en el *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry* publicado por la Comisión Europea (2007) para el caso de España.
- El *Operador del Mercado* y el *Operador del Sistema* no tienen en su accionariado influencia de ningún agente del mercado.

A pesar de la consecución de tales avances en el ámbito del *MIBEL*, existen todavía importantes limitaciones derivadas de la existencia de barreras de entrada en el mercado. El *Tribunal de Defensa de la Competencia* (2005) define tales barreras como “...todas

<sup>95</sup> Sánchez y Silveira (2016).

<sup>96</sup> García y Moncada (2015): En el *MIBEL* se han desarrollado este tipo de mercados permitiendo posibilidades de liquidez y cobertura a las nuevas empresas que entran en el mercado.

<sup>97</sup> Energía y Sociedad (2016).



*aquellas dificultades y costes que desalientan o directamente imposibilitan la entrada de nuevos operadores en un determinado mercado...".* En el ámbito del *MIBEL* podemos destacar las siguientes:

- Escasa capacidad de interconexión debido al aislamiento.
- Posible existencia de costes hundidos como consecuencia de los elevados costes de instalación y de diversificación del parque de generación. Esto va acompañado de un extenso periodo de maduración de las inversiones y una elevada incertidumbre respecto a los precios de los combustibles.
- Las empresas incumbentes son propietarias de los activos estratégicos del sector.
- La integración vertical, que puede conllevar subsidios cruzados entre actividades de un mismo grupo y el acceso a información privilegiada.

Es necesario continuar con el desarrollo de políticas en el ámbito del *MIBEL* para tratar de reducir estos problemas, evitando que potenciales competidores tengan que asumir unos costes que son menores (o no existen) para las empresas ya establecidas en el mercado. Por ese motivo es necesario continuar con el desarrollo de programas que reduzcan la integración vertical, aumentar la capacidad de interconexión y reducir los posibles costes hundidos del sector.<sup>98</sup>

En cuanto al **fomento de las *E-FER***, la política energética ibérica debe buscar la reducción de la dependencia, el aumento la seguridad del suministro, el incremento de la eficiencia energética y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero. El sector eléctrico juega un papel fundamental para lograr estos objetivos. Así, la mayor participación de las energías renovables en el mix del *MIBEL* ha provocado una disminución de las emisiones de efecto invernadero per cápita del 25,3% en España y del 22,8% en Portugal, en 2014 en relación al año 2000 (Eurostat). Las políticas públicas han sido esenciales para lograr que los porcentajes de electricidad generados a partir de renovables sean del 37,8% (España) y 52,1% (Portugal), muy por encima del nivel europeo (27,5% en el año 2014, según Eurostat).

Las políticas de fomento han sufrido los efectos del ciclo económico, que han puesto de manifiesto errores en los cálculos de las subvenciones. Primero, en años de bonanza económica se realizaron previsiones demasiado optimistas y generosas en los incentivos, que han derivado en recortes drásticos a raíz de la crisis económica de los últimos años, poniendo en peligro la viabilidad futura de las plantas de *E-FER* más recientes.<sup>99</sup> Segundo, la mayor participación de las *E-FER* en el *MIBEL* no ha supuesto una disminución en el precio de la electricidad pagado por el consumidor final, ya que si bien las *E-FER* reducen el precio mayorista, las ayudas públicas han sido incluidas en el recibo final de electricidad pagado por las familias y las empresas. En la actualidad, España y Portugal están entre los países con un precio pagado por los consumidores finales más elevado. Es más, este alto coste energético supone uno de los lastres de la competitividad

---

<sup>98</sup> A pesar de lo dicho, en *MIT Energy Initiative* (2016) se apunta la necesidad de reconsiderar la separación entre la fase de transporte y distribución, ante el desarrollo de los sistemas de generación distribuida (pág. 60 y 81).

