



ICADE BUSINESS SCHOOL

Análisis de la viabilidad económica de un parque eólico a través de un Project Finance

Autor: Adrià Solsona Durán

Director: Luís Garvia Vega

Madrid
Junio 2017

Adrià
Solsona
Durán

**Análisis de la viabilidad económica de un parque eólico a través de un
Project Finance**



Tabla de contenido

Resumen.....	8
Abstract.....	8
1. Introducción.....	9
1.1. Motivación	9
1.2. Objetivos del trabajo	9
1.3. Estructura y metodología	9
2. Marco conceptual	10
2.1. ¿Qué es un Project Finance?	10
2.2. Ventajas y desventajas.....	12
2.2.1. Costes de agencia	12
2.2.2. Costes de no invertir	13
2.2.3. Diversificación de inversiones	14
2.2.4. Forma de financiación pública	14
2.3. Riesgos y coberturas	14
2.3.1. Riesgos en la construcción	15
2.3.2. Riesgo país.....	15
2.3.3. Riesgos financieros	16
2.3.4. Riesgo de operación.....	16
2.3.5. Riesgos medioambientales	17
2.4. Fases de un Project Finance	17
2.5. Tipos de Project Finance	19
2.5.1. Modelo Build-Operate-Transfer	19
2.5.2. Modelo Build-Operate-Own.....	19
2.5.3. Modelo Built-Own-Operate-Transfer	19
2.5.4. Modelo Build-Lease-Transfer	19
2.5.5. Modelo Design-Construct-Manage-Finance	19
2.5.6. Modelo Front End Engineering and Design.....	19
2.6. The State of the Art.....	20
2.7. Project Bond	21
2.8. El impacto de la legislación europea. Basilea III	25
3. La energía en España.....	26
3.1. Conceptos teóricos del sector energético	27
3.2. Energía en España	28
3.3. Régimen especial energías renovables	33
4. Modelo financiero.....	34
4.1. Conceptos básicos.....	34
4.1.1. Cash Flow	34
4.1.2. Coste de capital	35
4.1.3. Análisis de sensibilidad y análisis de escenario.....	36
4.1.4. Valor Actual Neto (VAN)	36
4.1.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)	36
4.1.6. Ratios de control	37
4.2. Detalles del proyecto	37
4.2.1. Localización del parque.....	38
4.2.2. Duración del proyecto	38
4.2.3. Estructura financiera.....	38
4.2.4. Riesgos del proyecto	39

4.2.5.	Ingresos y gastos.....	39
4.2.6.	Datos financieros.....	41
4.3.	Caso base.....	43
4.4.	Análisis de sensibilidad y de escenarios.....	46
5.	Conclusiones	48
6.	Referencias	49
	Bibliografía.....	49
	Legislación relevante	51

Relación de gráficas

Gráfica 1. Ratio equity-deuda de PF vs. Financiación Tradicional.....	11
Gráfica 2. Número de sociedades Sponsor	12
Gráfica 3. Project Bond a nivel mundial.....	23
Gráfica 4. Project Bond por regiones	24
Gráfica 5. Project Bond por sectores	24
Gráfica 6. Evolución de la intensidad energética por países.....	27
Gráfica 7. TRE de las principales energías en EE.UU.....	28
Gráfica 8. Producción interior de energía primaria en 2015	30
Gráfica 9. Consumo de energía primaria en 2015	30
Gráfica 10. Consumo de energía final en 2015.....	31

Relación de ilustraciones

Ilustración 1. Riesgos y coberturas.....	17
Ilustración 2: Ciclo de vida de un Project Finance	18
Ilustración 3. Funcionamiento del mercado eléctrico	31
Ilustración 4. Demanda eléctrica y generación por tecnología el 25/05/2017	32

Relación de tablas

Tabla 1. Estructura del Cash Flow.....	35
Tabla 2. Plazos del proyecto	38
Tabla 3. Estructura financiera en porcentaje.....	38
Tabla 4. Facturación Anual del proyecto	40
Tabla 5. Estructura financiera en valor	40
Tabla 6. Gastos del proyecto	41
Tabla 7. Costes financieros del proyecto	42
Tabla 8. Parámetros de las ratios de control.....	43
Tabla 9. Gastos financieros.....	44
Tabla 10. Cuenta de resultados	44
Tabla 11. Distribución de resultados.....	45
Tabla 12. Cash Flow antes de dividendos y ratios.....	45
Tabla 13. Resultados del caso base	45
Tabla 14. Análisis de sensibilidad	46
Tabla 15. Análisis de escenarios	47
Tabla 16. Probabilidad de los escenarios	47

Tabla 17. Resultados ponderados del proyecto.....47

Resumen

Una de las decisiones más importantes que se deben llevar a cabo en cualquier compañía es como se financian sus inversiones. Es, tal vez, más importante que la misma inversión en sí. Una buena idea de negocio no triunfará nunca si la forma en que se financia no se adecúa al proyecto.

Las décadas de los 70, 80 y 90 fueron períodos en los que la construcción y mejora en las infraestructuras estaban a la orden del día. No se trataba solo de un fenómeno nacional, sino que ocurría en todas las zonas geográficas del planeta. Eran épocas doradas para la economía y la financiación.

En este contexto cada vez más exigente y competitivo, las empresas, en su búsqueda por la mejor rentabilidad, idearon lo que hoy en día se conoce como Project Finance.

En este trabajo se analizará en detalle la figura del Project Finance, para entender en qué consiste y cuándo se utiliza. También se estudiarán las principales ventajas y desventajas, así como los riesgos más importantes derivados de esta estructura de financiación y como reducirlos o eliminarlos.

El análisis teórico del Project Finance tiene por objetivo final analizar la viabilidad económico-financiera de la construcción de un parque de energías renovables en España a través de este vehículo de financiación.

Abstract

One of the most important decisions that must be made in any company is how your investments are financed. It is, perhaps, more important than the investment itself. A good business idea will never succeed if the way it is financed do not fit in the project.

The decades of the 70, 80 and 90 were the periods in which the construction and the improvement in the infrastructures were in the order of the day. It was not only a national phenomenon, but it happened in all the geographical areas of the planet. They were golden times for the economy and financing.

In this increasingly demanding and competitive environment, companies, in their search for the best profitability, devised what we know today as Project Finance.

In this paper, we analyse in detail the figure of the Finance Project, to understand what it consists of and when it is used. The main advantages and disadvantages, as well as the risks arising from this financing structure, and how to reduce or eliminate them are also studied.

The theoretical analysis of the Finance Project has as its final objective to analyse the economic and financial viability of the construction of a park of renewable energies in Spain through this financing vehicle.

1. Introducción

1.1. Motivación

Durante el siglo XX se produjo una reestructuración del tejido empresarial sin precedentes. Durante las décadas posteriores, esa modernización económica se tradujo en la construcción de nuevas infraestructuras para mejorar la calidad de vida de la sociedad, o en la modernización de las ya existentes.

Estas nuevas necesidades eran cada vez mayores y requerían de más capital y por tanto de más riesgo. En este contexto, las empresas han buscado nuevas formas de financiación, que redujeran estos riesgos y aumentaran la rentabilidad.

El Project Finance (en adelante PF) surge para dar respuesta a estas cuestiones: un sistema de financiación que pretende llevar a cabo inversiones más arriesgadas, minimizando el impacto en las cuentas de la empresa que decide llevarlo a cabo.

Por otro lado, en el siglo XXI se ha producido –y todavía sigue produciéndose– una revolución en el sector de las energías. Cada vez es más común ver por nuestras carreteras enormes parques de molinos de viento o paneles solares. Problemas como el cambio climático o la incuestionable caducidad del sistema energético basado en combustibles fósiles, han provocado dicha revolución.

Es en este contexto en el que se enmarca este trabajo: la necesidad de buscar nuevas fórmulas de financiación que hagan de la construcción de grandes infraestructuras, un negocio rentable.

1.2. Objetivos del trabajo

A lo largo de este trabajo se irá desgranando el concepto de PF. El objetivo final será evaluar la viabilidad económica de la construcción de un parque de energía eólica, financiándolo a través de un PF.

Para ello, se realizará primero un estudio detallado sobre esta modalidad de financiación de proyectos, para poder entender perfectamente cómo funciona y por qué encaja con este sector.

1.3. Estructura y metodología

Este trabajo se estructura en tres grandes bloques: un análisis del marco teórico del PF, el estudio del sistema energético español, prestando especial atención al modelo de las energías renovables, y el análisis de un caso sobre la construcción de un parque eólico en España.

El primer bloque se dividirá en los siguientes apartados. Se comenzará definiendo claramente qué es un PF y en qué tipo de inversiones es más frecuente utilizarlo. Se estudiarán también sus principales características y elementos que lo componen, así como las ventajas para su utilización, pero también sus desventajas. A continuación, se hará un repaso sobre la evolución histórica del PF: en qué contexto y por qué nació, cuál fue su evolución y cuál es su estado actual. Esto se verá desde una perspectiva internacional, pero también desde el punto de vista de nuestro país. Además, también se analizarán otras alternativas al PF que las empresas están usando hoy en día.

Una parte fundamental de este trabajo consiste en entender a qué regulaciones del sistema financiero está sujeta esta figura. Es por ello que la última parte de este primer bloque se centra en el estudio de las implicaciones que los tratados de Basilea III tienen sobre el PF.

El siguiente bloque pretende establecer las bases para entender qué es el sistema energético y cómo funciona en nuestro país. Se estudiarán los principales conceptos relacionados con esta materia y también se analizará cómo está estructurado el sector energético en España.

Para ello se realizará una amplia lectura de material académico relacionado con el tema, consultando los trabajos de los principales expertos en la materia.

En el último bloque, se construirá un modelo que permita evaluar la construcción de un parque eólico. En este modelo se tendrán en cuenta todos los elementos explicados en los bloques anteriores. Para realizar el modelo se recurrirá a datos reales de proyectos existentes que encajen con la realidad actual.

2. Marco conceptual

2.1. ¿Qué es un Project Finance?

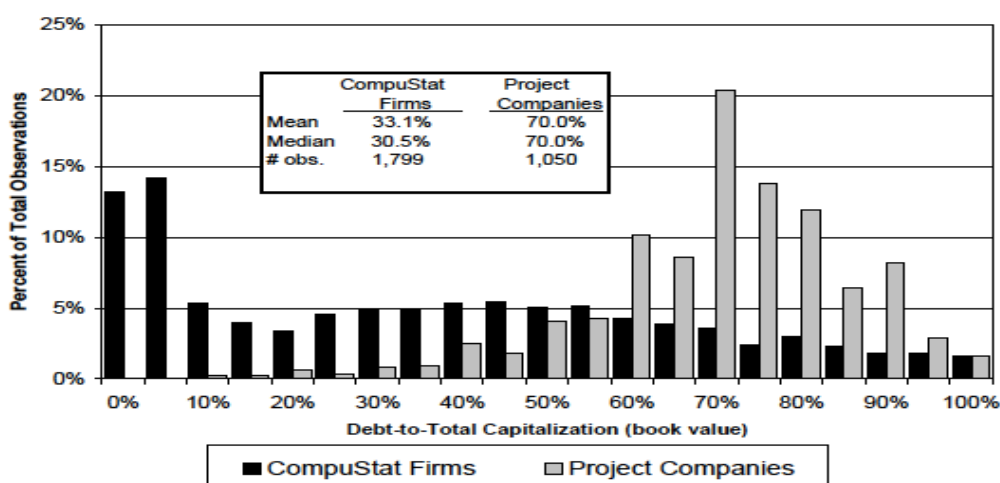
Un PF es una forma de financiación de grandes proyectos, que se caracteriza principalmente por la creación de una sociedad legalmente independiente, cuyo único objetivo es la realización de dicha inversión (Cáceres & Madico, 2001).

Esta definición choca con la fórmula tradicional de financiación en las empresas. Esta forma tradicional consiste en que una empresa, con determinado nivel de endeudamiento, decide llevar a cabo un proyecto, por ejemplo, la construcción de un puente. Los fondos necesarios para llevar a cabo el proyecto pueden provenir de dos fuentes principalmente: la emisión de nuevas acciones o bonos para financiar el proyecto, o deuda prestada a través de entidades de crédito o bancos.

El modelo del PF busca una nueva visión. Una empresa A, conocida como empresa “sponsor”, crea una nueva compañía, llamada compañía B o “Special Purpose Vehicle” (en adelante SPV). Esta compañía opera como una empresa independiente y sus objetivos son llevar a cabo, gestionar y controlar la evolución del proyecto, así como pagar sus deudas y remunerar a los accionistas (Cáceres & Madico, 2001). Este tipo de compañías se caracterizan por tener una estructura de capital en la que el equity representa un pequeño porcentaje del total, y el resto está financiado a través de deuda (Esty, 2002).

La siguiente gráfica muestra esta relación equity-deuda, comparando los PF con compañías que financian sus proyectos con el método tradicional.

Gráfica 1. Ratio equity-deuda de PF vs. Financiación Tradicional



Fuente: Esty (2002)

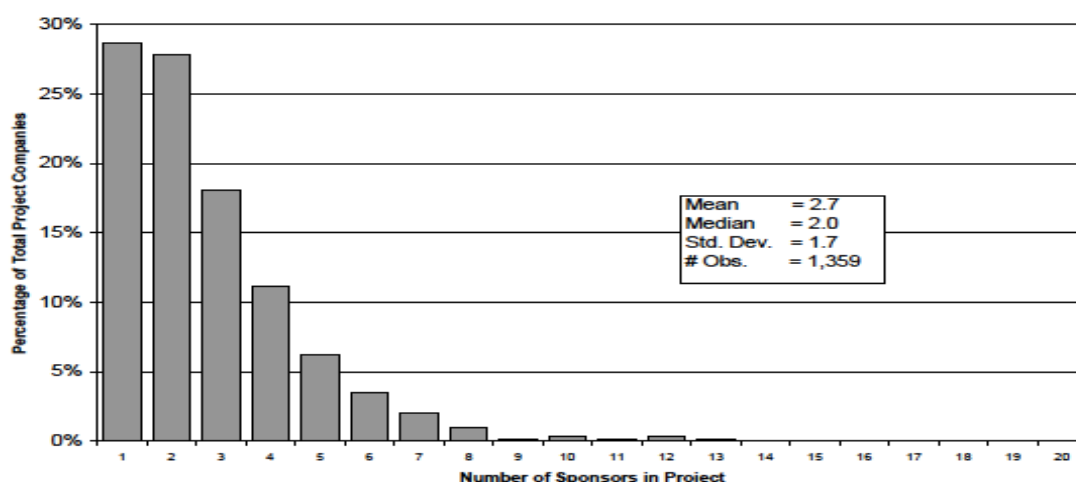
Esta última idea plantea ahora una cuestión más. Si la SPV está financiada prácticamente con deuda, ¿qué garantías tienen los acreedores frente a la compañía?

Esta es otra de las características principales del PF. La única garantía del proyecto son los propios cash flows que se espera que ese proyecto genere. De modo que un PF debe tener una estructura claramente definida, para poder identificar claramente cuáles van a ser sus cash flows, tanto positivos como negativos, y aún más importante, en qué momento del proyecto se van a generar (Cáceres & Madico, 2001). En los siguientes apartados se verá cómo se exigen a los PF otro tipo de colaterales con el fin de reducir los riesgos derivados de su estructura de capital.

En los siguientes apartados se analizará otra de las principales características del PF. Por un lado, es importante estudiar cuál es la estructura de propiedad de los SPV. Tanto el *equity* como la deuda que lo forman, están repartidos en pocas manos. Como ya se ha dicho, normalmente es una compañía A, la que crea la otra y por tanto es la dueña de su capital (aunque podría darse el caso de que un pequeño grupo de compañías crearan una SPV, repartiéndose así su capital). Por otro lado, al tratarse de proyectos de financiación que requieren grandes cantidades de dinero, los préstamos que suelen financiarlos son préstamos sindicados (Esty, 2002). Los préstamos sindicados son un tipo de préstamos dados por un grupo de bancos en lugar de por uno solo, dada la gran cantidad prestada, con el objetivo de repartirse el riesgo entre diversas entidades.

