

Proyecto Fin de Máster

MÁSTER UNIVERSITARIO SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARCO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA

Autor: Alejandro Leal Sanchez

Tutor: Jose Luis Martinez Ramos

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
MÁSTER UNIVERSITARIO SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARCO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA

Autor:

Alejandro Leal Sanchez

Tutor:

Jose Luis Martinez Ramos

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARCO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA

Autor: Alejandro Leal Sanchez

Tutor: Jose Luis Martinez Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

*A mi familia,
A Belén por motivarme*

Resumen

En el presente Trabajo Fin de Máster, se hace un repaso a la tecnología renovable en nuestro país y cómo hemos llegado hasta donde nos encontramos hoy. En el primer capítulo se hace una breve introducción donde se indica los niveles de energías renovables que tiene España en 2019 y con los que cuenta Europa. En el segundo capítulo se recorren los pasos que han dado estas tecnologías renovables (hidráulica, eólica y solar fotovoltaica) en España y Europa. En el tercer punto se hace un recorrido histórico por las diferentes leyes que han marcado el sistema renovable español, y las diferentes normativas que se han ido dictando desde Bruselas. En el cuarto capítulo se da un repaso más detallado a la situación actual de las renovables y el horizonte temporal que tienen tanto en España como en Europa. En el quinto capítulo se analizan algunos casos de éxito y fracaso de las energías renovables tanto en España como en Europa, haciendo especial hincapié en la solar fotovoltaica que ha sido la energía con más polémica en España. Por último en el quinto punto se dan unas breves conclusiones personales de cómo hemos llegado hoy en día a donde estamos y cómo deberíamos de haber actuado cuando el campo fotovoltaico colapsó.

Índice

Resumen	7
Índice	8
Índice de Figuras	9
1 Introducción	11
2 Evolución EERR en España y Europa	16
2.1 <i>Energía Hidráulica</i>	16
2.2 <i>Energía Eólica</i>	17
2.3 <i>Energía Fotovoltaica</i>	20
3 Evolución normativa renovable	23
3.1 <i>Normativa Española</i>	23
3.1.1 Introducción	23
3.1.2 Década 1980-1990	23
3.1.3 Década 1990-2000	23
3.1.4 Década 2000-2010	24
3.1.5 Década 2010-2020	26
3.2 <i>Normativa Europea</i>	27
3.2.1 Introducción	27
3.2.2 Década 2000-2010	28
3.2.3 Década 2010-2020	29
4 Situación actual y horizonte temporal	30
4.1 <i>Energía Hidráulica</i>	30
4.1.1 Hidráulica en España	30
4.1.2 Hidráulica en Europa	31
4.2 <i>Energía Eólica</i>	31
4.2.1 Eólica en España	31
4.2.2 Eólica en Europa	33
4.3 <i>Energía Fotovoltaica</i>	34
4.3.1 Fotovoltaica en España	34
4.3.2 Fotovoltaica en Europa	38
5 Fracazos y éxitos derivados de la normativa	41
6 Conclusiones	47
Referencias	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Potencia instalada peninsular a 31 Dic 2019 (REE)	11
Figura 2 Variación anual de la demanda eléctrica peninsular últimos 10 años (REE)	11
Figura 3 Cobertura eléctrica peninsular	12
Figura 4 Generación eléctrica renovable 2019	13
Figura 5 Porcentaje producción CO ₂ con respecto a 2018	13
Figura 6 Reducción energía generada mediante carbón en la UE	14
Figura 7 Porcentaje de energía procedente de fuentes renovables, 2018	15
Figura 8 Generación hidráulica 2010-2019 España	16
Figura 9 Ejemplo de curva demanda y aportación hidráulica en el sistema	17
Figura 10 Potencia Eólica instalada	18
Figura 11 Potencia Eólica instalada por provincias en 2018.	19
Figura 12 Potencia eólica instalada en Europa (2010-2017)	19
Figura 13 Potencia Fotovoltaica instalada España	21
Figura 14 Potencia fotovoltaica instalada en Europa anualmente (2000-2018)	22
Figura 15 Potencia fotovoltaica instalada anualmente (2000-2018)	22
Figura 16 Objetivos nacionales obligatorios de consumo de energía procedente de fuentes renovables para 2020	29
Figura 17 Potencia hidráulica por comunidades	30
Figura 18 Previsión renovables Europa	31
Figura 19 Potencia eólica instalada en España.	32
Figura 20 Comparación 2019/2018 precio OMIE	32
Figura 21 Evolución generación renovable en España GWh	35
Figura 22 Cobertura fotovoltaica sobre generación renovable Fuente UNEF	36
Figura 23 Evolución precio energías \$/MWh	37
Figura 24 Evolución potencia fotovoltaica	37
Figura 25 Potencia fotovoltaica instalada por países EU	39
Figura 26 Predicción solar fotovoltaica Europa	40
Figura 27 Balanza comercial España	41
Figura 28 Balanza comercial si gastos energéticos	42
Figura 29 Precio barril de petróleo	42
Figura 30 Potencia fotovoltaica instalada España	44
Figura 31 Potencia Fotovoltaica instalada en Europa (GW)	44
Figura 32 Producción eléctrica Alemania	46

1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo fin de máster tiene como objeto realizar un análisis crítico del marco normativo de las energías renovables en España y Europa. Además de justificar la evolución que han tenido las diferentes tecnologías dentro de la zona euro. Para ello, se tomarán como energías renovables más representativas la energía hidráulica, eólica y solar fotovoltaica.

El parque de generación eléctrica en la península cerró el año 2019 con 104.801 MW de potencia instalados, un 6,2 % más que el año anterior, derivado de la construcción y entrada en operación de 6.456 MW de potencia renovable.

■ Nuclear	6,8 %	■ Eólica	24,1 %
■ Carbón	8,8 %	■ Hidráulica	16,3 %
■ Ciclo combinado	23,4 %	■ Solar fotovoltaica	8,2 %
■ Cogeneración	5,5 %	■ Solar térmica	2,2 %
■ Residuos no renovables	0,4 %	■ Otras renovables	1,0 %
■ Turbinación bombeo	3,2 %	■ Residuos renovables	0,1 %

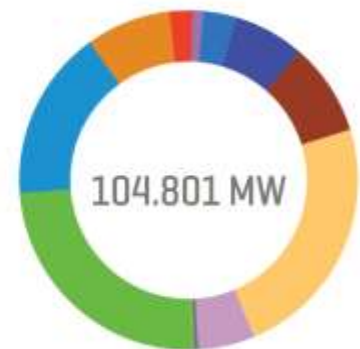


Figura 1 Potencia instalada peninsular a 31 Dic 2019 (REE)

La demanda eléctrica en la península durante el año 2019 ha sufrido una bajada del 1,7% respecto al 2018 terminando así con la continua subida que se venía produciendo desde 2014.

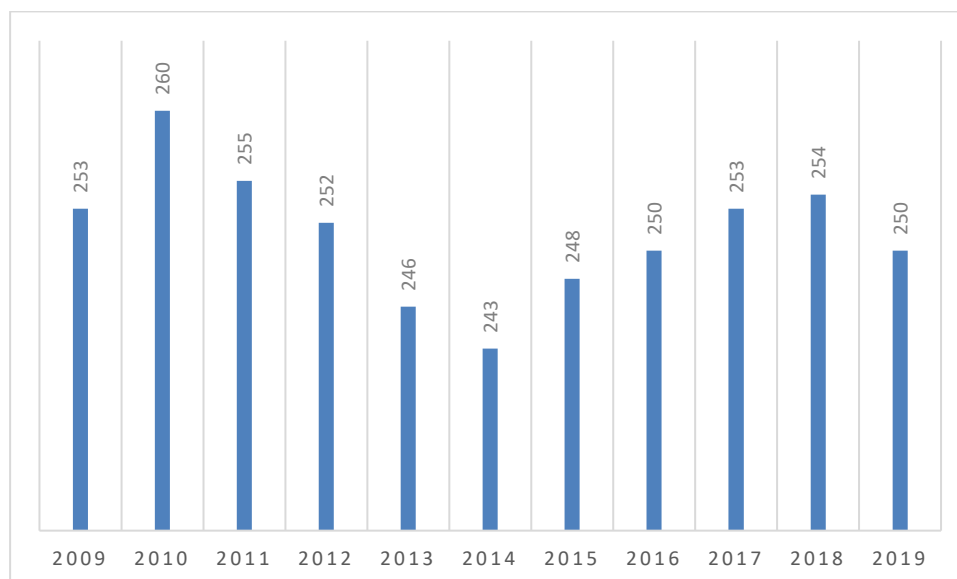


Figura 2 Variación anual de la demanda eléctrica peninsular últimos 10 años (REE)

En la cobertura de la demanda, hay que destacar el incremento de la aportación de ciclo combinado (un 20,1 % frente al 10,2 % del año anterior), y un nuevo descenso en la aportación del carbón (un 4,2 % frente al 13,5 % del 2018). En cuanto a las tecnologías que más han contribuido a cubrir la demanda, la nuclear vuelve a situarse en primer lugar con una aportación del 22 %, seguida de la eólica con el 20,9 %. Asimismo, cabe destacar que el 2,7 % de la demanda se ha cubierto con energía importada de otros países.

Hay que destacar que más del 37,8% de la generación, se ha cubierto con energías renovables frente al 38,5 % del 2018, en gran parte este descenso viene derivado de la producción hidráulica que ha sido menor que en 2018.



Figura 3 Cobertura eléctrica peninsular

Se puede observar el descenso de las emisiones de CO₂, motivados por:

1. El descenso en la demanda eléctrica, 4.000 GWh menos que el año anterior.
2. Descenso de la generación eléctrica mediante centrales de carbón.

Estos dos factores han provocado un descenso en las emisiones de CO₂, que han sido un 25% inferiores al año anterior (2018).

Si volvemos la vista al parque de generación, concretamente al renovable, en España ascendió a finales de 2019 a 54.457 MW.

La potencia renovable instalada durante el año 2019 asciende a 4.157 MW en la tecnología fotovoltaica, lo que supone un 66% superior al año anterior, esta tecnología es la que más ha crecido durante 2019. Por su parte, la eólica, que ha sumado más de 1.600 nuevos MW a su parque generador, finalizará el año por encima de los 25.200 MW instalados en nuestro país.

Hay que destacar que la tecnología eólica es la que aporta un 46% del total de la potencia renovable instalada a finales de 2019.

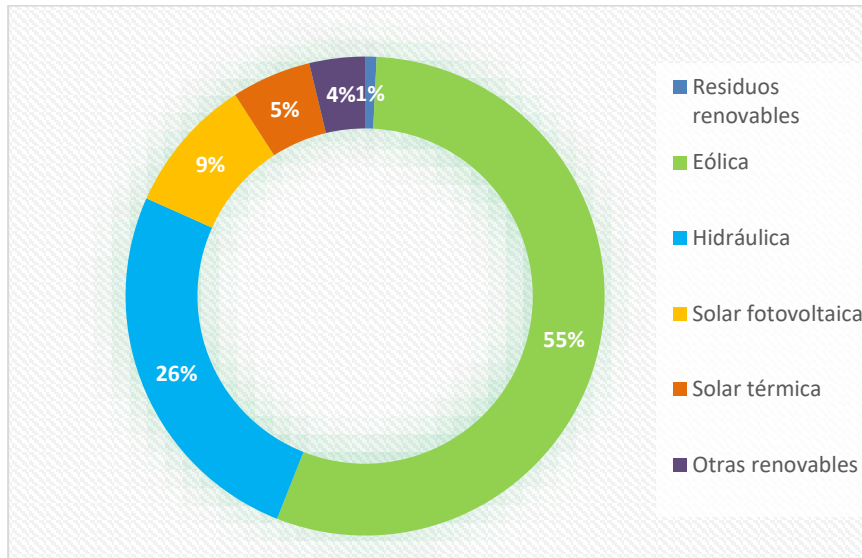


Figura 4 Generación eléctrica renovable 2019

Como se puede observar en la Figura 4, la energía eólica es ha aportado un 55% de la generación renovable durante 2019. De lo que se puede afirmar que gran parte del potencial renovable de España se debe a las centrales eólicas.

Este es la situación actual de España con datos de REE de 2019. Para llegar a este punto se han sucedido diferentes gobiernos, y diferente normativa que en algunos casos ha favorecido el crecimiento de las renovables, y en otros casos ha provocado casi su desaparición.

En 2019, el sector eléctrico de la Unión Europea (UE) emitió un hasta un 12% menos de CO₂ que en el año 2018. Además, la participación de las energías renovables en la producción de energía eléctrica aumentó en toda la UE hasta el 35%, lo que ha supuesto un récord. Esta es la principal conclusión a la que llegan Agora Energiewende y el grupo de expertos sobre clima Sandbag en su estudio sobre el sector eléctrico europeo.

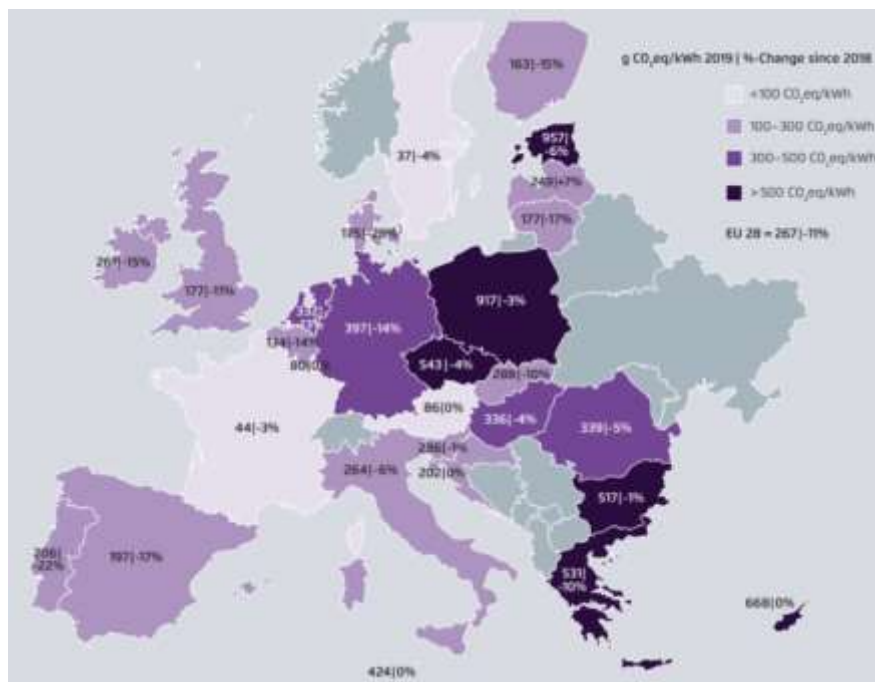


Figura 5 Porcentaje producción CO₂ con respecto a 2018

En general, las emisiones cayeron en 120 millones de toneladas, lo que supone una reducción del 12% en relación con el nivel 2018. El principal motivo de esta disminución fue la disminución de la generación de energía eléctrica mediante centrales de carbón, estas cayeron un 24% dentro de la UE (ver figura 6). Esta reducción de las centrales de carbón puede estar derivada del aumento del precio de las emisiones de CO₂ que se han colocado alrededor de 25 €/tCO₂, lo que provoca que la electricidad obtenida a través de carbón sea más cara que la electricidad obtenida a partir de gas natural, nuclear o energía renovable.

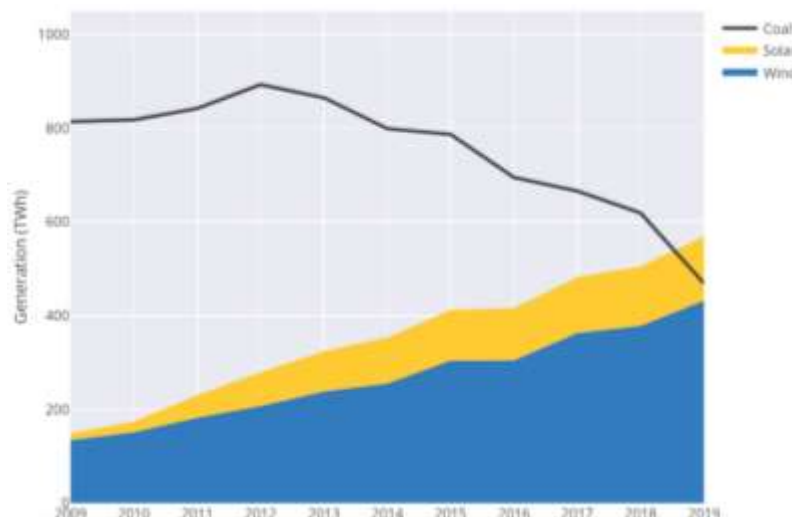


Figura 6 Reducción energía generada mediante carbón en la UE

El peso de las energías renovables en la generación de electricidad aumentó en la UE al 34,6%, 1,8 puntos más que en 2018. Por primera vez en la historia de la UE, las plantas de energía eólica y solar suministraron más electricidad que las centrales de carbón (figura 6). Se puede afirmar que 2019 ha supuesto un punto de inflexión para la generación de energía eléctrica mediante carbón en la UE.

Todos los países de la UE con centrales eléctricas de carbón registraron una caída en la participación del carbón en su mix eléctrico. Además, Alemania, España, los Países Bajos, el Reino Unido e Italia representaron casi el 80% de la disminución de la electricidad del carbón duro.