<sup>99</sup> Si se toma criterio para la toma de decisiones el Valor Actualizado Neto calculado teniendo en cuenta ingresos por ayudas públicas presentes al inicio de la inversión.

de la industria en la Península Ibérica<sup>100</sup> y un motivo de incremento de la pobreza energética en muchos hogares de la península.<sup>101</sup>

En España, el actual *Real Decreto 413/2014*<sup>102</sup> regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y fija el nuevo esquema retributivo para estas fuentes, que sustituye al de primas (*feed-in tariff*), vinculando el cobro de retribuciones adicionales a lo que reciban en el mercado eléctrico a una rentabilidad razonable. Será interesante analizar cómo afectará este sistema de retribución no sólo a la evolución de las *E-FER* en España, sino también al precio de la electricidad pagado por el consumidor final. Es importante destacar que el crecimiento de las renovables en el mix energético peninsular ha ayudado a compensar la reducción de empleos ligados a la agricultura o silvicultura, impulsando además la investigación y desarrollo en estas tecnologías. Existen dudas sobre los efectos que producirá el cambio en el impulso de las *E-FER* sobre el empleo y la I+D.<sup>103</sup>

Está claro que los sistemas de retribución anteriores provocaron que España y Portugal desarrollaran una capacidad eléctrica instalada en renovables de las más altas de Europa. Así en el año 2014, España tenía una capacidad eólica instalada de 22975 Megavatios, siendo la segunda en Europa después de Alemania (con 39193 Megavatios instalados) y Portugal de 4855 Megavatios, que la situaba en la octava posición (Eurostat). En energía solar, España se sitúa en el quinto lugar de Europa, con un área de paneles solares instalados de 3348 miles de m<sup>2</sup>.

Como hemos señalado, el desarrollo de las *E-FER*, además de permitir lograr los objetivos medioambientales, ayuda a reducir la dependencia energética, que en España y Portugal se sitúa en 2014 en niveles del 72,9% y 71,6% respectivamente (Eurostat). Además, genera empleo y ofrece nuevas oportunidades para la agricultura y la silvicultura mediante la utilización de recursos autóctonos.

No obstante, a las fortalezas de las renovables, se añaden algunos inconvenientes como su integración en la red, su intermitencia, dificultad de almacenamiento y mayores exigencias de red, entre otros.<sup>104</sup>

En este sentido, puesto que en España y Portugal las instalaciones de *E-FER* son en su mayoría pequeñas plantas generadoras, su agrupación con otras plantas de generación eléctrica convencionales a través de *Centrales Eléctricas Virtuales*, ofrecería beneficios tangibles sobre la fiabilidad, la eficiencia energética y la calidad de la energía eléctrica. Las *Centrales Eléctricas Virtuales* son un concepto nuevo que consiste en agrupaciones de generadores eléctricos distribuidos introducidas en el marco de redes inteligentes

---

<sup>100</sup> En España el mayor consumo energético utilizado en la industria es la electricidad, con un 51,7% del consumo total de la industria (Instituto Nacional de Estadística, 2015).

<sup>101</sup> El 7% de los hogares españoles se encuentra en una situación de pobreza energética y el 11% es incapaz de mantener su vivienda a una temperatura adecuada en invierno. Este porcentaje se ha incrementado un 22% en tan solo dos años (Asociación de Ciencias Ambientales, 2016).

<sup>102</sup> Gobierno de España (2014).

<sup>103</sup> El sector de renovables en España dedicó en I+D+i el 3,41% de su aportación directa al PIB-es de destacar que la media de inversión de la economía española en I+D+i fue del 1,2% del PIB (Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2015).

<sup>104</sup> Una aproximación a los cambios que pueden producirse en el mercado eléctrico por, entre otros factores, el incremento de *E-FER*, puede obtenerse en *MIT Energy Initiative* (2016), con especial referencia a los incentivos de las renovables en el cap. 7.

(*smartgrids*). Al agruparse instalaciones de generación renovable y no renovable se reduce su incertidumbre en la oferta diaria de electricidad y pueden participar en los mercados auxiliares de electricidad (frecuencia y tensión).

