



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

ENERGÍAS RENOVABLES: REVISIÓN DE LOS CAMBIOS NORMATIVOS EN ESPAÑA Y SU IMPACTO EN LAS INVERSIONES.

Riesgo legal del inversionista

Autor: Javier Herrero Bernal
Director: Natalia Cassinello Plaza

Resumen: En una sociedad donde la demanda energética sigue creciendo a pasos agigantados, las energías renovables se han desvelado como una de las principales fuentes energéticas con mayor protagonismo a la hora de hacer frente a esta demanda de una manera sostenible. En línea con esta idea, la Unión Europea les ha otorgado este papel protagonista en los programas de políticas de transición energética que ha implementado a medio y largo plazo, destacando por su reciente promulgación la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo. Desde la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía, multitud de normas han regulado el sector en España. En el presente trabajo se llevará a cabo una revisión de los textos normativos más relevantes para poder identificar las principales modificaciones que se han producido en el mercado español desde su comienzo en 1980 para analizar su posible impacto en proyectos concretos de inversión en energía solar y eólica. Como resultado de este análisis, veremos el impacto que la retribución regulada por estas normas tiene en la rentabilidad de estos proyectos. Ello nos permitirá comprender el papel que puede tener la regulación en un sector donde la inversión ha crecido exponencialmente en los últimos años.

Palabras clave: energías renovables, regulación, inversión, retribución renovables, cambio climático, transición energética, energía.

Abstract: In a society where energy demand continues to grow by leaps and bounds, renewable energies have been revealed as one of the main energy sources with the greatest prominence when it comes to meeting this demand in a sustainable manner. In line with this idea, the European Union has given them this leading role in the energy transition policy programmes it has implemented in the medium and long term, with the recent enactment of Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council being particularly noteworthy. Since Law 82/1980, of 30 December, on energy conservation, a multitude of regulations have regulated the sector in Spain. In the present work, a review of the most relevant regulatory texts will be carried out in order to identify the main modifications that have taken place in the Spanish market since its beginning in 1980 in order to analyse their possible impact on specific investment projects in solar and wind energy. As a result of this analysis, we will see the impact that the remuneration regulated by these regulations has on the profitability of these projects. This will allow us to understand the role that regulation can play in a sector where investment has grown exponentially in recent years.

Key words: renewable energy, regulation, investment, renewable returns, climate change, energy transition, energy.

ÍNDICE

1.	Introducción.....	7
1.1.	Propósito y contextualización del tema	7
1.2.	Justificación.....	8
1.2.1.	Estado de la cuestión	8
1.2.2.	Motivación.....	9
1.3.	Objetivos.....	9
1.4.	Metodología.....	10
1.5.	Estructura del trabajo.....	11
2.	Energías Renovables	12
2.1.	Energías Renovables en la Unión Europea.....	12
2.2.	Energías Renovables en España	13
3.	Regulación y políticas de las energías renovables en España	16
3.1.	Introducción.....	16
3.2.	Textos legales	18
3.2.1.	1ª Etapa: Período 1980-2007	19
3.2.2.	2ª Etapa: Período 2008-2017	30
3.3.	Planes de Energía.....	35
3.3.1.	Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 (PFER)	35
3.3.2.	Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)	37
3.4.	Conclusiones.....	37
4.	Impacto regulatorio en proyectos de inversión	40
4.1.	Modelo de base utilizado.....	40
4.1.1.	Hipótesis de partida y descripción del caso objeto de estudio	40
4.1.2.	Hipótesis de Valoración y Deuda	41
4.1.3.	Proyecto.....	41
4.1.4.	Resultados de la Valoración	42
4.2.	Diferencias de rentabilidad por zonas climáticas y convocatorias	43
4.2.1.	Datos del proyecto escogido y de los escenarios analizados	43
4.2.2.	Análisis	47
4.2.3.	Resultados.....	47
4.2.4.	Conclusiones.....	49
4.3.	Diferencias de rentabilidad por energía (solar y eólica).....	52
4.3.1.	Datos del proyecto escogido y de los escenarios analizados	52
4.3.2.	Análisis	55
4.3.3.	Resultados.....	55

4.3.4. Conclusiones.....	56
5. CONCLUSIÓN	58
ANEXO I	59
ANEXO II	60
ANEXO III	61
Referencias	64

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

APPA	Asociación de Empresas de Energías Renovables
Art./arts.	Artículo/ artículos
BINS	Bases Imponibles Negativas
BOE	Boletín Oficial del Estado
c€	Céntimos de euro
CAFD	<i>Cash Available for Distribution</i>
CE	Comisión Europea
DF.	Disposición Final
DT.	Disposición Transitoria
EBITDA	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EE. UU	Estados Unidos
FIT	<i>Feed-in Tariff</i>
FV	Fotovoltaico
I+DT	Innovación y Desarrollo Tecnológico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
KW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
MoM	<i>Multiple of Money Invested</i>
MW	Megavatio

MWh	Megavatio hora
NOPLAT	<i>Net Operating Profit Less Adjusted Taxes</i>
O&M	<i>Operation & Management</i>
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PER	Plan de Energías Renovables
PFER	Plan de Fomento de las Energías Renovables
PGC	Plan General Contable
RD	Real Decreto
RD-ley	Real Decreto-ley
Ri/Rinv	Retribución a la inversión
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TIR	Tasa Interna de Retorno
UE	Unión Europea
UODI	Utilidad Operacional Después de Impuestos
VAN	Valor Actual Neto

1. Introducción

1.1. Propósito y contextualización del tema

El presente trabajo tiene como propósito principal identificar los cambios normativos más relevantes relativos al sector de energías renovables en España para, posteriormente, llevar a cabo un análisis cuantitativo de su impacto en proyectos de inversión. Con ello, trataremos de identificar la relación entre ambos fenómenos en un sector donde las políticas de fomento de energías renovables juegan un papel crucial en su desarrollo (IPCC, 2011).

Las energías renovables son aquellas “procedentes de fuentes renovables no fósiles, es decir, energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás”¹. Son consideradas como fuentes limpias de energía y el uso óptimo de estos recursos tiene grandes ventajas; minimiza los impactos medioambientales; produce residuos secundarios mínimos; contribuye al crecimiento socioeconómico; reduce los impactos negativos en la salud; además de ser sostenibles (Panwar, Kaushik y Kothari, 2011; IPCC, 2011). Para autores como Quaschnig (2019), juegan un papel esencial en la lucha contra el cambio climático. El citado autor considera que podrían abastecer las demandas energéticas globales, acabando con el uso de fuentes económica y medioambientalmente costosas como el petróleo y el uranio. Dato esencial, ya que según la IPCC (2011), el consumo de combustibles fósiles supone la mayoría de los gases de efecto invernadero producidos por el hombre.

El ser humano ha utilizado las fuerzas de la naturaleza desde su origen. El viento ha sido utilizado durante milenios como una fuente de energía para propulsar embarcaciones, moler grano o bombear agua a través de los molinos, siendo la civilización persa la primera en utilizarla. El primer molino de generación de energía fue construido en Cleveland (EE. UU) en 1888 por Charles Brush con una potencia de tan sólo 12 kW (Chapman y Crichton, 2017). Ya en el siglo XX, países como Canadá, EE. UU, Dinamarca o Australia comenzaron a potenciar el uso y desarrollo de los molinos, llegando a la actualidad donde hay molinos que pueden alcanzar una potencia de 12MW, siendo capaz de alimentar 16.000 hogares². Además, comenzaron a aparecer otros tipos de energías gracias al avance tecnológico como la solar, geotérmica, hidráulica, biomasa o mareomotriz.

¹ Definición recogida en la Directiva 2003/54/CE.

² Ver: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/turbines/haliade-x-offshore-turbine>

El mundo de la energía está sufriendo cambios rápidos e importantes. La cuota de energía renovable sigue siendo baja actualmente y el consumo de combustibles fósiles sigue incrementando a pesar de las medidas en contra del cambio climático (Quaschnig, 2019). Sin embargo, el siglo XXI es “el siglo de las renovables”; la reducción de costes, innovación y los marcos de políticas están provocando un crecimiento de las energías renovables a lo largo del globo sin precedentes (IRENA, 2019). La Unión Europea, ha liderado tradicionalmente este sector (Sáenz de Miera, 2007) a través de políticas coordinadas con el objetivo de incentivar la creación de políticas a nivel nacional de sus Estados miembros (Jacobs, 2016). Para ello, fija una serie de objetivos a cumplir en determinados años³.

Uno de los problemas tradicionales del sector ha sido su falta de competitividad respecto a otros medios de generación de energía (combustibles fósiles, nuclear, etc.). Por ello, la regulación se ha concebido como un elemento indispensable a la hora de paliar las deficiencias del mercado y como medida correctora que le permita captar los beneficios y costes sociales asociados a su actividad económica (Kindermann, 2012).

En España, la regulación del sector comienza en la década de 1980 con una ley de fomento de la minihidráulica (Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía), seguida de multitud de normas y Planes de Energía, llegando hasta el último decreto del 2014 (Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos). España ha sido uno de los países más exitosos en relación con la promoción pública de la generación de electricidad de origen renovable. La Comisión Europea, en efecto, ha alabado la tarea de España en cuanto a efectividad y coste de sus medidas (Comisión Europea, 2005 en Del Río). Para el autor Del Río (2008), los factores de este éxito han sido esencialmente dos: el fuerte compromiso político y la continuidad y diseño de los sistemas de promoción, donde destaca el feed-in tariff (FIT).

1.2. Justificación

1.2.1. Estado de la cuestión

El riesgo regulatorio es comúnmente considerado como uno de los riesgos más importantes en la industria de la energía, especialmente en la energía renovable. Numerosos autores como Gallego-Castillo y Victoria (2015), Cárdenas, Hašičič, Johnstone, Silva y Ferey (2015), entre otros, han

³ La Directiva de la Comisión Europea 2009/28/EC estableció una cuota objetivo mínimo de energía producida por fuentes renovables para el año 2020 del 20%. La cuota fijada para el 2030 es del 32%.

estudiado el efecto de las políticas gubernamentales en el desarrollo e inversión del sector energético renovable.

Además, multitud de investigadores como Del Río González (2007), Couture y Gagnon (2010) o Jacobs (2016) han estudiado un tipo de política muy utilizada tanto en Europa como en España denominada feed-in-tariff (FIT). La efectividad y los detalles de este sistema ha sido mencionado en un gran número de publicaciones (ver, entre otros, Bustos, 2004; García y Menéndez, 2006; Bechberger, 2006; Meyer, 2007; Gallego-Castillo y Victoria, 2015).

También en España, los autores Singh et al. (2016), han investigado sobre el efecto de la revisión legal en la inversión en energías renovables a través de un análisis basado en el Valor Actual Neto (VAN) y enfoques de opciones reales en un proyecto de energía eólica de 50MW. En él, concluyeron que el precio de mercado de la electricidad es la principal fuente de riesgo en ambos análisis.

El presente trabajo, en cambio, estudia las implicaciones que pueden tener las diferencias o cambios normativos en la rentabilidad intrínseca de proyectos de inversión de energía renovable en España. Se trata de introducir en el modelo de remuneración instaurado actualmente en este tipo de energías, diferentes niveles de variables presentes en regulaciones vigentes para determinar si el riesgo de un cambio normativo es un factor a tener en cuenta a la hora de analizar el rendimiento de una instalación de este sector.

1.2.2. Motivación

La elección de este tema de investigación tiene los siguientes motivos. En primer lugar, como hemos podido ver, es un tema de gran actualidad e importancia que, por su desarrollo y efectos globales, afecta a gran parte de la población humana. Además, creo necesario un trabajo que refleje la situación de uno de los sectores más regulados en el ámbito de una economía tan liberal y cómo este factor puede afectar al desarrollo y a los niveles de inversión del sector. Por último, pretendo contribuir al esclarecimiento de dudas y a la promoción de las ventajas de las energías verdes para nuestra sociedad.

1.3. Objetivos

El objetivo del trabajo es llevar a cabo un análisis de la regulación legal del sector energético renovable español para identificar los principales cambios que se han producido en el mercado

español entre los años 1980 y 2018 para analizar su posible impacto en proyectos concretos de inversión en energías eólicas y solares.

Para ello, además de identificar los cambios normativos más relevantes en España, llevaremos a cabo un análisis de los factores más determinantes del sector para identificar y medir el impacto que tienen en los proyectos de inversión. Este objetivo se concreta en los siguientes objetivos específicos:

- Analizar el contexto energético a nivel europeo, con especial atención en España y Europa, para comprender el estado de transición energética en el que nos encontramos actualmente.
- Identificar los cambios normativos más relevantes a nivel español desde su aparición en nuestro país y estudiar su influencia en los distintos tipos de energía existentes.
- Identificar los factores de alto impacto regulados en la viabilidad de proyectos de inversión en energías renovables.
- Analizar la rentabilidad entre las distintas instalaciones tipo que están reguladas actualmente para determinar si existe un riesgo legal en el sector generado por las diferencias o modificaciones normativas.
- Cuantificar mediante un análisis empírico el posible impacto de los cambios en las inversiones.

1.4. Metodología

Con el fin de alcanzar el objetivo planteado en el trabajo, las metodologías que se utilizarán serán la revisión de literatura y el estudio del caso.

En primer lugar, acudiremos a la revisión de literatura, la cual nos permitirá comprender mejor las regulaciones y estado actual del sector, qué y cómo se ha investigado sobre el tema y las cuestiones principales no estudiadas que necesitamos abordar (Hart, 2018; Webster, y Watson, 2002; Cooper, 1988). Específicamente, se llevará a cabo un resumen de los principales autores y regulación existente que nos permita crear un marco teórico que ayude a comprender las implicaciones y resultados del posterior estudio cuantitativo.

En segundo lugar, llevaremos a cabo un estudio cuantitativo consistente en la elaboración de varios escenarios generados por un modelo financiero donde pretendemos observar y cuantificar el impacto que tienen los cambios regulatorios en proyectos de energía eólica y solar. Concretamente, simularemos una valoración financiera con datos de dos proyectos de inversión

reales en la que crearemos varios escenarios con distintas regulaciones españolas reales para comparar los resultados. El modelo financiero utilizado, ha sido probado y usado en valoraciones de transacciones reales de plantas fotovoltaicas y eólicas por una firma de capital riesgo de alto reconocimiento en España que, por motivos de confidencialidad, no se desvelará el nombre.

Para la realización de este trabajo se han consultado bases de datos de documentación científica como el Catálogo de la Universidad Pontificia Comillas, Dialnet, JSTOR, Google Académico o ScienceDirect, entre otras.

1.5. Estructura del trabajo

El presente trabajo se dividirá en cuatro capítulos:

El primer capítulo (“Introducción”) recogerá la propuesta de investigación: propósito y contextualización del tema, justificación, objetivos y metodología empleada.

El segundo capítulo (“Energías Renovables”) consistirá en un breve capítulo introductorio donde se explicará de manera breve el contexto actual y reciente de las energías renovables en España y, por su vinculación comunitaria, en Europa.

En el tercer capítulo (“Regulación y políticas de las energías renovables en España”) se efectuará un profundo resumen de todos los cambios normativos y de políticas (regulación legal y Planes de Energía) que han experimentado las energías renovables desde la aparición de la primera norma reguladora.

