



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE  
EMPRESAS

TRABAJO FIN DE GRADO

Project Finance aplicado a Energías  
Renovables: Desarrollo de un  
proyecto eólico

**Autor:** María Bru Chao

**Director:** David Hernández García

Madrid

05/06/2024



# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>5</b>
1.1 Motivación	5
1.2 Objetivos	6
1.3 Metodología	6
<b>2. Project Finance</b>	<b>8</b>
2.1 Definición y características	8
2.1.1 Estructura de un Project Finance	10
2.1.2 Agentes y partes involucradas	11
2.1.3 Riesgos y mitigantes	14
2.2 Proyectos de energías renovables – Análisis Inframation	16
2.2.1 Project finance en proyectos de energías renovables	17
2.2.2 Market Analysis: Transacciones de energías renovables	18
<b>3. Estructura y dimensionamiento de un PF: Modelo financiero</b>	<b>24</b>
3.1 Elementos del dimensionamiento de la deuda	25
3.1.1 Líneas de crédito	25
3.1.2 Intereses y costes de financiación	26
3.1.3 Servicio de la deuda	27
3.1.4 Cobertura de riesgo financiero	28
3.2 Estructura del modelo financiero a aplicar	29
3.2.1 Variables y cálculos principales	31
3.2.2 Salidas del modelo	37
<b>4. Aplicación practica</b>	<b>40</b>
4.1 Detalles y variables del proyecto	40
4.1.1 Estructura financiera	41
4.1.2 Ingresos y gastos	42
4.2 Salidas del modelo y resultados	47
4.2.1 Origen y destino de los fondos	48
4.2.2 Dimensionamiento de la deuda	50
4.2.3 Métricas de rentabilidad	54
<b>5. Conclusiones</b>	<b>56</b>
<b>6. Bibliografía</b>	<b>59</b>
<b>7. Anexos</b>	<b>60</b>

## Índice de ilustraciones y tablas

<i>Ilustración 1. Estructura de las fases del proyecto (Luis Garvía Vega, 2008)</i> .....	11
<i>Ilustración 2. Principales agentes del Project Finance (Luis Garvía Vega, 2008)</i> .....	12
<i>Ilustración 3. Importes de las transacciones de PF en 2023 según la tecnología</i> .....	21
<i>Ilustración 4. Estructura de cobertura de riesgo financiero (IRS) (Melissa Fernandez Villaverde, 2018)</i> .....	29
<i>Ilustración 5. Variables de entrada al modelo financiero. Definición de escenarios [Elaboración Propia]</i> .....	31
<i>Ilustración 6. Gráfica del repago del principal de la deuda durante el plazo legal [Elaboración Propia]</i> .....	52
<i>Ilustración 7. Servicio de la deuda frente a los CFADS disponibles por año. [Elaboración Propia]</i> .....	53
<i>Tabla 1. Principales promotores de proyectos de energías renovables en Europa y tecnología</i>	19
<i>Tabla 2. Principales cuentas bancarias e institucionales activas en proyectos de energías renovables en Europa</i> .....	20
<i>Tabla 3. Importe de las transacciones de PF en 2023 por país</i> .....	21
<i>Tabla 4. Principales 5 transacciones de PF en 2023 por importe</i> .....	22
<i>Tabla 5. Variables para el dimensionamiento de la deuda[Elaboración Propia]</i> .....	41
<i>Tabla 6. Métricas para el cálculo de los ingresos de un parque eólico[Elaboración Propia]</i> ..	43
<i>Tabla 7. CAPEX para el desarrollo del proyecto eólico [Elaboración Propia]</i> .....	44
<i>Tabla 8. OPEX a considerar en un parque eólico [Elaboración Propia]</i> .....	45
<i>Tabla 9. Gastos financieros asociados a la financiación de un parque eólico [Elaboración Propia]</i> .....	46
<i>Tabla 10. Origen y destino de los fondos de un proyecto eólico de 70 MW en España [Elaboración Propia]</i> .....	48
<i>Tabla 11. Ratios de dimensionamiento de la deuda en un PF: Parque eólico en España [Elaboración Propia]</i> .....	50
<i>Tabla 12. Métricas de rentabilidad financiera de la inversión en un parque eólico [Elaboración Propia]</i> .....	54

# ***1. INTRODUCCIÓN***

El presente trabajo pretende realizar un estudio teórico práctico de la financiación de proyectos a través de Project Finance, concretamente su aplicación en proyectos de energías renovables. Con el objetivo de incluir un ejercicio práctico, se realiza el análisis de la viabilidad bancaria y rentabilidad de la construcción y operación de un parque eólico de 70 MW en Tarragona. Con este caso práctico se pretende ejemplificar los conceptos previamente desarrollados en la parte teórica del trabajo

Se incluye también, un breve análisis de la situación en Europa en cuanto a inversión en transacciones de energías, con el objetivo de tener un esquema genérico pero cuantificable de los importes invertidos en el último año en este tipo de proyectos, así como su distribución por subsectores y principales países.

## ***1.1 Motivación***

Debido a la creciente importancia a nivel global de las energías renovables, es lógico que el desarrollo de estos proyectos y las condiciones económicas necesarias para ello tengan una importancia cada vez mayor.

En el mundo del Project Finance los proyectos de energías están adquiriendo cada vez más y más protagonismo en toda Europa, representando cada vez porcentajes mayores de las ganancias de los principales bancos de inversión europeos.

Por todo esto, resulta de gran interés estudiar a fondo la financiación de estos proyectos, desde el primer contacto con el cliente y la primera propuesta hasta el comienzo de la operación de las plantas y el repago de la deuda.

Con el objetivo de tener una idea clara de la situación actual de los proyectos de energías renovables en España y Europa, se incluye como parte del trabajo un análisis de las principales transacciones llevadas a cabo en los últimos años en este ámbito, de manera que se tenga una imagen clara de los principales agentes involucrados, de los proyectos desarrollados y del impacto económico del sector.

La aplicación práctica del trabajo permitirá entender el dimensionamiento de un PF, aplicando un modelo financiero a un parque eólico, con el objetivo de entender y analizar todas las partes y fases que se han de tener en cuenta en una financiación sin recurso, concretamente en la construcción, desarrollo y operación de un parque eólico.

## ***1.2 Objetivos***

Este trabajo pretende estudiar y plantear los conceptos de financiación de proyectos de la manera más sencilla e intuitiva posible. El trabajo presenta un resumen de los principios básicos de la financiación de proyectos y su aplicación en el ámbito de las energías renovables.

Los objetivos principales se pueden resumir en:

1. Analizar las metodologías existentes de valoración de proyectos en el ámbito de las energías renovables
2. Estudiar y mostrar de manera simplificada los conceptos de Project Finance y Structure Finance, así como sus relaciones.
3. Analizar las posibles aplicaciones de la herramienta Excel para el cálculo y desarrollo de modelos financieros en el ámbito del Project finance de energías.
4. Dimensionamiento de la deuda de un parque eólico en España a partir de un modelo financiero en Excel. Estudio de las variables de entrada a tener en cuenta, criterios y análisis de las salidas y resultados obtenidos.

## ***1.3 Metodología***

Este trabajo cuenta con dos enfoques principales, el primero, teórico, acerca de conceptos complejos de carácter financiero y el segundo, un enfoque más práctico en el que se realiza una aplicación de las diferentes metodologías de valoración financiera a proyectos reales de energías renovables.

La estructura del trabajo define la metodología a seguir puesto que será necesario cubrir ambas partes, la teórica y la práctica. La metodología a seguir queda resumida en los siguientes puntos:

- Revisión de literatura acerca de la financiación de proyectos y la financiación estructurada. Investigar las metodologías existentes de valoración de proyectos y los principales conceptos y elementos financieros.
- Estudio teórico-práctico sobre la financiación de proyectos de energías renovables en España y Europa.
- Análisis y estudio de proyectos reales de energías renovables en España y en Europa, a través de la base de datos Inframation.

- Aplicación práctica de un modelo financiero, para determinar las características de una financiación de un parque eólico (dimensionamiento de la deuda, fase de construcción, operación, cuentas de resultados del proyecto... etc.)
- Estudio de los resultados obtenidos y realización de las conclusiones.

Para la aplicación práctica del trabajo, se aplica el modelo financiero de Project Finance desarrollado en el Trabajo de Fin de Máster de Pablo Montoya (*Desarrollo, Viabilidad y Financiación de un proyecto de Energía Eólica*).

## ***2. PROJECT FINANCE***

### ***2.1 Definición y características***

El *Project Finance* (o “PF”) es un método de financiación de un activo o infraestructura, que se caracteriza principalmente por ser una financiación sin recurso, es decir, aquella en la que el prestamista obtendrá el pago de su crédito en base a los resultados y flujos de caja del proyecto, sin recurrir en ninguna circunstancia a otro tipo de garantías de los patrocinadores (o “Sponsors”) únicamente pudiendo contar con los activos del proyecto.

Esta característica fundamental implica que el proyecto es un fin en sí mismo, una entidad que requiere de la creación de una sociedad cuyo objeto social sea la realización y explotación del propio proyecto. Esta sociedad vehículo es la que recibe la financiación y sus socios son los promotores del proyecto, los cuales pondrán en riesgo únicamente el capital social aportado a dicha sociedad.

Si bien el concepto es sencillo, la puesta en marcha de un PF es altamente compleja y económicamente costosa, por ello, a diferencia de los métodos de financiación convencionales, el PF está reservado a proyectos complejos de gran envergadura que requieren de una fuente intensiva de capital como en el sector eléctrico, minero, telefonía, autopistas ... etc.

Al tratarse de una financiación sin recurso, el prestamista ha de asegurarse de que el proyecto es rentable en el largo plazo y va a generar unos flujos de caja estables que permitan el repago de la deuda. El proyecto ha de estar perfectamente definido, para mitigar todos los riesgos posibles, de manera que se tenga una previsión clara y precisa de cómo se va a desarrollar.

Desde el punto de vista legal se requiere la realización de numerosos contratos que definan las funciones, riesgos y responsabilidades de los participantes, en líneas generales son necesarios:

- Un acuerdo para proveer los fondos necesarios para construir y operar el proyecto.
- Un acuerdo para la venta de lo generado en el proyecto, para asegurar que, durante el periodo de operación el proyecto tenga suficiente efectivo para cubrir la deuda.

- Acuerdos que aseguren las posibles dificultades que puedan surgir tanto durante la construcción como en la operación, para garantizar los flujos de efectivo.

Como se puede observar, toda gira entorno a proteger los flujos de caja del proyecto, ya que son estos los que determinan su capacidad de crédito.

Otro aspecto que contribuye a elevar el coste y complejidad del PF es el proceso de “Due Dilligence” (o “DD”) que exige cualquier entidad de crédito antes de otorgar la financiación. A través de este proceso se realiza una auditoria de la viabilidad del proyecto, resulta muy importante el análisis técnico del proyecto puesto que suelen tratarse de proyectos de ingeniería de alta complejidad, por lo que es imprescindible asegurarse de su correcto funcionamiento a nivel técnico.

No todos los proyectos están habilitados para recibir financiación a través de un PF, ya que estos han de cumplir una serie de requisitos de cara a la entidad bancaria que vaya a conceder la financiación. A grandes rasgos estos requisitos se pueden resumir en<sup>1</sup>:

- El proyecto tiene que ser claramente identificable como una actividad independiente de cualquier otra desarrollada por cualquier participante del proyecto.
- Los flujos de caja que vaya a generar el proyecto han de ser predecibles y estables y de una cuantía suficiente como para repagar la deuda con unas condiciones y en un tiempo razonable.
- Los integrantes del proyecto han de tener solvencia económica y técnica, así como capacidad de gestión y experiencia.

Es competencia de la entidad financiera que concede el crédito y asume el riesgo, asegurarse de que el proyecto cumple estos requisitos (y otros) a los niveles que requiera.

El cumplimiento de estos puntos supone para el prestamista que el proyecto se califique como bancable, es decir, que se puede llevar a cabo, se puede financiar. Que el proyecto va a funcionar y va a generar flujos de caja suficientes para repagar la deuda y que este está apoyado por sponsors con experiencia y credibilidad crediticia, lo que da confort al prestamista.

---

<sup>1</sup> (Luis Garvía Vega, 2008)

### 2.1.1 ESTRUCTURA DE UN PROJECT FINANCE

Los estadios principales de un PF se pueden clasificar en tres.

- Fase previa: En esta etapa surge el proyecto y sus promotores estudian su viabilidad tanto a nivel técnico como económico, realizando una búsqueda de inversores y posibles métodos de financiación. Se trata de todo el trabajo previo a la construcción. En el caso de que el proyecto no saliese a delante en esta fase, los gastos incurridos no se recuperan. Una vez finaliza la fase previa se puede decir que el proyecto está en RTB (“Ready to Build”), concepto utilizado para determinar que cuenta con todos los permisos y licencias y que puede comenzar la fase de construcción.
- Construcción: Constituye la etapa más compleja y costosa del PF. Durante este periodo tiene lugar la disposición de capital al proyecto, que se utilizarán principalmente para cubrir las inversiones en CAPEX y demás gastos incurridos. Se trata de la fase con mayor riesgo puesto que cualquier error afecta directamente a la puesta en marcha del proyecto, al momento en el que entra en operación o incluso puede suponer el no desarrollo del proyecto. Los acuerdos con los contratistas, denominados contratos EPC<sup>2</sup>, son de vital importancia, se trata de contratos “llave en mano” (o turnkey), por los cuales el contratista se compromete a definir y llevar a cabo el proyecto hasta su completa finalización haciéndose cargo de todos los aspectos necesarios para su ejecución, desde la solicitud de las licencias hasta la subcontratación de las unidades de obra, obtención de materiales... etc.
- Operación: Una vez finaliza la construcción llega la fecha de comienzo de las operaciones del proyecto (o “COD<sup>3</sup>”), a partir de este momento se comienzan a generar los flujos de caja del proyecto, lo cual permite que se comience a repagar la deuda. En esta etapa también hay flujos negativos generados por los costes de operación de la planta y los costes de mantenimiento de las instalaciones. Estos costes han de estar controlados y ser conocidos para que no afecten de manera indeseada a los flujos de caja, por ello se firma de antemano un contrato de operación y mantenimiento (O&M) en el que se establecen los costes de estos

---

<sup>2</sup> Engineering, Procurement and Construction

<sup>3</sup> Commercial Operation Date

servicios. Es habitual que alguno de los promotores del proyecto actúe como operador de la planta.

En la siguiente imagen se observan las tres fases a través de los flujos de caja que tienen lugar en cada una de ellas.