Las centrales a gas fueron las únicas centrales eléctricas convencionales que produjeron más electricidad que el año anterior, con un aumento del 12% en sus niveles de generación.

La electricidad suministrada por los parques eólicos y solares creció 64 TWh hora sobre los resultados de 2018 y, con un total de 569 TWh, superó la cantidad de electricidad a carbón en 100 TWh como se puede observar en la figura 6. Los parques eólicos aumentaron su producción en un 14% más de electricidad, gracias a la elevada aportación de viento. Alemania ha sido el mayor productor del continente en cuanto a la producción eólica, nuevamente por encima de los 100 TWh anuales, alcanzando los 123 TWh, que representaron un aumento del 14%. Los mercados de Francia e Italia fueron los de mayor crecimiento respecto a 2018, del 22% y 21%.

La energía de las instalaciones solares aumentó en un 7 %, dentro de esta subida fue España la que más avanzó en términos absolutos, superando en 2,2 TWh el registro anual del año precedente. En el mercado de Portugal, la producción superó por primera vez el teravatio hora y el aumento fue del 27%. Los incrementos en el resto de los mercados estuvieron entre 1 TWh y 2 TWh, entre los cuales Alemania tuvo el crecimiento porcentual más discreto de Europa, del 2,5%.

Por el contrario, la generación de electricidad a partir de las centrales hidroeléctricas cayó en más del 6% debido a un año con pocas precipitaciones. Las plantas de energía nuclear, que dependen del agua del río para

enfriarse, también se vieron afectadas por la sequía, particularmente en julio. Los niveles más bajos del río también obstaculizaron las entregas de carbón a las centrales eléctricas a través de vías fluviales.

Además, el sector eólico de la UE añadió nuevos parques con una producción total de 16.8 GW en toda Europa: 5,1 GW más que en 2018. Para las plantas fotovoltaicas, la expansión se duplicó, de 8,2 GW en 2018 a 16,7 GW el año pasado. Según los planes, para 2030, casi un tercio de la energía total en la UE debe provenir de energías renovables. Esto implica un crecimiento de 97 TWh al año hasta 2030, 33 TWh más de lo que se añadió en 2019.

El Sistema de Comercio de Emisiones de la UE establece el número total de permisos anuales para las emisiones de gases de efecto invernadero en los sectores de energía, industrial y aviación intraeuropea. Pero, se emite alrededor de 300 millones de permisos más de los que los emisores consumen actualmente. Si se quiere alentar la inversión europea en energías renovables hay que reducir el número de permisos emitidos.

Los países que han mostrado una mayor expansión de las centrales eólicas y solares, con el Reino Unido, Irlanda y España a la cabeza, han sido recompensados con una mayor caída en los precios del mercado eléctrico. La dependencia de los precios del mercado eléctrico a las importaciones energéticas, costes de materias primas y precios del CO₂. Hace que los países con mayor aportación renovable en el mix disminuyan los precios del mercado eléctrico.

A finales del año 2018 hubo países que todavía no cumplían con el objetivo 20/20/20 de la UE (figura 7). En el transcurso del año 2020, Europa aumentará sus objetivos climáticos para 2030. Al mismo tiempo, los precios de las energías renovables continuarán a la baja y, dado el marco adecuado, los precios de las emisiones de CO₂ deberían permanecer altos.

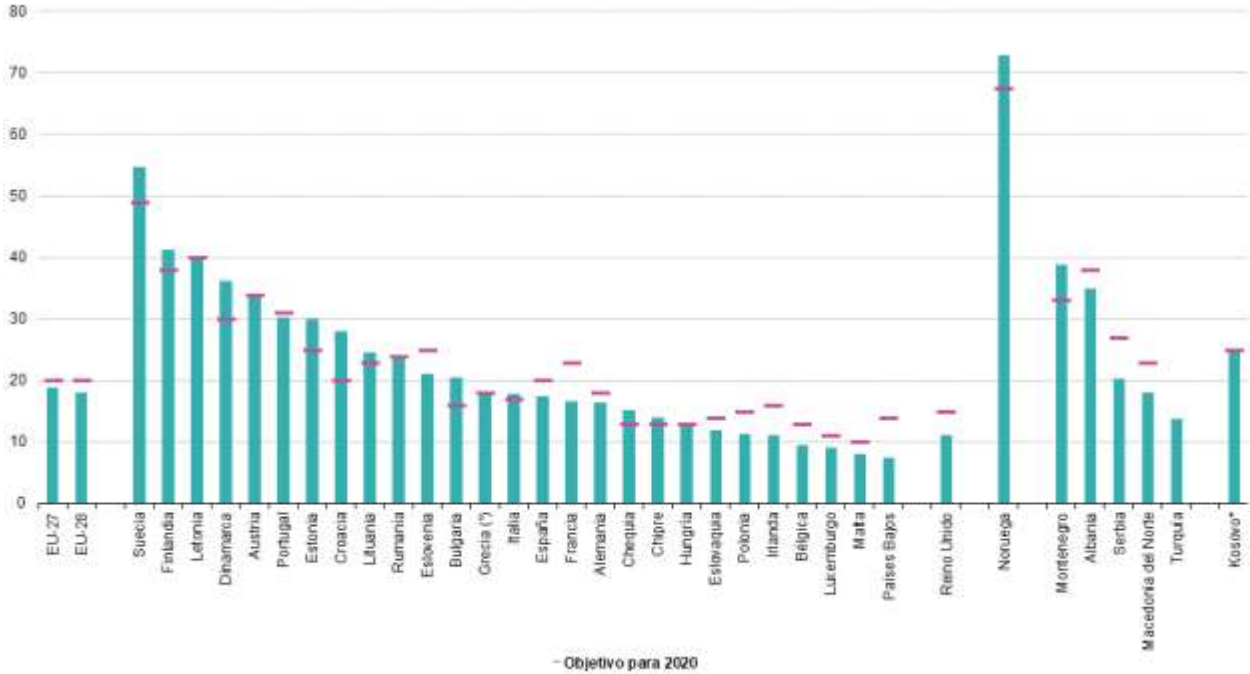


Figura 7 Porcentaje de energía procedente de fuentes renovables, 2018

2 EVOLUCIÓN EERR EN ESPAÑA Y EUROPA

Antes de entrar en el análisis normativo, se profundizará en la evolución que tuvieron las diferentes tecnologías en España y en Europa. Como se ha expuesto al comienzo de este trabajo, se tomarán como energías de referencia la hidráulica, eólica y solar fotovoltaica.

2.1 Energía Hidráulica

En España las dos primeras centrales hidráulicas en funcionamiento son “El Porvenir” en el río Duero (Zamora), (actualmente Salto de San Román, propiedad de Iberdrola), y Molino de San Carlos en la cuenca del Ebro (Zaragoza). Ambas instalaciones entraron en funcionamiento en el año 1901. Estas primeras centrales se emplazaban cerca de los centros de consumo por la dificultad en el transporte de la energía.

La llegada del transformador de corriente alterna supuso el pistoletazo de salida para las grandes instalaciones de generación hidráulica. Ahora la energía se podía transportar la energía hasta los grandes centros de consumo. Cabe destacar en 1909 la central El Molinar (río Júcar) desde donde se transportaba energía hasta Madrid con una línea de 250 km de 60 kV, por aquella época, la línea de mayor extensión de Europa.

Las instalaciones hidráulicas siguieron aumentando hasta llegar a final de la década de los sesenta, donde el país se encontraba con uno de los parques hidroeléctricos más grande de toda Europa, con una potencia instalada de más de 14.000 MW. A partir de ese periodo la nueva potencia hidroeléctrica instalada empezó a mermar en favor a la energía térmica y posteriormente a la nuclear.

Actualmente la potencia hidroeléctrica instalada en España asciende hasta los 17.083 MW, lo que supone un 16,1 % del total del país. La generación hidráulica está muy sujeta a las condiciones ambientales y las lluvias producidas a lo largo del año.

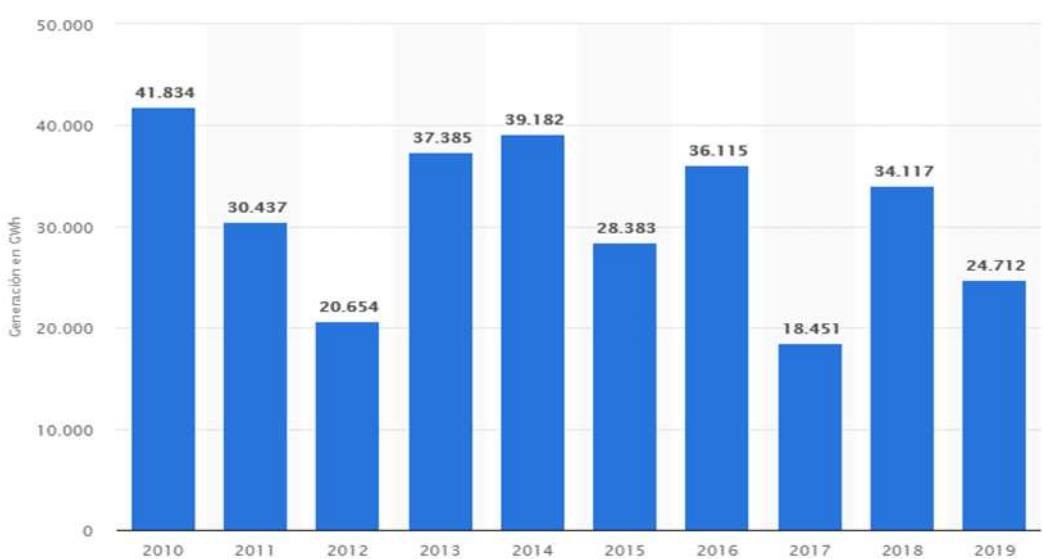


Figura 8 Generación hidráulica 2010-2019 España

Desde el punto de vista del sistema eléctrico español, las centrales hidroeléctricas, en particular las que están dotadas de un embalse, proporcionan a la red una elevada calidad y garantía del suministro de energía, ayudando al seguimiento de la curva de carga, aportando ante las variaciones de la demanda, la regulación de la frecuencia y de la tensión y aportando en caso de que sea necesario una rápida reposición del servicio, o a la sustitución de la producción de centrales térmicas convencionales o nucleares en caso de indisponibilidad por fallo (reserva rodante).

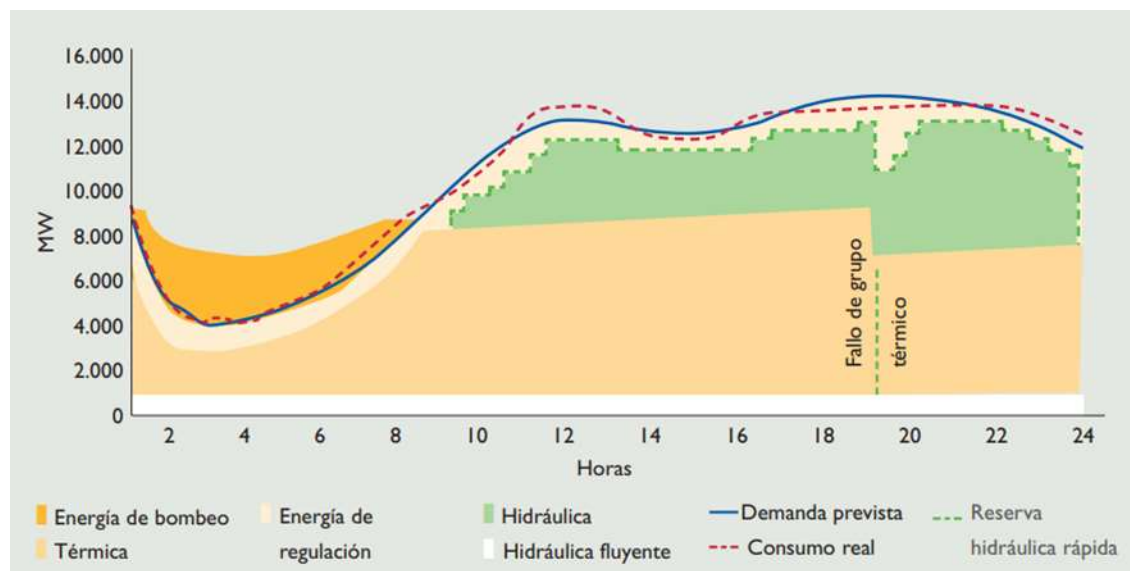


Figura 9 Ejemplo de curva demanda y aportación hidráulica en el sistema

La generación de electricidad a partir de energía hidroeléctrica tiene una gran tradición en Europa. Ha pasado más de un siglo desde que se construyeran las primeras centrales hidroeléctricas y, desde entonces, esta fuente de energía ha jugado un papel relevante en el suministro de energía limpia a los consumidores europeos a precios muy competitivos.

Además, la flexibilidad de las centrales hidroeléctricas ayuda a evitar los picos de precios en los mercados mayoristas de electricidad. En conjunto, estos efectos contribuyen a mitigar la tendencia al aumento de los precios de la electricidad, al que los consumidores finales se han enfrentado en muchos países europeos en los últimos años.

Según un estudio macroeconómico elaborado por DNV GL, la energía hidroeléctrica suministra aproximadamente 600 TWh en Europa, lo que supone alrededor del 18% de la generación total de electricidad europea. Una cifra que podría llegar a los 800 TWh en 2050, lo que supondría un incremento del 31%.

Se debe hacer una mención especial a Noruega donde más del 94,8% de su electricidad se generó a partir de esta energía. Noruega es el mayor productor de energía hidroeléctrica en Europa y el sexto más grande en el mundo.

2.2 Energía Eólica

Se puede decir que el origen de la energía eólica como fuente de energía eléctrica tiene su origen en la crisis energética de 1973, y en el encarecimiento de los precios del petróleo entre 1973-1986. Este acontecimiento supuso el punto de inflexión para la aparición de una tecnología con la posibilidad de producir electricidad a precios competitivos, con una fuente de alimentación inagotable, además de ser respetable con el medioambiente y no contaminante.

En el año 1979 se publica el “Manual de Energía Eólica, el Ministerio de Industria y Energía”, a través del Centro de Estudios de la Energía. Este hecho dio comienzo al primer programa de investigación y desarrollo de la energía eólica como fuente generadora de electricidad.

El primer paso fue el desarrollo y fabricación de un aerogenerador experimental de 100 kW de potencia, tripala, y con capacidad de girar a 48 rpm. Este aerogenerador se instaló en el Cerro del Cabrito (Tarifa), este emplazamiento registraba un mayor número de horas de viento al año, y una intensidad de 500 W/m² de media durante todo el año. La planta experimental se conexiónó a red en agosto de 1985. Derivado del interés público que supuso esta planta, se llevó a cabo un desarrollo progresivo de los aerogeneradores españoles, tanto de baja potencia (5, 14 y 30 kW) como de potencia mayores (150, 300 y 1250 kW)

Una vez comenzada la época de los 90, los fabricantes españoles comenzaron a competir entre ellos, y se pusieron en marcha las primeras instalaciones españolas de gran potencia (con máquinas de 150/180 kW).

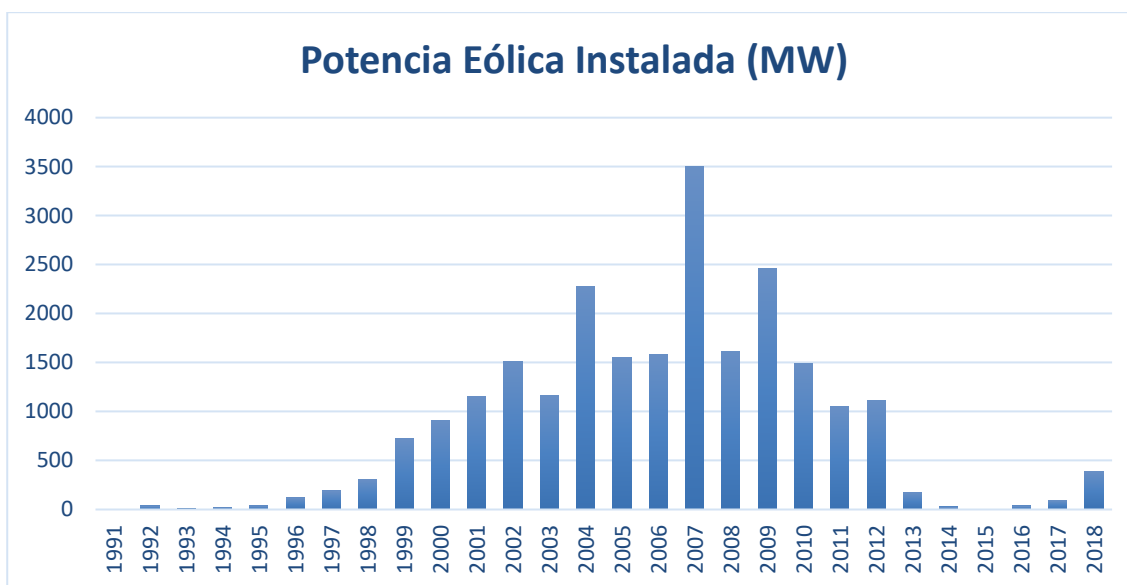


Figura 10 Potencia Eólica instalada

Motivados por la evolución de la tecnología, el mayor conocimiento de los recursos eólicos disponibles, y una legislación eléctrica muy favorable, los inversores y promotores comenzaron a ver con buenos ojos esta tecnología, y promovieron el desarrollo de nuevos parques.