En el cuarto capítulo (“Riesgo regulatorio en proyectos de inversión”), se llevará a cabo el análisis empírico cuantitativo explicado anteriormente.

Por último, en el quinto capítulo (“Conclusiones”), se expondrán las conclusiones del trabajo de acuerdo con los objetivos del mismo.

2. Energías Renovables

En el primer capítulo del marco teórico del trabajo, se hará una breve introducción del contexto de las energías renovables tanto en Europa como en España con el fin de poder comprender mejor su situación actual, en la que son consideradas como una de las armas para hacer frente a la futura demanda energética de una manera sostenible para la sociedad (IPCC, 2011).

2.1. Energías Renovables en la Unión Europea

Según Sierra (2006), se suele utilizar con frecuencia la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático como referencia del compromiso de estabilización de las emisiones de CO₂. Sin embargo, tal estabilización llegó antes en el entorno europeo – el 29 de octubre de 1990– con un Consejo mixto de energía y medio ambiente. La publicación del Libro verde sobre energías renovables llegó en 1996. La Comisión ya propuso por entonces un objetivo de cuota mínima de energías renovables para 2010 del 12%, medidas recogidas en la Directiva 96/92/CE (objetivo que, como podremos comprobar más adelante, fue recogido en el PFER de 1999). Ya en 2001, se aprobó el Libro Blanco que marcaría una estrategia y plan de acción comunitario que culminaría con la adopción de la Directiva 2001/77/CE de Energías Renovables de 27 de septiembre de 2001. La posterior Directiva (2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) concretó más las medidas de apoyo a las energías renovables, ensalzando la importancia de una financiación y planificación de Planes de Acción nacionales adecuados (Sevilla, Golf y Driha, 2013). En concreto, estableció un marco común de fomento de este tipo de energía y fijó objetivos nacionales obligatorios de cuotas de energías renovables mínimas.

La UE en los últimos años ha acordado numerosas actualizaciones en el marco de política energética con el objetivo de facilitar la transición de combustibles fósiles a una energía verde y de cumplir con los compromisos del Acuerdo de París de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Siguiendo esta línea, a finales de 2018 y principios de 2019, se publicó el paquete de energía limpia, con el fin de contribuir al objetivo estratégico a largo plazo de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Este paquete está compuesto por 5 temas principales: Rendimiento energético en edificios (Directiva 2018/844), Energías renovables (la revisada Directiva 2018/2001), Eficiencia energética (la revisada Directiva 2018/2002), Regulaciones de la gobernanza (Reglamento 2018/1999) y Diseño del mercado eléctrico.

En cuanto a los objetivos de cuotas mínimas de contribución de las energías renovables al consumo energético, la anterior Directiva (2009/28/CE) fijó estos objetivos, con horizonte temporal en 2020, en 20% y 10% en el sector del transporte. Sin embargo, cada Estado miembro

se comprometió a alcanzar sus propios objetivos nacionales para 2020, variando desde el 10% de Malta al 49% de Suecia.

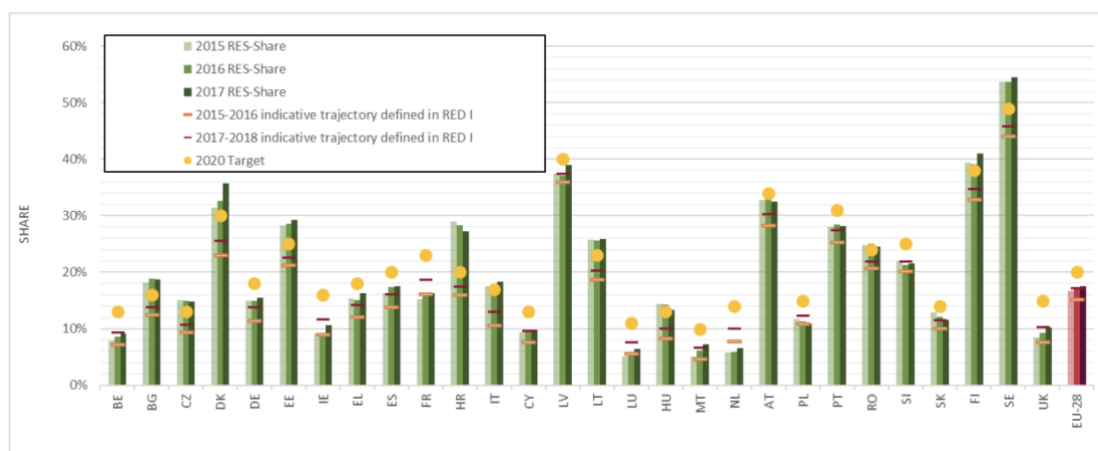


Figura 1: Cuotas de la UE-28 y de cada Estado miembro en el período 2015-2017
Fuente: Eurostat.

Como podemos ver en el gráfico, los 28 países miembros de la UE en su conjunto se sitúan en torno al 18% en el período 2015-2017. España, por su parte, se sitúa en torno al 17%, teniendo que incrementar un 3% este dato hasta 2020 para alcanzar su objetivo nacional del 20%.

Por otro lado, la nueva Directiva (2018/2001) que ha entrado en vigor, ha fijado dichos objetivos, en el horizonte temporal de 2030, en el 32%, con una cláusula de posible revisión al alza en 2023.

Por último, cabe mencionar que, en el caso de Reino Unido, por su votada salida de la Unión Europea (*Brexit*), todas las Directivas y, por ende, los objetivos dejarán de aplicarse el 1 de noviembre de 2019 o, en caso de que haya un Acuerdo de retirada anterior, el primer día del mes siguiente a la finalización de los procedimientos de ratificación.

Por lo tanto, estamos en un entorno donde las energías renovables son un objetivo para la Unión Europea con un compromiso de crecimiento para los próximos años que exige su desarrollo.

2.2. Energías Renovables en España

En España, la energía hidroeléctrica o hidráulica estuvo presente a lo largo del siglo XX contribuyendo al desarrollo económico. Otras energías posteriores como la eólica y solar, comenzaron a utilizarse en nuestro país a raíz de los desarrollos tecnológicos que tuvieron lugar en la década de los años 80 (IDAE, 1999).

Con un fin ilustrativo de la situación de consumo energético de nuestro país en la década de los 90, podemos observar los datos de la siguiente tabla:

Fuente	Ktep*	%
Petróleo	61.670	54,1
Carbón	17.659	15,5
Nuclear	15.376	13,5
Gas	11.816	10,4
Energías Renovables	7.173	6,3
Saldo Eléctrico	292	0,2
TOTAL	113.986	100,0

Tabla 1: Consumo de energía primaria en España en el año 1998

Fuente: Secretaría de Estado de Industria y Energía e IDAE. Elaboración propia.

*Ktep = Tonelada equivalente de petróleo

Como podemos extraer de la tabla, el consumo de energías renovables en nuestro país a finales de los años 90 era bajo, pues únicamente contribuían al consumo energético con un 6,3%, frente a los combustibles fósiles que contribuían con un 76%. En este contexto, se enmarca el PFER de 1999, estableciendo, como veremos más detenidamente posteriormente, un objetivo para el año 2010 de un 12%.

Cinco años después (2004), el consumo global de energías renovables en España aumentó en dos millones setecientos mil tep anuales, elevándose esta cuota en un 0,6% hasta un 6,9% (IDAE, 2004). La evolución de las energías renovables en nuestro país se ve reflejado en el siguiente gráfico:

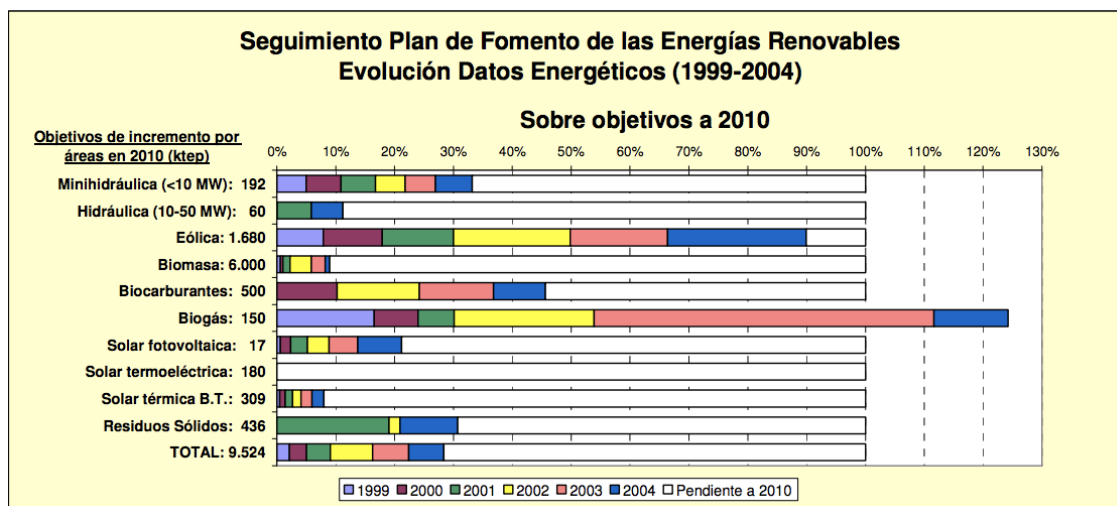


Figura 2: Evolución de las Energías Renovables en España en el período 1990-2004

Fuente: IDAE.

Las energías que más desarrollo experimentaron fueron claramente la energía eólica y el biogás. En cuanto a la energía solar, en dicho momento, estaba pendiente la aprobación del Código Técnico de Edificación, cuya aprobación se consideraba fundamental para el desarrollo de esta tecnología.

Como resultado de las políticas de fomento de las energías renovables implementadas en España desde el 2004, la cuota, en términos de consumo de energía primaria, pasó de un 6,3% a un 11,3% en 2010. Este último porcentaje, es elevado a un 13,2% si se atiende a la metodología de la Directiva 2009/28/CE (se calcula la contribución de estas energías sobre el consumo final bruto de energía). Gráficamente:

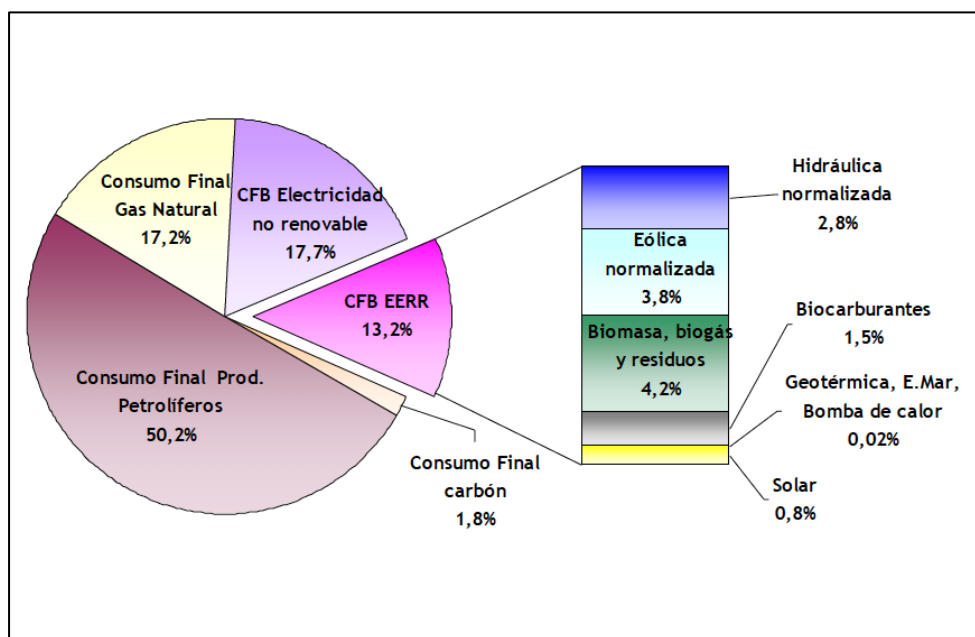


Figura 3: Consumo final bruto de energía en España en 2010

Fuente: IDAE.

En cuanto a la regulación del sector energético renovable español, lo analizaremos con más detalle en el próximo capítulo del trabajo (“3. Regulación y políticas de las energías renovables en España”).

3. Regulación y políticas de las energías renovables en España

3.1. Introducción

La regulación del sector de energías renovables en España comienza en el año 1980 con la *Ley 82/1980 de conservación de la energía*, creada a raíz de la segunda crisis del petróleo que tuvo lugar en 1979 y donde el precio del petróleo se multiplicó por 2,7 desde mediados de 1978 hasta 1981. En la década siguiente, en la IV Legislatura, se aprobaría el *Plan Energético Nacional 1991-2000*. Posteriormente, la *Ley 40/1994* otorgó al sector la categoría de régimen especial que perduró en España hasta el año 2013 (Real Decreto-Ley 9/2013). En la misma década nos encontramos con varios textos legales más; *Real Decreto 2366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*; *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*; el *Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*; acabando con el *Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 (PFER)*.

Ya a principios del siglo XXI, nos encontramos con el *Real Decreto-ley 6/2000, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados y Servicios* que, aunque no está directamente relacionado con las energías renovables, en su art. 17, modifica el régimen especial e introduce obligaciones a realizar ofertas económicas al operador del mercado. En el mismo año, se aprueba el *Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. Dos años después, se introduce el *Real Decreto 841/2002, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición de comercializadores de su energía eléctrica producida*. Posteriormente, nos encontramos con el *Real Decreto 436/2004, 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* (derogando el anterior RD 2818/1998). También se aprueba un nuevo plan de energías renovables; el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

En 2006, se adopta el *Real Decreto-ley 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético*. En el año siguiente, se aprueba el *Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* (derogando el anterior RD 436/2004) y la *Ley 17/2007* donde se trata de adaptar la legislación anterior (Ley 54/1997) a las exigencias de la Directiva 2003/54/CE. Ya en el 2008, se implanta el *Real Decreto 1578/2008*,

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 RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Acabando la década, se aprueba el Real Decreto-Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Ya en la década de 2010, se aprueba el *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER)*. Sin embargo, será sustituido un año después por el *Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)*. En 2012, nos encontramos con una de las pocas normas que paralizaron el desarrollo del sector con el *Real Decreto-Ley 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*. Junto con esta norma, aparecen dos decretos en materia de mercados de electricidad y competitividad (Real Decreto-ley 13/2012 y Real Decreto-ley 20/2012) y una ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (Ley 15/2012). El año siguiente (2013), se aprueba el *Real Decreto-Ley 2/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, además de una reforma del citado *Real Decreto 661/2007*; la *Orden IET/221/2013, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2014 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*; el *Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*; la *Ley 24/2013*. En el 2014, se publica el *Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* y la *Orden Ministerial 1045/2014*.

Por último, a partir de 2016, se celebraron subastas donde la retribución de las nuevas instalaciones dependía de valores estándares según unas categorías denominadas “instalaciones tipo”, las cuáles eran publicadas en el BOE, y en cuyo sistema ahondaremos más adelante. Las normas que anunciaron la convocatoria de estas subastas fueron los siguientes; *RD 947/2016*; *ETU 315/2017*; *RD 650/2017*. La última norma, aprobada hasta la fecha, es el *Real Decreto-ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Como podemos observar, ha sido un sector en constante renovación normativa. En el próximo punto, entraremos a analizar con más detalle las principales normas que han tenido un impacto relevante en las energías renovables.