En la siguiente figura se muestra como en la mayoría de los casos en los que se ejecuta un PF, la propiedad del *equity* se reparte entre uno y tres sponsors.

Gráfica 2. Número de sociedades Sponsor



Fuente: Esty (2002)

Por otro lado, otro hecho importante a destacar es la duración de los PF. Como ya se ha comentado en párrafos anteriores, se constituye una sociedad SPV cuyo único objetivo es la ejecución del proyecto. Dado que la inversión necesaria para el proyecto es muy grande, la duración del mismo es también considerable. Esto se debe a que, como ya se ha dicho, la garantía de repago de la deuda son los cash flows que el proyecto genera y por tanto es necesario un largo periodo de tiempo para, por un lado, devolver la deuda más los intereses, y por otro, remunerar a los accionistas e inversores de la sociedad o sociedades sponsor.

Para concluir con este apartado, se mostrarán los principales sectores en los que es común el uso del PF. Esta clasificación se hará de acuerdo a los criterios que siguen Cáceres y Madico. Como se puede deducir de los conceptos explicados anteriormente, los sectores en los que más se usa esta forma de financiación son aquellos que requieren mayores inversiones al inicio del proyecto. Los más comunes son el sector de las energías (minería, extracción y refinamiento de petróleo, energías renovables...), infraestructuras (puertos y aeropuertos, puentes, carreteras...), y, aunque tal vez menos común, construcción de centros comerciales, complejos hoteleros, etc.

2.2. Ventajas y desventajas

En este apartado analizaremos las principales ventajas y las motivaciones para el uso del PF y también sus desventajas. Es necesario aclarar antes de comenzar el análisis, que las desventajas no incluyen los riesgos relacionados con estos proyectos, que se estudiarán en el apartado siguiente. Esto se debe a que estos riesgos no son *per se* una desventaja, ya que existen multitud de formas de mitigarlos.

De acuerdo con la literatura académica existente, podemos clasificar las **ventajas** del uso del PF los siguientes bloques:

2.2.1. Costes de agencia

Una forma sencilla de definir los costes de agencia es que estos aparecen cuando los intereses de las personas encargadas del proyecto no están alineados con los propios intereses del proyecto.

En este sentido, proyectos que implican gran cantidad de activos (ya sea en número de activos o en valor) y que esperan un gran retorno de cash flows (dos características básicas de los PF) son más susceptibles de sufrir estos costes de agencia (Jensen & Meckling, 1976).

La propia naturaleza de los PF resulta adecuada para reducir estos costes. Al crearse una compañía nueva, con una estructura organizativa nueva, la compañía sponsor tiene la capacidad de crear un sistema de gobierno dentro de la empresa al que le resulte difícil caer en estos costes de agencia, que pueden ser diferentes para cada proyecto y, por tanto, para cada empresa.

El objetivo final de reducir esos costes de agencia es mejorar el resultado de la empresa. De modo que así aumentarían los cash flows del proyecto y por consiguiente su garantía, y se conseguiría reducir así el coste de la deuda (Shleifer & Vishny, 1997).

Dentro de los PF, Esty (2002) indica que hay dos actores dentro de los proyectos que resultan claves para su éxito: el país donde se va a realizar el proyecto, ya que proporciona el marco legal en el cual se va a llevar a cabo y un proveedor o cliente clave del proyecto.

Dada su importancia, el papel de estos dos actores es clave para que el proyecto funcione. El intento de cualquiera de ellos de apropiarse de parte del valor de forma unilateral podría llevar al proyecto al fracaso. Es por ello que los sponsors prefieren introducir en sus contratos grandes niveles de deuda, que conllevaran malos resultados si la gestión de los recursos no es la adecuada (Bronars & Deere, 1991). Es una forma de controlar la actuación de los órganos de control de la SPV.

Además, el proceso de negociación de los PF tiende a ser largo y complicado, ya que se pretende abordar todos los posibles problemas que pueda haber en el futuro para prevenirlos, porque, como se ha comentado anteriormente, se espera que la vida del proyecto sea larga.

Otro conflicto de interés que puede surgir es entre los propietarios de la deuda y los propietarios del equity a la hora de distribuir los cash flows positivos que se puedan generar.

Una forma de solucionarlos es dar prioridad a la deuda bancaria, ya que en caso de situación de estrés es más fácil de reestructurar. Además, un elemento importante es que en el proyecto existan pocos tipos de deuda, por ejemplo, un solo préstamo sindicado que, aunque incluya a un grupo de bancos, sea más fácil de negociar.

2.2.2. Costes de no invertir

Una compañía muy endeuda y cuyo capital está soportando un gran riesgo por culpa de esa deuda, puede dejar pasar oportunidades de inversión ya que la compañía tal vez no soporte un mayor nivel de deuda (Nevitt & Fabozzi, 2001)

Con la creación de una SPV este problema desaparece: la decisión de invertir o no, no tendrá en cuenta el nivel pasado de endeudamiento ya que, simplemente, la SPV no tiene pasado.

De esta forma, se elimina el impacto que la incorporación de deuda pudiera tener en el balance de la sociedad sponsor y elimina también el riesgo de que

los antiguos accionistas tengan que soportar mayores niveles de deuda (Mayers, 1977).

2.2.3. Diversificación de inversiones

Por otro lado, incorporar proyectos arriesgados al balance de la compañía sponsor podría afectar a su calidad crediticia y, por tanto, al coste de la deuda de futuros proyectos de inversión que fueran menos arriesgados. Separando ambas sociedades se reduce también este riesgo.

2.2.4. Forma de financiación pública

Como se verá en apartados siguientes, una de las formas más comunes de llevar a cabo un PF es a través de la concesión por parte del Estado o una institución pública.

El PF le sirve al estado para acometer inversiones sin necesidad de aumentar su endeudamiento (Departamento de Finanzas y Sistemas TIRME, 2013).

Una vez vistas las principales motivaciones o ventajas de usar un PF, en las siguientes líneas se detallan las principales **desventajas** de su utilización.

Para empezar, uno de los principales inconvenientes de esta fórmula de financiación es su complejidad. En comparación con la fórmula tradicional, en este caso no es solo necesario captar la financiación, sino que además hay que constituir una nueva sociedad, lo cual requiere más tiempo. Además, al tratarse normalmente proyectos más arriesgados, es necesario llevar a cabo estudios más exhaustivos para determinar los cash flows.

Por otro lado, la estructura de los contratos de los PF es muy compleja debido a todas las contingencias y seguros que es necesario contratar para prevenir los riesgos (que se explicarán más adelante). El contrato en su totalidad debe ser negociado por todas las partes, lo cual incrementa la duración del proyecto y por tanto sus costes de transacción.

Otra de las desventajas del PF es que su coste de la deuda tiende a ser mayor que el de proyectos financiados con otra modalidad (Finnerty, 2007). Esto no solo se debe a que los proyectos son más arriesgados, sino a que la garantía de devolución de la deuda que tienen los bancos son los propios cash flows que se generan. Por ello exigirán al proyecto una mayor tasa de retorno que incrementará sus costes.

2.3. Riesgos y coberturas

Una de las fases más importantes en la elaboración de un PF es la valoración de sus riesgos y la negociación de sus coberturas. Durante la vida del proyecto pueden surgir una gran variedad de contingencias. Dado el delicado equilibrio entre el cash flow y el pago de la deuda existente en este tipo de proyectos, es innegable la necesidad de predecir estos riesgos y prevenirlos incluso antes de que ocurran.

En este apartado se analizarán los riesgos más comunes y sus principales coberturas. Es necesario añadir que, si bien los riesgos que se explicarán a continuación son los más comunes, existen infinidad de ellos, tantos como PF existan, ya que cada proyecto es, al final, único.

2.3.1. Riesgos en la construcción

Es común en los PF que durante los primeros años de vida del proyecto existan un periodo de carencia en el pago de la deuda. Es decir, el banco le presta a la SPV el dinero que necesita para poner en marcha el proyecto, pero durante ese tiempo, la sociedad no está obligada a satisfacer el pago de intereses.

Poniendo como ejemplo la construcción de un puerto de mercancías, es necesario un tiempo de construcción para que el puerto empiece a generar ingresos. Si la única garantía de pago de la deuda son los cash flows generados, resulta evidente que, durante las primeras fases del proceso, al no haber cash flows, no habrá pago de la deuda.

Durante ese periodo de carencia los intereses se van acumulando y van aumentando el coste financiero del proyecto. Por tanto, la fase de construcción es uno de los elementos más críticos en la elaboración de cualquier PF.

Se tomará como ejemplo el siguiente: la construcción de un puerto de mercancías, en el que el periodo de construcción y, por tanto, de carencia de dos años. A partir del tercero se generan cash flows positivos durante otros 30 años más, tiempo en el que se pagará la deuda y sus intereses. Si ese periodo de dos años de construcción se alargara otro año más, podría modificar toda la estructura de cash flows y llevar al proyecto al fracaso.

De la misma forma, un sobrecoste excesivo durante esta fase podría tener el mismo efecto devastador en el proyecto.

La forma más común de combatir este riesgo es mediante lo que se conoce como “contrato de llave en mano” (Cáceres & Madico, 2001). El objetivo es obligar al responsable de la fase de construcción a indemnizar a la SPV en caso de incumplimiento del contrato (por ejemplo, exceso en el periodo de construcción).

Con ello, la SPV consigue una vía de cash flow adicional que le permite repagar su deuda en los plazos fijados si los cash flows esperados del proyecto no se cumplen por causas externas.

Otra forma de combatir este riesgo es consiguiendo implicar directamente en el proyecto a los constructores. De esta forma se eliminarían los costes de agencia comentados ya en apartados anteriores, alineado los objetivos de todas las partes.

2.3.2. Riesgo país

Como ya se ha comentado anteriormente, el marco regulatorio que afecta a un proyecto es uno de los elementos clave en cualquier PF. Si se toma como ejemplo la explotación de una cuenca minera, es evidente que el marco regulatorio de ese país será un elemento clave. Si la duración del proyecto es de 30 años, diferentes gobiernos de diferentes ideologías podrían estar presentes durante la vida del proyecto.

Es necesario, por tanto, una cierta estabilidad para garantizar que las reglas del juego no se cambien a mitad del proyecto, modificando así los cash flows esperados. Por ejemplo, un elemento muy importante dentro del análisis

financiero del proyecto, son los impuestos que dependen directamente de la regulación del estado.

Por ello, es muy importante mantener unas estrechas negociaciones con las administraciones públicas implicadas en el proyecto, haciéndolas conocedoras de los riesgos que su actuación implica en el proyecto. Una posible solución a esos problemas es ejecutar el PF mediante la forma de una concesión (en apartados siguientes se explicará más en detalle en que consiste). Dado que el propietario final de los activos es el propio estado, éste está interesado en que el proyecto funcione.

Otro riesgo que se deriva de la situación de cada país es el riesgo por el tipo de cambio en la moneda. Podría darse el caso de que la SPV esté financiando el proyecto mediante una moneda, por ejemplo el euro. Sin embargo, los ingresos que el proyecto produce están en otra moneda más propensa a sufrir fluctuaciones como, por ejemplo, el peso argentino, dado que el proyecto se ejecuta en ese país. Fluctuaciones en esa moneda podrían tener consecuencias negativas para el desarrollo del proyecto. Este tipo de situaciones se pueden solucionar con un seguro de tipo de cambio, si se prevé que esta situación ocurra en el futuro.

2.3.3. Riesgos financieros

El riesgo financiero más evidente es el riesgo de tipo de interés. Es importante identificar en que momento del ciclo económico se encuentra el proyecto en cada fase, para intentar determinar cuál va a ser el tipo de interés y, por lo tanto, el coste de la deuda. Esta variable tiene un gran impacto dentro de los cash flows del proyecto y es uno de los principales riesgos a tener en cuenta durante la fase de preparación del mismo.

Una forma de combatir estos riesgos es mediante la contratación de seguros, como los swaps. La utilización de derivados financieros, pese a su coste, podrían dar estabilidad al proyecto, reduciendo su impacto contra los ciclos económicos.

Otra forma de combatir estos cambios en el tipo de interés es buscar financiación a tipo fijo. Pese a su mayor coste, podría ser una posible solución si se espera una fuerte subida de los tipos durante la duración del proyecto.

La gestión de los riesgos financieros es un elemento clave en cualquier PF, dada su elevada exposición a la deuda financiera.

2.3.4. Riesgo de operación

A la hora realizar un plan de acción para cualquier negocio es necesario realizar una proyección de cuál va a ser la demanda. En el caso de un PF no es distinto. Realizar una buena estimación de demanda, teniendo en cuenta su sensibilidad, es un elemento clave en la planificación.

Este riesgo hace referencia a que dicha demanda no se cumpla y, por tanto, que el PF no genere los flujos necesarios para repagar la deuda. Este tipo de riesgos se pueden reducir mediante contratos a largo plazo con clientes, que aseguren un nivel de demanda estable durante un período largo de tiempo (Garvía, 2012).

2.3.5. Riesgos medioambientales

Este tipo de riesgo es, tal vez, menos frecuente que los que se han citado anteriormente. Sea como fuere, dado que el objetivo final de este trabajo es la evaluación de un parque de energía renovable, es necesario analizar el impacto de las condiciones climáticas y medioambientales en un proyecto.

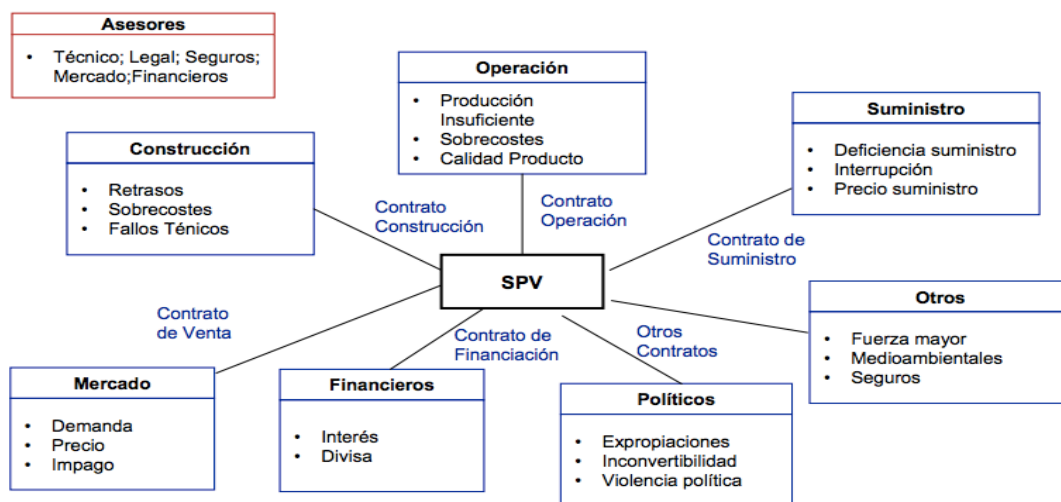
El caso de un parque de energía renovable, ya sea eólica o solar, depende en gran medida de las condiciones climáticas. Una vez hecho el análisis de dónde es mejor llevar a cabo la construcción, es difícil que se produzcan acontecimientos climáticos inesperados durante muchos ejercicios. Aun así, un reducido número de ellos podrían provocar resultados negativos en el proyecto y es necesario tenerlos en cuenta.