Se puede decir que el punto de inflexión comienza en el año 1995. Tras años de desarrollo, la tecnología eólica comienza a caminar por la senda de la rentabilidad, atrayendo a una elevada participación de promotores, inversores y financiadores, lo que provoca casi la total desaparición de subvenciones a fondo perdido. Tras este año como podemos observar en la Figura 10 la potencia instalada en España es incremental año tras año, teniendo su máximo en 2007 con una potencia instalada de 3502 MW.

La principal carencia que tuvo la energía eólica en sus inicios fue la concentración de parques. En 1998 estos se situaban en su gran mayoría en Navarra, Galicia, Aragón y Andalucía. Las diferentes normativas nacionales y europeas que se fueron desarrollando a lo largo de estos años hasta la actualidad, en el siguiente punto se verán en detalle, llevan hasta el panorama actual, donde la potencia eólica instalada acumulada asciende a 23.484 MW.

Como se muestra en la figura 11 la comunidad autónoma a la cabeza de instalaciones eólicas es Castilla y León con 244 parques, y una potencia instalada de 5.595 MW.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2018	Acumulado a 31/12/2018	Porcentaje sobre el total	Nº de parques
Castilla y León		5.595	23,82%	244
Castilla-La Mancha	10,37	3.817	16,26%	144
Galicia	68	3.422	14,57%	161
Andalucía	30	3.331	14,18%	154
Aragón	90,9	2.002	8,52%	93
Cataluña	2,35	1.271	5,41%	47
Comunidad Valenciana		1.189	5,06%	38
Navarra		1.004	4,27%	49
Asturias		518	2,21%	23
La Rioja		447	1,90%	14
Murcia		262	1,12%	14
Canarias	190,165	431	1,84%	85
Pais Vasco		153	0,65%	7
Cantabria		38	0,16%	4
Baleares		4	0,02%	46
TOTAL	392	23.484		1.123

Figura 11 Potencia Eólica instalada por provincias en 2018.

No es hasta la década de los 80 cuando se empiezan a ver los primeros parques eólicos con los prototipos de turbinas que hoy en día conocemos. Poco a poco se fue investigando en la obtención de energía eléctrica a través de turbinas eólicas. En 1997 se adopta el protocolo de Kyoto donde los países firmantes se comprometían a reducir su cuota de emisión de CO₂ para los años 2008 y 2012.

Con este propósito en la Unión Europea se comenzó a incentivar las energías renovables y por tanto la energía eólica se convirtió en una realidad. Desde entonces la potencia eólica (tanto Onshore como Offshore) han ido aumentando año tras año hasta desbancar a tecnologías como las centrales de carbón o ciclo combinado en algunos países.

En 2017 la capacidad instalada creció en 15,6 GW, un 25% más que en 2016. Se consiguió así un nuevo récord, tanto en eólica terrestre (12.484 MW) como en marina (3.154 MW). En este último segmento, el aumento fue un 101% superior al logrado en 2016. La capacidad instalada total es ya de 169 GW, 153 GW procedente de parques eólicos en tierra y 16 GW de parques eólicos en el mar.



Figura 12 Potencia eólica instalada en Europa (2010-2017)

2.3 Energía Fotovoltaica

España es de los primeros países de Europa con mayor número de horas de sol. Sin lugar a duda, todos los ojos están puestos hoy en día sobre la energía solar fotovoltaica. Día tras día, vemos noticias sobre este sector y el número de instalaciones en construcción o proyectadas en nuestro país. Pero sin duda, esta tecnología sufrió un frenazo en su desarrollo que casi llega a costar la proyección de nuevas instalaciones.

La llegada de esta tecnología a la Red Eléctrica de España se remonta a 1984. En este año Iberdrola instaló en San Agustín de Guadix la primera central fotovoltaica conectada a la red con 100kWp. Fue la única instalación de este tipo con la que contamos en España casi durante 10 años. Diez años después, durante 1994-1995 se sucedieron los proyectos de un uso más bien demostrativo o innovador, 42 kWp en una escuela en Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, 53 kWp en la Biblioteca de Mataró, como peculiaridad se desarrolló una instalación de 1 MW en Toledo, que, en la fecha de su inauguración, el 7 de junio de 1994, era parque fotovoltaico de Europa.

En el final de 1995, la potencia solar fotovoltaica conectada a la red instalada en la península alcanzaba 1,6 MW. Pero como se puede observar esta tecnología estaba enfocada al ámbito de la investigación, sin que tuviese ningún peso en el sistema eléctrico.

En 1998 se establecieron unas primas de 60 y 30 pesetas por kWh vertido a la red para instalaciones con una potencia nominal inferior y superior a 5 kWp respectivamente. Comenzaron los primeros pasos del gobierno español para la incentivación de este tipo de tecnología.

En el año 2000 con la salida de un nuevo Real Decreto (1663/2000), en el que profundizaremos en el siguiente punto, se puede afirmar que supuso el inicio para que nuevos inversores y promotores empezaran a interesarse en este tipo de tecnología.

A pesar de todos los movimientos en la legislación que se han comentado, en 2004 la fotovoltaica sólo representaba una parte menor de la aportación renovable en el sistema español, que por aquel entonces era de 6,5%.

Finalmente, en 2007 se cambió la legislación de nuevo para fijar unas nuevas primas y tarifas reguladas fijas. Este cambio supuso un revulsivo para este tipo de instalaciones. Ahora las instalaciones eran muy rentables. La cantidad de promotores e instaladores se multiplicaron, y en un plazo de dos años la instalación de nuevos MW se multiplicó por 27 a finales de 2006.

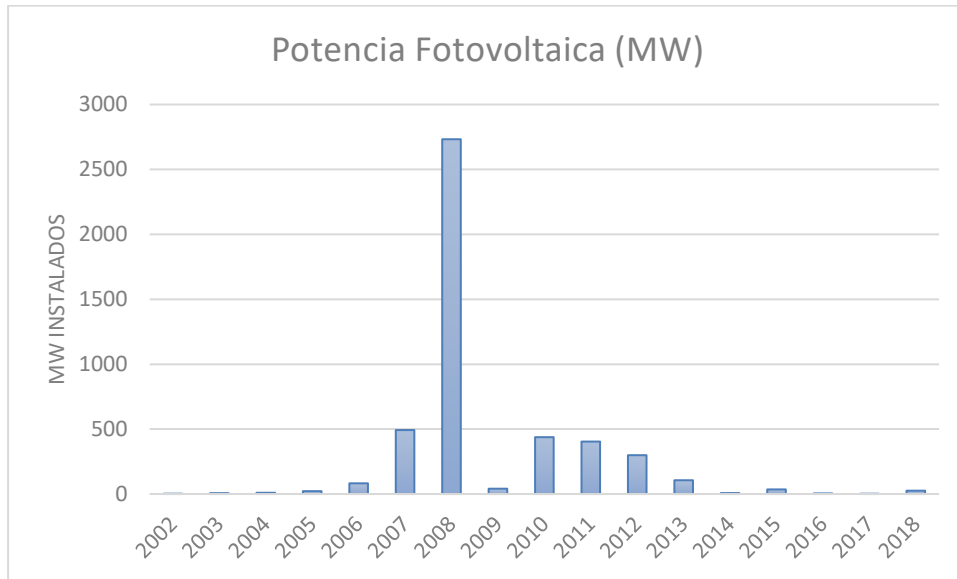


Figura 13 Potencia Fotovoltaica instalada España

Así fue, como la generación fotovoltaica en el transcurso de dos años, pasó de ser un mero espectador en la red, a superar la producción hidroeléctrica por bombeo puro. Pero no todos fueron buenas noticias para el sector fotovoltaico, justo ese momento apareció la crisis económica de 2008 que afectó a la construcción y proyección de nuevas instalaciones, se puede apreciar la caída de nuevas instalaciones en la Figura 13.

Durante los siguientes años se sucedieron las trabas legislativas que analizaremos en profundidad en el siguiente punto. A pesar de todos estos inconvenientes, la tecnología siguió avanzando, el abaratamiento de los módulos, y el progreso de eficiencia de estos han provocado que la tecnología sea rentable sin necesidad de primas.

Si ponemos la mirada en Europa, no es hasta 2003 cuando comienzan a crecer las instalaciones solares fotovoltaicas de una manera muy discreta como se aprecia en la figura 14. Este incremento se centra en Alemania, con una política decidida a cumplir con los objetivos pactados en el protocolo de Kyoto.

Vemos que el resto de los países europeos no empiezan a promover la energía fotovoltaica hasta 2006.

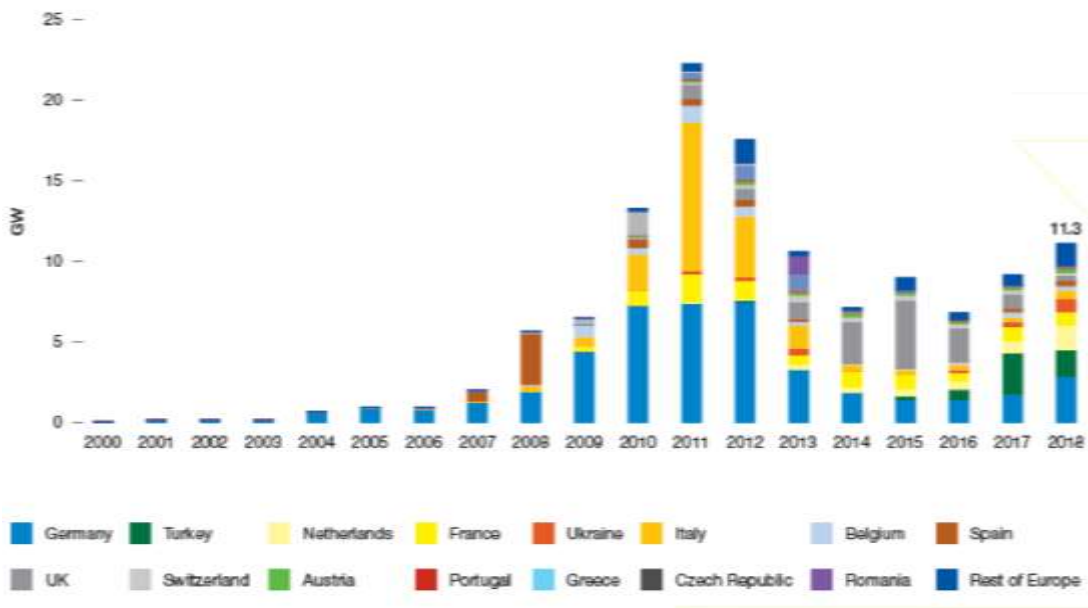


Figura 14 Potencia fotovoltaica instalada en Europa anualmente (2000-2018)

En la figura 14 se puede apreciar el parón que sufrió la energía fotovoltaica en 2009 en España, así como el crecimiento que se llevó a cabo en Italia, y la posterior ralentización del mismo.

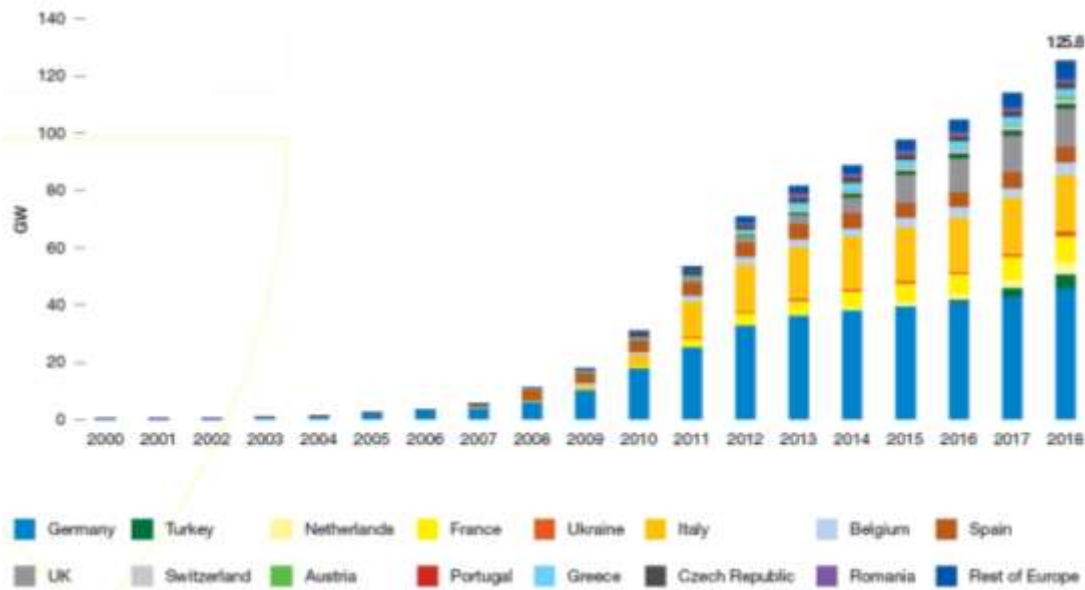


Figura 15 Potencia fotovoltaica instalada anualmente (2000-2018)

En la figura 15 se puede apreciar cómo Alemania lidera el sector fotovoltaico en Europa. Algo que no deja de ser curioso debido a la menor irradiación anual que puede tener este país comparado con otros países de Europa como pueden ser España o Italia.

Esto se debe principalmente a la inversión alemana en instalaciones fotovoltaicas distribuidas y en suelo, y a la determinación que ha mostrado el país en conseguir los objetivos fijados por la Unión Europea.

3 EVOLUCIÓN NORMATIVA RENOVABLE

En el presente apartado se hará un resumen histórico de la normativa española y europea en cuanto a energías renovables, y normativas que pudiesen afectar a las mismas. Las leyes están orientadas al conjunto de las renovables, en el caso particular que haya leyes que solo apliquen a una determinada tecnología de las estudiadas en el presente trabajo, se hará una mención especial.

3.1 Normativa Española

3.1.1 Introducción

La máxima norma jurídica que existe en España es la Constitución, donde se establecen los derechos fundamentales que rigen el orden social, económico y político del país.

La entrada de España en la UE en 1986, implicó también, que la normativa debía ajustarse al ordenamiento comunitario europeo. En el caso de que exista alguna discrepancia entre la Constitución española y la normativa europea, se hace como prioridad la normativa europea.

Después de la Constitución española encontramos las Leyes Orgánicas realizadas por el poder Legislativo y las leyes Ordinarias que, tramitadas por el mismo órgano, tienen diferente ratio de aprobación. Esta normativa se desarrolla a través de Decretos-Leyes, Decretos Legislativos y normativas menores como las tramitadas por Comunidades Autónomas, Administraciones locales, etc.

3.1.2 Década 1980-1990

No es hasta la década de 1980 cuando la Regulación de las energías renovables se empieza a desarrollar en España. Este primer movimiento se realizó fomentando una ley que promovía la minihidráulica (Ley 82/1980 de conservación de la energía), se estableció con el objetivo de luchar contra la crisis económica generada por el petróleo, y mejorar la eficiencia energética del país, intentando reducir la dependencia energética que tenía España en aquel entonces.

3.1.3 Década 1990-2000

Tenemos que esperar diez años desde la Ley nombrada en el apartado anterior, cuando se comienza a hablar del Plan Energético Nacional 1991-2000. Este plan comienza a promover las energías renovables, mediante la Ley 40/1994 del 30 de diciembre de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, se establece el concepto de “Régimen especial de producción de energía eléctrica” donde irían agrupadas las energías renovables. Es también gracias a el Real Decreto 2366/1994 del 9 de diciembre de 1994, donde se incluye en el régimen especial instalaciones, de residuos, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas, todas ellas con una potencia menor o igual a 100 MVA. El precio de venta de la energía se fija entonces por tarifas, que se calculan según la potencia instalada, y el tipo de instalación.

Con la llegada de la Ley 54/1997 del 27 de noviembre de 1997 del Sector Eléctrico llega la diferencia en la producción entre instalaciones englobadas en régimen ordinario, y en régimen especial. Se engloba además una retribución económica para cada uno de los modelos. Dentro de las instalaciones acogidas al régimen general se engloban aquellas instalaciones que no superen una potencia de 50 MW, y que además utilicen como energía primaria recursos renovables, residuos, o aquellas fuentes que fomenten la eficiencia y el ahorro energético.

El Real Decreto 2224/1998, de 16 de octubre, regula y establece el Certificado de Profesionalidad de la

profesión de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia. Cada Comunidad Autónoma definirá los requisitos a cumplir por parte de los instaladores acreditados, atendiendo directamente a criterios de formación y experiencia.

En el Real Decreto 2818/1998 del 23 de diciembre, se establecen unas primas a las instalaciones de régimen especial. Este tipo de prima deberían de ser actualizadas cada año, y revisadas cada cuatro. Estas primas se aplicarán en España hasta que se alcancen los objetivos energéticos nacionales establecidos en la Ley 54/1997.

Los principales objetivos del Real Decreto 2818/1998 eran:

- El desarrollo legislativo, del régimen especial, de la Ley 54/1997, los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial.
- La implantación de un régimen transitorio para las instalaciones que, en la fecha de entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, estaban acogidas al Real Decreto 2366/1994.
- El establecimiento de una prima para las instalaciones de una potencia menor a 50 MW que utilizaran como energía primaria energías renovables no aprovechables.