3.2. Textos legales

En este punto, analizaremos con más detalle los textos legales más relevantes de los expuestos en el punto anterior para poder reflejar la evolución y situación actual de factores muy relevantes para el desarrollo del sector como las políticas retributivas, los requisitos de acceso al mercado, condiciones de mantenimiento, seguridad jurídica, etc. Las regulaciones más importantes en relación con la promoción del sector hasta 2007 son (Del Río y Gual, 2007):

- *Ley 82/1980 de conservación de la energía*
- *Real Decreto 2366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*
- *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*
- *Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*
- *Real Decreto 436/2004, 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*
- *Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*

Desde el 2007, no hay ningún estudio que analice cuáles han sido las regulaciones más destacadas. Por ello, tras analizar las diferentes normativas del periodo 2008-2019, hemos concluido en base a criterios subjetivos como la importancia de la materia regulada y objetivos como el tiempo en vigor y la cantidad de aspectos regulados, que los textos normativos más importantes del citado periodo son las siguientes:

- *Real Decreto 1578/2008, 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 RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*
- *Real Decreto-Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*
- *Real Decreto-Ley 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*

- *Real Decreto-Ley 2/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*
- *Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- *Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*
- Orden Ministeriales por las que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo (*Orden IET/1045/2014, Orden ETU/130/2017*).

Por otra parte, dentro del mismo periodo, analizaremos el sistema de subastas iniciado con el Real Decreto 947/2016 donde, como veremos, se establece un régimen retributivo específico para instalaciones de biomasa y eólicas.

3.2.1. 1ª Etapa: Período 1980-2007

Esta primera etapa de regulación (1980-2007) estuvo caracterizada por un mercado afán incentivador con el objetivo de fomentar la generación de energía a partir de fuentes renovables. A modo de resumen, cabe destacar las siguientes características relevantes de las normas dictadas en este período:

Norma	Características relevantes
Ley 82/1980	<ul style="list-style-type: none"> - 1ª regulación del sector donde se establecen una serie de fines encaminados a potenciar el uso de energías alternativas con el objetivo de reducir la dependencia con el petróleo
RD 2366/1994	<ul style="list-style-type: none"> - Se crea el Registro General de Instalaciones de Producción de Régimen Especial - Incentivos sin límite temporal con el fin de crear una igualdad de competencia con el resto de energías
Ley 54/1997	<ul style="list-style-type: none"> - Transposición de la Directiva 96/92/EC - Persigue la creación de un marco legal propio de un mercado liberalizado - Se incentiva el régimen especial conformado por cogeneración, residuos y renovables, con una prima. - Se acuerda la creación de un Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER)

RD 2818/1998	<ul style="list-style-type: none"> - Se continúa con la política de incentivos con el mismo fin de creación de un marco de libre competencia - Establecimiento de un sistema retributivo de doble opción: Precio de mercado + Prima o Tarifa Regulada (Feed-in Tariff)
RD 436/2004	<ul style="list-style-type: none"> - Modificación del esquema de retribución: Precio de mercado + Incentivo de Participación en el Mercado + Prima o Tarifa Regulada (tanto la Tarifa Regulada como el Incentivo y la Prima se fijan como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media). - Mayor apoyo cuantitativo y cualitativo a la Energía Solar respecto a las demás fuentes renovables.
RD 661/2007	<ul style="list-style-type: none"> - Se elimina el Incentivo de Participación en el Mercado - Desligamiento de la Tarifa Eléctrica Media para fijar la cuantía de la Prima y la Tarifa Regulada - Se establecen límites superior e inferior horarios de retribución - Se establece un tope máximo de potencia instalada para el acceso a la categoría de instalación de régimen especial

Tabla 2: Resumen de las características de los textos legales en el período 1980-2007

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se recoge de una manera más detallada las principales modificaciones y novedades introducidas por las normas anteriores:

- *Ley 82/1980 de conservación de la energía*

Entró en vigor el 28 de enero de 1981, poco después de la segunda crisis del petróleo que tuvo lugar en 1979. El artículo primero establece una serie de fines encaminados a mejorar la eficiencia energética industrial y a reducir la dependencia en recursos del exterior. En relación con este último fin, y en relación con las energías renovables, podemos citar el tenor literal del apartado b) del art. 1; “Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles”. Por lo tanto, podemos observar el afán de fomento del legislador de las “relativamente nuevas” energías renovables. Además, se puede observar como a lo largo del texto se reitera el fin de dejar de depender del petróleo, probablemente, a raíz de la ya mencionada crisis.

La ley en el “Título Segundo” recoge una serie de beneficios que podrán disfrutar las personas físicas y jurídicas que contribuyan a los fines recogidos en la ley y que suscriban un convenio con la Administración. Entre estos beneficios podemos destacar incentivos fiscales relativos a empréstitos, amortizaciones o licencias y subvenciones. Además, se faculta al Ministerio de Industria y Energía como órgano competente para proponer el desarrollo reglamentario de la Ley y se le encarga las tareas de gestión y/o administrativas.

- *Real Decreto 2366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*

Fue aprobado el 9 de diciembre de 1994, y estableció la relación contractual básica entre productores de energías renovables y las empresas de distribución, estableciendo los derechos y obligaciones inherentes a la misma. Además, se creó el Registro General de Instalaciones de Producción de Régimen Especial.

Uno de los cambios más relevantes fue la actualización del régimen económico recogido en el “Capítulo III” del texto normativo. En él se establece que “el precio que tendrán que abonar las empresas de distribución a los productores por la energía eléctrica entregada a la red tendrá en cuenta los costes evitados del sector eléctrico por concepto de generación, de transporte y distribución” (art.12.1). También se establece un sistema de retribución de la energía excedente en función de la potencia de la instalación: mayor de 25 MW e inferior a 25 MW. Se establecen las fórmulas de cálculo de coeficientes y tablas de precios de los términos de potencia y energía.

Es una norma importante para el sector, pues, introduce una serie de incentivos para las energías renovables sin límite temporal con el fin de que puedan competir con los demás tipos de energía y su aportación futura a la demanda energética constituya un 12 por 100 en el año 2010. (RD 2818/1998).

- *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico entró en vigor el 29 de noviembre de 1997 y fue muy relevante para el sector. Según la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA, 2003) con esta norma se abandonó la concepción del suministro de energía como servicio público y dio lugar a un nuevo marco legal eléctrico basado en los principios de objetividad y transparencia propios de un mercado liberalizado. Con esta norma, se llevó a cabo la transposición de la Directiva 96/92/EC.

Los cambios más característicos introducidos son (APPA, 2003):

- El establecimiento de dos sistemas diferentes de producción eléctrica; uno ordinario y otro especial. El ordinario se basa en un libre mercado de generación y en un ‘pool’ eléctrico donde los precios se establecen en función de la oferta y la demanda, mientras que, en el especial, tres áreas – cogeneración, renovables y residuos – reciben un tratamiento especial por su contribución medioambiental, eficiencia energética y reducción del consumo.
- El artículo 30 establece que los productores de energías renovables e hidroeléctrica (de potencia inferior o igual a 10 MW) tendrán el derecho de incorporar su energía producida a la red del sistema percibiendo por ello una retribución consistente en el ‘pool price’ definido en el art. 16 para los productores de energía eléctrica y una prima fijada por el gobierno para que el precio de la electricidad generada por estos productores se “encuentre dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80 y el 90 por 100 de un precio medio de la electricidad”.

Por último, en la disposición transitoria decimosexta se acuerda la creación de un “Plan de Fomento de las Energías Renovables” con el objetivo de que las energías renovables cubran un 12% de la demanda energética en el año 2010.

- *Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*

Aprobada el 23 de diciembre de 1998, entró en vigor el 1 de enero de 1999, con el objetivo de promocionar instalaciones renovables a través de un sistema de incentivos sin límite temporal para poder situarse en un marco de competencia de un mercado libre. Ha sido una de las normas más importantes del sector en cuanto a retribución económica pues, dispone que los productores pueden elegir entre dos alternativas de retribución, que conforman el conocido sistema de incentivación de energías renovables denominado ‘Feed-In Tariff’ (FIT);

- a) La alternativa tradicional consistente en un “precio de mercado + prima”.
- b) La nueva alternativa consistente en una tarifa regulada.

Por lo tanto, el RD estableció tanto las primas como los precios fijos que percibirían los productores de energías renovables en el año 1999. Dichas primas serían ajustadas anualmente por el gobierno por mandato del artículo 32 (ver Tabla 2).

(c€/kWh)	1999	2000	2001	2002	2003
Eólica	3,16	2,87	2,87	2,89	2,66
Hidroeléctrica ≤ 10MW	3,27	2,98	2,98	3	2,94
Biomasa	3,04	2,76	2,76	2,78	3,32
Solar FV<5kW	36	36	36	36	36
Solar FV>5kW	18	18	18	18	18
Solar Térmica	0,03	0,03	12	12	12
Geo/Mareom/Olas	3,27	2,98	2,98	3	2,94

Tabla 3: Evolución 1999 – 2003 de las primas por tecnología (en c€/kWh)

Fuente: APPA. Elaboración propia.

Los precios fijos de la tarifa regulada también son ajustados por el Gobierno de España en función de la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado (art.32) (ver Tabla 3).

(c€/kWh)	1999	2000	2001	2002	2003
Eólica	6,62	6,26	6,26	6,28	6,21
Hidroeléctrica ≤ 10MW*	6,73	6,36	6,36	6,38	6,49
Biomasa	6,50	6,15	6,15	6,17	6,85
Solar FV<5kW	39,6	39,6	39,6	39,6	39,6
Solar FV>5kW	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Geo/Mareom/Olas	6,73	6,36	6,36	6,38	6,49

Tabla 4: Evolución 1999 – 2003 de la tarifa regulada por tecnología (en c€/kWh)

Fuente: APPA. Elaboración propia.

* También hay apoyo a plantas hidroeléctricas entre 10 y 50 MW⁴

⁴ Consultar RD 2818/1998 para más información.

- *Real Decreto 436/2004, 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*

La norma entró en vigor el 28 de marzo de 2004, derogando el anterior RD 2818/1998. Introduce numerosos cambios respecto al derogado; el sistema de retribución, el tiempo de apoyo de los incentivos y las obligaciones de los productores.

En cuanto al sistema de retribución, el art. 22 establece que los productores pueden optar por dos opciones:

- Ceder la electricidad producida a una empresa distribuidora percibiendo por ello un precio de venta en forma de tarifa regulada descrita en el art. 23.
- Vender la electricidad producida directamente al mercado percibiendo por ello una retribución consistente en el precio de mercado, un incentivo de participación en el mercado (descrito en el art.24) y, en su caso, una prima (descrita en el art. 25). En esta opción, el nivel de apoyo baja unos años después del comienzo del funcionamiento de la planta productora.

Cualesquiera que sea la opción elegida por el productor, también recibirán un complemento por energía reactiva (art.26), el cuál se calculará como un porcentaje de la tarifa eléctrica media, descrita en el párrafo siguiente.

La tarifa regulada del art. 23, consiste en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, la cuál está definida en el art. 2 del RD 1432/2002 y su cuantía se publica en el real decreto que la fija periódicamente (ver Tabla 4).

	2004	2005	2006
Eólica			
En tierra \leq 5 MW	6,48648	6,59736	6,89292
En tierra $>$ 5 MW	6,48648	6,59736	6,89292
En mar \leq 5 MW	6,48648	6,59736	6,89292
En mar $>$ 5 MW	6,48648	6,59736	6,89292
Hidroeléctrica \leq 10MW*	6,48648	6,59736	6,89292

Biomasa	6,48648	6,59736	6,89292
Solar			
FV ≤ 100 kW	41,4414	42,1498	44,0381
FV > 100 kW	21,6216	21,9912	22,9764
Térmica	21,6216	21,9912	22,9764
Geo/Mareom./Olas	6,48648	6,59736	6,89292

Tabla 5: Evolución 2004 – 2006 de la tarifa regulada por tecnología (en c€/kWh)

Fuente: Del Rfo (2008)

* También hay apoyo a plantas hidroeléctricas entre 10 y 50 MW⁵

Tanto el incentivo de participación en el mercado (art.24) como la prima (art.25) consistirán en un porcentaje de la tarifa eléctrica media ya descrita, y se fijarán en función del tipo de instalación (grupo y subgrupo) y la potencia instalada (ver Tabla 5).

	2004	2005	2006
Eólica			
En tierra ≤ 5 MW	3,6036	3,6652	3,8294
En tierra > 5 MW	3,6036	3,6652	3,8294
En mar ≤ 5 MW	3,6036	3,6652	3,8294
En mar > 5 MW	3,6036	3,6652	3,8294
Hidroeléctrica ≤ 10MW	3,6036	3,6652	3,8294
Biomasa	3,6036	3,6652	3,8294
Solar			
FV ≤ 100 kW	18,738	19,059	19,912
FV > 100 kW	18,738	19,059	19,912
Térmica	18,738	19,059	19,912
Geo/Mareom./Olas	3,6036	3,6652	3,8294

⁵ Consultar RD 436/2004 para más información.

Tabla 6: Evolución 2004 – 2006 de las primas por tecnología (en c€/kWh)

Fuente: Del Rfo (2008)

Como podemos ver, cuantitativamente, no hay diferencia entre varios tipos de energías renovables (eólica, hidroeléctrica de potencia igual o menor a 10 MW, biomasa, geotérmica, mareomotriz y undimotriz), ni entre categorías del mismo tipo de energía (eólica de diferentes localizaciones y megavatios). Sin embargo, esta diferencia es cualitativa, pues, las diferencias se encuentran en la duración y reducción del apoyo en función del tiempo (ver Tabla 6).

	Tarifa regulada	Prima	Incentivo particip.
Eólica			
En tierra ≤ 5MW	- Primeros 15 años: 90% - Después: 80%	40%	10%
En tierra > 5 MW	- Primeros 5 años: 90% - 10 años siguientes: 85% - Después: 80%	40%	10%
En mar ≤ 5 MW	- Primeros 15 años: 90% - Después: 80%	40%	10%
En mar > 5 MW	- Primeros 5 años: 90% - 10 años siguientes: 85% - Después: 80%	40%	10%
Hidroeléctrica <10MW	- Primeros 25 años: 90% - Después: 80%	40%	10%
Biomasa	- Primeros 20 años: 90% - Después: 80%	40%	10%
Solar			
FV ≤ 100 kW	- Primeros 25 años: 575%		

	- Después: 460%		
FV > 100 kW	- Primeros 25 años: 300% - Después: 240%	- Primeros 25 años: 250% - Después: 200%	10%
Térmica	- Primeros 25 años: 300% - Después: 240%	- Primeros 25 años: 250% - Después: 200%	10%
Geo/Mareom/Olas	- Primeros 20 años: 90% - Después: 80%	40%	10%

Tabla 7: Tarifas, primas e incentivos de participación recogidos en el RD 436/2004

Fuente: RD 436/2004. Elaboración propia.