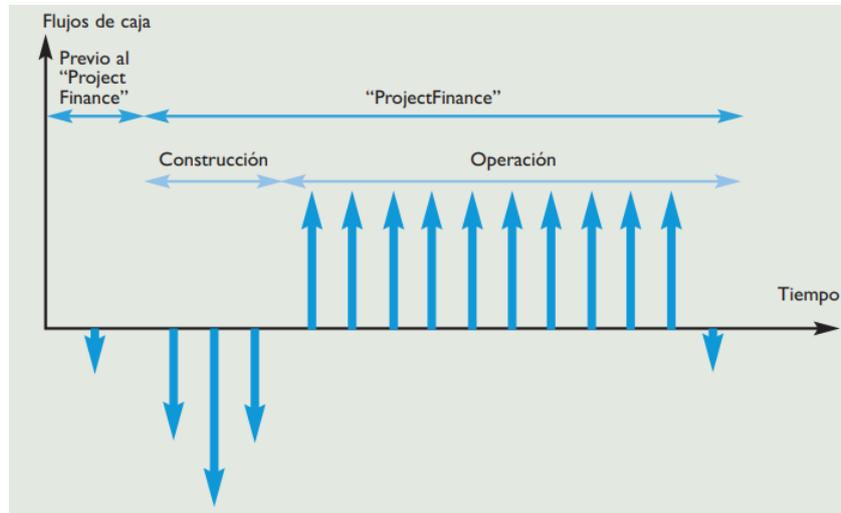


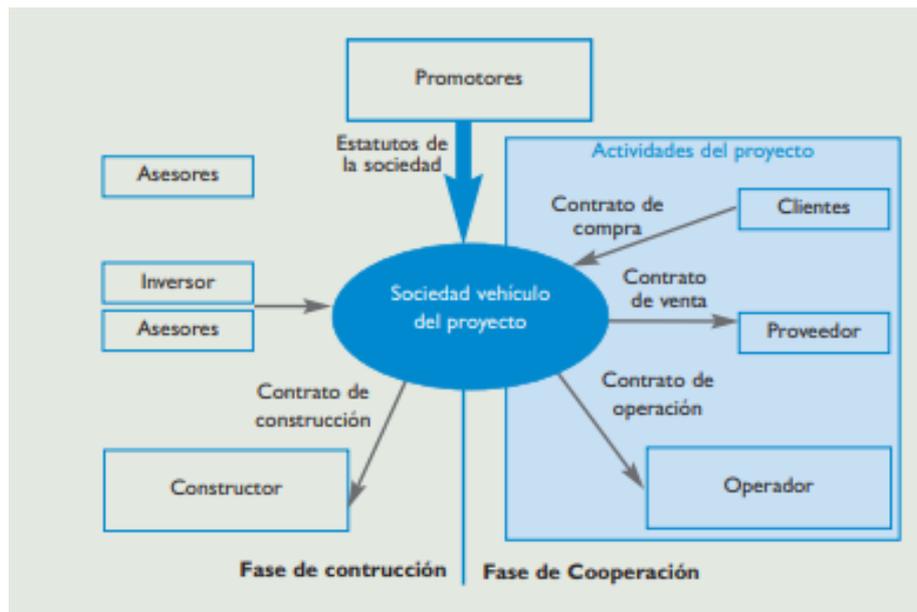
Ilustración 1: Estructura de las fases del proyecto (Luis Garvía Vega, 2008)

En la imagen queda perfectamente demostrado el riesgo implícito que tienen las entidades prestamistas que desarrollan la estructura de financiación de un PF. Determinar el importe que se puede financiar de un proyecto (el apalancamiento que se le puede dar) no es una tarea sencilla y resulta complicado definir los flujos que va a generar el proyecto cuando este todavía no se ha construido.

Durante la construcción, el riesgo es máximo, infinidad de cosas pueden ir mal, retrasar el proyecto e incluso evitar que este salga a delante, por ello los márgenes cobrados por la deuda concedida durante esta fase suelen ser más altos, en cambio, en la fase de operación, el riesgo disminuye notablemente puesto que la planta ya puede operar lo que disminuye la incertidumbre a la variación de los cash flows que se generen.

### 2.1.2 AGENTES Y PARTES INVOLUCRADAS

Para analizar cada agente que forma parte de un PF se va a presentar en primer lugar la típica estructura contractual de un PF, en la que se resume las relaciones y flujos entre las partes principales que forman parte del proyecto.



*Ilustración 2. Principales agentes del Project Finance (Luis Garvía Vega, 2008)*

Analizando el diagrama de arriba abajo se observa en primer lugar a **los promotores** (“Sponsors” o “Shareholders”) del proyecto, cuyo objetivo principal es la realización del proyecto obteniendo de este su máximo rendimiento. Los promotores son dueños del proyecto, los que fomentan su desarrollo y los que aportan parte de la financiación a través del capital social (“Equity”). La cantidad aportada como Equity representa el riesgo de los sponsors, es decir, el PF es la financiación de un posible proyecto con recurso limitado a esta aportación de capital por parte de los accionistas. Para que un PF salga adelante las entidades de crédito se aseguraran que los promotores sean fiables y tengan una solvencia determinada de manera que su compromiso con el proyecto sea alto.

También arriba se observa al **prestamista** (o “Lenders”), se trata de la entidad financiera que aporta el resto del capital del proyecto, que generalmente equivale a una mayoría de entre el 70-90% dependiendo de la capacidad de apalancamiento que presente el proyecto. Es la entidad financiera la que absorbe la mayor parte del riesgo del proyecto, ya que su capacidad de cobro se limita a los contratos del proyecto y los cash flows que este genere, por ello su principal interés es realizar un correcto análisis del proyecto para ofrecer la estructura financiera que más convenga, eliminando y mitigando todos los riesgos.

Las tres magnitudes que el prestamista ha de considerar a la hora de estudiar una posible aportación de capital en un PF son: liquidez, riesgo y rentabilidad. La liquidez en un PF es mínima debido a que la devolución del principal depende exclusivamente del desarrollo del proyecto, lo cual implica numerosos riesgos, pero a la vez suele implicar rentabilidades notables. Esta situación convierte la asignación de riesgos (o “Risk

Allocation”) en el objetivo principal de cualquier PF, una parte fundamental del trabajo a realizar por las entidades de crédito es determinar estrategias basadas en contratos y aseguramientos que permitan asignar los riesgos derivados del proyecto a otras partes de la transacción o algún tercero, con estos requisitos se consigue llegar a una situación de rentabilidad frente a riesgo que permitan clasificar al proyecto como financiable.

A continuación, se llega a la **sociedad vehículo del proyecto** (“SPV”), entidad jurídica constituida únicamente para desarrollar y explotar el proyecto en cuestión, es a través de esta entidad que los Sponsors consiguen sacar de sus balances el proyecto y gracias a ella no se podrá ir a por los activos del sponsor en caso de impago, ya que la deuda se otorga a esta entidad y no a los promotores.

Este tipo de sociedad es un requisito indispensable de cualquier PF y actúa como prestatario del proyecto, evidentemente la constitución de la sociedad se hace bajo unas condiciones específicas y perfectamente estudiadas para que la SPV cumpla con las características necesarias para poder ostentar al proyecto. Generalmente la sociedad estará limitada a adquirir otros activos o emprender otros negocios, así como a incurrir en otros tipos de deuda.

En la parte baja del diagrama podemos observar a los prestamistas de servicios, el **constructor** (o “EPCista<sup>4</sup>”) es el encargado de realizar las instalaciones del proyecto, desde la realización del diseño hasta la puesta en marcha de la planta, un contrato de tipo EPC implica que el contratista se hace responsable de toda la obra en su conjunto, también denominado proyecto llave en mano (o “turnkey”). Este tipo de acuerdos permite minimizar el riesgo del proceso de construcción, asegurando a través del contrato que la instalación estará diseñada, implementada y preparada para la puesta en marcha en la fecha pactada, a cambio de un precio previamente pactado.

Por otro lado, el **operador**, será el encargado del funcionamiento de la instalación durante su vida útil, así como de su mantenimiento. El objetivo del proyecto es proporcionar un bien o un servicio, el operador, es el encargado de realizar las funciones necesarias para que esto se pueda llevar a cabo y el proyecto sea capaz de vender ese bien o servicio a un tercero. La función del operador es de gran importancia ya que el correcto funcionamiento de la instalación asegura los flujos continuos de efectivo al proyecto, lo que permite el

---

<sup>4</sup> Proveniente de EPC: *Engineering, procurement and construction*, que hace referencia al tipo de contrato firmado con el constructor

repago de la deuda. El tipo de contrato que regula el trabajo del operador es el contrato de operación y mantenimiento (“O&M”<sup>5</sup>), acuerdo que regula la gestión y el cuidado continuo de una instalación incluyendo, en numerosas ocasiones, hasta el suministro de repuestos de los elementos de la instalación. El objetivo de estos contratos es asegurar el funcionamiento continuo de la instalación y maximizar la producción unido a un mantenimiento adecuado que garantice la longevidad de la instalación.

### **2.1.3 RIESGOS Y MITIGANTES**

La bancabilidad de un proyecto hace referencia a si los prestamistas están dispuestos a concederle financiación en función de su estructura global. El proyecto solo conseguirá el capital necesario para su desarrollo si es financiable, es decir si los lenders, aceptan la estructura general del proyecto como base para conceder financiación. Algunos de los factores que intervienen en la bancabilidad del proyecto son:

- Certeza de flujo de ingresos
- Garantías ejecutables
- Seguridad contractual
- Distribución del riesgo

De la lista anterior, toda gira en torno al primer punto, asegurar los flujos de ingresos, puesto que al prestamista lo que le interesa es que el proyecto pueda repagarle su inversión y los intereses. Debido a que el riesgo recae sobre el prestamista este es el principal interesado en asegurarse de que el proyecto no entre en default y para ello se encarga de llevar a cabo (entre otras cosas) los siguientes tres puntos de la lista anterior.

Es de vital importancia la correcta distribución del riesgo en el proyecto para que este pueda ser calificado como financiable, por ello a continuación se van a identificar ciertos riesgos del PF y a analizar sus posibles mitigantes.

En primer lugar, conviene definir lo que es un riesgo. En el contexto del PF, riesgo es cualquier acontecimiento que implica la reducción del flujo de caja disponible para el servicio de la deuda. La complejidad del riesgo es que este generalmente esta fuera del control de las partes interesadas, lo cual convierte la identificación y mitigación de riesgos en una parte fundamental del PF. Una vez identificados los riesgos (lo que constituye el primer paso) hay que actuar sobre estos de la manera más acertada posible utilizando

---

<sup>5</sup> Operations and Maintenance

alguna de las siguientes herramientas: el contrato, el seguro, la titulización y derivados financieros. El objetivo es que cada riesgo esté identificado y sea asumido por alguno de los agentes que participan en el proyecto. Entre los riesgos fundamentales <sup>6</sup>que hace frente un PF y las posibles formas de mitigarlo, se encuentra:

- **Riesgo de construcción:** se refiere al riesgo de que el proyecto no se complete a tiempo, con el presupuesto establecido o con las especificaciones requeridas. Cualquier circunstancia ante la cual no se pueda llevar a cabo la construcción o que esta se retrase o sufra importantes sobrecostos. La finalización del proyecto es necesaria para empezar a recibir ingresos de los contratos de compra, por lo que la mitigación de este riesgo es crucial.

Generalmente este riesgo se transfiere al contratista a través del contrato EPC llave en mano, previamente se habrá seleccionado un contratista con experiencia y éxito en obras similares, que use tecnologías comercialmente probadas. Además, se cuenta con un seguro durante el periodo de construcción que cubra diferentes imprevistos, así como contingencias y líneas de crédito para imprevistos y sobrecostos. También ayuda a mitigar este riesgo, exigir una mayor aportación de capital a los patrocinadores, disminuyendo el ratio de apalancamiento.

- **Riesgo de operación:** Se trata del riesgo de que el proyecto no funcione a los niveles de rendimiento esperados o de que se interrumpa su funcionamiento. Este riesgo está relacionado con la calidad y fiabilidad de las instalaciones construidas y tiene mayor posibilidad de acontecer durante las primeras etapas de funcionamiento disminuyendo a lo largo de la vida útil.

El operador tiene menos control sobre el riesgo que en el caso del riesgo de construcción, además el contrato firmado es de una cuantía considerablemente menor, por lo que también lo es el riesgo que se puede transferir al operador.

El riesgo se suele distribuir entre el operador y el contrato EPC al que se le exige unos niveles mínimos de rendimiento, también existen seguros durante el periodo de explotación y reservas de mantenimiento entre otras cosas.

- **Riesgo de mercado o riesgo de comercialización:** Se refiere a la incapacidad de los ingresos del proyecto de cubrir el servicio de la deuda, debido a una demanda o precios inadecuados del producto del proyecto. Las ventas del proyecto

---

<sup>6</sup> (Gustavo Adolfo Pizon Mejia, 2000)

dependen de factores externos que resultan muy difíciles de predecir en el largo plazo, como las condiciones del mercado o la solvencia de los compradores. Un control inadecuado de estos factores puede derivar en el fracaso del proyecto.

Para mitigar este riesgo son necesarios en primer lugar, informes sólidos de consultores a cerca del mercado del producto en cuestión, predicciones de precios... etc. En la medida de lo posible se suscriben contratos de compraventa a largo plazo con un precio fijo de manera que se garantice la estabilidad de los ingresos.

- **Riesgo de suministro:** Riesgo de que los recursos necesarios no estén disponibles en las cantidades, en el momento o al precio previstos. Si no se mitiga este riesgo el proyecto puede quedar expuesto al volumen o al precio que determine el proveedor, así como a las influencias del mercado y a la solvencia de los proveedores. Para reducir este riesgo se busca en la medida de lo posible llegar a acuerdos de suministros de materias primas a precio fijo y en el largo plazo. También se busca cubrir el suministro mediante derivados o productos financieros y en ocasiones se solicita al proveedor que participe en la empresa del proyecto.

En definitiva, la mitigación de todos estos riesgos busca eliminar el riesgo de impago a través de una estructura contractual, una serie de obligaciones (o “covenants”) del prestatario y un seguimiento del progreso del proyecto en su conjunto.

En ocasiones, aun habiendo mitigado los riesgos, se puede dar el caso de que el proyecto no salga a delante y entre en default. Ante esta situación, el impacto principal caería sobre las entidades financieras, las cuales liquidarían la sociedad vehículo del proyecto vendiendo sus activos e iniciando acciones legales si es posible.

## ***2.2 Proyectos de energías renovables – Análisis Inframation***

*Tipos de estructuras financieras: VER 1.2.3 DEL TFG DE CUNEF*

A continuación, en este apartado del trabajo se aplican los conocimientos teóricos acerca del Project Finance en el sector de las energías renovables. Se explica el razonamiento que hay detrás de aplicar este tipo de financiación al sector renovable y se analiza su evolución y crecimiento en los últimos años.

Con el objetivo de tener una imagen clara de los principales agentes involucrados en las transacciones renovables tanto en España como en Europa, se lleva a cabo un análisis de los proyectos de energías renovables en los últimos 10 años, estudiando las entidades financieras involucradas y las principales empresas promotoras.

### **2.2.1 PROJECT FINANCE EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES**

Los requisitos y características del PF hacen que no todos los proyectos sean adecuados para una financiación de este tipo, ya que requiere de unos costes muy elevados y un análisis exhaustivo. Proyectos de infraestructuras con altos costes de inversión inicial en sectores como el minero, energético, carreteras... suelen ser los proyectos que cumplen las características de un PF.

En los últimos años se ha visto un crecimiento en proyectos de energías renovables, fomentados principalmente por objetivos medioambientales de descarbonización, así como políticos y económicos para disminuir la dependencia energética del gas ruso (entre otros).

Acontecimientos externos e incontrolables como la Covid-19, la guerra entre Rusia y Ucrania y ahora la de Israel y Palestina, afectan notablemente a materias primas como el gas o el petróleo, variando los precios y el suministro y resultando (como se ha visto) en subidas de los precios de la energía que son insostenibles en el largo plazo. Una posible forma de volverse “inmune” a estas variaciones drásticas del precio y de la oferta sería conseguir la independencia energética de esas materias primas. Si bien no es una tarea fácil y mucho menos rápida, la construcción de instalaciones de energías renovables establecen grandes pasos hacia la consecución de estos objetivos, además de estar alineados con los objetivos de generación renovable planteados para el año 2030.

La inversión en proyectos de energías renovables en todo Europa está más que justificada, pero para llevarla cabo es necesario un gran desembolso de capital e instituciones dispuestas a financiarlo.

La implicación de los bancos en los proyectos de energía renovables también afecta en el crecimiento de los PF como estructuras de financiación para el desarrollo de este tipo de instalaciones. Diferentes entidades financieras en todo el mundo quieren formar parte y beneficiarse económicamente de la expansión de las energías renovables, la clara necesidad de su crecimiento acompañado de ciertas ayudas públicas, fomentan el

denominado “apetito renovable” incitando a los bancos a involucrarse en este tipo de proyectos.

