



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FINAL DE MÁSTER CREACIÓN DE VALOR A TRAVÉS DE LA REFINANCIACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN OPERACIÓN COMERCIAL

Autor: Álvaro Alonso Martínez de Salinas

Director: Daniel Fernández Alonso

Madrid

Enero de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Creación de valor a través de la refinanciación de un parque eólico en operación comercial”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas
en el curso académico 7º MII+ADE es de mi autoría,
original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Álvaro Alonso Martínez de Salinas

Fecha: 19/01/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Firmado por DANIEL
FERNÁNDEZ ALONSO -
71504235N el día 22
de ENERO de 2025 con

Fdo.: Daniel Fernández Alonso

Fecha:

ÍNDICE

1. Resumen	6
2. Introducción	7
2.1 Contexto y justificación del estudio.....	7
2.2 Objetivos del trabajo	8
2.3 Metodología.....	9
2.4 Estructura del documento	10
3. Marco Teórico	12
3.1 Project Finance	12
3.2 Refinanciación en proyectos eólicos	25
3.3 Modelado Financiero.....	30
4. Project finance del parque eólico	47
4.1 Análisis del caso base	47
4.2 Análisis de variables	54
4.3 Análisis de escenarios.....	61
4.4 Conclusiones project finance.....	74
5. Refinanciación del parque eólico	76
5.1 Análisis del caso refinanciación	76
5.2 Análisis de variables	81
5.3 Comparativa entre caso base y refinanciación	84
5.4 Conclusiones de la refinanciación	87
6. Conclusiones.....	89
6.1 Conclusión del marco teórico	89
6.2 Conclusión del project finance del parque eólico.....	90
6.3 Conclusión de la refinanciación del parque eólico	91
7. Referencias bibliográficas.....	92
8. Anexos 93	
8.1 Anexo 3: Objetivos de desarrollo sostenible	93
8.2 Anexo 2: Cuentas Caso Base.....	94
8.3 Anexo 3: Cuentas Caso Refinanciación	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Variables de entrada del escenario "Crisis energética de 1970s".....	62
Tabla 2: Resultados del escenario "Crisis energética de 1970s".....	62
Tabla 3: Variables de entrada del escenario "Crisis financiera global de 2007-2008"	64
Tabla 4: Resultados del escenario " Crisis financiera global de 2007-2008"	64
Tabla 5: Variables de entrada del escenario "COVID-19"	66
Tabla 6: Resultados del escenario " COVID-19"	66
Tabla 7: Variables de entrada del escenario "Recuperación post-crisis 2014-2019"	68
Tabla 8: Resultados del escenario "Recuperación post-crisis 2014-2019"	68
Tabla 9: Variables de entrada del escenario " Impulso europeo a las energías renovables post-covid"	69
Tabla 10: Resultados del escenario " Impulso europeo a las energías renovables post-covid" .	70
Tabla 11: Variables de entrada del escenario "Expansión de la energía verde en españa (2025-2030).....	71
Tabla 12: Resultados del escenario " Expansión de la energía verde en españa (2025-2030)" ...	72
Tabla 13: Variables de entrada de los escenarios	73
Tabla 14: Resultados de los escenarios	73
Tabla 15: Comparativa de resultados del caso base de project finance y refinanciación.....	85

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Análisis de sensibilidad del precio de venta de la energía	55
Gráfica 2: Análisis de sensibilidad del número de horas de producción equivalentes.....	56
Gráfica 3: Análisis de sensibilidad del tipo de interés de la deuda.....	57
Gráfica 4: Análisis de sensibilidad del nivel de deuda.....	58
Gráfica 5: Análisis de sensibilidad del nivel de servicio de la deuda	59
Gráfica 6: Análisis de sensibilidad del CAPEX	60
Gráfica 7: Análisis de sensibilidad del OPEX.....	61
Gráfica 8: Análisis de sensibilidad del tipo de interés en el caso refinanciación	82
Gráfica 9: Análisis de sensibilidad del nivel del servicio de la deuda en el caso refinanciación ..	83
Gráfica 10: Análisis de sensibilidad del la duración de la deuda en el caso refinanciación	83
Gráfica 11: Análisis de sensibilidad de la repartición del dividendo especial en el caso refinanciación.....	84

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:

Ilustración 1: Ingresos y gastos durante las fases del parque	13
Ilustración 2: Principales partes interesadas de una SPV	15
Ilustración 3: Partes interesadas de una SPV	17
Ilustración 4: Formas de financiamiento	17
Ilustración 5: Fases del ciclo de vida de un parque eólico	19
Ilustración 6: Financiación a lo largo de la vida útil del parque	20
Ilustración 7: Tipos de riesgos del parque	21
Ilustración 8: Variación del valor del parque a lo largo de su vida útil	23
Ilustración 9: Variación del riesgo a lo largo de la vida útil del parque	28
Ilustración 10: Curva J	29
Ilustración 11: Modelo Waterfall	36

1. RESUMEN

Este trabajo analiza la optimización financiera de un parque eólico mediante el modelo de Project Finance y su posterior refinanciación. El estudio examina cómo estas estrategias financieras impactan la rentabilidad, sostenibilidad y expansión de proyectos renovables, considerando las dinámicas del mercado energético y las necesidades de los inversores. Se desarrolla un modelo financiero detallado para evaluar la viabilidad y los beneficios de la refinanciación, destacando cómo esta herramienta puede potenciar el rendimiento del equity y liberar capital para nuevos desarrollos en el sector renovable.

Desempeño del modelo inicial de Project Finance

El análisis del Project Finance mostró que la estructura inicial del parque, con un apalancamiento del 59,4% y un DSCR mínimo de 1,4x, fue equilibrada y sostenible. La TIR del equity del 10,8% reflejó una rentabilidad atractiva, aunque dependiente del precio de la energía. Si bien esta estructura garantizó estabilidad en los primeros años, presentó limitaciones en flexibilidad para liberar capital adicional o extender los plazos de la deuda.

Beneficios de la refinanciación en la fase operativa

La refinanciación realizada permitió rediseñar la estructura de deuda, maximizando los retornos para los accionistas y asegurando la sostenibilidad financiera del proyecto. Entre los resultados más relevantes destacan:

- Incremento en la TIR del equity a 12,73%: A través de un mayor apalancamiento (61,96%) y la distribución de un dividendo especial.
- Mejor flujo de caja operativo: La ampliación del plazo de deuda a 16 años redujo los pagos anuales, garantizando estabilidad financiera incluso en escenarios adversos.
- Impacto estratégico del dividendo especial: Proporcionó liquidez inmediata a los inversores, facilitando la reinversión en otros proyectos renovables.

Potencial de optimización adicional

El análisis identificó oportunidades adicionales, como la reducción de la tasa de interés al 3,5% o la flexibilización del DSCR a 1,2x, que podrían incrementar aún más la TIR del equity entre 2 y 4 puntos porcentuales. Estas mejoras fortalecerían el atractivo financiero del parque eólico frente a otros proyectos renovables.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La transición hacia un modelo energético sostenible y bajo en carbono es uno de los principales desafíos globales del siglo XXI. En este contexto, la energía eólica ha emergido como una de las tecnologías renovables más maduras, competitivas y ampliamente adoptadas, desempeñando un papel central en la diversificación del mix energético y la descarbonización de las economías.

España, en particular, ocupa una posición destacada en el sector eólico global, siendo uno de los países líderes en capacidad instalada y generación de energía a partir del viento. Aragón, como región analizada en este estudio, ofrece un entorno propicio para el desarrollo de parques eólicos debido a sus favorables condiciones climáticas, políticas públicas de apoyo y una infraestructura energética bien desarrollada. Sin embargo, para garantizar la sostenibilidad económica de estos proyectos, es fundamental optimizar las estructuras financieras que los sustentan.

En este marco, el Project Finance ha demostrado ser un modelo clave para facilitar el desarrollo de proyectos de energías renovables, como parques eólicos, de una manera más accesible y eficiente. Este esquema permite financiar proyectos de gran envergadura sobre la base de los flujos de caja generados por la propia operación del activo, reduciendo la necesidad de garantías adicionales por parte de los promotores y fomentando una mayor participación de capital privado. Este enfoque ha sido instrumental en el crecimiento del sector renovable, permitiendo a empresas e instituciones acceder a fuentes de financiación estructuradas y de menor riesgo, necesarias para escalar la transición energética.

Sin embargo, aunque el desarrollo inicial y la promoción de parques eólicos suelen ser actividades altamente atractivas para las empresas debido a los beneficios económicos y estratégicos que generan, la etapa de asset management, correspondiente a la operación y gestión del parque, tiende a ser percibida como menos lucrativa. Esto se debe, principalmente, a que la rentabilidad durante la operación se estabiliza, disminuyendo los retornos percibidos respecto a la fase inicial de desarrollo. Esta circunstancia reduce el atractivo de mantener el activo en operación para muchos desarrolladores y promotores, limitando su interés en seguir gestionando el parque a largo plazo.

En este contexto, la refinanciación emerge como una solución estratégica que no solo permite optimizar la estructura financiera del proyecto, sino también incrementar la TIR de los inversores durante la operación del parque. Mediante la refinanciación, es posible ajustar condiciones clave como los niveles de apalancamiento, los plazos de amortización y los tipos de interés, permitiendo la liberación de capital a través de dividendos extraordinarios para los accionistas. Esta estrategia convierte el asset management en una actividad más atractiva al generar mayores retornos económicos y fortalecer la viabilidad financiera del proyecto, asegurando su sostenibilidad a largo plazo.

2.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO

El presente trabajo se centra en evaluar la refinanciación de un parque eólico como estrategia financiera para optimizar su estructura de capital y maximizar los retornos para los inversores. A través de un análisis detallado, se busca explorar las implicaciones económicas y financieras de este enfoque, identificando tanto las oportunidades como los riesgos asociados. Para ello, se han definido los siguientes objetivos:

- **Caracterizar el modelo de Project Finance aplicado al parque eólico objeto de estudio:**

Este objetivo busca identificar las condiciones iniciales de financiación del proyecto, incluyendo la estructura de capital, los tipos y plazos de la deuda, así como otras variables clave. Además, se evaluará el desempeño económico y financiero del parque bajo las condiciones del caso base, mediante métricas como la TIR, el Debt Service Coverage Ratio (DSCR) y los flujos de caja.

- **Diseñar y analizar el modelo financiero de refinanciación:**

Este objetivo se centra en proponer una nueva estructura financiera para el parque eólico, considerando ajustes estratégicos en el nivel de apalancamiento, la duración de la deuda y los tipos de interés aplicables. También incluye la incorporación de un dividendo especial para los inversores, evaluando su impacto en la TIR del equity y en la sostenibilidad financiera del proyecto.

- **Comparar el desempeño financiero entre el caso base y el escenario refinanciado:**

Este objetivo persigue identificar las mejoras en la rentabilidad del equity y en los flujos de caja operativos derivadas de la refinanciación. Asimismo, se analizarán indicadores clave como el Loan Life Coverage Ratio (LLCR), el Weighted Average Life (WAL) y el DSCR, destacando las diferencias entre el caso base y el escenario refinanciado.

- **Realizar un análisis de sensibilidad y escenarios:**

Este objetivo se enfoca en evaluar el impacto de variaciones en variables críticas como el tipo de interés, el nivel de deuda, la duración de la nueva estructura financiera y la proporción del dividendo especial en la rentabilidad del proyecto. Además, se simularán escenarios económicos adversos y favorables para determinar la resiliencia financiera del parque tras la refinanciación.

- **Desarrollar un marco analítico aplicable a otros proyectos renovables:**

Este objetivo busca proporcionar recomendaciones sobre la refinanciación como estrategia para incrementar la rentabilidad de activos renovables en operación. Se pretende también generar un modelo financiero adaptable que pueda servir de referencia para futuros desarrollos y operaciones en el sector de las energías renovables.

2.3 METODOLOGÍA

2.3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación desarrollada en este trabajo combina enfoques cualitativos y cuantitativos, adaptados a los objetivos específicos del análisis financiero y estratégico del parque eólico.

2.3.1.1 ENFOQUE CUALITATIVO

Se utilizó para realizar una revisión exhaustiva de la literatura académica y sectorial, enfocada en conceptos clave como Project Finance, refinanciación de activos renovables y análisis de rentabilidad de proyectos eólicos. Esta revisión permitió construir el marco teórico que sustenta el modelo financiero, identificar las variables críticas y proponer estrategias de optimización.

También se incluyó un análisis conceptual de los beneficios estratégicos de la refinanciación como herramienta para aumentar la TIR y mejorar la competitividad de activos renovables durante su operación.

2.3.1.2 ENFOQUE CUANTITATIVO

Se desarrollaron modelos financieros detallados basados en datos específicos del parque eólico en estudio. Esto incluyó el cálculo de métricas financieras como la TIR, el DSCR, el LLCR y el WAL, utilizando proyecciones numéricas de ingresos, costes y flujos de caja.

Además, se realizaron simulaciones para evaluar la sensibilidad del modelo a cambios en variables clave y se desarrollaron análisis de escenarios económicos para probar la resiliencia del proyecto ante condiciones adversas y favorables.

2.3.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

El análisis financiero y los modelos empleados en este trabajo se desarrollaron utilizando herramientas avanzadas de software, específicamente Microsoft Excel y Visual Basic for Applications (VBA).

2.3.2.1 MODELOS FINANCIEROS AVANZADOS EN EXCEL:

Excel se utilizó como la plataforma principal para estructurar y organizar los datos financieros, construir proyecciones de ingresos y costes, y calcular indicadores clave. Las hojas de cálculo se diseñaron de manera modular, permitiendo realizar análisis específicos y ajustar variables con facilidad.

2.3.2.2 SOLUCIÓN DE CIRCULARIDAD MEDIANTE VBA:

VBA se empleó para procesos complejos y garantizar la precisión de los cálculos en el modelo financiero. Entre las principales funcionalidades implementadas con VBA se incluyen:

- **Resolución de circularidad:** Automatización de iteraciones para solucionar dependencias mutuas entre variables clave como el servicio de la deuda y los flujos de caja.

- **Análisis de sensibilidad:** Generación automática de escenarios con variaciones en parámetros críticos, como el tipo de interés, la duración de la deuda, el apalancamiento y los costes operativos.
- **Cálculo de deuda:** Determinación precisa del nivel de deuda, pagos anuales y proporción de apalancamiento con base en restricciones como el DSCR mínimo.
- **Cálculo de costes de deuda:** Automatización del cálculo de intereses y comisiones asociadas a diferentes estructuras de deuda, incluyendo ajustes para reflejar condiciones de refinanciación.
- **Cálculo de pagos:** Programación de calendarios de amortización y flujos de caja disponibles para los pagos, optimizando la estructura financiera del proyecto.
- **Optimización del modelo financiero:** Automatización de iteraciones para evaluar distintos escenarios y parámetros, asegurando consistencia y eficiencia en los resultados.

Estas herramientas proporcionaron la base técnica para realizar análisis avanzados y ofrecer recomendaciones basadas en cálculos precisos, asegurando que el trabajo cumpla con los estándares de rigor técnico y académico.

2.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El trabajo comienza con una introducción al marco teórico en el que se fundamenta este estudio. En este apartado, se examinan los conceptos clave relacionados con el Project Finance, una herramienta financiera crucial para la promoción de proyectos renovables. Se detallan sus principales características, ventajas y riesgos asociados, así como su relevancia para la financiación inicial de proyectos eólicos. Además, se analiza la naturaleza de los parques eólicos, desde su diseño técnico hasta los aspectos económicos que determinan su viabilidad. Este capítulo también incluye una introducción a la refinanciación como estrategia para optimizar la estructura financiera de proyectos en operación, estableciendo el contexto necesario para el análisis posterior.

Tras presentar el marco conceptual, el documento avanza hacia el análisis del caso base del parque eólico objeto de estudio. En este apartado, se desarrolla un modelo financiero que describe las condiciones iniciales del proyecto, incluyendo su estructura de capital, los flujos de caja, las métricas clave de rentabilidad, como la TIR, y los indicadores de sostenibilidad financiera, como el Debt Service Coverage Ratio (DSCR). Este análisis inicial proporciona una visión integral del desempeño del proyecto bajo las condiciones de su financiación original, estableciendo una base sólida para los estudios posteriores.

Consecutivamente, el trabajo introduce el modelo de refinanciación, que busca optimizar la estructura financiera del parque eólico tras varios años de operación. En este capítulo se diseña una nueva estructura de deuda que mejora las condiciones iniciales, incorporando ajustes en el nivel de apalancamiento, los plazos de amortización y los tipos de interés. También se incluye un análisis detallado del impacto de la refinanciación en la TIR del equity, así como una evaluación de los efectos de distribuir un dividendo especial entre los inversores. Este apartado permite explorar las ventajas y riesgos asociados a la reestructuración financiera.

Una vez definidos y analizados ambos escenarios, el documento realiza una comparación entre el caso base y el modelo de refinanciación. Esta comparativa se centra en identificar las mejoras en la rentabilidad y sostenibilidad financiera derivadas de la refinanciación. Se evalúan indicadores clave como el LLCR y el WAL (Weighted Average Life), destacando los beneficios o posibles perjuicios de la refinanciación frente al modelo financiero original.

Finalmente, el trabajo concluye con un capítulo de conclusiones y recomendaciones, en el que se sintetizan los hallazgos más relevantes del análisis. Este apartado subraya la utilidad de la refinanciación como herramienta para maximizar los retornos y fortalecer la sostenibilidad de proyectos renovables. Además, se proponen estrategias aplicables a futuros proyectos eólicos, resaltando el papel de la refinanciación en la transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente.

3. MARCO TEÓRICO

El marco teórico de este trabajo establece las bases conceptuales y técnicas necesarias para comprender la financiación y refinanciación de proyectos eólicos mediante el esquema de Project Finance, un modelo que permite estructurar grandes proyectos de infraestructura como activos independientes, financiados principalmente a través de deuda. Este esquema es especialmente relevante en el sector de las energías renovables, ya que facilita el acceso a capital significativo minimizando los riesgos para los patrocinadores mediante estructuras jurídicas específicas, como las Sociedades de Propósito Especial (SPV). Además, se analizan las características clave de este modelo, incluyendo su alto nivel de apalancamiento financiero y el enfoque en flujos de caja futuros para garantizar la sostenibilidad del proyecto.

En este contexto, se explora el ciclo de vida de un parque eólico, desglosando las fases de desarrollo, construcción y operación, así como los riesgos y oportunidades asociados a cada etapa. Se enfatiza cómo la evolución del riesgo y el valor del proyecto influye en las decisiones financieras, particularmente en la refinanciación. Este mecanismo, que suele implementarse durante la fase operativa, ofrece a los patrocinadores la oportunidad de mejorar las condiciones financieras iniciales, optimizar la estructura de capital y aumentar los retornos para los inversores, haciendo que el activo sea más atractivo y rentable.

Por último, se presenta el modelado financiero como herramienta esencial para el análisis de viabilidad económica y la toma de decisiones estratégicas. Se abordan elementos clave como los costes de capital (CAPEX), operativos (OPEX), los flujos de caja proyectados, y el dimensionado y estructura de la deuda, que permiten evaluar y estructurar la sostenibilidad financiera del proyecto. Este marco teórico sirve como fundamento para los análisis posteriores del caso de estudio, proporcionando una visión integral de los factores críticos que afectan la financiación y refinanciación de proyectos eólicos bajo este modelo.

3.1 PROJECT FINANCE

El Project Finance es una forma específica de financiación utilizada principalmente para grandes proyectos de infraestructura, como plantas de energía renovable, carreteras, puentes y aeropuertos. A diferencia de otros métodos de financiación, en el Project Finance el centro de la operación financiera no es la entidad promotora del proyecto, sino el propio proyecto. En este modelo, el proyecto está separado legalmente de los patrocinadores o propietarios, lo que lo convierte en un sistema autónomo en términos de generación de ingresos y gestión de riesgos (Mohamadi, 2020).

3.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROJECT FINANCE

- **Financiación sin recurso directo:** En un esquema típico de Project Finance, los préstamos se estructuran en función de los flujos de caja futuros que el propio proyecto generará. Esto significa que, en caso de que el proyecto no produzca ingresos suficientes

para cubrir la deuda, los prestamistas únicamente tienen derecho a reclamar los activos vinculados al proyecto, sin poder acceder a los activos o recursos de los patrocinadores, protegiendo así su posición financiera.

Como se ilustra en la gráfica a continuación, la primera fase del proceso es el Periodo de Desarrollo e Inversión, que se compone de las Fuentes de capital, es decir, los fondos aportados por inversores y prestamistas, y los Usos de dicho capital, que incluyen las inversiones necesarias para la construcción y puesta en marcha del proyecto. Al completarse esta fase, se transita al Periodo de Operación, durante el cual el modelo de Project Finance se sustenta exclusivamente a través de los Ingresos generados por el proyecto y los Gastos derivados de su operación. En este contexto, el capital inicial aportado es el único que queda en riesgo de pérdida en caso de que los ingresos no sean suficientes para cubrir los costes y obligaciones financieras (Mohamadi, 2020).

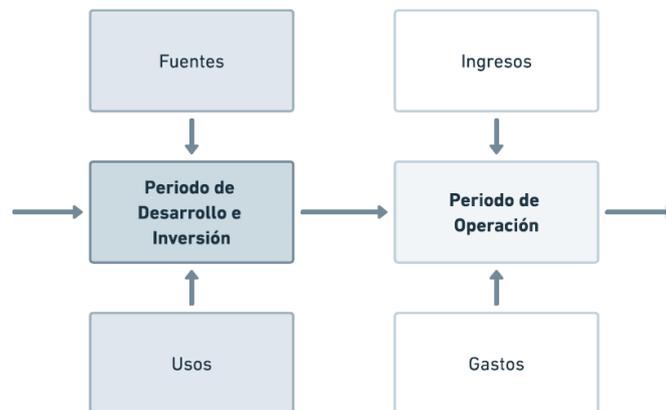


Ilustración 1: Ingresos y gastos durante las fases del parque

- **Aislamiento del balance general:** Los activos y pasivos del proyecto están aislados del balance general de los patrocinadores mediante la creación de una Sociedad de Propósito Especial (SPV). Esta SPV es una entidad jurídica independiente creada exclusivamente para gestionar el proyecto, lo que permite que las obligaciones del proyecto no afecten directamente las finanzas corporativas de los patrocinadores. Al aislar el riesgo financiero, las empresas promotoras pueden emprender proyectos a gran escala sin comprometer sus balances, protegiendo así sus ratios financieros y capacidad de endeudamiento para otras actividades. Además, esta estructura facilita la separación legal y contable del proyecto, lo que otorga claridad en la distribución de riesgos y responsabilidades entre las partes involucradas (Mohamadi, 2020).
- **Contratos de largo plazo:** La viabilidad financiera depende en gran medida de la existencia de contratos a largo plazo, que garanticen los flujos de caja futuros. Ejemplos comunes de estos contratos incluyen los “Power Purchase Agreements” (PPA) en proyectos de energía renovable. Estos contratos de ingresos proporcionan una previsibilidad que resulta esencial para los prestamistas y otros inversores, ya que garantizan un flujo de ingresos estable y, a menudo, indexado a variables como la inflación. De este modo, los contratos a largo plazo funcionan como una garantía

adicional que refuerza la seguridad del proyecto, facilitando el acceso a financiamiento con términos más favorables (Mohamadi, 2020).

- **Proceso intensivo en tiempo y documentación:** Dado que el Project Finance involucra múltiples partes interesadas, el proceso de estructuración es detallado y prolongado, requiriendo altos niveles de diligencia. Los costes de transacción son elevados, debido a la necesidad de contar con asesores financieros, legales, y técnicos que aseguren que todas las contingencias estén adecuadamente cubiertas. Asimismo, se requiere un modelo financiero detallado que cuantifique los riesgos asociados al proyecto, como fluctuaciones en la demanda, cambios en los precios de la energía, riesgos operativos, entre otros. El objetivo es asignar dichos riesgos de manera adecuada a las partes que están mejor preparadas para gestionarlos, minimizando así la posibilidad de incumplimiento (Mohamadi, 2020).
- **Alto apalancamiento financiero:** El Project Finance permite un alto grado de apalancamiento, lo que significa que los proyectos se financian predominantemente con deuda en lugar de capital propio. Este elevado apalancamiento es especialmente relevante en sectores como el de la energía renovable, donde las rentabilidades intrínsecas del proyecto no suelen ser elevadas. En este tipo de proyectos, la rentabilidad se ve limitada por tarifas reguladas o precios de mercado estables pero relativamente bajos. Además, el sector es intensivo en capital, lo que implica que se requiere una inversión inicial considerable para cubrir los altos costes de desarrollo, construcción y puesta en marcha.

Debido a esta combinación de factores hacen que el uso de deuda resulte esencial para mejorar la rentabilidad del proyecto. Un mayor apalancamiento financiero permite que los patrocinadores aporten menos capital propio, maximizando el retorno sobre su inversión (Mohamadi, 2020).

3.1.2 PARTES INVOLUCRADAS

Las partes involucradas desempeñan roles específicos y críticos para el éxito del proyecto. La SPV, que actúa como el núcleo operativo del proyecto, no se valora únicamente en función del capital que contiene, sino también en función del valor intrínseco de los derechos del proyecto, como las licencias, los contratos de venta de energía, los derechos de acceso a la red eléctrica, y la calidad de las relaciones contractuales con los socios. A continuación, se detalla la descripción de las principales partes involucradas y sus interacciones con la SPV (Mohamadi, 2020):

- **Patrocinador:** El patrocinador es el originador del proyecto, responsable de transferir la propiedad de los derechos del proyecto a la SPV. Estos derechos incluyen permisos, licencias, contratos de compra de energía (PPA) y los derechos de conexión a la red. Además, el patrocinador suele proporcionar el capital inicial si es posible y asigna personal clave para gestionar la SPV, lo que asegura la correcta dirección y ejecución del proyecto. El interés del patrocinador radica en maximizar el valor del proyecto minimizando los costes de capital (CAPEX) y siguiendo el principio de "primero en entrar, último en salir", es decir, asumir los riesgos de ser el último en recibir retornos.

- **Inversor:** El inversor aporta el capital propio necesario para financiar el proyecto a través de la SPV. Su objetivo es maximizar los retornos minimizando el volumen de capital propio invertido y asegurándose de que los dividendos derivados de los flujos de caja del proyecto sean lo más altos posible. Los inversores suelen buscar proyectos con alta rentabilidad, aunque estos conllevan mayores riesgos. En muchos casos, prefieren proyectos con períodos de deuda largos y amplios plazos de gracia que les permitan obtener retornos consistentes a lo largo del tiempo.
- **Prestamista:** Los prestamistas proporcionan la deuda que financia la mayor parte del proyecto. También pueden ofrecer asesoría interna si se considera necesario. Para proteger su inversión, suelen aplicar restricciones contractuales que mitigan los riesgos del proyecto y optimizan la seguridad del préstamo, con la prioridad de recibir sus pagos de acuerdo con el flujo de caja generado. Además, pueden requerir garantías sobre los ingresos del proyecto y derechos sobre los activos del mismo en caso de incumplimiento.
- **Contratista EPC:** El contratista de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción es el responsable de llevar a cabo la construcción del proyecto bajo los términos de un contrato específico. También puede asumir la operación y el mantenimiento del proyecto durante su ciclo de vida operativo. Su principal interés es maximizar el valor o el margen de las ventas de los equipos, lo que puede afectar el coste general del proyecto. Un buen desempeño del EPC es crítico para la calidad y el éxito operativo del proyecto.
- **Comprador:** El comprador es la entidad que firma un contrato a largo plazo, generalmente un Power Purchase Agreement (PPA), para adquirir la energía generada por el proyecto. El comprador, también conocido como offtaker, garantiza una fuente estable de ingresos para el proyecto a lo largo del tiempo, lo que es esencial para asegurar la viabilidad financiera y obtener términos de financiación favorables. Su interés radica en minimizar el precio de compra y obtener la mayor capacidad firme posible, con el menor número de garantías requeridas.

