



**Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales**

# **ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA**

**Autor: Carmen Estalella Silvela**  
**Director: Carmen Fullana Belda**

**MADRID | Junio 2019**

## Índice de Contenidos

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>3</b>
<b>PALABRAS CLAVE</b>	<b>3</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>4</b>
<b>KEY WORDS</b>	<b>4</b>
<b>ACRÓNIMOS</b>	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>7</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA</b>	<b>9</b>
<b>3. MARCO REGULATORIO Y REMUNERACIÓN</b>	<b>16</b>
<b>4. RIESGOS DE LA INVERSIÓN</b>	<b>21</b>
<b>5. PROCESO DE SUBASTA</b>	<b>26</b>
<b>6. FINANCIACIÓN</b>	<b>28</b>
<b>7. ACTIVIDAD EN LOS MERCADOS PÚBLICOS</b>	<b>37</b>
<b>8. CONCLUSIONES Y PREVISIONES DEL SECTOR</b>	<b>42</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>45</b>

## **Resumen Ejecutivo**

La creciente concienciación pública en materia del cambio climático está marcando el dinamismo del sector energético en España. Cada vez hay más incentivos que pretenden impulsar el desarrollo de las energías limpias, así como la eficiencia energética. Si bien se puede considerar este hecho una externalidad positiva para el sector de las energías renovables, a día de hoy aún no se han alcanzado los objetivos dictados por la Unión Europea.

Los inversores confían en el auge del sector, y a pesar de que en los últimos años los retornos obtenidos no se consideran excepcionales, incluso muchas instalaciones renovables no son ni rentables, las perspectivas del sector son positivas mientras a nivel global se apunta hacia la transición energética y el abandono de las fuentes de energía convencionales. Por otro lado, el marco regulatorio que rige el sector es el principal determinante del desempeño del mismo, siendo uno de los sectores más regulados de nuestra economía.

Las posibilidades de inversión son infinitas, tanto para el inversor retail, como institucional, e independientemente de la exposición al sector que se desee tener, siempre existe una alternativa: desde acciones en empresas cotizadas, participaciones en Exchange Traded Funds, hasta promotor de instalaciones o participar en una estructura de Project Finance.

En resumen, los inversores confían en la industria de la energía renovable y la continua mejora en materia de eficiencia energética hacia una economía sostenible. El desarrollo del sector ha traído consigo numerosas posibilidades que se adaptan a cada tipo de inversor, y cada vez son más los que apuestan por un futuro energético sostenible.

## **Palabras clave**

Transición energética, energía renovable, Project Finance, Power Purchase Agreement (PPA), Bono verde.

## **Abstract**

The increasing public awareness on climate change is guiding the present dynamism of the energy sector in Spain. Incentives seeking to promote the development of clean energy and energy efficiency are constantly increasing. Nevertheless, although this fact can be considered as a positive externality for the renewable energy sector, the objectives dictated by the European Union in 2009 have not yet been achieved.

Investors trust in the coming rally of the sector, and despite the fact that during recent years the returns obtained cannot be considered exceptional, given that still many renewable energy plants are not profitable, the outlook for the sector is positive, since on a Global level targets aim energy transition and the abandonment of conventional energy sources. On the other hand, the regulatory framework that governs the sector is the main determinant of its performance, being it one of the most regulated sectors of our economy.

The possibilities for investment are endless, both for retail investors, as well as for institutional ones, and regardless of the exposure to the sector desired, there is always an alternative: from owning stock on listed companies, or stakes in Exchange Traded Funds (ETFs), becoming a project developer, or even participating in a Project Finance structure.

All in all, investors are confident towards the renewable energy industry and the continuous improvement in energy efficiency, building a future towards a sustainable economy. The dynamism of the sector has brought several possibilities that can fit any type of investor, and the number of those who believe in a sustainable clean-energy future is growing every day.

## **Key words**

Energy transition, renewable energy, Project Finance, Power Purchase Agreement (PPA), Green Bond.

## **Acrónimos**

AFI: Analistas Financieros Internacionales

APPA: Asociación de Empresas de Energías Renovables

BEI: Banco Europeo de Inversiones

BOE: Boletín Oficial del Estado

bps: puntos básicos

CE: Comisión Europea

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

EAFI: Asociación Española de Empresas de Asesoramiento Financiero

EEE: Espacio Económico Europeo

ETF: Exchange Traded Funds

GW: Gigavatios

Gwh: Gigavatios hora

IEA: Agencia Internacional de Energía

ISR: Inversión Socialmente Responsable

mtoe: million tonnes of oil equivalent

MW: megavatios

PE: Private Equity

PF: Project Finance

PIB: Producto Interior Bruto

PNIEC: Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030

PPA: Power Purchase Agreement

RD: Real Decreto

REE: Red Eléctrica de España

RSC: Responsabilidad Social Corporativa

SPV: Special Purpose Vehicle

UE: Unión Europea

VC: Venture Capital

## Índice de Tablas

Figura 1: % del consumo energético de fuentes renovables, 2004 y 2016, y metas para 2020. UE + Noruega e Islandia.....	13
Figura 2: Valor de mercado de las Energías Renovables en España (€'000 millones)	14
Figura 3: Evolución del PIB Nacional y la Demanda Eléctrica (%).....	26
Figura 4: Cotización de compañías renovables en España vs. Ibex-35. Rebased. (1 de enero 2018 hasta 1 de marzo de 2019).....	39

# **1. Introducción**

## **Objetivos**

El objetivo del presente trabajo de investigación es analizar la transición hacia energías renovables en España, así como la financiación de instalaciones de energías renovables, y la inversión en las mismas. Con ello, se busca analizar la relevancia de las energías renovables en el país, además de las diferentes fuentes de financiación, instrumentos para la inversión, y factores que afectan al desarrollo de las mismas. Así mismo, se intentará explicar los riesgos a los que el inversor se somete, así como los retornos percibidos, tomando como referencia valores históricos de diferentes fuentes y aspectos regulatorios. Por último, teniendo en cuenta los planes estratégicos nacionales, marco regulatorio y tendencias del sector, se intentará explicar el futuro de la inversión en las energías renovables.

## **Metodología**

Para cumplir con estos objetivos, en este trabajo se realizará una investigación inductiva de carácter tanto cualitativo como cuantitativo. Se recopilarán datos de diversos informes y estudios, para así conseguir extraer conclusiones de éstos. Mediante el estudio de esta bibliografía, se analizarán las tendencias de inversión en el sector energético en España, y se darán a conocer los hechos más relevantes que provocan cambios en las preferencias del inversor, así como los diferentes tipos de productos, sus riesgos y rentabilidades.

Tras el estudio de estas tendencias, se procederá a intentar determinar el posible desarrollo de la inversión en energías en los próximos años.

## **2. Introducción al sector energético en España**

### **2.1. Transición hacia las energías renovables**

Desde el principio de la humanidad, el hombre ha necesitado fuentes de energía para generar calor o realizar un trabajo; desde la fuerza física de un animal para arar los campos o trasladar mercancía; la energía del viento para navegar o para moler el trigo en un molino; la explotación de los combustibles fósiles para uso industrial o de transporte; y a día de hoy, más que nunca, para abastecer toda la demanda de electricidad que se requiere. Resulta evidente que el acceso a la energía es, y siempre ha sido, esencial para la humanidad.

El término transición energética nace en los últimos años por una inminente preocupación por el cambio climático, que defiende el desarrollo y uso de fuentes de energía limpias, y con ello la minimización de fuentes de energía con altos costes ambientales. Esta preocupación medioambiental unida al constante crecimiento de la demanda energética, ha fomentado la necesidad de desarrollo de fuentes de energía alternativas y limpias: las energías renovables. Éstas son “recursos limpios y casi inagotables que proporciona la naturaleza” (APPA, 2016). Son limpias en cuanto a que apenas contaminan, e inagotables por una capacidad del recurso de regenerarse de manera natural o por disponer de una cantidad inmensa de energía.

Asimismo, los combustibles fósiles, fuente de energía convencional, tienen una limitación en cuanto a que son recursos escasos, por lo que se espera que la dificultad de extracción, y con ello los precios de los próximos años, aumenten. Además, la volatilidad que ha demostrado el precio de combustibles como el petróleo a lo largo del tiempo, y con los recientes avances tecnológicos e innovación en materia de energías alternativas, ha desembocado en una dependencia energética cada vez más marginal de países que tienen este tipo de recursos. (Axesor, 2015). Estos hechos ayudan a entender el porqué del auge de las energías renovables a nivel mundial, que tan solo en el año 2018 recibieron más de 332 mil millones de dólares en el mundo por quinto año consecutivo. (Bloomberg NEF, 2019). A su vez, es importante tener en cuenta la caída de los costes de instalación y generación de estas tecnologías y la

mayor eficiencia energética, que permiten que cada euro invertido en proyectos renovables compre mayor capacidad productiva. Teniendo en cuenta los costes de instalación, de aprovisionamiento, de construcción, de financiación, y los gastos operativos y de mantenimiento para las plantas renovables, en el caso de las instalaciones fotovoltaicas en el periodo transcurrido entre 2009 y 2017 los costes han caído en un 72%, para las plantas eólicas *on-shore* un 27% y para las *off-shore* un 44% entre 2012 y 2017. (Bloomberg NEF, 2019).

Dentro de las fuentes renovables, éstas se pueden diferenciar por el tipo de energía final que pueden generar: energía eléctrica, térmica o biocarburantes. Según el recurso natural utilizado para la generación de energía se pueden distinguir:

- Energía solar: aprovecha la radiación solar para generar energía. Existen varios tipos de energía solar: fotovoltaica, térmica, y termoeléctrica.
- Energía eólica: generada mediante molinos de viento o aerogeneradores.
- Energía hidráulica: aprovecha los saltos de agua para obtener electricidad. Está presente en todos los países desarrollados del mundo y es la más extendida de las fuentes. Se puede generar construyendo presas, o aprovechando accidentes geográficos.
- Energía marina: obtienen la energía que lleva el agua, desde las olas, diferencias térmicas, las corrientes o la concentración de sal. Incluye la energía mareomotriz que genera electricidad aprovechando las mareas.
- Energía geotérmica: aprovecha el calor interno de la tierra para generar calor y electricidad.
- Bioenergía: aprovechamiento de la materia orgánica, de residuos de plantas, personas y animales. (APPA, 2016).

## **2.2.Comparativa del sector energético en Europa y España**

Para poder analizar y entender la situación del mercado energético en España, es esencial hacer un estudio a nivel de Europa para poder entender la posición relativa de España con respecto al resto de países del continente.

Como ha sido mencionado anteriormente, un factor fundamental a tener en cuenta es la mejora exponencial en cuanto a eficiencia energética de los últimos 15 años, que ha permitido que el consumo energético en Europa no solo sea cada vez menor, si no que también menos dependiente de fuentes de energía fósil, gracias al ahorro de energía y a la evolución y auge del consumo de energías renovables. (REE, 2018).