El 30 de diciembre de 1999 se publicó el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) en el, se marcan los objetivos de crecimiento que se deberían alcanzar para cada tecnología renovable. El objetivo a donde quería llegar este plan, es que al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en 2010, se cubriesen con fuentes renovables.

3.1.4 Década 2000-2010

No es hasta mitad de año cuando se sanciona el Real Decreto-ley 6/2000 del 23 de junio, que promovía la competencia en mercados de bienes y servicios, establece la obligación de que las instalaciones de más de 50 MW, que se acogieron al régimen especial, acudan al mercado mayorista para vender sus excedentes, lo que fomentaba la participación en el mercado a las instalaciones del régimen especial. El Real Decreto 1663/2000 del 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, da un paso más al simplificar las condiciones de conexión de estas instalaciones de hasta 100 kVA además, establece una regulación específica que permita su desarrollo. El Real Decreto 841/2002 del 2 de agosto, regula, para las instalaciones eléctricas en régimen especial, la incentivación de la participación en el mercado, y además, obliga a informar sobre las previsiones de producción de las mismas. Todo ello se aplica a instalaciones de más de 50 MW, que quedan así incluidas en el régimen ordinario.

El Real Decreto 436/2004, (que deroga al Real Decreto 2818/1998), en el cual se establecen las reglas económicas, jurídicas y de actualización para las instalaciones eléctricas de régimen especial. La función de este Real Decreto fue consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de una instalación en régimen especial tenía dos opciones para obtener beneficios de su instalación

1. Vender la electricidad a una empresa distribuidora a tarifa regulada, cuya cuantía dependía de la potencia y de los años que habían pasado desde la puesta en marcha.
2. Vender la electricidad libremente en el mercado, participando en el a través de un contrato bilateral. Percibiendo entonces el precio del mercado, más una prima.

Nace entonces el 26 de Agosto de 2005 el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 que sustituía al PFER, cuyos resultados no fueron los esperados. Con esta nueva revisión se trató de seguir con el compromiso de cubrir con recursos renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, además de esto, se incluyen otros dos objetivos comunitarios del 29,4% de generación eléctrica con energías renovables, y el 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010. Gracias a este plan como se comentó en el punto anterior, la potencia de la energía eólica pasó de 9.000 MW a 20.155 MW, la solar fotovoltaica pasó de 135 a

400 MW, la solar termoeléctrica multiplicó sus objetivos pasando de 200 MW a 500 MW, y además, disminuyó la potencia instalada de biomasa en 154 MW, fijándose así en 1.695 MW.

El 17 de Marzo entra en vigor el Real Decreto 314/2006 que aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), estableciendo la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas edificaciones.

El Real Decreto-ley 7/2006 con fecha del 23 de junio, se desvincula la variación de las primas del régimen especial, de la Tarifa media eléctrica. También se establece que la retribución complementaria de una prima por encima del precio de mercado durante diez años desde su puesta en marcha, la reciban no solo las plantas menores de 10 MW sino la totalidad de las instalaciones. Por último, se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia.

El Real Decreto 661/2007 del 25 de mayo, otorga la Comunidad Autónoma la potestad de conceder la condición de instalación de régimen especial, siempre que el objetivo de potencia instalada fijado para cada tecnología en el propio Real Decreto no haya sido cubierto (Tabla). Además, este Real Decreto sustituye al 436/2004. Los cambios más significativos son entre otros:

- Las primas y complementos se actualizan por la evolución de diversos factores entre otros, el IPC, o el precio del gas natural.
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación energética procedente de renovables que participe en el mercado.
- Obliga a todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a estar conectadas a un Centro de Control.

Categoría	MW en RD 661
Solar Térmica	500
Eólica	20.155
Hidráulica<10MW	2.400
Biomasa	1.317
Biogás	250

Tabla 1 Potencia instalada fijada en RD661

El 4 de julio de 2007 se promulga la Ley 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997. En ella se establece que el Gobierno podrá derminar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, incluso cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW

El Real Decreto 1578/2008 aprobado el 26 de septiembre, modifica la retibución económica de la producción de energía eléctrica mediante la tecnología solar fotovoltaica, esto aplica a instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007.

Este nuevo Real Decreto, divide las instalaciones en dos tipos según su ubicación, ubicadas en cubiertas (tipo I) o en el suelo (tipo II). A partir de este momento, la retribución de este tipo de instalaciones se basa en diferentes convocatorias anuales con cupo de potencia por tipología y, para cada convocatoria se especifica el precio y el cupo de potencia, esto implica una reducción del coste de la electricidad con relación al modelo anterior. En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10 % anual. También, este Real Decreto 1578/2008 limita la aplicación del Real Decreto 661/2007.

Debido a la repercusión económica que realiza sobre el sistema tarifario las energías renovables, el Real

Decreto Ley 6/2009 del 30 de abril establece unos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de régimen especial (salvo para tecnología fotovoltaica, ya regulado en el Real Decreto 1578/2008), intentando así garantizar la sostenibilidad del sistema, tanto técnica como económica.

Se crea así, un Registro de Preasignación de Retribución que busca conocer de antemano que los proyectos cumplen con las condiciones suficientes para su ejecución, su volumen de potencia, el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. Así, este Registro de Preasignación pasa a ser condición necesaria para obtener el régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007. Posteriormente, las instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación deberán ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Se establece además un periodo transitorio, para garantizar la seguridad jurídica de aquellos inversores que ya habían realizado inversiones bajo el Real Decreto 661/2007, y antes de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 6/2009.

La potencia que se solicitó para las tecnologías termosolar y eólica excedían ya los objetivos fijados en el Real Decreto 661/2007, con el objetivo de no comprometer al sistema, sólo se podrán incorporar al sistema 3.100 MW de nueva potencia renovable al año hasta 2014, según lo establecido en la Resolución de 19 de noviembre de 2009.

3.1.5 Década 2010-2020

El 23 de diciembre de 2010 se presentó en la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) que incluía los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo, en relación al uso de energía procedente de fuentes renovables.

En noviembre de 2011 se promulga el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el cual se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del Sector Eléctrico. Las principales medidas tomadas en este Real Decreto fueron:

- Se aplica retroactividad, suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, un 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.
- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.
- Se establece, con carácter general, la posibilidad de limitar las horas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, con derecho al régimen económico primado que tengan reconocido.

En 2011 se aprobó el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que sustituía al PER 2005-2010 como al PANER 2010-202. El PER 2011-2020 se marca como objetivo que las energías renovables representen en 2020 un 20,8% del consumo final bruto de energía en España, y además una contribución de estas fuentes al consumo del transporte del 11,3% en ese mismo año.

Con el fin de encontrar una solución al elevado déficit tarifario del sistema eléctrico, el 27 de enero de 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012, mediante el cual se suspenden los incentivos económicos para los proyectos de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, se suspende de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de

preasignación de retribución previstos en el Real Decreto-ley 6/2009 y deja sin efecto, para las instalaciones fotovoltaicas, la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos del Real Decreto-ley 1578/2008.

Más tarde, se adoptó la ley 15/2012 que aportaba medidas fiscales para la sostenibilidad energética, se crean nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines recaudatorios con la intención de reducir el déficit eléctrico. Se establece un impuesto en la producción de la energía eléctrica, con un tipo impositivo de un 7%. Esta ley también excluye a las primas de la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (ya sean instalaciones híbridas o no híbridas).

El Real Decreto-ley 29/2012 permite la eliminación del límite de déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

También, se modifica el Real Decreto 661/2007, en el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo así las primas existentes y eliminando la posibilidad de poder de retribuir a tarifa a la hora de vender su electricidad.

El 13 de julio de 2013 se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, en el se establecen unas nuevas reglas normativas y económicas para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se deja atrás el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.

En primer lugar, desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado. El nuevo régimen económico se basa en la percepción, en el caso en el que proceda, de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica articulada en:

- Retribución por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra, los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Esta retribución a la inversión será definida por el Gobierno. La instalaciones de energías renovables, recibirán esta retribución siempre que no haya alcanzado en el momento de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013 la rentabilidad razonable definida.
- Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. Se busca que la instalación no tenga pérdidas de operación durante el proceso de generación de electricidad. La instalaciones de energías renovables no recibirán esta retribución siempre que sus ingresos por venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.

3.2 Normativa Europea

3.2.1 Introducción

A pesar de que la energía no estaba incluida en el Tratado de la UE, era necesario coordinar reformas y normativas a nivel europeo para afrontar el futuro del cambio climático y la transición energética que tendría que vivir Europa.

En enero de 2007, la Comisión Europea presentó una comunicación denominada “Una política energética para Europa”. El objetivo general que se buscaba era una negociación a nivel mundial para conseguir una reducción de gases de efecto invernadero en los países desarrollados del 30% en 2020, comprometiéndose la UE que dicha reducción sería como mínimo del 20%. La comunicación incluía un Plan de Acción con diez medidas

concretas además de dos objetivos adicionales a cumplir en 2020: lograr que el 20% del consumo de energía final se hiciera a través de energías renovables y que se lograra una mejora de la eficiencia energética del 20% (son los denominados “objetivos del 20-20-20”).

Hay que puntualizar que la UE ha venido actuando en materia energética de forma indirecta, intentar principalmente cambiar otras políticas en las tiene competencias, como son las políticas de mercado común y de las medioambientales.

El desarrollo de las energías renovables se ha vuelto una política prioritaria dentro de la UE. Como un camino a seguir para cumplir los objetivos medioambientales sobre reducción de emisiones, tanto contaminantes como de gases de efecto invernadero. Por otra parte fomentando las energías Renovables se contribuye indirectamente a reducir la dependencia energética y asegurar así el suministro.

3.2.2 Década 2000-2010

No es hasta 2001 cuando se publica la primera directiva europea, y su principal objetivo era la incentivación de la generación de electricidad a través de fuentes renovables. El objetivo que se buscaba para 2010 era que el 21% de la electricidad final consumida en la UE en su conjunto, proviniese de fuentes renovables. Pero, sólo se establecía objetivos orientativos para cada país.

Una de las medidas más novedosas que promovió la UE fue crear un mercado comunitario de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. El objetivo final de este mercado era que estuviese operativo durante el período contemplado en el Protocolo, 2008-2012.

Por ello, en el año 2003 se publicó la primera directiva que establecía el sistema de comercio de derechos. En esta directiva se establecían dos períodos, primer periodo que abarcaban los años 2005-2007, que se consideraría de aprendizaje, y el Segundo entre 2008-2012, de vigencia del Protocolo de Kioto y que sigue operativo en la actualidad. Su implantación, ha permitido, que mediante procedimientos de mercado se establezca un precio para el CO₂, que es incorporado dentro de los costes de producción, fomentando así, el uso de instalaciones que emitan menos CO₂ y haciendolas más competitivas. Además, se traslada el coste del CO₂ al precio final del producto, transmitiendo al consumidor una adecuada señal medioambiental.

En 2009 se publica la segunda directiva, que sustituye a la publicada en 2001. En esta nueva directiva se pretende lograr el objetivo, en el año 2020, de que el 20% de la energía final consumida provenga de fuentes Renovables, también se especifica que el 10% del consumo de combustible para el transporte provenga de fuentes renovables. Este objetivo comunitario del 20% no se reparte de manera equitativa entre los países miembros. Como se puede observar en la Figura 16, se ordena de menor a mayor la aportación de los diferentes países miembros.

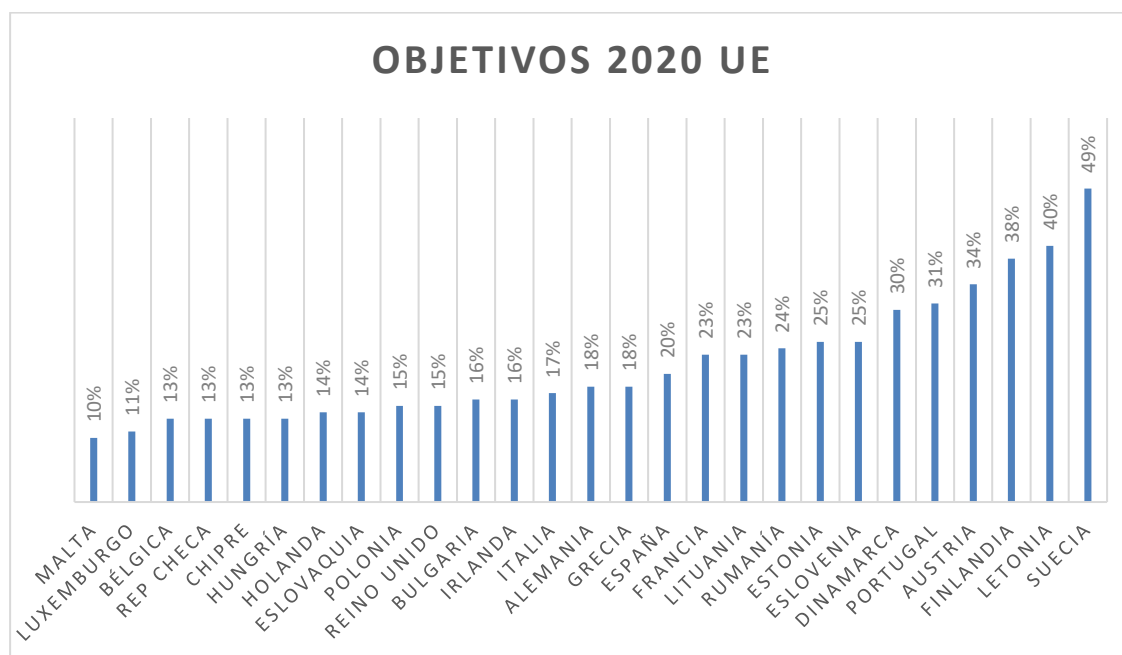


Figura 16 Objetivos nacionales obligatorios de consumo de energía procedente de fuentes renovables para 2020

Todos los países dieron los primeros pasos para llevar a la práctica lo establecido en la directiva. Una prueba clara de ello son los Planes de Acción Nacionales para el desarrollo de las Energías Renovables (PANER) que se elaboraron y se implementaron en cada uno de los estados miembros.

3.2.3 Década 2010-2020

La vigencia del Protocolo de Kioto acabó en 2012, por lo que desde la 13ª Conferencia de las Partes (COP 13) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, celebrada en Bali en 2007, se ha estado trabajando para alcanzar un acuerdo internacional que fijara un marco que sustituyera al Protocolo de Kioto. En diciembre de 2009, en la decimoquinta (COP 15) celebrada en Copenhague, se esperaba un ambicioso acuerdo internacional de lucha contra el cambio climático. Pero el documento que surgió de la reunión de alto nivel no recibió una valoración positiva, ya que no permitía alcanzar un acuerdo legalmente vinculante de reducción de emisiones para después de los objetivos establecidos para 2012.

Hasta el momento, la Unión Europea lidera la lucha contra el cambio climático. Ha adoptado un objetivo vinculante de reducción del 20% de las emisiones en el horizonte 2020 y de al menos, el 40% en 2030 y otros no vinculantes para reducirlas un 80-95% en 2050. Para lograr este último objetivo, la Unión Europea ha presentado una Hoja de Ruta de la Energía para 2050, en la que se analiza los cambios que habría que hacer en el sector energético.

4 SITUACIÓN ACTUAL Y HORIZONTE TEMPORAL

Tras varios años de parálisis en el sector, y de lo que podríamos llamar una moratoria renovable durante los años 2010-2016 la energía renovable vuelve a recuperarse en España. A continuación, en el siguiente punto se volverá a discriminar entre las tres tecnologías que se tratan en el presente estudio (hidráulica, eólica y fotovoltaica). Se dará una descripción de cómo se encuentra la tecnología hoy en día, y la evolución estimada que tendrá en España y Europa.

4.1 Energía Hidráulica

4.1.1 Hidráulica en España

La energía hidráulica en nuestro país tiene un futuro incierto. Esta tecnología siempre ha sido la principal renovable de nuestro país, hasta que en el año 2009 fue superada por la eólica. Desde entonces se mantiene claramente como la segunda fuente renovable por potencia instalada con un total de 17.032 MW instalados a finales de 2017. Como hemos visto anteriormente dentro de unos años, quizás 3 o 4 años si todo sigue según lo planeado, esta tecnología pasara a la tercera posición superado por la energía fotovoltaica.

Este descenso se debe principalmente a gastos de inversión y efectos medioambientales. La construcción de una central hidroeléctrica además de la dificultad en cuanto a construcción implica un alto coste medioambiental que no es bien acogido por la sociedad cuando además existen otro tipo de energías renovables con menor impacto como puede ser la fotovoltaica o la eólica.

Respecto al conjunto de la potencia nacional, la hidráulica representa el 16,4 %, lo que la sitúa como tercera tecnología por detrás del ciclo combinado y la eólica. La generación hidráulica en España es muy variable, llegando en años lluviosos a superar los 40.000 GWh, mientras que en años secos ese volumen se reduce más de la mitad.



Figura 17 Potencia hidráulica por comunidades

La mayor parte del potencial de las centrales hidráulicas españolas se debe a la rehabilitación y renovación de

instalaciones ya existentes (normalmente muy antiguas), y al aprovechamiento de presas aún sin explotar energéticamente.