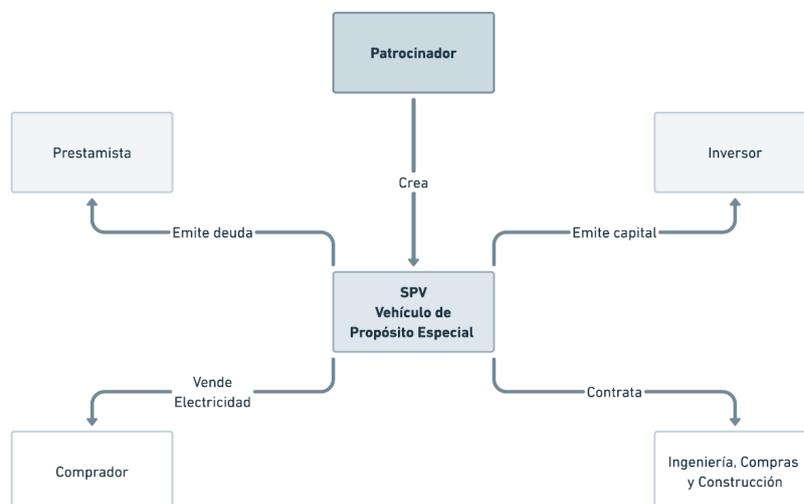


Ilustración 2: Principales partes interesadas de una SPV

Además de las partes principales, hay una serie de actores secundarios que también son fundamentales para la viabilidad y seguridad del proyecto, aunque su papel es más específico y complementario:

- **Gobierno:** El gobierno juega un rol fundamental en la concesión de licencias, permisos y derechos de acceso a la red eléctrica. En proyectos público-privados, puede ofrecer acuerdos de apoyo, facilitar el terreno para la planta e, incluso, proveer contratos de compra de energía (PPA) en algunos casos. Su involucramiento es clave en sectores como la energía renovable, donde el apoyo gubernamental puede influir directamente en la viabilidad financiera y operativa del proyecto.
- **Proveedores independientes de servicios:** Los proveedores independientes de servicios son empresas especializadas que ofrecen soluciones específicas para el proyecto, generalmente relacionadas con la operación y mantenimiento (O&M), consultoría técnica, gestión ambiental, servicios de monitoreo o cualquier otra necesidad operacional del proyecto una vez que entra en la fase operativa. Estos proveedores son fundamentales para asegurar la eficiencia operativa a largo plazo, y su desempeño influye directamente en la capacidad del proyecto para generar los flujos de caja necesarios para cumplir con las obligaciones de deuda y proporcionar retornos a los inversores.
- **Compañía de seguros:** La compañía de seguros proporciona cobertura durante las fases de construcción y operación del proyecto. Esta cobertura puede incluir seguros de responsabilidad civil, daños a la propiedad, y otros tipos de cobertura que mitiguen riesgos imprevistos que puedan impactar la viabilidad del proyecto.
- **Agencia de crédito a la exportación (ECA):** La ECA cubre, entre otros riesgos, el riesgo de importación de equipos cuando es aplicable. Estas agencias pueden ofrecer garantías o seguros sobre los equipos importados para el proyecto, lo que reduce la exposición a riesgos asociados con la adquisición de activos clave provenientes de otros países.
- **Instituciones multilaterales:** Como el Banco Mundial, desempeñan un papel importante en la financiación de proyectos a gran escala, particularmente en países en desarrollo o economías emergentes. Estas entidades proporcionan préstamos y garantías que ayudan a mitigar riesgos políticos o económicos, y facilitan el acceso a capital a largo plazo.
- **Fideicomiso:** En algunos casos, se designa un fideicomiso de seguridad que gestiona un acuerdo de fideicomiso de seguridad para proteger los ingresos de la SPV y garantizar que se distribuyan de acuerdo con la jerarquía de pagos establecida en el flujo de caja del proyecto. Su función es evitar un mal uso de los ingresos y asegurar que las obligaciones contractuales sean cumplidas.
- **Asesores externos:** Tanto prestamistas, inversores como patrocinadores suelen contar con el apoyo de asesores externos especializados que les brindan consultoría técnica, financiera y legal. Los asesores técnicos evalúan la viabilidad del proyecto desde un punto de vista operativo, los asesores legales redactan y revisan contratos, y los asesores financieros modelan y proyectan los flujos de caja del proyecto para asegurar su sostenibilidad financiera.

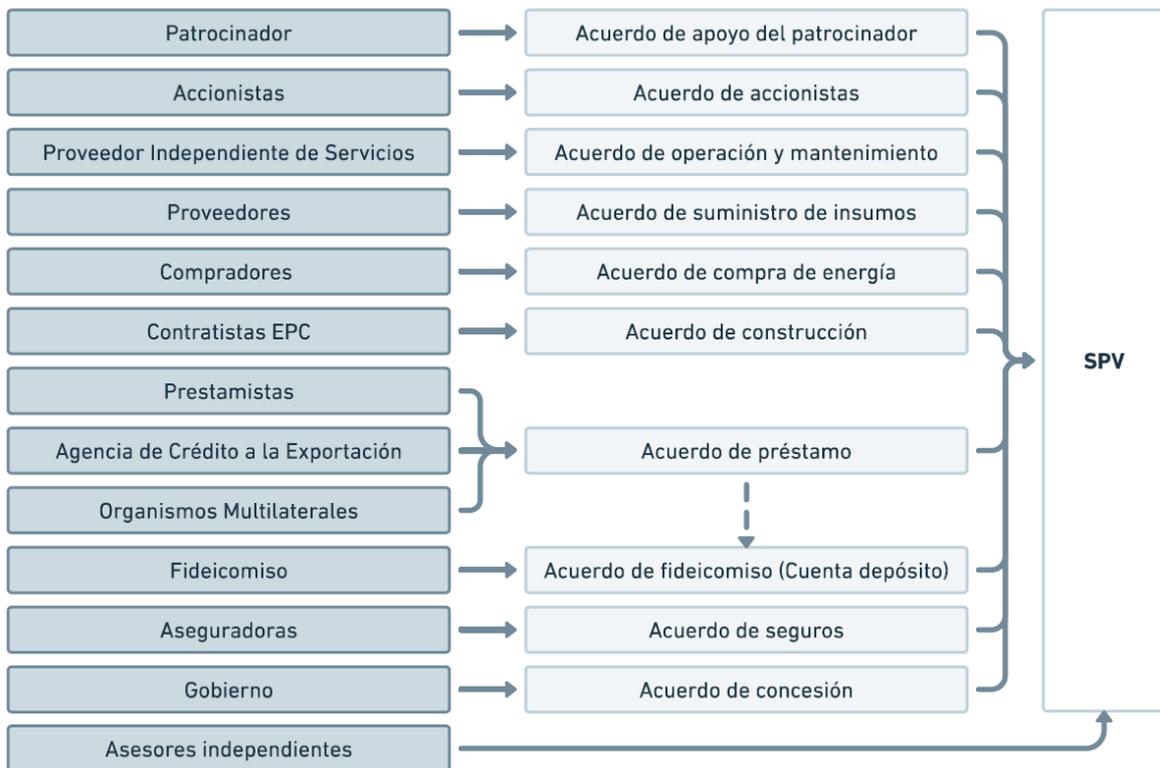


Ilustración 3: Partes interesadas de una SPV

3.1.3 ESTRUCTURA DE CAPITAL

La estructura de capital en los proyectos involucra diferentes tipos de financiamiento, cada uno con características particulares en términos de volumen, riesgo y retorno, así como de los actores que lo proveen. Estos instrumentos se combinan estratégicamente para asegurar el éxito financiero del proyecto, minimizando los riesgos y maximizando los retornos. Normalmente se caracteriza por un elevado apalancamiento, lo que implica que una parte importante del financiamiento del proyecto proviene de deuda. Este tipo de proyectos tienden a utilizar una proporción de deuda de entre el 70% y 80%, mientras que el restante 20%-30% corresponde a capital propio. A continuación, se describen los posibles tipos de financiación (Mohamadi, 2020):

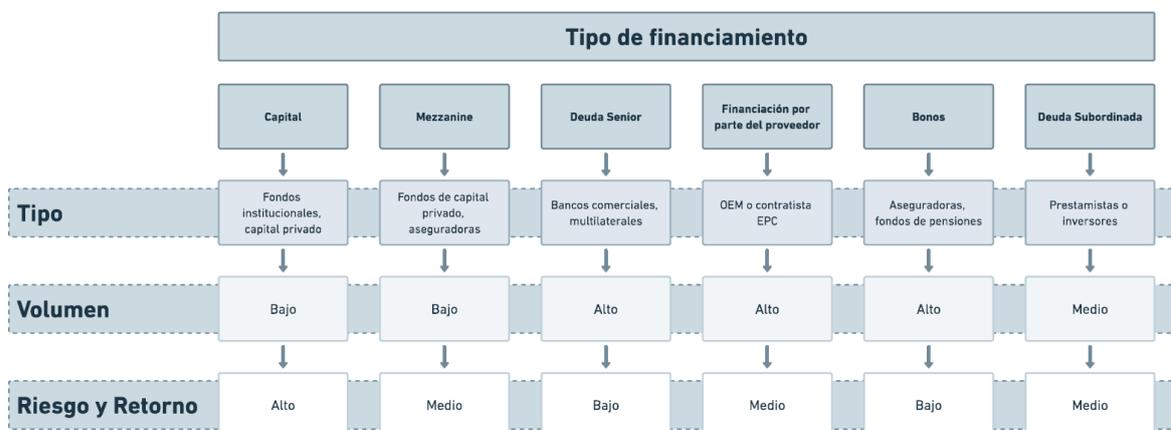


Ilustración 4: Formas de financiamiento

- **Capital propio:** es aportado generalmente por inversores privados o fondos institucionales. Este tipo de financiamiento está asociado con el mayor riesgo, ya que son

los últimos en recibir retornos en caso de éxito del proyecto, pero los primeros en absorber pérdidas. No obstante, su posición les permite obtener los mayores retornos cuando el proyecto se desarrolla favorablemente. El volumen de capital es relativamente bajo en comparación con la deuda, pero es fundamental para cubrir las primeras fases del proyecto y demostrar compromiso financiero.

- **Deuda mezzanine** es un tipo de financiamiento híbrido entre el capital y la deuda. Este tipo de financiación es proporcionado por fondos privados o aseguradoras, quienes asumen un riesgo moderado. Aunque no tienen las garantías de la deuda senior, cuentan con mayores expectativas de retorno que esta última, lo que les permite ocupar un espacio intermedio en la estructura de capital. Su volumen también es moderado y tiende a cubrir la brecha entre el capital y la deuda tradicional.
- **Deuda senior**, que proviene de bancos comerciales o multilaterales, constituye la mayor parte del financiamiento en un proyecto de energía renovable. Este tipo de deuda tiene prioridad en el reembolso, lo que significa que el riesgo es considerablemente bajo en comparación con otros tipos de financiamiento. A pesar de que el retorno es menor, su rol es crucial para garantizar la estabilidad financiera del proyecto, ya que cubre gran parte del capital necesario para su desarrollo y operación.
- **Financiación por parte del proveedor:** es otro componente importante en la estructura de capital. En este caso, los contratistas de EPC (Ingeniería, Procura y Construcción) o fabricantes de equipos proporcionan una parte del financiamiento necesario para los componentes y sistemas del proyecto. Este tipo de financiación es bastante voluminoso y se utiliza para aliviar la carga financiera de los patrocinadores, permitiéndoles invertir menos capital propio en las primeras etapas del proyecto. A cambio, los proveedores aseguran una relación a largo plazo con el proyecto y una fuente de ingresos garantizada.
- **Bonos:** son otra fuente relevante de financiamiento, generalmente emitidos por aseguradoras o fondos de pensiones, que buscan inversiones a largo plazo con un perfil de riesgo relativamente bajo. Los bonos permiten a los proyectos de gran escala acceder a capital significativo, con la ventaja de ofrecer a los inversores retornos más estables y predecibles. Dado su bajo riesgo, los bonos son una opción atractiva para los inversores institucionales que buscan seguridad en sus retornos.
- **Deuda subordinada** es una forma de financiamiento de mayor riesgo que la deuda senior, ya que solo se reembolsa después de que se hayan cumplido todas las obligaciones con los tenedores de deuda senior. Este tipo de financiamiento es proporcionado por prestamistas o inversores dispuestos a asumir un mayor nivel de riesgo a cambio de un retorno superior. Aunque el volumen de deuda subordinada es generalmente menor que el de la deuda senior, cumple un papel crucial en la estructura financiera del proyecto, ofreciendo una fuente adicional de capital para cubrir brechas específicas.

Para finalizar, cabe destacar que en la estructura de capital de un proyecto es común que la mayor parte del financiamiento provenga de deuda senior, debido a su bajo riesgo y al acceso a mayores volúmenes de capital. Posteriormente, se recurre a la deuda subordinada, la cual se utiliza estratégicamente como una herramienta financiera que permite a los inversores aportar capital a través de mecanismos como el “shareholder loan”. Este tipo de préstamo de los

accionistas, además de proporcionar una capa adicional de financiación, ofrece ventajas fiscales, ya que los intereses generados por la deuda subordinada pueden deducirse de los impuestos, reduciendo así la carga tributaria del proyecto. Finalmente, el capital propio, aunque representa un porcentaje menor en la estructura total, sigue siendo fundamental para garantizar el compromiso de los inversores y fortalecer la credibilidad financiera del proyecto.

3.1.4 CICLO DE VIDA DE LA PLANTA EÓLICA

El ciclo de vida de una planta eólica se divide en varias fases fundamentales, desde el desarrollo inicial hasta la operación y, finalmente, el desmantelamiento. Cada fase implica una serie de actividades específicas, con riesgos y requisitos de financiación propios. A continuación, se describe cada una de estas fases, junto con una representación gráfica que ilustra el flujo típico del proyecto (Mohamadi, 2020).

3.1.4.1 FASES DEL CICLO DE VIDA

Como se muestra en la gráfica adjunta, el ciclo de vida de un proyecto eólico sigue una serie de pasos lógicos y cronológicos. Estos se describen brevemente a continuación:



Ilustración 5: Fases del ciclo de vida de un parque eólico

- **Periodo de desarrollo:** El primer paso para desarrollar una planta eólica incluye la identificación del sitio adecuado y la realización de estudios de factibilidad y medición de recursos. También se firman acuerdos de arrendamiento de terrenos, y se evalúa el impacto ambiental, seguido de audiencias públicas y consultas con autoridades locales. El objetivo de esta fase es asegurar que el proyecto sea viable tanto técnica como económicamente.
- **Proceso de permisos:** Esta etapa se enfoca en la obtención de los permisos necesarios para la construcción y operación de la planta. Incluye la solicitud de permisos para la instalación de aerogeneradores y las conexiones a la red eléctrica, así como la realización de auditorías medioambientales. Esta fase culmina con la concesión de los permisos y la publicación de solicitudes de propuestas (RFP) para seleccionar un contratista de ingeniería, procura y construcción (EPC).
- **Proceso de financiación:** En este punto, se desarrolla un modelo financiero a medida que define la estructura de financiación adecuada, combinando deuda y capital. Se define la estructura accionaria del proyecto y se revisan los contratos, asegurando que todas las contingencias legales, financieras y técnicas sean cubiertas. Durante esta fase, se negocian los términos de financiación con prestamistas y se preparan los acuerdos necesarios para lograr el cierre financiero y el inicio de la construcción.

- **Periodo de construcción:** Una vez obtenida la financiación y seleccionados los contratistas EPC, se da inicio a la construcción del parque eólico. Esta fase involucra la instalación física de los aerogeneradores, la conexión a la red y la puesta en marcha de la planta. Es una fase intensiva en capital y con riesgos relacionados con posibles sobrecostes, retrasos y fallos técnicos.
- **Periodo de operación:** Tras la construcción y la puesta en marcha de la planta, se entra en la fase de operación. Aquí, la planta comienza a generar ingresos a través de la venta de electricidad, los cuales se utilizan para cubrir los costes operativos, el servicio de la deuda y los retornos a los inversores. Durante esta etapa, la operación y el mantenimiento son cruciales para asegurar que la planta funcione de manera eficiente y cumpla con los objetivos financieros.

3.1.4.2 FINANCIACIÓN A LO LARGO DEL CICLO DE VIDA

La financiación de un proyecto eólico varía significativamente a lo largo de las diferentes fases del ciclo de vida del proyecto. Durante las primeras etapas, como el desarrollo y la construcción, la financiación proviene de las aportaciones de capital por parte de los inversores y del uso de deuda. Sin embargo, en la fase de operación, los ingresos generados por la planta cubren los costes operativos y el servicio de la deuda, lo que eventualmente permite la distribución de dividendos a los inversores y el pago de impuestos.

A continuación, se introducen la gráfica que ilustra este flujo financiero durante las fases del proyecto (Mohamadi, 2020):

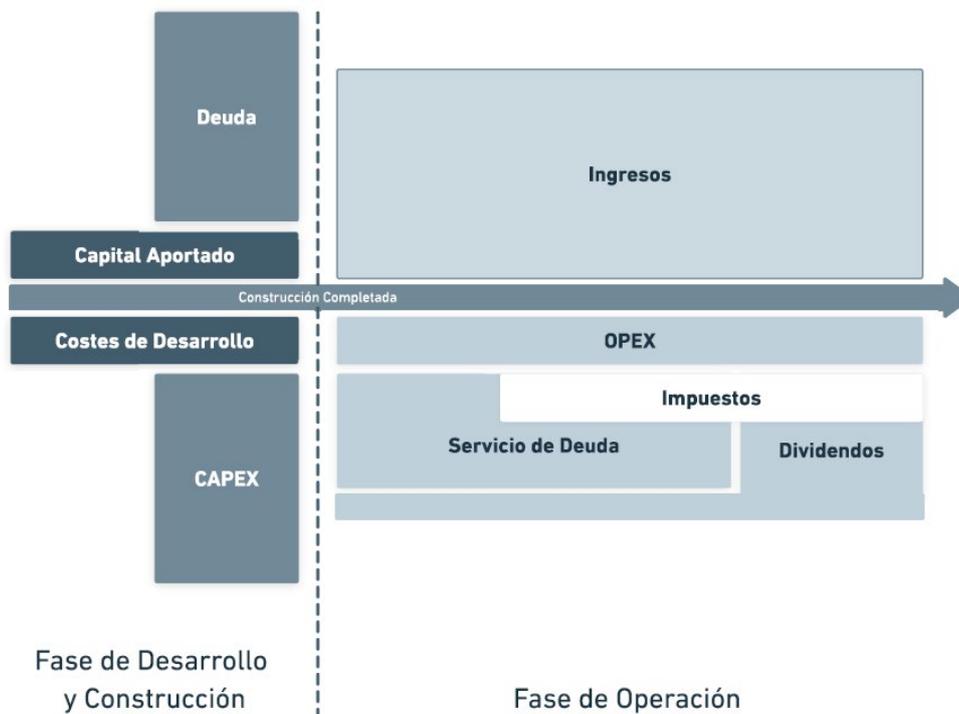


Ilustración 6: Financiación a lo largo de la vida útil del parque

- **Desarrollo y Construcción:** Durante esta fase, el proyecto se financia primero con el desembolso de capital por parte de los inversores, seguido por el uso de deuda. Con estos

dos elementos financieros se cubren los gastos de desarrollo y construcción necesarios. La combinación de estos fondos permite cubrir todos los costes del proyecto hasta que esté completamente desarrollado y listo para entrar en operación.

- **Operación:** Una vez que el proyecto entra en la fase de operación, los ingresos generados por la venta de energía se destinan principalmente a cubrir los costes de operación y mantenimiento, así como al pago del servicio de la deuda (intereses y reembolso del principal). Durante los primeros años, estos pagos hacen que los rendimientos del proyecto sean inicialmente negativos, lo que impide el pago de dividendos y el pago de impuestos en esta etapa.

Sin embargo, a medida que la deuda se reduce y los intereses disminuyen, el proyecto comienza a generar excedentes de caja suficientes para distribuir dividendos a los inversores. En este punto, los rendimientos positivos hacen que se comience a pagar impuestos.

3.1.5 RIESGOS

El análisis de riesgos es un componente esencial en la estructuración de cualquier proyecto bajo el esquema de Project Finance. Dado que los prestamistas y los inversores dependen exclusivamente de los flujos de del proyecto para el repago, una correcta identificación, distribución y mitigación de riesgos es fundamental para garantizar la viabilidad del proyecto (Mohamadi, 2020).

3.1.5.1 TIPOS DE RIESGOS

Los riesgos en un proyecto de energía renovable, como un parque eólico, pueden clasificarse en diversas categorías según su naturaleza:

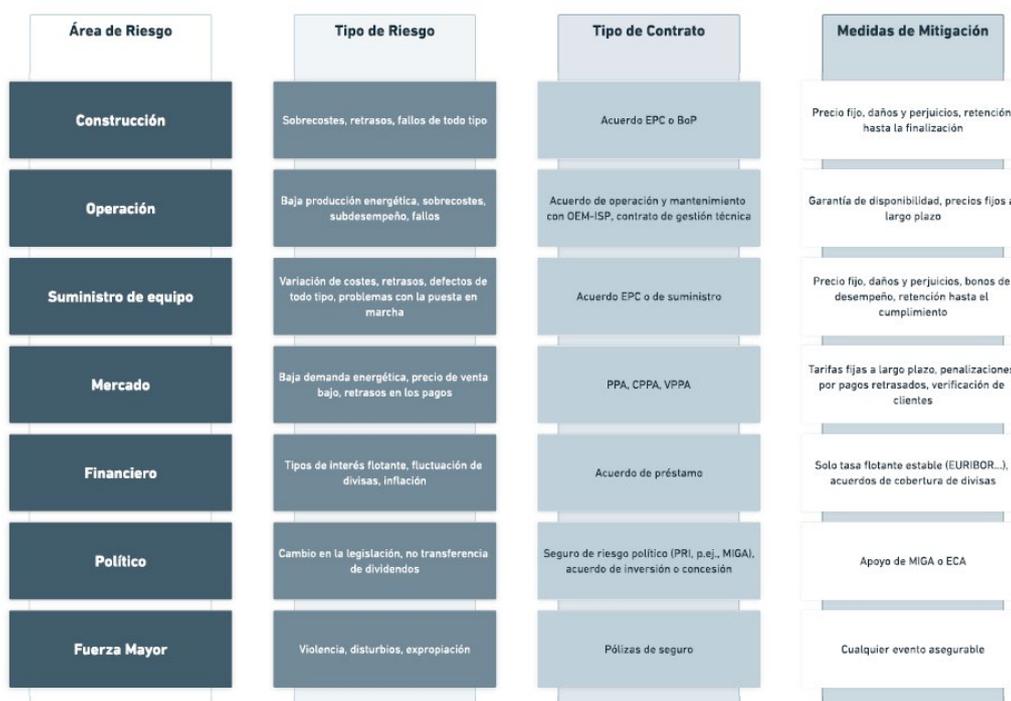


Ilustración 7: Tipos de riesgos del parque

- **Riesgo de construcción:** El riesgo de construcción está relacionado con sobrecostes, retrasos o problemas técnicos que puedan surgir durante la instalación de los aerogeneradores, infraestructura eléctrica y otros componentes. Generalmente, se utiliza un contrato EPC (Engineering, Procurement, and Construction) o un acuerdo BoP (Balance of Plant) que fija un precio global con cláusulas de daños y penalizaciones por retrasos. Además, se retienen pagos hasta la finalización correcta del proyecto.
- **Riesgo operativo:** Durante la operación del parque eólico, los riesgos están relacionados con una menor producción de energía, sobrecostes operativos, fallos en los aerogeneradores o en otros equipos, y una subproducción general de energía. Se pueden gestionar mediante contratos de operación y mantenimiento (O&M agreements) con garantías de disponibilidad y fijos a largo plazo. Estos contratos los suelen gestionar fabricantes de equipos originales (OEMs) o proveedores de servicios independientes (ISP).
- **Riesgo de suministro de equipos:** Este riesgo incluye variaciones de precios, retrasos en el suministro, defectos en los equipos, y problemas durante la fase de comisionamiento. Se utilizan acuerdos de suministro que incluyen garantías de cumplimiento mediante precios fijos, penalizaciones por retrasos y bonos de desempeño. Se retiene parte del pago hasta la conformidad con los estándares de calidad y los plazos acordados.
- **Riesgo de mercado:** El riesgo de mercado está relacionado con fluctuaciones en la demanda de energía, precios de venta de la electricidad más bajos de lo esperado, y pagos retrasados o no realizados por parte de los compradores. Los contratos a largo plazo como los Power Purchase Agreements (PPA), contratos corporativos de compra de energía (CPPA) o acuerdos virtuales (VPPA) ofrecen precios fijos, asegurando una fuente de ingresos estable. Además, pueden incluirse penalizaciones por retrasos en los pagos y la verificación previa de la solvencia del cliente.
- **Riesgo financiero:** Incluye factores como fluctuaciones en las tasas de interés, variaciones en el tipo de cambio, e inflación, que pueden impactar tanto los costes del proyecto como los flujos de caja futuros. La cobertura de estos riesgos puede gestionarse mediante la utilización de instrumentos financieros como derivados para tasas de interés o contratos de cobertura de tipo de cambio (hedging). Los acuerdos de préstamo suelen garantizar tasas de interés flotantes estables, como el Euribor.
- **Riesgo político:** Cambios en la ley, expropiaciones, la imposibilidad de transferir dividendos o el surgimiento de nuevos impuestos pueden afectar negativamente el proyecto. Para mitigar estos riesgos, se pueden emplear seguros políticos como los proporcionados por MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) o agencias de crédito a la exportación (ECA). Estos acuerdos brindan seguridad ante cambios regulatorios o políticos.
- **Riesgo de fuerza mayor:** Se refiere a eventos imprevistos como desastres naturales, disturbios sociales o expropiaciones que pueden afectar la viabilidad del proyecto. La mitigación de este riesgo se realiza mediante la contratación de seguros adecuados que cubran estos eventos imprevistos, asegurando la recuperación de parte del capital en caso de que ocurran.

3.1.5.2 CREACIÓN DE VALOR Y DISMINUCIÓN DE RIESGOS EN EL CICLO DE VIDA DE UN PARQUE EÓLICO

El ciclo de vida de un parque eólico se divide principalmente en dos grandes fases: Greenfield y Brownfield. A lo largo de estas fases, tanto el valor del proyecto como los riesgos asociados sufren fluctuaciones considerables. En este apartado se analizará cómo el valor económico de un proyecto aumenta a medida que se completan hitos clave, al mismo tiempo que los riesgos disminuyen progresivamente. Esta relación entre hitos y riesgo es fundamental para la refinanciación y para atraer inversores durante las distintas etapas del proyecto (nTeaser, s.f.).