Aunque la tendencia es positiva, conviene subrayar la necesidad de un fuerte apoyo político y gubernamental, de cara a reducir los riesgos subyacentes a la volatilidad del mercado eléctrico y fomentar un fuerte respaldo a nivel regulatorio. Por ejemplo, la falta de un buen marco regulatorio en España ha mermado la inversión de los bancos en este tipo de proyectos, frente al resto de países de Europa.

Como se ha visto en otras ocasiones, las características de los proyectos energéticos conducen a la inevitable conclusión de que la metodología adecuada sea la de un PF, ya permite aportar el alto capital exigido para su construcción y presenta la ventaja primordial de la gestión inherente del riesgo de este tipo de estructuras. Otras ventajas, que convierten al PF, en la mejor opción para este tipo de proyectos son, la capacidad de apalancamiento, plazos más largos, capacidad de refinanciación, compromisos y seguridades contractuales.

Las diferentes tecnologías (eólica, hidráulica, solar...etc.) requieren análisis y modelos financieros diferentes, que permitan reflejar las características de cada tipo de tecnología y proyecto, pero se puede determinar una clara línea común entre casi todas las tecnologías renovables, lo cual facilita la consecución de nuevos proyectos y estudios en base a otros previos.

### **2.2.2 MARKET ANALYSIS: TRANSACCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES**

A continuación, y con objetivo de tener una visión general de los principales agentes involucrados, se va a realizar un breve análisis del mercado de Project Finance de energías renovables en el año 2023, para dar color sobre los volúmenes, subsectores, países, y principales agentes que forman parte de este tipo de transacciones.

Antes de presentar el análisis llevado a cabo gracias a los datos obtenidos en Inframation<sup>7</sup>, se van a enumerar a algunos de los principales agentes e instituciones financieras involucradas en la financiación de este tipo de proyectos tanto en Europa como en España.

---

<sup>7</sup> (Analytics, 2024)

En primer lugar, se mencionan en la siguiente tabla algunas de las principales empresas promotoras de proyectos de energías renovables en España y en Europa incluyendo las principales tecnologías con las que operan.

PROMOTOR	PAIS	TECNOLOGÍA
BayWa r.e.	Alemania	Solar, Eólico terrestre y marino
Altus	Alemania	Solar, Eólico
Iberia Solar	España	Solar
EDP Renovaveis SA	España	Eólico terrestres y marinos, Solar
Sonnedix	España	Solar
X-Elio	España	Solar
Cúbico	España	Solar, Eólico
Repsol	España	Eólico, solar, hidroeléctrico
EDF Renewables	Francia	Eólico
Voltaia	Francia	Solar, eólica, hidráulica, biomasa y almacenamiento de energía
Enel Green Power	Italia	Solar, eólico, hidroeléctrico, geotérmico, biomasa
Scatec	Noruega	Solar, Hidráulica
Banks Renewables Limited	UK	Eólico terrestre
Total Energies	UK	Eolico marino, terrestre y Solar
Equitix	UK	Solar, eólico, hidroeléctrico, geotérmico, biomasa

Tabla 1. Principales promotores de proyectos de energías renovables en Europa y tecnología

Además de los promotores, otro agente fundamental son los prestamistas, aquellos en quien se apoya el promotor y el proyecto para conseguir financiación, inyectan el proyecto la financiación necesaria para su desarrollo, apoyando así la parte de Equity (fondos propios) que haya desembolsado el promotor o sus accionistas. Las entidades financieras que actúan como prestamistas son generalmente bancos de inversión o cuentas institucionales (fondos de infraestructuras, de inversión, de pensiones etc.) En la siguiente tabla se clasifican por países, los principales bancos activos en el sector de energías renovables así como una lista con las principales cuentas institucionales activas en el sector.

Alemania	Francia	UK	España	Institucionales
Revolut	BNP Paribas	HSBC	Santander	Allianz
Deutsche Bank	Natixis	Barclays PLC	BBVA	Axa
DZ Bank Group	Societe Generale	Lloyds Banking	CaixaBank	BlackRock
KfW Bankgruppe	Credit Agricole Group	NatWest (NWB)	Sabadell	BNPP AM

Commerzbank	Banque Populaire	Standard Chartered	Bankinter	Edmond de Rothschild
UniCredit Bank AG LBBW	Caisse d'Épargne La Banque Postale	Virgin Money TSB Banking	Kutxabank Abanca	GSAM IFM Investors
BayernLB Nord/LB	HSBC France LCL	Metro Bank Shawbrook Bank Limited	Banca March	Infrantry Macquarie
Landesbank Hessen-Thüringen (Helaba)	AXA Banque			SPG
NRW.Bank	CIC			Swiss life

Tabla 2. Principales cuentas bancarias e institucionales activas en proyectos de energías renovables en Europa

A través de la base de datos de Inframation (actual Infralogic) se han obtenido los datos de las transacciones de energías renovables llevadas a cabo en el año 2023, con su información fundamental como importe, país, subsector y principales prestamistas involucrados. Con esta información se ha realizado un breve análisis de las transacciones en energías renovables que permite tener una idea genérica de los importes que se mueven en Project finance de renovables, los principales países en donde se desarrollan dichos proyectos y los principales agentes involucrados.

En 2023 el volumen total de todas las transacciones de energías renovables en Europa alcanzó un total de 14,2 Bn €, dato considerable que refleja los resultados de un año bastante bueno en el sector de las energías renovables, sector que claramente ha experimentado un crecimiento y desarrollo notable en los últimos años.

Las tecnologías (subsectores) predominantes en Europa en 2023 y que representa casi el 94% del total de lo invertido en energías renovables, son solar y eólico el cual incluye tanto el terrestre como el marino. Se ve en la siguiente gráfica la distribución por tecnología.

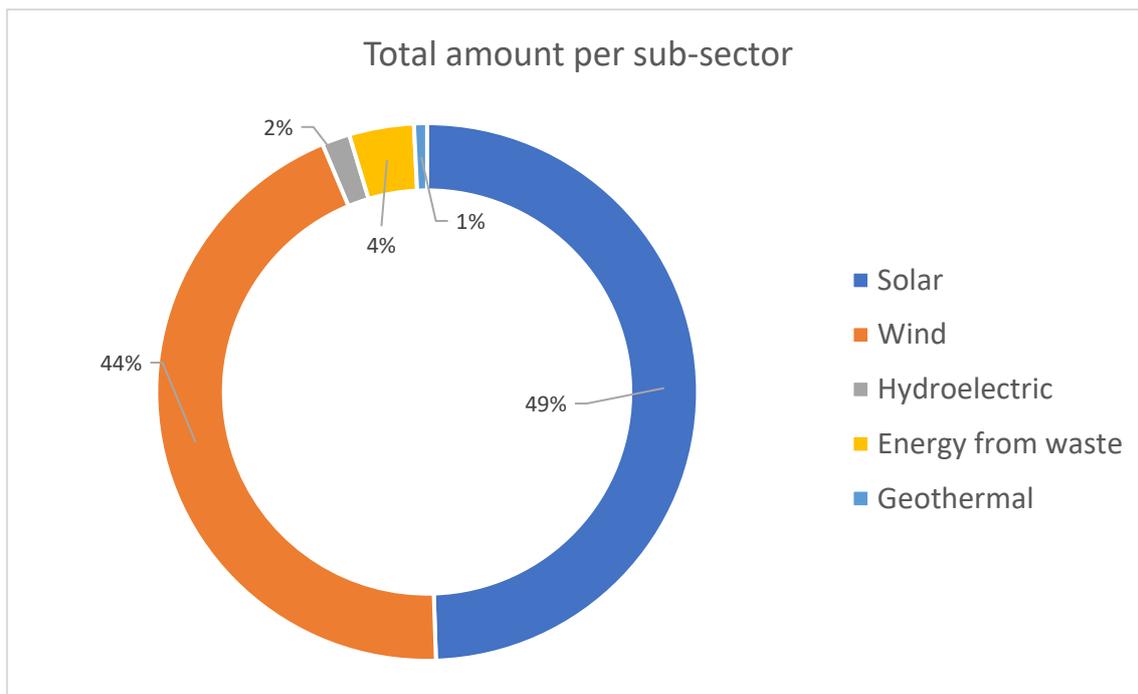


Ilustración 3. Importes de las transacciones de PF en 2023 según la tecnología

En cuanto a la distribución por países se puede observar que Francia, España y Reino Unido lideran la lista con más del 50% de toda la inversión realizada en proyectos desarrollados en su suelo. En la siguiente tabla se observan los principales países.

2023		
Geography	Transaction Size (m€)	% Over total
FRANCE	2.914,74 €	20,54%
SPAIN	3.558,84 €	25,08%
UNITED KINGDOM	1.964,01 €	13,84%
ITALY	1.180,85 €	8,32%
GERMANY	531,46 €	3,75%
DENMARK	159,00 €	1,12%
BELGIUM	1.500,00 €	10,57%
NETHERLANDS	520,00 €	3,67%
IRELAND	88,00 €	0,62%
POLAND	383,39 €	2,70%
PORTUGAL	87,60 €	0,62%
Others	1.299,52 €	9,16%
<b>Total</b>	<b>14.187,41 €</b>	<b>100%</b>

Tabla 3. Importe de las transacciones de PF en 2023 por país

Para asociar los datos mostrados a los proyectos reales a los que hace referencia a continuación se enumeran las 5 principales transacciones del año 2023:

Transaction Name	Geography	Sub-Sector	Transaction size EUR(m)	Tranche 1 Lenders
Saint Nazaire 480MW Offshore Wind Farm Refinancing	FRANCE	Offshore wind	2.514,54 €	MUFG & BTMU, SocGen, BOC ,Bayern LB, BNP Paribas, Natixis ,Crédit Mutuel CIC Group, Rabobank, CACIB, DZ Bank, La Banque Postale, Mizuho, Natwest, Standard Chartered, Caixabank
Parkwind Sale	BELGIUM	Offshore wind	1.500,00 €	<i>No info</i>
Asterion Energies Sale	SPAIN	Solar PV	560,00 €	<i>No info</i>
Rookery South 60MW EfW Plant Refinancing	UNITED KINGDOM	Energy from waste	548,76 €	Santander, ABN, MUFG, Investec, Barclays, Natixis, Natwest, CACIB
PowerField Capital Raise	NETHERLANDS	Solar PV	500,00 €	Landesbank Baden-Württemberg (LBBW)

Tabla 4. Principales 5 transacciones de PF en 2023 por importe.

En cabeza esta la refinanciación de un parque eólico marítimo en Francia de 480 MW en Saint Nazaire, con sponsors EDF Renewable y Maple Power, que buscan refinanciar 2,5 bn € de deuda senior. Como se puede ver en la tabla anterior, un gran número de bancos han formado parte de esta enorme operación, debido al alto importe es necesario que varias instituciones formen parte del deal, probablemente de realizado a través de un club deal entre todos los lenders que se ven aquí.

En segundo lugar, observamos la adquisición de Parkwind (empresa de energías renovables) por Jera, una joint venture de Chubu Electric Power y Tokyo Electric Power (compañía de utilities japonesa), quien está dispuesta a pagar un total de 1,5 bn € por la compañía. No hay datos acerca de las instituciones involucradas en este deal, pero dado el tamaño nos podemos imaginar que un considerable número de bancos habrán entrado a formar parte de la transacción.

Entre las transacciones más grandes observamos una en España, la adquisición de Asterion Energies por parte de Repsol, por un total de hasta 58 MM €. La cartera de activos renovables gestionada por Asterion, alcanza los 7700 MW entre España, Francia e Italia. En Inframation no aparecen las entidades que han participado en la compra, pero es de dominio público que el Banco Santander actuó como asesor financiero en dicha adquisición, por lo que su participación en el proyecto es altamente probable.

En cuarto lugar, observamos la refinanciación de la deuda existente para la construcción de la planta de residuos de Rookery en UK, la cual presenta una capacidad de 60 MW de generación de energía eléctrica y cuenta con capacidad para tratar 545 mil toneladas de

residuos anuales. La planta es el resultado del esfuerzo conjunto de Covanta Holding Corporation, Green Investment Group (GIG) y Veolia, los dos primeros cuentan con un 40% de la planta y el 20% restante pertenece a Veolia. Observamos en la tabla que, para levantar el importe total de la transacción, 8 bancos han formado parte del proyecto.

Por último, con un importe de 500 MM € está el levantamiento de capital para PowerField, con el objetivo de financiar su cartera de activos solares (2GW) que se encuentra mayoritariamente en Países Bajos y una pequeña parte en España, así como sus proyectos de baterías y cargadores eléctricos.

Analizar las 5 transacciones más grandes en importe del 2023, permite hacerse una idea de los bancos más activos en este sector y en este tipo de transacciones. De los bancos españoles se observa un protagonismo notable del Banco Santander, que compite con el resto de los bancos europeos, con él, bancos como BNP, Natixis, ABN, CACIB, BOC o SocGen, entre otros, están muy activos en proyectos de energías renovables en Europa.

### ***3. ESTRUCTURA Y DIMENSIONAMIENTO DE UN PF: MODELO FINANCIERO***

El objetivo de este apartado es visualizar los principales elementos característicos de un PF que se han de tener en cuenta a la hora de determinar la bancabilidad del proyecto. Analizar los principales hitos que hay que llevar a cabo desde el punto de vista de una institución financiera que quiere financiar un proyecto, para que este salga a delante. Entender el análisis y desarrollo del producto de deuda que permite que la idea de un proyecto renovable que presenta un promotor se acabe convirtiendo el algo tangible y real.

Así mismo se pretende presentar los rasgos principales del modelo financiero realizado a través del cual se realizan los cálculos relacionados con el proyecto. Se pretende profundizar en los principales parámetros que afectan a la financiación final que el proyecto puede solicitar a una entidad financiera, es decir, el modelo se va a analizar desde el punto de vista de la bancabilidad del proyecto, con el objetivo de tener la visión de las entidades financieras cuando evalúan y determinan si un proyecto es bancable y que cantidad de deuda puede solicitar.

La razón principal por la que el punto de vista de análisis es el de la entidad prestamista, es que estas analizan el proyecto de manera muy conservadora, asegurándose que todo está perfectamente atado y los riesgos totalmente mitigados, de manera que los beneficios esperados en el futuro conservadores.

Analizando de esta manera, se obtiene una visión conservadora de la rentabilidad que un proyecto puede generar, y ayuda a comprender los requisitos y condiciones que los bancos van a solicitar a las empresas para realizar una posible financiación.

A la hora de entender un modelo financiero que represente la totalidad y balance de una operación, hay que incluir todos aquellos elementos característicos del proyecto. A continuación, se citan algunos de los principales elementos financieros, intrínsecos a un PF, que se han de contemplar en cualquier análisis del proyecto.

## ***3.1 Elementos del dimensionamiento de la deuda***

En este apartado se introducen los principales elementos que forman parte del dimensionamiento de la deuda de una financiación tipo PF, elementos cuyo funcionamiento y significado hay que entender en profundidad para poder introducirlos y aplicarlos correctamente en el modelo financiero.

### **3.1.1 LÍNEAS DE CRÉDITO**

Cuando un PF tiene lugar lo que ocurre, de manera muy simplificada, es que una empresa (cuya actividad social es la realización de un proyecto) recibe un préstamo de una entidad financiera. A cambio de dicho servicio, el prestamista cobra tasas de operación y márgenes anuales sobre el importe pendiente de amortizar (intereses).

El proyecto puede recibir los fondos a través de diferentes cuentas, cada una con unas características y unos objetivos diferentes.