Tras analizar las dos tablas, podemos observar que el tipo de energía que mayor apoyo recibe tanto cuantitativamente como con respecto a las condiciones de este, es la energía solar;

- En relación con la tarifa regulada, recibe 575% (FV \leq 100 kW) y 300% (FV > 100 kW) de la tarifa eléctrica media durante los primeros 25 años. En cambio, las demás energías reciben el 90% de la tarifa eléctrica media durante los primeros años de su actividad, siendo dicho periodo sustancialmente más corto (oscila entre 5-20 años).
- En cuanto a la prima, la energía solar recibe una prima los primeros 25 años del 250% de la tarifa eléctrica media y los restantes años del 200%. Al contrario, las demás fuentes de energía reciben una prima fija del 40%.
- En el incentivo de participación en el mercado no encontramos ninguna diferencia pues, todas las fuentes reciben un 10% de la tarifa eléctrica media.
- *Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*

El presente Real Decreto entró en vigor el 1 de junio de 2007 derogando el anterior Real Decreto 436/2004. Aún así, mantiene su esquema básico de retribución ya que los productores pueden seguir eligiendo entre las dos opciones siguientes (art.24.1):

- Percibir una tarifa regulada a cambio de ceder la electricidad al sistema. Esta tarifa regulada está descrita en el art.25, y consiste en una cantidad fija determinada por el tipo de energía de la instalación (grupo y subgrupo) y la potencia instalada en la misma.
- Percibir el precio resultante de un mercado organizado o negociado por el titular, más una prima. La prima está descrita en el art.27, y consiste en una cantidad adicional al precio del mercado o negociado.

Sin embargo, hay una serie de modificaciones que introduce la presente norma. En primer lugar, se desliga el establecimiento de la tarifa regulada y la prima de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia utilizada hasta el momento (ver Tabla 7). En segundo lugar, se elimina el incentivo de participación en el mercado. En tercer lugar, se introducen unos límites superior (cap) e inferior (floor) horarios en la retribución total (en el caso de elegir la opción de retribución de la prima).

	Plazo	Tarifa regulada	Prima de referencia	Límite superior	Límite inferior
Eólica					
En tierra	Primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
	A partir de entonces	6,1200	0	-	-
Hidroeléctrica					
<10 MW	Primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200
	A partir de entonces	7,0200	1,3444		
10-50 MW	Primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200
	A partir de entonces	**	1,3444		
Biomasa (Cultivos energéticos) *					
P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	16,0113	11,6608	-	-
	A partir de entonces	11,8839	0,0000	-	-

2 MW \leq P	Primeros 15 años	14,6590	10,0964	-	-
	A partir de entonces	12,3470	0,0000	-	-
Solar					
FV \leq 100 kW	Primeros 25 años	44,0381	-	-	-
	A partir de entonces	35,2305			
FV 100 kW – 10MW	Primeros 25 años	41,7500	-	-	
	A partir de entonces	33,4000			
Térmica	Primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
	A partir de entonces	21,5498	20,3200		
Geo/Mareom/Olas	Primeros 20 años	6,8900	3,8444	-	-
	A partir de entonces	6,5100	3,0600		

Tabla 8: Tarifas reguladas y primas de referencia del RD 661/2007 (en c€/kWh)

Fuente: RD 661/2007. Elaboración propia.

* Se omiten residuos agrícolas y forestales⁶

Es importante mencionar que el presente RD establece un tope máximo de potencia instalada a partir del cual no se podrá adquirir la condición de instalación de régimen especial. Es decir, se podrá adquirir dicha condición hasta que no se alcance los límites de potencia marcados para cubrir cada tipo de tecnología (art. 35 a 42). Este objetivo se conocería por un sistema de información de la página web de la Comisión Nacional de Energía (art. 21). Los límites de potencia marcados son los siguientes:

⁶ Más información en RD 661/2007.

Tecnología	Potencia máxima instalada
Cogeneración	9.215 MW
Energía solar	871 MW
Eólica	20.155 MW
Hidroeléctrica (menor o igual de 10 MW)	2.400 MW
Biomasa y biogás	1.317 MW
Biogás	250 MW
Residuos	350 MW

Tabla 9: Límites de potencia del RD 661/2007

Fuente: RD 661/2007. Elaboración propia.

Una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia se dictará un plazo de inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial por el Secretario General de Energía (art. 22). Dicho plazo no podrá ser inferior a 12 meses.

3.2.2. 2ª Etapa: Período 2008-2017

Esta segunda etapa de regulación (2008-2017) estuvo muy influenciada por el contexto de crisis económica que azotó nuestro país a finales de la primera década del siglo y por el nivel de desarrollo alcanzado fruto de las políticas anteriores. A modo de resumen, cabe destacar las siguientes características relevantes de las normas dictadas en este período:

Norma	Características relevantes
RD 1578/2008	<ul style="list-style-type: none"> - Nuevo régimen económico para instalaciones posteriores al RD 661/2007. - Nueva clasificación en dos tipologías: tipo I (cubiertas) y tipo II (suelo). - Sistema de convocatorias anuales de inscripción en el Registro de preasignación de retribución.
RD-Ley 6/2009	<ul style="list-style-type: none"> - Mecanismo de registro de preasignación de retribución para acceder al régimen económico establecido en el RD 661/2007
RD-Ley 1/2012	<ul style="list-style-type: none"> - Suspensión de los incentivos para la instalación de plantas energéticas renovables

RD-Ley 2/2013	<ul style="list-style-type: none"> - Supresión de las primas existentes del RD 661/2007 - Modificación de la doble opción de retribución; se elimina la posibilidad de acogerse con posterioridad a la opción de retribución de tarifa.
RD-Ley 9/2013	<ul style="list-style-type: none"> - Se abandona el sistema de incentivo de la Ley 54/1997 - Nuevo régimen de retribución basado en la participación en el mercado; se introducen dos componentes retributivos (Retribución a la inversión y Término a la Operación).
Ley 24/2013	<ul style="list-style-type: none"> - Consagración de los principios recogidos en el RD-Ley 9/2013 - Se modifica el régimen de retribución de las instalaciones con derecho a prima, referenciándolo a un diferencial de 300 puntos sobre las Obligaciones del Estado a 10 años.
RD 413/2014	<ul style="list-style-type: none"> - Se desarrolla lo expuesto en las 2 normas anteriores. Se concreta el Término Retributivo a la Operación como Retribución a la Operación (Ro). - Se establece un mecanismo de concurrencia competitivo para el otorgamiento del régimen retributivo.

Tabla 10: Resumen de las características de los textos legales en el período 2008-2017

Fuente: Elaboración Propia

Igualmente, como en el caso anterior, a continuación, se expondrá de una manera más exhaustiva y detallada un resumen de las principales modificaciones introducidas por las normas mencionadas.

- *Real Decreto 1578/2008, 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 RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*

El 85% de objetivo de potencia explicado en la normativa inmediatamente anterior fue alcanzado por la tecnología solar fotovoltaica en un período de tiempo muy corto (en agosto de 2007) y en mayo de 2008 ya se habían alcanzado los 1.000 MW de potencia instalada. Por ello, se hizo necesaria la introducción de un nuevo régimen económico para las instalaciones que fueran posteriores a la fecha límite marcada por el Secretario General de Energía para el acceso a la retribución establecida en el RD 661/2007.

Las principales modificaciones introducidas por el presente RD son las siguientes:

- Nueva clasificación en dos tipologías: tipo I (cubiertas) y tipo II (suelo).
- Modificación del régimen económico de tecnología solar fotovoltaica: La tarifa regulada correspondiente a las instalaciones del subgrupo b.1.1 serán (art.11):

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1*	34,00
	Subtipo I.2**	32,00
Tipo II		32,00

Tabla 11: Tarifas reguladas del RD 1578/2008

Fuente: RD 1578/2008. Elaboración propia.

* Instalaciones del tipo I (cubiertas) y con potencia inferior o igual a 20 kW

** Instalaciones del tipo I (cubiertas) y con potencia superior a 20kW.

- Convocatorias anuales de inscripción en el registro de preasignación de retribución con cupo de potencia por tipología y ajustado a la curva de aprendizaje de la tecnología (arts. 4,5 y 6).
 - *Real Decreto-Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*

En el presente RD se establece un mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para acceder al régimen económico establecido en el RD 661/2007. Los requisitos para poder inscribirse en dicho registro están recogidos en el art.4.3. Asimismo, se establece un régimen transitorio en la DT.4^a para los proyectos de instalaciones que cumplieran con los requisitos del art. 4.3 a la entrada en vigor del presente RD. Por último, se establecen medidas para acotar el incremento del déficit tarifario.

- *Real Decreto-Ley 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*

Como consecuencia del período de crisis económica presente en nuestro país en el año 2012 (enmarcado en el programa de recortes del Gobierno) y la amplia superación de los objetivos de potencia marcados en los años anteriores, se procedió a la suspensión de los incentivos para la instalación de plantas energéticas renovables. Es menester destacar que la supresión de los incentivos afectaría a las instalaciones que en el momento de entrada en vigor del RD no

estuvieran inscritas en el registro de preasignación de retribución del RD-ley explicado anteriormente.

- *Real Decreto-Ley 2/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*

Aprobado el 1 de febrero de 2013, las principales modificaciones que introdujo en relación con el sector que nos incumbe son las siguientes:

- Sustitución de la metodología de actualización de retribuciones, tarifas, y primas de las actividades del sistema eléctrico al IPC, pasando al IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (art. 1), por la volatilidad que había presentado hasta el momento por la variación de precios en dichos productos.
- Se modifica el RD 661/2007 mediante la supresión de las primas existentes (su valor pasa a ser cero) y los límites superiores e inferiores (art. 2). Además, modifica la opción de elección de la que disponían los productores, consistente en la venta de energía al mercado, eliminando la posibilidad de acogerse posteriormente a la opción de retribución de tarifa.
- *Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*

La promulgación de este RD se enmarca en un contexto de crisis en el sector energético donde el principal problema y motor de la reforma es el déficit tarifario, instalado como problema estructural del sector, y que no había podido ser solucionado por las anteriores medidas introducidas por el Gobierno. Este RD tuvo gran relevancia en el sector, pues se abandona el sistema de incentivo consagrado por la Ley 54/1997. Las principales novedades según Mendoza (2013) son:

- Nuevo régimen de retribución de las instalaciones del régimen especial: En realidad este texto normativo no regula el nuevo régimen retributivo, sino que se limita a fijar los principios para que el Gobierno lo apruebe a través de un RD (DF. 2ª):
 - Se pasa a una retribución basada en la participación en el mercado, desapareciendo el sistema de tarifas. El cálculo de la retribución de las instalaciones se basará en instalaciones tipo donde se tendrán en cuenta los ingresos de venta de energía a precio de mercado, los costes de explotación promedio y el valor de inversión inicial.

Además, recibirán un complemento por los costes de inversión incurridos garantizando una rentabilidad razonable aplicando un diferencial a las Obligaciones del Estado a diez años.

Por lo tanto, el esquema de retribución quedaría configurado de la siguiente forma:

1) Ingresos derivados de la participación en el mercado

2) Retribución adicional:

i. Término por unidad de potencia instalada (€/MW). Es la denominada Retribución a la Inversión (Ri o Rinv). Se utiliza como mecanismo para llegar a la rentabilidad razonable marcada por el gobierno.

ii. Término a la operación (€/MWh). Tiene la finalidad de hacer el EBITDA de la instalación nulo, cubriendo la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado. No se percibirá esta retribución a la operación cuando las instalaciones tengan dichos ingresos superiores a dichos costes.

- Tiene carácter retroactivo, desapareciendo las tarifas en las instalaciones que se beneficiaban de este modelo de retribución.
 - Posibilidad de retribución para instalaciones con una potencia superior a 50MW.
 - Se establece un nuevo registro (DF 7^a): el Registro administrativo de régimen retributivo específico.
- Se modifica el sistema de retribución de las actividades de transporte y distribución-
- Se modifica la financiación del bono social.

- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La citada Ley consagra los principios recogidos en el RD-ley 9/2013 y fija el régimen retributivo de las instalaciones que tenían derecho a prima conforme a las regulaciones anteriores, referenciándolo a un diferencial de 300 puntos básicos sobre las Obligaciones del Estado a diez años durante el primer periodo regulatorio cuya finalización sería el 31 de diciembre de 2019.

- *Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*

El presente texto normativo desarrolla lo expuesto en el RD-ley 9/2013 y en los arts. 14.4 y 14.7 de la Ley 24/2013. En el art. 11.6 se especifica el esquema del régimen retributivo que seguirá el esquema anteriormente explicado de doble retribución adicional: término retributivo por unidad de potencia que se denominará retribución a la inversión (Ri o Rinv), cuyo cálculo se hará conforme al art. 16, y término retributivo a la operación que se denominará retribución a la operación (Ro) y se calculará conforme al art. 17.

Para el otorgamiento del régimen retributivo explicado, se accederá mediante un mecanismo de concurrencia competitiva. El funcionamiento de este mecanismo y los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se fijarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

- *Orden Ministeriales por las que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo (Orden IET/1045/2014, Orden ETU/130/2017).*

Se trata de Ordenes Ministeriales donde se fijan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a instalaciones de producción energética a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Posteriormente, en el estudio cuantitativo, podrá verse una aplicación ejemplificativa y práctica de estos parámetros retributivos.

3.3. Planes de Energía

Por su relevancia y sustitución por otros anteriores con breve período de vigencia, destacamos dos Planes de Energía:

3.3.1. Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 (PFER)

Acordado por el Consejo de Ministros el día 30 de diciembre de 1999. Debido a su extensión, realizaremos un resumen con los puntos más importantes del documento:

- El PFER de 1999 fija como objetivo principal, junto con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, la contribución mínima del 12% de las energías renovables a la demanda energética de España en el año 2010. Dicho objetivo se enmarca en un contexto de “liberación creciente hacia un mercado único de la energía en el marco de la UE”, y calificado como alcanzable a través del establecimiento de un sector moderno de alta calidad y con costes optimizados.

- Las energías y áreas técnicas consideradas por el Plan son las siguientes:
 - Eólica: se persigue alcanzar una estabilidad en la regulación del régimen especial a través de una valoración de todas las ventajas que puede ofrecer este tipo de energía y la eficiencia que presenta. Además, se persigue la creación de un marco infraestructural y un desarrollo del sector con un impulso del I+DT, un marco de ayudas a la exportación y campañas de imagen.
 - Hidroeléctrica: se busca recuperar el protagonismo de este tipo de tecnología. Se establecen dos tramos de potencia: hasta 10 MW y el tramo comprendido entre 10 y 50 MW. Se fija como objetivo del primer tramo un incremento de potencia de 720 MW y para el segundo tramo un incremento de potencia de 350 MW.
 - Solar: el PFER divide la energía solar en tres secciones, estableciendo diferentes medidas y objetivos:
 - i. Energía solar térmica de baja temperatura: se proponen medidas a tomar como la adecuación de fórmulas financieras específicas para estas instalaciones y, en general, de promoción pública a través de subvenciones y desgravaciones fiscales. Por las condiciones climatológicas de España, se establecen unos potenciales muy altos.
 - ii. Energía solar térmica de alta temperatura: se proponen medidas de subvenciones y bonificaciones e incentivos fiscales. El objetivo de potencia instalada para el año 2010 es de 200 MW.
 - iii. Energía solar fotovoltaica: se contempla como una de las áreas con mayor potencial de desarrollo debido a la fuerte innovación e investigación tecnológica del momento. Se calcula un mercado potencial de 2.300 MW.
 - Biomasa: se proponen medidas de apoyo y difusión de este tipo de tecnología, además de subvenciones a la inversión e incentivos fiscales. Se subdivide a su vez en:
 - i. Biomasa térmica: Se propone como objetivo para aplicaciones termoeléctricas una instalación de 1.708 MW.
 - ii. Biogás: se establece un objetivo de puesta en explotación de 78 MW.
 - iii. Biocarburantes: se propone una producción de 500.000 tep.

iv. Valorización energética de residuos sólidos urbanos: se propone la instalación de 168 MW.