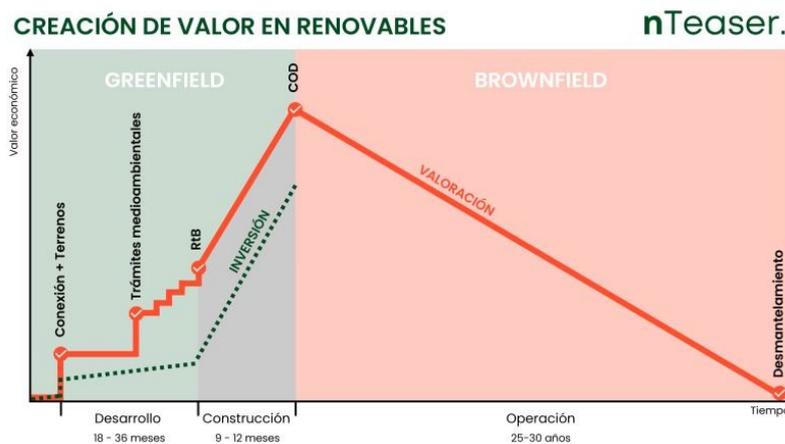


Ilustración 8: Variación del valor del parque a lo largo de su vida útil

3.1.5.2.1 Fase Greenfield

La fase Greenfield comprende las etapas de desarrollo y construcción del parque eólico. En esta fase, los riesgos son más altos, pero la creación de valor es rápida y significativa a medida que se completan hitos clave. Esta fase puede durar entre 18 y 36 meses en total e incluye las siguientes subetapas:

- **Desarrollo:**
 - **Conexión y terrenos:** Durante los primeros meses del desarrollo, el riesgo es alto debido a la incertidumbre en la adquisición de terrenos y en la obtención de permisos de conexión a la red eléctrica. Sin embargo, al conseguir la conexión y asegurar los terrenos, el proyecto comienza a ganar valor.
 - **Trámites medioambientales y normativos:** Una vez obtenidas las aprobaciones medioambientales y normativas, el riesgo disminuye significativamente. Estos permisos son esenciales para garantizar la viabilidad del proyecto y su cumplimiento con la legislación local.

A medida que se cumplen estos hitos y se obtiene la viabilidad legal y técnica del proyecto, los riesgos regulatorios y medioambientales se minimizan, y el proyecto se aproxima al estado de Ready to Build (RTB), donde el valor de mercado del proyecto aumenta considerablemente.

- **Construcción:** Cuando el parque eólico llega al estado de RTB, la mayor parte de los riesgos relacionados con permisos, viabilidad técnica y regulaciones ya han sido mitigados. El riesgo restante durante esta fase se relaciona principalmente con la

finalización de la construcción dentro del presupuesto y en el plazo acordado. En esta etapa, se comienza con la inversión intensiva en CAPEX, lo que incluye la adquisición de los equipos (aerogeneradores, subestaciones) y la construcción de la infraestructura necesaria.

3.1.5.2.2 Fase Brownfield

Una vez que el proyecto ha completado su construcción y entra en operación comercial, se inicia la fase Brownfield, que puede durar entre 20 y 25 años. En esta etapa, el parque eólico comienza a generar flujos de caja mediante la venta de energía, lo que disminuye los riesgos operativos y financieros de manera considerable.

- **Inicio de Operación Comercial:** El COD (Commercial Operation Date) marca el inicio oficial de las operaciones. A partir de este momento, los riesgos del proyecto disminuyen drásticamente, ya que la mayor parte de los riesgos relacionados con la construcción y permisos han sido superados.
- **Descenso en la Valoración:** A medida que el parque eólico avanza en su vida útil, la valoración del proyecto tiende a disminuir de manera progresiva. Este descenso se debe a factores como la depreciación de los equipos y la reducción en la vida útil esperada de los aerogeneradores. Sin embargo, es importante notar que, a pesar de la reducción en la valoración del proyecto, los riesgos financieros y operativos siguen siendo bajos debido a los ingresos constantes generados por la venta de energía y la menor incertidumbre asociada a la operación de un proyecto maduro.
- **Desmantelamiento:** Finalmente, cuando el proyecto se aproxima al final de su vida útil, la valoración económica llega a su punto más bajo. En esta fase, los riesgos se limitan a los costes de desmantelamiento, que deben ser gestionados adecuadamente mediante la creación de provisiones financieras a lo largo de la vida operativa del proyecto.

3.2 REFINANCIACIÓN EN PROYECTOS EÓLICOS

La refinanciación en proyectos eólicos se refiere al proceso mediante el cual se modifican los términos y condiciones de una deuda ya existente, o bien, se reemplaza la financiación inicial por una nueva estructura financiera. Este mecanismo es ampliamente utilizado en proyectos energéticos, como parques eólicos, y tiene como objetivo principal mejorar las condiciones financieras para los patrocinadores del proyecto.

La refinanciación puede ser propuesta tanto por los patrocinadores como por las entidades financieras. Por ejemplo, en algunas situaciones, un banco que participó en la financiación original puede proponer una refinanciación con el fin de obtener una nueva asignación y, por ende, recibir una compensación económica. En otros casos, son los patrocinadores quienes inician las negociaciones con el propósito de optimizar las condiciones de la deuda y mejorar los retornos económicos de su inversión (Gatti, 2013).

Los principales objetivos de la refinanciación en proyectos eólicos incluyen:

- **Liberar efectivo retenido:** En muchos casos, la refinanciación permite liberar los fondos que estaban previamente bloqueados en cuentas de reserva para el servicio de la deuda, como las reservas para el pago de intereses o amortización. Esta liberación de capital permite que los patrocinadores dispongan de más liquidez para otras inversiones o gastos operativos.
- **Reducción de los márgenes:** A medida que el proyecto avanza y el riesgo disminuye, las condiciones del mercado pueden permitir una renegociación de los márgenes que se pagan por encima de las tasas de interés interbancarias, reduciendo así los costes financieros asociados a la deuda.
- **Extensión del plazo de la deuda:** Una estrategia común en la refinanciación es ampliar el plazo de vencimiento de la deuda. Esto genera una reducción en los pagos anuales de amortización, mejorando el flujo de caja del proyecto y aumentando su capacidad de generar rendimientos para los inversores.
- **Diversificación de fuentes de financiamiento:** La refinanciación también puede permitir la introducción de nuevas formas de financiación, como la emisión de bonos, que permiten diversificar el grupo de acreedores y ofrecer condiciones más atractivas que las ofrecidas por la banca tradicional.
- **Flexibilización de convenios financieros:** La renegociación de la deuda puede resultar en una reducción de las restricciones impuestas por los convenios financieros originales, lo que otorga a los patrocinadores mayor flexibilidad para operar el proyecto sin estar limitados por cláusulas estrictas que puedan interferir con la gestión financiera.

3.2.1 TIPOS DE REFINANCIACIÓN

La refinanciación en proyectos eólicos puede adoptar diferentes formas, dependiendo de los objetivos de los patrocinadores y las características del proyecto. A continuación, se presentan los principales tipos de refinanciación utilizados en el sector (Gatti, 2013):

3.2.1.1 REFINANCIACIÓN SUAVE

La refinanciación suave, o waiver, es la forma más sencilla y rápida de refinanciar un proyecto. En lugar de modificar el apalancamiento financiero o el plazo del préstamo, este tipo de refinanciación se enfoca en la renegociación de ciertos términos y condiciones sin alterar significativamente la estructura de la deuda. Es más apropiado considerar esta refinanciación como una enmienda o ajuste de las condiciones contractuales originales. El waiver permite a los patrocinadores alcanzar los siguientes objetivos:

- **Liberar efectivo de las cuentas de reserva para el servicio de la deuda:** Comúnmente, se reemplaza el efectivo retenido en estas cuentas con garantías bancarias, como bonos o cartas de crédito.
- **Reducir los márgenes de interés:** A través de negociaciones con los bancos que parte del pool de prestamistas, se busca bajar el spread pagado por encima de las tasas de interés de referencia.
- **Flexibilizar los convenios financieros (covenants):** Se renegocian las restricciones impuestas por los convenios financieros para otorgar a los patrocinadores mayor flexibilidad operativa.

El proceso de refinanciación suave es relativamente rápido y menos costoso que otros métodos. Por lo general, puede completarse en un plazo de 1.5 a 2 meses, y los costes asociados incluyen una tarifa de trabajo o waiver fee para el banco organizador, así como gastos legales y técnicos para actualizar la documentación.

3.2.1.2 REFINANCIACIÓN DURA (HARD REFINANCING)

La refinanciación dura implica cambios más profundos en la estructura financiera del proyecto. Este tipo de refinanciación generalmente afecta el nivel de apalancamiento o el plazo de la deuda, lo que puede aumentar significativamente el perfil de riesgo del proyecto. A diferencia de la refinanciación suave, la refinanciación dura requiere una mayor intervención de los prestamistas y una renegociación más extensa. Existen varios subtipos de refinanciación dura:

- **Takeover:** Este método implica la adquisición del préstamo por un nuevo grupo de prestamistas, reemplazando al pool original. Esta adquisición puede mantener las mismas condiciones de la deuda, o más comúnmente, modificarlas. Un aspecto destacado de este método es el regearing, donde se aumenta el nivel de deuda, permitiendo a los patrocinadores retirar efectivo adicional.
- **Nuevo Financiamiento (New Lending):** En este tipo de refinanciación, un nuevo grupo de prestamistas otorga un préstamo a la SPV que es suficiente para pagar a los acreedores originales. Además, se puede crear una nueva línea de crédito para aumentar el apalancamiento, con una menor prioridad de pago respecto a la deuda refinanciada. Este método permite una reestructuración completa de la deuda, y no requiere el consentimiento de los antiguos acreedores, acelerando el proceso.

El proceso de refinanciación dura suele ser más complejo que la refinanciación suave y puede demorar entre 3 a 5 meses, debido a los cambios en los términos de la deuda y el análisis de riesgo más exhaustivo que se requiere.

3.2.1.3 EMISIÓN DE BONOS AL FINAL DE LA FASE DE CONSTRUCCIÓN

Otra forma de refinanciación ocurre al final de la fase de construcción del proyecto, donde se emiten bonos para refinanciar la deuda bancaria. La emisión de bonos de proyecto permite obtener condiciones más favorables en términos de plazo y coste del financiamiento, ya que estos bonos suelen ser atractivos para inversores institucionales debido a su estabilidad y la capacidad de alcanzar vencimientos de hasta 20 años. Este tipo de refinanciación es particularmente ventajosa cuando los intereses del mercado están bajos, mejorando las condiciones de financiación a largo plazo.

3.2.1.4 SOLUCIONES MIXTAS

En algunos casos, se puede combinar un nuevo financiamiento con una emisión de bonos para crear una refinanciación estructurada en dos fases. En la primera fase, un grupo de prestamistas concede los fondos necesarios para repagar la deuda existente. Posteriormente, se realiza la emisión de bonos para cubrir la deuda residual bajo términos más favorables. Aunque este método ofrece ventajas de flexibilidad y coste, su complejidad y duración son mayores, lo que incrementa los costes asociados.

Cada tipo de refinanciación ofrece oportunidades distintas para mejorar la estructura financiera de un proyecto eólico. La elección de una u otra dependerá de las condiciones del proyecto, el apetito de riesgo de los patrocinadores y las oportunidades del mercado.

3.2.2 VARIACIÓN DE RIESGOS Y VALOR DURANTE EL CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO EÓLICO

El ciclo de vida de un parque eólico presenta una evolución clara tanto en términos de riesgo como de valor, con oportunidades de refinanciación que pueden aprovecharse estratégicamente, especialmente cuando el proyecto alcanza su fase operativa. En este contexto, los riesgos, el valor de mercado del proyecto y las inversiones juegan un papel clave para determinar las oportunidades financieras, y es aquí donde una refinanciación puede ofrecer beneficios considerables para los patrocinadores.

A continuación, se realizará un análisis de estas variables a lo largo del proyecto (Mohamadi, 2020):

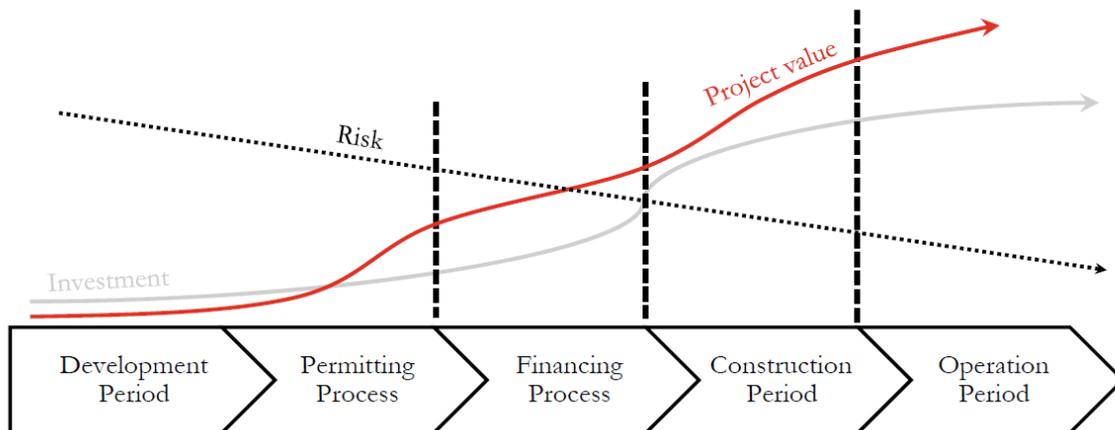


Ilustración 9: Variación del riesgo a lo largo de la vida útil del parque

En las primeras fases de desarrollo de un parque eólico, los riesgos son muy altos debido a la incertidumbre inherente en múltiples factores, como la obtención de permisos, la viabilidad técnica y financiera, y los estudios ambientales.

Sin embargo, a medida que el parque eólico avanza en su ciclo de vida y se completan hitos clave, los riesgos disminuyen de manera considerable. El punto más crítico es cuando el proyecto entra en **operación comercial**, momento en el que los riesgos relacionados con el desarrollo y la construcción han sido prácticamente eliminados. En esta fase, el parque comienza a generar ingresos a través de la venta de electricidad, lo que estabiliza su flujo de caja y convierte al proyecto en una inversión más predecible y segura.

Esta drástica disminución del riesgo en la fase operativa ofrece una ventaja significativa para los patrocinadores, ya que les permite renegociar las condiciones de financiación con términos más favorables. La seguridad que brinda un proyecto en operación comercial con ingresos estables permite a los prestamistas ofrecer mejores tasas de interés y mayor flexibilidad en los convenios financieros (Mohamadi, 2020).

Por otra parte, se puede analizar la famosa curva J de rentabilidad para aportar otra perspectiva a este concepto (Mohamadi, 2020):

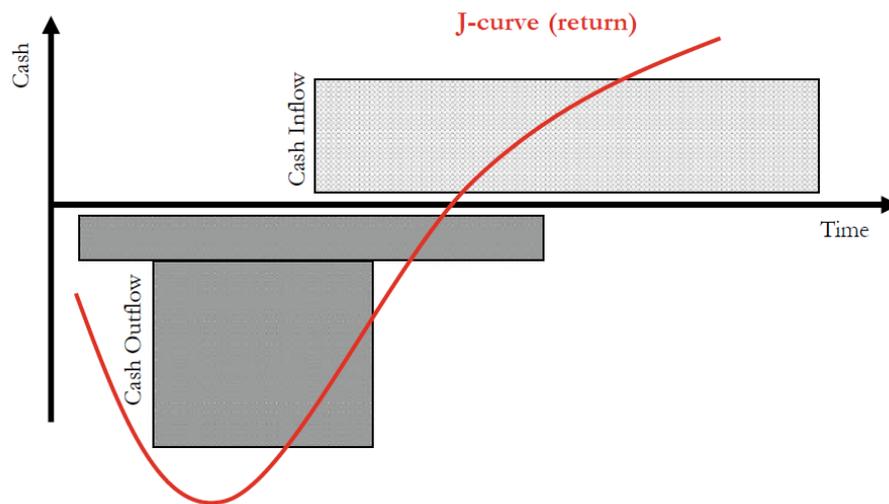


Ilustración 10: Curva J

La Curva J refleja la evolución de los flujos de caja del proyecto eólico a lo largo del tiempo. Inicialmente, el proyecto experimenta un desembolso de capital significativo durante la fase de desarrollo y construcción, lo que genera una curva de flujo de caja negativa. Este periodo de cash outflow coincide con los momentos de mayor riesgo e inversión, como se observó en la primera gráfica.

Sin embargo, una vez que el proyecto entra en la fase de operación y comienza a generar ingresos, la curva de flujo de caja se invierte, entrando en la fase de cash inflow. Es en esta etapa cuando el proyecto empieza a recuperar las inversiones iniciales, y la rentabilidad se eleva progresivamente, lo que da forma a la curva en "J". Este patrón de flujo de caja es típico de proyectos intensivos en capital como los parques eólicos, donde el retorno se obtiene en la fase operativa.

En resumen, la evolución del riesgo y el valor del proyecto a lo largo del ciclo de vida de un parque eólico plantea diversas oportunidades de refinanciación, especialmente cuando el proyecto alcanza su fase de operación comercial. En esta fase, el valor del proyecto está en su punto máximo, mientras que los riesgos son mínimos, lo que hace que los términos financieros de una refinanciación sean altamente ventajosos (Mohamadi, 2020).

3.2.3 OPORTUNIDADES DE MEJORAR LA RENTABILIDAD MEDIANTE LA REFINANCIACIÓN

La gestión de activos, a menudo subestimada, desempeña un papel fundamental en el éxito continuo de los proyectos eólicos. Esta función abarca la administración financiera, comercial y administrativa necesaria para asegurar un rendimiento financiero óptimo de la planta eólica. Desde una perspectiva ejecutiva, es común priorizar la inversión en el desarrollo de nuevos proyectos, la adquisición de proyectos en etapa temprana o el fortalecimiento de la financiación, debido a la percepción de que estas actividades generan un valor más inmediato y tangible.

En la mayoría de las empresas, los ingresos son el principal motor de la rentabilidad, lo que facilita la decisión de los ejecutivos de invertir en actividades de ventas. De manera similar, en el sector eólico, las adquisiciones y el financiamiento de proyectos suelen recibir mayor atención y recursos, mientras que la gestión de activos se considera una prioridad secundaria. No obstante,

en la vida útil de 20 a 30 años de un activo eólico, existe al menos un momento, y frecuentemente varios, en el que la gestión de activos se torna crucial: el refinanciamiento del proyecto eólico.

El coste del capital se ha convertido en un componente importante de los costes totales, superando incluso a los costes visibles de instalación. En este contexto, el refinanciamiento adquiere un valor particular al ofrecer una oportunidad para reducirlos. Según Philip Williams, Director de Gestión de Activos de Ahana Renewable, los ahorros derivados del refinanciamiento podrían mejorar los términos originales en varios puntos porcentuales, lo que se traduce en decenas de millones de dólares en valor para una gran cartera de proyectos.

Como Williams destaca, el refinanciamiento exige una preparación meticulosa y una documentación exhaustiva para demostrar la calidad superior del activo a los prestamistas. Esto incluye la centralización de los datos de producción de energía, el mantenimiento preventivo de primera clase y una infraestructura de datos robusta.

Recientemente, han surgido nuevas oportunidades para activos gestionados eficientemente, como seguros que garantizan hasta el 95% de la producción estimada de energía de un proyecto, reduciendo los recortes típicamente aplicados por los prestamistas. Sin embargo, si un activo está mal gestionado, ningún prestamista o asegurador estará dispuesto a involucrarse.

En conclusión, aunque la gestión de activos puede parecer una función secundaria frente a otras actividades más visibles y aparentemente lucrativas, su importancia en la optimización financiera y operativa de proyectos eólicos es indiscutible, especialmente en el contexto del refinanciamiento. Una gestión de activos efectiva no solo mejora la calidad del activo, sino que también puede significar la diferencia entre términos de financiamiento ordinarios y términos altamente favorables que maximicen el valor del proyecto (Matsui, 2017).

3.3 MODELADO FINANCIERO

El modelado financiero es una herramienta clave para planificar y evaluar proyectos como los parques eólicos. Su objetivo es proyectar y analizar los ingresos, gastos y flujos de efectivo necesarios para garantizar la viabilidad y sostenibilidad económica del proyecto. A través de este proceso, se identifican las necesidades de financiamiento, se evalúan los riesgos y se optimizan los recursos disponibles para maximizar los retornos.

En el caso de un parque eólico, el modelo financiero integra elementos como los costes de construcción y operación, los ingresos proyectados por la venta de energía y las condiciones de financiamiento, entre otros. También permite ajustar las decisiones estratégicas al evaluar diferentes escenarios y sensibilidades, proporcionando una visión clara y práctica para los patrocinadores e inversores.

Este apartado abordará los principales componentes de un modelo financiero, desde las entradas clave, como los costes iniciales (CAPEX) y operativos (OPEX), hasta los cálculos necesarios para estructurar la deuda y garantizar un flujo de caja positivo. El objetivo es crear una herramienta práctica que respalde la toma de decisiones durante todo el ciclo de vida del proyecto.

3.3.1 ENTRADAS DEL MODELO

Las entradas del modelo financiero son los datos y supuestos clave que permiten construir las proyecciones económicas del proyecto. Incluyen factores como los costes iniciales de inversión (CAPEX), los gastos operativos (OPEX), la producción estimada de energía y variables externas como la inflación o los tipos de interés. Estas entradas son fundamentales para evaluar la viabilidad económica y estructurar las finanzas del parque eólico de manera efectiva.

3.3.1.1 VARIABLES MACROECONÓMICAS

Las variables macroeconómicas juegan un papel fundamental en el modelado financiero de un proyecto eólico, ya que afectan tanto los ingresos como los costes operativos y de financiamiento. Entre las principales variables macroeconómicas a considerar están (Mohamadi, 2020):

- **Inflación:** La inflación impacta directamente los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y debe ser proyectada para garantizar que los ingresos del proyecto puedan cubrir adecuadamente los costes a lo largo del tiempo. Se recomienda utilizar las tasas de inflación proyectadas por entidades confiables o en base a análisis históricos de la economía local.
- **Tipos de Interés:** El tipo de interés afecta el coste de la deuda a largo plazo. En general, los proyectos de infraestructura eólica se financian con una combinación de capital y deuda. Las tasas de interés pueden ser fijas o variables, y es crucial considerar escenarios de tipos de interés fluctuantes para evaluar el riesgo financiero del proyecto.
- **Tipos de Cambio:** Para proyectos en los que se utilicen insumos o financiamiento en una moneda diferente de la de los ingresos del proyecto, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto significativo. Se recomienda el uso de coberturas o instrumentos derivados para mitigar este riesgo. Este riesgo es común en proyectos internacionales o con contratos de suministro y deuda en monedas distintas.

3.3.1.2 COSTES DE CAPITAL (CAPEX)

El **CAPEX** (Gastos de Capital) incluye los costes iniciales relacionados con el desarrollo y la construcción de un parque eólico. Estos gastos representan una inversión significativa y, generalmente, se financian a través de una combinación de deuda y capital propio. La estructura de los gastos de capital puede desglosarse en las siguientes categorías principales (Mohamadi, 2020):

- **Planificación y Permisos** (5-10% del CAPEX): Gastos relacionados con la planificación y la obtención de permisos necesarios para el desarrollo del proyecto. Estos incluyen estudios de impacto ambiental, trámites administrativos y cualquier coste asociado a las licencias requeridas para operar el parque eólico.
- **Aerogeneradores** (60-70% del CAPEX): Los aerogeneradores representan la mayor parte del CAPEX. Este coste incluye la compra de las turbinas y la tecnología necesaria para su instalación y operación. La selección de la tecnología adecuada es fundamental para maximizar la eficiencia energética y la rentabilidad a largo plazo.

- **Balance de Planta** (10-20% del CAPEX): El BoP incluye los costes de la infraestructura necesaria para el funcionamiento del parque eólico, excluyendo las turbinas. Esto abarca elementos como las cimentaciones, caminos de acceso, cableado subterráneo y las instalaciones auxiliares necesarias para la operación.
- **Conexión a la Red** (5-10% del CAPEX): Costes necesarios para conectar el parque eólico a la red eléctrica. Esto incluye las líneas de transmisión, subestaciones y cualquier equipo necesario para garantizar que la energía generada pueda ser entregada al sistema eléctrico.

3.3.1.3 COSTES OPERATIVOS (OPEX)

El **OPEX** (Gastos Operativos) incluye los costes continuos de operación y mantenimiento del parque eólico a lo largo de su vida útil. Los principales componentes del OPEX son los siguientes (Mohamadi, 2020):

- **Operación y Mantenimiento (O&M)**: Costes relacionados con el mantenimiento regular de los aerogeneradores y demás equipos del parque eólico para asegurar su funcionamiento óptimo.
- **Gestión de la planta**: Gastos asociados con la administración y supervisión diaria del parque eólico, incluyendo personal técnico y de gestión.
- **Costes de arrendamiento del terreno**: Gastos relacionados con el alquiler o arrendamiento de los terrenos donde están ubicados los aerogeneradores.
- **Seguros**: Costes asociados con las pólizas de seguro que cubren los riesgos operativos del parque, como daños a la propiedad, desastres naturales o accidentes.
- **Compensaciones ambientales y/o sociales**: Gastos relacionados con las medidas compensatorias que el proyecto debe implementar debido a su impacto ambiental o social.
- **Desmantelamiento de la planta**: Costes previstos para el desmantelamiento y retirada de la infraestructura del parque eólico al final de su vida útil, conforme a los compromisos legales o contractuales.

3.3.1.4 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA (AEP)

La **Producción Anual de Energía (AEP)** es uno de los elementos clave en la proyección financiera de un parque eólico, ya que representa la cantidad total de energía que el parque generará anualmente, típicamente medida en MWh o GWh por año. Esta estimación está sujeta a varias incertidumbres y pérdidas, lo que hace esencial un análisis riguroso de los datos y condiciones del sitio. Los elementos clave que se deben considerar en la estimación de la AEP incluyen:

3.3.1.4.1 Estudios de Recurso Eólico

La estimación de la producción de energía comienza con los **estudios de recurso eólico** (wind studies), que se realizan para determinar la viabilidad del proyecto. Estos estudios miden la

velocidad del viento y otras condiciones meteorológicas para prever la capacidad de generación de energía de las turbinas instaladas en el parque. Los estudios eólicos suelen incluir:

- **Velocidad media del viento:** Un factor clave para estimar la producción de energía, ya que la eficiencia de las turbinas está directamente relacionada con la velocidad y consistencia del viento.
- **Rosa de los vientos:** Representación de la dirección y frecuencia del viento en el área.
- **Condiciones locales:** Factores como la rugosidad del terreno y las posibles obstrucciones que podrían afectar el flujo de viento.

3.3.1.4.2 Proyecciones de Precios de Energía

Los **precios de la energía** son cruciales para la previsión de ingresos del parque. Para los parques eólicos en España, las proyecciones de precios de la energía pueden basarse en varios recursos:

- **Mercado de futuros español:** Proyecciones obtenidas del mercado a futuro para determinar los precios de la energía a largo plazo.
- **Líneas de Baringa:** Previsiones específicas de consultoras especializadas, como Baringa, que aportan información detallada sobre la evolución de precios de la energía en mercados renovables.
- **Proyección manual:** Basada en estimaciones internas que permiten crear un rango de escenarios. Estas proyecciones consideran tanto escenarios optimistas como conservadores que influyen directamente en los ingresos del proyecto.

3.3.1.4.3 Impacto de los Niveles de P

El AEP también se evalúa a través de diferentes niveles de probabilidad (P-levels), que reflejan la incertidumbre en las proyecciones de producción de energía. Los más comunes son:

- **P50:** Representa la estimación media de producción anual de energía, indicando que existe un 50% de probabilidad de que la producción real supere este valor y un 50% de que sea inferior. Este nivel se considera la mejor estimación basada en los datos disponibles.
- **P90:** Refleja una estimación aún más conservadora, donde existe un 90% de probabilidad de que la producción real supere este valor y solo un 10% de que sea inferior. Este nivel es especialmente relevante para los financiadores y prestamistas, ya que proporciona una mayor confianza en la capacidad del proyecto para generar ingresos suficientes para cumplir con las obligaciones financieras.