- **Préstamo Preferente o Term Loan:** Se trata de un mecanismo de préstamos cuyo propósito es financiar la construcción y puesta en marcha del proyecto, generalmente son préstamos a largo plazo, debido a que las plantas de energías renovables tienen una vida útil media de entre 15-25 años. Debido al riesgo inherente al largo plazo los prestatarios optan por líneas de crédito a corto o medio plazo (reduciendo el riesgo y consiguiendo rentabilidades mayores) que pasados 5 o 7 años se refinancien.
- **Línea de IVA:** Durante la construcción de la instalación cuando esta no está generando ingresos. La línea de IVA permite el pago del IVA incurrido durante este periodo. Se trata de un préstamo a medio plazo 3-4 años, que finaliza cuando se recibe la devolución del IVA.
- **Debt Service Reserve Facility (DSRF):** Se trata de una línea de reserva, que de manera general no llega a disponerse, en caso de hacerlo implicaría que el proyecto ha entrado en impago tiene que recurrir a la reserva para poder cubrir las devoluciones de la deuda principal.
- **Equity Bridge Loan (EBL):** Préstamo a corto plazo que permite al Sponsor solicitar la cantidad de capital social que debe de invertir al proyecto.

Generalmente este préstamo se repaga en COD<sup>8</sup>, es decir el momento en el que la planta entra en operación.

### **3.1.2 INTERESES Y COSTES DE FINANCIACIÓN**

Los costes en los que incurre el cliente al solicitar una financiación se podrían agrupar por un lado en los interés y por otro en diferentes tasas.

- **Intereses o margen:** El precio de la financiación se da a través de unos márgenes (generalmente anuales) que ofrece la entidad financiera. Cuanto mayor sea el plazo del préstamo mayores serán los márgenes. Estos márgenes unidos a la tasa interbancaria (EURIBOR) determinan el interés total a cobrar al cliente. Tanto los márgenes como la tasa interbancaria son variables lo cual aporta un riesgo innecesario tanto al prestamista como al prestatario, por ello en PF, se cubre este riesgo a través de un IRS, con el que se establece una tasa de interés fija.
- **Tasa de estructuración:** Los prestamista cobran una tarifa inicial fija por la estructuración de la transacción, se trata de una cantidad del total que se pone a disposición del cliente. En préstamos a corto plazo, esta tarifa representa una gran parte de la rentabilidad obtenida por la operación, por ello los prestamista prefieren las operaciones a corto plazo, ya que la obtención de esta tasa está exenta de cualquier riesgo macroeconómico externo.
- **Comisión de Agencia:** Cuota anual cobrada por el banco Agente por todos los servicios de gestión necesarios año a año, como coordinar a los diferentes lenders si los hay, el contacto con el cliente...etc. Esta tarifa es la única a la que se le aplica la inflación.
- **Comisión de compromiso:** En las operaciones en las que el plazo de disponibilidad de la deuda por parte del cliente sea elevado, el prestamista está obligado a disponer, tener liquidez de la cantidad total durante todo el periodo de disponibilidad. Esta tarifa pretende reflejar el coste de oportunidad del prestamista al guardar el importe total del préstamo durante el tiempo de disposición. Se calcula como un porcentaje sobre el total no dispuesto, es decir sobre la cantidad del préstamo que todavía no está en manos del cliente.

---

<sup>8</sup> Commercial Operation Date

- Costes de cancelación: En el caso de que exista un reembolso anticipado de alguna de las líneas de crédito concedidas, el prestamista tiene derecho a cobrar algunos costes de cancelación asociados.

Estos elementos son los costes de la financiación para el prestatario y los ingresos de los prestamistas. Para estos últimos resulta más interesante, tener tasas fijas de mayor valor cuando el préstamo es a corto plazo y márgenes mas punitivos y con step ups<sup>9</sup>, cuando la financiación es a largo plazo.

### 3.1.3 SERVICIO DE LA DEUDA

El servicio de la deuda hace referencia al importe a pagar en cada periodo por el prestatario, incluye la parte correspondiente de devolución de principal y pago de intereses devengados en el periodo concreto.

$$Debt Service (DS) = Devolución del ppal + Intereses$$

Para obtener los intereses a pagar en cada periodo, se aplica la tasa compuesta a aplicar en el periodo, que es el resultado de añadirle al EURIBOR el margen pactado en el contrato de financiación, y se aplica dicha tasa sobre el importe pendiente de repago. En el primer periodo, en el que todavía no se ha devuelto nada del principal, los intereses se calculan sobre la deuda total. A medida que se va repagando el principal, los intereses a pagar son menores. Esto es así para incentivar el repago del principal.

Lo que se repague de principal en cada periodo es la diferencia entre el DS y los intereses que se hayan pagado, es decir, una vez pagados los intereses todo el DS disponible se utiliza para el repago del principal. Por lo tanto, es necesario conocer el cálculo del servicio de la deuda.

$$Debt Service (DS) = \frac{CFADS^{10}}{DSCR^{11}}$$

Se muestra en la ecuación que el servicio de la deuda es el resultado de aplicar a los Cash Flows disponibles para el repago de la deuda, el ratio de cobertura.

---

<sup>9</sup> Término que hace referencia al aumento escalonado de los márgenes aplicados anualmente a la financiación.

<sup>10</sup> Cash Flows Available for Debt Service

<sup>11</sup> Debt Service Coverage Ratio

El importe que el proyecto tiene disponible para repagar la deuda es el EBITDA generado, corregido con la variación del WC (Working Capital) y restándole los impuestos pagados. Este flujo de caja, conocido como CFADS, representa la liquidez del proyecto para repagar la deuda en un periodo concreto.

Con el objetivo de ser conservadores y tener margen en caso de que las estimaciones de dichos CFADS sean incorrectas en el largo plazo, se aplica un ratio de cobertura (DSCR), por el que se reduce este importe disponible en un factor constante en todos los periodos. De esta forma, existe un margen entre lo que el proyecto puede pagar y realmente paga, de forma que, si los ingresos del parque se reducen en algún momento, se haya dimensionado la deuda previendo estas posibles reducciones en los Cash Flows.

Por ello, el valor de la DSCR siempre ha de ser mayor que 1, de hecho, una DSCR inferior, implicaría que el no tiene liquidez suficiente para sus obligaciones de pago. La DSCR varía su valor objetivo en función del tipo de proyecto, los agentes involucrados y otros factores. Generalmente se puede establecer que su valor puede oscilar entre 1,2x y 1,7x para proyectos de energías renovables.

#### **3.1.4 COBERTURA DE RIESGO FINANCIERO**

Una de las partes fundamentales de la elaboración de un PF, es la valoración de sus riesgos y el estudio de sus posibles mitigantes y coberturas. Como se han definido en el apartado 2.1.3 de este trabajo, existen diferentes riesgos inherentes a operaciones de este tipo, es necesario añadir que se mencionan algunos de ellos (los más comunes), puesto que existen infinidad de ellos, tantos como financiaciones de PF, ya que al final cada proyecto es diferente

En este punto, se profundiza en el riesgo financiero asociado a la variación de los tipos de interés y el impacto que esto puede tener en el dimensionamiento de la estructura de la financiación, así como en la posible cobertura existente para este riesgo. El tipo de interés determina el coste de la deuda y esta variable tiene un gran impacto en los Cash Flows del proyecto, ya que es difícil estimar como van a evolucionar y, además, una subida de los tipos durante periodos continuados puede perjudicar al proyecto, llevándolo al límite de sus capacidades de repago.

Una forma de combatir y mitigar este riesgo es a través de productos derivados como los swaps, que permiten dar estabilidad al proyecto eliminando el riesgo asociado a la variación en los tipos de interés.

El instrumento más utilizado es el IRS<sup>12</sup> o Intercambio de Tasas de Interés. Se trata de un contrato por el cual dos partes acuerdan el intercambio de ciertos flujos de efectivo de tasa de interés. El IRS implica lo siguiente:

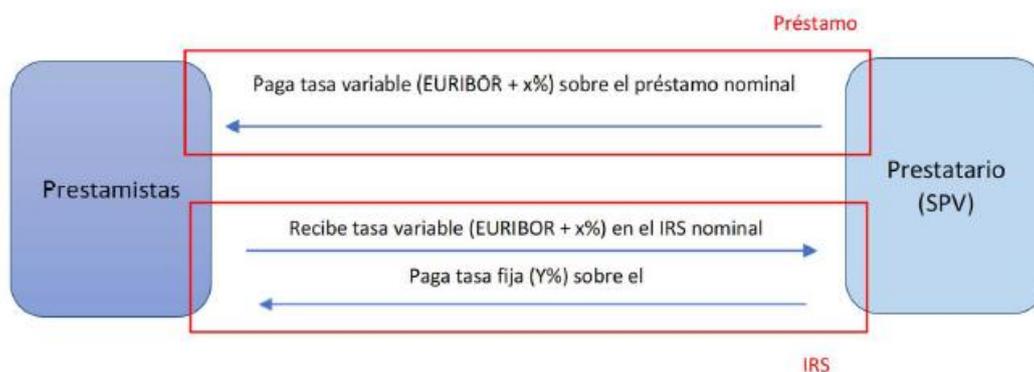


Ilustración 4. Estructura de cobertura de riesgo financiero (IRS) (Melissa Fernandez Villaverde, 2018)

En la imagen se describe la cobertura del IRS, por la que el prestamista, finalmente, recibe un pago fijo de interés sobre el valor nominal del IRS (que ha de ser de entre el 75%-100% del principal pendiente de la deuda). El funcionamiento exacto es el siguiente; el prestatario paga el tipo de interés variable (EURIBOR + margen establecido) sobre el importe del préstamo pendiente de devolución. La entidad financiera, devuelve al prestatario el importe variable sobre el nominal del IRS, y a cambio el prestatario le da el tipo fijo cerrado en el contrato del derivado. En el caso en el que el IRS cubra el 100% del nominal, el prestamista habrá recibido el pago a un tipo fijo, por el importe total de la deuda.

Este producto permite que el coste de la financiación del prestatario sea predecible y se pueda modelar en el modelo financiero de manera precisa, de forma que se mitigue el riesgo financiero de los tipos de interés y los Cash Flows del proyecto no sean volátiles.

### ***3.2 Estructura del modelo financiero a aplicar***

En este apartado se va a analizar el modelo financiero que se aplica en el caso práctico de este trabajo. Se trata de un modelo completo para el desarrollo de un parque eólico en

---

<sup>12</sup> Interest Rate Swap

España. El modelo está hecho en Excel y cuenta con un total de 10 pestañas en las que se modela todo el parque eólico. En las siguientes páginas se explica la dinámica interna del funcionamiento de dicho modelo, así como el racional e hipótesis de las principales variables usadas en él.

El objetivo de un modelo financiero es estudiar la rentabilidad de un proyecto, incluye toda la información a nivel financiero y de contabilidad de la empresa que gestiona el proyecto, en el caso de PF, de la SPV. Generalmente es la sociedad vehículo la que realiza el modelo para tener una predicción de sus flujos de caja, aunque es muy común externalizar este trabajo (por su alto nivel de complejidad) al asesor financiero que la empresa haya podido contratar. Se trata de modelos realizados en Excel de alta complejidad y que incluyen todos los elementos internos y externos que afectan a la consecución del proyecto.

Partiendo de este modelo, las entidades financieras lo revisan y modifican para poder determinar, con sus requisitos, el dimensionamiento de la deuda del proyecto y sus flujos de caja para su repago (entre otras muchas cosas).

Debido a la complejidad de los modelos, estos se estructuran de manera muy ordenada. Se pueden determinar tres bloques fundamentales en el modelo: entradas, cálculos, salidas. Las diferentes hojas de Excel pertenecientes a cada grupo se clasifican con un color determinado, para facilitar el movimiento en el modelo. Estos tres bloques incluyen generalmente:

- Entradas: Incluye las diferentes hipótesis del modelo (operativas, fiscales, contables y financieras) de forma que se pueda seleccionar el escenario ante el que se ejecuta el modelo. También se incluyen hipótesis temporales de curvas de precios, inflación, tipos de interés...etc.
- Cálculos: Las diferentes hojas de cálculo incluyen los cálculos de; construcción (capex, financiación etc.), operación (opex, ingresos, etc.), equity (financiación del capital social) y deuda (dimensionamiento de la deuda).
- Salidas: los resultados obtenidos en los cálculos se agrupan y reorganizan para mostrar las cuentas anuales consolidadas de la empresa (P&L, BS y CF<sup>13</sup>)

---

<sup>13</sup> P&L, del inglés Profit and Loss account. Cuenta de pérdidas y ganancias.

BS, del inglés, Balance Sheet. Balance general

CF del inglés, Cash Flow Statement. Balance de flujos de caja

### 3.2.1 VARIABLES Y CÁLCULOS PRINCIPALES

El modelo financiero permite evaluar y calcular los estados financieros y resultados de un proyecto (o compañía), se introducen ciertas variables de entrada que determinan los diferentes escenarios a ejecutar y se modelan los resultados operativos y financieros del proyecto.

Las entradas principales y variables que definen las características del caso ejecutado en el modelo se ven en la siguiente imagen.

<b>REVENUE</b>		Units
Net Equivalent Hours		kWh/kW
Degradation		%
MW		MW
Energy Curtailment		%
<b>CAPEX</b>		
Balance of Plant (BoP); EPC Cost		€/MW
Development Costs		€/MW
WTG Supply and Install		€/MW
Grid Connection		€/MW
Other costs		€/MW
Contingency		%
<b>WORKING CAPITAL</b>		
Accounts receivable days		Days
Accounts payable days		Days
<b>DEBT</b>		
Repayment term		Years
Term loan interest rate (act / 360)		%
Construction interest rate (act / 360)		%
<b>OPEX</b>		
Land lease		%/revenu
O&M		€/MW
Environmental Obligations		€
Decommissioning costs		€/MW
Local taxes		€/MW
Asset Management		€/MW
Insurance		€/MW

*Ilustración 5. Variables de entrada al modelo financiero. Definición de escenarios [Elaboración Propia]*

Como se puede observar en la imagen, hay que definir el escenario que se quiere analizar, es decir, hay que determinar las principales variables que conforman el proyecto, el marco de ingresos, los costes de inversión (CAPEX) Y de operación durante el funcionamiento del parque (OPEX), las características principales de la deuda y los días disponibles para recibir los pagos y hacerlos.

El modelo se estructura fundamentalmente alrededor de dos bloques principales: la construcción y la operación. Para cada uno de estos bloques se destina una pestaña del modelo en Excel.

Durante el periodo de construcción, para un proyecto eólico se puede estimar que durante dos años, tiene lugar la disposición de la deuda para financiar el desarrollo del parque, durante este tiempo se desembolsa el préstamo y se produce el pago de intereses, pero todavía no se da el repago del principal.

En este apartado del modelo, se modela el desembolso de la deuda y el pago de intereses y resto de costes financieros (tasas, comisiones etc). Este primer apartado permite construir el esquema de fuentes y usos de los fondos, en el que se determina la procedencia de la financiación (que parte es deuda y que parte es equity o fondos propios) y para que se destinan los fondos (contrato EPC, desarrollo, instalación de turbinas, conexión a la red... etc). En el modelo presentado en este trabajo, la totalidad de los usos de los fondos conforman el CAPEX del proyecto, al cual habrá que añadirle la línea de mantenimiento del parque.

En el momento en el que la planta comienza a operar entran en juego nuevos elementos que aumentan la complejidad del modelo financiero, a partir de este momento hay que considerar que se genera energía, por lo que esta se vende y el proyecto empieza a recibir ingresos, esta generación de flujos permite que comience el repago del principal de la deuda. En el modelo se consideran 20 años de operación, medida estándar para un parque eólico de las características del modelado en este trabajo. Los apartados a considerar en esta fase son:

- Los ingresos: Estos se calculan a partir de la energía generada en cada periodo por el parque eólico. Esta depende de las horas equivalentes que se establezcan en las entradas del modelo. Esta variable representa cuanta energía (kWh) puede producir en un año cada kW de potencia instalada. Un valor promedio de horas equivalentes para un parque eólico terrestre en España ronda los 2300-2400 kWh/Kw. Con este valor se puede estimar la producción anual del parque, la energía producida se valora a precio de mercado, al precio del pool diario de electricidad marcados por el mercado eléctrico. Además, se tiene en cuenta las denominadas Garantías de Origen, que acreditan que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en un periodo de tiempo

determinado han sido generados a partir de fuentes de energía renovables. Esto implica una compensación económica para el parque, se aplica una prima sobre el precio del pool, aumentando así el precio recibido por la energía generada.