- Por último, se proponen acciones de acompañamiento al plan de I+DT, inversiones en infraestructuras y de seguimiento y control del plan. En cuanto a la financiación del plan, se estima una inversión en inmovilizados productivos de 1.582.076 millones de pesetas y unas subvenciones públicas de 279.913 millones de pesetas que, con los incentivos fiscales, se traducirían en 444.186 millones de pesetas.

3.3.2. Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)

Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011. Se establecen como objetivos principales para el año 2020, y en conformidad con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, una aportación mínima o cuota del 20% de las energías renovables a la demanda energética y del 10% en el sector del transporte. Objetivos que son recogidos en la Ley 2/2012, de Economía Sostenible.

Se recogen varias tablas con los objetivos globales y niveles de cumplimiento por cada tipo de tecnología.⁷

En cuanto a las propuestas recogidas en el Plan, recoge 87 propuestas que se dividen en cinco grandes grupos: marcos de apoyo, propuestas económicas, propuestas normativas, actuaciones en infraestructuras energéticas y acciones de planificación y promoción. Dentro de los marcos de apoyo, por su vínculo relevante con el trabajo, propone un régimen especial de generación de electricidad con fuentes renovables basado en unos niveles de retribución que posibiliten la obtención de una rentabilidad razonable en la inversión.

3.4. Conclusiones

Como conclusión de lo expuesto anteriormente en el presente Capítulo, destacamos los siguientes puntos:

1- Exceso de modificaciones y nuevas regulaciones en un corto periodo de tiempo: Hemos podido observar como el sector energético renovable, ha sido un sector objeto de constante renovación normativa. En un período de 38 años (1980-2018) se han aprobado 21 normativas (Leyes, RD y

⁷ Ver en más profundidad en el documento completo de PER, disponible en: <https://www.idae.es/file/9712/download?token=6MoeBdCb>

RD-Ley) y 4 Planes de Energía de fuentes renovables. Por lo tanto, de los 42 cambios normativos que ha habido en el sector eléctrico en ese período, el 50% de ellos corresponden al sector renovable.

2- Figura de los incentivos: los incentivos otorgados por los diferentes textos normativos han buscado alcanzar un marco de competencia de libre mercado para las energías renovables respecto a los otros tipos de energías. Estos incentivos se han reflejado en sistemas de retribución específicos que han sido objeto de revisión y modificación en el período analizado en función de la situación del sector, de la economía y del grado de desarrollo alcanzado.

2- Reducción de los incentivos otorgados: La regulación ha estado influida por las situaciones de crisis económicas que han acontecido en nuestro país, por los cambios de gobierno con ideologías políticas contrapuestas y por el avance en el desarrollo del sector, el cual ha propiciado una tendencia a la baja en los incentivos del sector a medida que aumentaba la presencia de este tipo de tecnología

3- Los factores que más modificaciones han sufrido han sido:

- Esquema del régimen retributivo de las instalaciones: El sistema de retribución ha sufrido numerosas modificaciones, pasando de un sistema de retribución basado en tarifas (Feed-In Tariff) propio de la Ley 54/1997 a un sistema de retribución participativo en el mercado y con un doble sistema de retribución adicional específico en función de las características de las instalaciones tipo marcadas por la ley que busca otorgar una rentabilidad razonable y que fue instaurado y desarrollado por el RD-ley 9/2013, la Ley 24/2013 y el RD 413/2014. Sin embargo, en el camino al sistema actual, este esquema se modificó en varias ocasiones introduciendo nuevos elementos como el Incentivo de Participación en el Mercado o el Complemento por Energía reactiva. Propios del RD 2818/1998.
- Cálculo de los incentivos: Las primas, tarifas reguladas o incentivos de participación en el mercado se han calculado de diferentes formas en función de la regulación. Con el RD 436/2004, se calculaba como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media de referencia. En cambio, con el RD 661/2007, se desliga de esta referencia. En cuanto a los nuevos parámetros de retribución (Ro y Rinv) son establecidos por el Gobierno por RD atendiendo a factores que pueden ser consultados en las normativas correspondientes.

- Tipologías y clasificaciones de instalaciones: Se pasa de una clasificación genérica por tipo de tecnología a una clasificación exhaustiva de instalaciones tipo atendiendo a factores como la localización, convocatoria, tipo y subtipo de tecnología, entre otros.

4- Las normas de este período han apoyado más a las energías de tecnología solar tanto cuantitativamente como cualitativamente (duración del apoyo, requisitos de potencia de la instalación). Ver con más detalle en los apartados dedicados al RD 2818/1998, RD 436/2004 y RD 661/2007, especialmente.

Después de haber analizado con detalle la regulación del sector energético renovable español y con el apoyo del segundo capítulo en el que se hace una introducción del panorama en España y Europa, damos por concluido el marco teórico y pasamos al cuarto capítulo donde llevaremos a cabo un estudio cuantitativo donde podrá comprender de una manera práctica e intuitiva el funcionamiento e impacto de los parámetros de retribución ya analizados en la rentabilidad y viabilidad de proyectos de inversión en instalaciones de energía renovable.

4. Impacto regulatorio en proyectos de inversión

En el presente apartado del trabajo llevaremos a cabo un estudio cuantitativo a partir de modelos financieros de proyectos de inversión en plantas solares fotovoltaicas y eólicas españolas. El objetivo es probar de una manera empírica la hipótesis de investigación consistente en que los factores retributivos tienen un impacto en el sector, ya apreciada por otros autores como Del Río (2007), Rojas y Tubío (2015), Singh et al. (2016). Para la realización de este estudio, se ha utilizado de base un modelo financiero testado y utilizado en transacciones reales por un fondo de capital riesgo de alto prestigio en el sector renovable español ⁸.

Las hipótesis del estudio son las siguientes:

- La rentabilidad de los proyectos de inversión analizados va a variar sustancialmente con modificaciones en los factores retributivos. Por lo tanto, la rentabilidad se ve afectada por los cambios normativos de forma relevante.
- La rentabilidad del proyecto de energía solar es mayor que el de energía eólica y, por ende, la regulación actual favorece a la primera frente a la segunda

En primer lugar, haremos una breve descripción del funcionamiento y contenido del modelo financiero utilizado en el estudio. Posteriormente, se mostrarán los resultados de los dos aspectos estudiados: las diferencias de rentabilidad por zonas y por tipo de energía (solar y eólica). Por último, se expondrán las conclusiones resultantes.

4.1. Modelo de base utilizado

El modelo financiero utilizado para el presente estudio consta de cuatro secciones principales.

4.1.1. Hipótesis de partida y descripción del caso objeto de estudio

En la primera sección, se introducen los datos relativos al proyecto a analizar. Las variables seleccionadas son los siete conceptos regulados en las distintas normativas y que pueden afectar en mayor medida a la rentabilidad de los proyectos.

Las variables seleccionadas son los 7 conceptos regulados en las distintas normativas y que pueden afectar en mayor medida a la rentabilidad de los proyectos.

⁸ Por motivos de confidencialidad no es posible facilitar el nombre del fondo de capital riesgo. El modelo ha sido revisado por el tutor del trabajo.

Los datos principales que han sido modificados para analizar los distintos escenarios son los siguientes:

- 1) MW (nominal): Megavatios de potencia del inversor de la instalación
- 2) MW (pico): Megavatios de potencia instalados
- 3) Vida regulatoria: período de tiempo en el que se recibe la Rentabilidad Razonable
- 4) Ri (EUR/KW): Retribución a la inversión
- 5) Ro (EUR/MWh): Retribución a la operación
- 6) Horas de funcionamiento máximo para la percepción de la retribución a la operación (Output Cap).
- 7) Estimación de costes de explotación.

Además de las mencionadas, podemos encontrar numerosas variables del ámbito de este tipo de instalaciones, entre otras: tipos impositivos fiscales, estimaciones del precio del “pool” eléctrico, deflactor de gastos de explotación, escenarios de producción (P50, P90...), datos del balance de situación, datos de deuda financiera, tarifas de O&M (“Operation & Management”). (Ver Anexo D).

4.1.2. Hipótesis de Valoración y Deuda

En la presente sección, se introducen los datos relativos a valoración financiera y de deuda que se utilizarán en la hipotética transacción. Al tratarse de un modelo financiero utilizado por un fondo de capital riesgo, la mayoría de las variables se utilizan para esculpir la deuda y generar la estructura financiera propia de proyectos de “Project Finance”. Además, al tratarse de compras apalancadas, se incluye un apartado de “Uses & Sources”, donde se resume la procedencia de la financiación de la adquisición y qué es adquirido con esos fondos. (Ver Anexo II)

4.1.3. Proyecto

Aquí encontramos la principal información financiera incluida en la cuenta de Pérdidas y Ganancias, en el Balance de Situación y en los Flujos de Caja de la instalación. Por su relevancia e impacto en los resultados del estudio, describiremos brevemente el procedimiento de cálculo de los ingresos y de los Flujos de Caja de la instalación.

Los ingresos, como ya hemos mencionado anteriormente, se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
& (+) \text{ Ingresos del pool eléctrico} \\
& (+) \text{ Retribución a la operación (Ro) - Subsidio Variable} \\
& (+) \text{ Retribución a la inversión (Ri) - Subsidio Fijo} \\
\hline
& = \text{ Ingresos totales}
\end{aligned}$$

El Flujo de Caja al Servicio de la Deuda (FCASD) se calcula con arreglo a la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
& (+) \text{ Beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT)} \\
& (+) \text{ Depreciación y Amortización} \\
& \Delta \text{ Variación del "Working Capital"} \\
\hline
& = \text{ FCASD}
\end{aligned}$$

Posteriormente, una vez sustraído el pago de capital e intereses de deuda financiero, llegaríamos al Flujo de Caja Disponible para Fondos de Reserva y, una vez sustraída la cantidad destinada a estos fondos, finalizaríamos con el Flujo de Caja Disponible para los Accionistas. (Ver Anexo III).

4.1.4. Resultados de la Valoración

La última sección principal contiene la valoración financiera de los rendimientos generados por la instalación. El foco estará puesto en las rentabilidades no apalancadas de los rendimientos generados por la instalación durante su vida útil. Principalmente, se hará una comparación de los tres siguientes indicadores:

1) Múltiplo "Multiple of Money" (MoM): muestra el retorno absoluto de la inversión, sin tener en cuenta la dimensión temporal de la misma. La fórmula, por tanto, es la siguiente:

$$MoM = \frac{\text{Suma de los Flujos de Caja Obtenidos}}{\text{Inversión Inicial}}$$

Los flujos de caja se han calculado siguiendo la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
& (+) \text{ UODI (NOPLAT)} \\
& (-) \text{ Impuestos sin deuda} \\
\hline
& = \text{ Flujo de caja total}
\end{aligned}$$

La inversión inicial es la siguiente:

$$(+)\text{ Precio de Adquisición}$$

(+) Costes de la Transacción

= Inversión Inicial

2) TIR: La Tasa Interna de Retorno es la tasa de interés o rentabilidad ofrecida por una inversión. Es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Ha sido calculada con la fórmula de Excel “XIRR” y se puede despejar de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

3) Rendimiento no apalancado del efectivo disponible para la distribución del año 2018 (“2018 Unlevered CAFD Yield”): Se ha calculado de la siguiente forma:

$$2018 \text{ Unlevered CAFD Yield} = \frac{\text{Flujo de caja}_{18}}{\text{Inversión Inicial}}$$

4.2. Diferencias de rentabilidad por zonas climáticas y convocatorias

En el presente punto, se llevará a cabo un análisis de las diferencias que pueden presentar diferentes proyectos de inversión en plantas solares fotovoltaicas en función de la zona climática y la convocatoria correspondiente, siguiendo el modelo de convocatorias regulado por el RD 1578/2008 para instalaciones solares fotovoltaicas y con arreglo a los parámetros retributivos de la Orden IET/1045/2014. Para ello, se han escogido 5 instalaciones tipo correspondientes a la convocatoria 1C 2009 II y otras 5 correspondientes a la convocatoria 4C 2009 II, con un período similar de autorización de explotación definitiva y cada una perteneciente a una zona climática diferente. Con ello, se pretende demostrar cómo influye la regulación en el sector, es decir, como una diferencia regulatoria puede llevar a variaciones en la rentabilidad de un proyecto con características idénticas.

4.2.1. Datos del proyecto escogido y de los escenarios analizados

Para el presente estudio, se ha escogido un proyecto real consistente en una adquisición de una planta solar fotovoltaica llevado a cabo en mayo de 2017, cuyas características técnicas son las siguientes:

- 1) Potencia: 6,10 MW (nominal) y 6,77 MW (pico)
- 2) Escenario de producción: P50 (Percentil 50) correspondiendo a 14.546 MWh

- 3) Vida regulatoria y vida útil de la planta restante: 22 años
- 4) Degradación: 0,70%
- 5) Producción semestral repartida al 50%.

Por otro lado, las características financieras son las siguientes:

1) Gastos de explotación:

- Alquiler terreno: 115.082 €
- Tarifa O&M (Operation & Management): 42.000 (€/MW)
- O&M Correctivo: 12.729,7 €
- Consumo parasitario: 5.000 (€/MW)
- Costes del agente de mercado y acceso a la red eléctrica: 0,0018 (€/kWh)
- Otros gastos (Auditoria, asesoría fiscal): 10.000 €
- Impuestos locales: 22.400 €.

2) Elementos del balance de situación a cierre de ejercicio de 2016:

- Clientes (4300 PGC): 1.211.577 €
- Proveedores (4000 PGC): 457.372 €
- Activos tangibles e intangibles: 30.032.771 €
- Capital (social): 8.854.715 €

3) Deuda financiera: en este proyecto se había configurado una estructura financiera propia de proyectos de “Project Finance”, en este caso, la proporción de “Project Finance” era de un 94,03%. Sin embargo, en este estudio, únicamente analizaremos la rentabilidad no apalancada de las plantas solares fotovoltaicas.

4) Precio pool eléctrico: se han utilizado las estimaciones realizadas por el Gobierno español en la Orden ETU/130/2017.