Desde 2005 hasta 2015, el consumo energético en Europa ha caído en más de un 10%, pasando de 1830,9 mtoe en 2005 a 1627,5 mtoe en 2015 (Eurostat, 2018). Este descenso puede explicarse por diversos factores, entre ellos las mejoras en la eficiencia energética, los cambios estructurales de la economía, la recesión económica de 2008, y los inviernos más cálidos que se han experimentado en los últimos años. Según los mismos informes estadísticos de la Unión Europea, desde 2004 a 2016 la proporción del consumo final bruto de energía proveniente de fuentes renovables en la región se ha duplicado, pasando de un 8,5% en 2004 a un 17,4% en 2017. (Eurostat, 2018). Estos datos nos indican que, a pesar de que el consumo de combustibles fósiles en Europa no deja de descender, no se puede obviar el hecho de que todavía la mayor parte de la energía consumida en Europa proviene de fuentes tradicionales.

A pesar del crecimiento en el consumo de energías limpias, el aumento medio anual (analizando los datos ofrecidos por la UE para el periodo de 2004 a 2017) es del 0,68% (y de 2016 a 2017 tan solo de 0,4%). Considerando que por medio de la directiva 2009/28/EC, en la Unión Europea se estableció como meta para la región llegar en 2020 a un 20% de consumo renovable del total del consumo final bruto energético, en el periodo de 2018 a 2020 debería aumentar un 0,87% cada uno de estos años, porcentaje significativamente superior a la media del periodo de 2004 a 2017 (0,68%) y mayor al doble del crecimiento del último año reportado (0,4%).

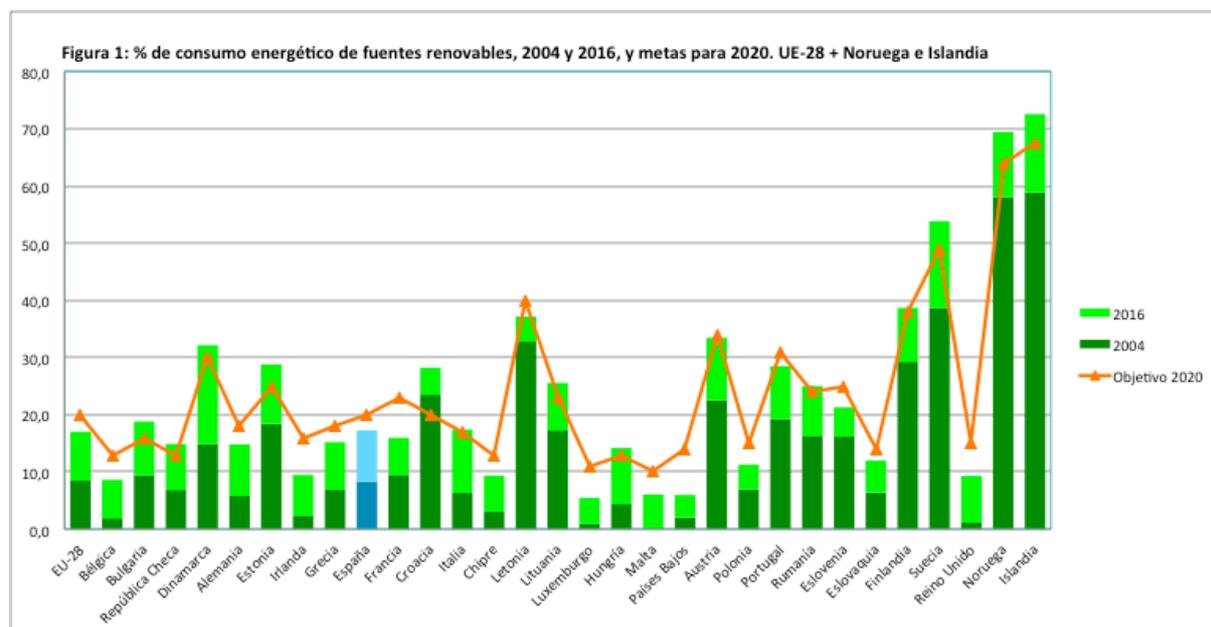
Cada país miembro de la Unión Europea tiene unas metas particulares que cumplir para 2020 en cuanto a consumo de energías renovables, y éstas varían significativamente entre países, siendo la más baja un 10% para Malta, al que aún no ha conseguido llegar (6% en 2016), y la más alta un 49% para Suecia, porcentaje que supera desde 2012, llegando a un 53,8% en 2016. Si además se tiene en cuenta los países que comprenden el Espacio Económico Europeo (EEE), llama la atención el

objetivo asignado en particular a Islandia (67,5%), que desde 2007 ha conseguido superar con creces, situándose a día de hoy en un 72,6% del consumo total de energía.

En el caso de España, la meta para 2020 es llegar al 20%, encontrándose actualmente en un 17,3%. Tanto en España como en el resto del mundo, las energías renovables están más integradas en la generación de electricidad que en la generación de energía para uso térmico o transporte. (Eurostat, 2018). En España, a finales de 2017 la capacidad instalada de energías renovables ascendía a 48.185 MW, siendo esta cifra un 46% del total de la capacidad total de potencia eléctrica en España. Hasta el 2013 la capacidad instalada aumentaba notablemente año tras año, pero a partir de entonces este aumento se ha ralentizado, siendo del 0,6% para los últimos 5 años. (REE, 2018). Si bien España se puede considerar un referente en cuanto a la integración de renovables en el sector eléctrico, existen ciertas desigualdades en el resto de sectores energéticos, puesto que no cobran tanto peso en el uso para el transporte y térmico. Los recortes públicos en materia de energías renovables provocaron que el valor y volumen de mercado de las mismas decreciese en el 2017. Esta caída además vino incentivada por un sistema de subsidios mal estructurado que no permitía que los altos costes se traspasasen a los consumidores y que desencadenó en el sobreapalancamiento de proyectos y que provocó que los subsidios fracasasen. (Marketline, 2018).

La Figura 1 muestra la proporción de energía proveniente de fuentes renovables por cada país miembro de la UE (2004 y 2016), así como sus metas para 2020, todos los datos vienen expresados como % del consumo final bruto energético de cada país. En la Figura 1 se puede observar que en 2016, 11 de los 28 países miembros ya habían cumplido su objetivo.

**Figura 1: % del consumo energético de fuentes renovables, 2004 y 2016, y metas para 2020. UE + Noruega e Islandia**

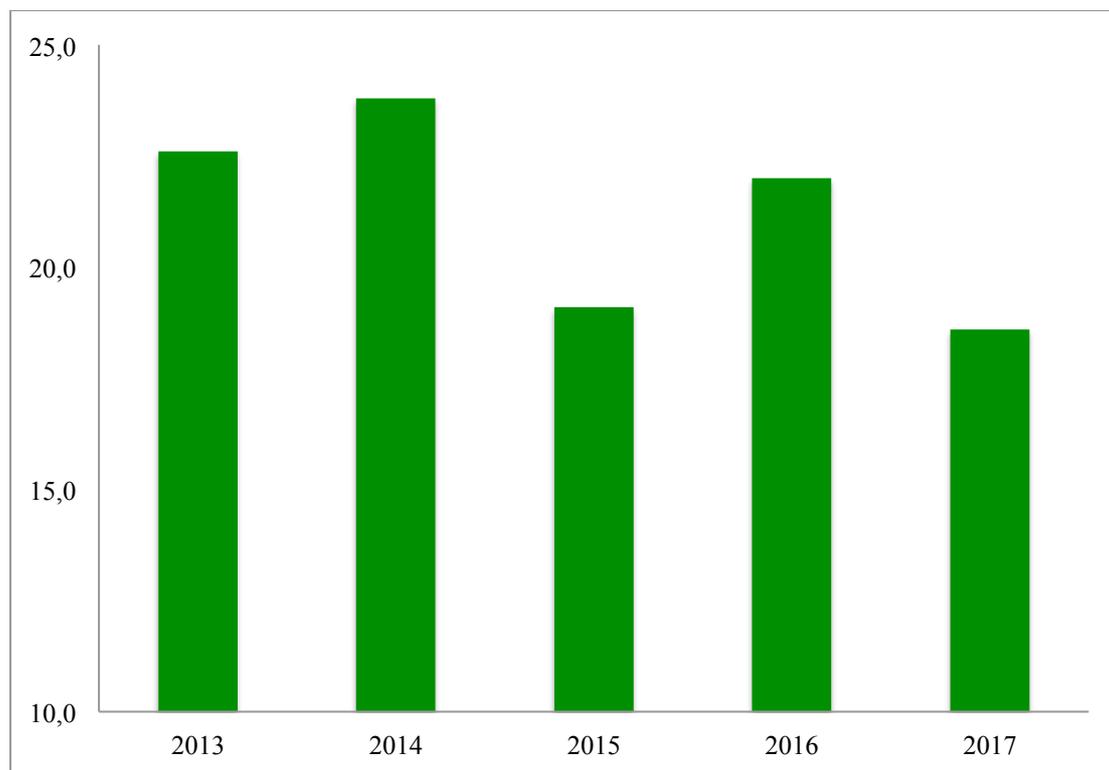


Fuente: Eurostat (2018).

En cuanto a generación eléctrica renovable nacional, la cifra para 2018 es de 99.065 GWh, que comparado con la generación del año 2017 – 84.505 GWh –, marca un aumento del 17,2%. A su vez, el año 2017 supuso una caída en la generación renovable del 16,3% por una caída en la producción hidráulica como consecuencia de la sequedad que marcó el año 2017. En relación a la cuota de la generación total, en el año 2018 las energías renovables supusieron un 40,1% de la generación eléctrica nacional. Del mismo modo, para el año anterior la cuota de renovables era tan solo del 32,1%, que contrasta con el 38,4% del 2016. (REE, 2018). Estos datos facilitados por REE son un claro ejemplo de cómo el estancamiento, en cuanto a potencia instalada de renovables de los últimos 5 años, ha derivado en que el peso de las renovables en el mix energético nacional quede supeditado fundamentalmente por dos factores: condiciones climatológicas y financiación.

El valor de mercado de las energías renovables en España en 2017 alcanzó los 18,6 mil millones de euros, cifra que representa una caída del 15,2% con respecto a los 22 mil millones de euros del año anterior.

**Figura 2: Valor de mercado de las Energías Renovables en España (€'000 millones)**



Fuente: Marketline (2018).

La tasa de cambio anual compuesta (CAGR) del valor de mercado en España para el periodo de 2013 a 2017 es del -4,7%, que en comparación a las de Alemania o Francia (10,2% y 4% respectivamente) representa una cifra notablemente inferior por los recortes mencionados anteriormente. Sin embargo, en cuanto a valor de mercado en materia de renovables, España es el segundo país de Europa con una cuota del 8,5%, solo por detrás de Alemania.

El 22 de febrero de 2019, desde el Gobierno anunciaron el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), aprobado por el Consejo de Ministros para ser presentado a la Comisión Europea (CE). Este plan se desarrolla fundamentalmente con el objetivo de modernizar la economía, el impulso en España a las energías renovables, el desarrollo del medio rural, la mejora en términos de salud, y el cuidado del medioambiente. Con este plan, se calcula que en 2030 la potencia eléctrica instalada alcanzará los 157 GW, de los cuales la mayor parte provendrá de energía eólica y solar fotovoltaica (32% y 24% respectivamente), además de otras fuentes de

energías limpias. La potencia eléctrica instalada a cierre del 2018 se sitúa en 104 GW, de éstos, las fuentes de energía eólica y solar fotovoltaica combinadas tan solo alcanzan el 27% de la potencia total. (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

### 3. Marco Regulatorio y Remuneración

Más allá de la evolución y desarrollo de las energías renovables, otro factor de peso que se debe tener en cuenta antes de tomar la decisión de inversión es el marco regulatorio que rige la industria. En este capítulo se pretende explicar el marco regulatorio al que se somete, así como la exposición que el sector energético tiene en especial a los cambios de éste. Es importante tener esto en cuenta puesto que cada cambio en la regulación va a tener efectos considerables en el funcionamiento de estas industrias, afectando a su vez las retribuciones y rentabilidades y al apetito inversor.