Existen en el mundo grandes compañías aseguradoras que ofrecen gran variedad de productos y que están especializadas en la cobertura de este tipo de riesgos. De modo que es posible que en el caso del proyecto que se va a analizar, sea necesario la cobertura contra este tipo de eventos.

En definitiva, cuando se lleva a cabo el estudio del PF es necesario tener en cuenta todos los escenarios posibles y valorar los costes de posibles eventualidades. Si esos costes son críticos para el proyecto es necesario buscar coberturas o seguros que los reduzcan o eliminen. Un exceso de coberturas podría encarecer demasiado el proyecto, haciendo que no fuera viable. De modo que es importante conseguir un equilibrio entre riesgos y coberturas.

La siguiente gráfica recoge otra posible clasificación de los riesgos y sus posibles coberturas.

Ilustración 1. Riesgos y coberturas



Fuente: Tirme (2013)

2.4. Fases de un Project Finance

En el siguiente apartado se estudiarán las diferentes fases que componen un PF.

La primera de estas fases es la de **estudio del proyecto**. Es la fase más crítica e importante de todo el proyecto y suele durar entre 6 y 12 meses.

Esta fase es la más corta dentro de la vida del proyecto, pero es en la que se apoya después el resto del PF. Durante esta etapa se elabora un informe o memorándum sobre en qué va a consistir el proyecto con el objetivo de buscar inversores.

Es también donde se llevan a cabo todos los estudios de riesgos comentados en el apartado anterior y se negocia con las diferentes partes todos los elementos del contrato (deuda, seguros, proveedores, etc.).

Si el resultado de estas negociaciones es positivo, empieza la siguiente fase: **construcción**. Ya se ha comentado anteriormente que lo normal durante esta fase es que el proyecto cuente con un periodo de carencia, en el cual los intereses de la deuda se van acumulando, si bien el principal aún no se está amortizando.

Durante esta fase hay que tener en cuenta una norma contable (Norma de Registro y Valoración II) que nos dice que si existen activos inmovilizados que necesiten más de un año para entrar en funcionamiento (la fase de construcción suele durar entre 2 y 3 años), se le imputará a su precio de compra o coste de producción, los intereses directamente atribuibles a su financiación hasta que dichos activos entren en funcionamiento.

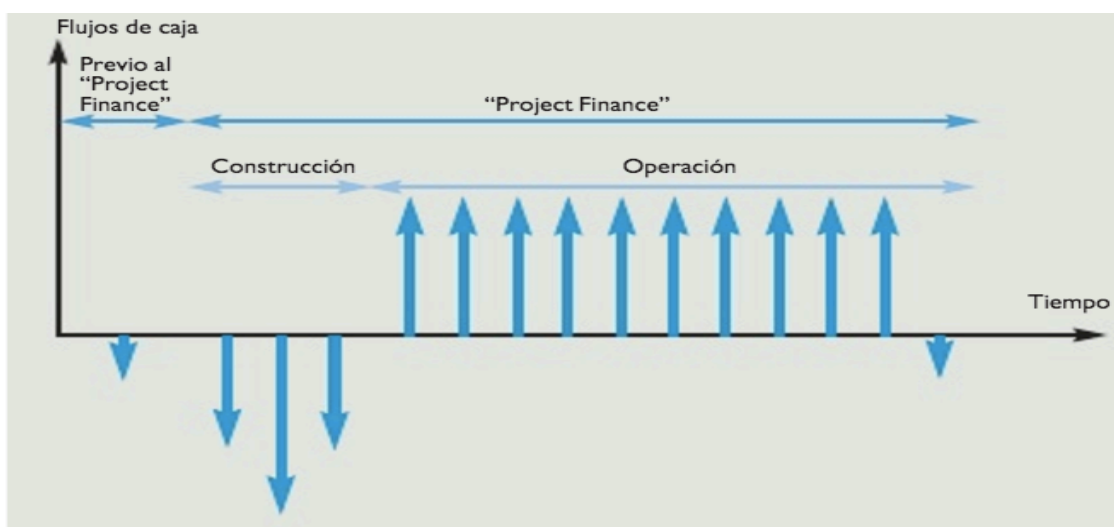
La última fase es la conocida como fase de **operación o explotación**. Durante esta fase se generan los ingresos procedentes de la explotación de los activos. Es aquí cuando se producirá el pago de la deuda y los intereses generados, así como la remuneración a los accionistas.

No hay que olvidar que durante esta etapa es posible que sean necesarias labores de mantenimiento o renovación de instalaciones que construyeron en la fase anterior.

Otro elemento importante a tener en cuenta es que, dada la naturaleza finita del proyecto, al final del mismo se incurrirá en unos costes de desmantelación que provocaran un cash flow negativo en el último o últimos ejercicios (Garvía L. , 2008a).

La siguiente ilustración muestra de forma sencilla el ciclo de vida de un PF.

Ilustración 2: Ciclo de vida de un Project Finance



Fuente: Garvía Vega, L. (2008)

2.5. Tipos de Project Finance

Existen diferentes tipos de PF que se clasifican atendiendo a diferentes criterios. En las líneas siguientes se explicarán los distintos tipos de PF atiendo a clasificación que hacen Cáceres y Madico (2001).

2.5.1. Modelo Build-Operate-Transfer

Este modelo se asemeja a una concesión clásica. Una entidad del sector público otorga a una empresa privada el derecho a construir y explotar durante un determinado tiempo unos activos determinados. Durante la concesión, los costes y los ingresos derivados de esos activos recaerán sobre la entidad concesionaria (en este caso la SPV). Al finalizar el plazo de la concesión, la entidad pública pasará a ser la titular de dichos activos.

2.5.2. Modelo Build-Operate-Own

La diferencia entre este modelo y el anterior, es que, al finalizar el periodo de concesión, será la SPV la que adquiera la titularidad de estos activos, es decir, no se transfieren a la administración. Esto puede deberse a que se ha estimado que la vida útil de los activos es la misma que el plazo de la concesión, y por tanto el organismo público no está interesado en adquirir unos activos que no generaran resultados positivos.

2.5.3. Modelo Built-Own-Operate-Transfer

En este caso, una vez la compañía privada construye los bienes necesarios para la explotación del proyecto, pasará a ser dueña de dichos bienes. Cuando finalice la concesión, se los venderá al organismo público correspondiente a un precio previamente pactado.

2.5.4. Modelo Build-Lease-Transfer

En este caso la SPV construye los bienes necesarios, pero el propietario de estos bienes no es la SPV ni el sponsor, sino el banco, que se lo alquila a la SPV en calidad de leasing. Atendiendo a las características de este contrato, cuando finalice el plazo del leasing, la SPV será la propietaria de los bienes con el pago de la última cuota.

En este caso, el banco, además de la garantía de los cash flows, tendrá la garantía de los activos, ya que es la propietaria de los mismos.

2.5.5. Modelo Design-Construct-Manage-Finance

Este es un caso especial en que una SPV construye un proyecto siguiendo las indicaciones del Estado. Una vez construidas las instalaciones, la SPV las alquila a la institución pública que la requiera a cambio de un precio. Ese precio será el cash flow para la SPV y su forma de repagar la deuda contraída con los acreedores. De modo que al final quien explota las instalaciones es el Estado.

2.5.6. Modelo Front End Engineering and Design

Ya se ha comentado en apartados anteriores que uno de los riesgos más comunes que aparecen en un PF es el de construcción: hace referencia al incumplimiento por parte del constructor del proyecto de los plazos de construcción o del coste establecido para el mismo. La forma más común de reducir o eliminar ese riesgo es mediante un contrato de "llave en mano". Estos

contratos suelen tener un coste elevado. Las entidades financieras lo exigen antes de conceder cualquier tipo de financiación para el proyecto.

De modo que este contrato es un coste fijo que la SPV tiene que afrontar antes de recibir la financiación. El modelo FEED pretende reducir este coste (Garvía, 2012).

Este modelo se caracteriza por implicar a la sociedad constructora en el proyecto, más allá de acordar un contrato “llave en mano” con la SPV. De esta forma la sociedad constructora participa activamente no solo en la construcción, sino también en el resto de fases del PF.

Con ello se consiguen dos cosas: por una parte, se reduce el coste del contrato “llave en mano”. Y por otra, sirve de garantía para las entidades financieras, al ver como el constructor se implica activamente en la gestión del riesgo.

2.6. The State of the Art

En el siguiente apartado se pretende explicar de forma detallada el origen del PF, su evolución y la situación actual, haciendo especial hincapié en la situación del PF en España.

La realidad que rodea al PF, sus características y sus riesgos, hacen que sea una forma de financiación compleja. Ello podría llevar a pensar que el PF es un instrumento de financiación moderno, creado a partir de lo que se conoce como ingeniería financiera.

En realidad, si bien la figura del PF se popularizó en los años 70 y 80, fue en el siglo XIII cuando aparecen los primeros proyectos financiados con la única garantía de los cash flows que generaría el proyecto.

Diversos autores (Garvía, 2008; Miranda Miranda, 2005) sostienen que uno de los primeros ejemplos que se dio en el PF lo llevo a cabo la Corona Británica.

En este proyecto, la Corona negoció con el banco italiano Frescobaldi la explotación de las minas de plata de Devon. La Corona pidió financiación al banco italiano sin conceder más garantía al proyecto que los ingresos producidos por la mina. A cambio, el banco italiano tenía derecho a percibir los rendimientos de la mina durante el primero año de explotación.

En el siglo XVII se encuentra otro de los ejemplos emblemáticos del PF: la construcción del Canal du Midi en Francia (Garvía, 2008a). Este proyecto consistía en la construcción de un canal que pretendía unir Toulouse con Narbona. En este caso, el propio constructor financió el proyecto, y a cambio se le concedió el derecho de explotar el canal a través del cobro de peajes.

Estos casos sirvieron de precedentes para futuros PF, que durante los siglos XVI a XIX se centraron básicamente en la exploración de las colonias, desarrollo del ferrocarril y la industria energética, etc.

A partir de los años 70 el PF empieza a evolucionar y a modernizarse. En el año 1973 se produce una crisis económica mundial derivada de una escasez en la oferta de gas y petróleo y la consiguiente subida de los precios.

En este contexto, los países y las empresas querían aumentar sus reservas de energía, reduciendo la dependencia de los países del exterior para evitar las

consecuencias de estas subidas de precios. Es entonces cuando se lleva a cabo uno de los PF más emblemáticos: British Petroleum construye una planta petrolífera en el Mar del Norte mediante un PF de 1.000 millones de libras (Garvía L. , 2008a). En este proyecto participaron entidades financieras del Reino Unido y de Estados Unidos. Este proyecto sirvió de precedente para otros que se realizaron en los años siguientes en la misma zona.

En las siguientes décadas, el PF se popularizó en diversos sectores, ya no solo en el del petróleo. Se empezaron a financiar también proyectos en el sector de la minería, autopistas, puertos comerciales...

La realidad actual del PF ha cambiado ligeramente desde aquellos proyectos faraónicos de los años 70. Actualmente la figura del PF se ha popularizado mucho y las entidades financieras se sienten cada vez más cómodas trabajando con este sistema. Esto ha provocado que dichas entidades promuevan su uso, y que, por tanto, se haya reducido los importes demandados por parte de las empresas, mientras que han aumentado el número de operaciones que se realizan (Garvía, 2012).

Este hecho se ha convertido en un arma de doble filo. Por un lado, el efecto repetición mejora el aprendizaje y perfecciona esta herramienta. Pero, por otro lado, esta misma repetición puede provocar una relajación en las entidades financieras y una reducción de los requisitos que se exigen en los PF, lo cual provoca un aumento del riesgo.

Para evitar los riesgos derivados que se han tratado en este apartado, y también otros tipos de riesgos derivados de actividades financieras, los organismos reguladores se centran en la reducción de los riesgos de dichas operaciones. En este contexto es necesario analizar a qué legislaciones y restricciones están sometidas las entidades de crédito en cuanto a la concesión de financiación. Es por ello que en este trabajo se analizará el impacto que Basilea III ha tenido en el PF.

Antes de ello, en el siguiente apartado, se analizará una alternativa cada vez más popular al PF, el Project Bond.

2.7. Project Bond

Para poder entender bien la figura del Project Bond (en adelante, PB) es necesario enmarcarlo en un contexto concreto. Dicho contexto viene marcado por la fuerte crisis económica, la restricción del crédito que la misma ha provocado y nueva legislación que hace referencia a la cantidad de deuda que puede tener un banco en su balance. Esta última característica se refiere a los acuerdos de Basilea, que serán tratados en el apartado siguiente.

Con todo esto, el sector empresarial, las entidades financieras y los organismos públicos se han visto obligados a buscar nuevas formas de financiación que se adecuaran al contexto actual. El PF, como ya se ha visto, se popularizó cuando se convirtió en una herramienta para afrontar la crisis del petróleo del 1973. Esta nueva forma de financiación, como ya adelantaban hace una década autores como Dailami y Hauswald (2003), es el PB.

Una vez analizado en detalle lo qué es el PF y sus principales características, resulta sencillo entender lo qué es el PB. Autores como Arca (2013) explican el PB de la siguiente forma: la obtención de financiación para proyectos de

determinada naturaleza (energía, infraestructuras, etc.) mediante la emisión de bonos.

De modo que la principal diferencia entre un PF y un PB resulta evidente: mientras que la financiación de un PF proviene de los bancos, los acreedores de un PB pueden ser mucho más variados. Los bonos pueden ser adquiridos no solo por bancos, sino también por otro tipo de inversores institucionales, como fondos de pensiones, de inversión, etc.

Ya que se ha analizado el origen y la evolución de la figura del PF, resulta justo hacer lo propio con el PB.

El PB se popularizó en países emergentes, especialmente en África, Oriente Próximo y Latinoamérica durante los años 90 (Dailami & Hauswald, 2003). En estas zonas geográficas, uno de los riesgos más importantes a tener en cuenta a la hora de valorar la viabilidad económico-financiera de cualquier proyecto era el riesgo país. Este riesgo, como ya se ha explicado, hace referencia a la situación coyuntural y legal que una compañía puede encontrarse en un país.

Es decir, una compañía española quiere llevar a cabo la construcción de una planta de gas natural en un país como Qatar y para ello pide financiación para constituir un PF a un conjunto de bancos españoles. Pese a que la calidad crediticia de la empresa española puede ser buena, el hecho de que el proyecto se vaya a llevar a cabo en un país económica y políticamente más inestable, aumenta irremediamente el coste financiero del proyecto. Por ello, la empresa española, en lugar de pedir un préstamo, emite bonos. Estos bonos sirven como modo de financiación. Podría darse el caso que los mismos bancos de los que trata este ejemplo adquirieran dichos bonos. Pero el hecho de que otros inversores acudan a la suscripción provoca un efecto diversificación del riesgo de la operación.

Pero, ¿cuáles son los verdaderos motivos para el uso y la expansión del PB en Europa? Como ya se ha comentado, la restricción a los bancos para soportar altos niveles de deuda se ha ido restringiendo en los últimos años, especialmente con Basilea III. Esto ha provocado una escasez de financiación para grandes proyectos, pero por otra parte se ha convertido en una oportunidad de inversión para aquellos agentes económicos que están especializados en renta fija, como fondos de pensiones.

Por otro lado, y ya en un contexto histórico más reciente, ha jugado un papel fundamental en la promoción del PB los organismos reguladores europeos, a través de lo que se conoce como "*The Europe 2020: Project Bond Initiative*" (Garvía, 2014).

Esta iniciativa se enmarca dentro del proyecto "Europa 2020", que tiene como objetivo definir la estrategia decenal de la Unión Europea en cinco ámbitos principales: reducción de la pobreza, investigación y desarrollo, clima y energía, empleo e inclusión social (Comisión Europea, 2011). El objetivo final de esta estrategia a largo plazo es volver a convertir a Europa en un líder mundial y en un referente, dotándolo de competitividad en todos los sectores.