5) Datos fiscales o tributarios:

- Tipo impositivo: 25%
- Límite de deducción de intereses: 30%
- Período de amortización: 18 años
- Período de amortización del fondo de comercio: 30 años
- Límite de uso de BINS (sobre BAI) – 2016: 60%
- Límite de uso de BINS (sobre BAI) – 2017+: 70%
- Deducción medioambiental (% máximo de deducción): 35%
- Máximo de años de deducción medioambiental: 15

En cuanto a los escenarios modelizados, las características de las diferentes instalaciones tipo de las diferentes convocatorias están resumidas a continuación en las siguientes tablas:

1) Convocatoria 1C 2009 II

a) Instalaciones tipo

Tipo	Zona	Convocatoria	Subgrupo	Año autorización	Subtipo tecnología
IT-00517	Z1	1C 2009 II	b.1.1	≤ 2009	S2E
IT-00518	Z2	1C 2009 II	b.1.1	≤ 2009	S2E
IT-00520	Z3	1C 2009 II	b.1.1	≤ 2009	S2E
IT-00521	Z4	1C 2009 II	b.1.1	≤ 2009	S2E
IT-00523	Z5	1C 2009 II	b.1.1	≤ 2009	S2E

Tabla 12: Instalaciones tipo convocatoria 1C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

b) Parámetros retributivos

Tipo	Zona	Ri 2017-2019 (€/MW)	Ro 2017 (€/MWh)	Ro 2018 (€/MWh)	Ro 2019 (€/MWh)	Output Cap
IT-00517	Z1	506.578	25,008	27,219	27,732	2.092
IT-00518	Z2	485.076	24,234	26,442	26,950	2.092
IT-00520	Z3	452.809	23,074	25,275	25,778	2.092
IT-00521	Z4	449.182	22,943	25,144	25,646	2.092
IT-00523	Z5	463.660	23,464	25,667	26,172	2.092

Tabla 13: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo convocatoria 1C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

c) Información de explotación

Tipo	Zona	Costes de explotación (€/MWhE)			
		2017	2018	2019	2020
IT-00517	Z1	69,97	70,82	71,67	72,54

IT-00518	Z2	69,20	70,04	70,89	71,76
IT-00520	Z3	68,03	68,87	69,72	70,58
IT-00521	Z4	67,90	68,74	69,59	70,45
IT-00523	Z5	68,42	69,26	70,11	70,98

Tabla 14: Costes de explotación de las instalaciones tipo convocatoria 1C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

2) Convocatoria 4C 2009 II

a) Instalaciones tipo

Tipo	Zona	Convocatoria	Subgrupo	Año autorización	Subtipo tecnología
IT-00530	Z1	4C 2009 II	b.1.1	≤ 2011	S2E
IT-00531	Z2	4C 2009 II	b.1.1	≤ 2010	S2E
IT-00532	Z3	4C 2009 II	b.1.1	≤ 2010	S2E
IT-00533	Z4	4C 2009 II	b.1.1	≤ 2011	S2E
IT-00534	Z5	4C 2009 II	b.1.1	≤ 2010	S2E

Tabla 15: Instalaciones tipo convocatoria 4C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

b) Parámetros retributivos

Tipo	Zona	Ri 2017-2019 (€/MW)	Ro 2017 (€/MWh)	Ro 2018 (€/MWh)	Ro 2019 (€/MWh)	Output Cap
IT-00530	Z1	425.975	22,108	24,305	24,803	2.092
IT-00531	Z2	420.835	21,923	24,119	24,616	2.092
IT-00532	Z3	394.814	20,987	23,178	23,671	2.092
IT-00533	Z4	431.698	22,314	24,512	25,011	2.092
IT-00534	Z5	375.670	20,299	22,486	22,975	2.092

Tabla 16: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo convocatoria 4C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

c) Información de explotación

Tipo	Zona	Costes de explotación (€/MWh)			
		2017	2018	2019	2020
IT-00530	Z1	67,07	67,90	68,75	69,60
IT-00531	Z2	68,88	67,72	68,56	69,41
IT-00532	Z3	65,95	66,77	67,61	68,46
IT-00533	Z4	67,27	68,11	68,95	69,81
IT-00534	Z5	65,26	66,08	66,92	67,76

Tabla 17: Costes de explotación de las instalaciones tipo convocatoria 4C 2009 II

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

4.2.2. Análisis

El análisis de los datos se ha hecho introduciendo los parámetros retributivos y los costes de explotación (regulados en la Orden ETU/130/2017) en la sección de “Assumptions” del modelo financiero base y, posteriormente, recogemos los datos de valoración de la sección “Valuation Outputs”, cuyo funcionamiento ha sido explicado anteriormente. Los datos de rentabilidad analizados son los tres explicados anteriormente: múltiplo “Multiple of Money” (MoM), TIR y “2018 Unlevered CAFD Yield”.

4.2.3. Resultados

Los resultados que hemos obtenido llevando a cabo el análisis antes mencionado son los siguientes:

1) Convocatoria 1C 2009 II

Convocatoria 1C 2009 II					
Z1 IT- 00517		Z2 IT- 00518		Z3 IT- 00520	
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event	
MoM	1,59x	MoM	1,54x	MoM	1,48x
IRR	4,9%	IRR	4,5%	IRR	4,0%
2018 Unlever	8,9%	2018 Unlever	8,6%	2018 Unlever	8,1%
Z4 IT- 00521		Z5 IT- 00523			
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event			
MoM	1,47x	MoM	1,50x		
IRR	3,9%	IRR	4,2%		
2018 Unlever	8,0%	2018 Unlever	8,2%		

Instalación Tipo	Zona Climática	MoM	TIR	2018 Unlevered CAFD Yield
IT-00517	Z1	1,59x	4,9%	8,9%
IT-00518	Z2	1,54x	4,5%	8,6%
IT-00520	Z3	1,48x	4,0%	8,1%
IT-00521	Z4	1,47x	3,9%	8,0%
IT-00523	Z5	1,50x	4,2%	8,2%
Media	-	1,51x	4,3%	8,4%

Tabla 18: Resultados del análisis de rentabilidad de la convocatoria 1C 2009 II

Fuente: Elaboración propia.

2) Convocatoria 4C 2009 II

Convocatoria 4C 2009 II					
Z1 IT- 00530		Z2 IT- 00531		Z3 IT- 00532	
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event	
MoM	1,42x	MoM	1,41x	MoM	1,35x
IRR	3,5%	IRR	3,5%	IRR	3,0%
2018 Unlevered	7,7%	2018 Unlevered	7,6%	2018 Unlevered	7,2%
Z4 IT- 00533		Z5 IT- 00534			
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event		Unlevered Returns - Assuming No Exit Event			
MoM	1,43x	MoM	1,30x		
IRR	3,6%	IRR	2,5%		
2018 Unlevered	7,8%	2018 Unlevered	6,9%		

Instalación Tipo	Zona Climática	MoM	TIR	2018 Unlevered CAFD Yield
IT-00530	Z1	1,42x	3,5%	7,7%
IT-00531	Z2	1,41x	3,5%	7,6%
IT-00532	Z3	1,35x	3,0%	7,2%
IT-00533	Z4	1,43x	3,6%	7,8%

IT-00534	Z5	1,30x	2,5%	6,9%
Media	-	1,38x	3,2%	7,4%

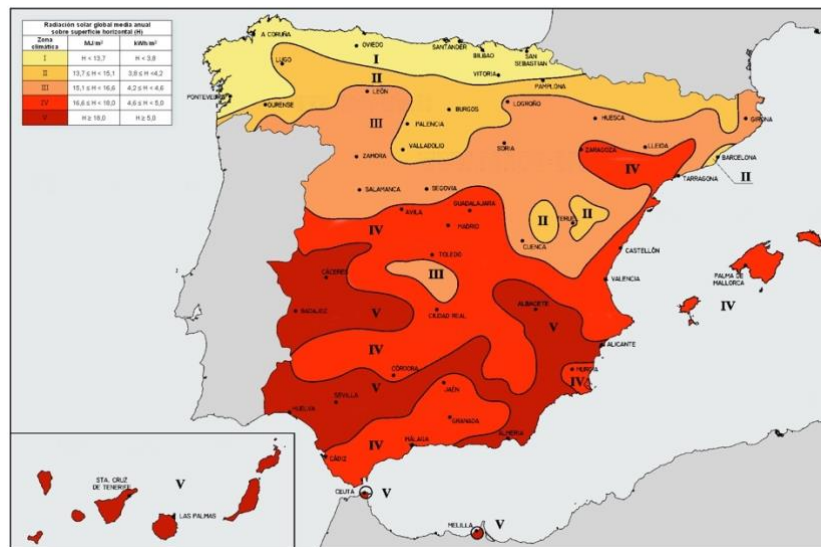
Tabla 19: Resultados del análisis de rentabilidad de la convocatoria 4C 2009 II

Fuente: Elaboración propia.

4.2.4. Conclusiones

1) Rentabilidad por zonas climáticas

La zonificación climática en nuestro país se realiza en función de la radiación solar global media diaria anual. En principio, se estableció en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación. Sin embargo, el Ministerio de Fomento hizo una publicación en Julio de 2011 donde se hace una descripción de cada municipio⁹.



Fuente: Código Técnico de Edificación.

Como podemos observar en el apartado de resultados anterior, dentro de cada convocatoria, podemos encontrar diferencias en función de la zona climática en la que se sitúa la instalación.

En la primera convocatoria analizada (1C 2009 II), la zona con mayor rentabilidad es la zona climática 1 (Z1) con un “MoM” de 1,59x, una TIR de 4,9% y un “2018 Unlevered CAFD yield” de 8,9%. En contraste, la zona con menor rentabilidad es la zona climática 4 (Z4) con un “MoM” de 1,47x, una TIR de 3,9% y un “2018 Unlevered CAFD yield” de 8,0%. En suma, podemos decir que hay una diferencia entre ambas zonas:

- “MoM”: en términos absolutos de 0,12 y en términos relativos de 8%.

⁹ Se puede acceder al Informe del Ministerio de Fomento a través del siguiente link: https://suelosolar.com/images/DA_zonas-climaticas-solar_V01.pdf

- TIR: en términos absolutos de 1% y en términos relativos de 24,77%
- “2018 Unlevered CAFD yield”: en términos absolutos de 0,9% y en términos relativos de 10,78%.

En la segunda convocatoria analizada (2C 2009 II), la zona con mayor rentabilidad es la zona climática 4 (Z4) con un “MoM” de 1,43x, una TIR de 3,6% y un “2018 Unlevered CAFD yield” de 7,8%. Por el contrario, la zona con menor rentabilidad es la zona climática 5 (Z5) con un “MoM” de 1,30x, una TIR de 2,5% y un “2018 Unlevered CAFD yield” de 6,9%. Igualmente, podemos concluir que la diferencia entre ambas zonas en términos absolutos es de:

- “MoM”: en términos absolutos de 0,13 y en términos relativos de 10,3%.
- TIR: en términos absolutos de 1,1% y en términos relativos de 42,7%.
- “2018 Unlevered CAFD yield”: en términos absolutos de 0,8% y en términos relativos de 12,2%.

A la luz de la información anterior, no podemos afirmar que haya una zona más beneficiada que otra. Sin embargo, la zona climática 1 (Z1) suele ocupar puestos altos en el ranking (1° y 2° puesto, respectivamente) y la zona 3 (Z3) hace lo propio en los puestos bajos (4° puesto en ambas convocatorias).

En cuanto a la variabilidad de los datos de rentabilidad, podemos observar lo siguiente:

σ (<i>Desv. típica</i>)	1C 2009 II	4C 2009 II
MoM	4,93%	5,69%
TIR	0,41%	0,46%
2018 Unlevered CAFD yield	0,36%	0,36%

Tabla 20: Tabla de variabilidad de los datos

Fuente: Elaboración propia.

La segunda convocatoria analizada (4C 2009 II) presenta una mayor dispersión en las medidas de rentabilidad que la primera convocatoria (1C 2009 II), excepto en el tercer medidor (“2018 Unlevered CAFD yield”), donde no hay ninguna diferencia. En suma, podemos concluir que en la segunda convocatoria se ofrecieron rentabilidades más dispares que en la primera de ellas.

2) Rentabilidad por convocatorias

Como explicamos cuando se analizó el RD 1578/2008, se instauró un sistema de convocatorias anuales con cupo de potencia y ajustada a la curva de aprendizaje de la tecnología. Utilizando esta clasificación, hemos tratado de identificar las rentabilidades por dichas convocatorias. Como podemos observar en el apartado anterior de resultados;

- La primera convocatoria analizada (1C 2009 II) presenta las medias aritméticas siguientes:
 - “MoM”: 1,51x
 - TIR: 4,3%
 - “2018 Unlevered CAFD yield”: 8,4%

- La segunda convocatoria analizada (4C 2009 II), a su vez, presenta las siguientes medias:
 - “MoM: 1,38x
 - TIR: 3,2%
 - “2018 Unlevered CAFD yield”: 7,4%

Como resultado, podemos concluir que la primera convocatoria ofreció unos resultados de rentabilidad más elevados que la segunda de ellas.

3) Conclusiones generales

Como consecuencia de lo expuesto hasta el momento, además de las conclusiones ya hechas, podemos concluir, de modo general, lo siguiente:

- No hay una relación de incentivación clara en función de las zonas climáticas.

- No hay una tendencia homogénea en las distintas convocatorias; la dispersión de las rentabilidades es diferente.

- Hay una relación directa entre los factores retributivos y la rentabilidad obtenida en el proyecto de inversión. Tanto los factores retributivos como los medidores de rentabilidad siguen el mismo orden clasificatorio. Podemos apreciar esta diferencia visualmente en la siguiente tabla con todos los escenarios:

Instalación Tipo	Convocatoria	Puesto Ri	Puesto Ro (Media Ro)	Puesto “MoM”	Puesto TIR
IT-00517	1C 2009 II	1 (506.578)	1 (26,65)	1 (1,59x)	1 (4,91%)
IT-00518	1C 2009 II	2 (485.076)	2 (25,88)	2 (1,54x)	2 (4,55%)
IT-00523	1C 2009 II	3 (463.660)	3 (25,10)	3 (1,50x)	3 (4,18%)
IT-00520	1C 2009 II	4 (452.809)	4 (24,71)	4 (1,48x)	4 (4,00%)
IT-00521	1C 2009 II	5 (449.182)	5 (24,58)	5 (1,47x)	5 (3,94%)
IT-00533	4C 2009 II	6 (431.698)	6 (23,95)	6 (1,43x)	6 (3,64%)
IT-00530	4C 2009 II	7 (425.975)	7 (23,74)	7 (1,42x)	7 (3,54%)
IT-00531	4C 2009 II	8 (420.835)	8 (23,55)	8 (1,41x)	8 (3,45%)
IT-00532	4C 2009 II	9 (394.814)	9 (22,61)	9 (1,35x)	9 (2,95%)
IT-00534	4C 2009 II	10 (375.670)	10 (21,92)	10 (1,30x)	10 (2,55%)

Tabla 21: Tabla de correlación de resultados

Fuente: Elaboración propia.

- Las diferencias de regulación llevan a diferencias de rentabilidad, por lo que, podemos afirmar que la regulación es un factor de alto impacto a considerar a la hora de tomar una decisión de inversión.

4.3. Diferencias de rentabilidad por energía (solar y eólica)

4.3.1. Datos del proyecto escogido y de los escenarios analizados

En este supuesto, hemos llevado a cabo el análisis con otro proyecto de transacción real finalizado en julio de 2018. Sin embargo, el modelo utilizado de base es el mismo que en el explicado anteriormente. Las características técnicas del proyecto escogido son las siguientes:

- 1) Potencia: 2 MW (nominal) y 2,3 MW (pico)
- 2) Escenario de producción: P50 (Percentil 50) correspondiendo a 4.413 MWh
- 3) Vida regulatoria y vida útil de la planta restante: 20 años
- 4) Degradación: 0,50%
- 5) Producción semestral repartida al 50%.