Si se analizan los efectos de los cambios más recientes de regulación sobre los mecanismos de retribución de las energías renovables, se puede observar un cambio radical tras la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En su conjunto, estos han supuesto una importante reducción de la rentabilidad en la mayoría de instalaciones existentes de energías renovables. Esto se debe a que el marco regulatorio anterior permitía tener una estabilidad en las rentabilidades al fijar un nivel de ingresos futuros, impulsando el desarrollo de las energías renovables en España, que en 2014 llegó a ser el cuarto país del mundo en cuanto a capacidad eólica instalada y el primero en termosolar. En parte por ello, en 2014, cerca de un 43% de la producción eléctrica total del país venía de fuentes de energías limpias. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

Sin embargo, con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, las energías renovables en el país ya no gozan de tarifas predeterminadas a largo plazo, ya que marcan que cada 6 años la remuneración será revisable. Como consecuencia, las rentabilidades se vuelven más volátiles por la incertidumbre en cuanto a los ingresos y costes regulados. Este nuevo marco implica que el sistema de mercado de *feed-in tariff* y *feed-in premium* (tarifa de mercado más prima) queda reemplazado por un criterio de Rentabilidad Razonable, sistema que premia más la potencia instalada que a la generación en sí, y que se explicará más en detalle posteriormente. (Deloitte, 2018). El cambio en la regulación afecta en distinta medida a los diferentes tipos de

instalaciones, favoreciendo o perjudicando a éstas no solo por el tipo de tecnología instalada, sino que también, según el tiempo que lleven operativas, su coste de instalación, y los horarios de producción entre otros. (A. Rojas, B. Tubío, 2015). Asimismo, con esta Ley las renovables que se clasificaban dentro del Régimen Especial dejan de clasificarse como tal. Anterior a dicha Ley, se clasificaban dentro del Régimen Ordinario todas aquellas centrales cuya potencia instalada fuese igual o superior a 50MW, mientras que entrarían dentro del Régimen Especial aquellas con potencia instalada inferior a 50MW que generasen a raíz de fuentes renovables, cogeneración, biomasa, y biocarburantes y residuos no renovables. (C. González, 2018). La eliminación de esta distinción supone que las plantas que se clasificaban dentro del Régimen Especial ya no podrán gozar de primas con respecto al precio de venta de mercado (*feed-in tariff* y *feed-in premium*), sino que todas aquellas que a precio de venta de mercado no alcancen la denominada Rentabilidad Razonable percibirán una Retribución Específica. (España, 2013).

### **Remuneración de las Energías Renovables**

Para evaluar los efectos en los retornos de la regulación actual, es importante entender el concepto de Rentabilidad Razonable. La Rentabilidad Razonable es única para cada periodo regulatorio de seis años, y se podrá revisar cada semiperiodo regulatorio (tres años). Ésta hace referencia a la rentabilidad de un proyecto, que según el BOE “girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado”. (BOE, 2014). Esta rentabilidad se aplica sobre una inversión inicial teórica, calculada desde el momento en el que la instalación entra en explotación. Según el tipo de instalación, se le asignará una Vida Útil Regulatoria, periodo en el que podrán recibir un extra de remuneración sobre la inversión, además de los ingresos por venta de energía a precio de mercado, y que les permitirá alcanzar la Rentabilidad Razonable. (A. Rojas, B. Tubío, 2015). Siguiendo este criterio, aquellas instalaciones que lleguen a la Rentabilidad Razonable vendiendo a precio de mercado, no recibirán incentivos. Para el periodo regulatorio actual, que finaliza en 2020, la Rentabilidad Razonable marcada es de 7,398%. El gobierno teóricamente garantiza a las instalaciones esta rentabilidad, pero por otro lado, no podrá ser superada. (C. González, 2018).

El concepto de Retribución a la Operación también aparece en la nueva regulación, y afecta a las tecnologías como la fotovoltaica, termosolar y de cogeneración, cuyos costes de instalación son más elevados. Esta retribución permite a este tipo de instalaciones recuperar parte de los costes de explotación que no podrán recuperarse simplemente por medio de la venta de energía en el mercado. (E. Villalba, 2017).

Las consecuencias de los cambios en el marco regulatorio acordados entre 2012 y 2015 ya son evidentes, y como se ha mencionado anteriormente, benefician o penalizan a diferentes tipos de instalaciones de manera desigual. (Deloitte, 2018). Las tecnologías más penalizadas en cuanto a sus rentabilidades en comparación al marco regulatorio anterior (RD 661/2007) serían las siguientes:

- En general, las instalaciones de energía eólica han salido especialmente perjudicadas. Considerando que la Rentabilidad Razonable se calcula como el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 bps, numerosas instalaciones antes de 2013 tenían unas rentabilidades superiores a ésta. (Deloitte, 2018). Además, en un entorno de tipos de interés bajos como los que atraviesa el país, algunos expertos prevén que la Rentabilidad Razonable además podría ser ajustada a la baja para el siguiente periodo regulatorio. (C. González, 2018). De hecho, actualmente la reducción de la rentabilidad se cuantifica en un 21% en comparación al periodo de entre 2008 y 2013.
- Parques eólicos con mayor producción por MW instalado: al ser más eficientes, les perjudica el hecho de que se retribuya la inversión inicial con la misma rentabilidad razonable independientemente de las horas reales de funcionamiento. Además no gozan de la mencionada retribución a la operación. (C. González, 2018).
- Parques eólicos previos a 2005: por el hecho de haber disfrutado más años de la retribución anterior no se les aplica el complemento a la retribución para alcanzar la Rentabilidad Razonable. Los parques eólicos no cuentan con la retribución a la inversión, y por ello, su retribución viene únicamente de la venta de energía a precio de mercado. La caída en los ingresos ha llegado a superar el 50%. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

Además, la regulación actual introduce un nuevo riesgo en cuanto a la rentabilidad percibida que tiene que ver con los horarios de funcionamiento. Para calcular el Valor Neto del Activo el precio de mercado se ajusta por un “coeficiente de apuntamiento”, único para cada tecnología y que refleja la diferencia entre el precio medio del mercado y los precios horarios efectivamente cobrados por las instalaciones. (Marketline, 2018). En el caso de las instalaciones eólicas, el coeficiente es menor a 1 ya que producen en horas en las que el precio de mercado está por debajo de la media, en parte por la presión bajista de la producción eólica en los precios de mercado. Del mismo modo, las instalaciones solares, al producir en horario en el que el precio de mercado se sitúa por encima de la media, su coeficiente de apuntamiento será superior a 1. (Energía y Sociedad, 2018).

La CNMC revisa cada 3 años la retribución regulada, fijada en función a estimaciones de ingresos por la venta de energía a precio medio anual del mercado diario e intradiario, según previsiones de horas de funcionamiento y de la evolución de los precios de mercado. A mayor precio estimado de mercado, menor será la retribución regulada, ya que cuanto mayor sea el precio de mercado, menor será el porcentaje de la inversión que no se podrá recuperar por medio de la venta en el mercado. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

Esto quiere decir que con la nueva regulación, las energías renovables pasan a estar expuestas a la volatilidad de los precios de mercado. Si se compara el precio medio del mercado diario e intradiario de 2018 (57,27 €/MWh) con el precio estimado por la CNMC para el mismo ejercicio, en el caso de que el estimado por la CNMC fuera mayor, provocaría que los ingresos previstos en el corto plazo se redujesen provocando tensión en la liquidez. Estos precios estimados reflejan una media de los precios del mercado de los últimos años. Cuando comience el nuevo periodo regulatorio en 2020, se aplicará el ajuste que corresponda hasta que finalice la Vida Útil de las instalaciones. (Energía y Sociedad, 2018).

Asimismo, la regulación ha desarrollado un sistema de límites para ajustar las compensaciones pagadas y percibidas tanto por el Estado como por las instalaciones renovables. De este modo, en función del precio del pool estimado por la CNMC,

existen dos límites superiores (LS1 y LS2) y dos límites inferiores (LI1 y LI2) que marcarán lo que recibirá o pagará cada instalación al finalizar cada semiperiodo regulatorio con respecto a las desviaciones entre el precio de venta de mercado y el precio estimado al principio de cada semiperiodo. Los límites se delimitarán de la siguiente manera: el LS1 estará 4 €/MWh por encima del precio estimado, y el LI1 4 €/MWh por debajo, a su vez, el LS2 y el LI2 tendrán una diferencia de 8 €/MWh con respecto al precio estimado. (C. González, 2018). Sabiendo esto, se plantean diferentes escenarios a analizar: en primer lugar, en el caso de que durante el semiperiodo regulatorio el precio del pool se situase entre las bandas de LS1 y LI1, las instalaciones estarían totalmente expuestas a las fluctuaciones de precio. Si en su defecto el precio se ha situado entre los límites LS1 y LS2, solamente se beneficiarán en un 50%, de la misma manera que si el precio se ha situado en la banda entre LI1 y LI2, estará protegido en un 50% del precio. Por último, si los precios se sitúan por encima del LS2 o por debajo del LI2, las instalaciones no estarían expuestas en ningún caso a las fluctuaciones de precio, dado que existe un sistema de *caps* y *floors* que limita tanto las pérdidas como los beneficios en caso de que existan significantes diferencias con respecto al precio estimado al principio de cada semiperiodo regulatorio. (C. González, 2018).

En la práctica, durante los tres años que dura el semiperiodo, las instalaciones recibirán el precio del pool, sin ningún tipo de ajuste con respecto al sistema de bandas o límites expuesto. No obstante, estos umbrales se aplican en el momento de calcular el valor del componente de remuneración específico para los períodos sucesivos, con precios estimados del pool más altos que los supuestos (flujos de efectivo más altos que los previstos originalmente por el regulador) durante un semiperiodo dado, impactando negativamente en el valor de la remuneración específica que se aplicará desde el inicio del siguiente (ajuste a la baja). Por otro lado, si los precios de mercado son más bajos que los esperados, el efecto es el contrario, como sucedió entre 2014 y 2016. Además, es importante tener en cuenta que los precios mencionados anteriormente deben ajustarse para cada tecnología mediante la aplicación de los factores de conformación correspondientes. (CNMC, 2017).

Los riesgos relacionados con el marco regulatorio se explicarán más en detalle en el capítulo de Riesgos de la Inversión, así como otros riesgos relevantes.

