



**Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI**

## **ANÁLISIS DE LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS RENOVABLES**

**Coordinador: Luis Garvía Vega**

**Octavi Rifaterra Casamitjana**

**2018**



## ABSTRACT I

The Spanish electricity system has undergone significant changes in recent decades. However, this will continue, the progress of technology and regulation / deregulation will lead to greater movement and changes in the market. However, there are more imminent problems between the interruption that the new technology will create, since they are likely to happen in the short term. The long-term interruption, such as the impact of electric vehicles, Internet of Things (IoT), P2P trade through platforms such as Blockchain and the impact of active consumers on the existing business model, is not yet clear due to the great uncertainties that surround them. These uncertainties are related not only to market fundamentals and the strategies of market players, but also to regulatory barriers that may not be easy to overcome. The most relevant issues at present in the Spanish energy system are the following: Conventional capacity uncertainties: the decision to close CCGT, nuclear and coal plants. The decisions of the Spanish government on a series of topics, such as what to do with the surpluses created recently, and the political decisions on how to proceed with the different taxes on the electricity system New paradigm for renewable energies: increases in capacity in an auction environment that leads to a large exposure to market risk.

The Spanish system was originally liberalized in 1997 when the Electricity Law was introduced (54/1997). Since then, the electrical system in Spain has undergone a quite relevant transformation that has caused important problems at all levels. The problems that affected the government, utilities, end users, renewables investors, banks, etc., put the whole system at risk. Throughout this period, the Spanish government was not inactive. Along the way, a series of new rules and legal pieces



were published in order to address parts of the problem that, however, was always growing.

As a result of all the issues accumulated over time, the Spanish electricity system underwent a major transformation during 2013, when the Spanish government introduced several changes that modified the general structure of electricity regulation. This change occurred as Law 24/2013 that annulled the old Law 54/1997, and from a market perspective provides means to solve the problems related to the financial strength of the electricity system.

In addition, a subsequent legislation was also developed, RD 413, which governs renewable energies. In addition, changes were also introduced in the regulation of networks.

Given the magnitude of the investment needs in the generation of low carbon energy to mitigate the greenhouse effect, availability and the cost of capital is crucial for an energy transition to develop successfully. Recently, it has been possible to observe a strong increase in the financing of non-recourse projects for power generation projects. However, the political and regulatory changes that have taken place in Spain have trickled or are truncating many possible financings for new projects. The new auction scenario has introduced a lot of uncertainty about the actual regulatory support that new renewable energy projects have or can have.

This document assesses the importance of project financing for renewable energy projects, and the underlying factors for using this type of financing.

The changes occurred in the Spanish electricity sector since 1997, the lack of guarantee of the financial stability of the electricity system and the regulatory dispersion led the Spanish Government to approve a new electric sector law in

December 2013 ("LSE"). The implications of the regulatory changes that have recently occurred in the sector are discussed, and how that can affect the financing of the projects.

It also analyzes the financial landscape of renewable energies and describes key trends worldwide, examines the different functions and approaches to financing, highlights the important role of risk mitigation instruments and provides a perspective for the financing of renewable energies in 2018 and later in Spain.



## ABSTRACT II

El sistema eléctrico español ha experimentado cambios importantes en las últimas décadas. Sin embargo, esto continuará, el progreso de la tecnología y la regulación / desregulación conducirán a un mayor movimiento y cambios en el mercado. Entre la interrupción que creará la nueva tecnología hay, sin embargo, problemas más inminentes, ya que es probable que sucedan en el corto plazo. La interrupción a largo plazo, como el impacto de los vehículos eléctricos, Internet of Things (IoT), el comercio P2P a través de plataformas como Blockchain y el impacto de los consumidores activos sobre el modelo comercial existente, aún no está claro debido a las grandes incertidumbres que los rodean. Estas incertidumbres se relacionan no solo con los fundamentos del mercado y las estrategias de los actores del mercado, sino también con las barreras regulatorias que podrían no ser fáciles de superar. Los temas más relevantes en la actualidad en el sistema energético español son los siguientes: Incertidumbres de capacidad convencionales: la decisión de cerrar plantas CCGT, nucleares y carbón. Las decisiones del gobierno español sobre una serie de temas, como qué hacer con los excedentes creados recientemente, y las decisiones políticas sobre cómo proceder con los diferentes impuestos en el sistema eléctrico. Nuevo paradigma para las energías renovables: aumento de la capacidad en un entorno de subastas que da lugar a una gran exposición a riesgo de mercado.

El sistema español, se liberalizó originalmente en 1997 cuando se introdujo la Ley de Electricidad (54/1997). Desde entonces, el sistema eléctrico en España ha sufrido una transformación bastante relevante que ha causado problemas importantes en todos los niveles. Los problemas que afectaban al gobierno, las empresas de servicios públicos, los usuarios finales, los inversores de renovables, los bancos, etc., ponían en riesgo todo el sistema. Durante todo este período, el gobierno



español no estuvo inactivo. En el camino, se publicaron una serie de nuevas reglas y piezas legales con el fin de abordar partes del problema que, sin embargo, siempre fue creciendo.

Como resultado de todas las cuestiones acumuladas a lo largo del tiempo, el sistema eléctrico español experimentó una gran transformación durante 2013, cuando el Gobierno español introdujo varios cambios que modificaron la estructura general de la regulación de la electricidad. Este cambio se produjo como la Ley 24/2013 que anuló la antigua Ley 54/1997, y desde una perspectiva de mercado proporciona medios para resolver los problemas relacionados con la fortaleza financiera de la electricidad sistema.

Además, también se desarrolló una legislación posterior, el RD 413, que rige sobre las energías renovables. Además, también se introdujeron cambios en la regulación de las redes.

Dada la magnitud de las necesidades de inversión en la generación de energía baja en emisiones de carbono para mitigar el efecto invernadero, la disponibilidad y el coste de capital es crucial para una transición energética se desarrolle con éxito. Recientemente, se ha podido observar un fuerte aumento de la financiación de proyectos sin recurso para los proyectos de generación de energía. Sin embargo, los cambios políticos y regulatorios que se han desarrollado en España han truncado o están truncando muchas posibles financiaciones para nuevos proyectos. El nuevo escenario de las subastas ha introducido mucha incertidumbre sobre cual es el soporte regulatorio real que tienen o pueden tener los nuevos proyectos de energía renovable.

Este documento evalúa la importancia de la financiación de proyectos para proyectos de energía renovable, y los factores subyacentes para usar este tipo de financiación.

Los cambios ocurridos en el sector eléctrico español desde 1997, la falta de garantía de la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la dispersión regulatoria llevaron al Gobierno español a aprobar una nueva ley del sector eléctrico en diciembre de 2013 ("LSE"). Se discuten las implicaciones de los cambios regulatorios que ha habido recientemente en el sector, y como eso puede afectar a la financiación de los proyectos.

También analiza el panorama financiero de las energías renovables y describe las tendencias clave a nivel mundial, examina las diferentes funciones y enfoques de la financiación, destaca el importante papel de los instrumentos de mitigación de riesgos y proporciona una perspectiva para la financiación de energías renovables en 2018 y más adelante en España.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	10
1. INTRODUCCIÓN .....	11
1.1. OBJETIVOS DEL TRABAJO.....	14
1.2. ESTRUCTURA DEL TRABAJO.....	15
1.3. METODOLOGÍA A UTILIZAR.....	17
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1. INTRODUCCIÓN AL PROJECT FINANCE.....	20
2.1.1. DIFERENCIAS ENTRE EL PF Y LA FINANCIACIÓN CORPORATIVA.....	21
2.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE PATROCINADORES.....	23
2.1.3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PF.....	24
2.1.4. EL PF Y LOS RIESGOS.....	27
2.1.5. PRINCIPIOS TEÓRICOS Y FINANCIEROS DEL PF.....	28
2.2. FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA EN EL MUNDO.....	29
3. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA .....	33
3.1.1. NUEVO PARADIGMA PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	34
3.1.2. MÉTODO DE SUBASTAS .....	35
3.1.3. POSIBILIDAD DE FINANCIACIÓN Y DESARROLLO.....	40
3.2. NUEVO MARCO REGULATORIO.....	42
3.2.1. LA NUEVA LEY DE LA ELECTRICIDAD (Ley 24/2013).....	43
3.2.2. RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	
48	
3.2.3. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DE LA REMUNERACIÓN.....	52
3.2.4. EFECTOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA AL SUELO REGULATORIO .....	57

3.2.5. SISTEMA DE SUBASTAS EN ENERGÍAS RENOVABLES. LAS GARANTÍAS.....	61
4. CONCLUSIONES .....	67
5. BIBLIOGRAFÍA.....	70



## LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1. Estructura de un PF.....	25
Figura 2. Proceso de gestión de riesgos .....	28
Figura 3. Resultados de las subastas de renovables de 2016/2017.....	39
Figura 4. Potencias adjudicadas a los mayores patrocinadores.....	40
Figura 5. Distribución de las renovables en España.....	51



# 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas los países desarrollados han venido estableciendo diferentes compromisos en materia de reducción de gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que el desarrollo de nuevas tecnologías se encaminaba hacia la utilización de fuentes de energía sostenibles, respetuosas con el medio ambiente y la protección del medio natural.

A este fenómeno debe añadirse el aumento de la concienciación en una sociedad cada vez más preocupada por la protección del planeta, los efectos del cambio climático y más comprometida con prácticas de consumo responsable.

La dependencia energética de España, sumada a la necesidad de cumplir con los objetivos marcados a nivel mundial por los países más desarrollados y la revolución social y medioambiental, han venido generando cambios en las pautas de consumo de empresas y personas y, consecuentemente, cambios en los procesos de generación y consumo de energía.

Esta metamorfosis ha obligado a desarrollar nuevas formas de producción de energía, centradas en las fuentes renovables, de forma que, ha sido necesario adaptar los mecanismos de financiación a las características y enorme envergadura de estos proyectos.

El método Project Finance es uno de los más idóneos para este tipo de proyectos, dadas las ventajas que ofrece, entre las que podemos citar la dilatación de los plazos de financiación, requiere de una fuente estable y predecible de cash flows, se contabiliza fuera de balance, posibilita un apalancamiento mayor del proyecto y favorece la diversificación de los riesgos.

Dentro del PF, el riesgo desempeña un papel fundamental, puesto que una estimación desacertada del mismo puede suponer un desequilibrio importante, que afecta a los gastos operativos, la deuda y los dividendos de los accionistas.

El riesgo afecta directamente a los flujos de efectivo esperados en el proyecto, de manera que una parte esencial del diseño de la inversión se asienta en una correcta anticipación de dichos riesgos y cómo pueden ser controlados de manera sin que desencadenen un déficit de caja, puesto que. Si los flujos de caja no permiten pagar a los acreedores, estaremos hablando de un proyecto en quiebra técnica.

Podemos diferenciar dentro del proceso de gestión de riesgos en el PF, dos partes. Por un lado, la identificación de los riesgos y, para ello, es posible obtener una clasificación de los mismos en referencia a la fase del proyecto, esto es, riesgos asociados a la fase de construcción, los asociados a la fase de producción, y los que son comunes a ambas.

Por otro lado, la gestión de los riesgos identificados en la fase anterior, centrada en el análisis y la exposición de las estrategias que permiten ofrecer soluciones, entre las que se encuentran la de retener el riesgo en la propia empresa, transferirlo a uno de los participantes del proyecto o transferirlo a profesionales o empresas cuyo core de negocio sea precisamente la gestión de riesgos (compañías de seguros).

En relación a la implementación de proyectos de desarrollo de energías renovables, en los últimos años han prosperado una serie de iniciativas legislativas, que han tenido como consecuencia dotar de una mayor seguridad jurídica y un marco legislativo estable a los mismos cuya consecuencia más destacable ha sido favorecer la inversión y el acceso a la financiación de los agentes involucrados en el desarrollo de estos proyectos.

Por tanto, la regulación del sector se convierte es una de las garantías necesarias para el control de los potenciales riesgos de estas inversiones. A lo largo del trabajo realizaremos una exposición de estos cambios legislativos y analizaremos en qué medida han fortalecido las iniciativas que se han puesto en marcha.