Otra opción de venta de energía, muy común en la actualidad, es a través de un PPA (Power Purchase Agreement), contrato con una contraparte que se compromete a comprar al parque la energía a un precio cerrado. Esta forma de repago no está modelada en el modelo, pero actualmente se da en múltiples ocasiones, ya que elimina el riesgo comercial de los precios de la energía, lo que puede perjudicar al proyecto y por ende al prestamista.

- Costes de operación (OPEX): Durante los años de operación hay ciertos costes asociados a la explotación del parque que hay que considerar. En el modelo se tienen en cuenta, por un lado, los costes fijos y por otro el coste variable de mantenimiento del parque, que se aproxima a un porcentaje de los ingresos generados, en el modelo se aplica la hipótesis de que dicho coste es el 2% de los ingresos generados.

Los costes fijos que se incluyen como parte del OPEX, son; el contrato de operación y mantenimiento del parque (O&M) cuyo precio depende de la capacidad del parque (se estiman unos 10.000€/Kw). Otro coste principal que considerar es el medioambiental, representa los costes asociados a las posibles obligaciones medioambientales que surjan por la explotación del parque eólico, se consideran 30.000€ anuales teniendo en cuenta la inflación. Además, se consideran costes como el de desmantelamiento (coste de devolver a su estado original la zona ocupada por el parque una vez se alcance el final de su vida útil), impuestos locales, seguro ...

Una vez obtenidos los ingresos y los costes operativos del parque, se calcula el Working Capital o capital circulante, el cual representa la cantidad de dinero que se necesita para mantener las operaciones de la empresa a corto plazo. Se calcula como la diferencia entre los activos corrientes (cuentas por cobrar o Accounts Receivable) y los pasivos corrientes (cuentas por pagar o Accounts Payable). La variación del Working Capital (WC) es una medida fundamental a la hora de determinar los Cash Flows del proyecto, aumenta o disminuye los flujos disponibles para el repago de la deuda en función de si el WC es positivo o negativo.

A continuación, en la siguiente pestaña del modelo, tienen lugar los cálculos relacionados con los activos fijos, el CAPEX y su depreciación. La inversión inicial en la planta (CAPEX), unida a las inversiones realizadas en CAPEX a lo largo de la vida útil del proyecto, representan el valor del activo. Existe una línea adicional de financiación, cuenta de mantenimiento, que se va disponiendo cada 5 años y que representa la inversión estimada en CAPEX que será necesaria durante los 20 años del proyecto en este de forma recurrente.

El CAPEX inicial unido a esta línea de mantenimiento, reflejan el valor íntegro del activo, el cual con el paso del tiempo se ira depreciando y amortizando. La vida útil del parque eólico es de 20 años y este se deprecia de manera lineal a lo largo de su vida útil. La depreciación es fundamental para pasar del EBITDA al EBIT, en la cuenta de pérdidas y ganancias (P&L), lo que permite obtener de manera precisa el ingresos obtenidos por el proyecto, descontando la pérdida de valor del activo.

En la pestaña de financiación, tiene lugar el dimensionamiento de la deuda, la parte central de este trabajo y de mayor interés para las entidades prestamistas. En este apartado se determina la estructura de deuda que se puede dar al proyecto, conociendo los datos de inversión de este (modelados en las pestañas de construcción, operación y Capex) y los requisitos de retorno preestablecidos por el inversor.

En esta pestaña se modelan las fuentes de financiación del proyecto, tanto el equity introducido como la deuda, la cual está compuesta de diferentes líneas de financiación. Por un lado, está la línea principal o Term Loan, en la que se da la mayor parte del importe de deuda y se dispone durante la construcción del parque. El repago de este tramo, incluyendo su parte proporcional de intereses, conforman el denominado servicio de la deuda, es decir, lo que el prestatario tiene obligación de devolver o repagar.

Por otro lado, se modela también la RCF (Revolving Credit Facility), se trata de una línea de financiación adicional, que se concede para posibles gastos adicionales y no contemplados inicialmente, que requieran de una aportación de efectivo inmediata. Al disponer de esta línea en esta situación, no se perjudica el rendimiento del proyecto ya que este no ha de usar los flujos destinados al repago de la deuda principal (term loan) para hacer frente a dicho gasto o coste concreto y excepcional. De hecho, una de las razones por la que se podría disponer de la RCF, sería que el proyecto no pudiese repagar

el principal e intereses de la deuda en un periodo concreto, por lo que, para evitar entrar en mora de pagos, se dispone de la línea para continuar con el funcionamiento normal.

Las RCF, son líneas de reserva, que no están dispuestas y solo se dispondrán en caso de necesidad, se trata por tanto de una certeza de fondos que el prestamista concede al proyecto, le permite disponer de la línea en caso de necesidad. Por ello, tiene unos precios superiores al Term Loan (mayores márgenes).

En este punto en el modelo hay que verificar que el importe de deuda que se obtiene se puede repagar en el tiempo que el prestamista considere oportuno, es decir, hay que analizar si en la fecha elegida (tras 5, 10 o 15 años), se ha repagado toda la deuda dispuesta, más comisiones e intereses. Si es así, se puede considerar que la deuda está dimensionada y que, para el parque analizado, con los flujos que presenta, se le puede dar esa cantidad de deuda y que esta se repague en un tiempo concreto.

El caso contrario implicaría que, al proyecto no le cabe tanta deuda, es decir, que con los ingresos esperados, no se puede apalancar tanto ya que no es capaz de repagar el total de la deuda concedida, por lo que se exigiría al proyecto poner más importe en forma de fondos propios (Equity).

Una parte fundamental en el modelo y dimensionamiento de la deuda, son los criterios que el prestamista requiere del proyecto, las “medidas de seguridad” que quiere que cumplan los estados económicos de este, de forma que se sientan cómodos financiando dicho proyecto. Esto es fundamental para los prestamistas (bancos, fondos ...etc.) ya que es lo que les permite calificar internamente el proyecto como bancable de forma que tengan el visto bueno de su institución para seguir adelante y financiar la transacción.

Son mucho y diferentes los criterios que se pueden aplicar y estos varían en función del tipo de proyecto (no es lo mismo financiar un parque eólico que la construcción de una carretera o un hospital), en este trabajo los ratios de cobertura aplicados en el modelo son:

- **DSCR (Debt Service Coverage Ratio o Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda):** Este ratio presenta la relación entre los flujos de caja disponibles para el repago de la deuda y el servicio de la deuda, es decir, las obligaciones de pago que tiene el proyecto con los prestamistas (repago del principal e intereses)

$$DSCR = \frac{CFADS \text{ (Cash Flows Available for Debt Service)}}{DS \text{ (Debt Service)}}$$

Como medida de seguridad, las entidades financieras que inyectan deuda se quieren asegurar de que hay margen suficiente de variación en cuanto a lo que estipula el modelo que va a ocurrir, y lo que puede ocurrir en la realidad. Se busca que la deuda se repague con menos importe que la totalidad de los flujos disponibles para ello (es decir, que los CFADS sean mayores que la DS). De esta manera, si se genera menos energía de la prevista (porque es un año malo de viento), o los precios de la energía caen drásticamente y el parque obtiene menos ingresos, o se produce un fallo en algunas de las turbinas o cualquier otro factor que pueda perjudicar la producción del parque, el proyecto podrá seguir repagando la deuda, ya que esta estaba dimensionada contando un margen de error.

La manera de modelar este margen es forzando en el modelo a que la DSCR tenga un valor superior a uno, lo que implica que los CFADS superan al servicio de la deuda. Generalmente no basta con que el ratio de cobertura sea mayor que uno, sino que tiene que superar un valor concreto, para el caso de este trabajo se considera que el ratio mínimo que se puede alcanzar en cualquiera de los periodos es de 1,50x y el ratio que se busca obtener es de en torno a 1.6x. Este ratio permite que la flujos disponibles para el repago de la deuda, caigan (por cualquier razón) hasta en un 37,5% y que la deuda siga siendo repagada.

$$Var. CFADS = 1 - \frac{1}{DSCR} = 1 - \frac{1}{1,6} = 0,375$$

En función de la tecnología que conforme el proyecto el ratio mínimo solicitado puede variar, también afecta el régimen retributivo que aplique al proyecto, el riesgo no es el mismo si se tiene un contrato fijo cerrado para la venta de energía (PPA) que, si se vende a precio de mercado, lo que deja al proyecto abierto al riesgo de mercado. Cuando los ingresos del proyecto no están contratados, la DSCR que se requiere es lógicamente mayor ya que pueden experimentar una mayor variabilidad.

Desde el punto de vista de la tecnología aplicada no es lo mismo la variabilidad en la producción de un parque eólico que en una planta fotovoltaica, ya que es más predecible y sus elementos requieren menos inversión y menos costes en caso de mal funcionamiento. Por ello un valor de DSCR estándar para una planta solar,

con riesgo de mercado, puede rondar un valor medio de 1,30x, frente a los 1,60x del parque eólico.

- **ICR (Interest Coverage Ratio):** Similar al anterior, el ICR determina la relación entre los flujos disponibles para el repago de la deuda (CFADS) y los intereses de esta (sin contar el repago del principal).

$$ICR = \frac{CFADS}{Interest\ Expense}$$

Este ratio es menos restrictivo que el DSCR, ya que solo contabiliza los intereses, pero resulta de gran utilidad puesto que a la entidad prestamista le puede interesar que le repaguen únicamente intereses durante el plazo de la financiación y que cuando esta finalice se refinance. Para este proyecto se considera un valor de ICR mínimo en torno a tres veces.

- **Net Debt to EBITDA:** El apalancamiento financiero representa como de endeudada esta una compañía o proyecto, se calcula dividiendo la deuda neta de la compañía (sin tener en cuenta la caja) frente a los ingresos que genera, el valor subyacente del proyecto en cada periodo.

$$Net\ Debt\ to\ EBITDA = \frac{Gross\ Debt - Cash}{EBITDA}$$

Un ratio demasiado alto indica que la compañía está altamente apalancada, lo que puede resultar peligroso para los inversores, ya que el proyecto tiene mucha deuda frente a su capacidad de repago.

Este ratio varía en función de la industria y sector, para el caso que nos compete, un proyecto en desarrollo de un parque eólico, no debería apalancarse por encima de cinco veces y media, por lo que se establece dicha condición en el modelo financiero. El ratio de apalancamiento ha de ser inferior en todo periodo a 5,5x.

### 3.2.2 SALIDAS DEL MODELO

El modelo en sí mismo permite desglosar y analizar todos los elementos financieros del proyecto. Permite analizar diferentes casuísticas en función del escenario que se ejecute y ver cómo evoluciona los estados financieros del proyecto en cada uno de estos casos. Permite también, analizar diferentes sensibilidades de una misma variable, es decir, estudiar para un mismo escenario que ocurre con el proyecto si modificamos el valor de la variable en cuestión.

Las salidas del modelo son, por tanto, todos los estados financieros del proyecto, así como la estructuración y dimensionamiento de la deuda que cumpla con los criterios establecidos por el usuario.

Los estados financieros que se obtienen en el modelo aplicado en este trabajo son:

- La cuenta de pérdidas y ganancias (P&L)
- Balance
- Estado de Flujos de Caja

Desde el punto de vista del promotor o compañía que aporta la parte de Equity, a través del modelo se obtiene también, las medidas de rentabilidad del Sponsor, del capital aportado.

Partiendo de los flujos de caja disponibles, es posible conocer los dividendos que los accionistas tendrán disponibles en cada periodo, lo que permite obtener el valor actual neto de los flujos de caja de los accionistas, con ello se obtiene la rentabilidad obtenida por el capital introducido (Equity IRR<sup>14</sup>).

Del mismo modo, se obtienen las medidas de rentabilidad del proyecto en conjunto, a partir de los ingresos de este se ajusta el EBIT hasta obtener los flujos de caja libre (FCFF por sus siglas en inglés) que genera el proyecto.

$$FCFF = EBIT - Tax\ on\ EBIT + Depreciation + WC - CAPEX$$

Valorar los flujos de caja libre, es una metodología habitual para valorar proyectos. Estos flujos representan el efectivo disponible que puede usar el proyecto para reinvertir, pagar accionistas, reducir deuda ...etc. Es decir, es el efectivo disponible después de que el proyecto haya realizado todas las inversiones necesarias para su operación y mantenimiento. Con estos flujos se obtiene el IRR del proyecto en su conjunto.

Desde el punto de vista del dimensionamiento de la deuda, la salida del modelo es el importe de deuda que se puede levantar para financiar el proyecto, siempre que este sea capaz de devolverlo cumpliendo los ratios de cobertura impuestos, los escenarios de generación, de venta de energía ... etc.

En definitiva, las salidas del modelo son las proyecciones de los estados financieros de un proyecto a futuro, lo que permite estar cómodos (tanto a accionistas como posibles

---

<sup>14</sup> Internal Rate of Return

inversores) con las decisiones de inversión y financiación que se tomen en cuanto al proyecto, ya que con el modelo se obtiene un alto de nivel de visibilidad en el proyecto, lo que da comodidad a las entidades financieras involucradas en el proyecto.

## ***4. Aplicación practica***

En el siguiente apartado se va a ilustrar, el ejercicio de dimensionamiento de deuda de un proyecto eólico. Se aplica el modelo financiero de Excel a un caso concreto de un proyecto eolico para determinar su viabilidad bancaria.

Es decir, se va a realizar el ejercicio de estudiar el proyecto para determinar bajo que parámetros y condiciones resultaría interesante que una institución (fondo de inversión o similar) se involucrase aportando parte de la deuda requerida para su puesta en marcha.

Dicho estudio y aplicación del modelo es una parte fundamental, que lleva a cabo todo prestamista, para determinar la viabilidad a futuro del proyecto en el que se va invertir ya que permite determinar bajo qué condiciones puede aportar deuda y obtener el retorno esperado.

### ***4.1 Detalles y variables del proyecto***

La aplicación practica que se va a llevar a cabo pretende reflejar las condiciones reales de la construcción de un parque eolico en España. El ejercicio que se muestra en el trabajo representa el análisis que la compañía promotora del parque y la entidad financiera a la que solicita financiación llevarían a cabo para prever la viabilidad del proyecto y determinar sus flujos y estados financieros.

Supongamos que una compañía X quiere construir y operar un parque eolico de aproximadamente 70 MW en la Comunidad Autónoma de Cataluña (Tarragona), donde las fuertes rachas de viento lo convierten en un lugar idóneo para un parque eolico.

Tras el desarrollo del proyecto a nivel promotor, la compañía tendrá que comenzar la búsqueda de financiación y para ello se aproximará con esta oportunidad a diferentes entidades financieras que quieran participar en el proyecto. Dichas entidades llevaran a cabo, de la mano de la promotora, profundos analisis para determinar la viabilidad del proyecto y en caso favorable las condiciones bajo las cuales se puede financiar.

El primer punto a tener en cuenta para comenzar el analisis son los detalles principales (los que surgirían en una primera conversación a cerca del proyecto), que incluyen, la capacidad del parque, su localización, la duración del proyecto (para este ejercicio se ha

tomado una vida útil del parque de 20 años) y por su puesto las características y calidad crediticia de los accionista del proyecto.

Con estos primeros detalles establecidos y suponiendo que la promotora es una empresa reconocida y con experiencia en el sector, se procede al estudio financiero del proyecto, analizando el caso base de producción del parque eólico.

#### 4.1.1 ESTRUCTURA FINANCIERA

La empresa promotora ira con una propuesta de financiación a la entidad financiera en cuestión (o varias) y estas harán sus respectivos análisis para ver si al proyecto le cabe tanta deuda como solicita el promotor.