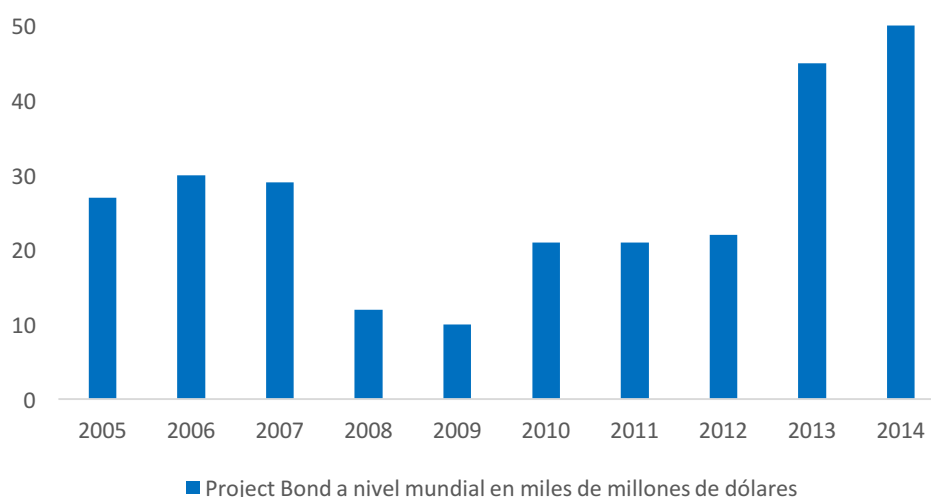
De modo que la *Project Bond Initiative* (PBI) está impulsada por la Comisión Europea (CE) y también el *European Investment Bank* (EIB). El objetivo de esta iniciativa es dar respuesta a las previsiones de estos organismos europeos, que pronostican unas necesidades de 2.000 millones de euros para los próximos

años en el sector del transporte (TEN-T), energía (TEN-E) y tecnología (ICT) (European Investment Bank, 2012).

Lo que esta iniciativa pretende es lo que se ha comentado en los párrafos anteriores. Para modernizar y dotar de competitividad a una economía en necesario llevar a cabo grandes inversiones en infraestructuras, tanto energía como transporte o tecnología. Si la situación económica actual, provocada por la crisis y las restricciones al crédito impuestas por la legislación, impiden la obtención de financiación para esos proyectos, es necesario buscar nuevas vías de financiación, como por ejemplo, la emisión de bonos.

Otro motivo que ha popularizado el uso de los PB entre los inversores institucionales es la *maturity* de los proyectos. Muchos de estos inversores son, por ejemplo, fondos de pensiones. Están más especializados en renta fija, dado que su objetivo final es asegurar una renta constante y estable a sus clientes en el largo plazo. Una forma de diversificar su cartera de productos y aumentar la rentabilidad es adquiriendo bonos de un PB. Son productos de renta fija que, pese a que se le exige una menor rentabilidad que en el caso del PF, esta suele ser mayor que la de bonos de deuda soberana (Arca, 2013).

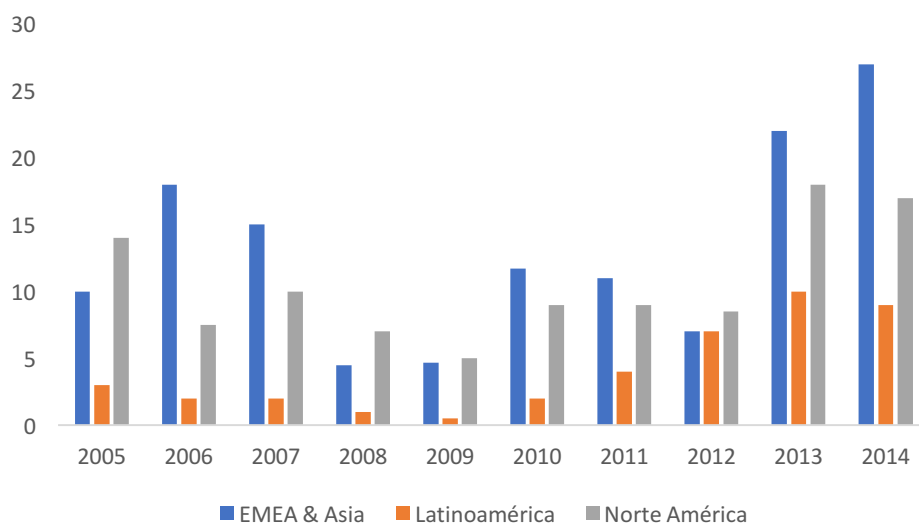
Gráfica 3. Project Bond a nivel mundial



Fuente. White & Case (2015)

Esta gráfica y las siguientes muestran la evolución reciente del PB desde diferentes puntos de vista. En este primer caso, puede verse claramente como la demanda de PB durante los primeros años de la crisis (2008 y 2009) sufrió una dura caída, alcanzando mínimos. Por otro lado, a partir del año 2010 se aprecia una recuperación, que se agudiza a partir del año 2013. Este rápido crecimiento es provocado por los factores mencionados anteriormente, especialmente por el impulso que la CE le ha dado a esta herramienta.

Gráfica 4. Project Bond por regiones

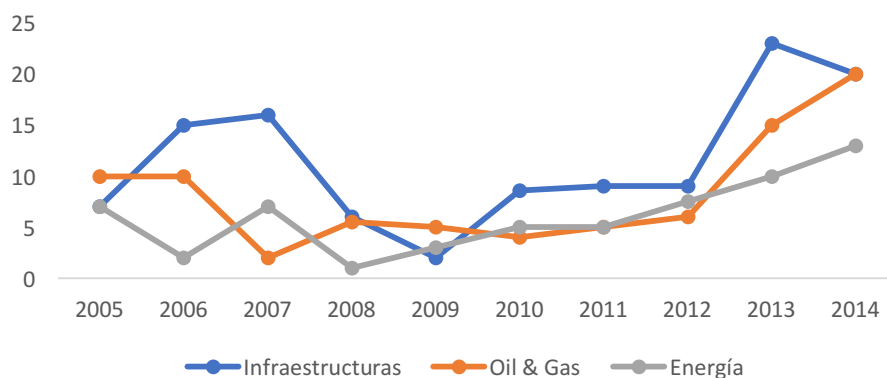


Fuente. White & Case (2015)

Este gráfico muestra la situación del PB segregado por regiones: Europa, Oriente Medio, África (EMEA) y Asia, Latinoamérica y Norte América, especialmente Estados Unidos.

Se aprecia claramente la línea de tendencia descrita en la gráfica anterior. Entrando más en el detalle, se ve como EMEA y Asia son las regiones en las que el uso del PB es más popular. Aunque en Latinoamérica, en términos absolutos, se usa menos esta herramienta, es donde más se popularizó su uso: siendo casi inexistente durante los años de la crisis, a mover casi 10 mil millones de dólares en el año 2014.

Gráfica 5. Project Bond por sectores



Fuente. White & Case (2015)

Esta gráfica resulta muy interesante para analizar la evolución del PB en los diferentes sectores. Se aprecia una gran caída de los proyectos relacionados con las infraestructuras en los años de la crisis, aunque más tarde ha sido el sector que más se ha recuperado. El resto de sectores siguen una línea de tendencia parecida, con crecidas más constantes y mantenidas en el tiempo.

El PB presenta una serie de ventajas e inconvenientes, algunos de ellos directamente relacionados con el PF. Por un lado, a la hora de realizar una emisión de bonos es muy importante tener en cuenta en que momento del ciclo económico se encuentran los mercados, ya que ello marcará directamente el coste de la financiación. Además, los requisitos legales e informativos que se le exigen a cualquier emisión de bonos son mayores que los exigidos a la financiación tradicional o al PF.

Por otro lado, la CE y el EIB han considerado al PB como alternativa futura para la financiación de proyectos. Aunque para que esto se convierta en una realidad viable, es necesario que se constituyan mercados de capitales especializados en la emisión de bonos destinados a la financiación de proyectos, que es, en definitiva, lo que pretende la iniciativa Europa 2020.

2.8. El impacto de la legislación europea. Basilea III

A lo largo de este trabajo se ha hecho referencia en multitud de ocasiones a Basilea III y la incidencia que estos tratados han tenido sobre la financiación que los bancos conceden a las empresas

El objetivo de este apartado es analizar en profundidad en qué consisten los acuerdos de Basilea III y en qué afectan a la figura del PF (y también, por ende, a la del PB).

Basilea III es un acuerdo constituido por el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea, que pretende dar respuesta de forma internacional a la crisis económica que se inició en el año 2007 (Gual, 2011). Se ha ido implementando de forma gradual desde el año 2013 y se pretende que esté en completo funcionamiento para el año 2019, si bien hay muchos países que ya han adelantado que sería conveniente realizar una revisión de los requisitos exigidos, para aumentarlos y de esta forma fortalecer la salud del sistema económico mundial y prever una futura crisis económica.

Este acuerdo no pretende crear un nuevo paradigma en cuanto a la legislación bancaria, ni en cuanto a los requisitos de capital. Por el contrario, pretende enmendar carencias que sus predecesores (Basilea I en primera instancia y Basilea II de forma posterior) habían mostrado al iniciarse la crisis.

Estas carencias, de acuerdo con los estudios realizados por Rodríguez Fernández (2011), pueden dividirse en tres categorías:

- La falta de solvencia que las entidades financieras mostraron al inicio de la crisis económica.
- La evidencia de que los comportamientos procíclicos de la economía empeoraban la situación.
- Los peligros derivados de aquellas entidades que presentaban un riesgo sistémico para la economía.

En resumen, las entidades financieras mostraron una sobreexposición a la deuda en sus balances. Estos activos presentaban un alto riesgo, por lo que cuando la economía mundial colapsó, sus acreedores dejaron de hacer frente a los pagos de la deuda, lo cual afectó directamente a los resultados de los bancos.

Por ello, Basilea III pretende limitar esta exposición a activos arriesgados mediante una ratio de capital. Esta ratio se calcula dividiendo el capital de una

entidad entre los activos ponderados por su riesgo y debe ser igual o superior al 8% como norma general. Se pueden exigir también otros colchones de capital, como los contracíclicos (Rodríguez de Codes, 2010). Su objetivo es desacelerar un rápido crecimiento de la economía en las fases del ciclo en los que la concesión del crédito es mayor, para formar un colchón de capital que podrá ser utilizado durante las fases recesivas del ciclo económico.

También pueden exigirse mayores requisitos a aquellas entidades financieras que presenten un riesgo sistémico para la economía mundial.

Volviendo a hacer referencia a la ratio principal, es necesario fijarse en su denominador. No se calcula dividiendo entre el total de activos, sino entre estos activos ponderados por su riesgo. Es decir, activos como los depósitos presentan un riesgo menor que los créditos hipotecarios y por tanto presentarán una ponderación menor.

Grandes proyectos en infraestructura y energía, cuya única garantía de pago son los propios cash flows que genera, es decir, el PF, presenta un elevado riesgo para el balance de una entidad financiera que podría comprometer gravemente su ratio de capital.

Es por ello, que con esta nueva coyuntura a las entidades financieras les resulta difícil poder financiar este tipo de proyectos. Pero como ya se ha explicado en el apartado anterior, el PB sirve para dar respuesta a esta y otras cuestiones. Al financiarse el proyecto mediante la emisión de bonos y diversificarse la propiedad de los mismos entre diversos acreedores, ya no solo una o un grupo de entidades financieras, se reduce su riesgo y por tanto el peso que tiene en el balance de los bancos y los requisitos de capital que se les exigen.

Con todo esto, el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea (2010) marca los siguientes objetivos para el acuerdo de Basilea III

- Mejorar la gestión de riesgos de los balances de las entidades de crédito para reducir su exposición a determinados productos excesivamente arriesgados.
- Mejorar el gobierno corporativo de dichas entidades, que durante los años previos a la crisis actuó en muchas ocasiones de forma negligente, sin atender a sus responsabilidades de supervisión dentro de sus compañías
- Aumentar y mejorar la transparencia y la cantidad de información que estas compañías están obligadas a publicar.

3. La energía en España

El apartado anterior sirve de conclusión para el primer bloque de este trabajo, en el cual se ha analizado en profundidad el marco teórico que envuelve al PF. También se han estudiado las alternativas más comunes, a fin de poder realizar un análisis crítico a la hora de decidir cuál es la mejor figura de financiación para un proyecto.

Una vez visto el estudio del PF, y antes de realizar el modelo económico-financiero para analizar la viabilidad de un parque eólico, es necesario establecer

las bases necesarias para entender el funcionamiento del sistema energético en España. Ese es el objetivo de este bloque.

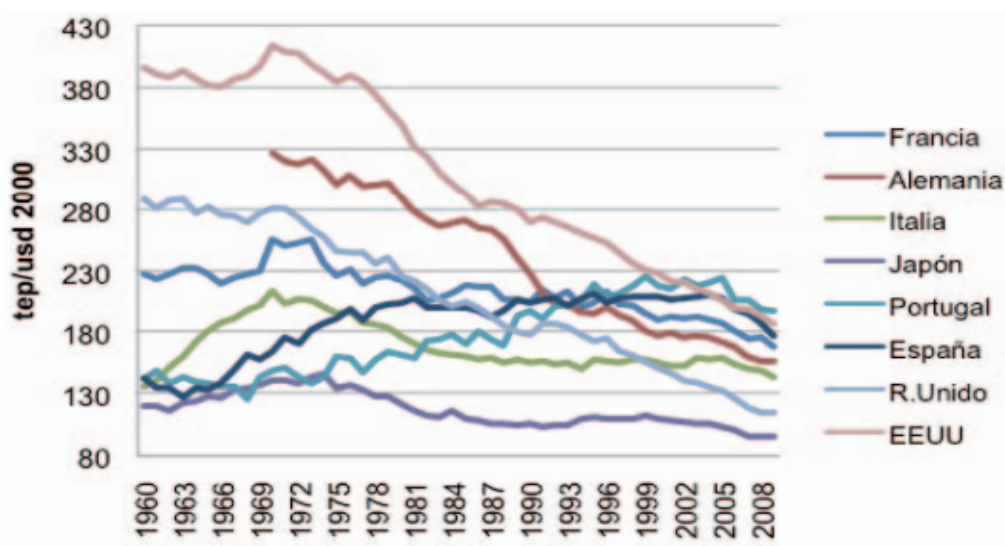
3.1. Conceptos teóricos del sector energético

En este apartado se estudiarán principalmente dos conceptos teóricos que resultan básicos para entender el funcionamiento del sistema energético. Estos conceptos son la Intensidad Energética (IE) y la Tasa de Retorno Energético (TRE).

El concepto de **Intensidad Energética** es un indicador que pretende mostrar cuál es la cantidad de energía necesaria para producir una unidad monetaria (Mendiluce, 2010). Es decir, muestra la eficiencia energética de una economía. Es, por tanto, un indicador macroeconómico que se calcula dividiendo el consumo energético de un país entre su Producto Interior Bruto (PIB).

Entender cuáles son los factores que influyen en este indicador y qué variables tienen más impacto resulta clave para que un país consiga diseñar una política energética que se base en la mejora de la eficiencia y la reducción del impacto ambiental.

Gráfica 6. Evolución de la intensidad energética por países



Fuente: Mendiluce (2010)

La gráfica 6 muestra la evolución de la intensidad energética desde los años 60 hasta principios de la crisis financiera del 2008 para los principales países de la OCDE.

Se puede apreciar como la mayoría de países han reducido su intensidad energética. La IE es en definitiva la inversa de la eficiencia, de modo que si este indicador presenta una tendencia bajista significa que el país ha conseguido un mayor PIB con un menor coste energético.