Las perspectivas de futuro para esta energía no es muy favorable. La energía hidroeléctrica en España está experimentando una disminución en su aportación a la producción total de electricidad en favor de otras energías renovables, como la eólica. Aunque se sabe que se seguirá utilizando como una de las principales fuentes de electricidad, el futuro de estas instalaciones se centrará en la renovación y optimización energética de las centrales ya existentes.

4.1.2 Hidráulica en Europa

Actualmente en Europa, la energía hidroeléctrica es la fuente más importante de energía renovable, seguida de cerca por la energía eólica y luego la energía solar. Otras fuentes renovables para la generación de electricidad son la madera, el biogás, los residuos renovables y la energía geotérmica

El futuro de la energía hidroeléctrica en Europa es similar a la que se ha comentado en España. El futuro de estas centrales pasa por la renovación y repotenciación de grupos generadores con más de 30 años de operación, así como utilizar embalses ya existentes para generar Electricidad.

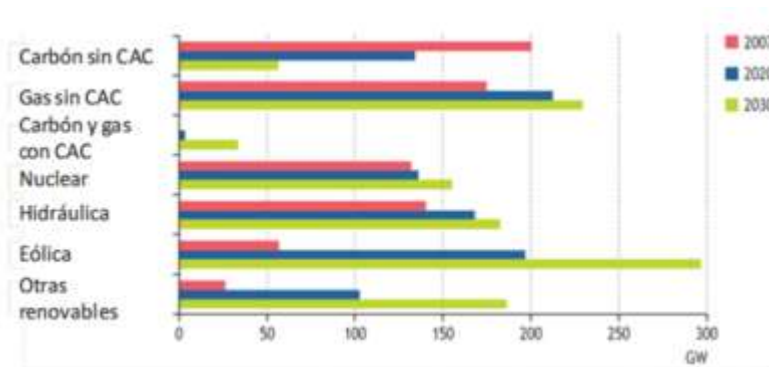


Figura 18 Previsión renovables Europa

Algunos países miembros como Noruega han basado su política energética a las centrales hidráulicas. Este país generó el 94,8% de su electricidad mediante centrales hidroeléctricas en 2018. Se hace patente que su orografía fomenta el uso de estas energías así como un mix con eólica offshore.

Pero en definitiva como se puede observar en la figura 18 el crecimiento esperado para la energía hidráulica en Europa es mucho menor que el esperado para la energía eólica o solar.

4.2 Energía Eólica

4.2.1 Eólica en España

Consultando los últimos datos aportados por REE el sector eólico español cierra el año 2019 con una potencia eólica instalada de 25.704 MW lo que supone un aumento del 9,4% de la potencia instalada en 2018. Esto se debe principalmente a la construcción de 1.634 MW eólicos hasta el 30 de noviembre, estos parques son el resultado de la subastas de energías Renovables de 2017. De esta manera, el sector eólico español consigue el récord de superar la barrera de los 25 GW instalados.



Figura 19 Potencia eólica instalada en España.

Si se siguen describiendo hitos, hay que destacar que en 2019, la energía eólica llegó a cubrir el 13 de diciembre un 48,4% de la demanda de energía diaria (con un nuevo récord de generación diaria de 392 GWh), y un 33% en todo el mes de noviembre. A nivel peninsular la eólica va a terminar el año con un 21,5% de cobertura de la demanda (segunda tecnología de generación detrás de la nuclear) y un 20,8% a nivel nacional.

Gracias a la mayor participación del viento y también a la bajada de los precios del gas, los consumidores se han beneficiado de precios más bajos en su factura eléctrica: en lo que va de año, el precio PVPC de los consumidores domésticos se ha reducido en un 10% respecto al año pasado. El día 22 de diciembre, siendo la eólica la principal fuente de generación con un 35% de aportación a la cobertura de la demanda, ha sido el día del año con la electricidad más barata para los consumidores domésticos con un precio de 5,8 c€/kWh (casi un 50% menos que la media anual).

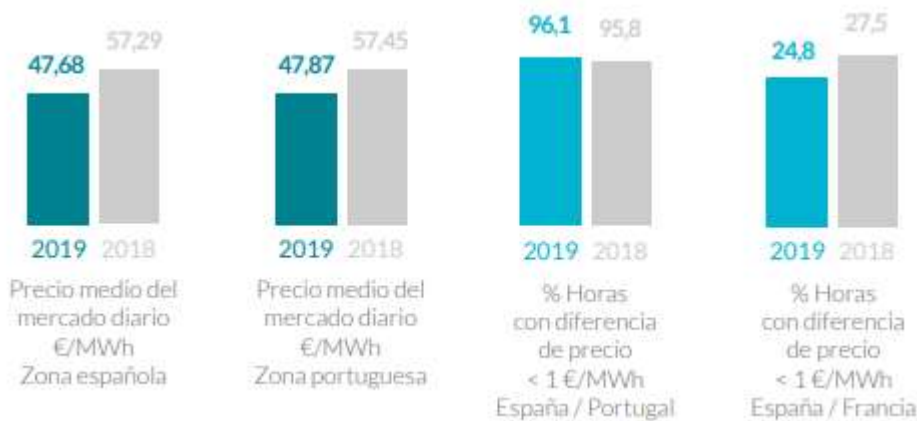


Figura 20 Comparación 2019/2018 precio OMIE

Como se puede observar en la figura anterior, el precio del mercado durante el año 2019 es menor al año anterior. Esto se debe principalmente a la mayor aportación de las renovables al sistema.

Dentro del último PNIEC publicado por el ministerio de industria español, para llegar a los objetivos marcados, el gobierno tiene que seguir estableciendo subastas públicas de energías renovables y comenzar a su vez a dismantlar centrales convencionales de carbón o nucleares.

Para que España pueda cumplir con los objetivos del PNIEC de aquí a 2030, sería necesario construir alrededor de 1.200 parques eólicos en 10 años, lo que supondría duplicar el número de parques actual; o lo que

es lo mismo, instalar entre 3.427 y 14.280 aerogeneradores de entre 1,8 MW o 7,5 MW. Es un objetivo complicado ya que un parque eólico tarda en construirse entre seis y ocho años desde que se proyecta hasta que se construye.

El futuro de la energía eólica en nuestro país está en una situación complicada. Para cumplir con los objetivos pactados con Europa España tendría que haber construido durante el año 2019 4.600 MW, para compensar los escasos 392 MW instalados en 2018. Como se ha visto anteriormente solo se instalaron 1.634 MW, muy por detrás del objetivo planteado por el Gobierno y del todo insuficiente para cumplir con los ODS.

4.2.2 Eólica en Europa

Consultando el último informe de la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) que analiza el cumplimiento de los Estados miembros de los objetivos de renovables a 2020, publicado en enero de 2019, se deduce que la UE camina sobre la senda de cumplir los objetivos marcados.

En 2017, último año con datos disponibles, el porcentaje de cumplimiento de la UE se situaba en el 17,4%. España, como se ha comentado anteriormente se encontraba ligeramente por encima de la media, con un cumplimiento del 17,7%.

Además, en septiembre de ese mismo año, WindEurope presentó los informes Scenarios for 2030 y Outlook to 2020, donde pronostica que la eólica podría proporcionar el 16,5% de la energía de Europa en 2020 y el 30% en 2030 (888 TWh de electricidad) y llegar a la cifra de 323.000 MW de potencia instalada. Esto incluiría también la repotenciación de la vida de aproximadamente la mitad de la capacidad eólica existente en la Unión Europea, que va a llegar al final de su vida útil antes de 2030.

Se estima que Alemania, Francia y Reino Unido tendrán la mayor potencia instalada, con 85 GW, 43 GW y 38 GW, respectivamente. Francia adelantaría a Reino Unido y a España para colocarse en segundo lugar, gracias a las políticas que se están llevando a cabo por el nuevo gobierno que está favoreciendo la inclusión de las energías Renovables en el mix nuclear de Francia. Países como, Dinamarca, Irlanda, Estonia y los Países Bajos abastecerán más del 50% de su electricidad con eólica en 2030.

Este crecimiento europeo evitaría la emisión de aproximadamente 382 toneladas de CO₂ anualmente y desbloquearía 239.000 millones de euros de inversión de 2017 a 2030, lo que permitiría a la industria eólica mantener 569.000 empleos europeos hasta 2030. También evitaría la importación de 13.200 millones de euros de combustibles fósiles al año reduciendo así la dependencia energética del exterior de la zona Euro.

Tomando como partidas las previsiones de WindEurope del escenario 2020, Europa podría instalar una media anual de 12.600 MW de potencia eólica, alcanzando la cifra de 204 GW instalados.

Este hecho convertiría a la energía eólica en la principal fuente renovable de electricidad en Europa, supeando a la hidráulica y suministrando el 16,5% de la demanda eléctrica europea. Es probable que este crecimiento se concentre en sólo seis países de Europa (Alemania, Reino Unido, Francia, España, Holanda y Bélgica), que se estima que lleven a cabo las tres cuartas partes de las instalaciones totales de los próximos cuatro años.

El objetivo de renovables para el conjunto de la UE se ha establecido en el 32% para 2030, en vez de un 27%, que era el objetivo inicial. El despliegue de la eólica debería ser aún mayor que en esa previsión, si se quiere alcanzar el objetivo del 32%.

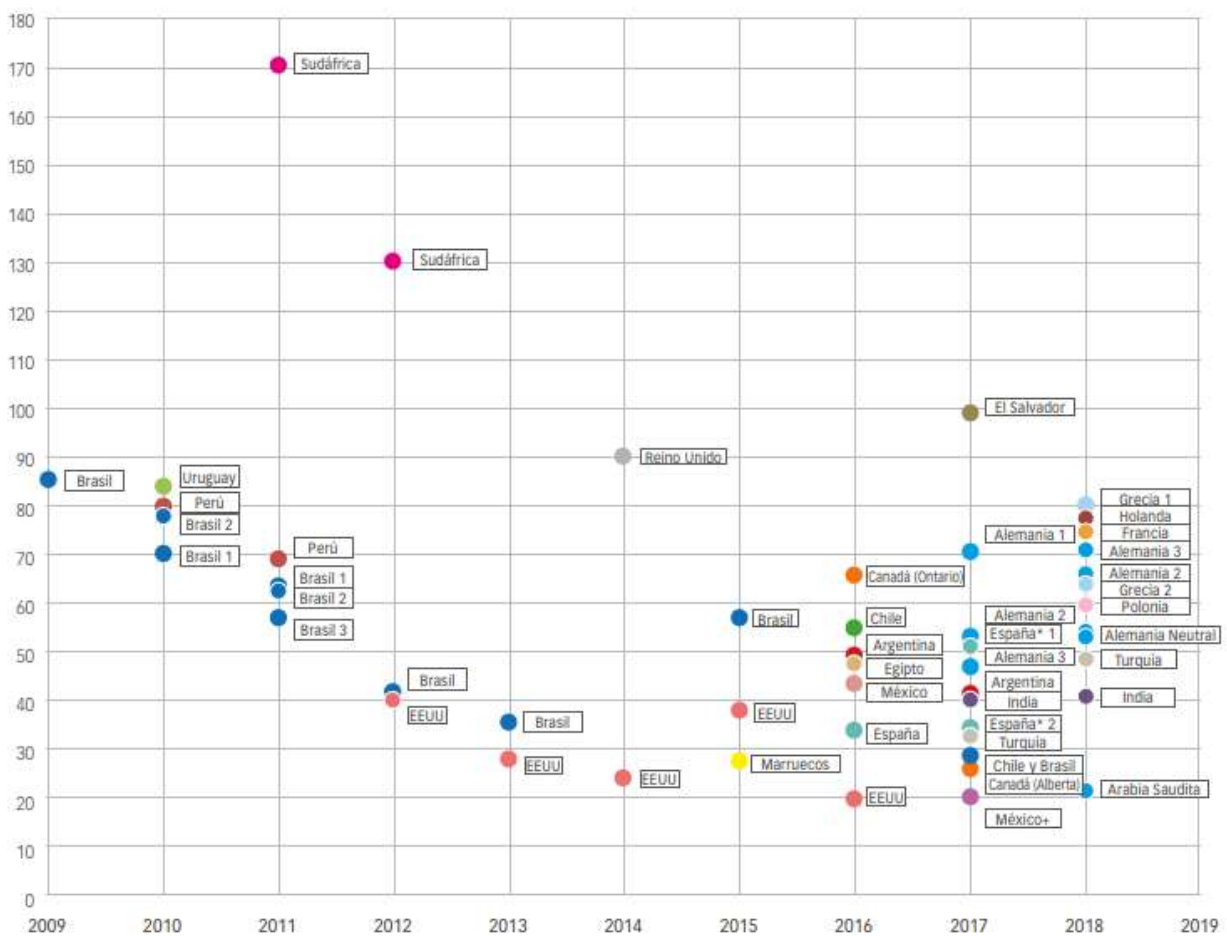
Se puede afirmar que este futuro para la eólica tiene que ir acompañado de una reducción de los costs de la tecnología a nivel mundial.

El coste de construir y operar una instalación a lo largo de toda su vida útil, de modo que en los mejores emplazamientos ya es tan competitiva como la más barata, la hidráulica. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el LCOE de la eólica cayó a nivel mundial alrededor de un 85% entre 1984 y 2017.

Actualmente, el LCOE de la eólica oscila entre los 20 y los 120 €/MWh en el mundo, este precio va directamente relacionado con diferentes factores como pueden ser CAPEX, OPEX, coste del capital, etc. Si se consultan los datos IRENA, la eólica terrestre ha tenido, hasta ahora, una curva de aprendizaje del 12%, mientras que, para 2025, se espera que se reduzca en un 26% adicional.

Europa se tiene que apoyar en las subastas para el Desarrollo de su renovable. Las directrices sobre ayudas de estado en Energía y Medio Ambiente de la Comisión Europea requieren que, desde enero de 2017, la adjudicación de los apoyos a las renovables se realice a través de sistemas de subastas, con el fin de aumentar la eficacia de los precios y limitar las distorsiones en la competencia.

En 2018, se celebraron subastas con adjudicación a la energía eólica en Alemania, Brasil, India, Polonia, Francia, Holanda, Grecia, Canadá, Turquía y en Arabia Saudí y varios estados de EE.UU. para eólica marina. Como se puede ver en la figura, los precios de los adjudicatarios eólicos en las subastas desde 2009 hasta 2018 han tenido una tendencia claramente decreciente.



4.3 Energía Fotovoltaica

4.3.1 Fotovoltaica en España

Si se observa la evolución de la generación fotovoltaica en España, se puede apreciar una tónica general de estancamiento de producción, derivada del parón en la construcción de nuevas plantas en este sector. En puntos anteriores se ha comentado como la evolución legislativa frenó el crecimiento de esta tecnología, se puede apreciar en la figura 16, como después del año 2008 la generación fotovoltaica se mantuvo casi constante.

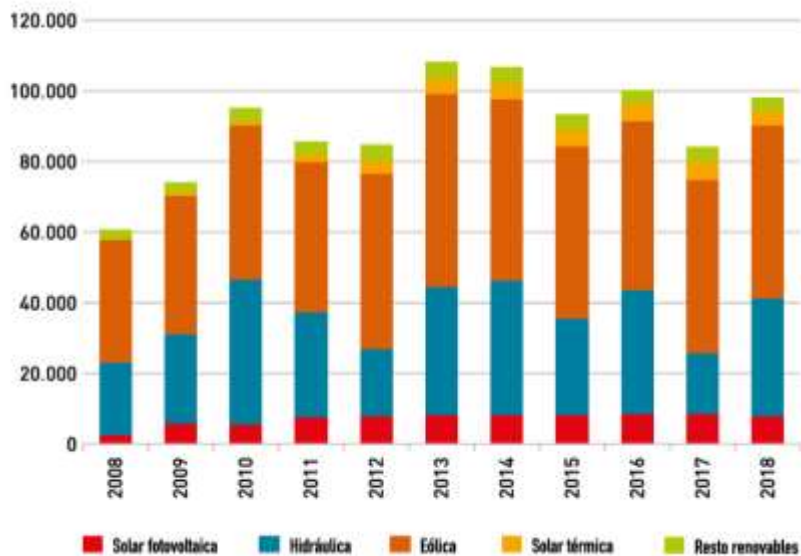


Figura 21 Evolución generación renovable en España GWh

En la figura 16 se puede apreciar como la energía solar fotovoltaica se ha congelado en torno al 3% de contribución al mix eléctrico nacional, en un entorno en el que la generación renovable ha sufrido en España varios contratiempos. Se ha pasado de aportar un 40,6% en 2014 a un 38,5% en el año 2018, pasando por 32,2% en 2017 o 35,2% en 2015. Si se presta atención a la producción fotovoltaica, se podrá apreciar que la generación durante cinco años se ha mantenido en torno a 8.000 GWh, lo que supone un 3%.

Esta tendencia se verá alterada próximamente, ya que durante la segunda mitad del año 2019 está prevista la conexión de unos 4 GW de proyectos fotovoltaicos ganados en las subastas de 2017. La entrada en operación de estos proyectos acabará con la tendencia constante que tenía esta tecnología durante estos años, y contribuirá a cumplir los objetivos del PNIEC para 2030.

“El plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Determina las líneas de actuación y la senda que, según los modelos utilizados, es la más adecuada y eficiente, maximizando las oportunidades y beneficios para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente; minimizando los costes y respetando las necesidades de adecuación a los sectores más intensivos en CO2. Es un documento programático que debe presentarse a la Comisión Europea para su evaluación y que será debatido con los distintos agentes en España a lo largo de 2019.