3.3.1.4.4 Pérdidas Estimadas en la Producción de Energía

Es crucial considerar las **pérdidas en la producción de energía**, ya que estas afectan directamente los ingresos del proyecto al reducir la cantidad de energía que se inyecta en la red. Las principales pérdidas que deben incluirse en el modelado financiero son (Mohamadi, 2020):

- **Pérdidas por el efecto de estela** (wake losses): Son causadas por las turbulencias generadas por las turbinas situadas a favor del viento, que afectan a las turbinas ubicadas detrás. Generalmente, estas pérdidas pueden ser del orden del 2% de la AEP estimada.
- **Curtailement por Gestión de Sectores:** Se refiere a la reducción deliberada de la producción de energía de una turbina cuando las condiciones del viento pueden exceder los límites de seguridad. Esto se logra ralentizando las palas o apagando temporalmente la turbina para evitar daños.
- **Pérdidas de disponibilidad** (availability losses): Cuando los equipos no están operativos debido a mantenimientos, averías o revisiones programadas. En contratos de O&M, es común que los proveedores garanticen una disponibilidad operativa del 95-98%.
- **Pérdidas en la curva de potencia:** Debido a incertidumbres en las condiciones reales del sitio, las turbinas a menudo no alcanzan el 100% de su curva de potencia nominal. Estas pérdidas suelen estar garantizadas alrededor del 95% por parte del fabricante de las turbinas.
- **Pérdidas eléctricas:** Pérdidas que se producen en los transformadores y cables de transmisión que conectan el parque eólico a la red eléctrica. Dependiendo de la longitud de los cables y la eficiencia de los equipos, estas pérdidas pueden representar un 4% del total de la producción energética.
- **Degradación:** A lo largo del tiempo, la eficiencia de los componentes del parque eólico tiende a disminuir, lo que afecta la producción energética. Aunque más común en sistemas solares, la degradación también puede afectar ligeramente a los aerogeneradores.

3.3.2 ESTRUCTURA FINANCIERA DEL PROYECTO

La estructura financiera de un proyecto eólico se organiza en torno a dos componentes fundamentales: **fuentes y usos del financiamiento**. En cualquier proyecto de infraestructura, ambos deben coincidir, asegurando que los fondos obtenidos se utilicen adecuadamente para cubrir todos los costes asociados. Este principio de equilibrio es esencial para mantener la viabilidad financiera del proyecto, ya que permite garantizar que los recursos necesarios para el desarrollo y construcción estén cubiertos con precisión por el capital y la deuda adquiridos.

En términos financieros, esta estructura es vital para el éxito del proyecto. Durante la fase de desarrollo e inversión, se enfoca en la recaudación de fondos provenientes de inversionistas y prestamistas. En la fase operativa, se transforman en la generación de ingresos, cubriendo costes operativos y el servicio de la deuda.

3.3.2.1 FUENTES DE FINANCIAMIENTO

Las **fuentes de financiamiento** representan el capital necesario para financiar el proyecto, que normalmente proviene de dos vías principales: capital propio y deuda. La combinación de estas fuentes se diseña estratégicamente para minimizar los riesgos y maximizar los retornos financieros. La estructura típica se suele componer de la siguiente forma (Mohamadi, 2020):

- **Capital propio:** Aportado generalmente por los inversores, el capital propio representa un porcentaje relativamente pequeño del total, aproximadamente entre el 5% y el 10% del coste total del proyecto. A pesar de que los inversores son los últimos en recibir retornos y los primeros en asumir pérdidas, esta contribución de capital es clave para demostrar compromiso financiero y atraer a los prestamistas.
- **Deuda mezzanine:** Es un tipo de deuda híbrida que se sitúa entre el capital propio y la deuda senior en cuanto a riesgo y retorno, suele ser entre un 10% y un 15%. Los prestamistas de deuda mezzanine asumen más riesgo que los prestamistas de deuda senior, pero esperan mayores rendimientos. Además, la deuda mezzanine se utiliza comúnmente para financiar deuda de los accionistas, que permite a los patrocinadores aportar más capital mediante este mecanismo, maximizando la eficiencia fiscal. Este tipo de deuda es crucial para cubrir cualquier brecha financiera y ofrecer a los accionistas una mayor flexibilidad, permitiendo deducciones fiscales sobre los intereses generados por este préstamo.
- **Deuda senior:** Proporcionada principalmente por bancos comerciales o instituciones multilaterales, la deuda senior constituye la mayor parte del financiamiento del proyecto, entre el 70% y el 80% del total. Este tipo de deuda tiene prioridad en el reembolso y, por lo tanto, es menos riesgosa que otras formas de financiamiento, aunque ofrece menores rendimientos.

3.3.2.2 USOS DE FINANCIAMIENTO

Los **usos de financiamiento** representan cómo se distribuyen los fondos obtenidos para cubrir los diversos costes asociados al proyecto. Estos costes incluyen desde la planificación inicial hasta la puesta en marcha del parque eólico (Mohamadi, 2020).

- **CAPEX:** Los gastos de capital son los mayores componentes de los usos y abarcan todos los costes relacionados con la construcción y desarrollo del parque. Esto incluye la adquisición de terrenos, las turbinas eólicas, la infraestructura eléctrica, y otros costes asociados al equipamiento necesario para el funcionamiento del parque.
- **Comisiones bancarias:** Al obtener financiamiento mediante deuda, los bancos y otras instituciones financieras cobran comisiones por la emisión y estructuración de la deuda. Estas comisiones incluyen honorarios por la estructuración del préstamo, costes legales, y tarifas por la administración del financiamiento. Las comisiones bancarias son cubiertas por los usos de la financiación y suelen pagarse al inicio del proyecto, una vez se ha cerrado el acuerdo financiero.

3.3.3 CÁLCULOS DEL MODELO

Los cálculos del modelo financiero en un proyecto de refinanciación eólica permiten estructurar el flujo de caja del proyecto y asegurar que se cumplan las obligaciones financieras de manera eficiente. El proceso comienza con la determinación del efectivo disponible, mediante el Modelo Waterfall, que prioriza los pagos operativos, de deuda y dividendos, garantizando una distribución secuencial y estructurada de los ingresos. A partir de ese flujo de caja disponible, se procede al dimensionado de la deuda, utilizando parámetros clave como la cobertura mínima

del servicio de la deuda (DSCR) y las condiciones del préstamo, asegurando que el proyecto puede hacer frente a los pagos sin comprometer su viabilidad. Finalmente, la estructura de la deuda ajusta los pagos de acuerdo con la capacidad del proyecto en cada momento, permitiendo un reembolso flexible y adaptado a los flujos de caja proyectados, lo que optimiza el uso de recursos y asegura una cobertura constante del servicio de la deuda a lo largo del tiempo. Este enfoque integrado facilita la sostenibilidad financiera del proyecto y maximiza su capacidad de generar retornos para los inversores.

3.3.3.1 MODELO WATERFALL

El modelo Waterfall, o cascada de flujos de caja, es un esquema que define la prioridad en la que los ingresos de un proyecto son distribuidos a lo largo de su vida operativa. El objetivo principal de este modelo es asegurar que las obligaciones financieras más críticas se cubran primero, minimizando el riesgo de insolvencia y garantizando que los prestamistas reciban sus pagos antes de que se distribuyan beneficios a los inversores. En la siguiente gráfica se puede visualizar el flujo de ingresos, y a continuación se explican detalladamente los distintos pasos y conceptos relacionados con cada fase de la cascada.

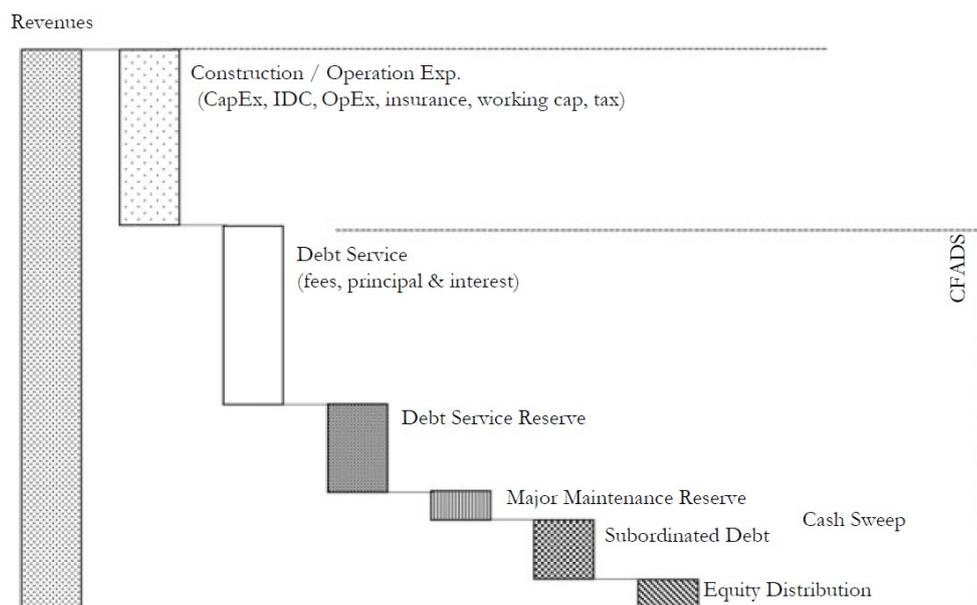


Ilustración 11: Modelo Waterfall

- **Ingresos:** Los ingresos generados por el parque eólico, a través de la venta de electricidad, constituyen la base sobre la que se distribuyen todos los pagos subsiguientes.
- **Gastos:** El primer uso de los ingresos es cubrir los gastos de capital (CapEx) y los gastos operativos (OpEx), incluyendo costos relacionados con el mantenimiento de la planta eólica, el seguro de los activos, los impuestos y otros costos necesarios para mantener la operación del proyecto.
- **Servicio de la deuda:** A continuación, se procede a cubrir el servicio de la deuda, que incluye el pago de los intereses y la amortización del principal. Esta es una de las

- prioridades fundamentales en el esquema Waterfall, ya que garantiza que los prestamistas reciban sus pagos de manera regular, mitigando el riesgo de impago.
- **Cuenta de Reserva para el Servicio de la Deuda:** Una vez cubiertos los intereses y el principal, se realiza una asignación a la cuenta de reserva para el servicio de la deuda, un fondo de contingencia diseñado para cubrir cualquier eventual falta de liquidez que pueda surgir en futuros periodos de pago de la deuda. Este mecanismo proporciona seguridad adicional tanto a los prestamistas como al proyecto.
 - **Cuenta de Reserva para el Mantenimiento Mayor:** También es fundamental asegurar fondos para el mantenimiento a largo plazo del proyecto, por lo que una parte de los ingresos se destina a la cuenta de reserva de mantenimiento mayor. Este fondo es utilizado para cubrir reparaciones significativas o renovaciones que puedan ser necesarias durante la vida útil de la planta eólica.
 - **Deuda Subordinada:** Después de cubrir las reservas, los ingresos pueden destinarse a la amortización de la deuda subordinada. Este tipo de deuda tiene una prioridad más baja que la deuda senior en términos de reembolso, pero sigue siendo una parte importante de la estructura de capital.
 - **Cash Sweep (si aplica):** Si existe un mecanismo de cash sweep en el acuerdo de financiamiento, los ingresos excedentes que quedan después de cubrir las obligaciones anteriores pueden ser utilizados para realizar pagos adicionales sobre la deuda. Esto acelera la amortización de la deuda y reduce los costes financieros a largo plazo.
 - **Distribución de Dividendos:** Finalmente, los inversores de capital propio son los últimos en recibir los pagos, bajo el principio de solicitantes residuales. Solo después de cubrir todos los gastos operativos, el servicio de la deuda, y las reservas, los dividendos pueden ser distribuidos a los accionistas.

Este proceso secuencial asegura que los riesgos financieros del proyecto se gestionen de manera eficiente, priorizando los pagos que son fundamentales para la continuidad operativa y la estabilidad financiera del proyecto. Además, proporciona un marco estructurado para la distribución de los flujos de caja generados por el parque eólico, garantizando que tanto prestamistas como inversores puedan planificar sus retornos de manera clara y predecible.

3.3.3.2 DIMENSIONADO DE LA DEUDA

El dimensionado de la deuda en un proyecto de Project Finance se refiere a la determinación del monto máximo de deuda que puede obtener el proyecto, considerando una serie de parámetros financieros y operativos, como el flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (CFADS), la cobertura mínima requerida del servicio de la deuda (DSCR), y el plazo y condiciones del préstamo. Estos factores son determinantes para garantizar la capacidad del proyecto para cumplir con sus obligaciones financieras sin poner en riesgo su viabilidad.

3.3.3.2.1 Factores Claves para el Dimensionado de la Deuda:

- **Mínimo de Capital Propio Requerido:** Los prestamistas suelen exigir que los patrocinadores aporten un porcentaje mínimo de capital propio en el proyecto, con el fin

de garantizar su compromiso y repartir los riesgos. Este capital se utiliza como un colchón para absorber pérdidas antes de que los prestamistas estén expuestos a incumplimientos. El porcentaje de capital propio suele oscilar entre el 15% y el 30% del coste total del proyecto.

- **Capacidad del CFADS para Servir la Deuda:** El CFADS es el flujo de caja operativo disponible para el servicio de la deuda, y su cálculo es esencial para determinar cuánta deuda puede soportar el proyecto. Cuanto mayor sea el CFADS, mayor será la capacidad del proyecto para hacer frente a los pagos de intereses y amortización. El tamaño de la deuda se determina evaluando el CFADS anual y asegurando que supere el DSCR mínimo requerido por los prestamistas.
- **Plazo y Condiciones del Préstamo:** El plazo de la deuda, que puede variar entre 10 y 20 años dependiendo del proyecto, afecta significativamente la cantidad de deuda que se puede obtener. Un plazo más largo puede reducir los pagos anuales de amortización, aumentando el flujo de caja libre del proyecto y su capacidad de generar retornos. Sin embargo, también aumenta el riesgo para los prestamistas debido a la incertidumbre sobre el desempeño a largo plazo del proyecto.

3.3.3.2.2 Cálculo del Monto de la Deuda:

El monto de la deuda se calcula a partir del CFADS anual proyectado, descontado a la tasa de interés requerida (denominada "tasa de descuento") y dividido por el DSCR mínimo exigido por los prestamistas. La fórmula es la siguiente:

$$\text{Deuda} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CFADS}_t}{(1+r)^t}}{\text{DSCR}}$$

Donde:

- **D:** Es el monto total de la deuda.
- **CFADS_t:** Es el flujo de caja disponible para el servicio de la deuda en el año **t**.
- **r:** Es la tasa de descuento, que usualmente corresponde al costo de la deuda.
- **DSCR:** Es el ratio mínimo de cobertura del servicio de la deuda requerido por los prestamistas, que suele estar en un rango de 1.2x a 1.5x.
- **n:** Es el número de años del plazo del préstamo.

3.3.3.2.3 Provisión de Reservas para el Servicio de la Deuda:

En algunos casos, los prestamistas exigen la creación de una cuenta de reserva para el servicio de la deuda, con el objetivo de mitigar riesgos en escenarios de estrés financiero. Esta cuenta se financia con una parte del flujo de caja operativo, o mediante una línea de crédito que pueda ser utilizada si el CFADS es insuficiente en algún periodo. Sin embargo, esta línea de crédito conlleva comisiones y compromisos adicionales, por lo que los patrocinadores a menudo prefieren una solución que implique la inyección de capital propio en momentos de necesidad, optimizando el pago de dividendos a futuro y eliminando la necesidad de una cuenta de reserva formal.

3.3.3.3 ESCULTURA DE LA DEUDA

La escultura de la deuda, o también conocida como "Sculptured Repayment Schedule", es un mecanismo de estructuración de pagos de deuda que se utiliza en proyectos de Project Finance para alinear el reembolso del préstamo con los flujos de caja proyectados del proyecto. Este enfoque es particularmente útil en proyectos cuyos flujos de caja son irregulares o fluctuantes a lo largo del tiempo, como es el caso de muchos proyectos de energías renovables.

En lugar de seguir un calendario de amortización lineal o fijo, la escultura de la deuda ajusta los pagos de la deuda según los flujos de caja disponibles para el servicio de la deuda (CFADS) de cada periodo, mientras se mantiene un nivel constante de cobertura de la deuda (DSCR). Esto asegura que el servicio de la deuda sea sostenible y adaptable a las características particulares de generación de ingresos del proyecto.

Los proyectos de energías renovables, como los parques eólicos, suelen tener flujos de caja que varían significativamente en función de factores como la estacionalidad, los niveles de producción de energía, los precios de la energía y la estructura fiscal del país. Por ejemplo, muchos regímenes fiscales permiten la depreciación acelerada de los activos, lo que reduce la carga fiscal en los primeros años del proyecto. Esto genera una mayor capacidad de CFADS en esos años iniciales y, por lo tanto, permite ajustar el calendario de amortización para aprovechar este flujo de caja superior en los primeros años.

Los beneficios de la escultura de la deuda son los siguientes:

- **Flexibilidad Financiera:** Al ajustar el pago de la deuda al flujo de caja generado por el proyecto, se garantiza que el proyecto siempre pueda cumplir con sus obligaciones sin tensiones financieras. En los años en que los ingresos son mayores, se programan pagos de deuda más altos, mientras que en años de menores ingresos, los pagos se reducen.
- **Optimización del Flujo de Caja:** La escultura permite maximizar el uso del flujo de caja operativo para amortizar la deuda cuando es más elevado, lo que reduce el riesgo de incumplimiento y optimiza el rendimiento financiero del proyecto.
- **Mantenimiento de un DSCR Constante:** A lo largo del plazo del préstamo, la escultura de la deuda asegura que el ratio de cobertura de la deuda (DSCR) se mantenga constante, lo que proporciona seguridad tanto a los prestamistas como a los patrocinadores del proyecto. Esto se logra ajustando los pagos de la deuda de acuerdo con las proyecciones de flujo de caja, lo que mitiga riesgos asociados a fluctuaciones en los ingresos.

La escultura de la deuda es una herramienta crucial en la financiación estructurada de proyectos de energía renovable, como los parques eólicos, ya que permite optimizar la estructura de reembolso de la deuda según las características financieras del proyecto. Esto ayuda a gestionar de manera más eficiente los riesgos financieros, manteniendo un flujo de caja operativo suficiente para cubrir los pagos de deuda a lo largo del tiempo, y asegurando así la viabilidad a largo plazo del proyecto.

3.3.4 CUENTAS AUXILIARES

El apartado de cuentas auxiliares comprende elementos complementarios para la planificación financiera del proyecto, proporcionando herramientas para garantizar una administración eficiente y predecible de los flujos de caja, los compromisos financieros y la generación de valor. Estas cuentas, aunque no son transaccionales en sí mismas, permiten modelar y gestionar la salud financiera del proyecto eólico, desde la operación cotidiana hasta escenarios estratégicos de largo plazo. A continuación, se describe cada una de ellas de forma detallada.

3.3.4.1 FONDO DE MANIOBRA

El fondo de maniobra es un indicador fundamental de la liquidez del proyecto y refleja la diferencia entre los activos y los pasivos corrientes. Su propósito principal es garantizar que el proyecto disponga de los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones de corto plazo, como los pagos a proveedores, los salarios, y otros gastos operativos.

En este modelo financiero, el fondo de maniobra se gestiona mediante:

- **Cuentas por cobrar:** Corresponden a los ingresos generados por la venta de electricidad. La puntualidad en los cobros es esencial para mantener una posición de caja saludable. Retrasos en los pagos por parte de los compradores pueden generar tensiones financieras, por lo que se deben implementar mecanismos de seguimiento y penalizaciones en contratos, como los PPA.
- **Cuentas por pagar:** Representan las obligaciones a corto plazo con proveedores, contratistas y otros acreedores. La negociación de términos favorables de pago, como plazos extendidos, puede reducir la presión sobre la caja del proyecto y mejorar el ciclo de conversión de efectivo.

Un fondo de maniobra positivo asegura que el proyecto puede operar de manera eficiente sin recurrir a financiamiento adicional para cubrir necesidades básicas, mientras que uno negativo indica problemas de liquidez que podrían derivar en el incumplimiento de obligaciones.

3.3.4.2 CUENTAS DE RESERVA

Las cuentas de reserva son fondos preasignados para cubrir compromisos específicos, fortaleciendo la resiliencia del proyecto frente a imprevistos y eventos esperados de alto impacto financiero. En el modelo financiero se incluyen las siguientes:

- **Cuenta de reserva para el servicio de la deuda:** Su función es garantizar que los pagos de intereses y principal de la deuda puedan cumplirse incluso en situaciones de menor generación de ingresos, como periodos de baja producción energética o fluctuaciones en los precios del mercado. La DSRA suele mantenerse en un nivel equivalente a los pagos de servicio de la deuda de 6 a 12 meses. Los depósitos regulares en esta cuenta aseguran que el proyecto pueda cumplir sus obligaciones financieras en todo momento.
- **Cuenta de mantenimiento mayor:** Se utiliza para financiar reparaciones o reemplazos significativos de componentes críticos, como turbinas, cajas de cambios y sistemas eléctricos. Estos gastos suelen ocurrir en intervalos planificados durante la vida operativa del proyecto y pueden representar una proporción significativa del flujo de

caja. La estrategia de depósitos en la MMRA debe basarse en un análisis detallado del ciclo de vida de los activos y la estimación de costes futuros, asegurando la disponibilidad de fondos en los momentos clave.

Estas cuentas ofrecen un margen de seguridad para el proyecto, reduciendo riesgos financieros y aumentando la confianza de los prestamistas y otros inversores.

3.3.4.3 DEPRECIACIÓN

La depreciación refleja la disminución en el valor de los activos físicos del proyecto a lo largo de su vida útil. En el contexto de un parque eólico, se aplica principalmente a los aerogeneradores, las infraestructuras de conexión eléctrica y otros equipos asociados.

- **Objetivos de la depreciación contable:** Registrar la depreciación como un gasto en el estado de resultados, lo que permite reducir la utilidad gravable y, en consecuencia, la carga tributaria.
- **Objetivos de la depreciación financieros:** Planificar el reemplazo de activos al final de su vida útil. Por ejemplo, los aerogeneradores tienen una vida útil típica de 20-25 años, lo que implica que su depreciación debe alinearse con su curva de desgaste y obsolescencia.

En el modelo, se utiliza un método de depreciación lineal, que distribuye el coste de los activos de manera uniforme a lo largo de su vida útil. Esto simplifica el cálculo contable y proporciona una previsibilidad en los gastos asociados.

3.3.4.4 DIVIDENDOS

Los dividendos son pagos realizados a los accionistas a partir de las utilidades netas generadas por el proyecto. Su distribución depende de varios factores:

- **Restricciones contractuales:** Los convenios financieros suelen incluir cláusulas de bloqueo de dividendos ("dividend blockers") que condicionan su distribución al cumplimiento de requisitos específicos, como mantener un DSCR mínimo, haber liquidado la deuda subordinada o haber completado la financiación de cuentas de reserva.
- **Política de retención:** Decidir qué proporción de las utilidades se distribuye y cuánto se reinvierte es una decisión clave que afecta tanto a los retornos de los inversores como a la capacidad del proyecto para afrontar inversiones futuras.

El modelo financiero incluye estos mecanismos para garantizar que los dividendos solo se distribuyan cuando las condiciones financieras sean favorables y no comprometan la sostenibilidad del proyecto.

3.3.4.5 IMPUESTOS

La cuenta de impuestos abarca todos los pasivos fiscales generados por las operaciones del proyecto, como el impuesto sobre la renta corporativo y otros gravámenes específicos aplicables al sector energético. Los aspectos principales incluyen:

- **Cálculo del impuesto sobre la renta:** Basado en la utilidad antes de impuestos (EBT), ajustada por elementos como la depreciación y las pérdidas fiscales acumuladas.
- **Gestión de pagos diferidos:** En caso de que existan pérdidas fiscales acumuladas de años anteriores, estas pueden aplicarse para reducir la base imponible, posponiendo parte de la carga fiscal a ejercicios futuros.
- **Provisiones fiscales:** Establecer reservas para cubrir pagos de impuestos garantiza que el proyecto pueda cumplir con sus obligaciones tributarias en tiempo y forma.

La correcta gestión de los impuestos no solo asegura el cumplimiento legal, sino que también optimiza los flujos de caja del proyecto, contribuyendo a maximizar los retornos para los inversores.

3.3.5 DATOS REFINANCIACIÓN

El apartado de datos de refinanciación detalla los parámetros fundamentales utilizados para redefinir la estructura financiera del proyecto bajo el esquema de Project Finance. Estos datos permiten ajustar las condiciones de deuda existentes, mejorar el flujo de caja, y optimizar el retorno para los inversores. A continuación, se presenta un resumen de los principales aspectos incluidos en cualquier modelo de refinanciación.

3.3.5.1 FECHAS REFINANCIACIÓN

Las fechas del proceso de refinanciación marcan los hitos clave para la implementación de la nueva estructura financiera. Este apartado incluye la fecha efectiva de refinanciación, el plazo de la nueva deuda y la fecha de vencimiento final. Estos elementos establecen un marco temporal claro que permite planificar los pagos y alinear la nueva estructura de deuda con la vida útil del proyecto.

3.3.5.2 RATIO DE COBERTURA DE SERVICIO DE LA DEUDA (DSCR)

El DSCR es uno de los indicadores financieros clave en cualquier refinanciación bajo el modelo de Project Finance. Este ratio asegura que los flujos de caja disponibles sean suficientes para cubrir las obligaciones de la deuda, como el pago de intereses y el reembolso del principal. El DSCR mínimo requerido, establecido en colaboración con los prestamistas, refleja la confianza en la capacidad del proyecto para mantener una operación estable y garantizar el cumplimiento de sus obligaciones financieras. Este dato es fundamental para determinar la capacidad de apalancamiento del proyecto.

3.3.5.3 ESTRUCTURA DE CAPITAL

La refinanciación incluye un análisis detallado de la estructura de capital, que establece la proporción de deuda y capital propio que se utilizará en el proyecto. Este elemento busca optimizar el uso de recursos financieros externos, como la nueva deuda, mientras se reserva una parte para la distribución de dividendos extraordinarios. También se considera el repago de préstamos subordinados como parte de una estrategia para mejorar la rentabilidad de los accionistas y mantener el equilibrio financiero del proyecto.

3.3.5.3.1 Fuentes de Fondos

La refinanciación introduce una reestructuración de las fuentes de financiamiento del proyecto. Estas pueden incluir:

- **Equity:** La participación de los accionistas en forma de aportes de capital se mantiene como una base sólida del proyecto.
- **Deuda Mezzanine:** Permanece inalterada o se ajusta parcialmente, asegurando la estabilidad financiera del modelo.
- **Nueva Deuda Senior:** Representa el principal componente de la refinanciación, sustituyendo la deuda previa por condiciones más favorables en términos de tasas de interés, plazos y nivel de apalancamiento.

Estas fuentes reflejan una estructura optimizada que combina estabilidad con un incremento en la rentabilidad del proyecto.

3.3.5.3.2 Usos de Fondos

Los recursos obtenidos mediante la refinanciación se destinan estratégicamente a varios objetivos, incluyendo:

- **Cancelación de la deuda original:** Se elimina la deuda , reduciendo costes financieros y liberando al proyecto de condiciones desfavorables.
- **Distribución de dividendos especiales:** Parte de los fondos se destinan a recompensar a los inversores con liquidez inmediata.
- **Pago parcial de deuda mezzanine:** Se mejora la estructura de capital mediante la amortización anticipada de esta deuda.
- **Cobertura de comisiones:** Los costes asociados al proceso de refinanciación, como asesoramiento, estructuración y cierre, se financian con los fondos obtenidos.

3.3.5.4 CARACTERÍSTICAS DE LA NUEVA DEUDA

El diseño de la nueva deuda es uno de los pilares fundamentales de la refinanciación. Este apartado incluye detalles como:

- **Tasa de interés:** Se establece la composición de la tasa, que combina una tasa base y un margen aplicado por el prestamista, reflejando el riesgo percibido del proyecto.
- **Comisiones:** Los costes asociados a la reestructuración, como comisiones de cancelación, estructuración y compromiso, se incluyen para proporcionar una visión completa de las implicaciones financieras.
- **Frecuencia de pagos y período de gracia:** Estos elementos determinan la periodicidad de los pagos y, en caso de aplicarse un período de gracia, la flexibilidad inicial en los pagos del principal.