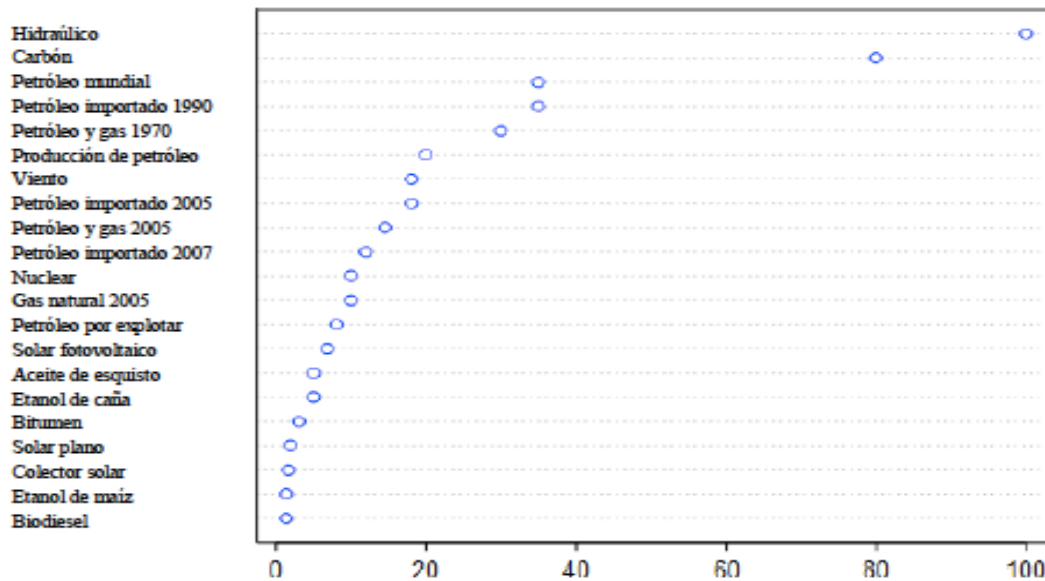
Por otro lado, vemos como España y Portugal no han seguido la misma tendencia que el resto de países, aunque es cierto que durante los primeros años del siglo XXI lograron reducir levemente su nivel de IE.

El siguiente concepto que se analizará en este apartado es la **Tasa de Retorno Energético**. Este concepto se basa en el principio según el cual para

obtener una unidad de energía es necesario invertir también en energía. Es decir, es la energía entregada a la sociedad entre la energía necesaria para obtenerla (Balencia, 2008). Es evidente que para que una energía sea mínimamente rentable, el resultado del TRE debe ser mayor a uno, y cuanto mayor sea la ratio, más eficiente en términos de productividad resulta esa energía.

La siguiente gráfica pretende mostrar la ratio TRE de las principales energías en los Estados Unidos.

Gráfica 7. TRE de las principales energías en EE.UU.



Fuente: Murphy & Hall (2010)

Como puede verse en la gráfica, la energía eólica es una de las energías renovables que mayor ratio presenta. Además, su impacto medioambiental es mínimo, ya que no requiere de ninguna combustión para su producción o funcionamiento.

3.2. Energía en España

Este apartado se centrará en el funcionamiento del sector eléctrico en España. El primer paso consistirá en establecer las bases históricas para entender cuáles son las características principales del sector actualmente. También se explicará con detalle la denominada cadena de valor del suministro energético y se explicarán las características principales de las subastas energéticas. Por último, este apartado se centrará en el estudio de las energías renovables y su situación actual.

La producción energética en España ha sido tradicionalmente escasa, debido a sus características geográficas. Esto ha provocado que España siempre haya tenido que importar la gran mayoría de la energía que se consume, lo que ha generado un déficit energético crónico (Gutiérrez Jorda, 2006). En el año 2015, España importó un 73% de la energía consumida (MITyC, 2016).

Durante la dictadura y la posterior transición, el sector eléctrico español se concentraba en un monopolio, con una alta influencia del poder del Estado, al tratarse de un sector estratégico.

La liberalización de este sector se inició en el año 1998, con la promulgación de la Ley 54/1997. Esta ley pretendía deshacer la estructura vertical de las compañías eléctricas, y establecía la separación de las actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización) (Garvía, 2013).

En el año 2013 apareció la Ley 24/2013 que pretendía renovar el sector eléctrico español (Díaz Mendoza, Larrea Basterra, Álvares Pelegry, & Mosácula Atienza, 2015).

Las principales novedades que esta regulación introducía eran las siguientes:

- Se establecieron subidas paulatinas en los recibos de la luz, de las cuales una gran parte recaerían directamente sobre los consumidores.
- Se recortaron las compensaciones que las compañías eléctricas recibían por su labor de distribución.
- Se autorizó la hibernación de algunas centrales eléctricas. Es decir, las centrales que producen energía a través de la combustión de gas (ciclo combinado), podrán desconectar temporalmente la producción cuando la demanda se reduzca drásticamente, para evitar la infrautilización de las centrales.
- Se reducen los incentivos y las subvenciones a las energías renovables.

En resumen, esta nueva ley pretendía luchar contra el déficit crónico que provoca el sector de las eléctricas en este país.

Las regulaciones comentadas en los párrafos anteriores pretenden regular las distintas etapas que componen la cadena de valor del suministro de energía. En las siguientes líneas se explicarán detalladamente cada una de estas etapas (Garvía, 2013):

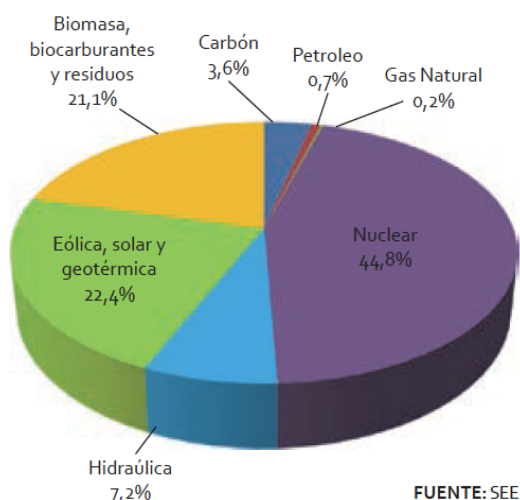
- La primera etapa es la de generación. En esta etapa es necesario distinguir entre los productores de energía que se encuentran bajo el régimen especial y los que se encuentran bajo el régimen ordinario. El régimen especial hace referencia a las instalaciones que cuenten con sistema de generación basado en energías renovables (REE, 2010). Se considera régimen general todo lo que no esté bajo el amparo del régimen especial.
- La siguiente etapa de la cadena de valor es el transporte. En nuestro país, esta actividad está sujeta a un monopolio, siendo Red Eléctrica de España (REE) la única responsable del transporte de la energía.
- A continuación, aparece la etapa de distribución. En ella, se lleva la energía de las subestaciones que la reciben en la etapa de transporte, hasta las estaciones encargadas de su comercialización y distribución al cliente final, y en algunos casos, directamente al consumidor.
- La última etapa del proceso es la comercialización. Esta etapa consiste en la compra y venta de energía. La etapa de la compra bien puede hacerse a través del mercado diario e interdiario, a plazo o comprarla directamente a los generadores u otros comercializadores. La etapa de

venta, por su parte, también puede hacerse a través del mercado diario, interdiario, a plazo, a otros comercializadores o vendérsela a los consumidores mediante la libre contratación.

A la hora de analizar el consumo de energía por sectores es necesario distinguir entre energía primaria y final. La energía primaria es la energía que entra en el sistema energético para ser procesada, mientras que la energía final es la energía resultante de estos procesos y transformaciones, que ya es apta para el consumo (Garvía, 2013).

Las siguientes gráficas pretenden ilustrar la situación del mercado eléctrico español en el año 2015, derivado del último informe disponible publicado por la Secretaría de Estado de Energía, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC).

Gráfica 8. Producción interior de energía primaria en 2015



Fuente: MITyC, 2015.

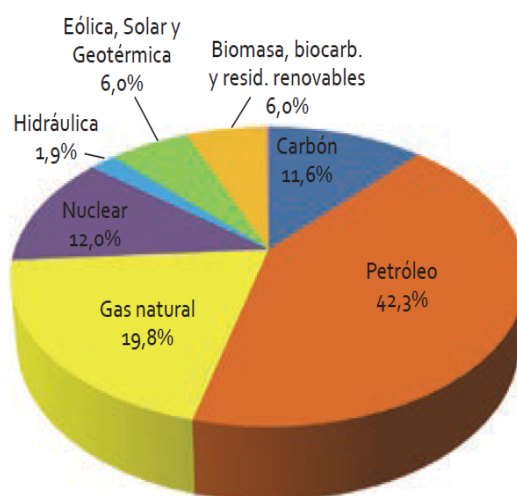
La gráfica 8 muestra cuál fue la producción interior de energía primaria en el año 2015.

Como se puede apreciar, en España la principal energía producida es la nuclear, ya que no depende directamente de las características geográficas, que si afectan a la producción de petróleo. La siguen la energía eólica, solar y geotérmica con un 22,4% de la producción total, prácticamente igual que la energía de biomasa.

Gráfica 9. Consumo de energía primaria en 2015

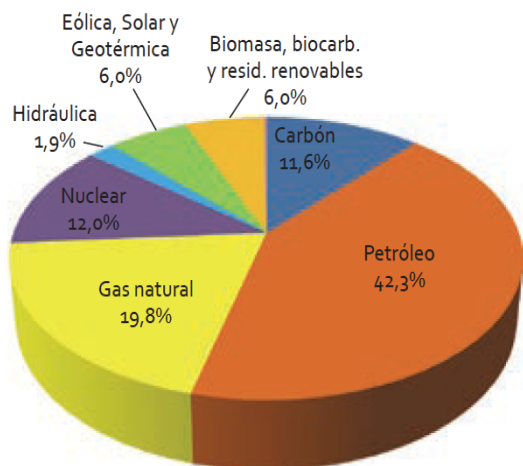
Por otro lado, la gráfica 9 muestra el consumo de energía primaria en el 2015.

El consumo de energía primaria en el año 2015 fue de 123.868 ktep (MITyC, 2016). Este consumo se obtiene sumando el consumo de energía final, los consumos de los sectores energéticos y las pérdidas.



Fuente: MITyC, 2015

Gráfica 10. Consumo de energía final en 2015



La siguiente gráfica muestra el consumo de energía final en el 2015.

El consumo de energía final ese año fue de 87.739 ktep, lo que representa un aumento del 0,7% respecto al año anterior.

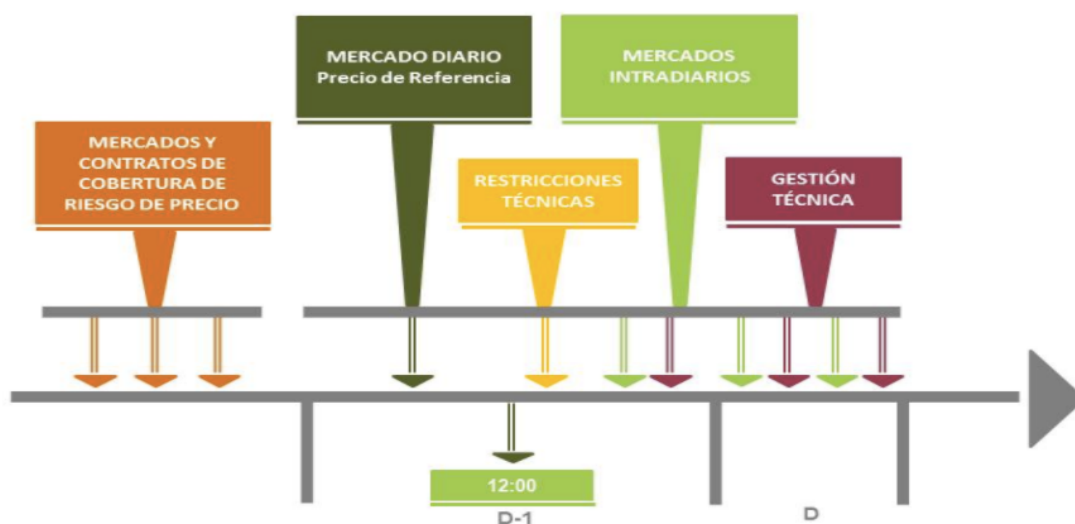
El consumo de energías renovables aumentó respecto al año 2014 un 3,8%.

Fuente: MITyC, 2015

La energía eléctrica presenta un gran problema: es muy difícil de almacenar y, por tanto, resulta imposible organizar un mercado de energía en el que se negocie a largo plazo. Es por ello que el mercado eléctrico se organiza básicamente en dos mercados: diario e intradiario. Estos mercados están gestionados por la compañía OMEI. El objetivo de las siguientes líneas es explicar de forma general el funcionamiento de ambos mercados, de acuerdo con la información proporcionada por la propia compañía.

Gracias a los avances tecnológicos de los últimos años, el funcionamiento del sistema de subasta energética ha evolucionado mucho. Actualmente el sistema funciona de forma automatizada a través de internet. Todas las transacciones se realizan de forma confidencial, acreditada a través de un certificado que se otorga a sus participantes.

Ilustración 3. Funcionamiento del mercado eléctrico



Fuente: OMEI (2017)

Esta figura pretende ilustrar la secuencia temporal en la que se desarrolla el mercado.

El mercado diario se caracteriza por estar en funcionamiento los 365 días del año y es el que se aplica para todos los territorios de la Península Ibérica. Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, debido a la peculiaridad de su geografía, son gestionadas de una forma diferente, que no es objeto de estudio de este trabajo.

Otra característica principal del mercado eléctrico es que es un mercado marginalista, es decir, tanto el volumen de negociación como los precios se fijan al casar la oferta con la demanda de energía. El mercado funciona de la siguiente manera: se reciben ofertas de compra y venta de energía hasta las 12 de la mañana. Estas ofertas son para el día siguiente. Cuando el mercado cierra a las 12, OMEI hace público los precios y las cantidades de la energía, que se producirán y distribuirán al día siguiente (debido a la dificultad ya mencionada de almacenarla).

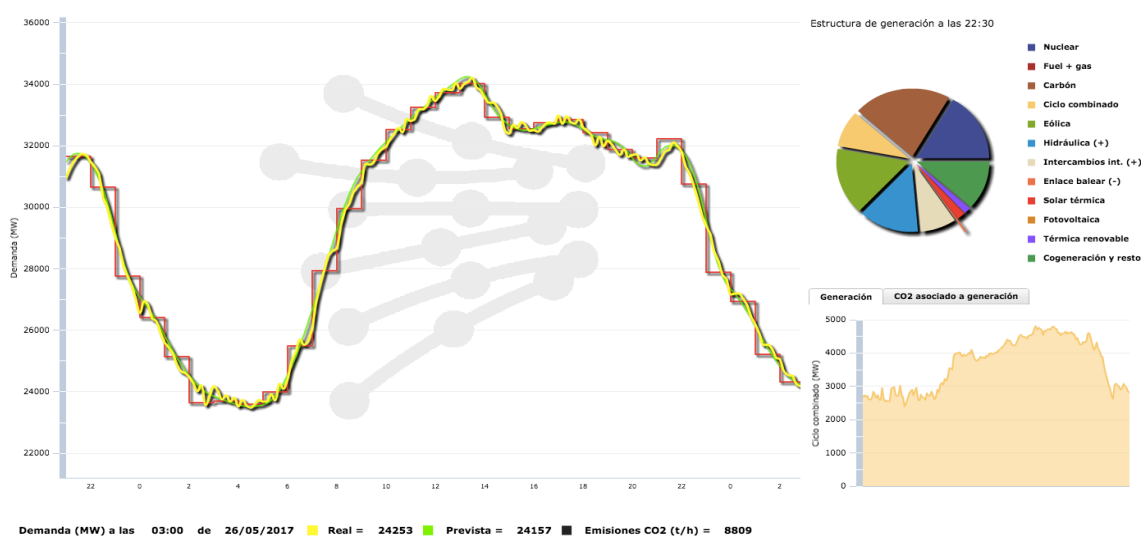
A continuación, empieza un proceso de restricciones técnicas y acto seguido se inicia el mercado interdiario. Su objetivo es permitir a los compradores y vendedores ajustar sus niveles de producción y consumo fuera del mercado diario.