Según un informe de Axesor, Gabinete de estudios económicos (2015), referido a datos del año 2014 y precedentes, considera que “fue un año de avances significativos en el sector de las energías renovables a nivel mundial. La inversión creció con fuerza tras dos años de declive, de modo que la potencia instalada en energías renovables (excluyendo la energía hidráulica) alcanzó los 100 GW por vez primera en la historia”.

El mismo informe apunta que, junto a lo anterior, uno de los hechos más destacables, es el aumento de la inversión en renovables, que llegó a alcanzar la cifra de 270.000 millones de dólares en 2014, registrando un incremento del 17%.

Otro de las características importantes que son resaltadas es la configuración de la inversión en energías renovables como una inversión estable, y prueba de ello es el comportamiento de multinacionales como la alemana EON, que en noviembre de 2014 optó por mantener todas las plantas e inversiones en renovables y diferenciarlas de las estructuras generadoras de energía convencional, hecho que evidencia que estas empresas valoran este sector positivamente debido a las oportunidades para obtener rentabilidad y donde el PF, green bonds y bonos de proyecto en energía renovables, se han convertido en un poderoso instrumento de internacionalización y diversificación de la financiación.

## 1.1.OBJETIVOS DEL TRABAJO

El desarrollo del presente trabajo tiene como objetivo principal el análisis del modelo de financiación aplicado al desarrollo de los proyectos de producción y comercialización de energías renovables, en concreto la implementación del modelo Project Finance (PF) en el sector de las energías renovables.

Con este objetivo se pretende verificar a través de un análisis teórico y aplicación práctica del sistema de financiación PF, la viabilidad del modelo como mecanismo de financiación de un proyecto de energía renovable a pequeña escala.

Directamente asociados al objetivo general, se han definido una serie de objetivos secundarios, cuya consecución permitirá alcanzar aquel, y que se enumeran a continuación:

- Analizar la evolución normativa que se ha producido en el marco legislativo español en las últimas décadas respecto de la producción de energía y, más concretamente, de la generación de energía a través de fuentes renovables.
- Analizar las características definitorias del PF como mecanismo de financiación alternativo al Corporate Finance (CF), que permite la financiación de grandes proyectos de infraestructura.
- Realizar un estudio cuantitativo del peso que actualmente tiene la modalidad de financiación a través de PF en el sector de energías renovables y su evolución en los últimos años.
- Elaborar un modelo que permita aplicar directamente los conceptos teóricos a la realidad de la producción de energías renovables y establecer las conclusiones acerca de su viabilidad.

Adicionalmente y, desde una perspectiva académica, personal y profesional, la realización de este trabajo permitirá profundizar y afianzar los conocimientos adquiridos durante el periodo de formación académica que, sin duda, serán de utilidad en mi futuro profesional.

## **1.2. ESTRUCTURA DEL TRABAJO**

Adicionalmente y, desde una perspectiva académica, personal y profesional, la realización de este trabajo permitirá profundizar y afianzar los conocimientos adquiridos durante el periodo de formación académica que, sin duda, serán de utilidad en mi futuro profesional.

Para llevar a cabo el desarrollo del presente trabajo se ha definido una estructura en varios capítulos gracias a la cual, ha sido factible exponer adecuadamente las teorías y modelos contrastados para la elaboración del trabajo.

El primer capítulo de este trabajo está dedicado al desarrollo del marco teórico, siendo éste el pilar fundamental de toda la exposición, junto con el desarrollo práctico del modelo, del cual, hablaremos más adelante. La teoría contenida en este apartado sustenta la base del análisis y posterior desarrollo del trabajo de grado.

En este primer capítulo se ha llevado a cabo un análisis de los sistemas de financiación de proyectos, con especial detenimiento en el modelo denominado Project Finance y, más concretamente en la definición del modelo, descripción de las principales características y diferencias respecto al modelo alternativo denominado Corporate Finance (CF) y estudio comparativo de las ventajas y desventajas de las dos opciones de financiación.



En la segunda parte de este capítulo se ha profundizado en la disección del CF a través del estudio de cada uno de los roles que intervienen en su composición, los principios financieros y teóricos sobre los que se sustenta y, los principales riesgos o desventajas que puede plantear su uso.

Más adelante, se ha realizado un examen de los mecanismos de financiación de proyectos de energía en el mundo y el papel desempeñado por los mercados financieros en la capitalización de los sistemas de energía, tanto en el sector de bajas emisiones de carbono, como en el apartado de nuevas centrales eléctricas convencionales y energías renovables no hidroeléctricas, así como de la extensión del modelo PF en la última década, incluso en la financiación de proyectos de menor envergadura.

En el capítulo 3 se incluye el análisis de la situación del sector energético en España. Este análisis parte de la exposición de los cambios que se han venido implementando en el marco regulatorio, esto es, el estudio de las diferentes leyes, decretos y normativa en general aprobada en los últimos veinte años.

Para llevarlo a cabo se ha considerado esencial establecer una comparativa con las leyes precedentes, desde la aprobación y publicación de la Ley 54/1997, hasta el reciente Decreto Ley 7/2016.

Este análisis ha permitido delimitar las principales características de cada una de las iniciativas legislativas, su afectación sobre las variables que constituyen el modelo de producción y comercialización de energía eléctrica (compañías eléctricas, patrocinadores, bancos, usuarios finales o traders de energía, y fondos de inversión), y en qué medida han contribuido a fortalecer el crecimiento del mercado

de energías renovables, en consonancia con las iniciativas a nivel europeo sobre la misma materia.

Con especial detalle se han evaluado las variables que afectan al mecanismo de subasta y qué medida, los cambios sobre éste generan consecuencias en la financiación de los proyectos, evidenciando que el cálculo de la remuneración resulta de gran complejidad debido a la diversidad de parámetros y factores que intervienen, y que también han sido expuestos.

El capítulo cuatro contiene la parte práctica de este proyecto y consiste en el desarrollo de un modelo financiero para un proyecto eólico. (((((pendiente completar la descripción después de la elaboración del modelo, cuando se tengan todos los cálculos)))

El último capítulo se ha destinado al desarrollo de las conclusiones obtenidas tras la realización del trabajo. En él puede comprobarse cómo la metodología empleada ha permitido lograr los objetivos planteados al comienzo del mismo y facilitar la respuesta a la cuestión formulada inicialmente.

### **1.3.METODOLOGÍA A UTILIZAR**

La metodología empleada para la elaboración de este trabajo comprende varias etapas, en concreto han sido tres las fases que han permitido su desarrollo.

Una primera fase ha consistido en la búsqueda de la bibliografía y documentación necesarias, a través de la consulta de fuentes de información primarias y secundarias, principalmente mediante el empleo de las nuevas tecnologías.

En concreto, las bases de datos consultadas, que han permitido extraer los documentos académicos y material legislativo necesarios, han sido Dialnet, Web of Science, Google Académico y vLex. Como complemento se ha empleado también la información contenida en el sitio Web del Boletín Oficial del Estado y la editorial Aranzadi.

A pesar de que las consultas se han efectuado principalmente vía internet, ha sido necesario completar esta documentación con el estudio de publicaciones físicas, esto es, en papel, como es el caso de la obra de Cornett, Adair, y Nosfinger, Finance, de la editorial McGrawHill, y Fundamentals of Corporate Finance, de la misma editorial y, cuyos autores son Brealey, Myers y Marcus.

La estrategia de búsqueda se ha llevado a cabo tanto en inglés, como en español, con palabras clave como Corporate Finance, Project Finance, energías renovables, sector energético, financiación, energía eólica y empleando operadores booleanos como AND, OR y NOT, para ampliar el resultado de las búsquedas.

La segunda fase se ha centrado en el estudio y selección de aquellas fuentes, publicaciones y documentos más adecuados para la realización del trabajo. El proceso de selección de artículos y documentos está formado por las siguientes fases:

- Lectura y resumen de los puntos clave de la literatura consultada
- Síntesis de las teorías y conceptos más importantes y adecuados a nuestro proyecto
- Preparación del esquema de desarrollo de las ideas, teorías y modelos presentados en el trabajo.

Por último, la tercera etapa ha consistido en la elaboración de aquellos contenidos que se han considerado más adecuados para dar respuesta a la hipótesis de partida y formular las conclusiones obtenidas tras la finalización del proceso.



## **2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1. INTRODUCCIÓN AL PROJECT FINANCE**

El Project Finance (PF) es un tipo de financiación específica para un tipo de activos y proyectos concretos, que no depende de la solidez y solvencia de los patrocinadores, es decir, de las partes que proponen la idea de negocio para lanzar el proyecto. La aprobación ni siquiera depende del valor de los activos que los patrocinadores estén dispuestos a poner a disposición de los acreedores como garantía. En cambio, es básicamente una función de la capacidad del proyecto para pagar la deuda contraída y remunerar el capital invertido a una tasa acorde con el grado de riesgo inherente a la empresa en cuestión.

El PF es el proceso de financiación estructurado de una entidad económica específica: la SPV, vehículo de propósito especial o sociedad vehículo del proyecto, también conocido como la compañía del proyecto, creada por los patrocinadores que utilizan su capital y deuda para la cual el prestamista considera los flujos de caja como la fuente principal de reembolso de esta, mientras que los activos solo representan una garantía. Las principales características del PF son las siguientes:

1. El deudor es una compañía de proyecto creada de forma ad hoc que es financiera y legalmente independiente de los patrocinadores.
2. Los prestamistas solo tienen recursos limitados (o en algunos casos no tienen ningún recurso) para los patrocinadores una vez que se completa el proyecto. La participación de los patrocinadores en la transacción es, de hecho, limitada en términos de tiempo (generalmente durante la configuración para el período de puesta en marcha), cantidad (pueden solicitar inyecciones de capital si ciertas pruebas económico-financieras resultan insatisfactorias) y calidad (administrar el

sistema con precisión y garantizar ciertos niveles de rendimiento). Esto significa que los riesgos asociados con el acuerdo se deben evaluar de una manera diferente a los riesgos relacionados con las empresas que ya están en funcionamiento.

3. Los riesgos del proyecto se asignan equitativamente entre todas las partes involucradas en la transacción, con el objetivo de asignar riesgos a las contrapartes contractuales que mejor puedan controlarlas y gestionarlas.

4. Los flujos de efectivo generados por la SPV deben ser los necesarios para cubrir los pagos por costes de operación y para el servicio de la deuda en términos de amortización de capital e intereses. Debido a que el uso prioritario del flujo de caja es para financiar los costes operativos y para pagar la deuda, solo los fondos residuales después de que estos últimos estén cubiertos pueden utilizarse para pagar dividendos a los patrocinadores.

5. Los patrocinadores otorgan garantías a los prestamistas como garantía de los recibos y activos inmovilizados en la administración del proyecto.

### **2.1.1. DIFERENCIAS ENTRE EL PF Y LA FINANCIACIÓN CORPORATIVA**

El patrocinador puede optar por financiar un nuevo proyecto utilizando dos formulas, financiar el proyecto en el balance general de su compañía vía una financiación corporativa típica, o incorporando el nuevo proyecto a una entidad económica recientemente creada, la SPV, y financiar fuera de balance, vía PF.

La primera posibilidad significa que los patrocinadores usan todos los activos y los flujos de efectivo de la empresa existente para garantizar el crédito adicional proporcionado por los prestamistas. Si el proyecto no tiene éxito, todos los activos

y flujos de efectivo restantes pueden servir como una fuente de reembolso para todos los acreedores (viejos y nuevos) de la entidad combinada (empresa existente más proyecto nuevo).

La segunda posibilidad significa, en cambio, que el nuevo proyecto y la empresa existente viven dos vidas separadas. Si el proyecto no tiene éxito, los acreedores del proyecto no tienen (o muy limitado) un reclamo sobre los activos y los flujos de efectivo de las empresas patrocinadoras. Los accionistas de la empresa existente pueden beneficiarse de la incorporación separada del nuevo proyecto en una SPV.