En cuanto a las características financieras, destacamos, como en el caso anterior:

1) Gastos de explotación:

- Tarifa O&M (Operation & Management): 42.000 (€/MW)
- O&M Correctivo: 0 €
- Consumo parasitario: 5.000 (€/MW)
- Costes del agente de mercado y acceso a la red eléctrica: 0,0018 (€/kWh)
- Impuestos locales: 8.000 €.

2) Elementos del balance de situación a cierre de ejercicio de 2017:

- Activos tangibles e intangibles: 13.500.000 €
- Capital (social): 3.122.713 €

3) Deuda financiera: en este proyecto se había configurado una estructura financiera propia de proyectos de “Project Finance”, en este caso, la proporción de “Project Finance” era de un 100%. Sin embargo, en este estudio, únicamente analizaremos la rentabilidad no apalancada de las plantas solares fotovoltaicas.

4) Precio pool eléctrico: se han utilizado las estimaciones realizadas por el Gobierno español en la Orden ETU/130/2017.

5) Datos fiscales o tributarios:

- Tipo impositivo: 25%
- Límite de deducción de intereses: 30%
- Período de amortización: 18 años
- Período de amortización del fondo de comercio: 30 años
- Límite de uso de BINS (sobre BAI) – 2016: 60%
- Límite de uso de BINS (sobre BAI) – 2017+: 70%
- Deducción medioambiental (% máximo de deducción): 35%
- Máximo de años de deducción medioambiental: 15

Las características reguladas de las instalaciones tipo de los dos escenarios modelizados son las siguientes:

a) Instalaciones tipo

i. Solar

Tipo	Rango de Potencia	Subgrupo	Año autorización	Subtipo tecnología
IT-00057	100kW < P ≤ 2MW	b.1.1	2007	S2E

Tabla 22: Instalación tipo IT-00057

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

ii. Eólica

Tipo	Rango de Potencia	Subgrupo	Año autorización	Subtipo tecnología
IT-00634	P ≤ 5MW	b.2.1	2007	-

Tabla 23: Instalación tipo IT-00634

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

b) Parámetros retributivos

i. Solar

Tipo	Ri 2017-2019 (€/MW)	Ro 2017 (€/MWh)	Ro 2018 (€/MWh)	Ro 2019 (€/MWh)	Output Cap
IT-00057	683.057	32,140	34,391	34,943	2.092

Tabla 24: Parámetros retributivos de la instalación tipo IT-00057

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

ii. Eólica

Tipo	Ri 2017-2019 (€/MW)	Ro 2017 (€/MWh)	Ro 2018 (€/MWh)	Ro 2019 (€/MWh)	Output Cap
IT-00634	121.955	-	-	-	-

Tabla 25: Parámetros retributivos de la instalación tipo IT-00634

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

c) Información de explotación

i. Solar

Tipo	Costes de explotación (€/MWhE)			
	2017	2018	2019	2020
IT-00057	77,10	77,99	78,89	79,80

Tabla 26: Costes de explotación de la instalación tipo IT-00057

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

ii. Eólica

Tipo	Costes de explotación (€/MWhE)			
	2017	2018	2019	2020
IT-00634	32,69	32,86	33,13	33,99

Tabla 27: Costes de explotación de la instalación tipo IT-00634

Fuente: Orden ETU/130/2017. Elaboración propia.

4.3.2. Análisis

Como en el mismo caso anterior, se han introducido los parámetros retributivos y los costes de explotación de la Orden ETU/130/2017 en la sección de “Assumptions”, manteniendo los demás datos restantes del proyecto sin modificar. Con ello, pretendemos que los resultados obtenidos en la sección de “Valuation Outputs” muestren la variación de rentabilidades que pueden surgir a causa de las diferencias en los parámetros regulados en ambos tipos de energías renovables. Como en el caso anterior, los múltiplos de comparación serán de nuevo el múltiplo “Multiple of Money” (MoM), TIR y “2018 Unlevered CAFD Yield”.

4.3.3. Resultados

Los resultados obtenidos en el análisis de rentabilidad entre un proyecto de inversión de energía eólica y un proyecto de energía solar con las mismas características, son los que se observan a continuación en la siguiente tabla:

SOLAR						
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event						
		€ 2.018,0	€ 2.018,0	€ 2.018,0	€ 2.019,0	€ 2.020,0
Unlevered Returns		Jul-18	Jun-18	Dec-18	Dec-19	Dec-20
(-) Purchase Price		-13,7				
(-) Transaction costs (not included financing cost)		-0,3				
(+) NOPLAT			0,4	0,7	1,4	1,3
(-) Unlevered tax			0,0	0,0	0,0	0,0
Total Cash Flows		-14,0	0,4	0,7	1,4	1,3
MoM	1,61x					
IRR	5,8%					
2018 Unlevere	10,3%					
<i>* Cash Flows until regulatory life</i>						

EÓLICA						
Unlevered Returns - Assuming No Exit Event						
		€ 2.018,0	€ 2.018,0	€ 2.018,0	€ 2.019,0	€ 2.020,0
Unlevered Returns		Jul-18	Jun-18	Dec-18	Dec-19	Dec-20
(-) Purchase Price		-2,2				
(-) Transaction costs (not included financing cost)		-0,3				
(+) NOPLAT			0,1	0,1	0,3	0,2
(-) Unlevered tax			-0,1	0,0	0,0	0,0
Total Cash Flows		-2,5	0,0	0,1	0,3	0,2
MoM	1,53x					
IRR	5,0%					
2018 Unlevere	11,7%					
<i>* Cash Flows until regulatory life</i>						

Instalación Tipo	Tipo de Energía	MoM	TIR	2018 Unlevered CAFD Yield
IT-00057	b.1.1 (Solar)	1,61x	5,8%	10,3%
IT-00634	b.2.1 (Eólica)	1,53x	5,0%	11,7%

Tabla 28: Resultados del análisis de rentabilidad entre energía solar y eólica

Fuente: Elaboración propia.

4.3.4. Conclusiones

Podemos observar como los indicadores de rentabilidad de ambos proyectos sugieren que el de energía solar es mas rentable:

- “MoM”: en términos absolutos hay una diferencia de 0,08 y en términos relativos de 5,5%.
- TIR: en términos absolutos hay una diferencia de 0,8% y en términos relativos de 15,8%.

Sin embargo, en cuanto al indicador de “2018 Unlevered CAFD yield”, el proyecto de energía eólica es mayor que el de solar. Esto se debe a que la inversión inicial es menor en dicho proyecto, ya que el precio de adquisición es menor. Éste ha sido calculado con arreglo a un múltiplo teórico EV/MW que está recogido en la Orden ETU/130/2007.

En cuanto a las diferencias de rentabilidades, queda de nuevo de manifiesto como los parámetros de retribución tienen un impacto en las mismas. En este caso, vemos como el Ri del proyecto solar quintuplica el propio del proyecto eólico. Además, las instalaciones de energía eólica no se benefician de la Retribución a la Operación (Ro) de la que disfrutaban tecnologías con costes de operación más elevados como la termosolar, fotovoltaica o cogeneración. Estas diferencias en los costes de explotación pueden observarse en las Tablas 26 y 27.

5. CONCLUSIÓN

Como conclusión del trabajo, podemos afirmar como las políticas de fomento de las energías renovables llevadas a cabo en España desde el año 1980 han sido muy efectivas, especialmente la consideración de las instalaciones como régimen especial y su correspondiente retribución mediante tarifa regulada. Posteriormente, como vimos, se suspendieron los incentivos debido a la situación de crisis económica en la que se encontraba España a finales de la primera década del siglo XXI, y el nivel de desarrollo alcanzado que no hizo necesario incentivar determinadas tecnologías. Finalmente, mediante el RD-Ley 9/2013, se instauró el sistema actual de retribución de participación en el mercado en función de instalaciones tipo, cuyas diferencias cuantitativas entre instalaciones han sido testadas en un análisis empírico de rentabilidades.

Como resultado del análisis cuantitativo llevado a cabo en proyectos reales de inversión, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- No hay una relación de incentivación definida en función de las zonas climáticas definidas en el Código Técnico de Edificación, factor determinante en la determinación de la instalación tipo y, por ende, de la remuneración a percibir por la instalación. A pesar de que hemos encontrado que hay ciertas zonas que suelen percibir una mayor remuneración, no hay una correlación consistente en este sentido.
- Se han encontrado diferencias de rentabilidad entre las diferentes convocatorias que tuvieron lugar en el año 2009. Sin embargo, presentan una dispersión diferente, por lo que el factor retributivo entre convocatorias no es homogéneo.
- Hay una relación directa entre los factores retributivos regulados y la rentabilidad obtenida en el proyecto de inversión realizado. Es decir, las instalaciones tipo que mayores niveles de retribución y menores costes de explotación presentaban han obtenido unos niveles mayores de rentabilidad
- En proyectos de las mismas características técnicas, la energía solar presenta una mayor rentabilidad que la energía eólica.

Por ello, podemos concluir que la regulación, al determinar, entre otras variables, los factores retributivos, son un factor de impacto a tener en cuenta a la hora de analizar una inversión en el sector. La variabilidad que ha presentado desde el comienzo de la etapa reguladora en 1980 ha sido elevada, presentando 21 modificaciones respecto a las 42 del sector energético total. Ello hace que se pueda afirmar la existencia de un riesgo legal para el inversor.

ANEXO I

Project Name	Project Years								
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
2 Project Inputs									
3 % Ownership (only considered in consolidated tab)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4 MW (nominal)	5.60	0.50							
5 MW (peak)	6.20	0.57							
6 Theoretical Output (MWh) P90	13,321	1,225	0	0	0	0	0	0	0
7 Theoretical Output (MWh) P90	12,655	1,143	0	0	0	0	0	0	0
8 % of the Production 1H	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
9 % of the Production 2H	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
10 Commissioning Date	Aug-08	Sep-08	Jun-10	Nov-11	Aug-11	Dec-11	Jun-12	Nov-12	Mar-11
11 Useful Life	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
12 Regulatory Life	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
13 Remaining Asset Regulatory Life (Years)	22.00	22.00	24.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
14 Remaining Asset Useful Life (Years)	22.00	22.00	24.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
15 Depreciation (%)	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%
16 Rebuildable Inputs (Given by Spanish Regulation)									
17 Project ID code	IT-00069523	IT-00523	IT-00469	IT-00465	IT-00464	IT-00467	IT-00468	IT-00473	IT-00447
18 R1 (EUR/MWh) - Fixed Subsidy (€) - 2016 - Oden 2014	69120	64624	63015	62947	62985	62973	62984	62918	63035
19 R1 (EUR/MWh) - Fixed Subsidy (€) - 2017 - Switch	69133	64637	63027	62959	62997	62984	62916	62827	63048
20 R0 (EUR/MWh) - Variable Subsidy (€) - 2016 - Oden 2014	6221	6168	6124	6116	6118	6117	6118	6115	6125
21 R0 (EUR/MWh) - Variable Subsidy (€) - 2017 - Oden 2017	6288	6235	6198	6190	6192	6181	6192	6189	6193
22 R0 (EUR/MWh) - Variable Subsidy (€) - 2018 - Oden 2017	6311	6257	6211	6203	6205	6204	6205	6202	6212
23 R0 (EUR/MWh) - Variable Subsidy (€) - 2019 - Oden 2017	6316	6262	6217	6209	6211	6211	6212	6208	6218
24 Output cap (KWh/MWh) - 2016 - Oden 2014	€2,124	2,124	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948	1,948
25 Output cap (KWh/MWh) - 2017 - Switch	2,092	2,092	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823
26 Government Opex Estimation (2016)(EUR/MWh) - Oden 2014	€72.9	€67.6	€63.2	€62.4	€62.5	€62.5	€62.6	€62.2	€63.3
27 Government Opex Estimation (2017)(EUR/MWh) - Switch	€68.4	€73.8	€68.4	€68.2	€63.4	€63.1	€63.4	€63.1	€64.1
28 Government Opex Estimation (2018)(EUR/MWh) - Oden 2017	€74.7	€69.3	€64.8	€64.0	€64.2	€64.1	€64.2	€63.9	€64.9
29 Government Opex Estimation (2019)(EUR/MWh) - Oden 2017	€75.5	€70.1	€65.6	€64.9	€65.0	€64.9	€65.0	€64.7	€65.7
30 Government Opex Estimation (2020)(EUR/MWh) - Oden 2017	€76.4	€71.0	€66.4	€65.6	€65.8	€65.8	€65.9	€65.5	€66.5
31 Operating Expenses Inputs									
32 Land rental (€)	€115,082	€14,918							
33 A-I-I O&M & Asset Management (K€/MW)	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0	€42.0
34 Corrective O&M (€)	€12,729.7	€1,170.3							
35 Parasitic Consumption (K€/MW)	€5.0	€5.0	€2.5	€2.5	€2.5	€2.5	€2.5	€2.5	€2.5
36 Market Agent + Grid Access Toll (K€/MWh)	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018	€0.0018
37 Other (audit, tax advisors,...) (€)	€10,000	€5,000							
38 Local Tax (€)	€22,400	€2,000							
39 % Of MIRA - Modules	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
40 % Of MIRA - Inverters	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
41 Balance Sheet Inputs									
42 Accounts Receivables (€) as of EIP 2016	€1,211,577	€68,292							
43 Accounts Payables (€) as of EIP 2016	€451,312	€70,142							
44 Energy Tar Payable (€)	€0	€0							
45 Tangible & Intangible Assets (€) as of EIP 2016	€30,032,771	€1,910,822							
46 Equity (€)	€9,844,715	€562,844							
47 Shareholder Loans (€)	€0	€0							
48 Debt Inputs									
49 Project Finance Proportion (%)	94.03%	5.97%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
50 OSFA (€)	€1,327,991	€84,374							
51 Ustream Loan (€)	€0	€0							

Acquisition Finance (1-yr)	1
Mezzanine (1-yr)	0
Refinancing current Debt (1-yr)	0
Refinancing date	30/06/2017
SWAP (restructured = 1; replace=2)	2

if no acquisition finance
if new is SWAP

Desirable structure of Finance Structure	Acquisition Finance	Refinancing
1) Acquire the project with new debt or closing	1	0
2) Acquire the project with current debt and maintain the structure	0	0
3) Acquire the project with current debt and then refinance	0	1

Project Finance Assumptions

Franchising Size (€'000)	€29,891
Tenor	2022
Coverage Ratio Average (Before 2020)	1.55 X
Coverage Ratio Average (After 2020)	1.55 X
Interest Rate Spread	2.00%
Swap Rate	1.00%
Swap %	75%
Swap Starts	30/06/2017
Swap Term	2028
Agency Fee per Plant and others (audit) (€)	€10,000
Bank Arranging Fee	1.73%
DSRA (€'000)	€1,412
Success Fee	0.00%
Financing Fee	0.00%
Advisors costs (€'000)	€100
Transaction Costs (€'000)	€100
Shareholder Loans Cost	10.0%
Upstream Loan Interest	2.0%
Initial Capex	€210

Entry RR	12.3%
Acq. Costs	€37,063
Current Net Debt	€22,133
Equity Price	€14,950
Total EV (€'000)	€39,109