Estas características están diseñadas para garantizar que las condiciones de la nueva deuda sean sostenibles y reflejen los flujos de caja proyectados del proyecto.

3.3.6 CUENTAS FINANCIERAS

Las cuentas financieras se generan una vez que el modelo financiero del proyecto ha sido completado, permitiendo extraer todos los datos de las demás cuentas y variables del proyecto, como ingresos, gastos operativos, inversiones y flujos de efectivo. Estas cuentas ofrecen una visión integral de la situación financiera del proyecto, recopilando la información de todos los elementos del modelo para crear un panorama claro sobre su viabilidad y desempeño económico.

3.3.6.1 BALANCE GENERAL

El Balance General ofrece una fotografía de la situación financiera del proyecto en un momento específico, detallando sus activos, pasivos y el patrimonio neto. Este estado financiero se organiza en dos partes: los activos (lo que posee el proyecto) y los pasivos (lo que debe), junto con el capital propio de los patrocinadores o inversores.

- **Activos:** Compuestos por activos corrientes y no corrientes. Los primeros representan los activos que se espera que se conviertan en efectivo o que se utilicen dentro de un año. Ejemplos incluyen cuentas por cobrar y efectivo en bancos. Mientras que los no corrientes comprenden aquellos activos que se utilizarán durante más de un año, como los equipos eólicos, las turbinas y la infraestructura de conexión a la red.
- **Pasivos:** Compuestos por pasivos corrientes y no corrientes. Los primeros son obligaciones financieras que el proyecto debe cumplir en el corto plazo (menos de un año), como pagos de intereses y deudas a corto plazo. Mientras que los no corrientes son deudas y obligaciones a largo plazo, que típicamente incluyen préstamos bancarios y emisiones de deuda senior o subordinada.
- **Patrimonio neto:** Incluye el capital aportado por los patrocinadores, así como las ganancias retenidas que se han acumulado durante la vida del proyecto. Este componente es fundamental para evaluar la solvencia del proyecto y su capacidad para asumir nuevas deudas o distribuir dividendos.

3.3.6.2 ESTADO DE RESULTADOS

El **Estado de Resultados**, también conocido como cuenta de pérdidas y ganancias, detalla los ingresos y gastos del proyecto en un periodo determinado, generalmente de forma trimestral o anual. Su principal objetivo es mostrar si el proyecto es rentable o no, calculando el beneficio neto tras restar los costes a los ingresos.

- **Ingresos:** Los ingresos provienen principalmente de la venta de electricidad generada por el parque eólico, generalmente bajo contratos de compra de energía (PPA), acuerdos corporativos (CPPA) o ventas en el mercado mayorista.
- **Costes operativos:** Incluyen los gastos asociados con la operación y el mantenimiento de los aerogeneradores, los arrendamientos de terreno, los seguros, y las compensaciones ambientales y sociales.

- **Gastos financieros:** Los gastos por intereses derivados de la deuda adquirida para financiar el proyecto son clave en este apartado. La deuda senior y subordinada tienen prioridad en estos pagos.
- **Beneficio antes de impuestos:** Representa el beneficio operativo después de deducir los gastos financieros, pero antes de aplicar los impuestos.
- **Beneficio neto:** Es el resultado final del periodo, y refleja la rentabilidad del proyecto después de todos los gastos, incluidos los impuestos. Este beneficio puede ser distribuido a los inversores como dividendos o retenido para reinversiones.

3.3.6.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El Estado de Flujo de Efectivo muestra los flujos de entrada y salida de efectivo del proyecto durante un periodo determinado, proporcionando una visión detallada de cómo se genera y utiliza el efectivo en las operaciones, inversiones y financiación del proyecto. Se divide en tres secciones:

- **Flujos de efectivo operativos:** Representa el efectivo generado por las operaciones diarias del proyecto, como la venta de electricidad y los pagos relacionados con los costes operativos. Es un indicador clave de la capacidad del proyecto para generar ingresos suficientes para mantener sus actividades operativas y cubrir sus obligaciones de deuda.
- **Flujos de efectivo de inversión:** Incluyen las inversiones en activos a largo plazo, como la compra de aerogeneradores y otros equipos necesarios para la operación del parque. Durante la fase de construcción, esta sección mostrará salidas significativas de efectivo debido a las inversiones de capital (CAPEX).
- **Flujos de efectivo de financiación:** Reflejan las actividades relacionadas con la financiación del proyecto, incluyendo la emisión de deuda, el pago de intereses, la amortización de préstamos y la distribución de dividendos a los inversores.

3.3.7 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados y análisis financieros son elementos esenciales para evaluar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto eólico. Este apartado tiene como objetivo interpretar los indicadores clave del desempeño financiero, en particular la TIR, y realizar un análisis de sensibilidad que permita comprender cómo diferentes variables afectan la rentabilidad y el riesgo del proyecto. Estas herramientas facilitan la toma de decisiones informadas al ofrecer una evaluación objetiva y cuantitativa del desempeño financiero bajo diversos escenarios.

3.3.7.1 TIR

La TIR es uno de los indicadores más utilizados en la evaluación financiera de proyectos, ya que permite determinar la rentabilidad del capital invertido. En este caso, se calculan diferentes TIR para analizar el rendimiento financiero desde varias perspectivas:

- **TIR del Equity:** Mide el retorno sobre el capital propio invertido por los accionistas, considerando tanto los flujos de dividendos como la amortización de cualquier deuda

subordinada o mezzanine. Este indicador es clave para evaluar si el proyecto cumple con las expectativas de los inversores en términos de rentabilidad.

- **TIR del Proyecto Antes de Impuestos:** Considera los flujos de caja totales generados por el proyecto antes de deducir los impuestos. Este indicador permite evaluar la capacidad operativa y de generación de ingresos del parque eólico en un escenario libre de cargas fiscales.
- **TIR del Proyecto Después de Impuestos:** Refleja la rentabilidad del proyecto considerando las obligaciones fiscales, proporcionando una visión más realista del retorno neto que obtendrán los inversores tras cumplir con los requisitos legales y fiscales.

Estos cálculos permiten comparar el proyecto con otras alternativas de inversión en el mercado, identificando su posición relativa en términos de rentabilidad. Además, la TIR sirve como una métrica objetiva que facilita la evaluación del desempeño financiero en diferentes escenarios de refinanciación.

3.3.7.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad es una herramienta financiera clave utilizada para evaluar cómo cambios en ciertas variables afectan el desempeño económico de un proyecto. Consiste en modificar de manera individual y sistemática una variable del modelo, mientras se mantienen constantes las demás, para observar el impacto que dicho cambio genera en los resultados clave, como la TIR o los flujos de caja disponibles.

Este análisis permite identificar cuáles son las variables más sensibles y críticas para la rentabilidad del proyecto, ofreciendo una visión clara de los factores que pueden generar mayor incertidumbre. Además, ayuda a cuantificar el riesgo asociado a diferentes escenarios, como cambios en el entorno macroeconómico, condiciones de mercado o parámetros operativos, facilitando una planificación financiera más robusta.

Los resultados del análisis de sensibilidad suelen presentarse de manera gráfica, utilizando herramientas como gráficos de tornado o análisis de escenarios, lo que permite a los interesados visualizar rápidamente el impacto relativo de cada variable y tomar decisiones estratégicas informadas.

4. PROJECT FINANCE DEL PARQUE EÓLICO

El Project Finance es el modelo utilizado para estructurar la financiación inicial del parque eólico objeto de estudio, tomando como referencia el año 2020, fecha en la que se supone que el proyecto fue desarrollado y construido. Si bien más adelante se evaluará la posibilidad de realizar una refinanciación para optimizar las condiciones financieras del proyecto, este apartado se centra exclusivamente en las características y resultados de la financiación inicial.

En este contexto, se desarrollará un caso base, que servirá como punto de partida para los análisis subsiguientes. Este caso base constituye el eje central del estudio, ya que en él se definen las condiciones iniciales del proyecto en términos de costes, ingresos, estructura financiera y variables clave. A partir de esta base, se realizarán análisis detallados de sensibilidad, evaluando cómo los cambios en variables críticas, como los precios de la energía, las tasas de interés o los costes operativos, afectan el rendimiento financiero del proyecto.

Además, se incorporará un análisis de escenarios realistas que reflejen las condiciones económicas y de mercado más relevantes, tales como crisis económicas, cambios regulatorios o fluctuaciones en los tipos de interés. Estos escenarios permitirán evaluar la resiliencia del proyecto bajo condiciones adversas y determinar posibles ajustes necesarios para mitigar riesgos.

Finalmente, este apartado concluirá con un resumen de los hallazgos clave del Project Finance inicial, destacando las fortalezas y limitaciones de la estructura financiera adoptada. Este análisis sentará las bases para los capítulos posteriores, especialmente en la evaluación de la refinanciación como una estrategia para maximizar el retorno de inversión y optimizar la sostenibilidad financiera del parque eólico.

4.1 ANÁLISIS DEL CASO BASE

El caso base es el punto de partida fundamental para analizar el comportamiento financiero del parque eólico bajo condiciones de estabilidad y normalidad en el mercado al inicio del proyecto en 2020. Este escenario permite mantener constantes las variables iniciales, facilitando el análisis aislado de cambios en factores clave, como precios de energía o tasas de interés, en capítulos posteriores.

Además, el caso base será la referencia para evaluar escenarios alternativos y la refinanciación proyectada en 2024, convirtiéndose en el eje central para comparar resultados y medir el impacto de distintas estrategias financieras.

En este apartado, se describirán los datos de entrada utilizados en el modelo financiero y los resultados obtenidos, proporcionando una visión inicial de la producción anual, estructura financiera y TIR del proyecto en su configuración original. Este análisis es esencial para construir un marco sólido que sustente los estudios subsiguientes.

4.1.1 DATOS DE ENTRADA

El modelo financiero desarrollado para este análisis está diseñado para ser altamente flexible, permitiendo modificar sus variables principales y evaluar su impacto en los resultados del proyecto. Entre estas variables se incluyen parámetros como la capacidad de generación de energía, los precios del mercado eléctrico, los costes operativos y de mantenimiento, y la estructura de financiamiento.

Esta adaptabilidad convierte al modelo en una herramienta precisa para simular diferentes escenarios y condiciones económicas. En este apartado, se describen en detalle los datos de entrada utilizados específicamente para el caso base, que constituye el punto de partida de todo el análisis. Estos datos reflejan las condiciones iniciales del proyecto y servirán como referencia para los estudios posteriores.

4.1.1.1 DATOS GENERALES

El proyecto se localiza en Aragón, España, una región con un alto potencial para la generación de energía renovable, específicamente energía eólica, gracias a sus condiciones climáticas favorables. La tecnología utilizada es eólica, y la electricidad generada será destinada al sector de energía eléctrica, contribuyendo al suministro de la red nacional y reforzando los objetivos de sostenibilidad y transición energética de España y la Unión Europea.

4.1.1.2 FECHAS DEL PROYECTO

El proyecto inicia su desarrollo y construcción el 1 de enero de 2020, marcando el comienzo de las actividades necesarias para implementar el parque eólico, incluyendo la instalación de los aerogeneradores y la infraestructura eléctrica. Este periodo de construcción tiene una duración de 12 meses, concluyendo el 1 de enero de 2021, fecha en la que el parque entra en operación comercial, comenzando a generar energía eléctrica de forma continua.

La duración de vida útil esperada del proyecto es de 20 años, asegurando su funcionamiento eficiente y sostenible hasta el 1 de enero de 2041, fecha prevista para su desmantelamiento o de comisión. Este cronograma establece una base sólida para evaluar el desempeño financiero y técnico del proyecto a lo largo de su ciclo de vida.

4.1.1.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía del parque eólico se basa en una capacidad instalada de 100 megavatios (MW), lo que le permite alcanzar una producción significativa dentro del sector de energías renovables. Se estima que el parque operará con un promedio anual de 2.140 horas equivalentes, distribuidas de manera estacional. Los periodos de mayor producción se concentran típicamente en los meses de noviembre y marzo, debido a las condiciones climáticas favorables, mientras que los meses de verano presentan una menor generación debido a la reducción de los vientos.

Además, se ha considerado una tasa de degradación anual del 0,64%, que refleja la pérdida progresiva de eficiencia de los aerogeneradores con el paso del tiempo. Este valor es coherente con los estándares de la industria eólica y se incorpora al modelo financiero para proyectar con precisión la producción energética a lo largo de la vida útil del parque. Este comportamiento

esperado permite planificar y evaluar la sostenibilidad técnica y económica del proyecto en el largo plazo.

4.1.1.4 PRECIO DE ENERGÍA

El modelo financiero contempla diferentes opciones para la venta de la energía generada por el parque eólico, siendo las dos principales el PPA (Power Purchase Agreement) y la venta al precio de mercado. El PPA es un contrato de compraventa de energía a largo plazo, generalmente con una duración promedio de 10 años, que garantiza un precio fijo acordado entre las partes, brindando estabilidad en los ingresos. Por otro lado, el precio de mercado refleja las fluctuaciones propias del mercado eléctrico, dependiendo de la oferta y la demanda en cada momento.

Para el caso base, se ha optado por utilizar las estimaciones del precio de mercado proporcionadas por la consultora independiente Baringa, reconocidas por su precisión y fiabilidad en este tipo de análisis. El uso exclusivo de este enfoque en el caso base permite aislar los efectos del PPA, facilitando un análisis detallado de su impacto en los ingresos del proyecto en apartados posteriores dedicados a estudios de variables y escenarios.

Además, el proyecto cuenta con ingresos adicionales provenientes de la venta de garantías de origen, un sistema de certificación que acredita que la electricidad generada proviene de fuentes renovables. Estas garantías se pueden comercializar con empresas que deseen compensar sus emisiones de CO₂, aportando un valor añadido al proyecto. El precio de estas garantías se estima en 7 €/MWh, contribuyendo a diversificar y aumentar los ingresos totales del parque eólico.

4.1.1.5 COSTE DEL PROYECTO

El coste total del proyecto, construido en 2020, asciende a aproximadamente 90 millones de euros. Este valor refleja los precios de construcción previos al incremento reciente en los costes de las materias primas, lo que hace que el coste sea considerablemente menor que el que se enfrentaría si el proyecto se construyera actualmente. El desglose detallado de los costes es el siguiente:

- Aerogeneradores y sistemas asociados: 55.714.286 EUR
- Obra civil: 8.171.429 EUR
- Red subterránea de media tensión: 1.857.143 EUR
- Seguridad y salud: 167.143 EUR
- Licencias y cánones urbanísticos: 2.080.000 EUR
- Compensación ambiental: 193.143 EUR
- Seguros y deducibles: 312.000 EUR
- Supervisión de obras: 3.120.000 EUR
- Gastos generales y contingencias: 1.999.400 EUR
- Desmantelamiento: 14.485.714 EUR

Este desglose abarca todos los componentes esenciales para la construcción y puesta en marcha del parque eólico, incluyendo los equipos principales, los costes de construcción, permisos, seguros y provisiones para el desmantelamiento al final de su vida útil.

4.1.1.6 COSTE DE MANTENIMIENTO

El coste de mantenimiento del parque eólico incluye todos los gastos operativos recurrentes necesarios para garantizar su funcionamiento eficiente a lo largo de su vida útil. Estos costes reflejan no solo las necesidades habituales de operación, sino también el impacto progresivo de la degradación del parque, que incrementa las necesidades de mantenimiento con el paso de los años. Debido a este fenómeno, los contratos de operación y mantenimiento no pueden ser fijos, sino que contemplan incrementos graduales para adaptarse a las mayores exigencias técnicas y de reparaciones. Adicionalmente, se considera una inflación anual del 2%, lo que afecta directamente los costes futuros. De media, sin tener en cuenta la inflación, el mantenimiento del parque asciende a aproximadamente 2,5 millones de euros anuales.

El desglose detallado de los costes es el siguiente:

- Operación y mantenimiento (años 1-5): 448.571 EUR por año
- Operación y mantenimiento (años 6-10): 580.000 EUR por año
- Operación y mantenimiento (a partir del año 11): 628.571 EUR por año
- Arrendamiento de terrenos: 171.429 EUR por año
- Impuestos y seguros: 420.000 EUR por año
- Otros gastos generales: 108.571 EUR por año
- Vigilancia (25 años): 1.222.857 EUR (total para el periodo)
- Otros costes: 52.650 EUR

El incremento progresivo de los costes de operación y mantenimiento, especialmente a partir del año 11, refleja el desgaste natural de los aerogeneradores y demás infraestructuras del parque. Esto se traduce en mayores necesidades de mantenimiento correctivo y preventivo. Este enfoque garantiza una planificación financiera realista y ajustada a la evolución del proyecto en el tiempo. La inclusión de una inflación del 2% anual refuerza la proyección de costes a largo plazo, proporcionando una visión más precisa de las obligaciones financieras del proyecto.

4.1.1.7 FINANCIAMIENTO OPERATIVO

El financiamiento operativo del proyecto eólico está diseñado para asegurar una gestión eficiente del flujo de caja durante el día a día. Para garantizar liquidez suficiente en todo momento, se establece un saldo mínimo de efectivo de 50.000 euros, que debe mantenerse como reserva operativa. Adicionalmente, al inicio de las operaciones, se destinarán 800.000 euros como capital inicial para cubrir las necesidades de financiamiento operativo del proyecto.

En términos de flujo de caja, los ingresos por venta de energía estarán sujetos a un periodo de cobro de un mes, lo que significa que el comprador de la energía pagará las facturas con una demora de 30 días desde la fecha de facturación. Por otro lado, los costes de mantenimiento se abonarán en un periodo de pago de dos meses, lo que genera una caja operativa positiva al permitir que los ingresos se reciban antes de que sea necesario realizar los pagos operativos.

Este desfase entre ingresos y pagos asegura que el parque no requiera financiación adicional de una entidad externa, como podría ser un banco, para cubrir sus necesidades operativas del día a día. Esto contribuye a una mayor estabilidad financiera, haciendo que la operación del proyecto

sea más saludable desde el punto de vista del flujo de caja y reduciendo la dependencia de fuentes externas de financiamiento.

4.1.1.8 FINANCIAMIENTO

El financiamiento del parque eólico se ha estructurado mediante la combinación de tres tipos de aportaciones: deuda senior, deuda mezzanine y capital aportado por los inversores. Este enfoque asegura una diversificación adecuada del riesgo financiero y optimiza el retorno esperado para los inversores. A continuación, se detalla la composición de cada una de estas fuentes de financiamiento:

4.1.1.8.1 Deuda Senior

La deuda senior constituye la mayor parte del financiamiento del proyecto, representando el 59,39% del coste total. Este porcentaje está limitado por un DSCR (Debt Service Coverage Ratio) de 1,4, lo que refleja un enfoque conservador en la estructura de financiamiento del caso base. Si se hubiera adoptado un perfil de riesgo más elevado, el DSCR podría haberse reducido a 1,25, que es el umbral mínimo comúnmente aceptado por los bancos, pero la decisión de mantener un ratio más alto prioriza la estabilidad financiera.

Las condiciones de la deuda senior incluyen un tipo de interés del 4%, con una comisión de commitment fee del 0,5%. Además, se ha establecido un periodo de gracia de 12 meses, coincidente con la fase de construcción del parque, para aliviar la carga financiera durante esta etapa inicial. La duración de la deuda es de 10 años, una elección menor a lo habitual, pero que no afectará significativamente la TIR final debido a la refinanciación prevista en el año 2024.

4.1.1.8.2 Deuda Mezzanine

La deuda mezzanine representa una proporción significativa del capital aportado por los inversores, concretamente el 75% de su contribución total, mientras que el 25% restante corresponde al capital aportado sin carácter de deuda. Este tipo de deuda tiene un perfil de riesgo más elevado que la deuda senior debido a su menor prioridad de cobro en caso de impago.

El tipo de interés de la deuda mezzanine se sitúa en el 8%, el doble del aplicado a la deuda senior, lo que refleja el riesgo adicional asumido por los prestamistas mezzanine.

4.1.1.8.3 Capital aportado

El capital aportado por los inversores es la fuente de financiamiento más expuesta al riesgo, ya que no tiene prioridad de cobro y es el primero en absorber posibles pérdidas del proyecto. Sin embargo, esta aportación también conlleva el mayor potencial de retorno, lo que lo hace atractivo desde una perspectiva de inversión. Este capital representa el 25% del total aportado por los inversores y es crucial para asegurar el compromiso financiero necesario para atraer otras formas de financiamiento, como la deuda.

Adicionalmente, se ha implementado un bloqueo de dividendos en caso de que el DSCR caiga por debajo de su nivel mínimo, asegurando que las prioridades de pago se mantengan orientadas hacia las obligaciones financieras más críticas antes de distribuir beneficios a los accionistas.

Esta medida protege la sostenibilidad financiera del proyecto y garantiza que se mantenga la capacidad de cumplimiento con los acreedores.

4.1.1.9 DEPRECIACIÓN

La depreciación del parque eólico se calcula sobre un periodo de 20 años, coincidiendo con su vida útil estimada, y comienza una vez finalizada la construcción, es decir, a partir del 1 de enero de 2021, cuando el proyecto entra en operación comercial.

El método utilizado para calcular la depreciación es el lineal, lo que significa que el valor del parque se reduce de manera constante durante todo el periodo. Este enfoque garantiza una distribución uniforme del coste de los activos a lo largo de su vida útil, simplificando la planificación financiera y fiscal del proyecto.

4.1.1.10 IMPUESTOS

En España, las sociedades están sujetas a un impuesto de sociedades del 25% sobre sus beneficios, lo que constituye la base para el cálculo de la carga fiscal del proyecto. Sin embargo, los proyectos de energías renovables, como el parque eólico en estudio, pueden beneficiarse de bonificaciones fiscales destinadas a fomentar la transición energética y reducir las emisiones de carbono. Estas bonificaciones podrían disminuir significativamente el impacto del impuesto, favoreciendo la viabilidad financiera del proyecto.

No obstante, cabe destacar que, en los últimos años, han surgido iniciativas del Gobierno para implementar nuevos impuestos específicos al sector energético, particularmente relacionados con el aumento de los beneficios derivados de la generación eléctrica. Estas medidas pueden incrementar la carga fiscal aplicable al proyecto, lo que representa un factor de riesgo que deberá ser monitoreado en el futuro. Esta dualidad entre incentivos fiscales y posibles gravámenes adicionales subraya la importancia de considerar las políticas gubernamentales como una variable clave en el análisis financiero del parque eólico.

4.1.2 RESULTADOS DEL MODELO FINANCIERO

En este apartado se presentan los resultados generados a partir del modelo financiero desarrollado en Excel. Este modelo, diseñado con un alto nivel de precisión y flexibilidad, permite analizar el desempeño económico y técnico del parque eólico, ofreciendo una visión integral que refleja las expectativas en condiciones reales de operación.

Los resultados obtenidos son esenciales para evaluar la viabilidad del proyecto y establecer una base sólida para comparaciones futuras, tanto con escenarios alternativos como con estrategias de refinanciación. A través de este análisis, se destacan las principales métricas que definirán el rendimiento del parque eólico a lo largo de su vida útil, consolidando así su sostenibilidad financiera y operativa.

4.1.2.1 PRODUCCIÓN ANUAL

La producción anual estimada del parque eólico es de 214 GWh (gigavatios hora), un valor calculado en base a la capacidad instalada de 100 MW y las 2.140 horas equivalentes de operación previstas anualmente. Este nivel de generación de energía contribuye significativamente al

suministro eléctrico renovable, alineándose con los objetivos de sostenibilidad energética establecidos tanto a nivel nacional como europeo.

La producción proyectada refleja las condiciones climáticas promedio de la región y las características técnicas del parque, siendo un indicador clave para evaluar su desempeño operativo y su capacidad para generar ingresos a lo largo de su vida útil.

4.1.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

La TIR es un indicador fundamental para evaluar la rentabilidad del parque eólico desde diferentes perspectivas. En este caso, se analizan tres tipos de TIR, cada una con un enfoque específico que permite entender tanto la viabilidad global del proyecto como la rentabilidad directa para los inversores:

- **TIR del Proyecto Antes de Impuestos:** Esta tasa, que se sitúa en un 9,4%, mide la rentabilidad del proyecto considerando todos los flujos de caja generados antes de aplicar impuestos. Es una métrica que evalúa la eficiencia operativa y financiera del parque en su conjunto, sin las distorsiones que puedan introducir los regímenes fiscales.
- **TIR del Proyecto Después de Impuestos:** Con un valor del 7,4%, esta tasa ajusta los flujos de caja considerando las obligaciones fiscales del proyecto, proporcionando una visión más realista de su rentabilidad neta para todas las partes involucradas.
- **TIR del Equity:** Esta tasa, que alcanza el 10,8%, se enfoca exclusivamente en los inversores, reflejando la rentabilidad de su capital aportado. Calcula los retornos en función de los desembolsos iniciales y los ingresos netos que estos reciben a lo largo del ciclo de vida del proyecto, ofreciendo una perspectiva centrada en las necesidades y expectativas de los accionistas.

La diferencia entre la TIR del proyecto y la TIR del equity radica en el enfoque: mientras que la TIR del proyecto analiza la rentabilidad global considerando todos los ingresos y gastos del parque, la TIR del equity se centra únicamente en los retornos obtenidos por los inversores, siendo una herramienta clave para evaluar la atracción del proyecto desde el punto de vista de la inversión.

4.1.2.3 DEUDA FINANCIERA

La estructura de financiamiento del parque eólico incluye una deuda bancaria senior que representa el 59,4% del coste total del proyecto. Esta deuda ha sido diseñada bajo criterios conservadores para garantizar la sostenibilidad financiera del proyecto, con un enfoque en mantener una adecuada cobertura del servicio de la deuda.

La duración total de la deuda (Loan Tenor) es de 10 años, un plazo que permite equilibrar la amortización de la deuda con la generación de ingresos durante la operación del parque. Además, se ha establecido un DSCR mínimo de 1,4x, un valor que refleja la capacidad del flujo de caja operativo para cubrir al menos 1,4 veces las obligaciones de servicio de la deuda en los escenarios más exigentes. Este ratio también coincide con el Average DSCR proyectado, asegurando consistencia en la capacidad de pago.

El LLCR, que mide la capacidad acumulada de los flujos de caja disponibles para cubrir la deuda a lo largo de su vida, también se sitúa en 1,4x, reforzando la solvencia del financiamiento. Por último, el WAL, que representa el tiempo promedio ponderado de la deuda, es de 5,4 años, lo que indica una amortización equilibrada dentro del plazo total del préstamo.

4.1.2.4 ESTRUCTURA FINANCIERA

La estructura financiera del proyecto está diseñada para garantizar la correcta asignación de los recursos necesarios, dividiendo los fondos disponibles entre los usos y las fuentes de manera equilibrada y eficiente.

En los usos de fondos, el 86,9% se destina al CAPEX (Capital Expenditures), que incluye los costes principales asociados a la adquisición de aerogeneradores, obras civiles, compensaciones ambientales, seguros, supervisión de obras y provisiones para el desmantelamiento del parque al final de su vida útil. Por su parte, el 13,1% restante corresponde a los costes de financiamiento, que cubren los intereses durante la construcción, comisiones bancarias y la creación de reservas para garantizar el servicio de la deuda.

En cuanto a las fuentes de fondos, el 59,4% proviene de la deuda senior, que representa la principal fuente de financiamiento del proyecto. La deuda mezzanine aporta el 30,5%, actuando como una herramienta intermedia que combina flexibilidad con un mayor perfil de riesgo y retorno. Finalmente, el equity, que es la aportación directa de los inversores, constituye el 10,2% del total, demostrando el compromiso financiero necesario para atraer y complementar las demás fuentes de financiamiento.