El texto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima enviado el 31 de marzo de 2020 a la Comisión Europea coincide con el que actualmente se encuentra incluido en la fase de consulta pública del Estudio Ambiental Estratégico (EAE) del plan y que ya fue remitido a Bruselas el pasado mes de enero, como borrador actualizado. Con esta nueva comunicación a la Comisión Europea, España da cumplimiento al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

El documento se modificará –y, en su caso, se remitirá nuevamente a Bruselas– en aquellos aspectos que pudiera resultar necesario tras la finalización del proceso de evaluación ambiental y el análisis de la totalidad de las consultas recibidas. La fase de información pública debía haber concluido el pasado 25 de marzo y, en la actualidad, está suspendida en aplicación del Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma.” (IDAE, <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>)

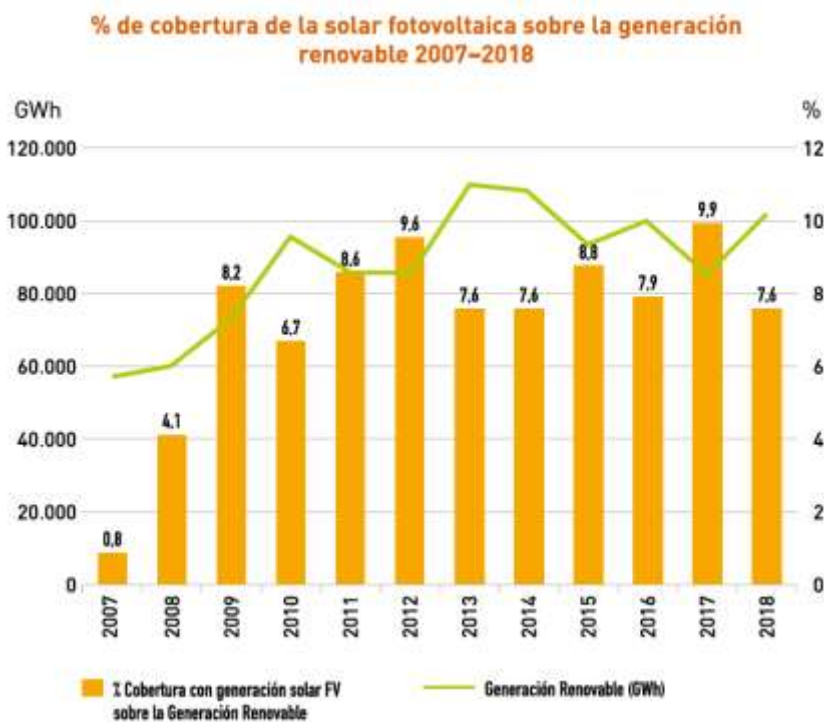


Figura 22 Cobertura fotovoltaica sobre generación renovable Fuente UNEF

El anteproyecto de LCCTE (Ley de Cambio Climático y Transición Energética [2020]) establecía los siguientes objetivos para 2030:

1. Reducción de las emisiones, de al menos un 20% respecto a 1990.
2. Que las energías renovables supusieran un 35% del uso final de la energía.
3. Que las energías renovables tuvieran un peso del 70% en el mix de generación eléctrica.

Antes de entrar en la predicción de crecimiento que, según los expertos tendrá la energía solar fotovoltaica, nos detendremos en la evolución en cuanto a costes que ha sufrido esta tecnología. Durante los últimos años se ha venido observando el continuo descenso de los costes en las renovables, pero hay que destacar el creciente descenso que está teniendo la fotovoltaica en particular. Esta bajada de costes en las renovables se puede traducir en un incremento de la aportación renovable en el mix de generación, y unido a estos costes, las renovables se ven favorecidas debido a que la sociedad de hoy en día tiene una mayor conciencia ambiental, que hace que estas energías sean fomentadas por la sociedad.

Esta reducción de costes podemos encontrarla en fuentes internacionales como el Informe Renewable Power Costs de IRENA, en su edición para 2018 muestra una tendencia a la baja del coste de todas las tecnologías. Como se ha comentado antes, la fotovoltaica es además la tecnología que ha liderado esta tendencia a la baja en costes con una reducción del -77% entre 2010 y 2018.

A principios de 2010 los costes fotovoltaicos se situaban por encima de los costes de los combustibles fósiles. No es hasta 2014 cuando entran en el mismo rango de costes, y en 2018 se puede apreciar como es inferior a los combustibles fósiles. Esta bajada de los costes viene derivada de la bajada del precio de los módulos fotovoltaicos, que han disminuido hasta un 90% su coste desde 2009.

El informe de LCOE de Lazard, estima para la fotovoltaica un rango de precios entre 36 y 46 US\$/MWh, por debajo de las tecnologías convencionales (Nuclear 112-189 US\$/MWh, Carbón 60-143 US\$/MWh, Ciclo

combinado 41-74 US\$/MWh). La energía de origen fotovoltaico es hoy en día más barata que la generada mediante combustibles fósiles.



Figura 23 Evolución precio energías \$/MWh

Esta tendencia hace prever que la energía fotovoltaica seguirá su trayectoria de reducción de costes. Además, la generación de electricidad mediante la tecnología fotovoltaica sin necesidad de asistencia financiera implica un coste marginal inferior a las centrales eléctricas de carbon ya existentes.

La caída de precios y la conciencia ambiental favorece el escenario que prevee un aumento de las instalaciones fotovoltaicas tanto en España como en Europa. Se prevee que la potencia instalada de esta tecnología llegará a los 37 GW en 2030 frente a los 8,4 GW de potencia instalada en el 2020. Esto supondría una media de 2800 MW de potencia instalados al año.

Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Figura 24 Evolución potencia fotovoltaica

Para poder alcanzar este objetivo, el PNIEC “contempla las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías”. Para ello, el Gobierno deberá establecer un calendario plurianual de subastas

en donde, salvo cambios en las condiciones de mercado, se deberá subastar la energía eléctrica a generar y la variable sobre la que se ofertará será el precio de dicha energía. Este mecanismo deberá distinguir entre tecnologías, en función de: las características técnicas, capacidad de garantizar potencia firme, localización, madurez tecnológica y otros.

Con el fin de alcanzar los objetivos fijados en el PNIEC, en 2018 se publicó una Propuesta de Real Decreto de Acceso y Conexión a las redes de transporte y distribución. Este Real Decreto establecería un procedimiento para la obtención de los permisos de acceso. Se redujeron los plazos de obtención de los permisos, y se simplificaron los requisitos de obtención de estos.

Derivado de esta previsión de potencia instalada, se han ido desarrollando los Procedimientos Operativos (PO) 12.1 y 12.2, que son la realización del Reglamento 631/2016 a nivel nacional, incluyendo además algunos aspectos técnicos que no se contemplan en los códigos de red europeos.

En estos POs se definen cuatro tipos de generadores, clasificados por su potencia y por el nivel de tensión al que se conectan, definiendo los criterios técnicos que estos generadores tienen que cumplir para obtener la puesta en servicio de estos. La Propuesta de Orden por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, que incluye los requisitos técnicos definidos en el PO 12.2.

Utilizando la información facilitada por REE, el estado de tramitación de solicitudes de acceso y conexión publicada periódicamente por Red Eléctrica de España puede afirmarse que, a fecha 30 de junio de 2019, en cuanto a tecnología fotovoltaica:

- Hay más de 43,6 GW que han obtenido el permiso de acceso y conexión y están pendientes de la puesta en servicio.
- Hay unos 70 GW que han solicitado los permisos y están en trámites para su obtención.

Estas cifras se verán afectadas por la regulación de permisos de acceso y conexión esperada para 2019, pero sin duda se puede afirmar que la tecnología fotovoltaica tiene un gran futuro en nuestro país en los próximos años.

4.3.2 Fotovoltaica en Europa

En 2018 se ha confirmado el cambio de tendencia que ya se observó en 2017 con un nuevo incremento de la potencia instalada europea.

El aumento de 11,3 GW puestos en marcha durante el año 2018 suponen un aumento del 23% frente a los 9,2 GW del 2017. Como dato para tener en cuenta, de los 28 estados miembros de la UE, 22 conectaron más energía solar a la red que el año anterior.

El principal promotor de estos resultados es Alemania, con una potencia instalada durante 2018 de 2,95 GW, un crecimiento de un 67% respecto al 2017 (1,76 GW). Gran más de la mitad de este crecimiento se debe a las tarifas de autoconsumo para instalaciones comerciales que pasaron de 40 kW a 750 kW.

Por otra parte, el autoconsumo residencial (hasta 10 kW) alcanzó los 400 MW, mientras que las plantas de mayor tamaño (más de 750 kW), basadas en subastas, llegaron a unas cifras de 550 MW.

El segundo en la lista de nueva potencia instalada durante 2018 se sitúa Turquía, ha experimentado un caso contrario al de Alemania, reduciendo los valores del año anterior. De instalar 2,6 GW en 2017, la crisis financiera sufrida por el país en 2018, entre otros, ha dejado las cifras de nueva capacidad en 1,64 GW, aun así superior al resto de países europeos.

Por último, el otro país que lideró el crecimiento de potencia instalada, encontramos a los Países Bajos. Se instalaron 1,5 GW en 2018, un crecimiento del 95%, que continúa una tendencia al alza, pues el mercado fotovoltaico ya había crecido más del 50% en 2017 en el país.

Los cambios en el marco regulatorio sobre el autoconsumo en Francia no han tenido el efecto esperado, y el mercado solar francés no pudo alcanzar la escala del GW, incluso se redujo la capacidad instalada respecto al año anterior, quedándose en 873 MW.

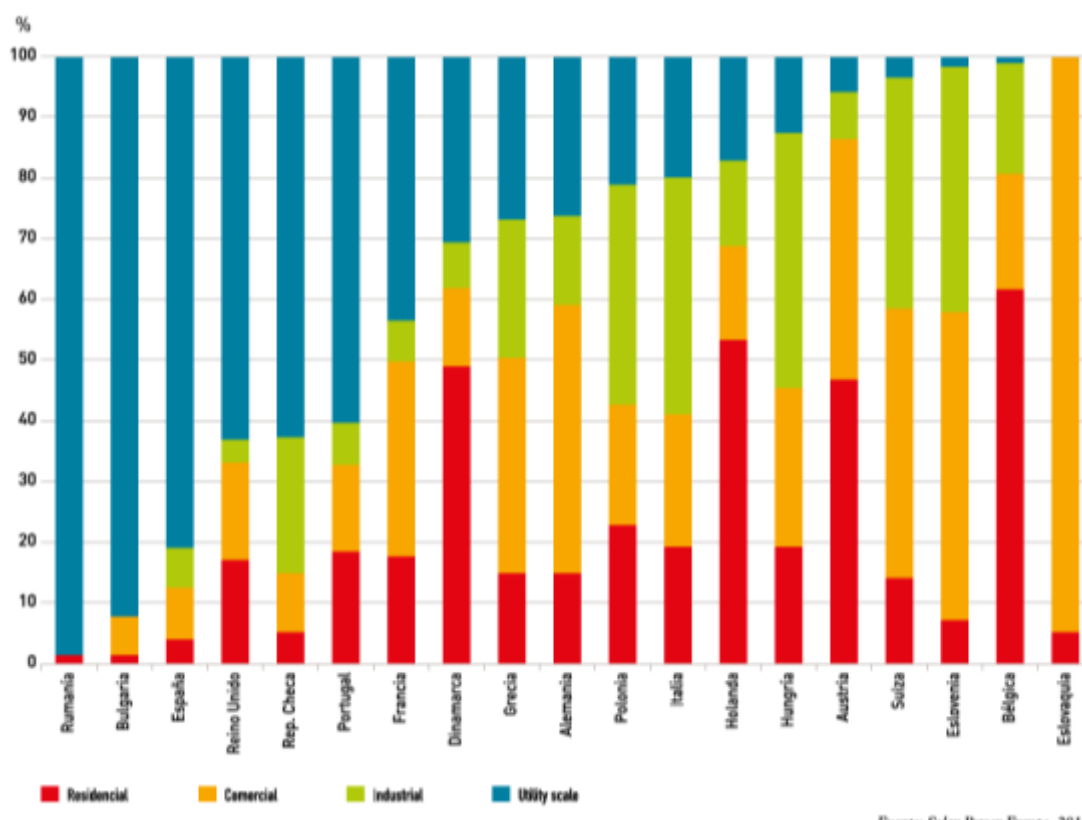


Figura 25 Potencia fotovoltaica instalada por países EU

En definitiva parece que hay un nuevo auge de la tecnología fotovoltaica en Europa. Hoy en día la energía solar es más barata que cualquier otra fuente de generación de energía, y además la tendencia de la curva de costes como se ha mostrado en la figura 19 es a la baja.

Un factor importante que está haciendo que el futuro de la solar sea prometedor es llegada de la fecha límite para que los estados miembros cumplan con sus objetivos nacionales vinculantes de energía renovable 2020. Al mismo tiempo, como hemos visto en el apartado 3, estos países ya han comenzado a prepararse para cumplir con el objetivo de 32% de energías renovables del Paquete de Energía Limpia para 2030. Con la ventaja de que la energía solar como la fuente de generación de energía eléctrica es la más flexible y fácil de instalar y, a menudo, la de menor coste respecto a otras tecnologías renovables, hace que los gobiernos estén adoptando cada vez más la solar en sus estrategias climáticas.

De las subastas renovables se puede entender que la solar a gran escala puede ganar las licitaciones tecnológicamente neutrales frente a todas las demás tecnologías. También hay que destacar el autoconsumo y al almacenamiento que atraen a los consumidores que buscan reducir sus facturas de electricidad.

Pero, cuál es el futuro al que se enfrenta la Unión Europea. El escenario para el desarrollo anual del mercado solar fotovoltaico de la UE hasta 2023 es de un crecimiento continuo. Después de que la demanda se haya más que duplicado en 2019, se prevee un crecimiento del 26%, superando los 20 GW o 21 GW en 2020. En 2021, se espera que las instalaciones alcancen los 21,9 GW, cerca del máximo histórico para instalaciones solares en la UE, e incluso lo que ocurrió en 2011 con 22,2 GW de nueva capacidad instalada. Se anticipa que este récord se superará en 2022 con 24,3 GW de nuevos proyectos, y nuevamente en 2023 con 26,8 GW de capacidad solar instalada.

Se puede afirmar que la fotovoltaica en Europa supondrá una buena alternativa a los países que se están descarbonizando. Además la disminución en los costes de implantación cada vez la hacen una alternativa más real. Ahora el futuro al que se enfrenta Europa es una correcta integración de la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico. Para ello muchos países están cambiando su código de red para adaptarse al futuro que se prevee con un alto porcentaje de esta tecnología en el mix de generación.

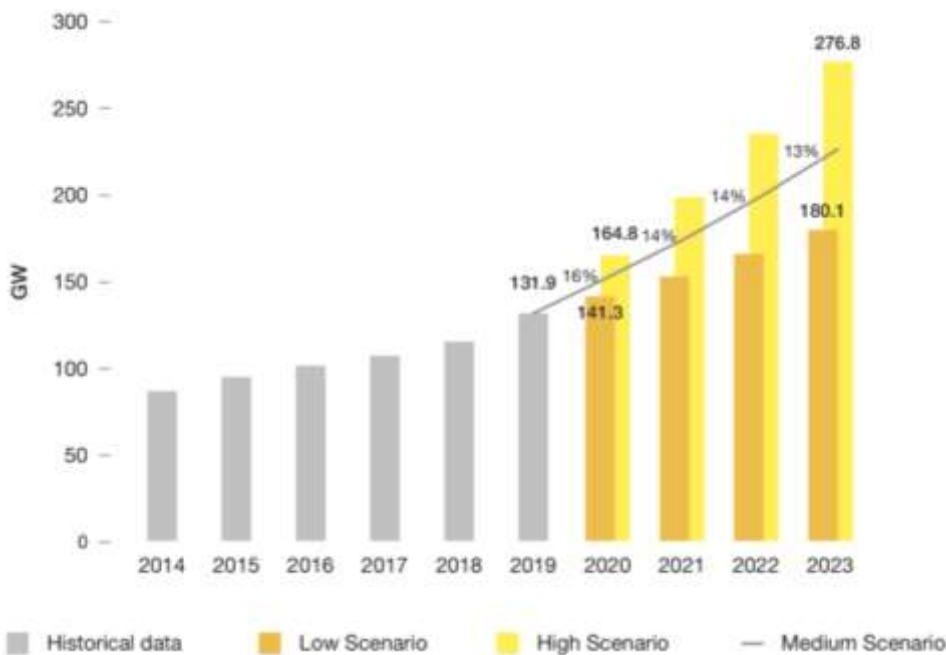


Figura 26 Predicción solar fotovoltaica Europa

5 FRACASOS Y ÉXITOS DERIVADOS DE LA NORMATIVA

En el punto tres de este trabajo se ha dado una explicación detallada de la normativa renovable en nuestro país y en Europa. En el presente apartado, se profundizará más en los fracasos derivados de la normativa, así como los éxitos que han permitido la evolución del parque renovable en España y Europa.