Acq cost / EBITDA
Swaps included

9.51
No

US\$	€
Equity Price	14,950.0
Current Net Debt	22,132.7
DSRA	1,412.4
Transaction Fees	100.0
Senior Debt Transaction Cost	53.7
Mezzanine Costs	0.0
TOTAL	38,188.7
US\$	30,176.3
Equity Price	9,417.3 Equity
Current Net Debt	0.0 Shareholder Loans
DSRA	0.0 Mezzanine Debt
Transaction Fees	28,891.4 Senior Debt
Senior Debt Transaction Cost	0.0 Current Net Debt
Mezzanine Costs	0.0
TOTAL	38,188.7 TOTAL

100%
0%

Senior Debt Leverage	75.9%
Real Senior Lev.	75.9%
Total Debt Leverage	75.9%
Real Total Lev.	75.9%

CHICKENS TO GO 197		
PI (2020 - 2025)	5.50%	Check
Project Finance Fraction (%)	100.0%	OK
Tenor	dic-32	OK
MIN DSRA	1.31	Check
Avd DSRA	1.38	OK
Det Size (000)	29,891	Check

US\$	€
Equity / Stk. Requirement	0.0
Current debt requirement	0.0 Equity / Shareholder
SWAP requirement	0.0 Generated cash
DSRA	0.0 DSRA current debt
Transaction Fees	0.0
Minimum operating cash	0.0
TOTAL	0.0 TOTAL

Project Finance Breakdown by Period	Month 1	Month 2	3	4	5	6	7	8	9
Initial Project Finance Amount (€'000)	€27,917,687	€1,773,747	€0,000	€0,000	€0,000	€0,000	€0,000	€0,000	€0,000
Project Finance Proportion (%)	94.0%	6.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Schedules	Jan-17	dic-17	Jan-18	dic-18	Jan-19	dic-19	Jan-20	dic-20	Jan-21	dic-21	Jan-22	dic-22	Jan-23	dic-23
Principal Repayment		(1,022)	(1,001)	(1,045)	(1,029)	(1,074)	(945)	(937)	(989)	(907)	(989)	(930)	(919)	(953)
Arranging Fee Amortization Ratio (%)	0.0%	6.3%	6.3%	6.7%	6.5%	7.1%	7.4%	7.7%	8.0%	8.4%	8.7%	9.2%	9.6%	10.2%

	2017 H1	2017 H2	2018 H1	2018 H2	2019 H1	2019 H2	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2	2024 H1	2024 H2	2025 H1	2025 H2	2026 H1	2026 H2	2027 H1	2027 H2	2028 H1	2028 H2		
EBIT	151	108	182	107	152	109	86	97	121	102	73	100	74	107	76	107	77	108	79	188	150	147	148	148		
Depreciation	131	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133		
Accounts Receivable Variation	122	53	(54)	53	(54)	52	61	44	(42)	43	(44)	42	(44)	44	(45)	44	43	(44)	43	45	(45)	44	(46)	44		
Accounts Payable Variation	(33)	(2)	3	(2)	3	(2)	(5)	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	3	(1)	3	(1)	3	(1)	3	(1)	3	(1)		
Change in Working Capital	(103)	51	(82)	52	(52)	51	56	42	(40)	42	(41)	41	(41)	43	(43)	42	(42)	42	(42)	44	(43)	43	(43)	43		
Tax Paid	(18)	(30)	(177)	.	
Financial Income	1	1	3	2	
Transaction Costs (not to be included in OCS)	94	0	1	1	3	.	
Cash Flow Available to Debt Repayment	145	133	174	132	173	133	133	138	132	133	133	132	133	133	133	133	133	133	133	133	133	132	127	131	145	
Financial Debt Interest	(94)	(94)	(37)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	(33)	(94)	
Financial Debt Repayment	.	(91)	(94)	(93)	.	(100)	(75)	(34)	(31)	(32)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(33)	(91)	
Financial Sub. Debt Interest
Financial Sub. Debt Repayment
Cash Flow Available to Reserve Funds & Sponsor fees	157	48	42	42	42	42	53	49	40	47	49	47	49	44	43	46	48	48	48	48	47	48	47	48	45	
Debt Service Reserve Fund	.	.	2	0	(1)	5	5	0	2	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	8	30	
Maintenance Reserve Account
Sponsor fee (fixed)
Sponsor fee (variable)
Cash Flow Available to Cash Sheep	157	48	49	42	41	57	67	49	42	49	40	49	48	48	47	49	49	49	49	49	47	48	47	48	45	
Cash Sheep
Cash Flow Available to Shareholders	157	48	49	42	41	57	67	49	42	49	40	49	48	48	47	49	49	49	49	49	47	48	47	48	45	
Minimum cash to operate	25	(1)	2	(1)	2	(1)	(1)	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	2	(1)	3	
Subordinated debt interest
Dividends Repayment	56	302	
Shareholder Loans Repayment	
Upstream Loan	148	48	42	43	49	58	60	49	40	49	48	48	48	48	47	49	49	49	49	49	47	48	47	48		
Other Cash

ASSETS

	2017 H1	2017 H2	2018 H1	2018 H2	2019 H1	2019 H2	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2	2024 H1	2024 H2	2025 H1	2025 H2	2026 H1	2026 H2	2027 H1	2027 H2	2028 H1	2028 H2
Intangible assets	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033	0033
Accum. Depreciation Intangible Assets	(1,561)	(3,161)	(4,742)	(6,323)	(7,903)	(9,484)	(11,065)	(12,646)	(14,227)	(15,807)	(17,387)	(18,968)	(20,549)	(22,129)	(23,710)	(25,291)	(26,872)	(28,453)	(30,034)	(31,615)	(33,196)	(34,777)	(36,358)	(37,939)
Total Intangible Assets	20,422	26,871	33,320	39,769	46,218	52,667	59,116	65,565	72,014	78,463	84,912	91,361	97,810	104,259	110,708	117,157	123,606	130,055	136,504	142,953	149,402	155,851	162,300	168,749
Lienses + Goodwill	3,977	3,977	3,885	3,792	3,700	3,607	3,515	3,422	3,330	3,237	3,145	3,052	2,960	2,867	2,775	2,682	2,590	2,497	2,405	2,312	2,220	2,127	2,035	1,942
Upstream Loan	1,488	594	467	498	464	392	616	435	425	424	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422
Accounts Receivable	1,212	1,269	1,308	1,330	1,337	1,332	1,328	1,324	1,320	1,316	1,312	1,308	1,304	1,300	1,296	1,292	1,288	1,284	1,280	1,276	1,272	1,268	1,264	1,260
Debt Service Reserve End	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328	1,328
Maintenance Reserve Account																								
Cash Balance	103	128	127	129	128	130	128	128	124	126	126	128	128	127	127	128	128	130	132	131	133	132	133	134
Total Current Assets	2,945	2,491	2,945	2,491	2,947	2,489	2,299	2,214	2,287	2,272	2,299	2,214	2,299	2,219	2,299	2,215	2,299	2,215	2,299	2,216	2,294	2,211	2,299	2,177
Total Assets	28,472	33,792	32,995	30,398	28,719	27,095	26,265	23,398	21,725	20,057	18,378	17,114	15,912	14,654	13,482	12,214	11,030	9,791	8,617	8,511	8,478	8,374	8,341	8,244

SHAREHOLDERS' EQUITY + LIABILITIES

	2017 H1	2017 H2	2018 H1	2018 H2	2019 H1	2019 H2	2020 H1	2020 H2	2021 H1	2021 H2	2022 H1	2022 H2	2023 H1	2023 H2	2024 H1	2024 H2	2025 H1	2025 H2	2026 H1	2026 H2	2027 H1	2027 H2	2028 H1	2028 H2
Equity	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555	8,555
Reserves/losses from previous years	(1,486)	(2,320)	(3,001)	(3,772)	(4,450)	(5,214)	(6,022)	(6,827)	(7,228)	(8,030)	(8,544)	(9,346)	(9,754)	(10,118)	(10,489)	(10,826)	(11,180)	(11,462)	(11,761)	(12,022)	(12,285)	(12,557)	(12,830)	(13,103)
Net Income of the Year minus dividends	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)	(290)
Subordinated Debt																								
Subordinated Debt - Interest Payable	8,555	7,767	6,321	5,381	4,899	4,169	3,149	2,883	1,211	955	(491)	(900)	(1,254)	(1,571)	(1,971)	(2,313)	(2,607)	(2,912)	(3,167)	(3,411)	(3,602)	(3,791)	(3,915)	
Senior Debt	27,918	26,957	26,716	26,716	24,093	23,095	22,281	21,427	20,612	19,759	18,925	18,049	17,199	16,294	15,412	14,481	13,594	12,657	11,709	10,729	9,783	8,845	7,883	6,976
Standing Fee	(4810)	(453)	(428)	(398)	(361)	(316)	(228)	(209)	(246)	(225)	(204)	(194)	(169)	(149)	(131)	(115)	(100)	(87)	(74)	(62)	(52)	(42)	(33)	(26)
Accounts Payable	457	75	75	76	76	77	77	78	79	79	80	80	82	82	83	83	84	84	85	85	87	87	88	88
Energy Tax Payable	77	78	78	78	77	78	78	78	79	79	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Tax Payable																								
Total Liabilities	38,472	33,792	32,995	30,398	28,719	27,095	26,265	23,398	21,725	20,057	18,378	17,114	15,912	14,654	13,482	12,214	11,030	9,791	8,617	8,511	8,478	8,374	8,341	

Grid

Referencias

Calliess, C. y Hey, C. (2013). *Renewable Energy Policy in the European Union: A Contribution to Meeting International Climate Protection Goals*. En Ruppel, O. C., Roschmann, C. y Ruppel-Schlichting, K. (eds.), *Climate Change: International Law and Global Governance* (477-528). Munich: Nomos Verlagsgesellschaft.

Chapman, S. y Crichton, F. (2017). *Wind turbine syndrome: A communicated disease*. Sydney: Sydney University Press.

Cooper, H. M. (1988). Organizing knowledge syntheses: A taxonomy of literature reviews. *Knowledge in society*, 1-104. doi: <https://doi.org/10.1007/BF03177550>

Cooper, H. M. (1998). *Synthesizing research: A guide for literature reviews* (Vol. 2). Thousand Oaks, CA: SAGE Publications.

Couture, T. y Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy policy*, 38 (2), 955-965.

Coyle, E. D. y Simmons, R. A. (2014). *Understanding the global energy crisis*. West Lafayette, IN: Purdue University Press.

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. DOUE, núm. 328, de 21 de diciembre de 2018, pp. 82 a 209.

Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. DOCE, núm. 283, de 27 de octubre de 2001, pp. 33 a 40.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. DOUE, núm. 140, de 5 de junio de 2009, pp. 16 a 42.

Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Diario Oficial, núm. L 027, de 30 de enero de 1997, pp. 0020 a 0029.

Gallego-Castillo, C. y Victoria, M. (2015). Cost-free feed-in tariffs for renewable energy deployment in Spain. *Renewable Energy*, 81, 411-420.

Hart, C. (2018). *Doing a literature review: Releasing the research imagination*. London: SAGE Publications.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2004). Plan de Energías Renovables en España. Recuperado de: <https://www.idae.es/file/10636/download?token=HeH7Xp3B>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2011). Plan de Energías Renovables (PER). Recuperado de: <https://www.idae.es/file/9712/download?token=6MoeBdCb>.

IPCC (2011). Renewable energy sources and climate change mitigation. The Intergovernmental Panel on Climate Change, Ginebra. Recuperado de: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_Full_Report-1.pdf

IRENA (2019). Electrification with renewables, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_RE-Electrification_SGCC_2019_preview.pdf

Jacobs, D. (2016). *Renewable energy policy convergence in the EU: The evolution of feed-in tariffs in Germany, Spain and France*. New York: Routledge.

Kindermann, J. P. (2012). Análisis comparativo de mecanismos de integración de ERNC en sistemas eléctricos. *Repositorio Académico de la Universidad de Chile*, Obtenida el 02/03/19 de <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111247>.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, pp. 35907 a 35126.

Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. Boletín Oficial del Estado, núm. 23, de 27 de enero de 1981, pp. 1863 a 1866.

Mendoza, A. I. (2013). Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Comentario de urgencia, *Análisis Gómez-Acebo & Pombo*.

Ministerio de Ciencia y Tecnología (1999). Plan de Fomento de las Energías Renovables en España. Recuperado de: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf

Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017. Boletín Oficial del Estado, núm. 45, de 22 de febrero de 2017, pp. 11543 a 12388.

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, núm. 150, de 20 de junio de 2014, pp. 46430 a 48190.

Panwar, N. L., Kaushik, S. C. y Kothari, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (3), 1513-1524.

Quaschnig, V. V. (2019). *Renewable energy and climate change*. Hoboken, NJ: Wiley.

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. Boletín Oficial del Estado, núm. 234, de 27 de septiembre de 2008, pp. 39117 a 39125.

Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Boletín Oficial del Estado, núm. 313, de 31 de diciembre de 1994, pp. 39595 a 39603.

Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Boletín Oficial del Estado, núm. 312, de 30 de diciembre de 1998, pp. 44077 a 44089.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, núm. 140, de 10 de junio de 2014, pp. 43876 a 43978.

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. Boletín Oficial del Estado, núm. 75, de 27 de marzo de 2004, pp. 13217 a 13238.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, núm. 126, de 26 de mayo de 2007.

Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Boletín Oficial del Estado, núm. 24, de 28 de enero de 2012, pp. 8068 a 8072.

Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Boletín Oficial del Estado, núm. 29, de 2 de febrero de 2013, pp. 9072 a 9077.

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. Boletín Oficial del Estado, núm. 111, de 7 de mayo de 2009, pp. 39404 a 39419.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 167, de 13 de julio de 2013, pp. 52106 a 52147.

- Rodríguez, M. C., Haščič, I., Johnstone, N., Silva, J. y Ferey, A. (2015). Renewable energy policies and private sector investment: evidence from financial microdata. *Environmental and resource economics*, 62 (1), 163-188. doi: <https://doi.org/10.1007/s10640-014-9820-x>
- Rojas, A. y Tubío, B. (2015). La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres. *Cuadernos de Información Económica, AFI*, 245, 73-83.
- Sáenz de Miera, G. (2007). La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables. *Economía industrial*, (365), 163-177.
- Sáenz de Miera, G., del Río González, P. y Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.
- Sevilla, M., Golf, E. y Driha, O. M. (2013). Las energías renovables en España. *Estudios de Economía Aplicada*, (31-1), 35-58.
- Sierra, J. (2006). Una historia atormentada: La energía en Europa. *ICE*, 831, 285-296.
- Singh, G., Soares, I. y Ferreira, P. (2016). Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment-The Iberian case. *Renewable energy*, 95, 303-313.
- Solangi, K. H., Islam, M. R., Saidur, R., Rahim, N. A., y Fayaz, H. (2011). A review on global solar energy policy. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(4), 2149-2163.
- Webster, J. y Watson, R. T. (2002). Analyzing the past to prepare for the future: Writing a literature review. *MIS quarterly*, 26 (2), 13-23.
- Zamfir, A. I. (2011). Management of renewable energy and regional development: European experiences and steps forward. *Theoretical and Empirical Researches in Urban Management*, 6(3), 35-42.