Por otra parte, a la espera de avances en el almacenamiento de energía, una solución para facilitar la mayor integración de renovables en la producción y resolver, en parte, la variabilidad de algunas *E-FER* sería el aumento de las interconexiones del sistema eléctrico ibérico con el resto de Europa. Este aumento de las interconexiones permitiría no solo sacar mayor rentabilidad a la gran capacidad instalada en *E-FER* (vía exportaciones de electricidad), sino también avanzar hacia el objetivo del mercado único de electricidad europeo. La UE tiene previsto que en 2020 haya un 10% de interconexión y en 2030 un 15%.<sup>105</sup>

A pesar del aumento en la capacidad de *E-FER* peninsular, la dependencia energética no ha bajado del 70%. La reducción de la dependencia de combustibles fósiles pasa por, además de aumentar el porcentaje de *E-FER* en el mix de generación eléctrica, por una actuación combinada en el sector del transporte. Por un lado, sería adecuado aumentar el consumo de biocarburantes y, además, fomentar los coches eléctricos (y/o híbridos), que podrían aprovechar la oferta de electricidad del *MIBEL*. Para ello sería necesario llevar a cabo campañas de sensibilización sobre sus beneficios, apoyar su compra y estimular su uso facilitando la recarga.<sup>106</sup> Para el éxito de esta propuesta, parece indispensable que se consigan avances para lograr mayor autonomía.<sup>107</sup>

Finalmente, nos gustaría destacar que el futuro del sector eléctrico ibérico está ligado al *Sistema de Comercio de Emisiones* de la UE, que comenzó a funcionar en 2005 (*Directiva 2003/87/CE*, Comisión Europea, 2013), y que establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la UE. El objetivo es reducir las emisiones derivadas de diversas actividades, entre las que se encuentra la producción de electricidad.

En el actual tercer *Plan Nacional de Asignación de Emisiones 2013-2020*, el escenario en la asignación de derechos es más exigente que en anteriores asignaciones (2005-2007 y 2008-2012), habiéndose eliminado la asignación gratuita de derechos de emisión al sector eléctrico. Así pues, la rentabilidad de las eléctricas se puede ver condicionada.<sup>108</sup> Para reducir las emisiones y cumplir los compromisos adquiridos, será necesario que las empresas eléctricas ibéricas adopten medidas de ahorro y eficiencia energética e inversión en tecnologías limpias o de descarbonización.

---

<sup>105</sup> Está previsto que la Península Ibérica se beneficie de dos nuevas líneas por los Pirineos y una submarina por el golfo de Vizcaya.

<sup>106</sup> España, Portugal y Francia tienen previsto crear un corredor franco-ibérico de estaciones de carga, así como soluciones de interoperabilidad entre los sistemas y servicios de recarga energética entre los usuarios (Gobierno español, luso y francés, 2015).

<sup>107</sup> En España, un estudio reciente ha demostrado que el alto precio del automóvil eléctrico y la baja duración de las baterías es la mayor barrera para el consumidor (Junquera et al., 2016).

<sup>108</sup> Como han demostrado para el caso español Moreno y da Silva (2016) y da Silva et al (2016).