4.1.2.5 CUENTAS FINANCIERAS

En este apartado se abordan las principales cuentas financieras del proyecto, que incluyen el balance general, el estado de pérdidas y ganancias, y el estado de flujo de caja. Estas cuentas son esenciales para comprender en detalle la situación financiera del parque eólico, proporcionando una visión integral de su desempeño a lo largo del tiempo.

Sin embargo, debido a la extensión y detalle que implican estas cuentas, se ha decidido trasladarlas a la sección de anexos para facilitar su consulta. Toda la información correspondiente a estas cuentas financieras está disponible en el Anexo 2.

4.2 ANÁLISIS DE VARIABLES

En este apartado, se procederá a evaluar cómo los principales parámetros del modelo financiero afectan el rendimiento del parque eólico. Estas variables son fundamentales para entender el impacto que tienen en la viabilidad económica y técnica del proyecto bajo distintas condiciones de mercado.

El análisis de variables incluye un enfoque detallado en aspectos clave como el precio de la energía, las horas de producción, las tasas de interés, el nivel de deuda, el servicio de la deuda, y los costes asociados al proyecto y su mantenimiento. Cada uno de estos factores puede tener un impacto significativo en el flujo de caja y, por ende, en la rentabilidad general del parque eólico.

El objetivo de este análisis es identificar la sensibilidad del modelo financiero a cambios en estas variables, proporcionando una base sólida para tomar decisiones estratégicas que optimicen el desempeño del proyecto. Además, estos resultados servirán como punto de partida para el análisis de escenarios, en el cual se simulan condiciones más complejas y específicas que podrían surgir en el contexto del mercado energético y financiero.

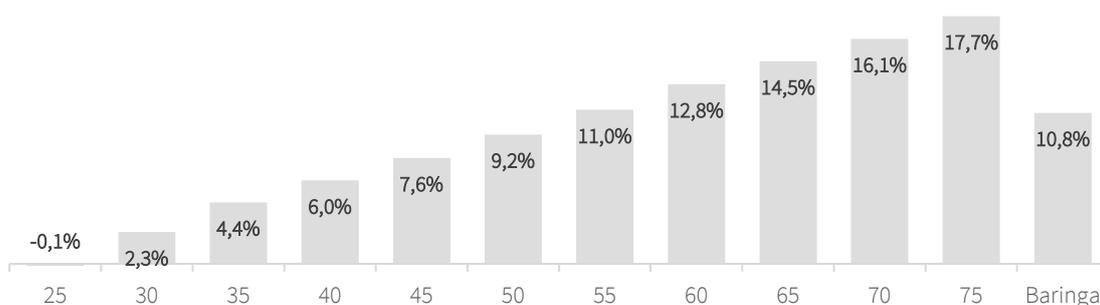
En los próximos apartados, cada variable será estudiada individualmente, destacando los resultados obtenidos y las implicaciones que tienen para el desarrollo y sostenibilidad del parque eólico.

4.2.1 PRECIO DE ENERGÍA

El precio de la energía es una variable crítica para la rentabilidad del proyecto, ya que afecta directamente los ingresos esperados y, en consecuencia, las métricas financieras clave, como la TIR. En el caso base, se han utilizado las estimaciones de mercado realizadas por la consultora independiente Baringa, consideradas una referencia confiable en el sector energético. Bajo estas estimaciones, la TIR del equity del proyecto se sitúa en un 10,8%.

Adicionalmente, se han analizado diferentes precios de venta de energía a través de contratos PPA (Power Purchase Agreement), que suelen ofrecer estabilidad en los ingresos al fijar precios de venta por períodos prolongados, típicamente de 10 años. Los resultados muestran que, para precios bajos como 25 €/MWh, el proyecto genera una rentabilidad negativa (-0,1%), evidenciando la importancia de precios adecuados para la viabilidad financiera. El precio de venta de energía del PPA comparable al precio de mercado estimado por Baringa es de aproximadamente 54 €/MWh, un valor que coincide estrechamente con los precios observados en contratos PPA negociados en 2023, reafirmando la validez de las proyecciones utilizadas en este análisis.

El gráfico presentado a continuación ilustra cómo varía la TIR en función de los precios de venta de energía, desde 25 €/MWh hasta 75 €/MWh, y también incluye el valor estimado por Baringa. En él, se puede observar la relación directa entre el precio de la energía y la rentabilidad del proyecto, identificando los puntos de equilibrio donde el proyecto se torna viable y cómo el aumento en el precio mejora significativamente la TIR. Este análisis visual refuerza la importancia de un precio competitivo de venta de energía y su impacto en la estabilidad financiera del parque eólico.



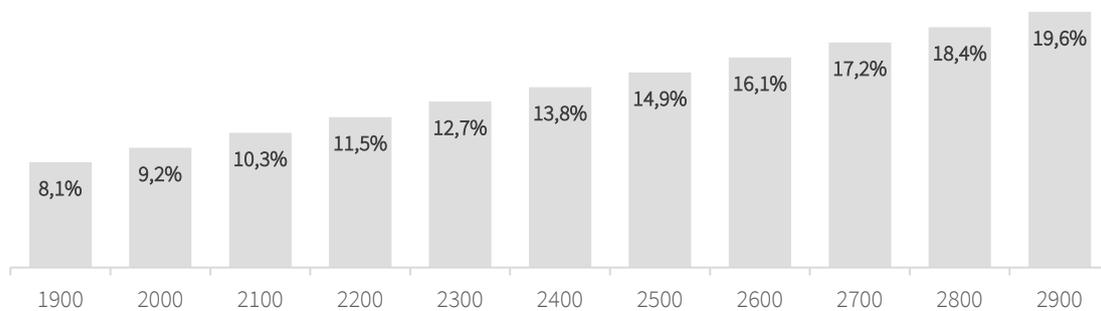
Gráfica 1: Análisis de sensibilidad del precio de venta de la energía

4.2.2 HORAS DE PRODUCCIÓN

Las horas de producción son un factor determinante en la generación de ingresos del parque eólico, ya que reflejan el tiempo efectivo durante el cual el parque produce energía en un año. En el caso base, se ha estimado un total de 2.140 horas anuales equivalentes de producción. Este valor se considera una proyección conservadora, teniendo en cuenta que el parque está localizado en Aragón, una región que históricamente presenta un promedio de horas de producción superiores gracias a sus condiciones climáticas favorables para la generación eólica.

Es importante destacar que, aunque esta estimación es moderada para garantizar un análisis financiero realista, existe la probabilidad de que el parque supere este nivel en años de condiciones óptimas de viento. Sin embargo, también se deben considerar los años con bajas velocidades de viento, los cuales podrían situar las horas de producción por debajo de esta estimación. Este comportamiento variable es característico de la tecnología eólica y resalta la importancia de realizar análisis basados en promedios y sensibilidades.

El gráfico presentado a continuación muestra cómo varía la TIR del proyecto en función de las horas de producción anuales, desde 1.900 hasta 2.900 horas. Se observa una correlación directa entre el incremento de las horas de producción y la rentabilidad del proyecto, indicando que un aumento en este indicador mejora sustancialmente el desempeño financiero del parque. Por otro lado, valores por debajo de la estimación base podrían afectar negativamente la rentabilidad, subrayando la necesidad de monitorear y optimizar continuamente la operación del parque para maximizar las horas productivas.



Gráfica 2: Análisis de sensibilidad del número de horas de producción equivalentes

4.2.3 TIPO DE INTERÉS

El tipo de interés es una variable macroeconómica crucial que afecta directamente al coste de la deuda del proyecto y, por ende, a su rentabilidad. Esta variable depende enteramente de la situación económica y política del país, así como de las decisiones del Banco Central, que ajusta los tipos de interés para controlar la inflación y estimular o enfriar la economía según sea necesario. En este contexto, los tipos de interés pueden fluctuar considerablemente, generando incertidumbre en los proyectos a largo plazo como este parque eólico.

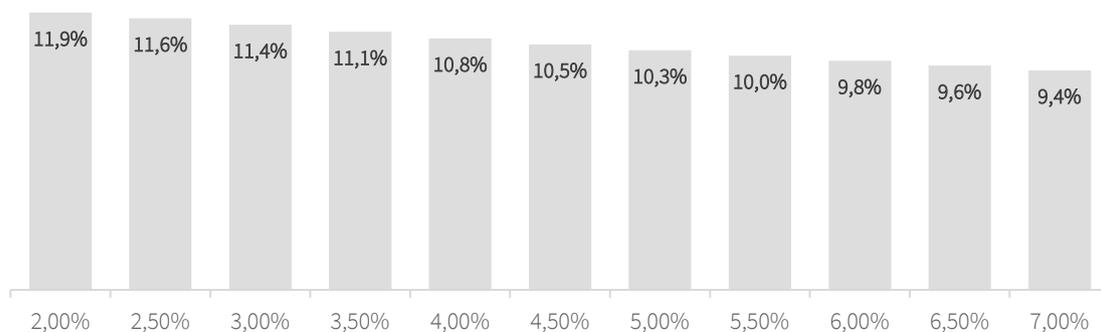
Debido a que la industria eólica es altamente intensiva en capital, es decir, requiere una inversión inicial significativa para su desarrollo, el uso de deuda constituye una parte esencial de su estructura financiera. En este proyecto, el coste de la deuda es, de hecho, el mayor coste del

proyecto. Por esta razón, minimizar este coste es primordial para garantizar una buena rentabilidad. Incluso pequeñas variaciones en el tipo de interés pueden tener un impacto considerable en la viabilidad financiera del proyecto, resaltando la importancia de una gestión eficiente de esta variable.

Para mitigar el impacto de estas fluctuaciones, es posible utilizar herramientas financieras como los swaps de tipos de interés. Un swap es un acuerdo financiero entre dos partes en el que se intercambian flujos de intereses a lo largo del tiempo; generalmente, una parte paga un tipo fijo mientras la otra paga un tipo variable. En el caso del proyecto, un swap permitiría convertir los pagos de intereses variables en pagos fijos, proporcionando estabilidad y previsibilidad al flujo de caja del parque eólico. Esto es particularmente útil en periodos de incertidumbre económica, donde los tipos de interés pueden experimentar cambios bruscos.

En escenarios de crisis económica, es común que los tipos de interés aumenten debido al endurecimiento de las políticas monetarias para controlar la inflación o mantener la estabilidad financiera. Esto incrementaría el coste de la deuda, reduciendo la TIR del proyecto y afectando negativamente su rentabilidad. Por el contrario, en situaciones de crecimiento económico sostenido, los tipos de interés tienden a ser más bajos, lo que reduce el coste de la deuda y, en consecuencia, mejora la TIR del proyecto.

El gráfico que se presenta a continuación muestra cómo varía la TIR del proyecto en función de diferentes niveles de tipo de interés. Se observa que a medida que el tipo de interés aumenta, la TIR disminuye de forma proporcional, destacando la importancia de gestionar esta variable de manera efectiva mediante herramientas financieras y estrategias adecuadas.



Gráfica 3: Análisis de sensibilidad del tipo de interés de la deuda

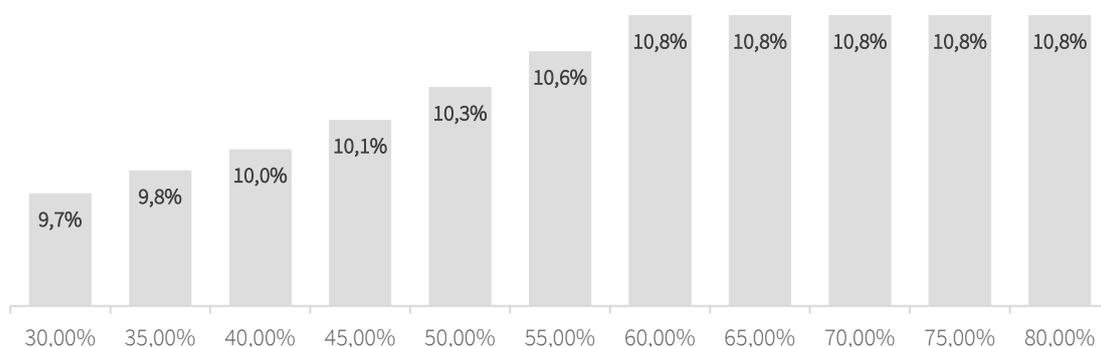
4.2.4 NIVEL DE DEUDA

El nivel de deuda es un factor crítico en la estructura financiera del proyecto debido a que la industria eólica es altamente demandante en capital. Para proyectos de esta naturaleza, la deuda se convierte en una herramienta esencial para alcanzar una rentabilidad adecuada, ya que permite financiar una parte significativa de los costes iniciales sin requerir aportaciones excesivas de capital por parte de los inversores. De hecho, el apalancamiento financiero generado por la deuda incrementa la rentabilidad esperada del capital, haciéndolo más atractivo para los accionistas.

Sin embargo, existe un equilibrio entre el nivel de deuda y la sostenibilidad financiera del proyecto. En este caso, el modelo financiero está limitado por el DSCR (Debt Service Coverage Ratio) mínimo exigido por los bancos, que es de 1,4. Esto implica que el flujo de caja del proyecto debe ser al menos 1,4 veces mayor que los pagos de servicio de deuda, garantizando la capacidad de cumplir con las obligaciones financieras en cualquier escenario.

El gráfico que se presenta ilustra cómo la TIR del capital aumenta a medida que se incrementa el nivel de deuda, debido al mayor apalancamiento financiero. Sin embargo, a partir del 60% de deuda, la TIR se estabiliza. Esto se debe a que el nivel de deuda senior alcanzado en el caso base, que es del 59,39%, representa el límite impuesto por el DSCR mínimo. En este punto, el modelo financiero ya no permite aumentar el nivel de endeudamiento sin comprometer los requisitos de cobertura de deuda establecidos por los bancos.

Para poder incrementar el nivel de deuda en el futuro, será fundamental reducir el nivel de riesgo asociado al proyecto. Una vez construido el parque eólico y demostrado su capacidad para operar de manera eficiente y sostenible, será posible considerar una refinanciación. Este proceso permitirá emitir más deuda, aprovechando la reducción del riesgo que implica un parque en operación frente a uno en construcción. Este objetivo será explorado en detalle en el siguiente capítulo, dedicado a la refinanciación, que buscará optimizar la estructura financiera del proyecto para maximizar la rentabilidad de los inversores.



Gráfica 4: Análisis de sensibilidad del nivel de deuda

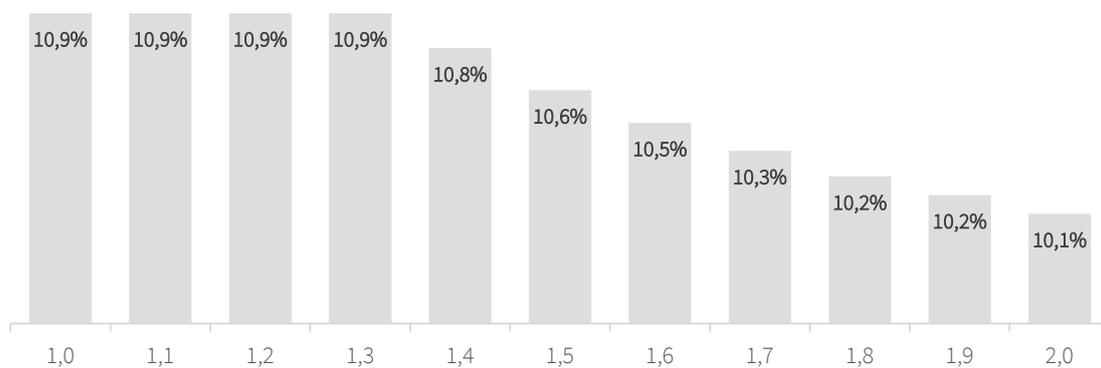
4.2.5 NIVEL DEL SERVICIO DE DEUDA

El nivel del servicio de deuda, representado por el DSCR (Debt Service Coverage Ratio), es un indicador clave que determina la capacidad del flujo de caja operativo para cubrir los pagos de la deuda. En este caso, el modelo financiero inicial está diseñado con un DSCR mínimo de 1,4, lo que asegura una cobertura suficiente para cumplir con las obligaciones de deuda en condiciones normales. Sin embargo, es relevante analizar cómo varía la rentabilidad del proyecto al modificar este valor.

Como se observa en el gráfico, la TIR del capital se mantiene constante hasta un DSCR de 1,3. Esto se debe a que, en este rango, el factor limitante no es el DSCR, sino el porcentaje máximo de deuda permitido por el modelo financiero. Sin embargo, al incrementar el DSCR a valores superiores a 1,4, se empieza a observar una disminución progresiva en la rentabilidad. Esto ocurre porque un mayor DSCR requiere bloquear más efectivo para garantizar los futuros pagos de la deuda, incrementando así las reservas de working capital.

Este aumento en las reservas implica que una mayor parte de los flujos de caja operativos se destine a garantizar la estabilidad financiera del proyecto, reduciendo la disponibilidad de recursos para los accionistas e impactando negativamente la rentabilidad del capital. En términos prácticos, un DSCR más alto proporciona mayor seguridad a los acreedores, pero a costa de limitar el retorno potencial de los inversores.

El gráfico muestra que a partir de un DSCR de 1,4 hasta 2, la TIR disminuye gradualmente, pasando de un 10,8% a un 10,1%. Este comportamiento evidencia el equilibrio necesario entre estabilidad financiera y maximización de la rentabilidad, subrayando la importancia de ajustar cuidadosamente el nivel del DSCR para cumplir con las expectativas de los acreedores sin comprometer la viabilidad económica del proyecto.



Gráfica 5: Análisis de sensibilidad del nivel de servicio de la deuda

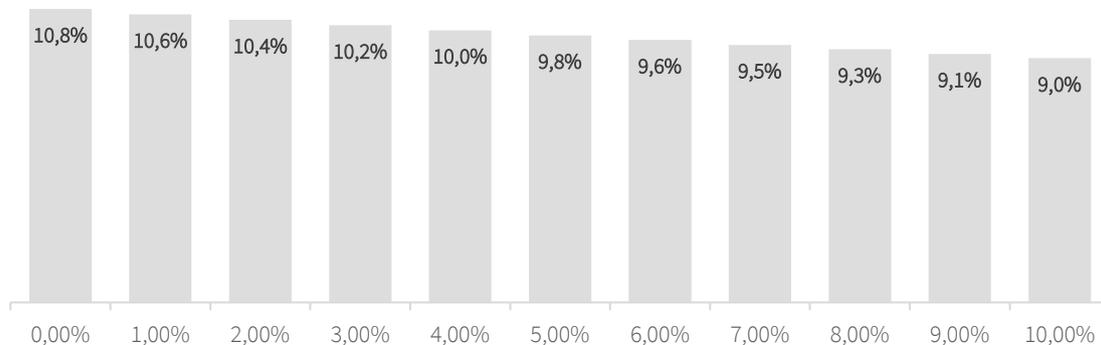
4.2.6 COSTE DEL PROYECTO

El coste del proyecto (Capex) es una de las variables críticas en la planificación financiera de un parque eólico. Cualquier aumento en el Capex tiene un impacto directo en la rentabilidad del proyecto, dado que incrementa la inversión inicial requerida. En la gráfica, se observa cómo la TIR del equity disminuye progresivamente a medida que el Capex supera su valor original. Cada porcentaje representado en la gráfica indica un aumento relativo del Capex total respecto al valor inicial proyectado.

Por ejemplo, un incremento del 5% en el Capex respecto al coste estimado reduce la rentabilidad en aproximadamente un 1%, pasando de una TIR inicial de 10,8% a 10,2%. Este comportamiento pone de manifiesto la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto frente a sobrecostes, aunque la disminución no es completamente lineal ni drástica, lo que indica cierta capacidad de resiliencia del modelo financiero frente a variaciones moderadas en los costes.

Una medida para mitigar este riesgo es la firma de contratos EPC (Engineering, Procurement, and Construction) que fijan un precio garantizado para el desarrollo del proyecto. Este tipo de contrato transfiere el riesgo de sobrecostes al contratista, permitiendo al desarrollador del parque eólico aislarse de incrementos inesperados en el Capex. Este enfoque no solo asegura una mayor predictibilidad financiera, sino que también protege la TIR del equity frente a fluctuaciones imprevistas en los costes de construcción y equipamiento.

Esta capacidad para gestionar el riesgo del Capex es esencial en proyectos con altos niveles de inversión inicial como los parques eólicos, ya que asegura la viabilidad financiera incluso en escenarios de incertidumbre económica.



Gráfica 6: Análisis de sensibilidad del CAPEX

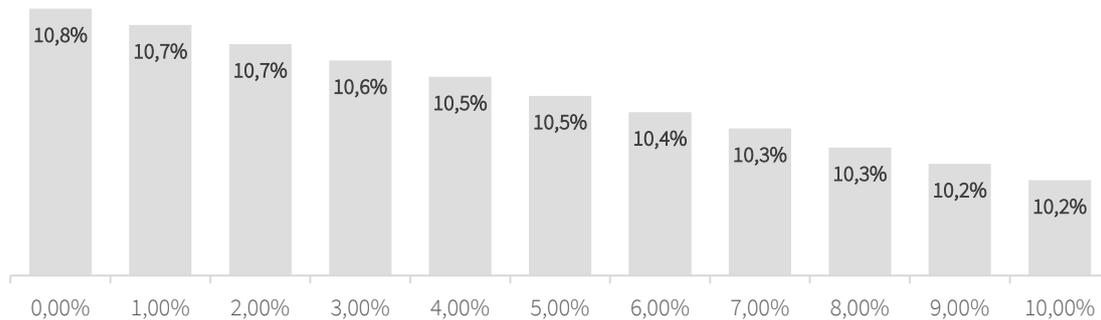
4.2.7 COSTE DE MANTENIMIENTO

El coste de mantenimiento (Opex) es una variable clave en el análisis financiero del parque eólico, pero su impacto sobre la rentabilidad difiere significativamente del Capex debido a su distribución a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Dado que estos costes son recurrentes y se reparten de manera anual durante los 20 años de operación del parque, su efecto sobre la TIR del equity es menor en comparación con incrementos en el Capex, ya que el descuento de los flujos de caja diluye el impacto en el análisis presente.

Como se muestra en la gráfica, incluso con incrementos del 10% en el Opex, la disminución de la rentabilidad es limitada, reduciéndose de un 10,8% a aproximadamente un 10,2%. Este comportamiento subraya la resiliencia del modelo financiero frente a fluctuaciones moderadas en los costes operativos, aunque se debe prestar atención a este factor en la planificación a largo plazo.

A diferencia del Capex, los contratos para fijar los costes de mantenimiento a largo plazo suelen ser más complicados de negociar debido a la incertidumbre inherente al comportamiento de los equipos y las condiciones del mercado a lo largo de dos décadas. Aunque es posible establecer acuerdos de mantenimiento preventivo y correctivo (Service Agreements), estos suelen estar sujetos a revisiones periódicas, lo que introduce una mayor variabilidad en el Opex en comparación con los costes iniciales de construcción.

La capacidad de anticipar y mitigar variaciones en el Opex mediante una adecuada planificación y acuerdos con los proveedores de servicios es fundamental para mantener la estabilidad financiera del proyecto y asegurar retornos consistentes para los inversores.



Gráfica 7: Análisis de sensibilidad del OPEX

4.3 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

En este apartado se analizan diversos escenarios económicos, tanto históricos como hipotéticos, que podrían afectar significativamente el rendimiento financiero del parque eólico. Estos escenarios reflejan situaciones reales que han sucedido en el pasado o que podrían darse en el futuro, ajustando las variables clave del modelo financiero a cada uno de ellos.

El objetivo de este análisis es evaluar cómo respondería el parque eólico ante diferentes condiciones económicas, identificando los márgenes de rentabilidad y los principales riesgos asociados a cada contexto. De esta manera, se busca ofrecer una comprensión más detallada de la resiliencia del proyecto y las posibles estrategias para mitigar impactos adversos o aprovechar oportunidades favorables.

Cada escenario se desarrolla con un conjunto específico de supuestos adaptados a la realidad económica que representa, proporcionando una visión clara de las variaciones en el desempeño del parque bajo distintas circunstancias. Este enfoque permite anticipar posibles desafíos y fortalezas, asegurando una planificación más robusta y efectiva en la gestión del proyecto eólico.

4.3.1 ESCENARIO CRISIS ENERGÉTICA DE 1970S

La crisis energética de la década de 1970 fue desencadenada por dos grandes shocks petroleros: el embargo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1973 y la Revolución Iraní en 1979. Estos eventos provocaron un drástico aumento en los precios del petróleo, que se multiplicaron por cuatro en un corto período. Esto generó una crisis global caracterizada por inflación elevada, recesión económica y un incremento significativo en los costes energéticos.

En el caso de España, la dependencia casi total de combustibles fósiles exacerbó el impacto de la crisis. La economía española, en aquel entonces en un proceso de modernización, sufrió un incremento de los costes de producción y una desaceleración en el crecimiento. Este escenario resaltó la importancia de diversificar las fuentes de energía y explorar alternativas renovables como la energía eólica. Sin embargo, el desarrollo de estas tecnologías era incipiente y no contaba con la capacidad tecnológica y financiera suficiente para ofrecer una solución inmediata.

4.3.1.1 VARIABLES DE ENTRADA

Durante este escenario, el precio de la energía aumentó significativamente a 75 €/MWh, lo que refleja el impacto directo de los altos precios del petróleo en los costes energéticos. Este incremento favoreció los ingresos del parque eólico, dada su independencia de los combustibles fósiles. Paralelamente, el coste del proyecto (CAPEX) subió un 10% debido a la inflación generalizada, lo que encareció materiales y servicios esenciales para la construcción. De forma similar, el coste de mantenimiento aumentó un 7%, afectando los servicios de operación y reparaciones necesarias para garantizar el funcionamiento continuo del parque.

El tipo de interés también experimentó un alza, alcanzando el 6%, como resultado de las políticas monetarias restrictivas diseñadas para controlar la inflación. Esto incrementó el coste de la deuda, afectando la estructura financiera del proyecto. Sin embargo, las horas de producción se mantuvieron estables en 2.140 horas anuales, ya que las condiciones climáticas de la región no se vieron afectadas por la crisis económica global.

En cuanto al financiamiento, el nivel de deuda se redujo al 55% debido a la mayor cautela de los bancos, que limitaron el apalancamiento ante un entorno de mayor riesgo. Para mitigar este riesgo, el DSCR mínimo aumentó a 1,5, exigiendo mayor cobertura de los pagos de deuda mediante flujos de caja operativos.

Tabla 1: Variables de entrada del escenario "Crisis energética de 1970s"

Variable	Valor
Precio de Energía	75 €/MWh
Coste del Proyecto	10%
Coste de Mantenimiento	7%
Tipo de Interés	6%
Horas de Producción	2.140 h/año
Nivel de Deuda	55%
DSCR Mínimo	1,5

4.3.1.2 RESULTADOS

El parque mostró una notable resiliencia en este contexto. La TIR del inversor alcanzó el 13,8%, impulsada principalmente por los altos ingresos derivados del precio elevado de la energía. La TIR antes de impuestos, del 13,1%, refleja un buen desempeño bruto, mientras que después de impuestos, se ajustó al 10,9%, manteniéndose atractiva pese al aumento en los costes.

En términos de indicadores de deuda, el LLCR se situó en 1,62x, demostrando una sólida capacidad de cobertura de la deuda gracias a los ingresos generados. El WAL, de 5,9 años, muestra un equilibrio en la amortización de la deuda, adaptándose a las condiciones económicas adversas.