Un inconveniente importante de la segunda posibilidad es que la estructuración y la organización de un acuerdo de este tipo son en realidad mucho más costosas que la opción de financiación corporativa. Hay varias razones diferentes para estos altos costes, entre ellas, los asesores legales, técnicos y de seguros de los patrocinadores y el prestamista necesitan una gran cantidad de tiempo para evaluar el proyecto y negociar los términos del contrato que se incluirán en la documentación. No solo con eso, el coste de monitorear el proyecto en proceso es muy alto y aparte, se espera que los prestamistas cobren costes significativos a cambio de asumir mayores riesgos

Por otro lado, aunque el PF no tiene una ventaja de costes, existen otros beneficios en comparación con la financiación corporativa.

1. El PF permite un alto nivel de asignación de riesgos entre los participantes en la transacción. Por lo tanto, el acuerdo puede respaldar una relación deuda-capital que de otro modo no podría alcanzarse. Esto tiene un gran impacto en el retorno de la transacción para los patrocinadores (la TIR del capital).

2. Desde el punto de vista contable, los contratos entre los patrocinadores y las SPV son esencialmente comparables a las garantías comerciales. No obstante, mediante el uso de PF, no siempre aparecen en el balance general, por lo que puede tener beneficios, por ejemplo, en las calificaciones de rating.
3. La financiación basada en la empresa siempre puede contar con garantías constituidas por activos personales del patrocinador, que son diferentes de los utilizados para el proyecto de inversión. En las operaciones de PF, la única garantía del préstamo se refiere a los activos que sirven para llevar a cabo la iniciativa; el resultado es ventajoso para los patrocinadores, ya que sus activos pueden utilizarse como garantía en caso de que sea necesario recurrir a fondos adicionales.
4. La creación de una SPV permite aislar casi por completo a los patrocinadores de los eventos que involucran al proyecto si la financiación se realiza sin recurso (o más a menudo con recursos limitados). Este es a menudo un punto decisivo, ya que la financiación corporativa podría tener, en cambio, repercusiones negativas sobre el riesgo (por lo tanto, el coste del capital) para la empresa que invierte si el proyecto no obtiene ganancias o si fracasa por completo.

### **2.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE PATROCINADORES**

Al participar en un PF, cada patrocinador del proyecto persigue un objetivo claro. Cuatro distintos tipos de patrocinadores a menudo participan en tales transacciones:

- Patrocinadores industriales, que ven la iniciativa como una iniciativa integrada o de alguna manera como vinculada a su negocio principal;

- Patrocinadores públicos (gobierno central o local, municipalidades o empresas municipalizadas), cuyos objetivos se centran en el bienestar social;
- Contratista / patrocinadores, que desarrollan, construyen o dirigen plantas y están interesados en participar en la iniciativa al proporcionar capital y / o deuda subordinada;
- Inversores puramente financieros.

### **2.1.3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL PF**

Una transacción de PF siempre se puede ver como una red contractual que gira en torno a la SPV. De hecho, cada contraparte establece contratos con la SPV que se refieren a partes específicas del proyecto. La transacción tiene éxito cuando todos los intereses de las partes involucradas (aunque no siempre del todo compatibles) se satisfacen al mismo tiempo. Cada contrato, a su vez, puede incluir subcontratos con terceros y la provisión de garantías colaterales.

La figura 1 proporciona una representación gráfica de un marco contractual típico utilizado en proyectos estructurados vía PF. En primer lugar, un solo participante en un acuerdo de PF puede asumir una serie de funciones; el contratista puede ser patrocinador, constructor y operador de una planta al mismo tiempo, ya sea solo o en una empresa conjunta con otros. Los bancos pueden ser patrocinadores y prestamistas simultáneamente. También se debe decir que en las transacciones de PF, el hecho de que solo unos pocos jugadores (es decir, los patrocinadores) participen de diversas maneras es perfectamente natural. De hecho, el principal interés de los patrocinadores es apropiarse de la mayor proporción de flujos de

efectivo generados por el proyecto. Al jugar muchos roles diferentes, obtendrán mayores flujos (en términos de mayores ingresos y menores costes).

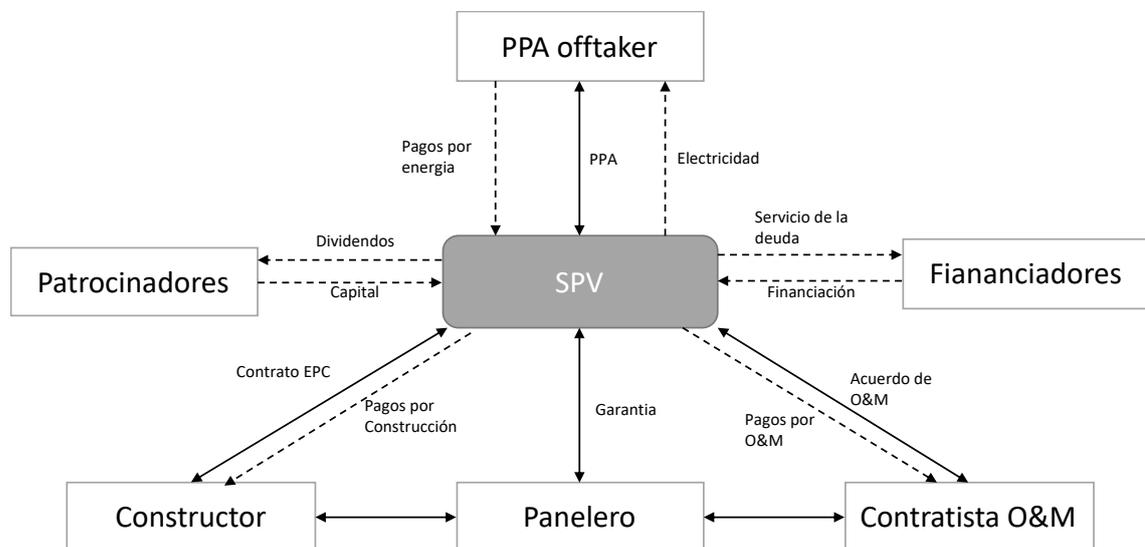


Figura 1. Estructura de un PF

### El contratista y el contrato de construcción llave en mano

El contratista es la compañía (o consorcio de empresas) que gana la licitación para el diseño y la construcción de una planta determinada sobre la base de un contrato llave en mano de precio de exportación, a menudo conocido como EPC, Ingeniería, Compras y Construcción. Las obligaciones contractuales son asumidas por el contratista principal (que se compromete directamente con la SPV) y luego pasa a los miembros del consorcio. Entre estos jugadores, también puede haber un operador u operador de operaciones y mantenimiento que interviene después de que se completa la construcción.

El contratista principal normalmente es responsable de los daños que resultan de las demoras en completar las instalaciones, pero también puede recibir un bono de finalización temprana si el proyecto se anula antes de lo previsto. Además, el

contratista debe pagar una multa (daños liquidados) si la planta no supera las pruebas de rendimiento de ciertas variables clave en niveles garantizados. Por otro lado, el contratista nuevamente puede ganar un bono si el rendimiento certificado de la planta de energía es mejor que el establecido en el contrato con el SPV.

### Contratista de Operaciones y Mantenimiento y el Acuerdo de O&M

El operador es la contraparte que se hace cargo de la planta una vez completada la fase de construcción. Esta empresa se encarga del mantenimiento durante un número determinado de años, lo que garantiza que la SPV ejecute con precisión los parámetros de salida preestablecidos. Por lo tanto, el operador desempeña un papel clave durante la fase de desarrollo permanente del proyecto.

El operador puede ser una empresa ya existente (quizás incluso uno de los patrocinadores) o una empresa conjunta creada para actuar como operador por los accionistas de la SPV. En estos casos, dos o más patrocinadores constituyen una compañía de servicios ad hoc y otorgan capital. La estructura de propiedad de la compañía de servicios puede o no ser la misma que en el SPV.

### Compradores y acuerdos de ventas

Estas son las contrapartes a las que el SPV vende su producción. Los compradores de bienes o servicios producidos por la planta pueden ser genéricos, lo que significa que no se han deteriorado ex ante (es decir, un mercado minorista) o un solo comprador que se compromete a comprar todo el producto de la empresa del proyecto. En este caso, los compradores reciben el nombre de offtakers, que

compran productos al por mayor en base a contratos de compra a largo plazo, a menudo firmados bajo el método de pago directo.

#### **2.1.4. EL PF Y LOS RIESGOS**

El proceso de gestión de riesgos es crucial en el PG para el éxito de cualquier proyecto y se basa en cuatro pasos estrechamente relacionados:

- Identificación de riesgos;
- Análisis de riesgos;
- Transmisión y asignación de riesgos a los actores para asegurar la cobertura contra estos riesgos;
- Gestión del riesgo residual.

Deben identificarse los riesgos para determinar el impacto que tienen en los flujos de efectivo de un proyecto; los riesgos se deben asignar, en cambio, para crear una herramienta de incentivo eficiente para las partes involucradas. Si un participante del proyecto asume un riesgo que puede afectar el rendimiento en términos de ingresos o financiación, esta parte trabajará para evitar que ocurra el riesgo.

Desde esta perspectiva, el PF puede verse como un sistema para distribuir el riesgo entre las partes involucradas en una empresa. En otras palabras, la identificación y asignación efectiva de riesgos conduce a minimizar la volatilidad del efectivo generado por el proyecto. Esto es ventajoso para todos los participantes en la empresa, quienes obtienen devoluciones de sus inversiones de parte de la empresa del proyecto.

La asignación de riesgos también es esencial por otra razón. Este proceso, de hecho, es un prerequisite vital para el éxito de la iniciativa. De hecho, el paquete de seguridad (contratos y garantías, en sentido estricto) está configurado para obtener financiación, y está construido para el exclusivo beneficio de los prestamistas originales. Por lo tanto, es imposible imaginar que se podrían otorgar garantías adicionales a los nuevos inversionistas si esto resultara necesario una vez que el proyecto estuviera en marcha.

La figura 2 proporciona un modelo del proceso de gestión de riesgos, destacando los pasos críticos y las formas en que se pueden gestionar los riesgos.

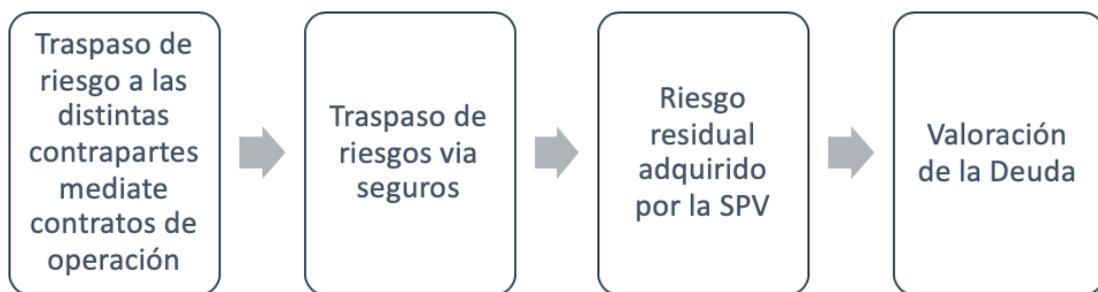


Figura 2. Proceso de gestión de riesgos

### 2.1.5. PRINCIPIOS TEÓRICOS Y FINANCIEROS DEL PF

Este apartado analiza los mismos conceptos desde el punto de vista de la teoría de la economía financiera. El objetivo es proporcionar un fundamento teórico para el uso del financiamiento de proyectos en el contexto más amplio de la teoría de las finanzas corporativas.

En circunstancias normales, una compañía que ya se encuentra en el lugar que desea lanzar un nuevo proyecto de inversión lo financiaría en el balance general. Como resultado, el proyecto se incorporará en los negocios de la compañía y el aumento

relativo en el valor de sus activos dependerá del tamaño del nuevo proyecto en comparación con el resto de los activos de la compañía.

Una vez que el proyecto esté funcionando, generará flujos de efectivo y podrá proporcionar un rendimiento sobre el capital empleado.