Una vez finalizados los dos mercados, se liquidan las posiciones de compradores y vendedores y finaliza la subasta.

La demanda energética, por su parte, se caracteriza por ser fácilmente predecible, tanto a nivel diario, como mensual o anual. Además, la curva de demanda presenta picos muy acentuados, especialmente en los momentos del día de mayor actividad industrial y en las épocas del año en los que el consumo es mayor, como en invierno por el uso de la calefacción en los hogares, y con el aire acondicionado en verano.

La siguiente figura muestra la evolución de la demanda diaria (25 de mayo 2017), mostrando además lo que cada tecnología aporta al total generado.

Ilustración 4. Demanda eléctrica y generación por tecnología el 25/05/2017



Fuente: REE (2017)

El motivo por el que el carbón y el ciclo combinado (23,2% y 14,4% respectivamente) representan una parte tan importante de la generación diaria de energía es porque este tipo de ciclos combinados permiten arrancar y para la producción con facilidad, lo cual resulta muy útil para cubrir picos en la demanda (Garvía, 2013).

Por otra parte, la energía nuclear (16%) tiene un coste de explotación bajo, si se mantiene una producción constante, ya que el grosor de los costes está destinado a poner en marcha la producción o a pararla.

Otra concepto que es necesario destacar en este apartado del trabajo es la relación existente entre el crecimiento económico de un país (medido a través del PIB) y el consumo de energía del mismo país.

Diversos autores como Soytas y Sari (2003) y Chontanawat *et al.* (2008) han demostrado que existe una relación directa entre el crecimiento del PIB y el consumo energético a través del estudio de casos en diferentes países.

Por su parte, otros autores nacionales como Ciarreta y Zárraga (2010), también han demostrado esta relación causal entre PIB y consumo.

3.3. Régimen especial energías renovables

Dado que el perfil de este trabajo es claramente financiero, el objetivo de este apartado no es el de realizar una profunda revisión de la regulación que afecta al régimen especial de producción de energías renovables, ni tampoco llevar a cabo un estudio completo de su evolución histórica. Por el contrario, en este apartado se pretende realizar un análisis general de los últimos cambios regulatorios que afectan a las energías renovables.

Con el objetivo de incentivar el uso de las energías renovables, reducir el déficit energético en nuestro país y mejorar la eficiencia energética, sucesivos gobiernos han sometido a este tipo de energías a diferentes regulaciones.

En párrafos anteriores ya se han explicado las principales implicaciones de la Ley 24/2013 que afecta a la producción de energía. En las siguientes líneas se explicarán los sucesivos cambios regulatorios que afecta a las energías renovables, promovidos por el Real Decreto 413/2014, del 6 de junio de 2014.

Este Real Decreto regula la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración o residuos. De este modo, se elabora la siguiente clasificación:

- Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar, eólica, y demás energías renovables no fósiles.
- Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valoración energética no contemplada en el apartado anterior.

En cuanto a la retribución de estas plantas, el Real Decreto establece que su régimen está formado por dos componentes:

- La retribución por la venta de la energía valorada a precios de mercado.
- Una retribución especial que está compuesta por:

“un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación”.

Uno de los aspectos más relevantes y, a la vez, más polémicos que afecta a la regulación de las energías renovables son las subvenciones y ayudas que las empresas instaladoras obtienen a su explotación. Con el objetivo de incentivar su uso y hacer rentable su instalación, el Gobierno concede ayudas a la explotación por esta actividad.

Como ya se ha comentado anteriormente, la última reforma del año 2014 provocó una serie de recortes a las ayudas a las energías renovables.

El pasado 4 de mayo de 2017, el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversores (Ciadi) publicó una sentencia por la cual condenaba al Gobierno Español a pagar un total de 128 millones de euros al fondo británico Eiser Infraestructures (Martinez, 2017). El Ciadi consideraba excesivo el recorte hecho por el Gobierno a las energías. Actualmente, dicho tribunal afronta un total de 26 pleitos por casos parecidos a este. El Gobierno espera que este caso no sienta jurisprudencia, al considerar que cada una de las demandas hace referencia a un caso con particularidades que no pueden extrapolarse al resto.

4. Modelo financiero

Este bloque constituye el último gran apartado de este trabajo. En él, se llevará a cabo el estudio económico y financiero de la construcción de un parque eólico.

Este bloque contará con los siguientes apartados. Para empezar, se explicarán brevemente los conceptos teóricos que se aplican a cualquier evaluación de un proyecto: cash flow, tasa de descuento, análisis de sensibilidad y de escenarios, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), así como algunas ratios que son necesarias para la evaluación del proyecto.

Posteriormente, se explicarán y calcularán todas las variables que serán necesarias para calcular el resultado del proyecto.

El bloque finalizará con los resultados del caso base, así como los análisis de sensibilidad y escenarios.

4.1. Conceptos básicos

4.1.1. Cash Flow

Este término hace referencia a la diferencia existente entre los cobros y los pagos de un proyecto. Es necesario diferenciarlo del resultado contable, ya que este puede incorporar ingresos y gastos que no son realmente una entrada o salida de caja de la compañía. Uno de los ejemplos más comunes son las amortizaciones, que son especialmente relevantes en estos proyectos, donde se

exige una gran cantidad de inmovilizado, pero cuya amortización no afecta al cash flow del proyecto.

A la hora de evaluar la rentabilidad del proyecto, se tomará de base el resultado contable de explotación de la compañía, y a él se le sumarán o restarán los pagos o cobros necesarios.

En este punto, es necesario revisar la Ilustración 2, en la que se mostraba el ciclo de vida de un PF. Los cash flows suelen ser negativos al inicio del proyecto, debido a la gran inversión que es necesario realizar, así como en el último año del proyecto, derivado de los posibles costes de desmantelamiento que la sociedad debe afrontar para poner fin al proyecto. Más allá de estas consideraciones, el proyecto debería presentar cash flows positivos regulares durante el resto de su vida para poder ser viable.

La estructura usada en el modelo para el cálculo de los flujos de caja es la siguiente:

Tabla 1. Estructura del Cash Flow

EBITDA
- Gastos Financieros
-Impuestos
Cash Flow antes del pago de dividendos

Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Coste de capital

En las líneas anteriores se ha introducido el concepto de coste de capital (WACC). La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$WACC = K_e \frac{E}{E + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Los elementos que la componen son los siguientes:

- K_e : rentabilidad exigida por los accionistas.
- K_d : coste de la deuda.
- E: parte de la estructura del capital que proviene de los accionistas. En el caso de los PF suele ser una cantidad relativamente menor, por su naturaleza de alto endeudamiento.
- D: parte de la estructura de capital que proviene de deuda, tanto de deuda bancaria, como de la emisión de bonos.
- E+D: estructura total del capital.

El K_e se calcula tradicionalmente con el Capital Asset Pricing Model (CAPM), desarrollado por William Sharpe.

El cálculo se hace de la siguiente forma:

$$K_e = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

R_F representa la rentabilidad del activo sin riesgo del país en el que se desarrolle el proyecto: se considera esa rentabilidad la del Bono del Tesoro a 10 años.

La β hace referencia al coeficiente que relaciona la volatilidad de una acción con la volatilidad del mercado en el que cotiza. Al tratarse de una SPV, que por norma general no cotiza, esta β no puede ser calculada de la forma tradicional, de modo que se realiza una estimación tomando como referencia otras betas del sector de empresas que coticen.

$(R_M - R_F)$ es la prima de riesgo del mercado, es decir, la diferencia entre el Bono a 10 años del país de referencia (en Europa se toma como referencia el Bono Alemán) y la rentabilidad del Bono a 10 años del país donde se realice la inversión.

Por otro lado, el K_d de los préstamos bancarios viene dado por la entidad bancaria (o entidades) que financia el proyecto, ya que es dicha entidad la que fija el coste de la deuda. El K_d de los bonos es el resultado de la rentabilidad exigida por los bonistas

4.1.3. Análisis de sensibilidad y análisis de escenario

Una parte clave en la evaluación de cualquier proyecto es el análisis de sensibilidad y de escenarios. Toda evaluación parte de un escenario base, en el que se toman como referencia las variables en un escenario neutral. Pero es necesario también realizar dicho análisis teniendo en cuenta situaciones de estrés para dichas variables, así como situaciones más favorables para el proyecto.

La diferencia principal entre un análisis de sensibilidad y uno de escenarios es que el de sensibilidad muestra como varía el resultado del proyecto cambiando una variable clave (puede ser cambios en el WACC, en la subvención recibida en el proyecto, cambios legislativos, etc.), manteniéndose las demás variables constantes.

Por otro lado, el análisis de escenarios pretende mostrar como varía el resultado en un escenario pesimista, en el que un conjunto de variables clave varía, y mostrar también como cambia el resultado en un escenario favorable, modificando un número concreto de variables.

4.1.4. Valor Actual Neto (VAN)

El objetivo de este método es actualizar todos los cash flows del proyecto a un momento 0, que representa el inicio del proyecto. Estos cash flows se actualizan a una tasa de descuento, como el WACC, para obtener un valor en unidades monetarias. Resulta evidente que solo se aceptarán proyectos cuyo VAN sea superior a 0.

La fórmula matemática a aplicar es la siguiente:

$$VAN = -I + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

4.1.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es un indicador muy útil a la hora de medir la rentabilidad de un proyecto. Se trata de calcular una tasa de descuento con la obtendríamos un VAN igual a 0. Es decir, se aceptarán aquellos proyectos que presenten una TIR superior a la tasa de descuento.

La fórmula es la siguiente:

$$TIR = -I + \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

4.1.6. Ratios de control

Una de las ratios más importantes es la Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR, por sus siglas en inglés). El objetivo de esta ratio es mostrar si la compañía es capaz de generar suficientes cash flows como para hacer frente al pago de la deuda, tanto del principal como de los intereses. Se calcula de la siguiente forma:

$$DSCR = \frac{EBITDA}{(Devolución del principal a corto plazo + Intereses)}$$

Una ratio DSCR inferior a 1x indicaría que la empresa no es capaz de hacer frente a sus obligaciones a corto plazo con el EBITDA generado. Es una ratio que debe ser vigilada durante toda la vida del proyecto, ya que un resultado negativo, si se produce de forma excepcional, no es sinónimo de fracaso, pero puede convertirse en motivo de quiebra si se mantiene en el tiempo.

Otra ratio que es necesario tener en cuenta a la hora de poder controlar la salud financiera de la compañía es la Ratio de Cobertura de la Vida del Préstamo (LLCR, por sus siglas en inglés). En este caso, el objetivo de la ratio es evaluar la capacidad de la sociedad de hacer frente a todo el pago de la deuda dentro del plazo estipulado. Se calcula de la siguiente forma:

$$LLCR = \frac{VAN CF disponible para el pago de la deuda}{(Deuda Viva)}$$

donde el numerador hace referencia a los cash flows actualizados generados por la empresa, que están al servicio de la deuda (CFADS, por sus siglas en inglés).

Igual que con la ratio anterior, un valor inferior 1x señalaría un problema en el pago de la deuda, por lo que una ratio superior sería lo óptimo.

Por último, es necesario tener en cuenta el Fondo de Reserva para el Servicio de la Deuda (DSRA, por sus siglas en inglés). Esta reserva constituye una garantía extra para los acreedores de la deuda. El objetivo es crear una reserva que disponga de un porcentaje a fijar del pago de la deuda correspondiente al ejercicio siguiente. De esta forma, una parte del cash flow generado en el ejercicio n quedará inmovilizado para hacer frente al pago de la deuda en el ejercicio $n+1$.

4.2. Detalles del proyecto

El objetivo de este apartado es especificar los detalles técnicos y financieros que compondrán posteriormente el modelo. Es necesario mencionar en este punto, que, dado que el objetivo del trabajo es puramente académico, y no pretende constituir un análisis para la construcción real de un parque eólico, los datos que a continuación se expondrán han sido elegidos tomando como referencia los datos reales de parques eólicos en España. Con estos datos se han buscado los principales patrones que constituyen la realidad de los parques eólicos en nuestro país, y que serán usados en el modelo.

4.2.1. Localización del parque

De acuerdo con el último informe publicado en 2016 por la Asociación Empresarial Eólica (AEE), en el año 2015 la comunidad autónoma que lideraba la clasificación de este tipo de instalaciones en nuestro país era Castilla y León, con un total de 241 parques de los 1077 que había a finales de 2015. Esto representa un 22,38% del total. Concretamente es la localidad de Burgos, con 77 parques, donde la figura del parque eólico es más común.

Por tanto, en el análisis que envuelve a este trabajo, se ha decidido que el lugar donde se analizará la posible construcción del parque será Burgos.

4.2.2. Duración del proyecto

Para el cálculo de este modelo se ha elegido una duración de 25 años. Dada la importante inversión inicial que es necesario realizar para su construcción, la vida útil debe ser suficiente para cubrir los costes. Durante los últimos años, las compañías con más presencia en el sector de las energías renovables han alargado la vida de sus proyectos de los 20, a los 25 años (López & Esteller, 2012).

Se estima que, de esos 25 años, los primeros 2 estarán destinados exclusivamente a la construcción del parque.

De esta forma, así es como quedan los plazos del proyecto:

Tabla 2. Plazos del proyecto

Fase	Plazos
Fase de construcción	Enero 2018 - Diciembre 2019
Fase de explotación	Enero 2020 - Diciembre 2042

Fuente: Elaboración propia

4.2.3. Estructura financiera

Como ya se ha comentado en apartados anteriores, la estructura financiera del PF se caracteriza por un alto nivel de apalancamiento. En este punto es necesario revisar la Gráfica 1, en la cual se analizaba la estructura financiera de los PF. Siguiendo los estudios realizados por Esty (2002), el modelo contará con una estructura financiera compuesta en un 30% de fondos propios y el restante 70%, por deuda. La SPV tendrá un único accionista, la empresa sponsor de la misma, que será la que recibirá los dividendos.

Como ya se ha comentado a lo largo de este trabajo, la presencia de bonos en la estructura financiera de este tipo de inversiones es cada vez más común. Por ello, para la realización del modelo financiero se desglosa el 70% mencionado anteriormente, quedando la estructura financiera de la siguiente forma:

Tabla 3. Estructura financiera en porcentaje

Fondos propios	30%
Bono	25%
Préstamo bancario	45%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia

Todas las aportaciones al capital de la compañía se realizarán en enero de 2018, por tanto, al principio del proyecto.

4.2.4. Riesgos del proyecto

En el apartado 2.3. de este trabajo se han tratado los riesgos más comunes de un PF, así como posibles maneras de eliminarlos o mitigarlos. Este punto se centrará en la definición de los principales riesgos de proyecto como es la construcción de un parque eólico, así como las medidas para combatirlos.