## **4. Riesgos de la inversión**

Más allá de la exposición a cambios regulatorios, las energías renovables están a su vez expuestas a diversos riesgos de distinta naturaleza, algunos relacionados al marco regulatorio descrito anteriormente. Al analizar el sector energético en el segundo capítulo, se ha observado cómo la demanda eléctrica, y en especial, la demanda de energías renovables, durante los últimos años no ha parado de crecer. Esto, unido a las fluctuaciones y volatilidad en el precio de las materias primas, sobretodo del petróleo, provocan que surja un apetito por parte del inversor de encontrar proyectos de inversión alternativos, más estables y con potencial de crecimiento. Como para cualquier otro proyecto de inversión, es importante considerar los riesgos que se han de asumir, para de cierto modo poder blindarlos y además, buscar la máxima rentabilidad. A continuación, se hablará sobre los diferentes riesgos que conlleva la inversión en energías renovables.

### **4.1. Desequilibrio del Sistema Eléctrico**

En 2014, con la Ley 24/2013 se alcanzó la corrección del déficit anual, al tener ésta como fin la sostenibilidad económica del sistema. La reducción del déficit, que pasó de estar en 2013 en 3.540 millones de euros a superávit en 2014 de 550 millones de euros, viene motivada substancialmente por una previsión en el cálculo de los peajes (parte de la tarifa regulada) superior a la demanda eléctrica. El modelo de retribución actual está condicionado en gran parte por que no se den déficits tarifarios. Los ingresos los comprenden la tarifa eléctrica e ingresos externos (medidas de apoyo fiscales), y deben ser superiores a los costes del sistema eléctrico, compuestos por el coste de la energía y los costes regulados. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

La regulación actual pretende implantar medidas para contrarrestar los desvíos que puedan tener efecto sobre la retribución de las energías renovables (A. Rojas, B. Tubío, 2015):

- Con la Ley 24/2013 se introduce el concepto de Coeficiente de Cobertura. Con esta Ley, se elimina la diferenciación entre las energías en Régimen Especial y

Régimen Ordinario de las compañías eléctricas convencionales. Por ende, el Régimen Especial ya no se beneficia de la protección de ingresos y trato preferente con respecto a la cobertura de desvíos de ingresos. El coeficiente de cobertura se establece cuando los ingresos regulados no cubren los costes del sistema, y éste representa la relación entre ingresos y costes del sistema regulado.

Este coeficiente disminuye las recaudaciones de las actividades reguladas, y de las energías renovables. Estos desvíos podrán ser tanto intranuales como mantenerse hasta cierre de año, en caso de que perdurasen las diferencias a cierre de año, se introducirían derechos de cobro futuros a ser devueltos en los próximos 5 años. Sin embargo, el déficit que puede ser financiado por el sistema no podrá ser superior a un 2% de la retribución anual ni su apalancamiento superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para el mismo ejercicio. (Ley 24/2013). De lo contrario, los peajes se revisarán hasta que por lo menos equiparen la cantidad por la que sobrepasan los límites mencionados.

La introducción del déficit de cobertura provoca una caída en los ingresos, presionando a su vez la liquidez de los operadores de energías renovables, al carecer de capacidad para financiarlos por no poseer certificación que les permita acceder a los derechos de cobro mencionados.

- Con la Ley 24/2013, el Ministerio de Industria ahora tiene la potestad para ajustar la retribución de las energías renovables según el ciclo económico, la demanda de electricidad, y la rentabilidad adecuada para estas actividades. Con excepción del valor de Inversión Inicial y la Vida Útil, el Ministerio podrá alterar todos los parámetros de retribución. La Rentabilidad Razonable para el primer periodo regulatorio (que finaliza el 31 de diciembre de 2019) es de 7,389%, definido como 300 pbs por encima de la rentabilidad media de los últimos diez años de las Obligaciones del Estado a diez años de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013 en el mercado secundario.

Esta Rentabilidad Razonable se revisará cada seis años con la entrada de nuevos periodos regulatorios, en base a la rentabilidad de las mismas Obligaciones del Estado durante los dos años anteriores al mes de mayo anterior al inicio del nuevo periodo, que en este caso sería mayo del 2019. (BOE, 2018).

#### **4.2.Riesgos de Retribución**

- Variaciones en el precio del pool. Si los precios estimados para el cálculo de la retribución regulada están por debajo de los precios del mercado eléctrico, aumentarían los ingresos de las instalaciones de renovables. Esto afectará a futuro en el Valor Neto del Activo, ya que se reducirá para compensarlo. (C. González, 2018).

Si los precios de mercado suben de manera prolongada y esta subida no está provocada por un aumento de la demanda eléctrica, ejercerá presión sobre el sistema, ya que forzará un encarecimiento del coste para los consumidores. Puede ocurrir que el gobierno decida no trasladar enteramente este encarecimiento a los usuarios, en este caso el coeficiente de cobertura mencionado anteriormente serviría para repartir la financiación del déficit entre todas las partes involucradas, implicando una reducción de hasta el 2% en los ingresos. Por otro lado, este déficit incitaría a revisar a la baja los costes del sistema reduciendo a su vez la retribución de las energías renovables. (C. González, 2018).

Si por el contrario los precios de mercado suben de manera prolongada, y esta subida viene por un aumento de la demanda, la tarifa no se vería inevitablemente presionada, ya que los ingresos aumentarían y mitigarían el riesgo de inequidad entre ingresos y costes. Para las instalaciones de energías renovables, el mejor de los casos se daría con una subida moderada de los precios del pool. Se habla de un incremento moderado en el sentido de que los precios no superen el límite dentro del rango por el que pasarían a ser afectados por el mecanismo de ajuste (LS1), y que a su vez no ejerzan presión sobre la tarifa eléctrica. Los efectos de las discrepancias entre el precio

estimado por el Gobierno y el precio real del pool ya son evidentes. Dadas estas diferencias en el semiperiodo regulatorio entre 2014 y 2016, se estima que las pérdidas del sector en el periodo alcanzan los 930 millones de euros, de los cuales sólo 356 millones podrán ser recuperados por futuros ajustes en los ingresos. De hecho, esta suma no se recuperará en forma de un solo pago, sino que se distribuirá a lo largo de lo que queda de vida útil al activo. Siguiendo este razonamiento, y teniendo en cuenta que cuanto menor sea el precio del pool con respecto al estimado, menos tendrá que compensar el Estado a las instalaciones, se puede concluir que existe el riesgo de que el sistema actual sirva como incentivo para sobreestimar los precios futuros. (C. González, 2018).

Las instalaciones más competitivas son todas aquellas que se ven beneficiadas por aumentos del precio de mercado, por el hecho de que los ingresos son más dependientes de que suban los precios, y por ende, estarían menos expuestas al riesgo político y regulatorio. Incluso si el incremento de precio fuese muy acentuado, estas tecnologías no requerirían retribución adicional, ya que los ingresos por venta de energía a precio del pool podrían ser suficientes para cubrir los costes operativos y de inversión. Por mucho que aumentasen los precios de mercado, y que pierdan el acceso a retribución regulada, esto nunca significará que la instalación deba reembolsar la retribución previamente recibida. (Deloitte, 2018).

Del mismo modo, si los precios de mercado cayesen, los ingresos de las instalaciones disminuirían directamente, originando tensión en la liquidez en el corto plazo para las instalaciones renovables. En un horizonte temporal más amplio, esto en parte se vería desagraviado por un mayor reconocimiento en el valor neto actual de la inversión. Es en este caso en el que las instalaciones menos competitivas estarían mejor paradas, ya que están menos expuestas al riesgo de precios de mercado. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

- Demanda eléctrica. A pesar de que toda la energía producida por fuentes renovables se puede vender a mercado (prioridad de despacho), con la regulación actual se ven expuestas al riesgo de demanda. (A. Gifreu, 2015).

En un escenario de caída en la demanda eléctrica, los peajes y cargos (ingresos) del sistema disminuirían, mientras que gran parte de los costes son fijos, generando de este modo un déficit en el corto plazo. Este podría ser financiado por los sujetos del sistema, teniendo en cuenta los límites del 2% y 5% mencionados, ya que de ser superados las tarifas de acceso tendrían que ser modificadas. Si esto sucediese, podría volver a darse el caso de una nueva disminución de la retribución de las energías renovables, por medio de un nuevo reajuste en la Rentabilidad Razonable. (A. Rojas, B. Tubío, 2015).

Además, una demanda inferior presionaría a la baja los precios pool, otra vía por la que los ingresos del sistema de estas tecnologías disminuiría. Sin embargo, desde que se implantó el nuevo marco regulatorio en España no se han experimentado caídas en la demanda, esto es porque como se puede observar en el siguiente gráfico, la demanda energética está ligada al crecimiento económico nacional (PIB). La Figura 3 se ha elaborado con datos de demanda energética publicados por Red Eléctrica España (REE), y con datos publicados por el diario Expansión de variación anual del PIB.

**Figura 3: Evolución del PIB Nacional y la Demanda Eléctrica (%)**



Fuente: elaboración propia. Adaptado de Expansión (2019) y REE (2018).

Con este gráfico se puede apreciar que la demanda energética está ligada a los ciclos económicos, y por ello, una recesión provocaría caídas en la demanda. Si bien es evidente la correlación de ambos factores, no se debe obviar que factores como la laboralidad y la temperatura también tendrán un efecto significativo sobre la demanda energética.

## 5. Proceso de Subasta

Las subastas renovables tienen como objetivo introducir nueva potencia instalada en el país. Considerando los objetivos energéticos descritos en el Capítulo 1 para 2020, son absolutamente esenciales para conseguir llegar al objetivo marcado de consumo energético superior al 20% proveniente de fuentes renovables. Las subastas de potencia renovable, como cualquier otra subasta, consisten en un proceso competitivo ordenado en el que se adjudica potencia a instalar al mejor postor.

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que “excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos,

cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea”. Más adelante, con el Real Decreto 413/2014 se dicta que las condiciones, instalaciones, o tecnologías concretas que podrán optar en los procesos de subasta (“mecanismos de concurrencia competitiva”) a recibir el régimen retributivo específico, tendrán que ser impuestas por medio de un Real Decreto.

Con esto, el Real Decreto 947/2015 establece una subasta para la concesión del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones renovables, y dicta que pueden optar a la misma tanto nuevas instalaciones de biomasa peninsulares como instalaciones eólicas *on-shore*. El Real Decreto también debe marcar los límites de potencia subastados, siendo para la primera subasta un máximo de 200 MW para las instalaciones de biomasa y de 500 MW para las eólicas. Este Real Decreto marca la primera subasta de instalación de potencia renovable en el país, celebrada el 14 de enero de 2016. (Deloitte, 2018).

Entre 2016 y 2017 se celebraron tres subastas en las que se adjudicaron 8 mil MW. En las subastas celebradas hasta final de 2018, las pujas se realizaban en función del valor de la inversión inicial, por lo que la potencia se adjudicaba a los que consiguiesen construir plantas con la menor inversión inicial, que además luego se retribuía. (C. Monforte, 2018). Por este método, entre 2017 y final de 2018, se celebraron dos grandes subastas de potencia renovable que adjudicaron un total de 9 mil MW, que se instalarán hasta 2020. (El Independiente, 2019).

En diciembre de 2018 el Gobierno anunció una serie de medidas para combatir el cambio climático, de las cuales algunas hacen referencia a las subastas. En primer lugar, alegó que entre 2019 y 2030 se realizarán subastas de hasta 4 mil MW, y por otro lado, planteó un nuevo mecanismo de subasta. Este nuevo mecanismo implicaría que el ganador de la puja será aquél que consiga ofrecer precio más competitivo por kWh en lugar de un menor coste de instalación inicial. Esto implicaría un nuevo modelo de retribución en función del precio, en el que el ganador de la puja obtiene mayores garantías y se asegura cobrar el precio ofertado. Por ello, si en este precio es superior al precio del pool, devolverá la diferencia, pero si sucede lo contrario, se les compensará. (El Periódico de la Energía, 2018).