Pero debido a que este es un proyecto nuevo, la administración de la compañía se enfrenta al problema de financiar la nueva empresa. En una compañía que ya se encuentra en el lugar, la cobertura provendría principalmente del flujo de caja generado por un negocio ya existente o mediante el recurso a una nueva deuda o mediante el aumento de capital nuevo. Por el contrario, el PF implica la separación entre una empresa existente (o más de una, como suele ser el caso) y un nuevo proyecto industrial.

Naturalmente, cada opción tiene un coste para la empresa. En el caso de autofinanciamiento, esto será coste de capital, mientras que en el caso de la deuda el coste es el coste de la deuda.

## **2.2. FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA EN EL MUNDO**

La demanda mundial de electricidad continúa creciendo, impulsada por la industrialización y la urbanización en muchas partes del mundo. Al mismo tiempo, la generación de energía es la principal fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> y debe transformarse fundamentalmente. Por lo tanto, muchos gobiernos apuntan a expandir sustancialmente la energía renovable para alcanzar la meta comprometida en el Acuerdo de París. Si bien la generación de energía siempre ha sido una

industria de activos pesados, la intensidad de capital es aún mayor para la mayoría de las fuentes de energía renovables en comparación con las plantas basadas en combustibles fósiles. Por lo tanto, los responsables de la formulación de políticas se preocupan por la disponibilidad y el coste del capital para las centrales eléctricas con bajas emisiones de carbono.

A nivel mundial, la inversión en generación de energía se duplicó entre 2005 y 2015, alcanzando cerca de 420 mil millones de euros, alrededor del 70% para energías renovables. Según las estimaciones, se necesita un nivel comparable de inversión anual durante el período 2016-2025 para satisfacer la creciente demanda y aplicar las políticas prometidas en virtud del Acuerdo de París. Una vía en línea con el objetivo de requerirá aún más inversión. Si bien la provisión de capital es crucial para facilitar la transición a las energías renovables, la investigación sobre el papel de los mercados financieros en la capitalización de los sistemas de energía con bajas emisiones de carbono aún se encuentra en una etapa temprana.

La estructura de los propietarios que actualmente reúnen capital para nuevas centrales eléctricas es la siguiente: a escala global, el 61% de las nuevas centrales eléctricas convencionales (combustibles fósiles, nucleares, hidroeléctricas) han sido encargadas por empresas estatales en 2015, en comparación con solo 35 % de empresas privadas (el 4% restante son hogares / comunidades). En el caso de las energías renovables no hidroeléctricas, en cambio, las empresas privadas tienen una participación del 53%, y los hogares / comunidades otro 16%. La importancia de los patrocinadores privados para la energía renovable es aún mayor en los países de la OCDE: en Alemania, por ejemplo, el 59% de la inversión de 2012 en centrales eléctricas renovables ha sido realizada por inversores institucionales y estratégicos, y otro 26% por individuos privados.

Sin embargo, se sabe mucho menos sobre las estructuras de financiación utilizadas para estas centrales eléctricas. Las decisiones de financiación son importantes para el valor de una empresa y, como tales, deben considerarse para evaluar los proyectos de inversión. Ya sea que los patrocinadores sean públicos o privados, la primera decisión que tienen que tomar es entre dos alternativas principales para un nuevo proyecto: tomarlo en su hoja de balance (es decir, usar finanzas corporativas) o abrir un balance separado para financiar proyectos. Al usar financiación corporativa, un patrocinador del proyecto utiliza todos los activos y flujos de efectivo de la empresa existente para garantizar el crédito proporcionado por los prestamistas (en caso de que el patrocinador sea una entidad pública, incluidos los flujos de efectivo, como las declaraciones de impuestos futuras). Esta es la forma clásica de financiar inversiones para empresas privadas o públicas, que representan entre el 85% y el 90% de la inversión total de capital en países desarrollados. Cuando se utiliza financiación de proyectos, en cambio, los patrocinadores crean una nueva entidad (es decir, un vehículo de propósito especial) para incorporar el proyecto; los prestamistas dependerán entonces de los flujos de efectivo del nuevo proyecto solo, sin reclamo o muy limitado sobre los activos del patrocinador.

Comparado con la forma clásica de las finanzas corporativas, el uso de financiamiento de proyectos conlleva un coste de transacción significativamente mayor. Como el rendimiento del proyecto es todo lo que un potencial prestamista puede confiar, los flujos de efectivo y el coste proyectados deben examinarse cuidadosamente. Por lo tanto, las facturas de asesores técnicos, comerciales y legales pueden sumar hasta el 5-10% del valor total del proyecto. Por lo tanto, tradicionalmente, la financiación de proyectos se ha utilizado principalmente para

proyectos grandes y de alto riesgo en los que los patrocinadores deben proteger a su empresa central frente a un posible fracaso del proyecto.

Recientemente, sin embargo, también se observó un aumento en el financiamiento de proyectos para proyectos menos complejos, relativamente pequeños y de bajo riesgo en tecnologías como energía eólica terrestre y solar<sup>1</sup>: a nivel mundial, el uso de PF en nuevas plantas de energía renovable aumentó del 16% de todos los proyectos en 2004 a una participación notable del 52% en 2015.

Un desarrollo relativamente reciente es el creciente uso del PF para proyectos de energía renovable como la energía solar y eólica en tierra, muchos de los cuales son de menor escala y menos complejos que las plantas de energía convencionales que tradicionalmente usaban PF (proyectos eólicos marinos, en cambio, se parecen a las plantas más convencionales en cuanto a tamaño y complejidad). El PF aumentó drásticamente en importancia durante los últimos diez años, y se utilizó para más de la mitad de todas las nuevas inversiones en 2015. Su participación aumentó en paralelo con el aumento general de la inversión en energías renovables, lo que significa que una parte desproporcionadamente alta de la inversión anual adicional se canalizó al sector a través de la financiación de proyectos. Parte del cambio hacia el PF está impulsado por la expansión de las energías renovables en mercados emergentes como China.

### **3. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA**

El sistema eléctrico español ha experimentado cambios importantes en las últimas décadas. Sin embargo, esto continuará, el progreso de la tecnología y la regulación / desregulación conducirán a un mayor movimiento y cambios en el mercado. Entre la interrupción que creará la nueva tecnología hay, sin embargo, problemas más inminentes, ya que es probable que sucedan en el corto plazo. La interrupción a largo plazo, como el impacto de los vehículos eléctricos, Internet of Things (IoT), el comercio P2P a través de plataformas como Blockchain y el impacto de los consumidores activos sobre el modelo comercial existente, aún no está claro debido a las grandes incertidumbres que los rodean. Estas incertidumbres se relacionan no solo con los fundamentos del mercado y las estrategias de los actores del mercado, sino también con las barreras regulatorias que podrían no ser fáciles de superar. Los temas mas relevantes en la actualidad en e sistema energético español son los siguientes:

- Incertidumbres de capacidad convencionales: la decisión de cerrar plantas CCGT, nucleares y carbón.
- Las decisiones del gobierno español sobre una serie de temas, como qué hacer con los excedentes creados recientemente, y las decisiones políticas sobre cómo proceder con los diferentes impuestos en el sistema eléctrico (7% de impuesto sobre la generación, céntimo verde, etc.).
- Nuevo paradigma para las energías renovables: aumento de la capacidad en un entorno de subastas que da lugar a una gran exposición a riesgo de mercado.

### **3.1.1. NUEVO PARADIGMA PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

Se realizaron tres subastas de capacidad en España durante los últimos 2 años (una en 2016 bastante pequeña y dos grandes subastas en 2017). Se espera que esto agregue 8.5 GW de nueva capacidad antes de 2020. Las subastas establecieron un conjunto de reglas y parámetros aplicables a las tecnologías que se subastan (principalmente eólica y solar fotovoltaica) al tiempo que establecen una tercera categoría para "otras" tecnologías. Los patrocinadores tenían que proporcionar una garantía de € 60 / kW para participar en la subasta y la capacidad adjudicada debe estar en funcionamiento antes de 2020. Esta capacidad adicional lleva a España a la velocidad necesaria para alcanzar el objetivo del 20% de energía renovable para 2020 por lo que no se necesita capacidad adicional antes de esta fecha si está instalada toda la capacidad subastada.

Dicho todo esto, también es cierto que desde que se realizó la primera subasta, se ha avanzado muy poco. Los patrocinadores y los bancos están tratando de encontrar una forma de evitar la incertidumbre que los precios de compensación en la subasta entregan en la práctica a los proyectos. Dada la falta de visibilidad de los ingresos a largo plazo, está resultando bastante difícil alcanzar el cierre financiero. La situación comienza a ser crítica a medida que el tiempo pasa y la presión del tiempo para cumplir con la fecha límite aumenta. Esto podría implicar que no todo el 8.5GW se construirá comprometiendo los objetivos para el 2020. En esta etapa, no se sabe qué acciones podría tomar el gobierno en caso de una falla sustancial. Por otro lado, también es cierto que una buena parte de la capacidad se otorgó a firmas fuertes que deberían tener el poder financiero para realizar sus proyectos. Por lo

tanto, las probabilidades están realmente abiertas y los próximos meses parecen intensos para el sistema español.

### **3.1.2. MÉTODO DE SUBASTAS**

Los cambios ocurridos en el sector eléctrico español desde 1997, la falta de garantía de la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la dispersión regulatoria llevaron al Gobierno español a aprobar una nueva ley del sector eléctrico en diciembre de 2013 ("LSE").

La LSE establece el principio de estabilidad económica y financiera y tiene como objetivo reestructurar el sector eléctrico y resolver problemas estructurales como el déficit tarifario (por encima de 26.000 millones de euros en ese momento) y así modificar los esquemas de apoyo aplicables a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables fuentes, cogeneración y desperdicio.

La LSE introduce un nuevo paradigma ya que, en vez del Régimen Especial, la ley describe una instalación generadora con una "remuneración específica" y así se han eliminado los conceptos de Régimen Ordinario y Especial, apuntando a la regulación unificada de la generación de energía. Uno de los cambios fundamentales es el uso del bono español a 10 años como base para la remuneración regulada que difiere del estándar de la UE, que establece una remuneración regulada para actividades basadas en estimaciones de WACC.

En junio de 2014, el Gobierno español aprobó el RD 413/2014 ("RD413") que complementó el marco regulatorio establecido en la LSE. Los aspectos clave del nuevo marco son los siguientes:

- Todas las instalaciones generadoras de electricidad se clasifican en instalaciones estándar definidas según sus características (por ejemplo, tecnología, capacidad, edad);
- Estas instalaciones estándar reciben una remuneración por la venta de electricidad valorada a precio de mercado y, si corresponde, una remuneración adicional por los costes de inversión y / o de operación que no están cubiertos por el precio de mercado;
- Los criterios aplicados para calcular dicha remuneración para cada instalación estándar son aplicables a lo largo de su vida reglamentaria. La remuneración pretende reflejar la actividad de una empresa eficiente y bien administrada, proporcionando un rendimiento razonable teniendo en cuenta los ingresos estándar de ventas de electricidad a precio de mercado, así como la inversión y los costes de operación estándar.

RD413 mantiene la prioridad del despacho de electricidad en el mercado a partir de energías renovables siempre que oferten a precios competitivos.

El objetivo principal del RD413 es regular el marco económico y legal de las instalaciones existentes, aunque permite la posibilidad de incentivar las nuevas instalaciones a través de un proceso de subasta.

Dado un conjunto de parámetros definidos por el Gobierno en las reglas de subastas: rendimiento regulatorio, Capex, Horas netas, Opex, vida útil, precio a largo plazo y factor de tasa capturado, la subasta consiste en hacer una oferta de descuento en los parámetros de Capex fijados cualquier descuento de gasto de capital implica un cierto nivel de remuneración. Un cierto gasto de capital activará ciertas necesidades de subsidios una vez deducidos los ingresos de los comerciantes y opex para

alcanzar el rendimiento deseado. Si la remuneración calculada es muy baja (menor que el precio del Pool asumido) debido a un gran descuento, el efecto es que los ganadores están expuestos al riesgo de comerciante mientras que el flujo de ingresos se definirá por el precio del pool (mayor que el precio de garantía, el suelo teórico). Esto es exactamente lo que sucedió en las 3 subastas celebradas en España.