## Bibliografía

- Alves, R.P. y Silva, T.O. (2011): Políticas Públicas de Energia em Portugal. *Boletim Mensal de Economia Portuguesa*, GPEARI, Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, num. 6, Junho, pp. 35-50.
- Amado, C. – coord.- (2016): O Direito da Energia em Portugal: cinco questões sobre “o estado da arte”. Instituto de Ciências Jurídico-Políticas y Centro de Investigação de Direito Público, Lisboa.
- Asociación de Ciencias Ambientales (2016): *Pobreza, vulnerabilidad y desigualdad energética. Nuevos enfoques de análisis*, Madrid.
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (2015): *Estudio APPA del impacto macroeconómico de las energías renovables en España*.
- Cardoso, A., Mendes, F., Faria, F., y Cruz, L. (2004): A electricidade em Portugal. Dos primórdios à 2.<sup>a</sup> Guerra Mundial. EDP / Museu de Electricidade, Lisboa, 440 pp.
- CNE (2012): Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. *Comisión Nacional de Energía*, Madrid.
- Comisión Europea (2007). *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*. Comisión Europea, Bruselas.
- Comisión Europea (2010). *Benchmarking Report*. Comisión Europea, Bruselas.
- Comisión Europea (2013): *Directiva 2003/87/CE*.
- Consejo de Reguladores del MIBEL (2009). *Descripción del funcionamiento del MIBEL. Consejo de Reguladores del MIBEL*.
- Da Silva, P.P.; Moreno, B.; Carvalho Figueiredo, N. (2016): Firm specific impacts of CO<sub>2</sub> prices on the stock market value of the Spanish power industry, *Energy Policy* 94, 492–501.
- Ecofys (2011): Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Ecofys, Fraunhofer, Vienna University of Technology, Ernst & Young. Project number: PECPNL084659. June.
- El País (2016): Portugal funciona cuatro días con agua, viento y sol. El País. Portugal, 21 de mayo [http://elpais.com/elpais/2016/05/20/ciencia/1463761683\\_817306.html](http://elpais.com/elpais/2016/05/20/ciencia/1463761683_817306.html)
- El País (2016): El empleo en el sector de las renovables crece un 5% en el mundo. El País. Medio ambiente, 26 de mayo [http://economia.elpais.com/economia/2016/05/25/actualidad/1464194475\\_020022.html](http://economia.elpais.com/economia/2016/05/25/actualidad/1464194475_020022.html)
- Energía y Sociedad (2016): Las claves del sector energético. *Energía y Sociedad*, Madrid.
- Eurelectric (2015): Power Statistics and Trends: The five dimensions of the Energy Union. *A Eurelectric report*, December, Union of the Electricity Industry, Brussels.
- Eurobarómetro (2016). Parlamento europeo <http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/20161110PVL00113/Eurobarómetro>
- European Union (2014): EU Energy Markets in 2014. European Union. <http://europa.eu>
- Fabra, N. (2012): Retos regulatorios y temas pendientes en el sector eléctrico español. *Economistas*, ISSN 0212-4386, pp. 103-111.
- Fabra, N., y Toro, J. (2005): Price wars and collusion in the Spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 23 No. 3, pp. 155-181.
- Fernández-González, P. y Moreno, B. (2015): Analyzing Driving Forces behind Changes in Energy Vulnerability of Spanish Electricity Generation through a Divisia Index-based Method. *Energy Conversion and Management*, Vol. 92, pp. 459-468.
- García, J. J., y Moncada, J. (2015). Precios y desempeño regulatorio en el pool eléctrico

- español (Prices and Regulatory Performance in the Spanish Electricity Pool). *Center for Research in Economics and Finance (CIEF), Working Papers*, (15-11).
- García-Álvarez, M.T. y Moreno, B. (2012): Un análisis de los efectos de la reforma del sector eléctrico español sobre su estructura y competencia. *Regional and Sectoral Economic Studies*, Vol. 12-2, pp. 105-122.
- García-Álvarez, M.T. y Moreno, B. (2016): La liberalización en la industria eléctrica española: El reto de lograr precios competitivos para los hogares. *Gestión y Política Pública*, Vol. XXV, Núm. 2, II Semestre, pp. 551-589.
- García-Díaz, A., y Marín, P.L. (2003): Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: an application to the Spanish market. *International Journal of Industrial Organization*, Vol.21, No. 2, pp. 201-222.
- Gobierno de España (2014): *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014, 43876- 43978.
- Gobierno Español, Luso y Francés (2015): Iniciativa Hispano-Lusa Francesa del Impulso al Vehículo Eléctrico. Iniciativa 23 de noviembre de 2015: [http://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/Declaracion\\_Vehiculo\\_Electrico\\_Espana\\_Francia\\_Portugal.pdf](http://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/Declaracion_Vehiculo_Electrico_Espana_Francia_Portugal.pdf)
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M. y Held, A. (2011): Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries. *Energy*, Vol. 36, No. 4, pp. 2186-2193.
- Harris, J.M. (2013): Green Keynesianism: Beyond Standard Growth Paradigms, Global Development And Environment Institute, Working Paper No. 13-02. Tufts University, Medford, Massachusetts.
- Instituto Nacional de Estadística (2015): *Encuesta de Consumos Energéticos en España 2013*.
- Jamasb, T. y Pollitt, M. (2005): Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *The Energy Journal, European Energy Liberalisation Special Issue*, pp. 11-41.
- Jenner, S., Chan, G., Frankenberger, R., y Gabel, M. (2012): What Drives States to Support Renewable Energy?, *The Energy Journal*, vol. 33, no. 2, pp. 1-12.
- Joskow, P.L. (2008): Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, pp. 9-42.
- Joskow, P.L. y Schmalensee, R. (1983): *Markets for power: an analysis of electrical utility deregulation*. The MIT Press.
- Junquera, B.; Moreno, B.; Álvarez, R. (2016): Analysing of consumer attitudes toward electric vehicle purchasing intentions: Technological limitations and vehicle confidence, *Technological Forecasting & Social Change* 109, 6-14.
- Lestón, D. (2014): Renewable energy support policy in Spain: An analysis of the decision-making process (1994-2014). Delft University of Technology, Faculty of Technology, Policy and Management, Working Paper, July.
- Linares, P. y Labandeira, X. (2013): Renewable electricity support in Spain: A natural policy experiment, *Economics for Energy Working Paper*, WP 04/2013.
- MIT Energy Initiative (2016): Utility of the future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. MIT, Cambridge, MA. ([energy.mit.edu/uof](http://energy.mit.edu/uof)).
- Monteiro, J.J. (2012): O Estado na electrificação portuguesa: Da Lei de Electrificação do