## **6. Financiación**

Tras unos años de ralentización, en 2018 en España se invirtieron aproximadamente 7.800 millones de dólares en energías renovables, cantidad siete veces mayor que la registrada para el año anterior. Con esta cifra, España se sitúa en el top 10 en cuanto a inversión en renovables en el mundo, y en Europa tan solo por detrás de Alemania y Francia. Mientras que a nivel mundial la inversión en renovables ha caído un 8% en el periodo de 2017 a 2018, el boom que ha experimentado España en el último año le convierte en el país Europeo que más ha crecido en este aspecto. (Bloomberg NEF).

Existen numerosas alternativas en cuanto a la inversión y financiación de energías renovables, variarán en función del perfil del inversor (público o privado), y del instrumento financiero utilizado.

### **6.1. Inversión Pública e Inversión Privada**

La inversión pública hace referencia a aquella que proviene del Estado. Puede ser a través de subvenciones, fondos estatales, políticas de apoyo, por medio de capital, líneas de crédito, o emisiones de deuda entre otros.

Por otro lado, el inversor privado puede ser un promotor, una corporación, una entidad financiera, un particular, un inversor institucional o fondos de inversión (tanto de Private Equity, Venture Capital o Fondo de Infraestructuras). Este tipo de inversor utiliza mecanismos como el Project Finance (PF), financiación estructurada, Project Bonds o Green Bonds. En la actualidad, la mayor parte de la inversión en energías renovables proviene de inversores privados.

En materia de energías limpias, en el PNIEC descrito anteriormente, se estima en 236 mil millones de euros la cantidad de dinero que se destinará en España para la descarbonización de la economía entre 2021 y 2030, de los cuales calculan que el 80% procederá del sector privado, y el 20% restante emanará de diferentes administraciones públicas para impulsar la financiación privada y que se centrarán en mejorar la eficiencia energética. Como consecuencia de dichas inversiones, se prevé

un aumento del PIB en los nueve años de duración del plan entre 19 y 25 mil millones de euros al año, al reducir las importaciones de fuentes de energía convencionales y por aumentar el empleo por el impulso de las renovables. (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018).

## **6.2.Instrumentos Financieros**

Existen diferentes alternativas de financiación de instalaciones de energías renovables en función diversos factores, como el tipo y potencia de la instalación, si es un promotor individual o corporativo, o el tamaño de la inversión. En este apartado, se procederá a explicar algunos de los instrumentos más utilizados para financiar proyectos de energías renovables. Es importante tener en cuenta que los siguientes tipos no son excluyentes, es decir, el uso de un tipo de recurso no excluye el uso de otro, siendo lo más habitual encontrar estructuras de financiación que los combinen.

### **Project Finance (PF)**

Tradicionalmente, los proyectos de infraestructuras partían de una propuesta de uno o varios promotores que constituían un SPV para su desarrollo, siendo éstos los accionistas de la misma. La estructura financiera del vehículo sería la siguiente: entre un 10% y un 20% serían los recursos propios del mismo, y el resto de los recursos necesarios para el desarrollo del proyecto provenían de financiación bancaria. (E. Ballesté et al, 2016). Esta estructura sigue un modelo de Project Finance que se detallará a continuación.

Se trata de una fuente de financiación bancaria estructurada que se utiliza para financiar proyectos de gran envergadura, que se caracterizan por tener costes de inversión muy elevados y en los que el periodo de rentabilización es especialmente largo. Se trata de deuda sin recurso a la matriz, es decir, se utiliza para financiar un proyecto aislado y se sitúa fuera de balance. Generalmente, este modelo de financiación se utiliza para proyectos de infraestructuras y de energías. (Axesor, 2015).

Las principales características del PF son los elevadísimos niveles de apalancamiento, habiendo incluso superado niveles de 90:10, y por otro lado los plazos, siendo lo habitual entre 15 y 20 años, pero habiendo alcanzado hasta los 30 años. Al financiar proyectos a tan largo plazo y con niveles elevados de apalancamiento, este instrumento requiere que exista cierta predictibilidad en los flujos de caja del proyecto, y que además esté respaldado por el proyecto en sí. Para estructurar un PF, se debe conseguir estabilidad de los flujos y reducir la volatilidad de los ingresos del proyecto. Es por esto que el sponsor deberá acceder a concertar contratos de venta y suministros a precios fijos, a largo plazo, y por la mayor parte de su capacidad. (E. Furió, 2016).

Aún teniendo en cuenta que a la entidad bancaria le interesa reducir la volatilidad de los flujos de caja del proyecto, es frecuente que la financiación se estructure a tipo variable. En este caso, podrá exigir al sponsor que firme un swap de tipo de interés para que ante una subida de tipos, la mayor parte del riesgo de interés esté fijado, garantizando la predictibilidad aspirada y por ello, no convirtiendo el proyecto en más arriesgado. (Res4Med, 2018).

### **Project Bonds / Bonos Proyecto**

La necesidad de creación de nuevas infraestructuras ha llevado a los poderes públicos a buscar alternativas de financiación para este tipo de proyectos que se adapten más a la situación actual. Los Project Bonds (PB) nacen con el fin de proporcionar una oportunidad de inversión en proyectos de infraestructuras al inversor privado y permitir que la deuda de éstos cotice en los mercados de capitales. (E. Ballesté et al, 2016).

Desde su creación, los PB fueron considerados como una interesante oportunidad de inversión para el cliente institucional principalmente por dos motivos: en primer lugar, por su capacidad de atraer inversión privada a proyectos de infraestructuras, y en segundo lugar y como consecuencia del primer motivo, por su capacidad de fomentar y dinamizar la construcción de proyectos. (E. Ballesté et al, 2016).

Al igual que el PF, este tipo de emisión de deuda se utiliza para financiar proyectos de gran envergadura, y es por esto que es una fuente de financiación habitual en proyectos de infraestructuras, y en especial de energías. Siendo la principal diferencia entre el PF y los PB que la primera se trata de financiación bancaria mientras que la segunda es un tipo de deuda cotizada, el acceso al mercado de capitales hace que se convierta en una opción interesante de financiación por varios motivos. (Crédit Agricole, 2018):

- Precio fijo: permite al emisor fijar el coste de financiación hasta vencimiento. En el caso de la financiación bancaria, frecuentemente incluyen ‘step-ups’ y exige que se acuerden swaps de tipo de interés. Por otro lado, para el inversor, le permite del mismo modo fijar sus retornos sin volatilidad del coste del capital.
- Maximización del plazo: los inversores del mercado de PB buscan oportunidades de inversión en el largo plazo, por lo que aceptan vencimientos superiores a 20 años. Cuando se ejecuta un PPA con una entidad crediticia fiable, los inversores se encuentran cómodos con vencimientos alineados con la duración de dicho PPA.
- Diversificación de las fuentes de financiación: los proyectos de energías renovables requieren grandes inversiones, y los inversores del mercado de capitales acogen transacciones que pueden superar los mil millones de euros. Por otro lado, los bancos (proveedores de financiación tradicionales) cada vez tienen mayores requerimientos de capital, por lo que los emisores ya no pueden apoyarse únicamente en éstos y se ven obligados a contemplar fuentes alternativas para apoyarse en un abanico más amplio de participantes del mercado.
- Mayor flexibilidad: los contratos incluyen menos condiciones que cuando se trata de financiación bancaria, por lo que los promotores gozan de menores restricciones.
- Amortización de la deuda: la mayoría de las transacciones se estructuran de manera que el perfil de ingresos del proyecto esté alineado con el periodo de amortización de la deuda.
- Rápida ejecución: a pesar de necesitar rating de agencias de rating, se puede esperar que la transacción se complete entre 8 y 12 semanas.

## **Bonos Verdes**

Tanto instituciones públicas como privadas pueden emitir este tipo de deuda. La diferencia de este tipo de emisión con otras de deuda convencionales radica en el compromiso de destinar los fondos a la financiación o refinanciación de proyectos sostenibles. Se utilizan sobretodo para proyectos de instalación de energías renovables, eficiencia energética, transporte limpio, y gestión de residuos responsable (Iberdrola, 2017). Para obtener la calificación de “bono verde” no solo se debe expresar a dónde irán dirigidos esos fondos, si no que además el proyecto debe ser auditado para verificar que los fondos se están destinando al mismo y que éste califica como “Proyecto Verde”. (EAFI Asesores Financieros, 2015).

La primera emisión de bonos verdes fue lanzada por el Banco Europeo de Inversión (BEI) en 2007, fecha a partir de la cual entidades como bancos, organizaciones, corporaciones y el Estado se sumaron a emitir este tipo de deuda. (EAFI Asesores Financieros, 2015). Iberdrola es un referente en cuanto a este tipo de emisión, no solo a nivel nacional, sino que a nivel mundial también lidera el ranking de emisores corporativos. Cada año publica un Informe de Sostenibilidad en el que especifica los proyectos a los que los fondos van dirigidos y muestra las diferentes emisiones en detalle. Desde el 2014, la compañía española ha llevado a cabo más de 13 emisiones de bonos verdes, por un valor que casi alcanza los 9 millones de euros y que destina en su mayoría a proyectos de energías renovables. (Iberdrola, Informe de Sostenibilidad / Ejercicio 2018).

Mientras que este instrumento financiero es prácticamente igual a emisiones convencionales en cuanto a su estructura, las compañías se pueden beneficiar de este tipo de emisiones al mejorar su imagen corporativa, hecho que les podrá dar acceso a la inclusión en Fondos Renovables y de ISR (Inversión Socialmente Responsable). (EAFI Asesores Financieros, 2015). Estos fondos se caracterizan por invertir con el fin de obtener retornos, pero considerando siempre aspectos de la Responsabilidad Social Corporativa (RSC) de las compañías en las que invierte. Es decir, busca rentabilidades financieras pero no a cualquier precio. (Bialkowski, Starks, 2016). Se procederá a describir más en detalle este tipo de fondos en el siguiente apartado. Por otro lado, las emisiones verdes también tienen costes adicionales en comparación a

otras emisiones tradicionales, por el hecho de tener que llevar a cabo auditorías de los proyectos y certificar el destino de los fondos recaudados. (EAFI, 2015).

Se pueden distinguir 4 tipos de bonos verdes según su estructura (EAFI, 2015):

- Bono verde proyecto avalado por el emisor: se clasifica como deuda corporativa pero aislando el uso de los fondos.
- Green Revenue Bond (destinado a un proyecto): se estructura de manera que los flujos generados por el proyecto forman parte de los pagos a los inversores.
- Asset backed security (el proyecto o proyectos avalan el bono verde)
- Bono verde titularizado. Los repagos se hacen con los ingresos generados por una cartera de proyectos.