El proceso utilizado por el gobierno para construir la orden de mérito para la subasta se divide en 2 pasos principales:

- Con base en el descuento ofrecido, el Gobierno calcula la Remuneración a la Inversión (Rinv) requerida por cada licitante para los proyectos con fecha de operación comercial (COD) en 2019. Para hacerlo, usa una fórmula simplificada.
- El Gobierno clasifica estas ofertas considerando el coste mínimo para el sistema (que se traduce en el Rinv requerido dividido por el conjunto de producción en la legislación) y la oferta marginal que cumple con el requisito del Gobierno establece el precio para todos, independientemente de la tecnología.

Las dos últimas subastas fueron diseñadas como tecnología neutral, el gobierno estableció algunas suposiciones que comprometieron la supuesta neutralidad. De hecho, los parámetros de la segunda subasta favorecieron al viento, mientras que la tercera favoreció la energía solar fotovoltaica. Los resultados siguen este hecho, teniendo una mayoría de capacidad otorgada para viento en la segunda subasta y para PV en la tercera.

Durante la segunda y tercera subastas y al compararlas con la anterior, se incluyó una nueva regla sobre la reducción sobre el CAPEX estándar estableciendo límites para descuentos máximos. Durante la subasta de enero, el descuento máximo permitido fue de -63.43% para viento, -51.22% para PV y -99.99% para el resto de

las tecnologías. Esto cambió para el celebrado en julio, que aceptó -87.08% para viento y -69.88% para PV.

Aunque las ofertas pueden ser negativas (es decir, al ofertar el descuento máximo), las reglas de las subastas establecen un precio mínimo en cero, por lo tanto, la subvención no puede ser negativa. Sin embargo, al construir la orden de mérito que permite valores negativos, el Gobierno tiene una visión más clara sobre cuán competitiva es la subasta y, también es importante, cuántos MW están dispuestos a seguir adelante sin una Subvención que señale la necesidad de subastas adicionales.

Después de muchos años de tener un mercado "congelado" debido a cambios en la legislación, los inversores y patrocinadores de renovables españoles estaban activos y bastante ansiosos por hacer negocios de nuevo. Las subastas representaron una posibilidad de cobrar y, finalmente, obtener un retorno de sus proyectos.

Las subastas finalmente otorgaron 8.74GW de capacidad, de los cuales 52.7% fueron eólicos, 44.8% de energía solar fotovoltaica, 2.3% de biomasa y el restante 0.2% de otras tecnologías. Toda la capacidad fue otorgada al máximo descuento.

Si los proyectos no están operando en o antes del COD, entonces perderían el derecho al soporte regulatorio.

<b>Subasta</b>	<b>Enero 16</b>	<b>Mayo 17</b>	<b>Julio 17</b>	<b>Total</b>
Capacidad (MWs)	700	3000	5036,9	8736,9
Viento	500	2979,7	1127,8	4607,5
%	71,40%	99,30%	22,40%	52,70%
PV	0	1	3909,1	3910,1
%	0%	0%	77,60%	44,80%
Biomasa	200	0	0	200
%	28,60%	0%	0%	2,30%
Otros	0	19,3	0	19,3
%	0%	0,60%	0%	0,20%

Figura 3. Resultados de las subastas de renovables de 2016/2017

El 73.8% (c. 6.4GW) de la capacidad total ha sido otorgado a 6 patrocinadores: Forestalia, Cobra (Grupo ACS), Alfanar, Gas Natural, Enel y X-Elio (KKR). El siguiente 20,6% (1,8 GW) se otorgó a 11 patrocinadores con una capacidad que oscila entre 91,7MW y 250MW (entre ellos Gamesa y EDP Renovables) y el 5,6% restante (aproximadamente 495 MW) a patrocinadores con capacidad de 50 MW o menos.

Teniendo en cuenta que la capacidad otorgada a los patrocinadores que generalmente financian sus proyectos de forma recurrente (es decir, Gas Natural, Enel, Gamesa y EDP Renovables), los proyectos por debajo de 50 MW y proyectos de biomasa se otorgaron 6.2GW (71%) de los 8.74GW a los patrocinadores que generalmente financian sus proyectos sin recurso a través de PF.

PV		Eólica	
Cobra (ACS)	1550,00	Alfanar	720,00
X-Elio (KKR)	440,00	Ibervento	172,00
Endesa	338,00	Greenalia	133,00
Forestalia	316,00	Gestamp	24,00
Naturgy	250,00	Oras	79,00
Solaria	250,00		
OPDE	200,00		
Prodiel	180,00		
Alter	50,00		
Alten	13,00		
Otras	311,00		

Figura 4. Potencias adjudicadas a los mayores patrocinadores

### 3.1.3. POSIBILIDAD DE FINANCIACIÓN Y DESARROLLO

Para evaluar quién puede hacer qué y cual es la situación actual, se requiere una evaluación de las alternativas de cada parte del sistema. La siguiente lista pretende ser un resumen de las partes más importantes que podrían influir y cambiar las acciones futuras de los participantes más relevantes y de las posibilidades de un desarrollo renovable en España:

#### Compañías eléctricas:

Es probable que Iberdrola no invierta en España durante algún tiempo según las intenciones anunciadas; sin embargo, otras compañías eléctricas como Naturgy o Enel ya han recibido la capacidad. Las compañías eléctricas tienen una posición

privilegiada ya que su balance y su base de clientes les permiten administrar el riesgo mejor que sus competidores.

#### Patrocinadores:

Parece que están dispuestos a instalar la capacidad adjudicada, pero aparecen los riesgos de financiación del nuevo paradigma. Se han ofertado en las subastas de una manera tan agresiva que el riesgo percibido hace que los proyectos sean muy difíciles de financiar. Los proyectos están bastante estancados ya que financiar proyectos comerciales para la mayoría de los bancos es una nueva barrera que superar.

#### Bancos:

Las instituciones financieras están dispuestas a financiar proyectos renovables; sin embargo, dada la historia reciente en el sector español que implicó la refinanciación de proyectos, los bancos son particularmente cautelosos. Aunque está claro que a los bancos les gustaría hacer negocios en el sector eléctrico, no están dispuestos a asumir el riesgo de mercado. Además, la renuncia de los bancos a lidiar con el riesgo de mercado está generando un gran interés en los PPA para mitigar dicho riesgo de mercado.

Se debe tener en cuenta que después de la introducción del RD 413, que disminuyó significativamente los ingresos para proyectos renovables, el sector financiero tuvo que refinar una gran parte de los préstamos. Los proyectos se refinanciaron sobre la base de que el rendimiento regulado del 7.398% no se reduciría en los

siguientes períodos regulatorios (o que la probabilidad de esta reducción era muy baja). Sin embargo, el gobierno español declaró que esto será revisado, creando una gran confusión en el sector.

#### Usuarios finales o traders de energía:

Existe una variedad de potenciales tomadores de PPAs (ya sean físicos o financiero).

#### Fondos de inversión:

Los fondos han invertido muchísimo en la industria energética en el pasado dado el bajo coste de capital que han tenido. Dada la estructura de ingresos en el pasado, ya sea regulada o contratada, el perfil de riesgo se ha percibido tradicionalmente como bajo. Sin embargo, el nuevo paradigma de exposición a mercado implica un perfil más riesgoso. Esta exposición de alto riesgo hace que el dinero 'barato' sea difícil de manejar ahora. Es probable que los inversores más arriesgados desplieguen un capital nuevo. Sin embargo, este cambio no puede llevarse a cabo rápidamente.

### **3.2. NUEVO MARCO REGULATORIO**

El sistema español, se liberalizó originalmente en 1997 cuando se introdujo la Ley de Electricidad (54/1997). Desde entonces, el sistema eléctrico en España ha sufrido una transformación bastante relevante que ha causado problemas importantes en todos los niveles. Los problemas que afectaban al gobierno, las empresas de

servicios públicos, los usuarios finales, los inversores de renovables, los bancos, etc., ponían en riesgo todo el sistema. Durante todo este período, el gobierno español no estuvo inactivo. En el camino, se publicaron una serie de nuevas reglas y piezas legales con el fin de abordar partes del problema que, sin embargo, siempre fue creciendo.

Como resultado de todas las cuestiones acumuladas a lo largo del tiempo, el sistema eléctrico español experimentó una gran transformación durante 2013, cuando el Gobierno español introdujo varios cambios que modificaron la estructura general de la regulación de la electricidad. Este cambio se produjo como la Ley 24/2013 que anuló la antigua Ley 54/1997, y desde una perspectiva de mercado proporciona medios para resolver los problemas relacionados con la fortaleza financiera de la electricidad sistema.

Además, también se desarrolló una legislación posterior, el RD 413, que rige sobre las energías renovables. Además, también se introdujeron cambios en la regulación de las redes.

### **3.2.1. LA NUEVA LEY DE LA ELECTRICIDAD (Ley 24/2013)**

Los cambios que se están produciendo en el sector eléctrico desde 1997, la falta de garantía de la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la dispersión regulatoria llevaron al gobierno a publicar una nueva ley del sector eléctrico en diciembre de 2013, Ley 24/2013.

La Ley 54/1997, que había contribuido al logro de los objetivos del paquete de Energía y Cambio Climático en la UE, no había sido suficiente para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. La serie de cambios fundamentales en el sector eléctrico dio lugar a la necesidad de un nuevo marco regulatorio.

### Cambios principales comparados con la Ley 54/1997

Los principales aspectos novedosos de la Ley 24/2013 son su enfoque en el equilibrio económico y financiero del sistema eléctrico, así como en la remuneración de la generación renovable, las redes eléctricas y el comercio minorista. Los puntos principales de la Ley se explican a continuación.

### Equilibrio financiero y medidas contra el déficit tarifario

Los principios que rigen de la sostenibilidad económica y financiera son la limitación del déficit en los ingresos al 2% del ingreso anual estimado en un año dado y la deuda acumulada al 5%; y la obligación de revisar los peajes y cargos de acceso automáticamente si se exceden estos umbrales.

Cualquier acción reguladora en relación con el sector eléctrico que conlleve un aumento en los costes del sistema o una reducción en los ingresos, debe incorporar una reducción equivalente en otras partidas de costes, o un incremento equivalente en los ingresos, para garantizar el equilibrio del sistema.

La financiación de los costes del sistema se logrará mediante una combinación de peajes de acceso a la red y otros cargos, así como otros instrumentos financieros en

el presupuesto nacional. Financiar el déficit generado en los umbrales de todos los jugadores del sistema de liquidación en proporción a sus derechos de cobro.

### Costes e ingresos del sistema regulados

Se ha introducido una diferenciación entre los peajes de acceso a la red (pagos para cubrir los costes de transmisión y distribución) y los cargos (relacionados con otros aspectos de los pagos del sistema regulado como costes adicionales de energías renovables, pagos de capacidad ...). Aunque los cargos no pueden reducirse si hay alguna deuda pendiente en el sistema, los peajes de acceso podrían.

Se ha establecido un sistema de remuneración para actividades reguladas basado en los costes estándar, es decir, aquellos requeridos para que una empresa eficiente y bien administrada realice esta actividad, proporcionando un rendimiento adecuado de acuerdo con los riesgos involucrados en la actividad.

El sistema de remuneración de las plantas de energía renovable, cogeneración y residuos se basa en los ingresos del mercado mayorista de electricidad, complementando estos ingresos del precio del grupo con una remuneración específica del mercado regulado para permitir que estas tecnologías compitan en igualdad de condiciones con otras tecnologías en el mercado TIR sobre su vida regulada.

Se ha introducido un concepto de período reglamentario, establecido a los seis años, y el primer período reglamentario finaliza el 31 de diciembre de 2019.

## Generación de electricidad

Los conceptos de Régimen Ordinario y Régimen Especial han sido eliminados. Todas las unidades de generación deben ofrecer su electricidad al mercado mayorista (incluidas las incluidas en el antiguo Régimen Especial). Comprar electricidad en el mercado se realiza libremente y las ofertas de electricidad son un compromiso firme en el sistema de suministro bajo diferentes tipos de contratos de suministro. La ley describe los derechos y obligaciones de los generadores de electricidad.