Para ello establece unos parámetros en cuanto a la estructura financiera y a las condiciones del dimensionamiento de la deuda. Las variables principales que hay estructurar en cuanto a la estructura son:

DEBT Sizing	Inputs	Units
Repayment term	18	Years
Term loan interest rate (act / 360)	3,5%	%
Construction interest rate (act / 360)	2,5%	%
Equity	30%	%/ total funds
Min DSCR	1,5x	-
Min ICR	2,50x	-

Tabla 5. Variables para el dimensionamiento de la deuda [Elaboración Propia]

En primer lugar, se observa el plazo legal del préstamo, 18 años, que implica que la deuda se puede repagar en ese tiempo a partir de la firma del contrato de financiación. Hay que subrayar que este termino es diferente a la duración del proyecto o vida útil del parque (20 años).

Para una estructura de deuda conservadora conviene que el plazo del subyacente sea mayor que la vida del prestamos ya que, de esta manera, se ajusta el modelo de repagos durante menos años que lo que esta funcionando y generando el parque de modo que, si hubiese algún retraso en los pagos, el parque tendría todavía una cola de dos años de funcionamiento para acabar de repagar la deuda.

En segundo lugar, se establecen los intereses que se cobran al prestatario por disponer y hacer uso de la financiación, es habitual como vemos en este caso tener precios diferentes durante las fases de construcción (3,5%) y de operación (2,5%). Puesto que el riesgo para

el prestamista es mucho más alto durante la construcción (tiempo en el que además el proyecto no genera flujos), los intereses en esta fase son considerablemente superiores.

Hay que señalar que el importe a pagar por la compañía no es el valor aquí mostrado, sino la suma del margen y el EURIBOR. Para mitigar el efecto de la volatilidad de los tipos de interés es habitual contratar productos derivados como IRS, aunque en este modelo no se contempla dicha opción.

Otro aspecto fundamental de la estructura de financiación es el ratio de apalancamiento. Generalmente las entidades financieras se sienten más cómodas cuanto más involucrados estén los accionistas en el proyecto ya que implica que estos tengan un interés cuantitativo en el correcto funcionamiento de este. Para este caso se ha establecido una aportación mínima de fondos propios al proyecto del 30% del total de las necesidades de financiación, de forma que, de los gastos totales necesarios para el desarrollo del proyecto que se obtengan como resultado de la aplicación del modelo, el 70% se podrá financiar como deuda.

Por último, los ratios de dimensionamiento que afectan directamente al resultado del modelo, son la DSCR y la ICR, ya que van a determinar que margen (o parte) de los flujos disponibles para el repago de la deuda no se usan para repagarla. Esto se dimensiona de esta manera con el objetivo de ser conservadores con los flujos previstos, de manera que, si en la realidad no llegan a los calores calculados y se quedan por debajo, se pueda seguir repagando el importe correspondiente ya que se había dimensionado con un colchón.

#### **4.1.2 INGRESOS Y GASTOS**

El repago de la deuda (que es lo que le interesa a la entidad financiera) depende del equilibrio entre los gastos e ingresos que genere el proyecto, por ello es fundamental que esto este correctamente introducido en el modelo.

Un parque eólico obtiene ingresos por la producción y venta de energía. Existen diferentes opciones para vender la energía producida (contratos cerrados o PPA, vender a la red a precio del pool, participar en servicios de ajustes... etc.). La opción contemplada en este trabajo y la más habitual es vender la energía a la red a precio del mercado eléctrico, lo cual conlleva también un riesgo mayor, ya que se está abierto a la volatilidad de los precios del pool, que como se ha visto en los últimos años, pueden variar notablemente y una bajada en los precios drástica perjudicaría notablemente las métricas del proyecto.

Este riesgo de mercado es una de las principales razones por las que, en casos como este, los ratios de dimensionamiento que se mostraban en el punto anterior, son mas punitivos que en proyectos que tengan menos riesgo de mercado gracias a un PPA u otros mecanismos.

REVENUES	Inputs	Units
Net Equivalent Hours	2407	kWh/kW
Degradation	0,5%	%/year
Energy Curtailment	2%	%
Capacity	70,00	MW

Tabla 6. Métricas para el cálculo de los ingresos de un parque eólico [Elaboración Propia]

Para calcular los ingresos del parque hay que conocer la energía producida y los precios de venta. La energía producida se obtiene a partir de las métricas que se ven en la tabla, es necesario conocer la capacidad del parque y las horas que produce.

Las horas equivalentes representan las horas estimadas que el parque esta funcionando a su máxima capacidad, con estos datos y distribuyendo la producción de forma lineal a lo largo de los diferentes periodos, se obtiene la cantidad de energía generada y disponible para la venta.

Observamos en la tabla que se tiene en cuenta un factor de degradación del 0,5% anual, que pretende reflejar el empeoramiento en la eficiencia de las turbinas a lo largo de la vida del proyecto, ya que no es lógico suponer que el día uno funciona todo igual que tras 20 años.

El término de *Energy Curtailment* o reducción de la energía se refiere a las paradas de producción ordenadas por el operador de mercado a las plantas de energía renovables cuando se produce una sobreproducción en la red que puede derivar en un desajuste de la frecuencia.

La energía que se produce ha de ser exactamente la demandada en cada momento (a no ser que haya almacenamiento). El desarrollo en los últimos años, de tantas plantas renovables supone que haya momentos del día (horas centrales con mucho sol y momentos de mucho viento) en los que la energía generada supera a la demandada, por ello se obliga a las plantas a desconectarse de la red y dejar de producir. El valor del 2% refleja esta bajada en la producción, en el modelo se reduce la energía generada en un 2% anual para considerar estas paradas de la planta.

Otra parte fundamental a modelar son los gastos de la planta. Hay que considerar los gastos incurridos en la construcción del parque, los gastos durante los años del funcionamiento del proyecto y los gastos financieros asociados a la financiación así como cualquier otro gasto en el que pueda incurrir el proyecto.

Es de gran importancia incluir correctamente todos los gastos y hacerlo desde un punto de vista conservador ya que un gasto no previsto puede suponer para el proyecto la imposibilidad de repagar los intereses y el principal que le correspondan, lo que generalmente conlleva (por contrato) la finalización de la financiación y la obligación de repagar la totalidad de la deuda o ceder los activos prendados.

En primer lugar, se valoran los costes necesarios para la construcción y desarrollo del parque, lo que conforma el denominado CAPEX.

CAPEX	Inputs	Units
EPC Cost	122.368	€/MW
Development Costs	57.109	€/MW
WTG Supply and Install	788.385	€/MW
Grid Connection	68.948	€/MW
Other costs	9.490	€/MW

Tabla 7. CAPEX para el desarrollo del proyecto eólico [Elaboración Propia]

La inversión inicial recoge por un lado el contrato con el EPCista, el constructor del parque. Este tipo de contratos son muy habituales en este tipo de proyectos debido a sus características. También conocidos como contratos “llave en mano”, se caracterizan por que el contratista se obliga frente al cliente a diseñar y construir el parque de principio a fin y con todo listo para su puesta en marcha a cambio de un precio fijo.

Esta modalidad de contratos es habitual debido a que redice el riesgo de la construcción, trasladándolo al contratista, quien se compromete a construir el parque en un plazo y con unas condiciones predeterminadas.

Adicionalmente a la construcción es necesario pagar los costes de desarrollo y de instalación de las turbinas, lo que supone el mayor gasto en cuanto a inversión inicial. Las turbinas son al final, la fuente de ingresos del proyecto se trata de maquinaria tecnológicamente compleja y se busca que sean de calidades y eficiencias certificadas y que el proveedor tenga también un track record reconocido.

Una vez existe la infraestructura del parque es necesario conectarlo a la red, tirar las líneas de conexión para poder verter la energía generada. Se incluye en el modelo un apartado

adicional de otros gastos, para considerar posibles gastos adiciones durante la construccion.

Una vez el parque comienza a operar hay que considerar de forma constante a lo largo de su vida util los costes de operaci3n tambien conocidos como OPEX.

OPEX	Inputs	Units
Land lease	2,0%	%/revenues
O&M	10.000	€/MW
Environmental Obligations	30.000	€
Decommisioning costs	10.000	€/MW
Corporate Tax rate	25%	%/profit before tax
Local taxes	1.500	€/MW
Asset Management	2.000	€/MW
Insurance	1.000	€/MW

Tabla 8. OPEX a considerar en un parque e3lico [Elaboraci3n Propia]

Si bien no es igual en todos los casos, generalmente el terreno donde se construye el parque no suele pertenecer 3ntegramente a la compa1a promotora, sino que esta lo alquila o compra para su explotaci3n. A nivel publico existen numerosas ayudas para adquirir terrenos a bajo coste si su objetivo es la promoci3n de infraestructuras renovables. El 2% de alquiler del terreno refleja dicho coste y se obtiene como un porcentaje anual de los ingresos generados.

Relacionado tambien con el terreno observamos el coste de desmantelamiento, que hace referencia al coste impl3cito en la obligaci3n de desmontar el parque una vez haya finalizado su vida 3til. Queda establecido por ley, que una vez finaliza la explotaci3n de una planta fotovoltaica o parque eolico es necesario devolver el terreno a sus condiciones iniciales para no dejar huella medioambiental. Este coste se estima en 10.000 € por cada MW instalado.

Para operar la planta, generalmente se contrata a una empresa especializada en la que se deposita toda la responsabilidad de la operaci3n del parque. De forma similar que con el contrato EPC, el contrato de operaci3n y mantenimiento (O&M), supone certeza de una continuidad en el funcionamiento de la planta, a cambio de un precio cerrado (en funcion de la potencia instalada), la empresa operadora asume se compromete a que el parque se mantenga en funcionamiento, de este modo se traslada parte del riesgo a esta empresa externa.

Otros costes que considerar son las obligaciones medioambientales, los costes de gesti3n del activo y los seguros. Los costes medioambientales se requieren para mitigar los

posibles daños que la construcción del parque hayan generado en la fauna y flora de la zona así como en las poblaciones colindantes. En cuanto a los gastos en seguros, estos representan otra partida de gastos habitual en los PF, ya que se asume un gasto adicional de seguros con el objetivo de mitigar posibles riesgos que en el caso de ocurrir desvirtúen las predicciones de flujos obtenidas. Generalmente se obtienen seguros que cubran la maquinaria, especialmente ruptura de las turbinas.

Por último, hay que considerar como gasto recurrente los impuestos, por un lado se contabilizan los impuestos a nivel local en la construcción y operación del parque, los cuales se estiman en 1500€ por cada MW y por otro lado hay que considerar el impuesto corporativo habitual aplicado sobre los beneficios obtenidos, se ha establecido en un 25% de los ingresos antes de impuestos.

Como se mencionaba al comienzo de este punto, es necesario tener en cuenta también los gastos financieros asociados a la financiación, ya que es un gasto que ha de ser cubierto con los ingresos del proyecto.

Financial costs	Inputs	Units
Upfront fee	1,75	%
Commitment fee	35	% over margin
Agent bank fee	50.000	€/year

Tabla 9. Gastos financieros asociados a la financiación de un parque eólico [Elaboración Propia]

Los ingresos de la entidad financiera prestamista son los gastos financieros del proyecto. Adicionalmente a los intereses obtenidos por la parte no devuelta del principal, las entidades financieras cobran tasas adicionales.

En primer lugar, el upfront fee, se cobra sobre el importe total cerrado en la financiación y se paga en el momento de firma del contrato, aunque el préstamo no se haya dispuesto. Esta tasa es lo que cobra el prestamista por haber estructurado la deuda y a ver asumido el riesgo del proyecto, por el trabajo que eso conlleva y como medio para asegurarse de que se lucran de su trabajo, aunque el proyecto decida no disponer de la deuda o que por alguna razón, el proyecto no pueda salir adelante antes de que se disponga la deuda.

La commitment fee, se calcula como un porcentaje sobre el margen, es decir si el margen es del 3,5% durante la construcción, la commitment fee en ese periodo es el 35% de 3,5%. Esta tasa solo se cobra por la cantidad de importe de deuda que no se haya dispuesto,

refleja el coste de capital y de oportunidad que le supone al banco tener los fondos disponibles para la compañía. Este tipo de tasas son muy habituales en líneas revolving o cuentas de reserva, que por naturaleza no están dispuestas (es decir, la compañía no dispone de ese dinero pues está en el balance del banco) pero en caso de necesidad puede adquirirlo siempre que quiera. El tener una línea disponible para un cliente durante un periodo de tiempo al banco le supone un coste de capital que refleja en esta tasa adicional.

Por último, observamos la comisión al banco agente (es el banco que da la financiación, o la mayor parte de esta, ya que en deudas muy grandes suelen participar varias entidades). La función del banco agente es coordinar correctamente todos los pagos y transferencias entre cliente y entidad de crédito así como coordinar a los diferentes bancos (si los hay) que estén involucrados en la financiación. El importe establecido como comisión de agencia es de 50.000€ anuales.

Hay que mencionar que a todos estos gastos e importes temporales que aparecen en el modelo, se les aplica una tasa de inflación (calculada como el promedio de los últimos años), para reflejar la realidad de los precios en largos periodos de tiempo.

## ***4.2 Salidas del modelo y resultados***

Una vez presentado el caso a analizar y sus características y variables principales que definen el tipo de proyecto y escenario introducido en el modelo financiero, se procede en este apartado del trabajo, a analizar los resultados obtenidos.

A modo de resumen recordemos que se está analizando la bancabilidad y capacidad de financiación sin recurso de un proyecto eólico en Cataluña. Concretamente la construcción, desarrollo y operación de un parque eólico terrestre de 70 MW de capacidad instalada.

La vida útil del parque es de 20 años y el dimensionamiento de la deuda se hace en un plazo de 18 años (dejando de esta forma dos años de cola), suponemos también que el promotor del parque es una empresa con experiencia y con calidad crediticia aceptable, así como la empresa constructora y la operadora del parque.

#### 4.2.1 ORIGEN Y DESTINO DE LOS FONDOS

Gracias a la aplicación del modelo financiero se puede obtener un esquema claro del origen y destino de los fondos del proyecto, principalmente de los importes que conforman cada una de las partes.

Considerando las variables de entrada, que definen los límites aceptables exigidos por la entidad financiera que ejecuta el modelo, se obtiene la distribución de fondos que se observa a continuación.

Sources & Uses of Funds	Amount	As %
Construction debt pro - rata	57.000.000,00 €	70%
Equity Investment pro - rata	24.767.214,05 €	30%
<b>Sources of Funds</b>	<b>81.767.214,05 €</b>	<b>100%</b>
EPC Cost	8.492.370,00 €	10%
Development Costs	3.963.404,00 €	5%
WTG Supply and Install	54.713.900,00 €	67%
Grid Connection	4.785.006,00 €	6%
Other costs	658.600,00 €	1%
Contingency	3.630.664,00 €	4%
Financing Costs	5.523.270,05 €	7%
<b>Uses of Funds</b>	<b>81.767.214,05 €</b>	<b>100%</b>

Tabla 10. Origen y destino de los fondos de un proyecto eólico de 70 MW en España [Elaboración Propia]

Se puede observar que el importe total estimado necesario para el proyecto es de aproximadamente 82 millones de euros, este valor es el resultado de extender durante la vida útil del proyecto los costes de operación del parque, unido a la inversión inicial y restos de gastos estimados en las variables del modelo.

El coste de instalación y operación del parque queda por lo tanto establecido aproximadamente en 1,2 M €/MW, valor promedio razonable actualmente para la construcción y operación de un parque eólico.

En primer lugar, y como se había establecido en las entradas del modelo, de la necesidad de financiación total, el 30% ha de venir de fondos propios, de los promotores o accionistas del proyecto, por lo que estos habrán de aportar casi 25M € al proyecto.

Por lo tanto, la cantidad de deuda a aportar por el prestamista al proyecto (con ratio de apalancamiento 70:30) es de 57 M €, importe del que podrán disponer desde el momento de la firma del contrato de financiación.