Si un inversor minorista decidiese que quiere adquirir un bono verde, necesitaría una cantidad bastante grande de dinero, posiblemente éste tuviera que disponer de 100 mil euros. Para facilitar al inversor minorista el acceso a la inversión en este tipo de bonos se han creado vehículos que invierten en ellos, como fondos y ETF (Exchange Traded Funds). Estos vehículos permiten el acceso y seguimiento de la inversión en bonos verdes disponiendo por cantidades desde mil euros. (Etres Consultores, 2018).

### **“Power Purchase Agreements” – PPA**

Los PPAs son acuerdos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo, normalmente de entre diez y treinta años, que permiten a un productor de energía garantizar unos ingresos con los que podrán financiar sus proyectos, y a un comprador o comercializador fijar los precios de su aprovisionamiento de energía a largo plazo durante un periodo de tiempo pactado (Iberdrola, 2019). Son acuerdos específicos para cada proyecto, por lo que no son productos estructurados, y pueden darse tanto para proyectos que ya están en operación, como para aquellos que aún están por construir. Mientras que en países como Estados Unidos este tipo de contratos llevan existiendo desde hace más de una década, en España el primer PPA no se firmó hasta 2017, año en el que el Grupo EDP y Calidad Pascual acordaron un contrato de 5 años comenzando el 1 de enero de 2018, por el cual Calidad Pascual se comprometía a comprar a EDP Renováveis energía eólica producida en sus parques. Desde entonces, cada vez están más presentes en el país y grandes compañías energéticas como

Iberdrola, Acciona o Endesa financian cada vez más proyectos de renovables por medio de este tipo de acuerdos (Expansión, 2019).

Para un promotor de proyectos renovables, los PPAs suponen una interesante opción de financiación al permitirle garantizarse unos ingresos fijos y cubrirse de la volatilidad del mercado eléctrico. Como principal ventaja para el promotor del proyecto se puede destacar que la claridad en la previsión de retornos a largo plazo puede suponer una oportunidad para evaluar oportunidades de inversión bajo un criterio de rentabilidad versus riesgo (Acciona, 2019). Por otro lado, hace que su proyecto sea más “financiable”, es decir, el hecho de mitigar el riesgo de variabilidad en el precio pool le facilita la obtención de financiación bancaria.

Para el comercializador, el PPA supone cubrirse ante la volatilidad de precios de mercado al fijar un precio que, si no fuese por medio de éste, sería variable. Por otro lado, evita el riesgo operacional característico de los proyectos energéticos. Por ejemplo, las grandes empresas energéticas mencionadas anteriormente, por medio de estos acuerdos consiguen evitar costes de inversión, operacionales y de mantenimiento, fijar los precios de su suministro energético para posteriormente comercializarlo, y les permite desentenderse de la generación eléctrica para centrarse en su comercialización. (Acciona, 2019).

Se pueden distinguir tres tipos de PPAs (UNEF, 2018):

1. PPA Físico On-Site: permite al inversor financiar directamente plantas de generación eléctrica en el mismo lugar en el que se consumirá la energía (o en su defecto muy cerca de éste). Permite evitar costes de red al poder desplazar la energía por medio de cableado privado. Por otro lado, cuenta con una serie de restricciones como la disposición de espacio, y condiciones o requisitos del lugar para la construcción de la planta.
2. PPA Físico Off-Site: esta modalidad de PPA permite evitar las restricciones o límites relacionadas con el lugar de construcción que caracterizan a los PPAs On-Site. Por este motivo, permite la producción de un mayor volumen de energía, que a su vez se traduce en mayores economías de escala. Por otro

lado, este tipo de acuerdo sí tiene costes de red. Invertir en proyectos Off-Site permite al inversor beneficiarse de los ingresos del proyecto, pero por otro lado, el mismo está expuesto a riesgos y costes asociados al desarrollo, construcción, mantenimiento y a otros riesgos operacionales. Además, deberá asumir los costes de capital, y por ello asumir el periodo de payback (RE Scale, 2017).

3. PPA Financiero o Virtual: por medio de este tipo de contrato, ambas posiciones se pueden cubrir del riesgo de volatilidad del mercado spot. Funciona de manera similar a un swap, puesto que ambas contrapartidas acuerdan una distribución del beneficio en función de los precios de mercado, siendo el importe a liquidar la diferencia entre el precio pactado y el cotizado. La liquidación tiene frecuencia mensual y en ella, si los precios medios de mercado están por encima del precio pactado, el promotor abonará la diferencia de precios al comercializador de electricidad. Por el contrario, si el precio medio ha estado por debajo del acordado, será la comercializadora la que deberá abonar la diferencia al generador. De este modo, el generador o promotor se asegura unos ingresos en función del precio pactado, y el comercializador se garantiza de la misma manera un precio de aprovisionamiento fijo (Magnus Commodities, 2017).

### **Fondos ISR y Renovables**

Con la creciente preocupación medioambiental y la necesidad de las diferentes entidades de tener una imagen socialmente responsable, cada vez son más los fondos que apuestan por las energías limpias. Si bien hay fondos generalistas que invierten en un amplio espectro de industrias, inclusive las energías renovables, también hay muchos otros más especializados que limitan su abanico de inversión. Los fondos que invierten únicamente en un tipo de industria, como podría ser el subsector de las renovables, al estar especializados, normalmente buscan implementar su *know-how* e intervenir en la gestión del activo o empresa en la que invierten. Este punto es relevante porque esto significará que buscarán, o bien adquirir el activo en su totalidad o, por lo menos, adquirir el control del mismo por el que deberán pagar una prima de control (Energías Renovables, 2018). De este modo, se puede deducir que

por un lado los fondos generalistas invierten por motivos fundamentalmente financieros, mientras que los fondos especializados, además tienen un enfoque algo más estratégico al tener que intervenir en la gestión del activo.

Los fondos de Private Equity (PE) invierten con un espectro temporal de medio a largo plazo (entre cuatro y diez años), que generalmente desde el momento de entrada en el capital de una empresa pactan la fecha de salida. Buscan adquirir el control, y durante el periodo de permanencia tienen el objetivo de mejorar los resultados de la misma por medio de la intervención en su gestión. Esto les permitirá obtener plusvalías en el momento en el que decidan desinvertir del capital de la misma, que podrá ser por medio de una salida a bolsa, venta a un comprador estratégico (por ejemplo un competidor) o venta a otro comprador financiero, como podría ser otro fondo. (Energías Renovables, 2018).

Son varios los fondos extranjeros con exposición al sector renovable en España. Uno de éstos sería Cerberus, fondo estadounidense que en 2016 adquirió Renovalia por mil millones de euros, o el fondo canadiense Brookfield, que en el 2018, por medio de una OPA de exclusión, hizo un *delisting* de Saeta Yield, la *yieldco* de renovables cotizada de ACS. (El Confidencial, 2019).

Cada vez son más los fondos que invierten en este tipo de activos, ya que además de ser un sector cada vez más eficiente y que incuestionablemente será el futuro en cuanto a producción energética, a las empresas e instituciones cada vez se les exige más la responsabilidad social, y este tipo de inversión les permite obtener esa etiqueta. Por ejemplo, el banco de inversión español Arcano a través de su división de gestión de activos, en octubre de 2018 lanzó su primer fondo exclusivamente ideado para la inversión en proyectos renovables. (Cinco Días, 2018). Desde el fondo, con 250 millones de euros gestionados, destacan como uno de los objetivos principales “contribuir a la descarbonización de la economía”. Por su parte, Banco Santander bajo su división Santander Sostenible permite al inversor acceder a la inversión socialmente responsable (ISR) a través de varias alternativas de inversión a través de diferentes fondos que se adecúan a los diferentes perfiles de riesgo. (Santander Asset Management, 2018).

## **7. Actividad en los mercados Públicos**

Los elevados niveles de CapEx de los que requieren las instalaciones renovables, así como los altos niveles de apalancamiento, suponen una barrera para la mayor parte de los inversores que desean tener cierta exposición al sector. Por otro lado, los promotores de infraestructuras renovables asumen la mayor parte del riesgo al que se someten los proyectos cuando no existe la diversificación de fuentes de financiación. Esto hace que plantearse la admisión a cotización pueda suponer una opción interesante para muchos de los integrantes del mercado.

Para la empresa que se plantea la admisión a cotización esto tiene muchas implicaciones. Por un lado, la empresa debe gozar de cierta madurez y una estructura sólida, un equipo gestor experimentado, así como un plan de negocio estable que atraiga a los potenciales inversores. Además, deberá asumir que tendrá que implantar cambios en su estructura corporativa, como implantar un equipo de relación con inversores, realizar auditorías trimestrales y publicar resultados de manera periódica. (M. Silva, 2018).

Para una empresa de energías renovables, la admisión a cotización tiene numerosas ventajas, entre ellas la diversificación de la financiación. Estar cotizado en Bolsa permite acudir al mercado a levantar capital y, además, facilita la emisión de títulos de deuda. Por ello, dejarán de depender tanto de la financiación bancaria e institucional, y el riesgo está repartido entre un mayor número de inversores. Además, el estar cotizado implica bastantes obligaciones de transparencia (auditorías, cuentas trimestrales, prospecto, CNMV como órgano supervisor, etc.) por lo que hay ciertas garantías que facilitan que los acreedores confíen en el proyecto. (E. Soldevila, 2019).

Por otro lado, para el inversor las obligaciones de transparencia suponen una garantía de calidad y le permite tomar decisiones fundamentadas. Del mismo modo, no requiere de grandes sumas de dinero para poder estar expuesto al sector. Otra de las grandes ventajas para el inversor es la liquidez de los mercados de capitales, es decir, la facilidad de aumentar o reducir su exposición en cualquier momento, así como la diversificación de la misma, permitiéndole tener participación en diferentes empresas

dentro de uno o varios sectores cubriéndose del riesgo idiosincrático. (E. Soldevila, 2019).

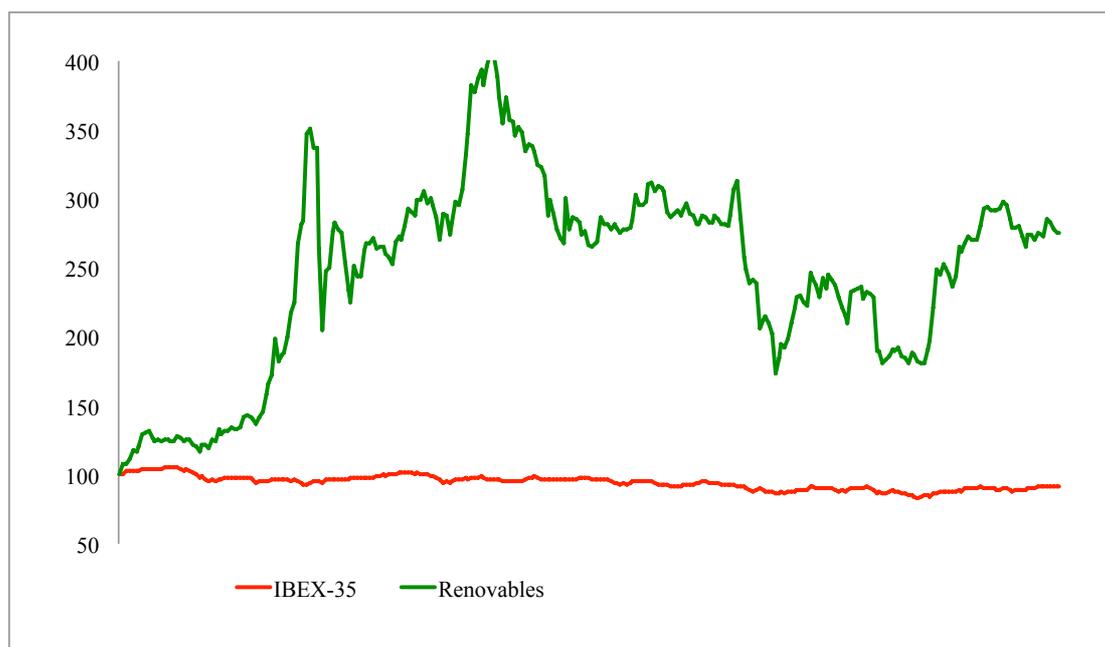
Las salidas a bolsa se pueden realizar por medio de una Oferta Pública de Suscripción (OPS) o por medio de una Oferta Pública de Venta (OPV). La diferencia entre ambos métodos radica en si los títulos ofertados son acciones nuevas o no, es decir, si existe ampliación de capital o se trata de una venta de acciones existentes. La OPS permite suscribir acciones nuevas y que entre nuevo capital a la empresa, mientras que los accionistas anteriores diluyen su participación. En la OPV, son los propios accionistas los que venden sus acciones en el mercado, y el capital de la empresa queda estático. (E. Soldevila, 2019).