Comencemos con nuestro país, España de manera similar a muchos otros países, tiene una dependencia energética muy alta. Lo que implica que su equilibrio comercial esté tremendamente descompensado. España, importa el 99% del gas, el 99,5% de petróleo, aproximadamente el 50% del carbón y el 100% del uranio necesario para hacer funcionar sus centrales eléctricas a través de combustibles fósiles. Es decir, España cuenta con un déficit comercial elevadísimo. España importa aproximadamente el 60% de la energía que produce, es decir para generar electricidad para el país, se necesitan el 60% de recursos provenientes de otros países. En la figura 27 se puede observar el déficit de España desde 1990 hasta 2019 en Millones de Euros.

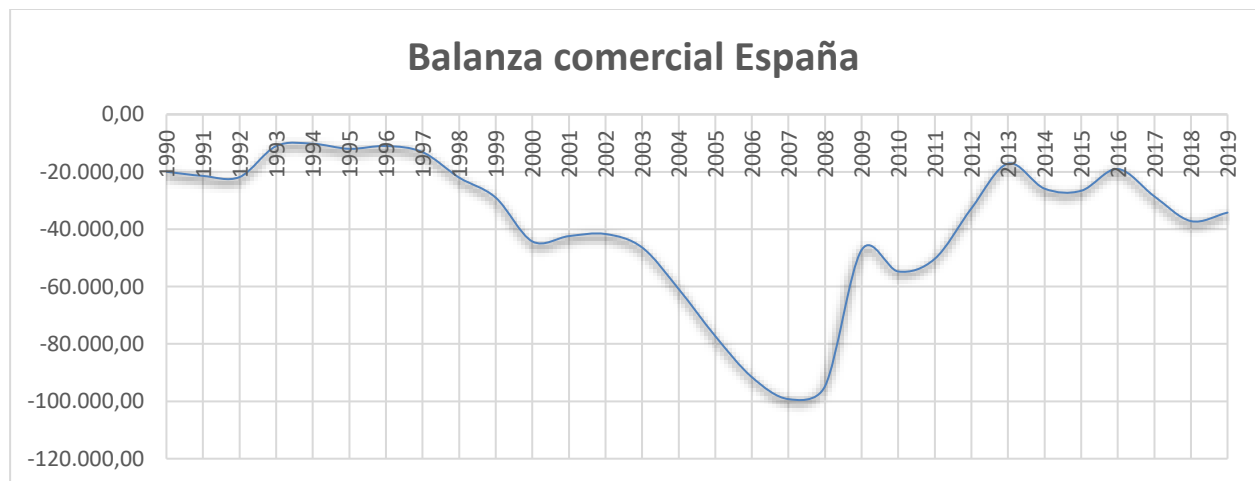


Figura 27 Balanza comercial España

Este gran déficit se debe en gran parte a la dependencia energética del país de los combustibles fósiles para los diferentes ámbitos de la sociedad. En la figura 27 se muestra la balanza comercial de España sin tener en cuenta la compra de energía al exterior. Como se puede observar sin la dependencia energética España podría tener superávit en su balanza comercial.

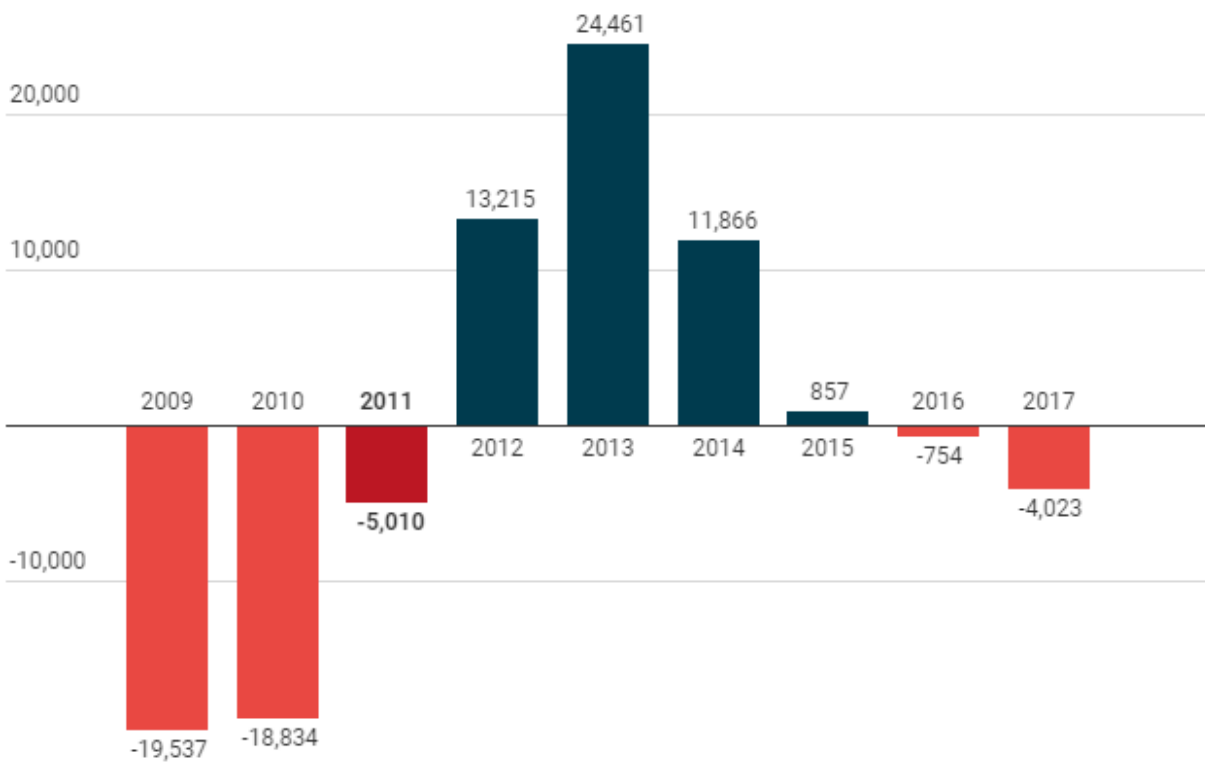


Figura 28 Balanza comercial si gastos energéticos

A la vista de la figura 28, se puede afirmar España es un país con una balanza comercial bastante equilibrada, una vez superados los excesos que se vivieron con la burbuja inmobiliaria, pero la dependencia energética hace que la balanza se desequilibre y esté en negativa año tras año. Con esta balanza y con el barril de petróleo con una tendencia alcista, la propuesta lógica que deberían de buscar los gobernantes españoles sería buscar unas fuentes de energía alternativas que hagan que la balanza se equilibre.

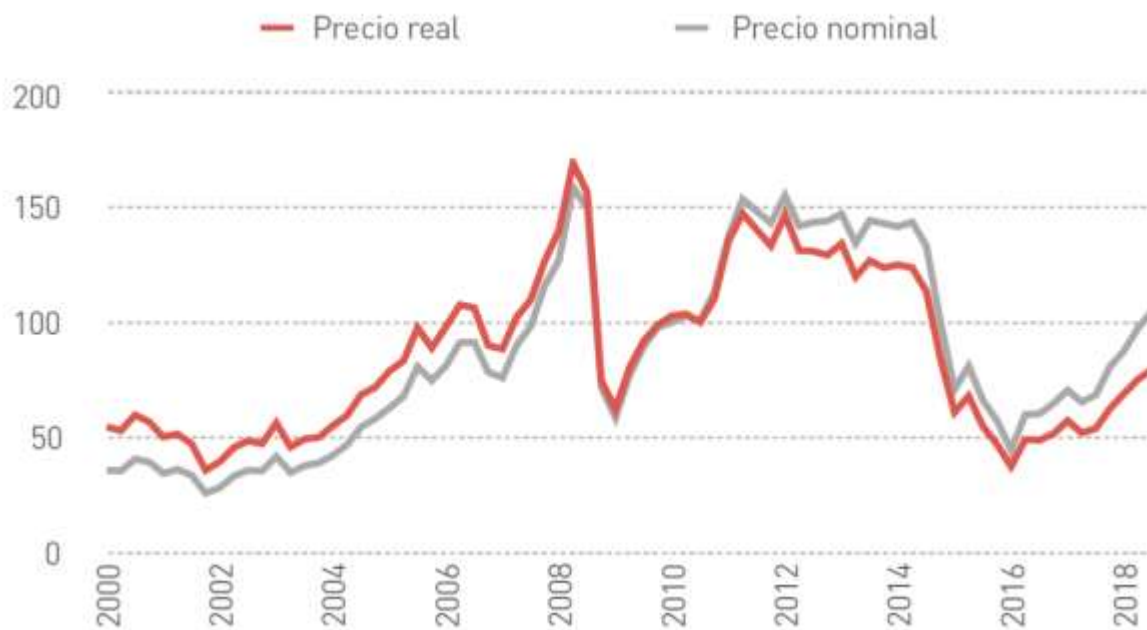


Figura 29 Precio barril de petróleo

La crisis del petróleo que acaeció en 1973 puso de manifiesto lo vulnerable que es cualquier país con una alta tasa de dependencia de las importaciones energéticas a los precios externos de la energía.

No es hasta 1871 cuando la primera central generadora de electricidad se hace realidad (Central de Pearl Street), han sido necesarios casi 100 años para que las energías convencionales fueran eficientes y sus costes de instalación se optimizaran. A las energías renovables les está ocurriendo algo similar, en sus orígenes eran tecnologías tremendamente caras, pero tenían y tienen la ventaja de que el combustible necesario para operar es gratuito. Es lógico pensar que, si se incentivan y se estimulan reduciendo los costes de instalación, y se desarrolla la tecnología la demanda hará que la inversión en estas tecnologías aumente.

En el capítulo 4 vimos como los costes de las diferentes tecnologías están en continuo descenso motivados de la curva de aprendizaje tecnológica. Con todo lo expuesto, no es hasta el año 2000 cuando en España se emprende un programa de ayuda a las renovables, incentivando la inversión mediante primas o tarifas. En otros países se opta por créditos fiscales u otros medios dependiendo del país concreto, se verá más adelante.

En España se eligió un sistema de ayudas donde se incentivaba la producción con el ánimo de estimular la generación de electricidad mediante fuentes renovables, y así no limitarse sólo a la subvención a la inversión. Los países europeos con más éxito en el sector, como Alemania o Dinamarca, eligieron el mismo camino.

En 2007 estalló la burbuja inmobiliaria en España, el dinero se refugió en las inversiones fotovoltaicas con un 10% garantizado por el Estado. Comienza entonces una subida repentina de la inversión, y debido a errores administrativos se sobrepasan los límites de primas fijados (nueve veces superior) además, a un precio muy elevado, hasta 0,47€/kWh. Se comienza entonces desde los sectores públicos a demonizar la energía renovable, se habla de un déficit en la tarifa y se señala a las renovables como las responsables. Entonces, el gobierno tiene que tomar medidas en el asunto y regularizar la situación.

Las medidas tomadas por el entonces gobierno vulneraron la seguridad jurídica de los inversores, que confiaban en la palabra dada por el Estado. Se comenzó recortando las horas a la producción de energía eléctrica al régimen especial. Esto se tradujo en que las instalaciones más eficientes no se ven motivadas para producir más, además, supone un recorte de producción a las instalaciones situadas en zonas con más horas de sol equivalente en el sur, frente a las que disfrutaban de menos horas de sol en el norte. Finalmente, en enero de 2012 se elimina el acceso al régimen especial y se anuncia una reforma energética que no se lleva a cabo y que finalmente se ha convertido en un impuesto. Continuando con las medidas, el sábado 2 de febrero de 2013 se publica en el BOE un decreto que modifica de forma retroactiva la actualización de las primas. Ahora pasan de actualizarse con el IPC, a hacerlo con un IPC “virtual” en el que se quedan excluidos combustibles y otros conceptos.

Derivados de estos cambios regulatorios, y corte de primas a la fotovoltaica, que eran necesarios en aquel momento para poder desarrollar las instalaciones, se produjo un estancamiento de la potencia instalada de esta tecnología en nuestro país, cuando en otros países comenzaba su despegue. Hoy en día la tecnología es rentable sin necesidad de prima. Estamos asistiendo a un auténtico “boom” de la fotovoltaica en España con una potencia instalada en continuo crecimiento. Como se puede apreciar en la figura 30.

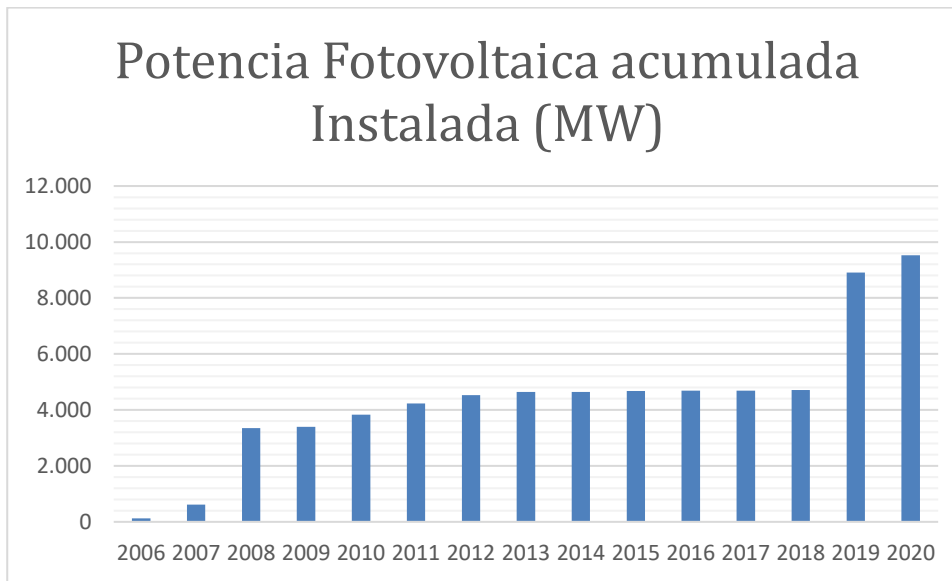


Figura 30 Potencia fotovoltaica instalada España

Si observamos la figura 31, vemos como en 2018 Alemania tiene la mayor potencia fotovoltaica instalada de toda Europa. Cómo ha llegado Alemania a superar a países con más horas de sol como pueden ser España o Italia.

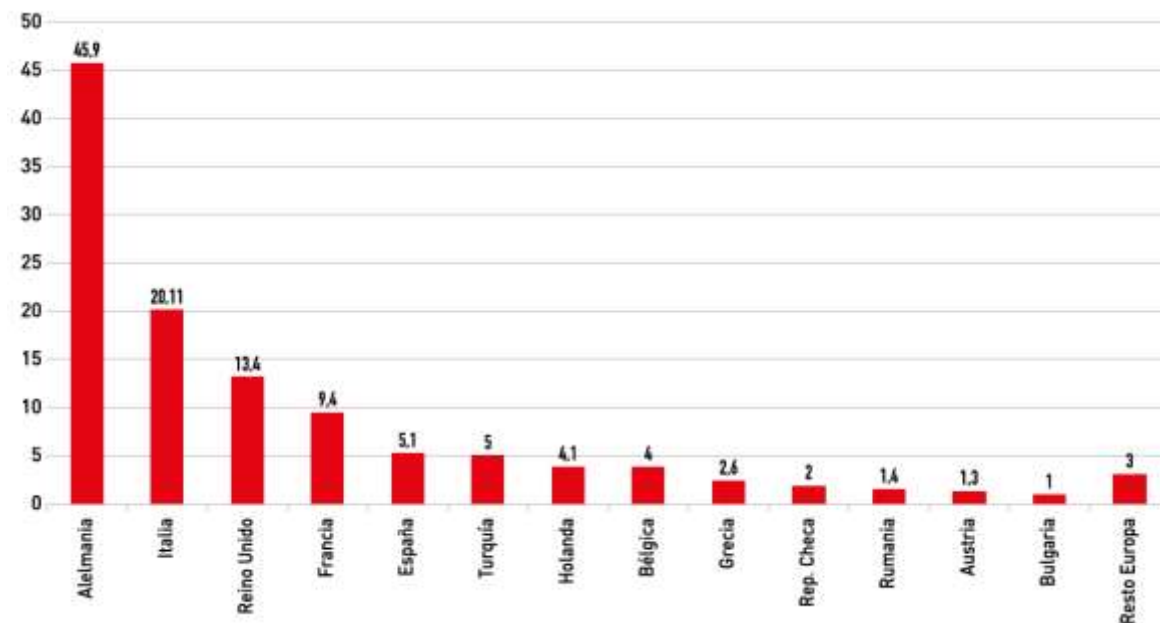


Figura 31 Potencia Fotovoltaica instalada en Europa (GW)

Alemania cubre la mayor parte de su demanda eléctrica con centrales de carbón. Esta dependencia al carbón ha sido una de las principales razones que ha convertido a Alemania en un referente en la transición energética. Aunque este éxito se ha llevado a cabo con un coste relativamente alto.