Hay que mencionar que, otra características de esta financiación es que el Equity y la deuda se desembolsan a la vez (financiación pro-rata), lo cual implica que el riesgo queda automáticamente distribuido entre ambas partes por su parte proporcional, factor que da comodidad a las entidades financieras.

Sabiendo ya de donde provienen los fondos que se van a invertir en el parque, se procede a analizar como se van a gastar y que costes se van a cubrir. Observamos que, con notable diferencia, el coste principal es la instalación de las turbinas del parque, coste que supone un 67% de los fondos. No es de extrañar que las turbinas representen la mayor partida de inversión necesaria a lo largo de la vida del proyecto, ya que, se trata del elemento fundamental del parque, del que depende la generación y producción de energía por lo que en definitiva representan la fuente de ingresos del proyecto.

En segundo lugar (aunque con una gran diferencia en importe), observamos el coste del contrato EPC, que representa un 10% del total. También tiene una importancia fundamental, la construcción del parque, los dos años de instalación y desarrollo de las turbinas y todo aquello necesario para su puesta en marcha, también presenta un gasto considerable.

Los costes financieros son la tercera línea principal de gastos del proyecto, estos generalmente se encuentran altos en el ranking. Al final, es la entidad financiera que da la financiación la que más riesgo asume, ya que su implicación en el proyecto es del 70%, para rentabilizar esta asunción de riesgo, los costes financieros han de ser atractivos, de forma que al prestamista le interese involucrarse en el proyecto. Además, cuanto más a largo plazo sea el préstamo y menos principal se repagan en cada periodo, mayores serán los intereses que pagar y más aumentarán los costes de financiarse.

Con los resultados obtenidos, observamos que financiarse tiene un coste del 7% de los fondos totales, que calculado sobre el importe dado en la financiación aumentan al 10%, esto es, de los 57 M €, que obtiene el proyecto, el 10% se destinara al repago de los costes financieros.

Visto de esta manera se entiende el atractivo de este tipo de financiaciones para los promotores. Conseguir 57 M€, les cuesta 5 M€ a repagar durante los 18 años establecidos con los flujos generados por el parque y con la ventaja fundamental de que la financiación es sin recurso, por lo que la entidad financiera no podría recurrir a nada más que al

proyecto en caso de que este quiebre y no pueda repagar la deuda. El promotor del parque solo esta arriesgo su aportación de fondos propios.

El 16% restante lo representa costes de desarrollo, conexión a la red y otros costes entre otros.

#### 4.2.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA DEUDA

Para el dimensionamiento de la deuda, el resultado que interesa es el importe de deuda que satisfaga tanto los intereses del promotor del parque como los intereses de la entidad financiera.

El modelo pretende obtener el importe de deuda que, por un lado, sea suficiente para cubrir todos los costes necesarios para la construcción y operación del parque y, por otro lado, un importe tal que el proyecto pueda repagar a la entidad financiera en el plazo establecido junto con las tasas y comisiones.

Hay que encontrar el equilibrio entre lo que necesita el proyecto y lo que este es capaz de repagar con los ingresos esperados, generalmente para llegar a este importe se restringen las libertades de los accionistas del proyectos de repartirse dividendos antes del repago de la deuda, de forma que esto no forme parte de los gastos del proyecto.

El importe de deuda ha de cumplir también con las condiciones mínimas de ratios de dimensionamiento establecidas en las entradas del modelo, condición que da comodidad y tranquilidad a la entidad financiera. El importe de deuda que cumplen con todas estas condiciones es exactamente de 57.000.000€, cantidad que el prestamista se puede permitir aportar al proyecto sintiéndose considerablemente cómodo con la idea de que el proyecto va a poder repagarlo.

Una vez obtenido el importe de deuda hay que verificar que los ratios no superan el valor mínimo establecido.

Project Finance Ratios	Value	Min. Required
Min DSCR	1,64x	1,50x
Avg DSCR	1,64x	1,50x
LLCR	1,73x	-
PLCR	2,27x	-
Net Debt / EBITDA	5,22x	-
Interest Cover Ratio	2,94x	2,50x

Tabla 11. Ratios de dimensionamiento de la deuda en un PF: Parque eólico en España [Elaboración Propia]

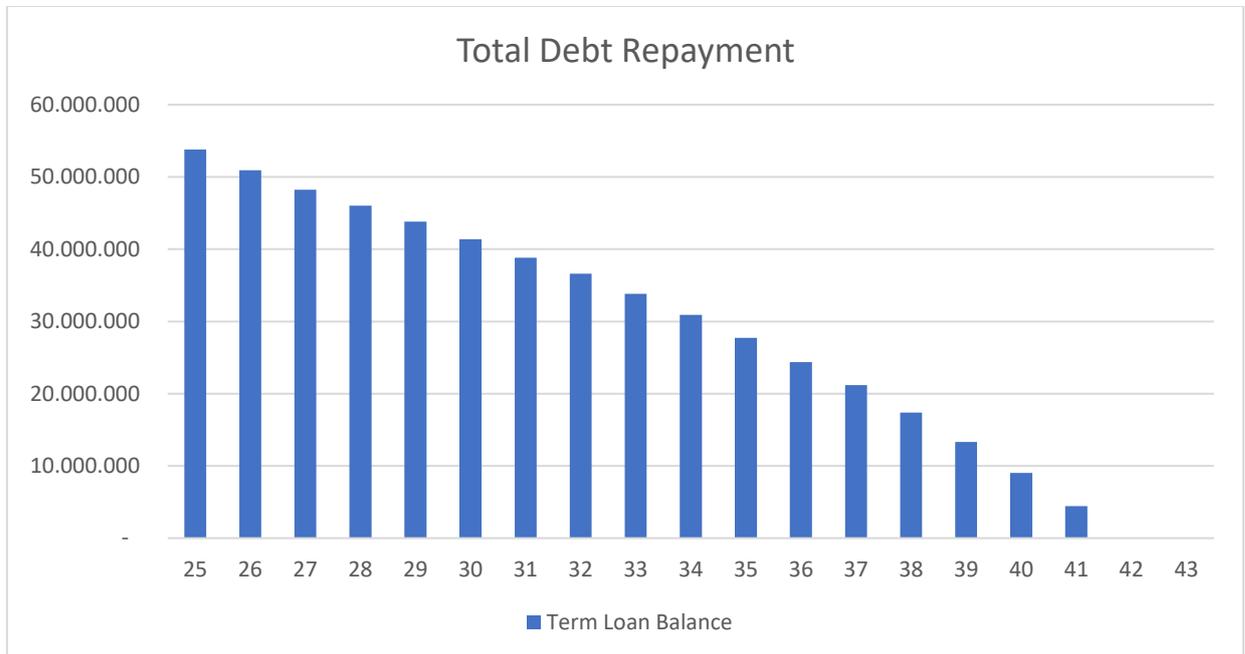
Recordemos que, a mayor ratio de dimensionamiento, mayor es el margen o colchón que se deja entre el flujo disponible para el servicio de deuda y lo que realmente se paga de la deuda pendiente (principal e intereses), por lo que a mayor ratio el dimensionamiento es mas conservador.

Los ratios mínimos que se exigían al proyecto en todos los periodos, era de 1,50x para el DSCR y de 2,50x para la ICR (solo tiene en cuenta el repago de intereses no de principal). Observamos en la tabla resultado que se cumplen ambas condiciones con holgura, para el DSCR, se obtiene un valor promedio en todos los años de la financiación de 1,64x y el ICR alcanza el valor promedio de 2,94x, considerablemente superior al requerido. Con estos valores de ratios dimensionamiento hay holgura para que disminuyan los cash flows del proyecto con respecto a los estimados en el modelo el repago de la deuda no se vea perjudicado.

Además de estos dos ratios, el modelo calcula tambien ratios adicionales para dar mayor visibilidad de los resultados financieros del proyecto, en la tabla de resultados observamos:

- LLCR (Loan Life Coverage Ratio): Ratio que permite determinar la capacidad del proyecto para repagar la deuda durante toda la vida del prestamo. Un valor del LLCR superior a 1 implica que la deuda se puede repagar dentro del plazo legal del prestamo. Un ratio como el obtenido, de 1,73x es lo suficientemente alto como y permite que el proyecto repague sin problemas el importe total de la deuda en el plazo legal del prestamo.
- PLCR (Project Life Coverage Ratio): Ratio similar al LLCR, pero en vez de considerar el plazo legal del prestamo, tiene en cuenta el toda la vida util del proyecto. Un PLCR de 2,27x supone que la dedua se puede pagar dos veces durante los 20 años de vida util del proyecto.
- Net Debt to EBITDA: Este ratio de apalancamiento representa el nivel de endeudamiento neto de una empresa, en este caso un ratio de 5,22x supone que la deuda del proyecto es 5 veces el EBITDA anual de esta. Se trata de un ratio comparativo, es decir, hay que analizarlo comparándolo con otros proyectos o casos dentro del mismo sector. Para un parque eólico, financiado a traves de un PF un apalancamiento de 5 veces EBITDA entra dentro de los límites razonables.

Además de los ratios, es fundamental analizar en el modelo el calendario de repago de la de la dedua, ver como evoluciona el calendario de amortizacion de la deuda, como el servicio de deuda va disminuyendo durante el plazo legal.



*Ilustración 6. Gráfica del repago del principal de la deuda durante el plazo legal [Elaboración Propia]*

Se observa en la gráfica como va disminuyendo el importe total a repagar a medida que avanza el periodo del prestamo. Partiendo del año 2025, cuando se ha dispuesto ya toda la deuda y han finalizado los dos años de construccion (2024 y 2025) comienza el repago del principal y en ese mismo año ya se produce una primera amortización, las cuales se van repitiendo (casi con un importe constante) hasta el año 2041, donde se devuelven los ultimos 4,4 millones € pendientes.

En la grafica se observa perfectamente como se ha modelado el repago de la deuda en el plazo legal de 18 años, se busca que para el año 2042 no quede importe pendiente de pago.

El repago de la deuda es muy progresivo y considerablemente bueno para el proyecto, en el sentido de que es se permite distribuir el importe total de forma lineal durante los 18 años de plazo, de esta manera no se es excesivamente duro con el proyecto en cuanto al repago, lo cual podría perjudicar su desarrollo del proyecto, puesto que un repago muy grande en un año concreto puede perjudicar los cash flows del proyecto.

Por otro lado, resulta interesante analizar el servicio de la deuda frente a los flujos disponibles para su repago.

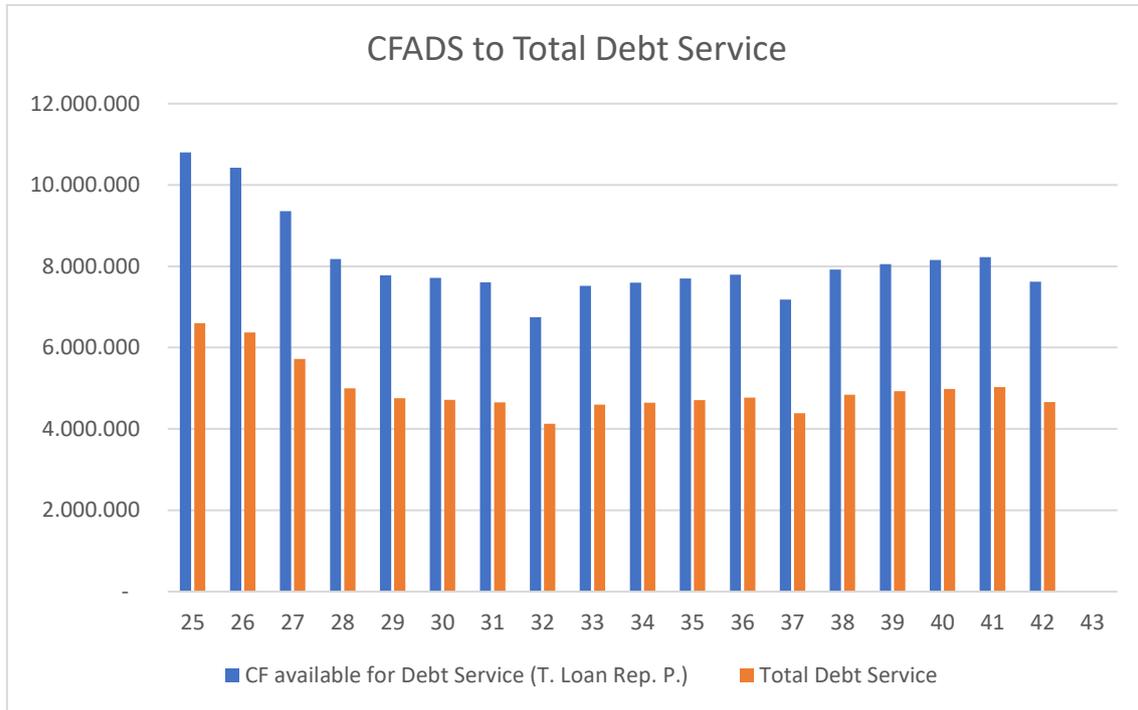


Ilustración 7. Servicio de la deuda frente a los CFADS disponibles por año. [Elaboración Propia]

En esta grafica se puede ver el servicio de la deuda en cada año (columnas naranjas), lo cual incluye tanto la devolución del principal como de los intereses, por ello presenta un valor superior al que veíamos en la Ilustración 6, el cambio de un año a otro representaba la devolución únicamente del principal.

El servicio de la deuda se puede considerar bastante constante durante los 18 años de plazo, se encuentra en un intervalo de entre cuatro y seis millones de euros en todo el periodo, la variación de un año a otro se debe principalmente a la variación del repago de intereses. Observamos que los dos primeros años presentan un servicio de deuda superior a el resto, esto se debe efectivamente a los intereses, puesto que durante estos años los intereses se calculan sobre la totalidad del importe ya que todavía no se ha amortizado nada.

La columna azul representa el Cash Flow del que dispone el proyecto en cada año para repagar su servicio de deuda. La relación entre estos dos importes es el DSCR, como este tiene un valor superior a 1 (forzado en el modelo), el servicio de deuda que realmente se repaga dado el flujo de caja disponible siempre es menor, concretamente en una proporción de 1,64x.

### 4.2.3 MÉTRICAS DE RENTABILIDAD

Para determinar la rentabilidad de un proyecto se usan diferentes métricas, entre las más comunes reconoces el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), ambas métricas permiten determinar la rentabilidad de una inversión.

El VAN representa el valor actual neto del conjunto de los flujos de caja futuros generados en el proyecto. Cuando es positivo indica que el proyecto es rentable ya que este genera más ingresos que el coste de capital invertido, en cambio cuando es negativo el proyecto no es rentable ya que no cubre el coste de la inversión realizada.

Por otro lado, la TIR proporciona la rentabilidad porcentual esperada de la inversión. Si el VAN determinaba si era rentable, la TIR determina cuánto. La TIR permite comparar la rentabilidad de diferentes inversiones. El inversor analizará la TIR obtenida y si esta es mayor a la tasa de retoro requerida y es atractiva frente a otras posibles inversiones disponibles en el mercado, el inversor se decantará por ese proyecto y no por otros.

NPV & Equity Return	Results
<i>Minimum Equity IRR</i>	8%
Equity IRR	10%
NPV of shareholder inflows	8.745.368,04 €
<i>Minimum Project IRR</i>	7%
Project IRR	9%
NPV	17.333.756,96 €

Tabla 12. Métricas de rentabilidad financiera de la inversión en un parque eólico [Elaboración Propia]

En primer lugar, se puede observar que el VAN del proyecto es de mas de 17 M €, lo cual es indicativo de que en primera instancia el proyecto parece rentable. Conviene analizar alguna otra métrica adicional para secundar lo deducido gracias al VAN.

Si observamos al TIR del proyecto, vemos que tiene un valor del 9%, lo cual secunda la conclusión de que la rentabilidad del proyecto es interesante. Si comparamos la rentabilidad del proyecto otras inversiones disponibles como las letras del tesoro español (generan alrededor del 3,3%) o los bonos a 5 años (3,4%), este resulta mucho más atractivo.