Son varias las empresas de renovables que en los últimos años en España han optado por la salida a bolsa. En el 2007, Audax Renovables fue la primera empresa dedicada íntegramente al negocio de las energías limpias que optó por debutar en el parqué, lo hizo a través de una OPS en la que se levantaron 151 millones de euros de capital. (El Economista, 2007). Solaria, compañía dedicada a la generación eléctrica a raíz de energía solar fotovoltaica, le siguió en el mismo año con una OPS con la que levantó 222 millones de euros. (El País, 2007). Unos años más adelante, en el 2015, ACS optó por hacer un *spin-off* de su *yieldco* de renovables Saeta Yield. Por medio de esta OPV en la que no se suscribieron nuevos títulos, se colocaron acciones por un valor total de 435 millones de euros. (Financial Times, 2015). Llama especialmente la atención la salida a bolsa más reciente en España del sector, Solarpack en diciembre de 2018, que optó por la salida a bolsa en un año con resultados especialmente negativos en el mercado cotizado, y en el que se habían cancelado varios de estos procesos, entre los que se encuentra el de Cepsa. Por su parte, Solarpack, se dedica al desarrollo, construcción y operación de proyectos de energía solar fotovoltaica. (Cinco Días, 2018). Las empresas que sí lograron seguir adelante con su salida a bolsa en el mercado nacional no gozaron de un buen debut, con caídas hasta final de año, sin embargo, Solarpack, en sus dos primeras semanas como entidad cotizada logró revalorizarse un 14,5%.

En la Figura 4 se puede observar el comportamiento medio bursátil de empresas renovables cotizadas en España y del IBEX-35, durante el periodo transcurrido entre

el 1 de enero de 2018 hasta el 1 de marzo de 2019. Para simplificar el gráfico, los cálculos están hechos en base 100, y para calcular la media de empresas renovables, se han tomado como referencia los valores de Audax Renovables, Solaria, Solarpack y Siemens Gamesa Renewable Energy.

**Figura 4: Cotización de compañías renovables en España vs. Ibex-35. Rebased. (1 de enero 2018 hasta 1 de marzo de 2019).**



Fuente: adaptado de Infobolsa (2019)

En la Figura 4 se puede apreciar como en el periodo transcurrido el IBEX-35 ha caído en más de un 8%, mientras que la cotización de las renovables suben en un 175%. Con esto se demuestra como a pesar del mal comportamiento de los mercados en el periodo analizado, las renovables siguen en auge y no se ven afectadas por las tendencias del mercado en el que cotizan. En los catorce meses analizados, motivos de peso como la guerra comercial entre China y Estados Unidos que tiene repercusiones a nivel mundial, las tensiones políticas en la UE por causas como el Brexit y la emergencia de partidos euroescépticos en otros países miembros, unido a la incertidumbre en cuanto a la subida de tipos de interés, han sido los principales culpables de que a pesar de que los indicadores macroeconómicos y los propios resultados de las compañías cotizadas hayan sido positivos, los mercados hayan pasado una de las peores rachas desde el estallido de la crisis económica del 2008. Es

por esto que llama especialmente la atención el rally de las compañías renovables en el país, que impulsadas por la subida de precios de las fuentes de energía convencionales y el creciente compromiso público por la transición hacia las energías limpias que favorece las previsiones de las mismas a medio y largo plazo, logran incrementar su capitalización bursátil en un 175% de media en el periodo estudiado.

Por otro lado, el éxito de la salida a bolsa de Solarpack contrasta con el fallido intento de Cepsa de debutar en el parqué. Por un lado, la petrolera Cepsa dedicada al negocio de las energías convencionales decidió suspender su salida a bolsa el 15 de octubre de 2018, tan solo a tres días de la fecha prevista, en parte por las malas condiciones de mercado en el momento, la incertidumbre en los mercados tanto nacionales como internacionales. Asimismo, algunos analistas afirman que otro factor de peso en el fracaso de la salida a Bolsa de Cepsa es que el inversor que deseara estar expuesto al sector tenía a Repsol, la gran petrolera española cotizada, como una alternativa sólida, que además contaba con una posición de solvencia más atractiva que Cepsa (ratio de Deuda Neta/EBITDA de 0,5x para Repsol y de 1,8x para Cepsa a 31 de diciembre de 2018) y, por ello, Cepsa no suponía una opción tan atractiva. (C. López, 2018). En definitiva, la mala racha de los mercados unida a ratios menos sólidos que los competidores fueron determinantes en el fallido intento de admisión a negociación de los títulos de Cepsa.

Por su parte, Solarpack, en diciembre del 2018, tan solo dos meses más tarde del suceso descrito, y en un periodo en el que tanto los mercados nacionales como internacionales atravesaban sus peores rachas desde 2008, en sus dos primeras semanas como cotizada se revalorizó un 14,5%. Esta cifra discrepa con los resultados de las otras dos salidas a bolsa de compañías nacionales en España, Metrovacesa y la SOCIMI Arima Real Estate, que desde su debut hasta final de año cayeron un 31.6% y 8.0% respectivamente. A esto habría que añadir que, a parte de Cepsa, otras cuatro compañías que optaron por convertirse en cotizadas finalmente decidieron no dar el paso, siendo éstas Haya Real Estate, Vía Célere, Azora y Tendam. (Cinco Días, 2018).

Esta es la razón de que el éxito de la salida a bolsa de Solarpack sea un suceso especialmente llamativo, no solo por el contraste del comportamiento de las energías

renovables en el mercado cotizado con el de las energías convencionales, sino por superar todas las expectativas en materia de salidas a bolsa en un momento en el que las mismas fracasaban y el resto de compañías cotizadas se hundían.

Los buenos resultados del sector de las renovables en el mercado convierten la salida a bolsa en una opción atractiva para otras compañías renovables que se plantean dar el salto a la admisión a cotización. ACS, que en 2015 por medio de una escisión sacó a bolsa su *yieldco* de renovables Saeta Yield, y que en mayo del 2018 el fondo canadiense Brookfield, por medio de una oferta pública de adquisición, la excluyó del mercado (OPA de exclusión), vuelve a plantearse sacar otra de sus filiales del sector a bolsa. En este caso se trata de Zero-E, que en abril de 2019 ACS mandató a tres bancos de inversión preparar su salida a bolsa. (Intereconomía, 2019).

## **8. Conclusiones y Previsiones del Sector**

El dinamismo de la industria de las energías renovables se ha manifestado desde que éstas se comenzaron a desarrollar. Los frecuentes cambios en regulación, la constante mejora en materia de eficiencia energética, el creciente interés por cuidar el medioambiente y producir de fuentes limpias, así como tantos otros factores que se han expuesto a lo largo del presente trabajo, han sido determinantes en cuanto al camino seguido por la industria de las energías renovables en los últimos años. Del mismo modo, estos factores marcarán la hoja de ruta futura del sector, y en este último apartado, se tratará de exponer los diferentes cambios que éstos pueden experimentar y el posible impacto que tendrán en la industria basado en los hechos precedentes expuestos.

### **Regulación**

En referencia a la regulación, a lo largo de los últimos años se ha podido observar como cada cambio legislativo traía notables cambios al sector, desde la manera en la que las infraestructuras se financiaban, el propio desarrollo de las mismas, los costes que suponen para el promotor, los retornos, llegando hasta el consumidor final. Por otro lado, las repercusiones entre los distintos tipos de infraestructuras renovables se manifestaban de manera dispar, de forma que un cambio regulatorio que afectaba negativamente a una planta eólica *off-shore* podía repercutir de manera positiva en plantas solares.

A medida que se aproxima el nuevo periodo regulatorio, existe la incertidumbre de si el regulador recortará los retornos de las instalaciones renovables. De la misma manera, los últimos cambios introducidos en la regulación han logrado transformar el déficit tarifario sufrido entre los años 2000 y 2013 en superávit desde el 2014, y es previsible que el superávit tarifario se siga dando a medida que se mejoran las tecnologías y se consigue la eficiencia energética.

Por otro lado, la regulación del sector en el país ha sido modificada con cada cambio de gobierno, y esto puede suponer un riesgo, o cuanto menos incertidumbre, con respecto a los próximos años.

### **Ingresos**

Dado que como se ha expuesto anteriormente, la demanda energética no crece en términos exponenciales. Esto supondrá un factor de peso en los ingresos del sector en los próximos años.

Por un lado, el esperado abandono de las fuentes de energía convencionales harán crecer la demanda de electricidad, que podrá entonces presionar al alza los precios del pool, pero por otro lado, se espera que las subastas de capacidad más recientes entren en funcionamiento a lo largo de 2019, incrementando la oferta y por ello contrarrestando dicha presión en el precio del pool. Estos factores, unidos al hecho de que los ingresos estén regulados, provocan que las expectativas en cuanto a crecimiento de ingresos no sean especialmente optimistas.

### **Costes del Sector**

La eficiencia energética es un hecho que lleva manifestándose a lo largo de los últimos años. Cada vez es más barato producir energía, y las inversiones iniciales cada vez son menores.

Del mismo modo que se deduce que los ingresos se mantendrán más bien planos, por lo menos en el corto y medio plazo, las tendencias estudiadas apuntan a que los costes e inversiones iniciales por cantidad de energía producida continuarán cayendo. Además, con la existencia de los PPAs, el promotor tiene la posibilidad de acordar con una tercera persona la externalización de la gestión de la instalación, que además ésta gozará de mayores economías de escala, y el promotor podrá recibir ingresos por el PPA firmado a cambio.

Para finalizar, se puede concluir que de manera general, las tendencias apuntan hacia un futuro positivo para las renovables por el que muchos inversores ya apuestan. Existen numerosos instrumentos de inversión que hacen accesible la inversión al

público, y las compañías privadas están haciendo de las energías renovables su norma, o bien invirtiendo en ellas, o bien incorporándolas en su gestión diaria. Por último, a pesar de que el grueso de la inversión en renovables proceda de fuentes privadas, será el sector público quién determine su futuro, dada la fuerte regulación a la que se someten, y el compromiso de las entidades públicas de abogar por un futuro sostenible.