- Riesgo de demanda: no es un riesgo relevante, ya que, como se ha explicado en apartados anteriores, el funcionamiento del mercado diario permite cruzar la oferta con la demanda.
- Riesgo en la construcción: como ya se ha comentado, suele ser habitual, especialmente en proyectos en los que el periodo de construcción es un elemento importante. Para ello se puede contratar un seguro de construcción y operaciones, permite cubrirse de retrasos en la construcción.
También es necesario contratar seguros que protejan a los trabajadores del parque durante la fase de construcción y explotación.
- Riesgo tecnológico: dado que se espera que el inmovilizado de este proyecto (los aerogeneradores especialmente) dure más de 20 años, es necesario acudir a un proveedor de prestigio para mitigar este riesgo.
- Riesgos administrativos y legales: la legislación respecto a las energías renovables ha cambiado mucho en los últimos años, de modo que es necesario encontrar un elemento estabilizador para eliminar la incertidumbre que provocan los cambios legislativos. La obtención de las licencias necesarias para la construcción del parque, así como su explotación puede ser un proceso largo y difícil, de modo que es común contratar un seguro que garantice la devolución de la deuda en caso de no obtenerse alguno de los permisos necesarios.
- Riesgo de tipo de cambio: no es un riesgo que esté presente en este proyecto, ya que tanto la producción de la energía como su venta se realizarán en el mismo país, España y no se espera operar con divisas extranjeras.
- Riesgo relacionado con el viento: que el principal elemento clave del éxito del proyecto sea un elemento natural y, por tanto, incontrolable, como el viento otorga al proyecto un extra de riesgo. Por ello es necesario realizar amplios estudios en la zona en la que se pretende construir para asegurarse de cuál es la fuerza del viento para comprobar si la zona es óptima para la construcción del parque.

4.2.5. Ingresos y gastos

La estimación de los ingresos y los gastos del proyecto pretende hacerse de una forma sencilla, ya que para una estimación exacta entran en juego conceptos relacionados con la ingeniería eléctrica que no son objeto de estudio de este trabajo.

En cuanto a los **ingresos** del parque, se pueden definir con la siguiente ecuación:

$$\text{Facturación Anual} = \text{Horas Equivalentes} \times \text{Potencia Instaladas MW} \times \text{Precio de la Energía}$$

El concepto de “horas equivalentes” se refiere a las horas anuales que estaría funcionando un parque a pleno rendimiento. Dado que un parque no funciona a pleno rendimiento durante todo el año, se estima un factor de capacidad, que se multiplica por el total de horas que tiene un año, 8760. Para este trabajo se ha estimado unas horas equivalentes de 2800, con un factor de capacidad aproximado del 31,28%.

La misma lógica aplicada para seleccionar la ubicación del parque ha sido usada para estimar la Potencia Instalada en MW. Los parques eólicos presentes en la provincia de Burgos tienen una potencia instalada media de 24 MW.

En cuanto al precio de la energía, dado que no es constante en el tiempo, se ha calculado una media con los precios medios mensuales de los años 2016, 2015 (OMEI, 2017) y 2014 (OMEI, 2016). Dicha estimación arroja un precio medio de la energía de 44 euros.

Con ello, se esperan unos ingresos anuales constantes de 2.956.800 euros.

Tabla 4. Facturación Anual del proyecto

Horas Equivalente	2.800 H
Potencia Instalada MW	24 MW
Precio de la Energía	44 €
Facturación Anual	2.956.800 €

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se aplicará una tasa de inflación al precio de la energía (g) del 2%, en línea con el objetivo de estabilidad de la inflación fijado por el Banco Central Europeo.

El abanico de **gastos** que aparece en un parque eólico es muy diverso. No solo hay que tener en cuenta el coste de los aerogeneradores (que supone el grueso del presupuesto de cualquier parque), sino también el coste de licencias de obra, estudios medioambientales, impuestos, así como costes relacionados con la instalación de las infraestructuras, necesarias para conectar el parque a la red eléctrica.

Con todo ello, se han estimado unos costes aproximados de 1.000.000 de euros por MW. Es decir, que la inversión inicial del proyecto será de 24.000.000 de euros, incluyendo IVA.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el apartado anterior respecto a la estructura financiera del proyecto, el desglose quedaría de la siguiente forma:

Tabla 5. Estructura financiera en valor

Fondos propios	7.200.000 €
Bono	6.000.000 €
Préstamo principal	10.800.000 €
Total	24.000.000 €

Fuente: Elaboración propia

La amortización de la inversión se hará teniendo en cuenta las tablas de amortización presentes en la Orden HAP/2222/2014, de 27 de noviembre de 2014. De acuerdo con estas tablas, las instalaciones eléctricas que no están

dedicadas al transporte o a la distribución (como es este caso), deben amortizarse con un coeficiente línea máximo del 10% y período máximo de año de 20.

Dado los beneficios fiscales que supone la amortización acelerada del inmovilizado, en el modelo se establece un coeficiente de amortización del 5% de la inversión (se considerará toda la inversión inmovilizado) durante un periodo de 20 años.

En cuanto a los costes de explotación, se estiman unos costes de explotación de un 10% sobre el nivel de ingresos y también se estiman unos costes de desmantelamiento al final del proyecto de un 3,5% sobre la inversión.

Tabla 6. Gastos del proyecto

Inversión Inicial	24.000.000 €
Amortización	1.200.000 €
Gastos de explotación	295.680 €
Gastos de desmantelamiento	840.000€

Fuente: Elaboración propia

4.2.6. Datos financieros

En este apartado se pretende detallar todos los datos financieros que afectarán al modelo.

Por un lado, el impuesto de sociedades al que deberá hacer frente la compañía es el tipo general, que supone un 30%.

Por otro lado, es necesario especificar cuál va a ser el coste de financiación del proyecto. Para ello, se debe calcular dicho coste para las tres fuentes de financiación comentadas anteriormente: fondos propios, emisión de bonos y préstamo bancario.

Dado que la SPV creada para la construcción del proyecto no cotiza en bolsa, no cuenta con una beta que sirva para calcular el k_e . Por ello, y como se explicó anteriormente en el apartado 4.1.2., se analizará la beta de otra compañía semejante en cuanto al riesgo de negocio (mismo sector) y el riesgo financiero (alto ratio de apalancamiento). La empresa a comparar será Gamesa Corporación Tecnológica, S.A.

El procedimiento a seguir es el siguiente: con la beta de la compañía apalancada, se calcula una aproximación de la beta de la compañía sin deuda. A continuación, se aplicada a esa beta no apalancada el porcentaje de deuda que presente la compañía no cotizada. Esa beta servirá después para el cálculo del K_e de la SPV con deuda.

La fórmula para buscar una beta no apalancada es la siguiente:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t) \times \frac{D}{RP}}$$

Aplicando esta fórmula, y teniendo en cuenta que la beta de Gamesa a 20 de junio de 2017 es 0,71 y su ratio deuda-fondos propios es del 30,86%, la beta no apalancada de la compañía es 0,5839.

Ahora hay que aplicar la fórmula para apalancar la beta con la deuda de la SPV en cuestión, de la siguiente forma

$$\beta_L = \beta_U \times \left[1 + (1 - t) \times \frac{D}{RP} \right]$$

El resultado de la fórmula es 0,7590.

La fórmula a aplicar ahora es la siguiente, que ya aparece en el apartado 4.1.2. de este trabajo,

$$K_e = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

Donde R_F es la rentabilidad del Bono Español a 10 años, cuya cotización a fecha 20 de junio de 2017 es de 1,44%.

Por otra parte, $R_M - R_F$ representa la Prima de Riesgo de Mercado, que se calcula como la diferencia entre el Bono Español a 10 y el Bono Alemán a 10 años (considerado sin riesgo en la zona euro). Dicha diferencia es de 116 puntos básicos.

Con todo ello, el K_e de la compañía sería de 2,32%.

Aun así, la situación económica actual es una situación poco usual, donde los tipos de interés están en mínimos históricos. Por tanto, no resulta lógico aplicar este tipo de interés, derivado de una situación excepcional, a un proyecto con una duración estimada de 25 años. Es por ello que a este K_e se le aplica una Prima de Riesgo de Proyecto del 6%, dejándolo en 8,32%.

En cuanto a la emisión de **bonos**, se espera que estos se emitan con un coste del 4%, derivado de la situación de bajos tipos de interés a los que se enfrenta la economía en los últimos meses, con un vencimiento de 15 años. Durante los primeros 5 años del proyecto la compañía gozará de un periodo de carencia, en el que no tendrá que hacer frente al pago de intereses por esta deuda, que se irán acumulando. La devolución del principal se llevará a cabo en el año 15.

Por último, queda calcular el coste del **préstamo bancario**. Este se calculará con el tipo Euribor a 12 meses, más un *spread* del 3%. El Euribor a 12 meses es actualmente (a de 20 de junio de 2017) -0,156%. Por tanto, se aplicará un 0% de Euribor, al no poderse aplicar un tipo de interés negativo. Con ello, el coste del préstamo será de un 3%, con periodo de carencia de 2 años, tiempo durante el cual se acumularán los intereses mientras no se devuelve el principal. El vencimiento del préstamo bancario es en el año 20, dejando los 5 últimos años del proyecto sin el peso de la deuda en la generación de los Cash Flow y otorgando así mayor remuneración a los accionistas.

Tabla 7. Costes financieros del proyecto

Fondos Propios	8,32%
Bonos Corporativos	4,00%
Préstamo Bancario	3,00%

Fuente: Elaboración propia

Con toda esta información ya es posible calcular el coste medio ponderado (**WACC**) del proyecto, aplicando la fórmula vista en el apartado 4.1.2. que se recuerda a continuación:

$$WACC = K_e \frac{E}{E + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Al existir dos tipos de deudas diferentes en este proyecto, es necesario ponderar ambas en la fórmula, tal como sigue:

$$WACC = 8,32\% \times 30\% + 4\% \times (1 - 30\%) \times 25\% + 3\% \times (1 - 30\%) \times 45\% = 4,141\%$$

En cuanto a las ratios de control que se usarán en el modelo, los parámetros serán los siguientes:

Tabla 8. Parámetros de las ratios de control

DSCR Mínimo	3,2x
DSCR Medio	4x
LLCR Mínimo	2x
LLCR Medio	2,4x
DSRA	50%

Fuente: Elaboración propia

Como ya se ha explicado en el punto 4.1.6., una ratio DSCR superior a 1x es el valor mínimo que cualquier proyecto debería conseguir. Al incorporar bonos en la estructura de capital de la deuda, el denominador de la fórmula de la ratio (la cuota a pagar del préstamo), se reducirá respecto a los cash flows generados por el proyecto, al contrario que ocurriría en proyectos que incorporaran un mayor peso de deuda bancaria.

Es por ello que se ha decidido que los parámetros de la ratio DSCR sean superior a los estándares de un PF, configurando así un modelo más sólido y solvente.

4.3. Caso base

Con todos los datos y elementos explicados en los anteriores apartados, se ha calculado la cuenta de resultados del proyecto y, a partir de ella, los flujos de caja del mismo, así como los dividendos disponibles para los accionistas.

El objetivo final es el de calcular el VAN de los flujos de caja previos al reparto de dividendos, así como la TIR del proyecto y la de los accionistas.

En las siguientes páginas se mostrarán los resultados, empezando por el cálculo de los gastos financieros relacionados con el préstamo bancario y los bonos corporativos. A continuación, se presentará el cálculo de la cuenta de pérdidas y ganancias de la compañía y, a partir de la misma, mostrar el cálculo del Cash Flow y el pago de los dividendos a los accionistas, así como el cálculo de las ratios de control.

Tabla 9. Gastos financieros

	1	2	3	4	5	6	15	20
Préstamo								
Deuda Viva	10.800.000 €	11.124.000 €	10.648.908 €	10.159.564 €	9.655.540 €	9.136.394 €	3.704.120 €	0 €
Principal Amortizado			475.092 €	489.344 €	504.025 €	519.145 €	677.367 €	785.254 €
Intereses del préstamo			333.720 €	319.467 €	304.787 €	289.666 €	131.445 €	23.558 €
Cuota del préstamo			808.811,53 €	808.811,53 €	808.811,53 €	808.811,53 €	808.811,53 €	808.811,53 €
Bono								
Principal del Bono	6.000.000 €	6.240.000 €	6.489.600 €	6.749.184 €	7.019.151 €	7.019.151 €	7.019.151 €	
Intereses del bono						280.766 €	280.766 €	
Gastos financieros			333.720 €	319.467 €	304.787 €	570.432 €	412.211 €	23.558 €

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 9 se muestra la evolución, así como los gastos derivados de la misma, del préstamo bancario y de los bonos. En la tabla se aprecia como el préstamo goza de un periodo de carencia de 2 años, tiempo durante el cual, si bien no se satisfacen los intereses, aumenta la deuda al acumularse éstos.

La cuota del préstamo es fija, pero a medida que avanza la vida de la deuda, se va amortizando cada vez más capital y menos intereses.

Por otro lado, el periodo de carencia de los bonos es de 5 años, en los que el importe sobre el que más tarde se pagarán los intereses va aumentando. En el año 15 llega el vencimiento de los bonos, momento en el que se devolverá el principal del bono a los bonistas.

La fila de “Gastos financieros” recoge el total de intereses devengados por el préstamo y los bonos que afectarán a la cuenta de resultados, que se muestra a continuación.

Tabla 10. Cuenta de resultados

Año	2020	2021	2032	2037	2038	2039	2042
N	3	4	15	20	21	22	25
Ingresos	3.076.255 €	3.137.780 €	3.901.435 €	4.307.499 €	4.393.649 €	4.481.522 €	4.755.827 €
Gastos de explotación	- 307.625 €	- 313.778 €	- 390.143 €	- 430.750 €	- 439.365 €	- 448.152 €	- 475.583 €
Gastos de desmantelamiento							840.000 €
EBITDA	2.768.629 €	2.824.002 €	3.511.291 €	3.876.749 €	3.954.284 €	4.033.370 €	3.440.245 €
Amortización	- 1.200.000 €	- 1.200.000 €	- 1.200.000 €	- 1.200.000 €	- 1.200.000 €	- 1.200.000 €	
EBIT	1.568.629 €	1.624.002 €	2.311.291 €	2.676.749 €	2.754.284 €	2.833.370 €	3.440.245 €
Gastos financieros	- 333.720 €	- 319.467 €	- 412.211 €	- 23.558 €	- €	- €	- €
EBT	1.234.909 €	1.304.535 €	1.899.081 €	2.653.192 €	2.754.284 €	2.833.370 €	3.440.245 €
Taxes	- 370.473 €	- 391.360 €	- 569.724 €	- 795.958 €	- 826.285 €	- 850.011 €	- 1.032.073 €
Bº Neto	864.436 €	913.174 €	1.329.356 €	1.857.234 €	1.927.999 €	1.983.359 €	2.408.171 €

Fuente: Elaboración propia

La cuenta de resultados comienza en el ejercicio 3 del modelo, ya que es el primer año en el que la planta produce ingresos. El año 15, como ya se ha comentado, es el último ejercicio en el que se pagan intereses derivados de los bonos, y el año 20, del préstamo.

Por otra parte, en el año 22 se amortiza por completo el inmovilizado de la compañía, por lo que, a partir de entonces, ya no se tendrá en cuenta esta partida.

Tabla 11. Distribución de resultados

Año	2020	2021	2032	2033	2037	2038	2042
N	3	4	15	16	20	21	25
Bº Neto	864.436 €	913.174 €	1.329.356 €	1.589.275 €	1.857.234 €	1.927.999 €	2.408.171 €
Reserva Legal	86.444 €	177.761 €	1.339.945 €	1.440.000 €	1.440.000 €	1.440.000 €	1.440.000 €
Dotación DSRA	- 404.406 €	- €	- €	- €	- €	404.406 €	
DSRA	404.406 €	404.406 €	404.406 €	404.406 €	404.406 €		
Dividendo	373.587 €	821.857 €	1.196.421 €	1.489.220 €	1.857.234 €	2.332.405 €	2.408.171 €

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la distribución de los resultados, es importante explicar las partidas correspondientes a las reservas.