El gobierno también ha optado por implementar un esquema de remuneración específico para las instalaciones de generación relacionadas con las tecnologías renovables (incluida la cogeneración y los residuos).

Además, el gobierno mantuvo el régimen de pago de capacidad para entregar el sistema con un nivel adecuado de seguridad de suministro y fomentar la disponibilidad de "poder manejable".

## Los consumidores de electricidad

Las tarifas reguladas de electricidad para consumidores residenciales (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor - PVPC) se han establecido como precios de referencia máximos a los que los consumidores pueden contratar el suministro de electricidad, cumpliendo con ciertos límites de potencia contratados.

La tarifa de último recurso (TUR) comprende precios que a partir de ahora solo son aplicables a una categoría específica de consumidores que tienen un estado

vulnerable o que no cumplen con los requisitos de PVPC y carecen temporalmente de un contrato de suministro con un minorista de mercado libre.

Los consumidores vulnerables se definen como aquellos que cumplen los requisitos de poder social, de demanda y de poder de compra determinados. En cualquier caso, este estado está limitado a individuos y su residencia habitual.

El esquema 'bono social' es aplicable a consumidores vulnerables; cubrirá la diferencia de precio entre el PVPC y el TUR y será aplicado por el proveedor de referencia correspondiente. Sus costes debían ser asumidos por los titulares (Ley 24, Art. 45). De acuerdo con IET / 350/2014, la división de la financiación de 'bono social' fue como se muestra en. Sin embargo, esto se consideró injusto y se impugnó ante los tribunales españoles que dictaminaron en contra del gobierno y declararon nula y nula esta metodología de financiación.

Finalmente, el Real Decreto-ley 7/2016 estableció una nueva forma de financiar el "Bono Social": su coste se repartirá entre todos los proveedores de electricidad, a partir de 2017.

#### Remuneración por transmisión y distribución

El esquema de remuneración para los sistemas de transmisión y distribución es el siguiente:

- La remuneración de inversión solo es aplicable para activos no amortizados en servicio;
- La referencia de remuneración es el bono a 10 años del gobierno español más un margen para la actividad de bajo riesgo (200 puntos básicos en el primer período regulatorio);

- La recaudación y compensación de la remuneración generada por las instalaciones puestas en servicio en año se realiza en el año  $n + 2$ ; y
- La metodología incluye incentivos que se aplican a la calidad del suministro y la reducción de pérdidas.

### **3.2.2. RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

Dada la importancia de la capacidad renovable existente y la relevancia de las perspectivas de estas tecnologías para comprender la formación futura de los precios, el marco legal que las rige es de vital importancia para entender la situación actual en España.

#### Antecedentes legales

El RD 2818/1998 desarrolló el Régimen Especial definido en la Ley 54/1997, que incluye los requisitos y procedimientos para adherirse al Régimen Especial, los procedimientos para la inscripción en el Registro correspondiente, las condiciones para la entrega de poder y el régimen económico. El objetivo del Real Decreto era también establecer un régimen transitorio para las instalaciones del Régimen Especial bajo regulaciones previas como el RD 2366/1994. El RD 2818/1998 proporcionó dos opciones, una fija y otra de mercado. La legislación estableció que los generadores del régimen especial no harían una oferta en el grupo (aunque recibieron el precio resultante) y, como resultado, no tuvo un impacto en el mismo.

El RD 436/2004 definió los derechos preferenciales para la venta de electricidad de generadores que utilizan fuentes de energía renovables y cogeneración bajo el Régimen Especial, tal como lo define la Ley 54/1997, y las condiciones requeridas para que estos generadores logren este beneficio.

Este trato preferencial se extendió en virtud del Real Decreto 661/2007, aprobado el 25 de mayo de 2007, que una vez más convirtió la promesa del gobierno para promover las energías renovables en una realidad.

El RD 661/2007 dio la opción a los generadores de recibir una tarifa fija (única opción para PV) o de vender electricidad directamente en el mercado mayorista y recibir un complemento adicional prima en la parte superior del SMP (precio de pool marginal). Esta opción conllevaba más riesgos, pero podría generar mayores ingresos.

El gobierno emitió el Real Decreto 1578/2008 el 26 de septiembre de 2008 para controlar el crecimiento de la industria fotovoltaica. La lógica detrás del RD 1578/2008 era tratar de evitar la especulación en el negocio solar que había sido provocada por los altos retornos de las inversiones en el RD 661/2007 y al mismo tiempo reducir el impacto del subsidio FV en el déficit tarifario.

#### RD 413/2014 e IET / 1045/2014, el nuevo marco económico

El 10 de junio de 2014 se publicó el Real Decreto 413/2014 en el Boletín Oficial del Estado. El RD 413/2014 complementó el marco regulatorio establecido en la Ley 24/2013 y apuntala la generación de electricidad a través de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Finalmente, el 20 de junio de 2014, la Orden Ministerial IET / 1045/2014 también se publicó en el Boletín Oficial del Estado. Esta orden finaliza la implementación regulatoria del nuevo régimen legal y financiero al especificar los parámetros de remuneración aplicables. Aunque la orden entró en vigor el 21 de junio de 2014, las disposiciones incluidas en el plan de remuneración entraron en vigor el 14 de julio de 2013, cuando el RD 9/2013 sustituyó el esquema de remuneración del Régimen Especial.

Los aspectos más destacados de los aspectos clave del nuevo marco son los siguientes:

- Todas las instalaciones generadoras de electricidad se clasifican en instalaciones estándar definidas según sus características (por ejemplo, tecnología, capacidad, edad);
- Estas instalaciones estándar reciben una remuneración por la venta de electricidad valorada a precio de mercado y, si corresponde, una remuneración adicional por los costes de inversión y / o de operación, aquellos que no están cubiertos por el precio de mercado; y
- Los criterios aplicados para calcular dicha remuneración para cada instalación estándar son aplicables a lo largo de toda su duración regulatoria. La remuneración pretende reflejar la actividad de una empresa eficiente y bien administrada, proporcionando un rendimiento razonable teniendo en cuenta los ingresos estándar de ventas de electricidad a precio de mercado, así como la inversión y los costes de operación estándar.

El objetivo principal del RD 413/2014 es regular el marco económico y legal de las instalaciones existentes, aunque permite la posibilidad de que se incentiven nuevas construcciones en licitación.

El régimen de remuneración regulada específica se compone de un plazo que remunera la capacidad instalada (remuneración de la inversión, €/MW) y un plazo que remunera la operación de la instalación (remuneración en la operación, €/MWh), Rinv y Ro, respectivamente. Las instalaciones recibirán una remuneración por la venta de electricidad valorada a precio de mercado y, si aplicable, la remuneración adicional por los costes de inversión y operación.

Para determinar esta remuneración, cada instalación debe clasificarse en uno de los 1.517 perfiles de instalación estándar establecidos según la Orden ministerial IET / 1045/2014. Las instalaciones de PV y cogeneración son las más modernas, con más de 500 cada una, con viento dividido en 46 estándares diferentes y CSP en 20 estándares. La figura 5 muestra la distribución de las distintas tecnologías.

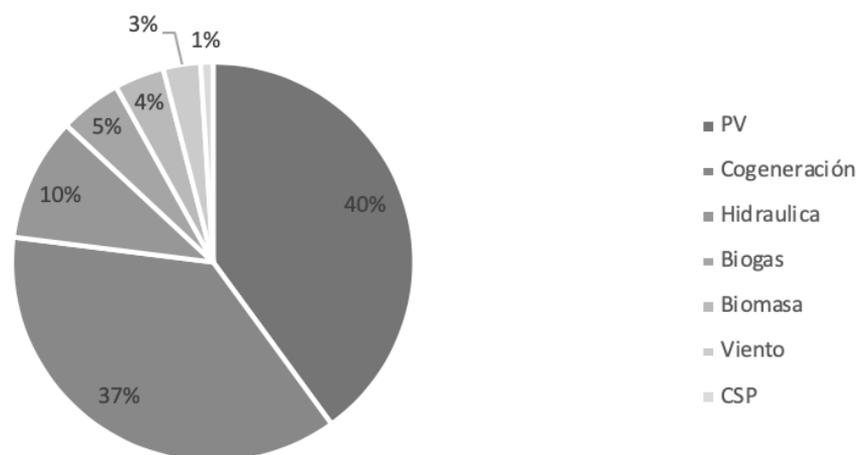


Figura 5. Distribución de las renovables en España

### **3.2.3. ESTRUCTURA DE FUNCIONAMIENTO DE LA REMUNERACIÓN**

El calculo de la remuneración es bastante complejo, por lo que mucho parámetros y factores intervienen en el calculo de la misma. Los parámetros que intervienen son los siguientes:

- Remuneración de la inversión -  $R_{inv}$ ;
- Remuneración en la operación -  $R_o$ ;
- Vida útil regulatoria;
- Horas mínimas de funcionamiento;
- Mínimo de horas de operación;
- Horas de funcionamiento máximas para ser elegible para la remuneración de los costes operativos;
- Límites anuales por abajo y por arriba en el precio mayorista de la electricidad (Bandas);
- Valor estándar de la inversión inicial en la instalación estándar;
- Previsión de precios de electricidad diarios;
- Número de horas de funcionamiento de la instalación estándar;
- Estimación de ingresos futuros para la participación en el mercado;
- Otros ingresos operativos (por ejemplo,  $R_{inv}$ );
- Estimación de los gastos operativos futuros;
- Tasa de descuento o rentabilidad razonable
- Coeficiente de ajuste de la instalación estándar;
- El valor del activo neto.

### Rentabilidad razonable

De acuerdo con la Ley 24/2013, la retribución de los DSO, TSO y las instalaciones de energías renovables puede revisarse (no es obligatorio) en función de la demanda de electricidad, la situación económica y la rentabilidad razonable cada 6 años. Los DSO, TSO y las instalaciones renovables están vinculados a los mismos parámetros en lo que respecta a su remuneración.

Para calcular la rentabilidad razonable de las instalaciones estándar antes de impuestos, el RD 413/2014 utiliza el rendimiento promedio en el mercado secundario de los bonos gubernamentales de referencia a 10 años, durante los 24 meses hasta mayo, en el año anterior al inicio de un nuevo período regulatorio, más un diferencial financiero relevante.

Para las instalaciones renovables existentes al comienzo del primer período regulatorio, se calcula una rentabilidad razonable (también antes de impuestos) utilizando el rendimiento promedio en el mercado de los bonos gubernamentales de referencia a 10 años (4.398 %) más 300 puntos básicos (7.398%).

En cuanto al margen sobre el Bono español, según el artículo 19 del RD 413/2014, antes del 31 de diciembre de 2018, el Gobierno debería aprobar la forma de establecer dicho diferencial (aunque los 300 puntos básicos se establecieron para el primer período reglamentario, podría no ser válido para los futuros). Para establecer dicho mecanismo, el gobierno puede consultar a la CNMC y a las entidades externas para su asesoramiento sobre el valor apropiado del Spread.

## Periodos regulatorios

Los períodos regulatorios son de seis años y cada período se divide en dos semiperíodos de tres años; al completarse cada período de tiempo, los parámetros de remuneración podrían revisarse.

Los valores de remuneración en relación con el funcionamiento de la instalación se revisan anualmente las tecnologías en las que los costes operativos dependen esencialmente del precio del combustible.

Con respecto a los costes operativos asignados para cada instalación estándar para, se ha supuesto un aumento anual del 1% hasta el final de la vigencia regulatoria de la instalación.

Estimación de los ingresos de las ventas estándar de electricidad, a precio de mercado, para las instalaciones estándar, así como los parámetros de remuneración directamente relacionados con ellos (por ejemplo, horas de funcionamiento).  
Revisión de cada semiperíodo reglamentario (tres años).

Todos los parámetros de remuneración (excepto la duración regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial), así como la definición de rentabilidad razonable se revisarán cada período reglamentario (seis años).

La vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial no se pueden modificar. La orden IET 1045 define una vida útil regulatoria para cada subgrupo de tecnología. La tecnología fotovoltaica recibe 30 años de vida regulatoria, CSP tecnología 25 años y viento 20 años. Estos parámetros no se revisan y se aplicarán durante toda la vida de la instalación.

## Remuneración

### *Remuneración a la inversión $R_{inv}$*

La remuneración por inversión ( $R_{inv}$ ) para una instalación estándar permite compensar los costes de inversión aún no recuperados y no recuperados a lo largo de la vida útil proyectada de la instalación a través de los ingresos operativos, es decir, ventas de electricidad en el mercado mayorista y, si corresponde, remuneración regulada. para costes de operación u otra ayuda pública.

### *Remuneración a la operación $R_o$*

La remuneración por los costes de operación (por MWh) se calcula como la remuneración requerida aparte de los ingresos de mercado estimados para igualar el coste operativo estimado de cada instalación estándar. Los valores de remuneración, así como las instalaciones elegibles para esta remuneración también se detallan en la Orden ministerial LET / 1045/2014.

### *Corrección en la remuneración debido a las horas de funcionamiento*

La remuneración específica anual (remuneración por inversión y operación) de una instalación cuyas horas de operación no lleguen al límite de las horas de operación se considerará cero y los únicos ingresos realizables serán los del mercado eléctrico. Una instalación que opere entre el suelo y el nivel mínimo de operación verá reducirse linealmente sus ingresos por remuneraciones específicas anuales, desde el ingreso total al nivel mínimo de horas de operación hasta cero en el piso de la hora de operación.

Además de las correcciones anuales, tres en el medio año están en su lugar y tienen lugar después del primer, segundo y tercer trimestre de cada año. Por instalación

estándar, las horas mínimas equivalentes y el suelo tanto anualmente como para cada uno de los tres trimestres.

La orden también define las horas equivalentes máximas que puede operar una instalación estándar mientras se mantiene su remuneración por la operación.

### *Estimación del precio de mercado y sus ajustes*

Como el precio de mercado es un parámetro de remuneración, proyectado en el tiempo y establecido ex ante, se incluye una corrección en la remuneración regulada cuando el precio de mercado se desvía de los valores definidos. Por esta razón, los límites (dos límites superiores y dos inferiores, incluido el límite y el piso) se han definido en torno al precio de mercado promedio anual proyectado. El principio es que si el precio excede uno de los límites superiores, la instalación tendrá la obligación de realizar un pago al sistema; si cae por debajo del límite inferior, se generarán cuentas por cobrar.

La estimación del precio anual del mercado mayorista en cada semiperíodo reglamentario se realiza a través de una media aritmética de los contratos a plazo anuales en el mercado mayorista de electricidad organizados por OMIP durante un período de seis meses antes del inicio del semiperíodo regulatorio para el cual el precio es estimado.

El ajuste debido a las desviaciones de los precios del mercado se calcula y compensa a lo largo de la vida regulatoria útil restante de la instalación. Este ajuste para las desviaciones de años anteriores se tiene en cuenta cuando se revisa el valor del activo neto de la facilidad estándar al comienzo de cada nuevo semiperíodo regulatorio.

### **3.2.4. EFECTOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA AL SUELO REGULATORIO**

La nueva capacidad subastada generalmente cae bajo el mismo régimen de remuneración para las energías renovables introducidas en España. Sin embargo, debido al valor estándar mucho más bajo de la inversión, existen diferencias significativas en los componentes de la remuneración entre la capacidad existente y la nueva, y esta última operará en condiciones paródicamente con riesgo de mercado.

El régimen de remuneración se basa en el valor estándar de la inversión, que se utiliza para calcular los pagos regulares realizados por el sistema (rendimiento de la inversión, si corresponde) para permitir que los proyectos alcancen una tasa de rendimiento razonable (7,5%, actualmente) sobre la vida regulada, calculada sobre una base no cubierta y antes de impuestos.

El régimen también toma en consideración los costes operativos estándar de diferentes tecnologías y los ingresos obtenidos de la venta de electricidad a precios de mercado. Si los precios de mercado y las previsiones de precios proporcionan una tasa de rendimiento igual (o superior) a la tasa reguladora de rendimiento, el sistema no tendría que hacer ningún pago para remunerar los proyectos de energía renovable. Con el precio actual del mercado en torno a EUR 55 MWh (promedio en mayo de 2018) y el pronóstico regulatorio de largo plazo de EUR 52 MWh a partir de 2020, el sistema no tendría que compensar los nuevos proyectos de capacidad, ya que estarían alcanzando la tasa aplicable de regresar bajo condiciones completamente de mercado.

Sin embargo, si los precios del mercado caen por debajo de cierto nivel, bajo ciertas condiciones, el sistema podría tener que compensar los proyectos y este suelo implícito del precio del pool podría derivarse con las diferentes métricas incluidas en la regulación. Con los valores ofertados de inversión, el precio de la energía implícito es de alrededor de EUR 42 / MWh para la segunda subasta, y entre EUR 35 / MWh y EUR 31 / MWh, dependiendo de la tecnología, para la tercera subasta.

Además del retorno de la inversión, las plantas fotovoltaicas existentes también obtienen el retorno a la operación, pero ya no será el caso para la nueva capacidad, porque los costes operativos estándar para la nueva capacidad son mucho más bajos y deberían ser inferiores al precio del conjunto.

En cada semiperiodo regulatorio (cada tres años), el regulador utiliza el precio del pool forward (OMIP) como un pronóstico del precio del pool para los próximos tres años, y del año cuatro en adelante, una estimación hecha por el regulador. Además, la desviación de los tres años anteriores entre los precios reales y los precios a plazo se utiliza para volver a calcular el rendimiento de la inversión en el futuro, según el mecanismo de anotación incluido en la regulación. Eso significa que la volatilidad del precio del pool puede afectar la remuneración de los proyectos. Por ejemplo, para parques eólicos existentes, alrededor de la mitad de los ingresos proviene de las ventas a mercado (a los niveles de precios actuales). Si los precios reales son un 20% inferiores a los precios futuros estimados, los ingresos caerían un 10%; sin embargo, los nuevos proyectos a los niveles actuales de precios estarán completamente expuestos al riesgo comercial, y los ingresos caerán un 20%. La exposición de proyectos fotovoltaicos existentes a esa volatilidad es aún menor, ya que una parte inferior de los ingresos proviene de las ventas a mercado (15% -20%),

mientras que los nuevos proyectos fotovoltaicos estarán significativamente más expuestos a la volatilidad del precio.

Para los proyectos subastados, una previsión de precios a largo plazo más alta (4 años en adelante) que el precio mínimo hace que el suelo regulatorio sea ineficaz incluso si los precios estimados a tres años a corto plazo están por debajo del precio mínimo, como el retorno de la inversión para cada período se calcula a lo largo de la vida regulatoria de los activos (25 años tanto para la energía eólica terrestre como la fotovoltaica en la segunda y tercera subastas). Un ejemplo sería en el que el precio del pool a futuro entre 2020 y 2022 es de 25 EUR / MWh y la expectativa del precio del pool a largo plazo se mantiene en EUR52 / MWh, todo lo demás es igual, el precio mínimo no se activaría y los proyectos no recibirían una remuneración por el retorno de la inversión en ese período de tres años. Si los precios reales están en línea con el pronóstico regulatorio de EUR25 / MWh en ese período semiregulatorio (2020-2022), el precio mínimo aumentaría a partir de 2023 en adelante.

Por otro lado, si los precios son más altos durante 2020-2022 que las expectativas regulatorias, el suelo regulatorio caería a partir de 2023, ya que los proyectos no necesitarían recibir el precio mínimo actual para lograr una tasa de rendimiento razonable.

Estas incertidumbres sobre el precio mínimo demuestran que el valor y la efectividad del precio mínimo son limitados. También hay otros parámetros del cálculo que pueden cambiar con el tiempo (es decir, el número estándar de horas, costos operativos estándar) y que podrían afectar los niveles mínimos.

La tasa interna de rendimiento (TIR) se revisará cada seis años, la primera para finales de 2019 y aplicable para el próximo período de seis años 2020-2026. La

regulación también contiene una fórmula para calcular la TIR, que es el promedio de dos años de los rendimientos de los bonos del gobierno a 10 años + 300 pb.

Los rendimientos de los bonos han disminuido significativamente desde 2014, cuando se estableció el nivel inicial de IRR del 7,4%. Para la revisión de 2020, siguiendo la fórmula mencionada, la base del rendimiento de los bonos será el promedio de dos años de mayo de 2017 a mayo de 2019. El rendimiento promedio de los últimos dos años actualmente es de 1.42%, y el promedio desde mayo de 2017 es de 1.47%.

Usando esa fórmula y suponiendo que los rendimientos de los bonos no aumentan significativamente hasta mayo de 2019, la TIR de 2020 podría reducirse a 4.5%, lo que haría que el floor regulatorio se depreciara todavía más. Se espera una reducción en la tasa de retorno a partir de 2020, pero el nivel exacto es incierto y dependerá de las medidas del regulador. Se espera que la TIR desde 2020 se establecerá en un nivel más alto que el sugerido por los rendimientos actuales de los bonos a 10 años, porque el gobierno puede establecer una tasa determinada sin depender de la fórmula. Sin embargo, existe una gran incertidumbre a este respecto.

Después de 2019, la TIR también se puede establecer de acuerdo con la evolución del déficit tarifario en los últimos años. El mercado español ya ha experimentado un proceso difícil para reducir el déficit del sistema y ha experimentado varias reformas y cambios regulatorios, incluido el nuevo régimen regulatorio para las energías renovables introducido en 2014. Se espera que la deuda del déficit tarifario español continúe reduciéndose a alrededor de EUR 21.0 mil millones para fines de 2018 y para EUR 19.1 mil millones para fines de 2019, debido al perfil mejorado de los flujos de efectivo regulados del sistema eléctrico. Por lo tanto, hay menos

presión sobre el regulador para que reduzca significativamente los costes del sistema eléctrico reduciendo los niveles de IRR a partir de 2020. Ha habido algunos signos positivos después de que el nuevo gobierno llegó al poder, sobre el posible mantenimiento de la TIR en los niveles actuales. Sin embargo, la incertidumbre permanecerá hasta que se materialice el mantenimiento de la TIR.

Si se redujera la TIR en el próximo período regulatorio (es decir, desde 2020), también lo haría el precio mínimo. Si la TIR se reduce al 5.5% a partir de 2020, los proyectos que obtuvieron capacidad en la segunda subasta tendrían una reducción en el precio mínimo de alrededor de EUR 2.5 / MWh, y para los de la tercera subasta la reducción sería entre EUR 1 / MWh y EUR 2.5 / MWh. El impacto en la remuneración de los proyectos existentes sería significativamente mayor ya que dependen mucho más de los ingresos regulados, y su valor estándar de inversión es mucho más alto que para los proyectos subastados.

### **3.2.5. SISTEMA DE SUBASTAS EN ENERGÍAS RENOVABLES. LAS GARANTIAS**

La trasposición en el Ordenamiento Jurídico español de la a Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo, relativa al fomento de uso de la energía procedente de fuentes renovables, supuso la aprobación del denominado Plan de Energías Renovables, que se traduce en la elaboración del “Horizonte 2020”, documento en el que se recogen los objetivos acerca de la producción de energías renovables, estableciendo que para el año 2020 el 20% del consumo interno de energía primaria En España, proceda de fuentes renovables.

Para la consecución de los objetivos acordados en esta iniciativa, el Gobierno español, ha implementado un sistema de subastas energéticas dirigida a nuevos proyectos de generación de energías renovables, cuyas características, incluida la parte sustancial de las garantías, serán analizadas en este apartado.

Tras la aprobación y publicación del RD 436/2004 y RD 661/2007, se creó en España un sistema de producción y comercialización de energía, que propició un ambiente favorable para la comercialización de energía procedente de fuentes renovables, colocando al país entre los primeros en el mundo en producción de estas energías.

Sin embargo, estas iniciativas se vieron paralizadas de forma que, España actualmente presenta unas cifras globales de producción de energías renovables en torno al 16%, todavía lejos del 20% marcado como objetivo para el 2020 en el tratado anteriormente citado.