- País à EDP (1945-1976). Tesis doctoral. Universidad de Coimbra.
- Moreno, B.; da Silva, P.P. (2016): How do Spanish polluting sectors' stock market returns react to European Union allowances prices? A panel data approach, *Energy* 103, 240–250.
- Moreno, B.; García-Álvarez, M.T. (2013): The role of renewable energy sources on electricity prices in Spain: A maximum entropy econometric model, *Strojarstvo* 55(2) 149-159 (2013).
- Moreno, B.; García-Álvarez, M.T. (2016): Analysing the impact of fossil fuel import reliance on electricity prices: the case of the Iberian Electricity Market, *Energy and Environment*, In press
- Moreno, B.; García-Álvarez, M.T.; Ramos, C.; Fernández-Vázquez, E. (2014): A General Maximum Entropy Econometric approach to model industrial electricity prices in Spain: A challenge for the competitiveness, *Applied Energy* 135, 815-824.
- Moreno, B.; López, A.J. (2008): The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain), *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(3), 732-751.
- Moreno, B.; López, A.J.; García-Álvarez, M.T. (2012): The electricity prices in European Union: The role of renewable energies and regulatory electric market reforms, *Energy* 48, 307-313.
- Moutinho, V., Moreira, A.C., y Mota, J. (2014): Do regulatory mechanisms promote competition and mitigat market power? Evidence from Spanish electricity market. *Energy Policy*, Vol.68, pp. 403-412.
- OECD/IEA (2001): Competition in electricity markets. *Organisation for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency*. OECD, Paris.
- OECD/IEA (2016): Energy Policies of IEA Countries: Portugal. *Organisation for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency*. OECD, Paris.
- OECD/IEA (2016): World Energy Outlook 2014l. *Organisation for Economic Cooperation and Development and International Energy Agency*, ISBN: 978-92-64-20805-6, OECD, Paris.
- Pérez Arriaga, J.I., Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M., y Rodilla, P. (2005): Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España. *Instituto de Investigación Tecnológica (IIT)*. Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- PNAER (2010): *Plano de Nacional Acção para as Energias Renováveis*. Gobierno Portugués.
- Pollin, R. (2015): *Greening the Global Economy*, The MIT Press. Cambridge, Massachusetts.
- REN21 (2015): *Annual Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century, United Nations Environment Programme. France.
- Sánchez, P. R. y da Silveira, P. B. (2016). Liberalización y Competencia en el marco energético de la Unión Europea: ¿Campeones Europeos de la Energía?, *Revista Jurídica da Presidência*, 18 (114), pp. 47-70.
- Silva, S., Soares, I. y Pinho, C. (2011): The impact of renewable energy sources on economic growth and CO2 emissions - a SVAR approach. FEP Working Papers, n. 407, March. Universidade do Porto.
- Schmalensee, R. (2012): Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy*, volume 6, issue 1, winter, pp. 45–64.
- Steiner, F. (2000): Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity

- Supply Industry. *Organisation for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency*. ECO/WKP 11. OECD, Paris
- Timmons, D., Harris, J.M., y Roach, B. (2014): *The Economics of Renewable Energy*. Global Development And Environment Institute. Tufts University, Medford, Massachusetts.
- Tribunal de Defensa de la Competencia (2005), “*Expediente de Concentración C95/05 Gas Natural/ENDESA*”.
- Würzburg, K., Labandeira, X. y Linares, P. (2013): *Renewable Generation and Electricity Prices: Taking Stock and New Evidence for Germany and Austria*. *Economics for Energy*, ISSN nº 2172 / 8437, WP FA03/2013.