## 9. Bibliografía

- Acciona-energia.com. (2019). *Long-term contracts (PPA)*. [online] Available at: <https://www.acciona-energia.com/customers/long-term-contracts/> [Accessed 3 Mar. 2019].
- APPA. (2019). *Renovables, tipos y ventajas - APPA*. [online] Available at: <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-tipos-y-ventajas/> [Accessed 12 Feb. 2019].
- Axesor (2015). *Project Finance: la salida para la internacionalización del sector de energías renovables en España.* [online] pp.6-10, 23-28. Available at: <https://www.axesor.es/hojas-analisis/energias-renovables.pdf> [Accessed 14 Mar. 2019].
- Ballesté, E., Martín, R. and Corzo, M. (2016). *Los bonos proyecto en la financiación de infraestructuras en Europa*. Revista cuatrimestral de las Facultades de Derecho y Ciencias Económicas y Empresariales.
- Bialkowski, J. and Starks, L. (2016). *SRI Funds: Investor Demand, Exogenous Shocks and ESG Profiles*.
- Bloomberg New Energy Finance (2018). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2018*. UN Environment. Frankfurt: Frankfurt School-UNEP Centre.
- CNMC. (2019). *Liquidación 12/2016 del sector eléctrico, de energías renovables, cogeneración y residuos y del sector gasista | CNMC*. [online] Available at: <https://www.cnmc.es/2017-02-22-liquidacion-122016-del-sector-electrico-de-energias-renovables-cogeneracion-y-residuos-y> [Accessed 6 May 2019].
- Crédit Agricole (2018). *Project Bond Fundamentals*. Project Bond Focus 2018. Nueva York.
- Deloitte (2018). *Estudio Macroeconómico del Sector Eólico en España*. Madrid.
- EAFI Asesores Financieros (n.d.). *¿Qué son los bonos verdes y cómo funcionan?*. [online] EAFI Valencia. Available at: <https://grgeafi.es/que-son-los-bonos-verdes/> [Accessed 4 Apr. 2019].

- El Economista (2007). *Sector español de renovables sube al calentarse rumores de fusiones*. [online] Available at: <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/303766/10/07/BAJO-LUPA-Sector-espanol-de-renovables-suba-al-calentarse-rumores-de-fusiones.html> [Accessed 3 Mar. 2019].
- El Periódico de la Energía. (2019). *El Gobierno quiere lanzar una nueva subasta de renovables en 2019 pese al parón de las elecciones*. [online] Available at: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-quiere-lanzar-una-nueva-subasta-de-renovables-en-2019-pese-al-paron-de-las-elecciones/> [Accessed 6 May 2019].
- Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. (2019). *Panorama - Los fondos de inversión y el mantenimiento de las instalaciones renovables - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. [online] Available at: <https://www.energias-renovables.com/panorama/los-fondos-de-inversion-y-el-mantenimiento-20180911> [Accessed 11 Apr. 2019].
- Espacio Económico Europeo (2009). “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”, *Boletín Oficial del Estado*, 23 de abril de 2009.
- España (2007). “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*, 25 de mayo de 2007 (126).
- España (2013). “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”, *Boletín Oficial del Estado*, 26 de diciembre de 2013 (310).
- España (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”, *Boletín Oficial del Estado*, 12 de julio de 2013 (167).
- España (2014). “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*, 16 de junio de 2014 (150).

- España (2014). “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”, *Boletín Oficial del Estado*, 6 de junio de 2014 (140).
- ETRES Consultores. (2019). *Bonos verdes y financiación sostenible*. [online] Available at: <https://www.etresconsultores.com/bonos-verdes-y-financiacion-sostenible/> [Accessed 6 May 2019].
- Eurostat. (2017). *Energy statistics introduced - Energy and Climate Goals for 2030*. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_introduced#Energy\\_and\\_climate\\_goals\\_for\\_2030](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_introduced#Energy_and_climate_goals_for_2030) [Accessed 20 Feb. 2019].
- Eurostat. (2018). *Energy statistics - an overview - Statistics Explained*. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview) [Accessed 20 Feb. 2019].
- Eurostat. (2018). *Estadísticas de energía renovable - Statistics Explained*. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics/es](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es) [Accessed 19 Feb. 2019].
- Eurostat. (2018). *Producción e importaciones de energía - Statistics Explained*. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_production\\_and\\_imports/es](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/es) [Accessed 25 Feb. 2019].
- Eurostat. (2019). *The EU in the world - energy - Statistics Explained*. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=The\\_EU\\_in\\_the\\_world\\_-\\_energy](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=The_EU_in_the_world_-_energy) [Accessed 20 Mar. 2019].
- Expansión. (2019). *PIB de España - Producto Interior Bruto 2018*. [online] Available at: <https://datosmacro.expansion.com/pib/espana> [Accessed 1 Mar. 2019].

- Financial Times (2019). *Saeta Yield IPO buoyed by positive mood* | *Financial Times*. [online] Available at: <https://www.ft.com/content/27faa79a-b389-11e4-9449-00144feab7de> [Accessed 19 May 2019].
- Furió, E. (2016). *'Project finance', la alternativa de financiación para grandes proyectos*. [online] BBVA. Available at: <https://www.bbva.com/es/project-finance-la-alternativa-financiacion-grandes-proyectos/> [Accessed 20 Mar. 2019].
- Gifreut, A. (2015). *¿Quo Vadis Energía Renovable? El Estado de la Cuestión en España*. Revista Catalana de Dret Ambiental, (VI).
- González, C. (2018). *Spanish Renewable Energy Sector*. Industry Report. New York: JB Capital Markets.
- Iberdrola (2019). *Estado de información no financiera. Informe de sostenibilidad Ejercicio 2018*. [online] Available at: [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es\\_ES/corporativos/docs/IB\\_Informe\\_Sostenibilidad.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/IB_Informe_Sostenibilidad.pdf) [Accessed 23 Mar. 2019].
- Iberdrola. (2018). *¿Qué son los bonos verdes y para qué se utilizan?*. [online] Available at: <https://www.iberdrola.com/te-interesa/iberdrola-te-cuenta/inversiones-bonos-verdes> [Accessed 18 Mar. 2019].
- Iea.org. (2017). *The changing landscape of energy investment*. [online] Available at: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/february/the-changing-landscape-of-energy-investment.html> [Accessed 24 Feb. 2019].
- Iea.org. (2018). *Decline in renewables investment is a warning signal for clean energy transitions*. [online] Available at: <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/july/commentary-despite-falling-costs-the-decline-in-renewables-investment-is-a-warn.html> [Accessed 21 Feb. 2019]
- Infobolsa. (2019). *Infobolsa: Bolsa, Ibex, prima riesgo, Euribor*. [online] Available at: <http://www.infobolsa.es/> [Accessed 12 May 2019].
- Intereconomia. (2019). *ACS presenta a Zero-E, que tiene oportunidades identificadas por 2.600 MW*. [online] Available at: <https://intereconomia.com/empresas/energia/acs-presenta-a-zero-e-que-tiene-oportunidades-identificadas-por-2-600-mw-20190424-2223/> [Accessed 3 Mar. 2019].

- IRENA (2016). *Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance*. [online] Abu Dhabi. Available at: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA\\_Risk\\_Mitigation\\_and\\_Structured\\_Finance\\_2016.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Risk_Mitigation_and_Structured_Finance_2016.pdf) [Accessed 20 Mar. 2019].
- IRENA y CPI (2018). *Global Landscape of Renewable Energy Finance*. [online] Abu Dhabi. Available at: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_Global\\_landscape\\_RE\\_finance\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_Global_landscape_RE_finance_2018.pdf) [Accessed 20 Mar. 2019].
- López, C. (2018). *Salidas a Bolsa en 2018: Metrovacesa y Berkeley pinchan y Árima, Solarpack, y AmRest mantienen el tipo*. [online] El País. Available at: [https://elpais.com/economia/2018/12/28/actualidad/1546010368\\_441217.html](https://elpais.com/economia/2018/12/28/actualidad/1546010368_441217.html) [Accessed 3 Mar. 2019].
- Magnus Commodities. (2019). *El Fenómeno del PPA en España*. [online] Available at: <https://www.magnuscmd.com/es/el-fenomeno-del-ppa/> [Accessed 3 Mar. 2019].
- MarketLine (2018). *Renewable Energy in Spain*. MarketLine Industry Profile. Thomson One.
- Ministerio para la Transición Ecológica (2019). *Marco Estratégico de Energía y Clima: Una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo..* [online] Available at: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/marco-estrategico-energia-y-clima.aspx> [Accessed 6 Apr. 2019].
- Monforte, C. (2019). *El Gobierno descarta una subasta de renovables pese a las presiones del sector*. [online] Cinco Días. Available at: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/03/07/companias/1551986698\\_496614.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/03/07/companias/1551986698_496614.html) [Accessed 3 Apr. 2019].
- Nafría, I. (2018). *Evolución de la inversión mundial en energías renovables - The NBP*. [online] The New Barcelona Post. Available at: <https://www.thenewbarcelonapost.com/es/evolucion-de-la-inversion-mundial-en-energias-renovables/> [Accessed 19 Feb. 2019].
- Page, D. (2019). *España multiplica por siete las inversiones en renovables con 6.800 millones en 2018*. *El Independiente*. [online] Available at: <https://www.elindependiente.com/economia/2019/01/17/espana-multiplica->

- siete-las-inversiones-renovables-6-800-millones-2018/ [Accessed 18 Feb. 2019].
- Red Eléctrica de España (2018). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2017*. [online] pp.9, 28-30. Available at: [https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2017.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf_sis_elec_ree_2017.pdf) [Accessed 5 Mar. 2019].
  - RES4MED (2018). *Project Finance for Renewable Energy Systems. Renewable Energy Solutions for the Mediterranean*.
  - Rojas, A. y Tubío, B. (2015). *La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres*. [online] Available at: <https://www.afi.es/webAfi/descargas/1456643/1413267/cuadernos-de-informacion-economica-funcas-la-retribucion-de-las-energias-renovables-retos-e-incertidumbres-arturo-rojas-y-belen-tubio.pdf> [Accessed 17 Feb. 2019].
  - Santander Asset Management (2018). *Santander lanza un nuevo fondo de inversión sostenible gestionado por Lola Solana*. [online] Available at: [https://www.santanderassetmanagement.es/wp-content/uploads/2018/06/180611\\_NP-FondosSostenibles\\_ES-120618.pdf](https://www.santanderassetmanagement.es/wp-content/uploads/2018/06/180611_NP-FondosSostenibles_ES-120618.pdf) [Accessed 18 May 2019].
  - Silva, M. (2018). *EDP Renewables. Understanding the reasons behind the success*.
  - Soldevila, E. (2019). *Fusiones y Adquisiciones*.
  - UNEF (2018). *Los Acuerdos de Compra-Venta de Energía (Power Purchase Agreement - PPA)*. [online] Available at: [https://unef.es/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2018/03/unef--informe-ppas.pdf](https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/03/unef--informe-ppas.pdf) [Accessed 2 Apr. 2019].
  - Villalba, E. (2017). *Análisis de la Subasta de Energías Renovables en España*. *Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente*, (15).