El precio del mercado mayorista alemán ha sido el más bajo en Europa durante los últimos años, con la única excepción del mercado Nord Pool de los países nórdicos. Entre los años 2016 y 2018, el precio del mercado alemán de electricidad EPEX SPOT ha subido un 53% hasta los 44,47 €/MWh de promedio durante 2018. La

producción de energía eléctrica con centrales de carbón es la que marca la mayor parte de los precios marginales del mercado alemán. Lo que implica que el mercado alemán sea dependiente a las subidas de los precios del carbón y sobre todo de los derechos de emisiones de CO₂. Además, entre los años 2017 y 2018, el precio medio de los derechos de emisiones de CO₂ EUA se ha triplicado con un aumento del 171%. El precio del carbón API 2 ha subido un 10%. La evolución del precio del carbón ha sido paralela a la del precio del petróleo y de otros combustibles como el gas. El precio del barril de petróleo Brent del Mar del Norte se ha incrementado un 32% entre 2017 y 2018, el mismo incremento que ha sufrido el gas TTF europeo.

Alemania, a pesar de tener un mercado mayorista con el precio más bajo entre sus vecinos europeos. Tiene la segunda factura eléctrica más cara de la Unión Europea.

Para entender esta transición energética alemana, tenemos que conocer la Energiewende. La Energiewende es una estrategia energética y climática a largo plazo basada en el desarrollo de energías renovables y en la mejora de la eficiencia energética. Se trata de una transformación profunda del sistema energético alemán, que incluye pasar del carbón y la energía nuclear a las energías renovables. Los principales objetivos de este plan son:

- Reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero en todos los sectores.
- Cierre gradual de todas las centrales nucleares hasta 2022, y centrales de carbón antes de 2038.
- Alcanzar en 2050 un porcentaje del 80 % del consumo bruto de electricidad, y de un 60% de consumo final de energía provengan de fuentes renovables.
- Reducción de un 50% del consumo de energía primaria en 2050 respecto a los niveles de 2008.
- Reducción de un 25% del consumo bruto de electricidad en 2050 respecto a los niveles de 2008.

Este plan de transición energética tiene un coste elevado que repercute directamente en el precio de la factura final de electricidad. Estos costes están asociados tanto las ayudas a las energías renovables como los planes de desmantelamiento de las centrales nucleares y las ayudas a las regiones afectadas por el cierre de las centrales térmicas y minas de carbón.

Como se ha comentado antes el mix alemán ha estado protagonizado los últimos años por la producción de energía eléctrica mediante centrales convencionales de carbón. Ha pasado de ser casi la mitad del mix en 2005 al 38% en 2018. ¿Cómo se ha reducido casi un 12% durante solo 13 años?, la inversión en renovables por parte del gobierno alemán ha ido en constante aumento desde 2005 para cumplir los objetivos para 2020. La producción de electricidad a partir de energías renovables representó el 39% de toda la electricidad producida en 2018 y supuso un incremento de 2,4 puntos porcentuales respecto a 2017, pero aún se encuentra muy lejos del objetivo del 65% para 2030.

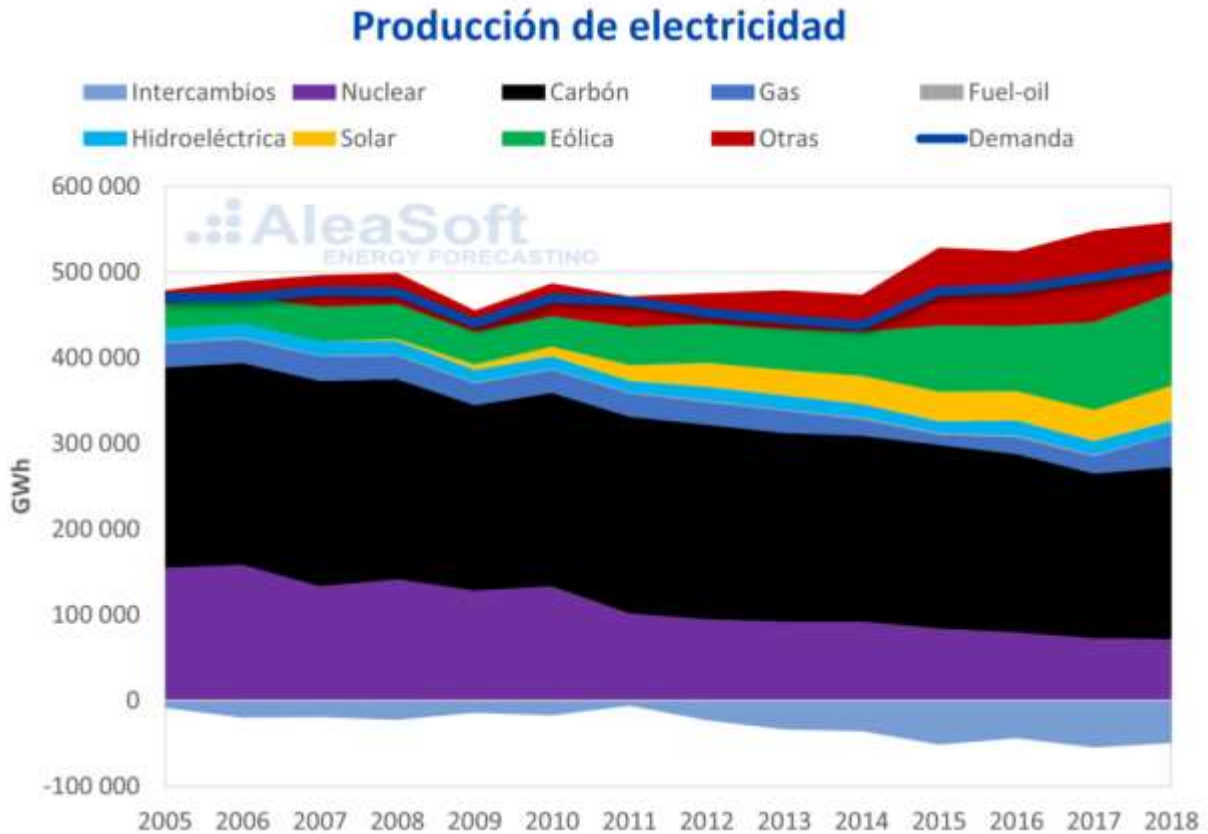


Figura 32 Producción eléctrica Alemania

Hoy en día la potencia renovable instalada en Alemania supone el 56% de la potencia total instalada. La tecnología más extendida es la eólica con 59 GW que representa el 27% de la potencia total del país. La eólica también es la tecnología con mayor crecimiento de los últimos años pasando del 20% en 2015 al 27% actual. La potencia solar fotovoltaica instalada actualmente asciende a 43 GW, el 20% de la potencia nacional. Si bien la potencia fotovoltaica ha aumentado un 16% en los últimos cinco años, su cuota en el parque de producción global se ha quedado estancada justo por debajo del 20%.

Una de las claves del éxito de Alemania ha sido gracias al autoconsumo. En 2018 se alcanzó la cifra de 100000 instalaciones de autoconsumo con baterías, gracias en gran parte a las ayudas gubernamentales para este tipo de instalaciones, estas ayudas han fomentado a aumentar la factura de la luz para los alemanes. Y este coste es uno de los que el gobierno tiene pensado de recortar, lo que provocará un descenso de la expansión del autoconsumo, repercutirá en una menor disminución de las emisiones de CO₂ y, al final, pondrá más difícil lograr los objetivos medioambientales para 2030.

Alemania ha sido un gran ejemplo para Europa en la transición energética y la adopción de las energías renovables. Y sin duda continuará siendo, pero el cambio que está llevando a cabo en su mix de generación no es sencillo, además, en un campo donde las decisiones a veces se toman teniendo en cuenta variables políticas que no técnicas. El apagón nuclear que se está llevando a cabo está poniendo en tensión al mercado eléctrico alemán que ahora mismo solamente puede sustituir esa producción con las centrales térmicas de carbón. De hecho, hay que destacar que en junio de 2020 se ha inaugurado una central térmica de carbón de 1,1 GB se trata de la central de Datteln-4. El gobierno alemán asegura que esta central estará en funcionamiento hasta 2032 lo que da que pensar en cuanto a la rentabilidad de los inversores. Si la capacidad renovable no aumenta lo suficientemente rápido en los próximos años mientras disminuye la capacidad térmica de carbón, el precio del mercado eléctrico puede sufrir importantes subidas que veremos cómo las afrontará el mercado alemán.

6 CONCLUSIONES

Después de haber recorrido durante el presente trabajo tanto la situación actual de las energías renovables, su historia, su normativa y su futuro. Hay que detenerse a reflexionar sobre cómo hemos actuado, y cómo deberíamos de haber actuado en España para poder estar a niveles de otros países de Europa como por ejemplo Alemania.

Ya se ha hablado antes sobre los objetivos europeos para 2020, por eso España tuvo que reorientar su tecnología energética de cara a cumplir con los objetivos marcados desde Bruselas. Anteriormente, se comentaba en el presente trabajo que el punto de inflexión del fracaso, o estancamiento de la solar en España lo encontramos en el Real Decreto 661/2007.

Antes de llegar a una conclusión, es evidente que el grado de madurez que tiene la tecnología solar fotovoltaica hoy en día (junio de 2020), no es el mismo que en 2005. En 2020 los paneles fotovoltaicos están alcanzando unos valores de 440 W y una eficiencia de hasta el 18% a escala de plantas de generación. Los inversores fotovoltaicos están llegando a potencias de hasta 5MW. En un plazo de 15 años hemos pasado de paneles solares con un coste de 14 \$/Wp a menos de 0,3 \$/Wp.

Es evidente que la tecnología renovable necesitaba de una remuneración estatal para ser rentable es sus inicios. Con esta premisa el gobierno estableció una serie de incentivaciones incluidas en el Real Decreto 661/2007. Un documento emitido por IDAE en octubre de 2007 decía “El sol puede ser suyo”, en este documento el ministerio de industria explicaba las ventajas de la construcción de una planta solar fotovoltaica y las ventajas fiscales de la misma. En este mismo documento se explicaban el tipo de tarifa que tendría su instalación.

Tarifas establecidas en el artículo 36 del Real Decreto 661/2007:

	<u>POTENCIA</u>	<u>TARIFA REGULADA (2007)</u>
➤ P<100 kW;	0,440381 €/kWh los primeros 25 años	0,352305 €/kWh a partir de entonces
➤ 100 kW<P<10 MW;	0,417500 €/kWh los primeros 25 años	0,334000 €/kWh a partir de entonces
➤ P>10 MW;	0,229764 €/kWh los primeros 25 años	0,183811 €/kWh a partir de entonces

Las tarifas se actualizan anualmente con el IPC-0,25% hasta 2012, y con el IPC-0,50% a partir de entonces.

Las tarifas serán de aplicación a las instalaciones inscritas definitivamente en el Registro de Régimen Especial (RIPRE) antes del 29 de septiembre de 2008. (Resolución, de 27-09-07. BOE 234)

Figura 33 Tarifas RD 661/2007

Este RD animó a muchos inversores a invertir en la solar fotovoltaica en nuestro país, no solo inversores nacionales, si no también internacionales. El gobierno aseguraba una prima durante 25 años, el propio ministerio aseguraba una TIR de 8,29% a los 25 años de la instalación. ¿Dónde estaba el problema?, la planificación. Cuando el ejecutivo elaboró este RD se estimó una potencia total instalada a finales del año 2008 de 400 MW, la potencia real instalada a finales de 2008 en España fue de 3400 MW. Un 850% superior a lo estimado por el ministerio. Tal fue la repercusión de este autentico boom español en las renovables, que hasta el por entonces presidente de los EEUU Barack Obama llegó a poner de ejemplo a España como país que apuesta por las energías verdes y lucha contra el cambio climático.

¿Qué fallo en España si Alemania usó el mismo modelo?. Bajo mi punto de vista el primer fallo del estado español fue no limitar el número de instalaciones que se podrían construir al amparo de esta legislación. Es decir, si la legislación se diseñó con una capacidad de 400MW era permisible pasarnos de este límite un 10% o 15%, pero no un 850%. Los españoles también tuvimos nuestro granito de culpa, si me permiten hay un refrán popular que dicta lo siguiente “hecha la ley, hecha la trampa”.

Si nos fijamos en la figura 33 vemos que dentro de las tres primas, la mayor es para instalaciones de una potencia menor a 100 kW, ¿qué ocurrió en España?, cerca del 82% de las plantas se tramitaron como plantas de menos de 100 kW. Es muy común, visitar instalaciones de 2008 y encontrar en una misma superficie 20 contadores de facturación porque en ese punto de conexión figuran 20 instalaciones de menos de 100 kW.

Viendo el panorama que se presentaba en el sector con muchísimos inversores, y una rentabilidad altísima, España se convirtió en un país puntero en fabricación de paneles solares. Isofotón, era una empresa malagueña que amplió sus líneas de producción porque durante los años 2007 y 2008 no pararon de suministrar módulos fotovoltaicos.

Durante el año 2008 se promulgó el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, donde establece la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Es decir, se establecía una tregua para que a las plantas que habían quedado “rezagadas” durante 2007 pudieran acogerse al plan del RD 661 y no perder rentabilidad.

Todo iba sobre ruedas hasta que en 2008 estalló la crisis económica española. El estado reconoció que con el déficit que se presentaba en España y Europa, no podría dar la prima que había prometido por aquel entonces ascendía a alrededor de 9.000 millones de euros al año. A partir de entonces la energía fotovoltaica en España tenía sus días contados.

El déficit cada día aumentaba más, con el turismo (nuestro principal motor económico) en horas bajas y el desempleo por las nubes, a todo ello se le sumó que el español medio estaba pagando una electricidad mucho más cara sin saber si en algún momento todo esto sería rentable.

En 2010 se decretó un recorte del 40% a las primas mediante el Real Decreto-Ley 14/2010, lo que implicaba que muchas de las instalaciones dejaban de ser rentables. Pero el cierre definitivo fue con el Real Decreto Ley 1/2012 que suprimió las primas RD 661/2007. Lo que provocó la inseguridad jurídica del estado español a los inversores. Hoy en día el estado español tiene más de 25 causas abiertas por un valor de más de 7000 millones de euros.

Isofoton, vio un descenso de las ventas del 83% y unas pérdidas de 226 millones sólo en 2009. Terminó cerrando en 2016 totalmente liquidada.

¿Qué hicimos mal?, España creó una burbuja fotovoltaica, mantuvo semi-fijas unas primas mientras, que la tecnología iba abaratándose cada día más, lo que creo una especulación y un déficit en el sistema eléctrico.

En definitiva, España creó un “*know how*” que ha aportado gran parte a esta tecnología para encontrarnos donde estamos hoy en día. A día de hoy la tecnología fotovoltaica sigue con un precio a la baja, y la ingeniería y el conocimiento español sobre esta materia sigue primando en el sector.

España va con buen pie a cumplir los objetivos de 2030, hoy en día la segunda tecnología en España es la tecnología eólica, la solar fotovoltaica va a un ritmo muy acelerado y se estima que superará a la eólica.

También, el sistema actual de subastas renovables hace que se controle las instalaciones y se acote el crecimiento renovable en el país, haciendo que este se adapte conforme a lo que la sociedad demanda.

REFERENCIAS

Normativa consultada:

España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE 28 de noviembre de 1997, núm. 285, p. 35097-35126.

España. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE 30 de diciembre de 1998, núm. 312, p. 44077-44089.

España. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. BOE 30 de septiembre de 2000, núm. 235, p. 33511-33515.

España. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. BOE 27 de diciembre de 2000, núm. 310, p. 45988-46040.

España. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE 18 de septiembre de 2002, núm. 224, p. 33084-33086.

España. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 27 de marzo de 2004, núm. 75, p. 13217-13238.

España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 26 de mayo de 2007, núm. 126, p. 22846-22886.

España. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. BOE 18 de septiembre de 2007, núm. 224, p. 37860-37875.

España. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. BOE 27 de septiembre de 2008, núm. 234, p. 39117-39125.

España. Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE 7 de mayo de 2009, núm. 111, p. 39404-39419

España. Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. BOE 24 de diciembre de 2010, núm. 312, p. 106386-106394.

España. Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 23 de noviembre de 2010, núm. 283, p. 97428-97446.

España. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE 8 de diciembre de 2011, núm. 295, p. 130033-130064.

España. Real Decreto 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. BOE 28 de

enero de 2012, núm. 24, p. 8068-8072.

España. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. BOE 28 de diciembre de 2012, núm. 312, p. 88081-88096.

España. Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. BOE 2 de febrero de 2013, núm. 29, p. 9072-9077.

España. Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. BOE 5 de junio de 2013, núm. 134, p. 42191-42243.

España. Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. BOE 13 de julio de 2013, núm. 167, p. 52106-52147.

España. Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. BOE 18 de octubre de 2013, núm. 250, p. 84909-84910.

España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE 27 de diciembre de 2013, núm. 310, p. 105198-105294.

España. 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 10 de junio de 2014, núm. 140, p. 43876-43978.

ENDESA (2009). NTP-FVBT, Norma Técnica Particular para Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión. Junio de 2009.

IDAE (2012). Referencias sobre Autoconsumo de Energía Eléctrica en la Normativa Vigente. Febrero de 2012.

CNE (2013). Informe 18/2013, de 4 de septiembre, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

CNE (2013). Informe 19/2013, de 4 de septiembre, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con Autoconsumo y de producción con Autoconsumo.

IDAE (2011). Resumen PER 2011/2020 (Plan de Energías Renovables), de 11 de noviembre de 2011.

Red Eléctrica de España: <www.ree.es>

Normativa consultada en línea: <www.boe.es>

<www.elperiodicodelaenergia.com>

<www.europapress.es>

<www.energias-renovables.com>

<www.idae.es>