Por un lado, deberá destinarse a la reserva legal, de acuerdo con lo recogido en la Ley de Sociedades de Capital del 2 de julio de 2010, un 10% del beneficio neto, hasta que ésta alcance un 20% del capital social. Como se puede apreciar, en año 16 se alcanza una reserva legal igual a dicho importe.

Por otro lado, en el ejercicio 3 se dota por completo el Fondo de Reserva para el Servicio de la Deuda (DSRA), al existir fondos suficientes. Por tanto, durante la vida del préstamo, al ser la cuota que se paga constante, no es necesario realizar ninguna aportación más. Al vencer la deuda, dicha reserva pasa a ser disponible, por lo que pasa a formar parte del resultado que se distribuirá entre los accionistas.

Tabla 12. Cash Flow antes de dividendos y ratios

Año	2020	2021	2022	2035	2036	2037	2042
N	3	4	5	18	19	20	25
Cash Flow antes de dividendos	1.589.345 €	1.623.830 €	1.658.962 €	2.180.126 €	2.225.631 €	2.271.980 €	2.408.171 €
Caja Acumulada	1.215.758 €	2.017.731 €	2.810.005 €	4.448.891 €	4.886.508 €	5.301.254 €	7.296.849 €
DSCR	3,4x	3,5x	3,6x	4,6x	4,7x	4,8x	
CFADS	22.010.259 €	21.332.359 €	20.591.902 €	6.157.179 €	4.232.022 €		
LLCR	2,1x	2,1x	2,1x	4,0x	5,4x		

Fuente: Elaboración propia

El Cash Flow antes de dividendos ha sido calculado siguiendo el esquema mostrado en la Tabla 1.

La caja acumulada hace referencia al total de liquidez del que dispone la empresa año tras año, partiendo del Cash Flow una vez satisfechos los dividendos.

A continuación, se presentan los principales resultados del caso base:

Tabla 13. Resultados del caso base

Resultados		
	Esperado	Obtenido
TIR Accionistas		13%
Tir proyecto		5,65%
VAN		4.080.690 €
DSCR Mínimo	3,2x	3,4x
DSCR Medio	4,0x	4,1x
LLCR Mínimo	2,0x	2,1x
LLCR Medio	2,4x	2,8x

Fuente: Elaboración propia

Con todo esto, ya se puede afirmar que el proyecto es rentable en cuanto al VAN, ya que es positivo. Por otro lado, la TIR del proyecto es superior al WACC (4,15%). Los mismo ocurre con la TIR para los accionistas, que es superior a la rentabilidad que estos exigían (8,32%).

Las ratios de control aportan valores razonables teniendo en cuenta los valores esperados. Las desviaciones encontradas no representan un factor de riesgo.

4.4. Análisis de sensibilidad y de escenarios

Como ya se comentó en el apartado 4.1.3., el objetivo de este bloque es llevar a cabo un análisis de sensibilidad, en el que se modificará una variable para cada caso, y uno de escenarios, en el que se creará un escenario pesimista y otro optimista, modificando un conjunto de variables clave.

La siguiente tabla muestra el resultado respecto al VAN, TIR del proyecto, DSCR y LLCR, para cada cambio en una variable clave:

Tabla 14. Análisis de sensibilidad

	VAN	TIR	DSCR Medio	LLCR Medio
Incremento del precio en un 10%	7.457.331 €	6,83%	4,5x	3,1x
Reducción del precio en un 10%	779.086 €	4,44%	3,7x	2,4x
Incremento de los costes de un 5%	2.246.466 €	4,99%	3,8x	2,6x
Aumento de la inflación de un 1%	8.291.012 €	6,97%	4,5x	3,3x
Aumento del WACC de un 2%	-1.099.986 €	5,65% vs (6,14%)	4,1x	2,5x
Reducción del WACC de un 2%	11.457.105 €	5,65% vs (2,14%)	4,1x	3,1x

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos en este análisis aparecen en color verde si suponen una mejora respecto a los resultados del caso base, y en color rojo si suponen un empeoramiento. Los datos de la TIR al modificar el WACC vienen comparados respecto al valor del WACC con dicha modificación. Es decir, con un WACC del 6,14% (en el caso de que este aumentará un 2%), la TIR del proyecto sería de 5,65% y, por tanto, no debería aceptarse.

La ratio DSCR y LLCR no se ven afectadas al modificar el WACC (ya que no se especifica de que fuente de financiación proviene esta modificación y por tanto no afecta al coste de la deuda bancaria).

Las TIR que aparecen en rojo, siguen siendo superiores al WACC, lo cual es un indicador positivo, pero se han reducido respecto a la TIR del caso base.

A continuación, se presentarán los resultados del escenario pesimista y optimista.

En el escenario negativo las variables modificadas son las siguientes:

- Aumento del WACC de un 2%
- Aumento de los costes de un 5%
- Reducción del precio de un 10%

En el escenario optimista las variaciones son las siguientes:

- Reducción del WACC de un 2%
- Reducción de los costes de un 5%

- Aumento del precio de un 10%

Tabla 15. Análisis de escenarios

	VAN	TIR	DSCR Medio	LLCR Medio
Escenario pesimista	-5.065.773 €	3,8% vs (6,14%)	3,5x	2,1x
Escenario optimista	18.338.144 €	7,51% vs (2,14%)	4,7x	3,7x

Fuente: Elaboración propia

Una vez calculados los resultados para los distintos escenarios, se otorgará una probabilidad de ocurrencia a cada uno de ellos, incluido el caso base. Con ello, se ofrecerán unos resultados únicos ponderados por su probabilidad.

Tabla 16. Probabilidad de los escenarios

Escenario pesimista	Escenario Base	Escenario optimista
35%	50%	15%

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con los análisis de sensibilidad y de escenarios, la variable crítica del proyecto es el coste del capital. La situación económica actual, de bajos tipos de interés es una situación anómala, pero no se espera que éstos se reduzcan más, al encontrarse ya en mínimos.

Por otra parte, no parece que vuelvan a aumentar a valores previos a la crisis, mucho más altos que los actuales.

Con todo ello, a continuación se presentan los resultados del escenario ponderado, que sirve como conclusión de este bloque.

Tabla 17. Resultados ponderados del proyecto

VAN	TIR	DSCR Medio	LLCR Medio
3.018.046 €	5,28%	4,0x	2,7x

Fuente: Elaboración propia

Con este análisis, se aprecia como los resultados obtenidos son prometedores. El VAN es positivo y la TIR es superior al WACC calculado para el caso base. Las ratios de control son aceptables teniendo en cuenta los parámetros estipulados en el apartado 4.2.6.

A pesar de todos los datos presentados, de lo que se deriva que construir un parque eólico es económicamente rentable, es necesario tomar en consideración otro elemento.

En la elaboración de este modelo no se han tenido en cuenta subvenciones ni ayudas estatales, ya que la actual legislación no las contempla. El Ciadi ya ha dictado sentencia a favor de las energías renovables en un caso de retirada de subvenciones. Sería interesante por tanto, ver cómo evolucionan las siguientes sentencias, para estimar si en un futuro cercano la legislación contemplará nuevas ayudas y subvenciones, haciendo que la construcción de este tipo de instalaciones sea más segura desde el punto de vista legislativo y más rentable desde el punto de vista económico.

5. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha analizado tanto la realidad que envuelve al PF, como al PB, así como la implicación que ha tenido Basilea III en ambos casos.

Como todo lo relacionado con el sector económico en general, y con el de la financiación en particular, no es posible analizarlo todo con los mismos ojos. La crisis económica del año 2007 cambio por completo el panorama económico mundial.

El crecimiento del PF durante las décadas previas a la crisis fue muy agudo. Las entidades financieras no tenían reparos en ofrecer financiación, incluso para aquellos proyectos que no presentaban más garantías que los propios resultados de la compañía.

Pero la crisis llegó y cambio las reglas del juego: los bancos ya no querían o no podían financiar tantos proyectos. Basilea III limitaba la ratio de apalancamiento de este tipo de entidades, lo que asestaba un duro golpe al PB.

Pero los organismos europeos eran conscientes de esta situación. En este marco surge la *Project Bond Initiative*. Dado que a las entidades financieras ya no les está permitido seguir el ritmo de financiamiento y concesión de crédito previo a la crisis, y que para conseguir una recuperación efectiva de la zona euro, dotándola de la competitividad necesaria para situarse como potencia mundial, es necesario buscar una nueva vía de financiación para asegurar la supervivencia de determinados tipos de proyectos, la CE decidió impulsar la creación de proyectos financiados mediante la emisión de bonos.

Además de ello, la coyuntura económica actual de tipos bajos ha favorecido la creación y el crecimiento de proyectos financiados mediante la emisión de bonos.

Pero como se ha visto en este trabajo, el PF y el PB no deben ser vistos como competidores, sino como dos formas de financiación perfectamente complementarias que pueden financiar un proyecto a un coste menor que haciéndolo por separado.

Además, este tipo de financiación ofrece múltiples ventajas respecto a la financiación tradicional, como ya se ha visto a lo largo del trabajo. Al analizar la viabilidad de un proyecto no se pueden tener en cuenta simplemente factores cuantitativos, sino también cualitativos, como la reducción de los costes de agencia o la limitación a la creación de proyectos atractivos para compañías muy endeudadas o limitadas por su estructura de capital.

El futuro de la financiación de grandes proyectos ya está aquí y, si bien la realidad ha cambiado mucho en la última década, aún se esperan cambios. La financiación de proyectos será cada vez más compleja, combinando diferentes fuentes y métodos con el objetivo de reducir al máximo el coste de capital, minimizando el riesgo del proyecto y el de todas las partes y aumentando la rentabilidad.

6. Referencias

Bibliografía

- AEE. (2016). *La voz del sector*. Asociación Empresarial Eólica, Madrid.
- Arca, E. (2013). The future of Project Bonds in Latin America. *Harvard Business Law Review Online*, 3, 187-195.
- Balenilla, F. (2008). La tasa de retorno energético. *Ecologista*(55).
- Bronars, S., & Deere, D. (1991). The threat of unionization, the use of debt, and the preservation of shareholder wealth. *Quarterly Journal of Economics*, 232-254.
- Cáceres, D. G., & Madico, J. Á. (2001). *Financiación Global de Proyectos*. Project Finance. Madrid: ESIC.
- Chontanawat, J., Hunt, L. C., & Pierse, R. (2008). Does energy consumption cause economic growth?: Evidence from a systematic study of over 100 countries. *Journal of Policy Modeling*, 30(2), 209-220.
- Ciarreta, A., & Zarraga, A. (2010). Electricity consumption and economic growth in Spain. *Applied Economics Letters*, 17(14), 1417-1421.
- Comisión Europea. (2011). *Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones: Fase piloto de la Iniciativa Europa 2020 de Obligaciones para la Financiación de Proyectos*. Bruselas, Bélgica.
- Comite de Supervisión Bancaria de Basilea. (2010). *La respuesta del Comité de Basilea a la crisis financiera: informe al G-20*. Banco de Pagos Internacionales, Basilea, Suiza.
- Dailami, M., & Hauswald, R. (Julio de 2003). The Emerging Project Bond Market: Covenant Provisions and Credit Spreads. *Policy Research Working Paper*.
- Deloitte. (2012). *The Deloitte Shadow Banking Index. Shedding light on*. Madrid.
- Departamento de Finanzas y Sistemas TIRME. (2013). *Financiación mediante Project Finance: La experiencia de TIRME*. TIRME.
- Díaz Mendoza, A., Larrea Basterra, M., Álvarez Pelegrý, E., & Mosácula Atienza, C. (2015). *De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español*. Instituto Vasco de Competitividad. Fundación Deusto. Bilbao, España: Cuadernos Orkestra.
- Esty, B. C. (2002). The Economic Motivation for Using Project Finance. *Harvard Business School Working Paper*.
- European Investment Bank. (7 de Noviembre de 2012). *The Europe 2020 Project Bond Initiative*. Recuperado el 30 de Abril de 2017, de [www.eib.org](http://www.eib.org/attachments/press-news-the-europe-2020-project-bond-initiative-07112012-en.pdf): <http://www.eib.org/attachments/press-news-the-europe-2020-project-bond-initiative-07112012-en.pdf>
- Finnerty, J. D. (2007). *Project Financing. Asset-Based Financial Engineering*. New Jersey: Wiley Finance.
- Garvía, L. (2008a). *El Project Finance (I/II)*. Conceptos básicos. ICAI.

- Garvía, L. (2008b). El "Project Finance" (II/II): Conceptos básicos. 65.
- Garvía, L. (08 de Febrero de 2012). *LegalToday*. Recuperado el 28 de Abril de 2017, de <http://www.legaltoday.com/opinion/articulos-de-opinion/financiacion-con-project-finance-iv>
- 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.
- Garvía, L. (19 de Septiembre de 2014). *Economía sostenible*. Recuperado el 30 de Abril de 2017, de www.garvia.blogspot.com: <http://garvia.blogspot.com.es/2014/09/project-finance-vs-project-bond.html>
- Gual, J. (2011). *Los requisitos de capital de Basilea III y su impacto en el sector bancario*. La Caixa, Barcelona.
- Gutiérrez Jorda, L. (2006). España y la energía: un punto de vista académico. *Revista de la Real Academia de las Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 100(1), 83-106.
- Jensen, M. C., & Meckling, W. H. (1976). Theory of the firm: Managerial behavior agency costs, and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, 3(4), 305-360.
- López, L., & Esteller, R. (6 de 03 de 2012). Las eléctricas alargan de 20 a 25 años la vida útil de sus parques eólicos. *eEconomista*.
- Martinez, V. (6 de Mayo de 2017). El Ciadi considera que el recorte de 2013 a las renovables fue "excesivo". *El Mundo*.
- Mayers, S. (1977). Determinants of corporate borrowing . *Journal of Financial Economics* , 13, 147-175.
- Mendiluce, M. (2010). *Análisis de la evolución de la intensidad energética en España*. Economics for Energy, Vigo, España.
- Miranda Miranda, J. (2005). *Gestión de Proyectos: Identificación, formulación, evaluación financiera-económica-social-ambiental*. Bogotá: MM Editores.
- MITyC. (2016). *La Energía en España 2015*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio , Madrid.
- Murphy, D., & Hall, C. (2010). Year in review - EROI or energy return on (energy) invested. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1185, 102-118.
- Nevitt, P., & Fabozzi, F. (2001). *Project Financing* (7ª Edición ed.). Londres: Euromoney Publications.
- OMEI. (2016). *Informe de precio 2015*. OMEI, Madrid.
- OMEI. (2017). *Informe de precios 2016*. OMEI, Madrid.
- OMEI. (2017). *OMEI*. Recuperado el 25 de Mayo de 2017, de <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/diario-e-intradia>
- REE. (2010). *El sistema eléctrico español*. Madrid: Red Eléctrica de España.

- Rodríguez de Codes, E. (2010). *Las nuevas medidas de Basilea III en materia de capital*. Banco de España, Madrid.
- Rodríguez Fernández, J. (2011). Crisis financiera y regulación de la solvencia bancaria: una reflexión crítica sobre los acuerdos de Basilea. *Revista de economía crítica*, 11, 65-95.
- Shleifer, A., & Vishny, R. (1997). A survey of corporate governance. *Journal of Finance*, 52, 737-783.
- Soytas, U., & Sari, R. (2003). Energy consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets. *Energy Economics*, 25(1), 33-37.

Legislación relevante

- Real Decreto 1/2010, Ministerio de la Presidencia, Madrid, España, 2 de junio de 2010.
- Ley 24/2013, Jefatura del Estado, Madrid, España, 27 de diciembre 2013.
- Real Decreto 413/2014, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid, España, 6 de junio de 2014.
- Orden HAP/2222/2014, Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, Madrid, España, 27 de noviembre de 2014.
- No. ARB/13/26, Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversores, Washington, Estados Unidos, 4 de mayo de 2017.