A nivel proyecto (lo que le interesa a la entidad financiera prestamista) la rentabilidad es buena, lo que da un mayor confort a dicha entidad a la hora de conceder el prestamo.

Si se analiza la rentabilidad a nivel de los accionistas, observamos que esta tambien es positiva, con un VAN de casi nueve millones de euros y una TIR del 10%, superior

incluso que la del proyecto. Esto se debe a que la aportación de capital por parte de los socios, con su respectivo coste de capital es inferior a la rentabilidad que obtienen gracias al proyecto a través del reparto de dividendos que se dan a lo largo del periodo.

Observamos, además, que ambas tasas de retorno (a nivel proyecto y nivel accionista), superan los valores mínimos establecidos del 7% y 8% respectivamente. Considerando unos retornos aceptables, superiores a los mínimos establecidos se puede concluir que el proyecto resulta atractivo desde un punto de vista de rentabilidad financiera.

## **5. CONCLUSIONES**

En este trabajo se ha llevado a cabo un estudio teórico práctico de la metodología del Project Finance para la financiación de proyectos de energías renovables. Para apoyar el análisis teórico se ha llevado a cabo un caso práctico de estructuración de deuda y estudio financiero de análisis de viabilidad y rentabilidad de un parque eólico en España.

Queda patente el alcance de la financiación estructura o Project finance para proyectos de gran envergadura e inversión inicial. Transacciones del sector energético o de infraestructuras requieren de estructuras especializadas y complejas para su financiación, debido al riesgo y complejidad que presentan en sí mismas.

Vale la pena recordar, que la característica fundamental, de un PF es que se trata de una financiación sin recurso, es decir, aquella en la que se financia exclusivamente al proyecto (a través de una sociedad vehículo creada exclusivamente con este fin), de forma que el prestamista únicamente pueda recurrir a los flujos del proyecto para el repago de la deuda. Se trata, por tanto, de una estructura, altamente atractiva para los promotores, quienes únicamente arriesgan la parte de fondos propios invertida en el proyecto.

Esta característica, unida a los altos niveles de apalancamiento que presentan este tipo de financiaciones (superiores al 50%) y los altos importes requeridos, convierten a los PF en transacciones únicamente accesible por grandes entidades financieras. Son los bancos o fondos de inversión los que financian este tipo de proyectos.

Estas entidades, conocedoras del riesgo al que se exponen, presentan multitud de mecanismos para mitigar los riesgos de la financiación. Con la estructura de la deuda, así como con los contratos, las entidades financieras intentan reducir su al máximo su exposición en el proyecto a factores externos que no puedan controlar (cierran seguros por fallos en la construcción o retrasos, se intentan conseguir un esquema de ingresos fijo para el proyecto, eliminando el riesgo de mercado, se buscan promotores con experiencia y altas calidades crediticias...etc.).

Con el objetivo de tener una idea cuantificada sobre las transacciones de energías renovables en Europa, orientar sobre que importes mueven, que tipos de transacciones se desarrollan y las principales entidades que intervienen, se ha llevado a cabo un análisis a

traves de la base de datos de Infralogic, de las transacciones de energías renovables del años 2023.

Se puede concluir de dicho análisis, que el sector de las energías renovables esta en crecimiento con respecto a los ultimos años, refleja claramente el interese general por este tipo de inversiones, ya que estan alineadas con los objetivos europeos medioambientales.

Se observa que los subsectores que presentan una mayor inversion son las transacciones de Solar PV y los proyectos eólicos (tanto terrestres como marinos) y que la inversión está siendo realizada mayoritariamente en Francia, España y UK.

Visto el creciente y continuo interese en los proyectos de energías renovables en Europa, resulta una oportunidad muy interesante para aquellas entidades financieras que pueden actuar como prestamistas de este tipo de proyectos, ya que estan abarcando gran parte del interés y presupuesto de las principales compañías e instituciones europeas.

Para entender la estructuración de la deuda y analisis de bancabilidad que un posible prestamista realizaría antes de invertir en un proyecto de energías renovables, se lleva a cabo la aplicación de un modelo financiero para la estructuración de la deuda de un parque eolico de 70 MW en España, concretamente en Tarragona (por sus buenas condiciones de viento).

En cuanto a los detalles generales del proyecto, se ha seleccionado un escenario supuesto de ubicación, compañía promotora y turbinas que establezcan unas condiciones de partida aceptables e interesante para analizar el proyecto.

La ubicación elegida, garantiza un óptimo rendimiento y una vida util considerable, de hasta 20 años, y el supuesto de que la compañía promotora tiene una gran experiencia en el sector, da confort a los posibles inversores.

Con respecto a la viabilidad bancaria del proyecto presentado, se observa que los ingresos generados por la venta de energía producida en el parque son suficientes para repagar los gastos operativos y repagar la deuda bancaria, punto fundamental para tener el apoyo de cualquier prestamista.

El importe de deuda obtenido, que cumplen todas las condiciones de estructura impuestas es de 57 millones de euros, cantidad suficiente para cubrir el 70% de la inversion total, este alto apalancamiento demuestra el nivel de involucración de la entidad financiera en el proyecto.

El principal riesgo del proyecto es la variabilidad del precio de la energía, ya que, en el caso ejecutado, la venta de energía se realiza sin contrato fijo (PPA), sino que se vende directamente a precio del pool. Otros riesgos incluyen retrasos en la construcción, averías en las turbinas o cambios en la normativa medioambiental entre otros.

Con todo esto, los resultados financieros obtenidos permiten concluir que el proyecto planteado de construcción y operación de un parque eólico de 70 MW en Tarragona es viable desde un punto de vista técnico, financiero y bancario. Su potencial de rentabilidad es atractivo para los inversores y los riesgos asociados pueden ser mitigados mediante las medidas adecuadas.

La rentabilidad del proyecto es atractiva, con un VAN positivo y una TIR del 9%, siendo un poco superior el retorno obtenido para los accionistas del proyecto (10%), ambos valores son superiores a los límites mínimos requeridos, lo que lo convierte en una inversión interesante.

En definitiva, el proyecto de construcción y operación de un parque eólico de 70 MW en Cataluña se presenta como una iniciativa viable, rentable y sostenible que además contribuye al desarrollo de una economía verde.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- Analytics, I. (Abril de 2024). *Infralagic*. Obtenido de <https://infralagic.com/>
- Cabeza, P. M. (2022). Desarrollo, viabilidad y financiación de un proyecto de energía eólica. Madrid : Trabajo de Fin de Master .
- Casamitjana, O. R. (2018). Análisis de la financiación de proyectos renovables. Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI.
- Durán, A. S. (2017). Análisis de la viabilidad económica de un parque eólico a través de un Project Finance. Madrid : Trabajo de Fin de Master (ICADE).
- EDMUNDO R. LIZARZABURU BOLAÑOS, K. B. (s.f.). *Introducción a las finanzas: Teoría y Práctica*. Universidad de Valladolid .
- GASPAR ATIENZA, R. B. (s.f.). La financiación de proyectos de energías renovables. Departamento Mercantil de Garrigues .
- Gustavo Adolfo Pizon Mejia, J. R. (2000). Project Finance . Pontificia Universidad Javierana .
- Irene Roqueñí, N. R. (s.f.). Utilización de herramientas informáticas en el análisis de sensibilidades para la financiación de proyectos. Universidad de Oviedo.
- Jiménez Rabinal, G. (2020). Project Finance: Sector de las Energías Renovables. *TFG CUNEF*.
- Luis Garvía Vega. (2008). El "Project Finance" Conceptos básicos. Universidad Pontificia de Comillas ICAI.
- Rixtel, S. C. (2008). *La financiación estructurada y las turbulencias financieras de 2007-2008: Introducción general*. Banco de España .
- Villaverde, M. F. (Julio de 2018). Financiación de proyectos de energías renovables mediante Project Finance. *Trabajo de fin de Master* . Universidad de Oviedo.



## 7.2 Balance

FINANCIAL STATEMENTS		Inputs												Units	Total								
Financial Period Start date	Financial Period End date	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2035		2040		2045		2050		2055	
Timeline	Timeline	1-ene-25	31-dic-25	1-ene-26	31-dic-26	1-ene-27	31-dic-27	1-ene-28	31-dic-28	1-ene-29	31-dic-29	1-ene-30	31-dic-30	1-ene-35	31-dic-35	1-ene-40	31-dic-40	1-ene-45	31-dic-45	1-ene-50	31-dic-50	1-ene-55	31-dic-55
Financial Year	Financial Year	Construction		Operation		Operation		Operation															
Units in €	Units in €	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2035		2040		2045		2050		2055	
<b>BALANCE SHEET</b>																							
Retained cash balance	BS	-	-	-	-	-	-	37.350	1.721.842	1.721.842	3.325.321	9.996.770	11.830.868	25.799.347	26.400.844	-	-	-	-	-	-	-	-
Account receivable Balance	BS	1.181.984	1.062.166	999.211	841.572	959.211	841.572	794.583	794.583	794.583	787.580	812.089	898.128	994.376	1.097.931	1.212.271	-	-	-	-	-	-	-
MRA Balance	BS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DSRA Balance	BS	4.194.920	5.723.332	5.000.057	4.754.012	5.000.057	4.754.012	4.717.723	4.717.723	4.717.723	4.649.704	4.767.701	5.031.841	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deferred Tax Asset	BS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed Assets Balance EoP	BS	78.026.084	80.723.221	73.937.723	69.849.363	65.761.002	61.672.641	57.584.280	53.239.537	49.080.290	44.915.977	40.751.280	36.582.413	32.413.537	28.244.670	24.075.803	19.906.936	15.738.069	11.569.202	7.400.335	3.231.468	-	-
<b>Total Assets</b>		<b>83.402.988</b>	<b>80.723.221</b>	<b>75.808.630</b>	<b>71.393.936</b>	<b>66.693.886</b>	<b>62.080.290</b>	<b>57.584.280</b>	<b>53.239.537</b>	<b>49.080.290</b>	<b>44.915.977</b>	<b>40.751.280</b>	<b>36.582.413</b>	<b>32.413.537</b>	<b>28.244.670</b>	<b>24.075.803</b>	<b>19.906.936</b>	<b>15.738.069</b>	<b>11.569.202</b>	<b>7.400.335</b>	<b>3.231.468</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Account payable balance	BS	116.369	118.264	118.264	118.264	118.264	118.264	119.198	119.198	119.198	121.414	134.709	150.928	170.140	191.562	284.839	-	-	-	-	-	-	-
Taxes Payable Balance	BS	1.183.098	974.905	772.053	491.581	399.467	399.467	399.467	399.467	399.467	429.364	608.760	1.046.659	2.376.869	2.713.489	239.587	-	-	-	-	-	-	-
Term Loan Balance	BS	53.787.014	50.909.469	48.240.705	46.017.463	43.794.411	41.375.895	38.962.379	36.543.863	34.125.347	31.706.831	29.288.315	26.869.799	24.451.283	22.032.767	19.614.251	17.195.735	14.777.219	12.358.703	9.940.187	7.521.671	5.103.155	2.684.639
RCF Balance	BS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Share Capital Balance	BS	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214	24.767.214
Retained Earnings Balance	BS	3.549.293	3.953.368	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363	1.910.363
<b>Total Liabilities &amp; Shareholder Funds</b>		<b>83.402.988</b>	<b>80.723.221</b>	<b>75.808.630</b>	<b>71.393.936</b>	<b>66.693.886</b>	<b>62.080.290</b>	<b>57.584.280</b>	<b>53.239.537</b>	<b>49.080.290</b>	<b>44.915.977</b>	<b>40.751.280</b>	<b>36.582.413</b>	<b>32.413.537</b>	<b>28.244.670</b>	<b>24.075.803</b>	<b>19.906.936</b>	<b>15.738.069</b>	<b>11.569.202</b>	<b>7.400.335</b>	<b>3.231.468</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 7.3 Flujos de Caja

### FINANCIAL STATEMENTS

Financial Period Start date  
Financial Period End date

Timeline

Financial Year

Units in €

Inputs Units Total

### CASH FLOW

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2056
	1-ene.-25 31-dic.-25	1-ene.-26 31-dic.-26	1-ene.-27 31-dic.-27	1-ene.-28 31-dic.-28	1-ene.-29 31-dic.-29	1-ene.-30 31-dic.-30	1-ene.-35 31-dic.-35	1-ene.-40 31-dic.-40	1-ene.-45 31-dic.-45	1-ene.-50 31-dic.-50	1-ene.-55 31-dic.-55	1-ene.-56 31-dic.-56
	Construction	Operation	Post Ops									
EBITDA	291.363.692	11.484.138	10.231.139	8.831.498	8.217.189	8.105.022	8.241.459	9.115.836	10.028.208	11.027.496	958.346	-
Changes in Working Capital	CF	121.714	102.986	117.022	48.508	9.219	(13.426)	(13.406)	(17.752)	(17.017)	50.199	927.432
Maintenance Capex	CF	(2.776.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxes Paid	CF	(43.580.403)	(1.183.098)	(974.905)	(772.053)	(491.581)	(531.010)	(949.087)	(1.394.312)	(2.661.739)	(2.973.627)	(239.587)
Cash Flow available for debt service	10.796.235	10.422.753	9.359.220	8.176.467	7.774.116	7.714.774	7.897.022	8.153.343	8.616.144	8.348.741	(1.965.082)	687.845
Interest Expense	(32.498.864)	(3.496.156)	(3.054.568)	(2.776.814)	(2.530.960)	(2.289.207)	(1.544.568)	(667.337)	-	-	-	-
Term Loan Principal Repayment	(57.000.000)	(2.877.545)	(2.668.763)	(2.223.243)	(2.223.051)	(2.418.517)	(3.162.309)	(4.318.579)	-	-	-	-
Cash Flow available for DSRA	4.194.920	4.049.052	3.635.889	3.176.410	3.020.104	2.997.051	2.990.155	3.167.427	8.616.144	8.348.741	(1.965.082)	687.845
Cash Deposit into DSRA	CF	(7.006.064)	(1.528.412)	-	-	-	(60.833)	(45.925)	-	-	-	-
DSRA withdrawals	CF	7.006.064	-	723.275	246.045	36.289	68.019	-	-	-	-	-
Cash Flow available for MRA	155.508.424	2.520.641	4.359.163	3.422.455	3.056.393	3.065.070	2.929.321	3.121.502	8.616.144	8.348.741	(1.965.082)	687.845
MRA Deposit	CF	(2.082.000)	-	-	-	(173.500)	(173.500)	(173.500)	-	-	-	-
MRA withdrawals	CF	2.082.000	-	-	-	-	-	-	(173.500)	-	-	-
Cash Flow available for RCF	155.508.424	2.520.641	4.359.163	3.422.455	2.882.893	2.891.570	2.755.821	2.948.002	8.442.644	8.348.741	(1.965.082)	687.845
RCF Drawdown	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCF interest expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCF principal repayment	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow available for sharecapital redemption	155.508.424	2.520.641	4.359.163	3.422.455	2.882.893	2.891.570	2.755.821	2.948.002	8.442.644	8.348.741	(1.965.082)	687.845
Share Capital redemption	CF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.787.214)	-
Cash Flow available for dividends	130.741.210	2.520.641	4.359.163	3.422.455	2.882.893	2.891.570	2.755.821	2.948.002	8.442.644	8.348.741	(26.732.296)	687.845
Dividends Paid	P&L CF	(130.741.210)	(2.520.641)	(3.385.105)	(1.198.401)	(1.288.091)	(1.826.280)	(3.139.978)	(7.130.608)	(8.140.497)	(30.914)	(687.845)
Retained cash deposits / (withdrawals)	0	-	37.350	1.684.492	1.603.479	929.542	(191.976)	208.243	1.312.036	208.243	(26.763.210)	-
Retained cash balance	-	-	37.350	1.721.842	3.325.321	9.996.770	11.830.868	25.799.347	26.400.844	-	-	-