Con el fin de lograr cumplir con los acuerdos firmados, se ha procedido a la aprobación de una serie de decretos y órdenes ministeriales, para sacar a subasta un conjunto de cupos de potencia a instalar, y alcanzar la meta del 20% dentro del plazo fijado.

Según datos suministrados por Red Eléctrica de España, respecto de la potencia instalada en la península, la producción de energía eólica, no ha sufrido variaciones en los últimos años, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	17	17	17	17	17
Turbinación bombeo	2,5	2,5	3,3	3,3	3,3
Nuclear	7,6	7,6	7,6	7,6	7,1
Carbón	10,6	10,5	10,5	9,5	9,5
Fuel + Gas	0,5	0,5	0	0	0
Ciclo combinado	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Eólica	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Solar fotovoltaica	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Solar térmica	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Otras renovables	0,9	1	0,9	0,9	0,9
Cogeneración	7,1	7	6,2	6	5,8
Residuos no renovables	0	0	0,5	0,5	0,5
Residuos renovables	0	0	0,1	0,1	0,1

Figura 6. Evolución de la potencia instalada peninsular (GW)

Si tenemos en cuenta la parte correspondiente a energías renovables, vemos como, pese a los esfuerzos que puedan haberse realizado, es necesario incrementar en, al menos, un 5% la producción procedente de estas fuentes.

Para tal fin se aprobaron en 2017 dos resoluciones, la Resolución de 10 de abril de 2017, del Secretario de Estado de Energía, conforme a la Orden ETU / 315/2017 de 6 de abril ("Resolución de Subasta"), y, la Resolución de 10 de abril de 2017, del Secretario de Estado de Energía, donde se establece el procedimiento y las reglas de la subasta, de conformidad con las disposiciones del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y ETU / 315/2017 de 6 de abril ("Reglas de la Resolución de Subasta"), de manera que la Comisión Nacional de Mercados y Competencia es nombrada entidad supervisora de la subasta y convirtiéndose la OMIE en la entidad administradora de la misma.

Entre las características más destacables de esta subasta, podemos enumerar las siguientes:

1. La capacidad elegible de la que se parte en la subasta es de 2.000 MW; no obstante, según criterio del gobierno, esta capacidad podrá ampliarse en 1000MW, hasta alcanzar los 3.000 MW.
2. Todas las tecnologías productoras de energía compiten en igualdad, esto es, no existe una capacidad previamente fijada para cada una de las tecnologías (eólica, hidráulica, fotovoltaica, etc.)
3. El método de subasta aplicable será el de sobre cerrado y sistema marginal,
4. La retribución a la inversión realizada se calculará para cada tramo de oferta, en función del cociente entre la retribución a la inversión y la cantidad de horas estándar de funcionamiento de la instalación.
5. Se ordenarán de menor a mayor los tramos de oferta tomando como referencia los cocientes anteriores, siendo preferentes los tramos con menor cociente.
6. Finalizada la subasta, se obtendrá la potencia adjudicada a cada tecnología y la correspondiente a cada uno de los adjudicatarios, la reducción del valor de la inversión inicial, y la instalación tipo de referencia.
7. A continuación se calculará para cada instalación tipo, el valor de la inversión inicial y su retribución ( $R_{inv}$ ) y la retribución por operación ( $R_o$ ).
8. Llegados a este punto los adjudicatarios deberán presentar las garantías económicas, para que, en el plazo de 45 días, la preasignación sea inscrita en el

registro de régimen retributivo específico, siendo dicha garantía de 60 €/kW, solicitado en la calificación.

9. Una vez incluida la preasignación, cada adjudicatario dispondrá de un plazo de 6 meses para presentar e identificar el proyecto, a partir de la publicación en el BOE de la resolución de la inscripción.

10. Cada proyecto inscrito dispone de 12 meses de plazo desde la publicación en el BOE, para la obtención de la autorización administrativa. De no producirse dicha autorización, se perderá el régimen retributivo y la ejecución de las garantías aportadas.

El procedimiento de la subasta se desarrolla de acuerdo a las siguientes características:

1. Para cada instalación estándar, se fija un valor estándar de inversión inicial.
2. Sobre ese valor estándar, los licitadores ofertarán reducciones porcentuales sujetas a las siguientes limitaciones en función del valor máximo de reducción por tecnología:
  - Eólica (ITR-0103): 63.43%
  - Fotovoltaica (ITR-0104): 51.22%
  - Otras (ITR-0105): 99.99%
3. La clasificación de las ofertas se realizará de menor a mayor en función del sobre coste para el sistema, cuya valoración se realizará en función del sobrecoste unitario de cada oferta.

4. La última oferta adjudicada, será la que sirva como valor de referencia para determinar el sobre coste unitario de las restantes ofertas adjudicadas.

5. El resultado final quedará determinado por la capacidad asignada a cada tecnología y el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada tecnología.

6. Sobre la base anterior, se establecerá la remuneración de la inversión, el valor estándar y la retribución de parámetros como la remuneración para cada instalación estándar.

7. El 31 de diciembre de 2019 será la última fecha para la inscripción de la solicitud en la remuneración regulada específica, debiendo estar operativos con anterioridad a esta fecha.

Como dato adicional a las características de esta subasta, debemos añadir que los proyectos adjudicatarios, deberán sumar a los costes, un 0,08 €/kW en concepto de coste asociado a la subasta.

Otro de los rasgos destacables de esta subasta, y que debemos mencionar es que todas las centrales de energía renovable compiten en igualdad de condiciones, pero, a igual sobre coste unitario, tendrán prevalencia aquellas que sumen mayor número de horas en funcionamiento, por tanto, las correspondientes a la tecnología eólica.

## 4. CONCLUSIONES

La mayoría de los proyectos de energía renovable en España van a estar considerados como proyectos con riesgo de mercado. Entre 2016 y 2017, hubo tres subastas de hasta 9GW de nueva capacidad que se pondrán en marcha a fines de 2019. La nueva capacidad de fotovoltaica subastada debería aumentar la capacidad instalada fotovoltaica española en alrededor del 80%, y 20 % para el viento. La capacidad subastada generalmente caerá bajo el régimen introducido en España en 2014 para las energías renovables. Se puede decir que la nueva capacidad operará principalmente en condiciones de riesgo de mercado, ya que el soporte regulatorio se limita a un suelo muy inestable.

Va a existir un menor soporte regulatorio ya que las ofertas ganadoras reflejan principalmente la naturaleza competitiva de las licitaciones, así como los bajos costes de capital que exige el mercado. El menor valor estándar de inversión significa menos apoyo regulatorio, ya que la remuneración se calcula utilizando esa variable. Los proyectos dependerán principalmente de los ingresos de mercado, pero pueden beneficiarse de un precio mínimo implícito para los proyectos de la segunda y tercera subasta. Los valores estándar de inversión reconocidos en las tres subastas están por debajo del gasto de capital real requerido para construir los proyectos.

Existe una confianza muy baja en el mercado sobre el precio mínimo regulatorio. Considerando la complejidad y la volatilidad potencial del precio mínimo del pool, se espera que el mercado no dependa de él como un indicador de tamaño para la financiación de proyectos independientes. En particular, la evolución de los precios del pool y los futuros pronósticos regulatorios a largo plazo, y la revisión de IRR

en 2020, podrían afectar el valor mínimo. El apalancamiento para los proyectos de energía renovable en España será sustancialmente más bajo que antes, porque la remuneración recibida por los nuevos proyectos será mucho menor que los proyectos anteriores.

El mercado va a tener que abrirse y adoptar nuevas formas de mitigar el riesgo de mercado de los proyectos, como por ejemplo utilizar formulas de PPA. El nuevo marco deja a los desarrolladores con dos opciones para estructurar financiar proyectos independientes: dependen de supuestos de precio, o firman un acuerdo de compra de energía (PPA). Los proyectos de energía renovable en España no han utilizado PPA antes porque el régimen regulatorio brindaba visibilidad sobre los ingresos futuros; sin embargo, la mayor exposición del comerciante abre la puerta a este tipo de arreglo.

Existe un gran riesgo de finalización de los nuevos proyectos. Completar todos los proyectos depende de la capacidad de financiación que tengan los proyectos, dado el número que se construye simultáneamente, y teniendo en cuenta que tienen fechas de finalización de largo plazo a finales de 2019. Será aún más desafiante para los proyectos eólicos que para PV, dado que la construcción de parques eólicos es más lenta. El no completar los proyectos a tiempo implicaría perder las garantías proporcionadas por los desarrolladores y el piso implícito.

Los resultados de las subastas podrían significar que el mercado español está listo para proyectos renovables con riesgo de mercado, ya que el suelo regulatorio ofrece protección limitada. Los desarrolladores que no han participado en las subastas podrían estar interesados en buscar nuevos proyectos, sin los requisitos introducidos en las subastas (es decir, garantías, fechas límite). Las condiciones actuales del

mercado brindan una oportunidad para los desarrolladores, ya que son más eficientes y más baratas las tecnologías podrían permitirles competir en riesgo de mercado.



## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Brealey, R., Myers, S. and Marcus, A. (2012) Fundamentals of Corporate Finance, 7th Edition. McGrawHill.
- [2] Cornett, M. Adair, T. and Nofsinger, J. (2014) Finance, 2nd Edition, McGrawHill.
- Crundwell, F.K. (2008). Finance for Engineers. Evaluation and Funding of Capital Projects. Springer.
- [3] Valdez, S. and Molyneux, P. (2010) An Introduction to Global Financial Markets, Palgrave MacMillan.
- [4] Comer, B. (1996) Project Finance Teaching Note
- [5] E. R. Yescombe. (2002) Principles of Project Finance
- [6] John D Finnerty. (1996) Project Financing: Asset-Based Financial Engineering
- [7] Benjamin C. Esty (2004) Modern Project Finance: A Casebook
- [8] Fight A. (2005) Introduction to Project Finance
- [9] European Commission, Directorate-General for Energy. (2010) The structuring and financing of energy infrastructure projects.
- [10] Ermela Kripa, Halit Xhafa. (2013) Project Finance and Projects in the Energy Sector in Developing Countries.
- [11] IRENA. (2018) Global landscape of renewable energy finance.



- [12] Chris Groobey, Michael Faber, Michael Klaus (2012) Project Finance for Renewable Energy and Clean Technology Projects
- [13] IRENA. (2018) Unlocking renewable energy investment. The role of risk mitigation and structured finance.
- [14] OMEL. <http://www.subastasrenovables.omie.es/subastas-de-energia-renovable/resultados>
- [15] Boletín Oficial Del Estado.  
<https://www.boe.es/boe/dias/2017/07/28/pdfs/BOE-A-2017-8997.pdf>
- [16] Boletín Oficial Del Estado.  
<https://www.boe.es/boe/dias/2017/05/26/pdfs/BOE-A-2017-5848.pdf>
- [17] Real Decreto 413/2014. <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>
- [18] María Teresa Costa Campi. (2016) Evolución del sector eléctrico español (1975-2015)
- [19] Energía y Sociedad. El marco normativo español.  
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-2-el-marco-normativo-espanol/>
- [20] Energía y Sociedad. Regulación española de las energías renovables.  
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>
- [21] Ley 24/2013. <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>

[22] Thomson Reuters. (2013).

[http://www.aranzadi.es/sites/aranzadi.es/files/creatividad/Fidelizacion/NL\\_Energia\\_oct\\_2013.pdf](http://www.aranzadi.es/sites/aranzadi.es/files/creatividad/Fidelizacion/NL_Energia_oct_2013.pdf)

[23] Garvía, L., 2013. Riesgo en los grandes proyectos de inversión financiados mediante project finance: Distribución del riesgo en cada fase del proyecto en el caso de un parque eólico (Doctoral dissertation, Tesis doctoral, Universidad Pontificia de Comillas). Madrid: Universidad Pontificia de Comillas).

[24] Garvía, L., 2008 "El "Project Finance"(I/II)." Anales de mecánica y electricidad.

[25] Red Eléctrica de España. Recuperado de <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3001>, ref. de 15 de enero de 2019.