Tabla 2: Resultados del escenario "Crisis energética de 1970s"

Variable	Valor
TIR del inversor	13,8%
TIR antes de impuestos	13,1%
TIR después de impuestos	10,9%
LLCR	1,62x
WAL	5,9 años
Nivel de Deuda	55%

4.3.1.3 CONCLUSIONES

La crisis energética de los años 70 pone de manifiesto tanto los riesgos como las oportunidades que pueden surgir en un entorno de precios energéticos altos e incertidumbre económica. Para el proyecto eólico, el aumento del precio de la energía compensa los mayores costes de financiamiento y operación, resultando en una mejora de la TIR respecto al caso base. Sin embargo, el aumento de los tipos de interés y las condiciones más restrictivas para la deuda limitan el apalancamiento, lo que afecta la estructura financiera del proyecto.

Este escenario destaca la importancia de la diversificación energética como una estrategia para reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el impacto de las crisis energéticas. A pesar de los retos, el parque eólico demuestra resiliencia financiera en este contexto, consolidándose como una alternativa rentable y sostenible a largo plazo.

4.3.2 ESCENARIO CRISIS FINANCIERA GLOBAL DE 2007-2008

La crisis financiera global de 2007-2008 fue desencadenada por la quiebra de grandes instituciones financieras, el colapso del mercado inmobiliario y la contracción del crédito a nivel global. Este evento afectó significativamente a la economía mundial, llevando a una recesión económica profunda y prolongada. En España, la crisis golpeó con fuerza debido a la alta exposición al mercado inmobiliario y la dependencia del crédito, lo que generó un aumento en el desempleo y una fuerte contracción del PIB. En el sector energético, la reducción de la demanda y el acceso limitado a financiamiento dificultaron la implementación de proyectos de infraestructura, incluyendo los proyectos de energía renovable.

4.3.2.1 VARIABLES DE ENTRADA

En este escenario, el precio de la energía disminuyó a 45 €/MWh, reflejando la menor demanda energética y la presión económica que afectó los precios de mercado. A pesar de la contracción económica, el coste del proyecto (CAPEX) no experimentó cambios significativos, ya que la crisis afectó principalmente la demanda de materiales y servicios a futuro.

El coste de mantenimiento (OPEX) aumentó un 4% debido a la inestabilidad económica, que elevó los precios de algunos servicios de operación. Por otro lado, el tipo de interés se incrementó

hasta el 6%, reflejando la mayor percepción de riesgo y las dificultades para acceder a financiamiento, lo que impactó negativamente el coste de la deuda.

Las horas de producción se mantuvieron en 2.140 anuales, ya que las condiciones climáticas no fueron afectadas por la crisis financiera. Sin embargo, el nivel de deuda del proyecto se redujo al 50% debido a las restricciones de los bancos para otorgar crédito en un entorno de alta incertidumbre. Adicionalmente, el DSCR mínimo aumentó a 1,6 para reflejar la mayor cautela de las entidades financieras y su demanda de mayor seguridad en los flujos de caja del proyecto.

Tabla 3: Variables de entrada del escenario "Crisis financiera global de 2007-2008"

Variable	Valor
Precio de Energía	45 €/MWh
Coste del Proyecto	0%
Coste de Mantenimiento	4%
Tipo de Interés	6%
Horas de Producción	2.140 h/año
Nivel de Deuda	50%
DSCR Mínimo	1,6

4.3.2.2 RESULTADOS

Los resultados obtenidos reflejan el impacto de este escenario en el proyecto eólico. La TIR del inversor cayó a un 6,9%, una disminución significativa respecto al caso base, debido a la combinación de un precio de energía más bajo y mayores costes financieros. La TIR antes de impuestos, de 7,1%, también refleja el efecto adverso de estos factores, mientras que la TIR después de impuestos se ajustó a un 6,3%, mostrando una rentabilidad apenas aceptable en un entorno adverso.

En términos de indicadores de deuda, el LLCR se situó en 1,60x, reflejando una capacidad de cobertura ajustada pero suficiente para cumplir con las obligaciones de servicio de deuda. El WAL, de 6 años, mostró una extensión en la vida media de la deuda, ajustándose a las condiciones más restrictivas del financiamiento. El nivel de deuda efectivo alcanzó un 39,9%, evidenciando las limitaciones para mantener un apalancamiento significativo en este entorno económico.

Tabla 4: Resultados del escenario "Crisis financiera global de 2007-2008"

Variable	Valor
TIR del inversor	6,9%
TIR antes de impuestos	7,1%

TIR después de impuestos	6,3%
LLCR	1,60x
WAL	6 años
Nivel de deuda	39,9%

4.3.2.3 CONCLUSIONES

La crisis financiera global de 2007-2008 evidenció cómo las condiciones macroeconómicas adversas pueden afectar gravemente la rentabilidad y viabilidad de los proyectos de infraestructura. Para el parque eólico, la combinación de un precio bajo de la energía, mayores costes financieros y restricciones en el apalancamiento limitó su desempeño económico, reduciendo la TIR significativamente.

A pesar de estos retos, el proyecto logró mantener su viabilidad financiera gracias a una estructura de deuda más conservadora y un DSCR más elevado, que garantizaron la capacidad de cumplir con las obligaciones de servicio de deuda. Este escenario subraya la importancia de incorporar mecanismos de mitigación de riesgo y estrategias de financiamiento robustas para proteger la sostenibilidad de los proyectos en periodos de incertidumbre económica.

4.3.3 ESCENARIO COVID-19

La pandemia de COVID-19 en 2020 marcó un punto crítico en la economía global, con impactos sin precedentes en múltiples sectores. Las medidas de confinamiento, el cierre de industrias y la disminución de la movilidad provocaron una caída significativa en la demanda de energía y una desaceleración económica a nivel mundial. En España, la pandemia llevó a una contracción económica del 10,8% en 2020, afectando gravemente el empleo, el consumo y la inversión. En el sector energético, la reducción de la demanda y la incertidumbre ralentizaron la implementación de nuevos proyectos, mientras que las políticas de estímulo intentaron mitigar los efectos negativos.

4.3.3.1 VARIABLES DE ENTRADA

El precio de la energía se redujo a 45 €/MWh debido a la menor demanda y las condiciones de sobreoferta en el mercado durante la pandemia. Este precio más bajo limitó los ingresos del parque eólico, afectando negativamente la rentabilidad del proyecto. Además, el coste del proyecto (CAPEX) aumentó un 5% debido a interrupciones en la cadena de suministro y mayores costes logísticos durante la crisis sanitaria.

El coste de mantenimiento (OPEX) también se incrementó un 4%, reflejando las dificultades para acceder a servicios de operación y mantenimiento en un entorno de restricciones de movilidad y medidas sanitarias. Por otro lado, el tipo de interés se redujo al 3%, impulsado por las políticas monetarias expansivas adoptadas por los bancos centrales para estimular la economía y garantizar la liquidez.

Las horas de producción anual disminuyeron a 2.000 debido a las interrupciones en la operación y mantenimiento del parque, así como a condiciones climáticas desfavorables que agravaron la situación. En cuanto al financiamiento, el nivel de deuda del proyecto aumentó al 65%, facilitado por las condiciones de crédito más favorables. Adicionalmente, el DSCR mínimo se ajustó a 1,3, lo que permitió mantener una estructura financiera viable en un entorno de menores ingresos.

Tabla 5: Variables de entrada del escenario "COVID-19"

Variable	Valor
Precio de Energía	45 €/MWh
Coste del Proyecto	5%
Coste de Mantenimiento	4%
Tipo de Interés	3%
Horas de Producción	2.000 h/año
Nivel de Deuda	65%
DSCR Mínimo	1,3

4.3.3.2 RESULTADOS

En este escenario, los resultados reflejan el impacto adverso de la pandemia en el proyecto eólico. La TIR del inversor se redujo significativamente al 6,0%, una cifra mucho menor que en el caso base, evidenciando la combinación de ingresos limitados y mayores costes. La TIR antes de impuestos, del 5,4%, y la TIR después de impuestos, del 4,7%, confirman el impacto negativo del entorno económico en la viabilidad del proyecto.

El LLCR se situó en 1,30x, lo que representa una cobertura mínima de la deuda, asegurando la capacidad de cumplir con las obligaciones financieras en un entorno restringido. Por su parte, el WAL se redujo a 5,8 años, indicando una estructura de amortización más ajustada para adaptarse a las condiciones económicas actuales. El nivel de deuda efectivo alcanzó el 48,8%, demostrando la dependencia del proyecto en el financiamiento externo.

Tabla 6: Resultados del escenario " COVID-19"

Variable	Valor
TIR del inversor	6,0%
TIR antes de impuestos	5,4%
TIR después de impuestos	4,7%
LLCR	1,30x
WAL	5,8 años

Nivel de deuda 48,8%

4.3.3.3 CONCLUSIONES

El escenario COVID-19 destaca cómo eventos globales inesperados pueden alterar radicalmente las proyecciones de un proyecto eólico. La combinación de menores ingresos por la caída en el precio de la energía y las horas de producción, junto con aumentos en los costes del proyecto y mantenimiento, impactó negativamente la rentabilidad del parque. Aunque el tipo de interés más bajo facilitó el acceso al crédito, esto no fue suficiente para compensar los efectos adversos del entorno económico.

Este escenario subraya la importancia de incluir planes de contingencia y flexibilidad en la planificación financiera, así como la necesidad de diversificar las fuentes de ingreso y garantizar estructuras financieras resilientes. Aunque el proyecto logró mantenerse viable, los márgenes de rentabilidad se redujeron significativamente, resaltando los riesgos inherentes a la incertidumbre global.

4.3.4 ESCENARIO RECUPERACIÓN POST-CRISIS 2014-2019

El período de 2014 a 2019 marcó una fase de recuperación económica tanto en España como a nivel global tras la crisis financiera de 2007-2008 y la posterior crisis de deuda soberana en Europa. Este periodo estuvo caracterizado por un crecimiento sostenido, apoyado en políticas monetarias expansivas del Banco Central Europeo (BCE) que mantuvieron los tipos de interés en niveles históricamente bajos. Además, España experimentó una recuperación en el empleo, la inversión y el consumo, lo que favoreció una mayor estabilidad en el mercado energético.

En el sector energético, esta etapa también estuvo marcada por un avance significativo en las energías renovables, con políticas de apoyo que incentivaron la inversión en infraestructuras limpias. La mayor competitividad de la energía eólica y solar ayudó a diversificar el mix energético, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. Esto creó un entorno favorable para proyectos como el parque eólico objeto de este análisis.

4.3.4.1 VARIABLES DE ENTRADA

Durante este escenario, el precio de la energía se situó en 62 €/MWh, reflejando una mayor demanda energética en un contexto de crecimiento económico, lo que contribuyó a mejorar los ingresos del parque. El coste del proyecto (CAPEX) y el coste de mantenimiento (OPEX) no presentaron incrementos respecto al caso base, gracias a la estabilidad en los precios de los materiales y servicios, así como a las eficiencias logradas en la operación.

El tipo de interés se mantuvo en un nivel bajo del 3%, favoreciendo el acceso a financiamiento y reduciendo el coste de la deuda del proyecto. Por otro lado, las horas de producción aumentaron a 2.200 anuales, debido a la mejora en la gestión operativa del parque y condiciones climáticas ligeramente más favorables.

En cuanto a la estructura financiera, el nivel de deuda se incrementó al 65%, facilitado por el entorno económico más estable y la mayor confianza de los bancos en proyectos renovables. El

DSCR mínimo se fijó en 1,35, reflejando un enfoque equilibrado entre apalancamiento y sostenibilidad financiera.

Tabla 7: Variables de entrada del escenario "Recuperación post-crisis 2014-2019"

Variable	Valor
Precio de Energía	62 €/MWh
Coste del Proyecto	0%
Coste de Mantenimiento	0%
Tipo de Interés	3%
Horas de Producción	2.200 h/año
Nivel de Deuda	65%
DSCR Mínimo	1,35

4.3.4.2 RESULTADOS

Los resultados del parque eólico durante este escenario son notablemente positivos. La TIR del inversor alcanzó el 14,6%, mostrando un rendimiento atractivo impulsado por los mayores ingresos y el entorno favorable de financiación. La TIR antes de impuestos, del 12,3%, y la TIR después de impuestos, del 10,0%, reflejan una rentabilidad sólida tanto en términos brutos como netos.

En términos de deuda, el LLCR se situó en 1,53x, destacando una capacidad adecuada para cubrir las obligaciones financieras a lo largo de la vida del proyecto. El WAL, de 5,7 años, se mantuvo en un rango óptimo, asegurando una amortización equilibrada de la deuda. Finalmente, el nivel de deuda efectivo alcanzó el 62%, maximizando el apalancamiento financiero sin comprometer la estabilidad del proyecto.

Tabla 8: Resultados del escenario "Recuperación post-crisis 2014-2019"

Variable	Valor
TIR del inversor	14,6%
TIR antes de impuestos	12,3%
TIR después de impuestos	10,0%
LLCR	1,53x
WAL	5,7 años
Nivel de deuda	62%

4.3.4.3 CONCLUSIONES

El escenario de recuperación post-crisis 2014-2019 evidencia cómo un entorno económico estable y en crecimiento puede maximizar el rendimiento de un proyecto renovable. La combinación de un precio de energía favorable, bajos costes de financiamiento y eficiencia operativa contribuyó significativamente a la rentabilidad del parque eólico. Además, el aumento en las horas de producción reafirma el valor de una gestión operativa eficiente para optimizar los ingresos.

Este escenario demuestra la importancia de aprovechar las condiciones macroeconómicas favorables para estructurar proyectos con niveles adecuados de deuda y apalancamiento, asegurando retornos competitivos para los inversores. En resumen, el parque eólico se posiciona como una inversión sólida y sostenible en periodos de estabilidad económica y expansión.

4.3.5 IMPULSO EUROPEO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES POST-COVID (2020-2023)

Tras la crisis sanitaria global causada por el COVID-19, la Unión Europea adoptó un enfoque ambicioso para la recuperación económica, canalizando fondos significativos hacia la transición energética a través del programa Next Generation EU. Este plan buscaba fomentar la sostenibilidad, la resiliencia económica y la reducción de emisiones de carbono, estableciendo a las energías renovables como un pilar central de las políticas energéticas y medioambientales.

En España, este impulso se tradujo en un aumento de la inversión en proyectos renovables, con un apoyo financiero sin precedentes tanto en el ámbito público como privado. El crecimiento de la capacidad instalada en energía eólica y solar durante este periodo reforzó la competitividad del sector, generando un entorno favorable para nuevos proyectos como el parque eólico analizado.

4.3.5.1 VARIABLES DE ENTRADA

En este escenario, el precio de la energía alcanzó los 58 €/MWh, impulsado por un mercado en recuperación y políticas que incentivaron la estabilidad de los precios. Este valor reflejó tanto la mayor demanda de energía en el proceso de recuperación económica como el compromiso de Europa con precios sostenibles para fuentes renovables.

El coste del proyecto (CAPEX) y el coste de mantenimiento (OPEX) permanecieron estables en relación al caso base, gracias a la mayor eficiencia tecnológica y la optimización de los procesos de construcción y operación en el sector renovable. Por otro lado, el tipo de interés descendió al 2%, apoyado por políticas monetarias expansivas del Banco Central Europeo para estimular la inversión y la recuperación económica.

Las horas de producción aumentaron a 2.200 horas anuales, un valor que refleja las mejoras en la tecnología de los aerogeneradores y una mayor eficiencia operativa alcanzada durante este periodo. La confianza en el sector también permitió elevar el nivel de deuda al 70%, gracias a las condiciones favorables de financiamiento y al menor riesgo percibido en proyectos renovables. El DSCR mínimo se fijó en 1,35, lo que equilibró la sostenibilidad financiera con una mayor flexibilidad en el apalancamiento.

Tabla 9: Variables de entrada del escenario "Impulso europeo a las energías renovables post-covid"

Variable	Valor
Precio de Energía	58 €/MWh
Coste del Proyecto	0%
Coste de Mantenimiento	0%
Tipo de Interés	2%
Horas de Producción	2200 h/año
Nivel de Deuda	70%
DSCR Mínimo	1,35

4.3.5.2 RESULTADOS

Los resultados obtenidos en este escenario destacan por su solidez. La TIR del inversor se situó en un atractivo 14,4%, reflejando la capacidad del proyecto para generar retornos competitivos en un entorno favorable. La TIR antes de impuestos, del 11,2%, y la TIR después de impuestos, del 8,9%, demuestran la rentabilidad sostenida del parque eólico incluso después de considerar las obligaciones fiscales.

En términos de deuda, el LLCR se situó en 1,35x, un valor adecuado que garantiza la cobertura de las obligaciones financieras sin comprometer la estabilidad operativa. El WAL, de 5,7 años, evidencia un plazo razonable para la amortización de la deuda, manteniendo el equilibrio entre apalancamiento y sostenibilidad. Finalmente, el nivel de deuda efectiva alcanzó el 68,5%, maximizando el uso de capital externo en condiciones óptimas de mercado.

Tabla 10: Resultados del escenario "Impulso europeo a las energías renovables post-covid"

Variable	Valor
TIR del inversor	14,4%
TIR antes de impuestos	11,2%
TIR después de impuestos	8,9%
LLCR	1,35x
WAL	5,7 años
Nivel de deuda	68,5%

4.3.5.3 CONCLUSIONES

El escenario de impulso europeo a las energías renovables post-COVID destaca cómo un entorno de apoyo político y económico puede transformar la viabilidad de proyectos renovables. Las políticas de recuperación y transición energética no solo redujeron los costes de financiamiento, sino que también fomentaron un mercado estable y atractivo para las energías limpias.

El parque eólico se beneficia de este entorno, mostrando un desempeño financiero robusto con retornos elevados y un nivel de deuda sostenible. Este caso refuerza la importancia de las políticas públicas y los programas de financiación como catalizadores para proyectos renovables, consolidando su papel como soluciones estratégicas para el futuro energético de España y Europa.

4.3.6 EXPANSIÓN DE LA ENERGÍA VERDE EN ESPAÑA (2025-2030)

Entre 2025 y 2030, España se proyecta como un referente en el desarrollo de energías renovables, impulsado por compromisos nacionales e internacionales para alcanzar la neutralidad climática en 2050. Las políticas gubernamentales, como subastas específicas para renovables y la mejora de infraestructuras de red, están creando un entorno favorable para la expansión de la energía verde. Este periodo también anticipa la implementación de tecnologías avanzadas en almacenamiento y generación, consolidando a las energías limpias como una alternativa competitiva frente a las fuentes tradicionales.

La estabilidad del mercado energético, junto con el respaldo de instituciones financieras nacionales e internacionales, permitirá que proyectos como el parque eólico analizado maximicen su apalancamiento financiero y optimicen su estructura operativa. Este entorno estable y de crecimiento sostenido marca un punto de inflexión en el sector, consolidando la transición energética en España.

4.3.6.1 VARIABLES DE ENTRADA

El precio de la energía se estima en 55 €/MWh, un valor moderado pero estable, que refleja la consolidación del mercado energético en un entorno de alta competitividad para las renovables. Este nivel de precios asegura ingresos consistentes para proyectos renovables, consolidando la confianza de los inversores.

El coste del proyecto (CAPEX) y el coste de mantenimiento (OPEX) no presentan incrementos significativos, gracias a la madurez del sector y la estandarización de tecnologías, procesos constructivos y contratos de operación. Por otro lado, el tipo de interés se proyecta en el 3%, un nivel controlado que refleja un entorno macroeconómico estable con políticas monetarias moderadamente expansivas.

Las horas de producción estimadas son de 2.140 horas anuales, una proyección conservadora pero adecuada para parques eólicos ubicados en regiones como Aragón. En términos de financiamiento, el nivel de deuda podría alcanzar el 80%, gracias a la alta confianza de los bancos e inversores en la rentabilidad y estabilidad de los proyectos renovables. Esto se respaldaría con un DSCR mínimo de 1,2, que permite maximizar el apalancamiento financiero sin comprometer la seguridad del proyecto.

Tabla 11: Variables de entrada del escenario "Expansión de la energía verde en España (2025-2030)

Variable	Valor
----------	-------

Precio de Energía	55 €/MWh
Coste del Proyecto	0%
Coste de Mantenimiento	0%
Tipo de Interés	3%
Horas de Producción	2.140 h/año
Nivel de Deuda	80%
DSCR Mínimo	1,2

4.3.6.2 RESULTADOS

El desempeño financiero del parque en este escenario se proyecta como sólido. La TIR del inversor podría alcanzar el 12,1%, mostrando un atractivo retorno en un entorno competitivo. La TIR antes de impuestos, de 9,2%, y la TIR después de impuestos, de 7,0%, evidencian que el proyecto mantiene una buena rentabilidad neta incluso considerando las obligaciones fiscales.

En cuanto a indicadores de deuda, el LLCR se situaría en 1,20x, reflejando un nivel de cobertura adecuado para las obligaciones financieras, acorde al DSCR ajustado. El WAL, de 5,3 años, evidencia un periodo de amortización corto que mejora la eficiencia del financiamiento. El nivel de deuda efectiva alcanzaría el 70,3%, aprovechando al máximo las condiciones favorables de apalancamiento.

Tabla 12: Resultados del escenario "Expansión de la energía verde en España (2025-2030)"

Variable	Valor
TIR del inversor	12,1%
TIR antes de impuestos	9,2%
TIR después de impuestos	7,0%
LLCR	1,20x
WAL	5,3 años
Nivel de deuda	70,3%

4.3.6.3 CONCLUSIONES

El análisis de escenarios proporciona una visión integral de cómo las condiciones económicas pasadas, presentes y futuras impactan el desempeño financiero del parque eólico. A través de la evaluación de múltiples contextos históricos e hipotéticos, es posible identificar los márgenes de rentabilidad y las variables clave que influyen en la sostenibilidad del proyecto. Estos escenarios no solo destacan las fortalezas del modelo financiero del parque, sino que también revelan los riesgos asociados a condiciones macroeconómicas adversas.

Para facilitar la comparación entre escenarios, a continuación, se presentan dos tablas. La primera tabla recoge los inputs clave que definen cada escenario, mientras que la segunda muestra los resultados financieros obtenidos. Estas tablas permiten observar cómo las distintas combinaciones de variables influyen directamente en la rentabilidad del parque y su estructura financiera:

Tabla 13: Variables de entrada de los escenarios

Escenario	Precio (€/MWh)	CAPEX (%)	OPEX (%)	Interés (%)	Producción (h/año)	Deuda (%)	DSCR Mínimo
Crisis Energética 1970s	75	+10	+7	6	2.140	55	1,5
Crisis Financiera 2007-2008	45	0	+4	6	2.140	50	1,6
COVID-19	45	+5	+4	3	2.000	65	1,3
Recuperación Post-Crisis 2014-2019	62	0	0	3	2.200	65	1,35
Impulso Renovables Post-COVID 2020-2023	58	0	0	2	2.200	70	1,35
Expansión Energía Verde 2025-2030	55	0	0	3	2.140	80	1,2

Tabla 14: Resultados de los escenarios

Escenario	TIR Equity	TIR Pre- Impuestos	TIR Post- Impuestos	LLCR	WAL	Nivel Deuda
Crisis Energética 1970s	13,8%	13,1%	10,9%	1,62x	5,9 años	55%
Crisis Financiera 2007-2008	6,9%	7,1%	6,3%	1,60x	6,0 años	39,9%
COVID-19	6,0%	5,4%	4,7%	1,30x	5,8 años	48,8%
Recuperación Post-Crisis 2014-2019	14,6%	12,3%	10,0%	1,53x	5,7 años	62%
Impulso Renovables Post-COVID 2020-2023	14,4%	11,2%	8,9%	1,35x	5,7 años	68,5%
Expansión Energía Verde 2025-2030	12,1%	9,2%	7,0%	1,20x	5,3 años	70,3%

Los resultados reflejan una amplia variabilidad en el desempeño del parque eólico dependiendo del contexto económico. Por ejemplo, en la Crisis Energética de los 1970s, el alto precio de la energía compensó los mayores costes de CAPEX, OPEX y tipo de interés, generando una TIR del equity del 13,8%. En cambio, durante la Crisis Financiera Global de 2007-2008, la combinación de un precio bajo de la energía y mayores restricciones financieras redujo la TIR del equity al 6,9%.

El escenario COVID-19 destacó cómo eventos globales disruptivos afectan tanto los ingresos como los costes operativos, resultando en la TIR más baja de todos los escenarios analizados (6,0%). Sin embargo, en períodos de recuperación económica, como el Post-Crisis 2014-2019 o el Impulso Renovables Post-COVID, las condiciones favorables de precios y financiamiento permitieron TIRs de equity elevadas, alcanzando un 14,6% y 14,4%, respectivamente.

Finalmente, en el escenario de Expansión de la Energía Verde (2025-2030), aunque el precio de la energía y los tipos de interés fueron moderados, la combinación de un alto nivel de apalancamiento (80%) y un DSCR mínimo reducido (1,2) permitió mantener una TIR del equity competitiva del 12,1%. Esto evidencia que, en un entorno de alta confianza en el sector renovable, la estructura financiera puede optimizarse para maximizar los retornos.

En conclusión, estos escenarios destacan la importancia de adaptar las estrategias financieras y operativas a las condiciones macroeconómicas. En contextos adversos, la prudencia en el apalancamiento y el control de costes son esenciales para garantizar la sostenibilidad del proyecto. Por otro lado, en entornos favorables, aprovechar condiciones de financiamiento óptimas y estructuras eficientes puede maximizar la rentabilidad del parque eólico, consolidándolo como una inversión estratégica en el sector de las energías renovables.

4.4 CONCLUSIONES PROJECT FINANCE

El análisis del Project Finance del parque eólico revela una serie de conclusiones clave sobre su estabilidad financiera, resiliencia ante diferentes escenarios económicos y sensibilidad a variables críticas. A continuación, se exponen las principales conclusiones reales y concretas del estudio:

- **Estabilidad financiera bajo escenarios de mercado moderado:** El modelo financiero desarrollado para el parque eólico demuestra que, en escenarios económicos moderados y con precios de energía estables, el proyecto es financieramente estable. En estos casos, la estructura de deuda y el rendimiento operativo aseguran una rentabilidad suficiente para cumplir con las obligaciones financieras y proporcionar retornos competitivos a los inversores. La estabilidad del flujo de caja permite mantener ratios de cobertura como el DSCR y el LLCR en niveles adecuados, incluso bajo pequeñas fluctuaciones de mercado.
- **Resiliencia limitada en escenarios extremos:** Aunque el parque muestra capacidad de adaptación ante cambios económicos, en escenarios extremos como la crisis financiera de 2007-2008 o la pandemia de COVID-19, la estabilidad financiera se ve comprometida. La caída en los precios de la energía y las restricciones en el apalancamiento pueden reducir drásticamente la rentabilidad, haciendo que la TIR para los inversores sea apenas aceptable o incluso insuficiente. Esto evidencia que, aunque el parque es resiliente frente

- a fluctuaciones moderadas, su viabilidad se encuentra limitada bajo condiciones económicas extremas.
- **Dependencia crítica del precio de la energía:** El proyecto muestra una alta sensibilidad al precio de la energía, que es el principal determinante de los ingresos. Si bien el parque es independiente de los combustibles fósiles, lo que lo protege parcialmente en escenarios de crisis energética, una caída prolongada en los precios, como en el escenario de COVID-19, puede comprometer la capacidad de cubrir los costes operativos y financieros, poniendo en riesgo su sostenibilidad. Esto refuerza la importancia de asegurar ingresos estables a través de mecanismos como los contratos PPA.
 - **Impacto del apalancamiento en la rentabilidad:** La estructura financiera del parque permite optimizar la rentabilidad de los inversores mediante un apalancamiento significativo. Sin embargo, esta estrategia depende de mantener ratios como el DSCR en niveles aceptables. En escenarios con altos niveles de deuda, como la expansión renovable entre 2025 y 2030, el proyecto sigue siendo viable, pero su margen de maniobra se reduce, aumentando la vulnerabilidad a posibles descensos en los ingresos o incrementos en los costes.
 - **Efectos amortiguadores de los bajos tipos de interés:** En escenarios con tipos de interés bajos, como la recuperación post-crisis 2014-2019 o el impulso europeo post-COVID, el parque es capaz de absorber mejor las variaciones en otras variables, como los precios de la energía o los costes de mantenimiento. Esto evidencia que las políticas monetarias favorables pueden actuar como un amortiguador, reduciendo el coste financiero y aumentando la estabilidad del proyecto.
 - **Limitaciones frente a eventos globales inesperados:** El parque eólico presenta vulnerabilidades ante eventos globales inesperados que afectan tanto la operación como los ingresos, como se observó en el escenario COVID-19. La reducción de las horas de producción debido a interrupciones operativas y las restricciones logísticas evidencian la necesidad de incluir planes de contingencia para garantizar la continuidad operativa en situaciones de crisis.
 - **Capacidad de recuperación en entornos favorables:** En escenarios con apoyo político y económico, como el impulso renovable post-COVID o la expansión de la energía verde en España, el parque no solo recupera su estabilidad, sino que maximiza su rentabilidad. Esto demuestra que los proyectos eólicos pueden aprovechar entornos favorables para consolidar su viabilidad financiera, especialmente con acceso a financiamiento barato y una demanda energética creciente.

5. REFINANCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La refinanciación de un parque eólico constituye una herramienta estratégica para optimizar su estructura financiera y maximizar los retornos para los inversores. Este proceso, generalmente aplicado a proyectos que han demostrado estabilidad operativa y rentabilidad durante sus primeros años de funcionamiento, consiste en reemplazar la deuda inicial por una nueva estructura de financiamiento más favorable. Esto no solo permite reducir los costes de deuda y ajustar los plazos de amortización, sino también liberar capital mediante la distribución de un dividendo extraordinario, fortaleciendo así la posición financiera de los inversores y facilitando la reinversión en otros proyectos.

En el caso del parque eólico objeto de estudio, la refinanciación se plantea en 2024, cuatro años después de su puesta en operación comercial. Durante este periodo, el proyecto ha acumulado un historial comprobado de ingresos estables y un flujo de caja sólido, reduciendo significativamente el riesgo percibido por los acreedores. Estas condiciones favorables permiten reestructurar completamente la deuda antigua, accediendo a mejores términos financieros, como un tipo de interés más bajo, mayor nivel de endeudamiento y condiciones de servicio de deuda más flexibles. Este enfoque no solo beneficia al proyecto, sino también a los inversores, al aumentar la TIR del equity y garantizar su atractivo en un mercado altamente competitivo.

Uno de los aspectos más destacados de esta refinanciación es la emisión de un dividendo especial a los inversores, financiado mediante el aumento del nivel de deuda. Este dividendo les proporciona liquidez inmediata y les permite reinvertir en nuevas oportunidades dentro del sector de energías renovables, promoviendo un efecto multiplicador en el impacto de su inversión inicial. Al mismo tiempo, la refinanciación permite al proyecto mantener un equilibrio entre apalancamiento y sostenibilidad financiera, asegurando su capacidad de cubrir las obligaciones de servicio de deuda bajo distintas condiciones de mercado.

La refinanciación también tiene un impacto directo en la rentabilidad del proyecto. Al reducir los costes financieros y extender los plazos de la deuda, se mejora la TIR tanto del proyecto como del equity. Esto no solo refuerza la estabilidad económica del parque, sino que también aumenta su competitividad y capacidad de atraer nuevos inversores, consolidándolo como un modelo financiero sostenible en el contexto de la transición energética.

A lo largo de este capítulo, se analizarán las implicaciones y beneficios de la refinanciación del parque eólico, destacando cómo esta estrategia no solo optimiza los retornos financieros, sino que también impulsa la capacidad del proyecto para contribuir a un sistema energético más limpio y sostenible.

5.1 ANÁLISIS DEL CASO REFINANCIACIÓN

El caso base de la refinanciación establece el punto de partida para evaluar cómo la reestructuración financiera del parque eólico afecta tanto al desempeño del proyecto como a los retornos de los inversores. Este caso estándar representa una simulación detallada de las nuevas

condiciones financieras implementadas en 2024, tras la sustitución de la deuda original del proyecto por una estructura más favorable. Al igual que en el caso base inicial, este modelo permite analizar en profundidad las dinámicas del proyecto, pero ahora bajo el prisma de la refinanciación, proporcionando una perspectiva renovada sobre su sostenibilidad económica y estratégica.

La refinanciación modifica elementos clave de la estructura financiera del parque, como el nivel de apalancamiento, los plazos de amortización, los tipos de interés y las reservas de efectivo. Estas modificaciones no solo tienen un impacto directo en las obligaciones financieras del proyecto, sino que también repercuten en la capacidad de generar retornos competitivos para los inversores. Al incluir la emisión de un dividendo extraordinario financiado con el incremento del nivel de deuda, el caso refinanciado subraya su potencial para redistribuir capital entre los accionistas, fomentando la reinversión en otros proyectos y promoviendo un efecto multiplicador en el sector de las energías renovables.

Este caso base de refinanciación se constituye como la referencia central para realizar análisis detallados de variables clave. Dichos análisis buscan comprender cómo cambios en factores críticos, como el servicio de deuda o la duración del nuevo financiamiento, afectan las métricas financieras del proyecto. Este enfoque permite identificar tanto los beneficios como los riesgos inherentes a la refinanciación, proporcionando un marco analítico sólido para evaluar su impacto integral.

En definitiva, el caso base de refinanciación es el núcleo del segundo estudio del TFM, centrado en explorar cómo esta estrategia financiera optimiza la estructura del proyecto. Al servir de modelo comparativo frente a escenarios alternativos y sensibilidades, este análisis permite extraer conclusiones significativas sobre la capacidad del parque eólico para mantener su competitividad, rentabilidad y sostenibilidad en el largo plazo.

5.1.1 DATOS DE ENTRADA

En el análisis del caso refinanciación, se mantiene gran parte de la información original del Project Finance inicial, ya que la refinanciación no afecta a variables operativas ni a la estructura técnica del proyecto. Elementos clave como la generación de energía, el precio de la energía, el coste del proyecto, el coste de mantenimiento, el financiamiento operativo, la depreciación, y los impuestos permanecen constantes. Estas variables continúan reflejando las condiciones operativas y económicas del parque eólico, proporcionando una base coherente para el análisis.

La refinanciación se centra exclusivamente en reestructurar el financiamiento, por lo que se modifican únicamente las cuentas relacionadas con la estructura de capital y la deuda del proyecto. Este enfoque permite optimizar las condiciones financieras del parque y maximizar los beneficios para los inversores.

5.1.1.1 ESTRUCTURA DE LA REFINANCIACIÓN

La refinanciación del parque eólico introduce una reestructuración financiera diseñada para maximizar los beneficios para los inversores y mejorar la sostenibilidad económica del proyecto. Este proceso redefine las fuentes y usos de los fondos, optimizando la estructura financiera y

fortaleciendo la posición del proyecto en el mercado. Se integran ajustes estratégicos clave que aseguran una mayor eficiencia y rentabilidad.

Entre las principales optimizaciones realizadas, se incluyen:

- **Conservación del capital y deuda mezzanine:** La participación de los inversores en el capital y la deuda mezzanine se mantiene sin cambios, reflejando la confianza y el compromiso de los accionistas con el proyecto. Este enfoque asegura la estabilidad en la estructura de riesgo original y refuerza la base de capital.
- **Cancelación de la deuda senior original:** Se elimina por completo la deuda inicial, permitiendo al proyecto liberarse de las condiciones menos favorables, como tipos de interés elevados y plazos más restrictivos, fortaleciendo su capacidad de cumplir con las obligaciones financieras.
- **Emisión de nueva deuda senior:** La emisión de nueva deuda senior constituye un pilar fundamental en la refinanciación del proyecto, ofreciendo condiciones optimizadas que refuerzan su viabilidad financiera y aumentan su rentabilidad. Este nuevo financiamiento se caracteriza por la extensión de los plazos de amortización, lo que reduce la carga financiera anual y mejora significativamente el flujo de caja operativo, y por el incremento del nivel de apalancamiento, que libera liquidez adicional para los inversores. Estos ajustes permiten equilibrar la sostenibilidad financiera del proyecto con la maximización de los retornos, consolidando su atractivo para los accionistas.
- **Cobertura de comisiones asociadas a la nueva deuda:** Los costes relacionados con la estructuración, asesoramiento y emisión de la nueva deuda son cubiertos con los fondos obtenidos, evitando que el proyecto incurra en gastos operativos adicionales.
- **Distribución de un dividendo especial:** Parte de los fondos de la refinanciación se destinan a un dividendo especial para los inversores, proporcionando liquidez inmediata y fomentando la reinversión en nuevos proyectos de energía renovable. Este mecanismo no solo beneficia a los inversores, sino que también impulsa el crecimiento del sector renovable en su conjunto.

5.1.1.1.1 Fuentes de Fondos

La refinanciación se apoya en una combinación de tres principales fuentes de financiamiento, las cuales reflejan una estructura sólida y optimizada:

- **Equity:** La participación de los inversores asciende a 10.707.369 EUR, representando el 11,07% del total de fondos. Este aporte destaca el compromiso continuo de los accionistas con el proyecto y su confianza en su viabilidad a largo plazo.
- **Deuda Mezzanine:** Con un total de 26.103.480 EUR (26,98% del total), esta fuente de financiamiento permanece inalterada en la refinanciación. Su estabilidad refuerza el compromiso de los accionistas y la sostenibilidad del modelo financiero.
- **Nueva deuda senior refinanciada:** La mayor fuente de fondos proviene de la emisión de una nueva deuda senior por un total de 59.953.624 EUR (61,96% del total). Esta deuda reemplaza completamente la estructura previa, introduciendo condiciones más ventajosas que optimizan el flujo de caja y reducen los costes financieros.

5.1.1.1.2 Usos de Fondos

Los recursos obtenidos en la refinanciación se destinan a los siguientes objetivos estratégicos:

- **Equity:** Se mantiene la inversión de los accionistas, con un total de 10.707.369 EUR, garantizando la estabilidad de su participación en el proyecto.
- **Deuda mezzanine:** Los inversores conservan su contribución original de 26.103.480 EUR, fortaleciendo la base de financiamiento del proyecto.
- **Reembolso especial de la deuda mezzanine:** Se destinan 6.183.635 EUR al pago parcial anticipado de esta deuda, mejorando la estructura de capital y fortaleciendo la posición financiera del parque.
- **Distribución de un dividendo especial:** Una parte significativa de la nueva deuda refinanciada, equivalente a 14.428.482 EUR, se destina al pago de un dividendo especial. Este dividendo proporciona liquidez inmediata a los inversores, facilitando la reinversión en otros proyectos del sector de energías renovables y promoviendo un impacto positivo en el mercado.
- **Comisiones por la nueva deuda:** Los costes asociados a la emisión y estructuración de la nueva deuda ascienden a 725.350 EUR. Estos gastos incluyen comisiones de estructuración, asesoramiento y cierre, y son cubiertos con los fondos obtenidos de la refinanciación.
- **Cancelación de la deuda senior original:** Se utilizan 38.616.157 EUR para liquidar completamente la deuda inicial, eliminando las condiciones menos favorables de la deuda previa, como tipos de interés más elevados y plazos más restrictivos.

5.1.1.2 FECHAS DEL PROYECTO

La refinanciación del parque eólico se lleva a cabo el 1 de enero de 2024, coincidiendo con el inicio del quinto año de operación del proyecto. En este punto, la deuda original, que fue estructurada al inicio del proyecto, cuenta con 4 años de antigüedad. La refinanciación no solo cancela esta deuda previa, sino que también establece una nueva estructura financiera que se extenderá por un periodo de 12 años adicionales, alcanzando su vencimiento final el 1 de enero de 2036.

Esta reestructuración implica que la nueva deuda, junto con los 4 años ya transcurridos desde la puesta en operación del parque, cubrirá un total de 16 años, de los 20 años estimados como vida útil del proyecto. Este horizonte financiero asegura que el parque podrá operar con una estructura de financiamiento óptima hasta cerca del final de su ciclo operativo, facilitando tanto la sostenibilidad del proyecto como el retorno esperado para los inversores

5.1.1.3 DATOS FINANCIEROS

La refinanciación del parque eólico establece una deuda máxima permitida del 75%, limitada por un DSCR mínimo de 1,4, asegurando la sostenibilidad financiera del proyecto. Los fondos refinanciados se destinan en un 70% a dividendos especiales para los inversores y un 30% al pago anticipado de la deuda mezzanine, optimizando la estructura financiera. El tipo de interés para

la nueva deuda es del 4,5%, mientras que el resto de los parámetros operativos y económicos permanecen constantes respecto al análisis inicial del Project Finance. Esta estructura garantiza equilibrio entre apalancamiento, liquidez para los accionistas y viabilidad financiera.

5.1.2 RESULTADOS DEL MODELO FINANCIERO

El modelo financiero de la refinanciación refleja resultados sólidos y altamente favorables, incluso bajo un enfoque conservador en la definición de las variables clave. A pesar de que el tipo de interés fue fijado en un 4,5%, ligeramente superior a las condiciones más competitivas del mercado, y que la duración de la nueva deuda se limitó a 12 años, los resultados obtenidos muestran la robustez del proyecto y el potencial aún mayor que podría haberse alcanzado con condiciones financieras más optimizadas.

5.1.2.1 TASA INTERNA DE RETORNO

En el escenario de refinanciación, la TIR muestra una mejora significativa, especialmente en términos del retorno directo para los inversores. Los resultados reflejan el impacto positivo de la reestructuración financiera, que ha optimizado las condiciones del proyecto:

- **TIR del Equity:** La refinanciación eleva este indicador al 12,73%, demostrando una rentabilidad atractiva para los inversores gracias a la combinación de un apalancamiento optimizado y la distribución del dividendo especial.
- **TIR del Proyecto Antes de Impuestos:** Con un 9,1%, esta tasa refleja un rendimiento sólido bajo las nuevas condiciones financieras, destacando la estabilidad operativa del parque tras la refinanciación.
- **TIR del Proyecto Después de Impuestos:** A pesar del impacto fiscal, la tasa se sitúa en un 7,2%, consolidando la viabilidad económica del proyecto en un contexto competitivo.

Estos valores confirman el éxito de la estrategia de refinanciación al mejorar tanto la estabilidad financiera como los retornos para los accionistas, sin necesidad de recurrir a supuestos agresivos en los escenarios analizados.

5.1.2.2 DEUDA FINANCIERA

Tras la refinanciación, la estructura de financiamiento del parque eólico ha sido rediseñada para proporcionar mayor flexibilidad y eficiencia, incrementando el apalancamiento sin comprometer la estabilidad financiera. En esta nueva configuración, la deuda bancaria senior pasa a representar el 61,96% del coste total del proyecto, reflejando un aumento en el nivel de endeudamiento que facilita la distribución de un dividendo especial y la optimización del capital invertido.

La duración del préstamo se amplía a 16 años, una extensión significativa que permite reducir las obligaciones anuales y mejorar el flujo de caja operativo del proyecto. Este nuevo plazo está alineado con la vida útil restante del parque, lo que maximiza la sostenibilidad financiera.

El DSCR mínimo, fijado en 1,40x, asegura que los flujos de caja generados por el parque superen consistentemente los requerimientos de servicio de la deuda en un 40%, incluso bajo

condiciones adversas. Este ratio, consistente con el DSCR medio, refuerza la capacidad del proyecto para cumplir con sus obligaciones financieras de forma estable y predecible.

El LLCR se mantiene en 1,40x, indicando que los flujos de caja acumulados durante la vida del préstamo son suficientes para cubrir la deuda de manera holgada. Por otro lado, el WAL de la deuda se incrementa a 6,6 años, una medida que refleja un periodo de amortización más amplio y equilibrado, reduciendo la presión sobre el flujo de caja en los primeros años del proyecto.

5.1.2.3 CUENTAS FINANCIERAS

Dado el nivel de detalle que implican estas cuentas y con el objetivo de facilitar su análisis, se ha decidido incluirlas en el Anexo 3. Allí se encuentra toda la información necesaria para evaluar de manera integral los efectos de la refinanciación sobre la situación financiera del proyecto.

5.2 ANÁLISIS DE VARIABLES

El análisis de variables en el contexto de la refinanciación del parque eólico se centra en evaluar cómo las modificaciones en ciertos parámetros clave afectan la rentabilidad del proyecto y, en particular, la TIR para los inversores. A diferencia del análisis realizado en el caso base inicial del Project Finance, las variables estudiadas aquí son más limitadas, ya que la refinanciación implica una estructura consolidada de ingresos y costes operativos. Por ello, los factores analizados se restringen a aquellos directamente relacionados con la financiación del proyecto.

En este apartado, se introducen ajustes individuales a las condiciones del caso base de la refinanciación, manteniendo constantes el resto de las variables, para aislar el impacto de cada parámetro en la rentabilidad del equity. Entre las variables analizadas se incluyen el tipo de interés de la nueva deuda, el nivel del servicio de deuda (DSCR), la duración de la misma y la repartición del dividendo especial. Estas modificaciones permiten identificar las sensibilidades del modelo financiero y las estrategias óptimas para maximizar los retornos de los inversores sin comprometer la sostenibilidad del proyecto.

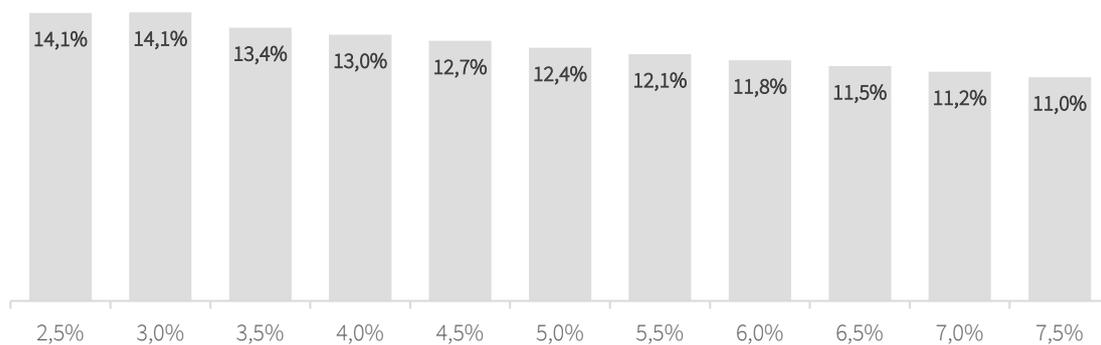
5.2.1 TIPO DE INTERÉS

El tipo de interés es un factor crucial en el análisis de la refinanciación, ya que afecta directamente al coste del servicio de la deuda y, por ende, a la rentabilidad del proyecto y de los inversores. En el caso base, se ha adoptado un tipo de interés conservador del 4,5%. Sin embargo, dado que el parque eólico ya se encuentra en operación y ha demostrado su estabilidad, el riesgo percibido por los acreedores ha disminuido significativamente. Esto crea una oportunidad para negociar un tipo de interés más bajo, lo que mejoraría la TIR de los inversores.

Una estrategia clave para minimizar los costes asociados al tipo de interés en la refinanciación es la reutilización de los swaps de interés contratados durante el Project Finance inicial. Estos instrumentos financieros, diseñados para estabilizar el coste de la deuda frente a posibles incrementos en las tasas de interés, pueden ser aprovechados nuevamente en la refinanciación. Su reutilización no solo ayuda a mantener la previsibilidad del coste financiero, sino que también evita la necesidad de contratar nuevos swaps, reduciendo los costes adicionales asociados a la reestructuración.

La sensibilidad del proyecto al tipo de interés se analiza mediante simulaciones que varían esta variable entre 2,5% y 7,5%. Los resultados muestran que reducciones en el tipo de interés, incluso moderadas, generan un impacto positivo considerable en la TIR del equity. Por ejemplo, un tipo del 3,5% incrementa la TIR al 13,4%, en comparación con el 12,7% obtenido en el caso base. En contraste, un incremento al 6% reduce la TIR al 11,8%, lo que subraya la importancia de optimizar esta variable en el proceso de refinanciación.

A continuación, se presenta un gráfico que ilustra cómo las variaciones en el tipo de interés afectan la TIR del equity:



Gráfica 8: Análisis de sensibilidad del tipo de interés en el caso refinanciación

Este gráfico destaca cómo el proyecto mantiene una TIR atractiva en un rango de tipos de interés razonable, pero también evidencia los beneficios significativos de asegurar condiciones financieras más competitivas. Una reducción en el tipo de interés al 3% o 2,5% podría colocarlo en niveles de rentabilidad excepcionalmente atractivos para los inversores.

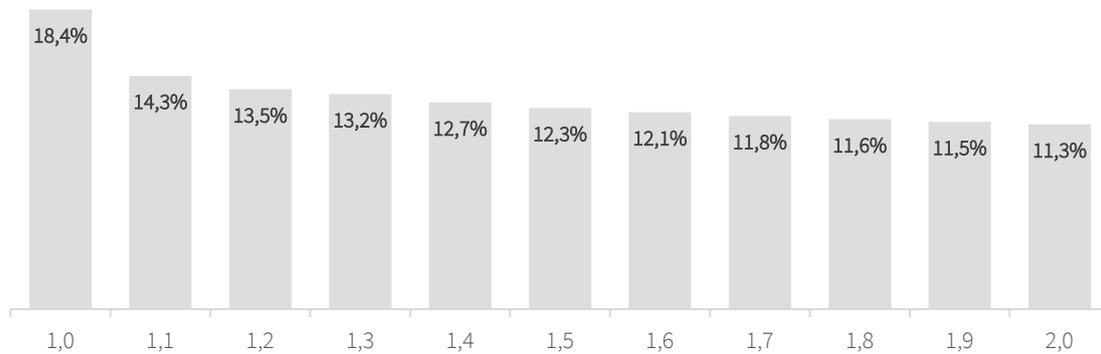
5.2.2 NIVEL DEL SERVICIO DE DEUDA

El nivel del servicio de deuda, representado por el DSCR (Debt Service Coverage Ratio), es crucial para evaluar la capacidad del flujo de caja operativo del parque eólico para cubrir sus obligaciones financieras. En el caso base de la refinanciación, se ha fijado un DSCR conservador de 1,4, proporcionando un margen de seguridad para los acreedores. Sin embargo, ajustar este valor podría mejorar significativamente la rentabilidad del proyecto. Por ejemplo, reducir el DSCR a 1,2 incrementa la TIR del equity a 13,5%, frente al 12,7% del caso base, ya que permite un mayor apalancamiento y libera más capital para los inversores.

Un DSCR más bajo, como 1,0, maximizaría la TIR, pero sería inviable desde el punto de vista bancario debido al alto riesgo de impago. Por otro lado, un DSCR de 1,2 resulta más razonable, manteniendo un balance entre el riesgo aceptable para los bancos y una mayor rentabilidad para los accionistas. Este ajuste sería viable en un parque eólico ya en operación, donde el riesgo financiero es considerablemente menor que en la fase de construcción.

La sensibilidad del proyecto al DSCR se refleja en el gráfico adjunto, que muestra cómo valores más bajos incrementan significativamente la rentabilidad. A pesar de esto, cualquier ajuste debe evaluarse cuidadosamente para evitar comprometer la seguridad financiera del parque en escenarios adversos. Optar por un DSCR menor en la refinanciación ofrece una oportunidad para

maximizar los beneficios de los inversores, siempre que se mantenga un equilibrio prudente entre apalancamiento y estabilidad operativa.



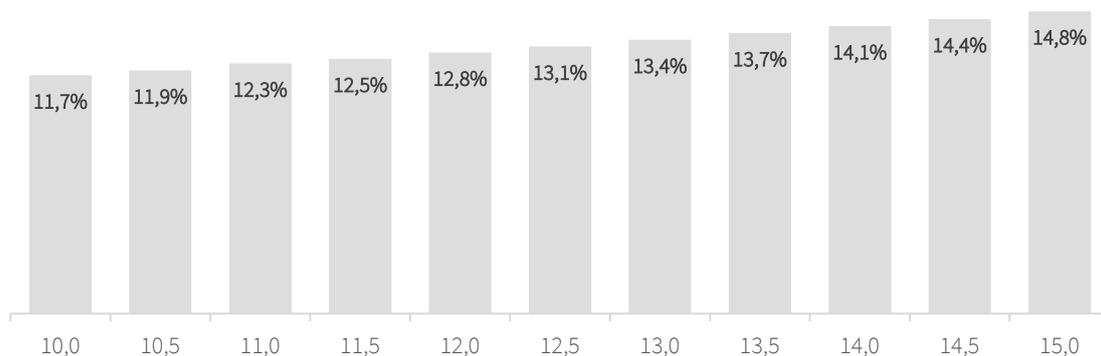
Gráfica 9: Análisis de sensibilidad del nivel del servicio de la deuda en el caso refinanciación

5.2.3 DURACIÓN DE LA DEUDA

La duración de la deuda en la refinanciación está limitada por la vida útil del parque eólico, que es de 20 años. Dado que la deuda inicial tuvo una duración de 4 años, la refinanciación no puede superar los 16 años. En este análisis, se han evaluado periodos de deuda entre 10 y 15 años, siendo el caso base de 12 años, un plazo que equilibra la rentabilidad con la aceptación de los bancos.

Extender la deuda a plazos más largos, como 15 años, mejora significativamente la TIR del equity, alcanzando el 14,8%, frente al 11,7% con una duración de 10 años. Esto se debe a que los pagos anuales de amortización se distribuyen en más tiempo, aliviando la presión sobre el flujo de caja. Sin embargo, los plazos más largos suelen encontrar resistencia por parte de las entidades financieras debido al mayor compromiso temporal.

El siguiente gráfico muestra cómo la duración de la deuda influye en la rentabilidad, evidenciando el impacto positivo de extender los plazos hasta los límites razonables:



Gráfica 10: Análisis de sensibilidad de la duración de la deuda en el caso refinanciación

Aunque los bancos puedan ser más reacios a aprobar deudas con plazos largos, alargar el periodo dentro de un rango de 14 a 15 años podría ser una opción viable para maximizar los retornos sin comprometer la estabilidad del proyecto.

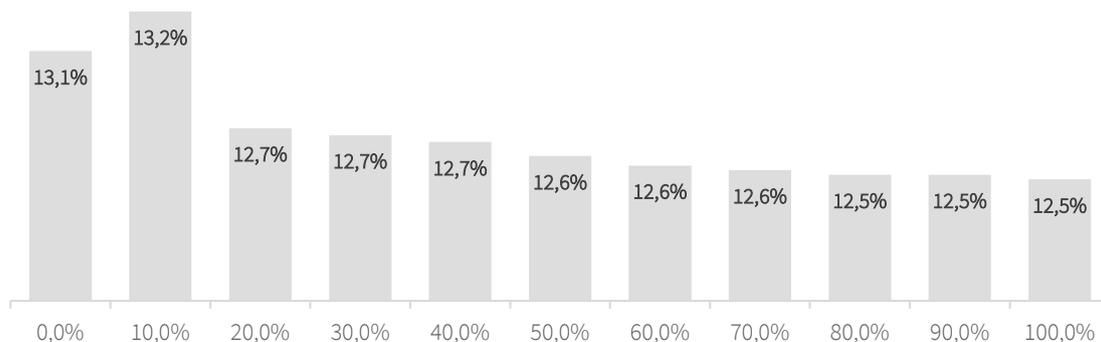
5.2.4 REPARTICIÓN DEL DIVIDENDO ESPECIAL

El dividendo especial en la refinanciación se distribuye entre los inversores y el repago de la deuda mezzanine, variando entre 0%, donde el dividendo se destina íntegramente a los accionistas, y 100%, donde se utiliza exclusivamente para amortizar la deuda mezzanine. En el caso base, se ha optado por una repartición del 30% hacia el repago de la deuda mezzanine, buscando un equilibrio que beneficie a todos los inversores implicados.

Este enfoque responde a la composición diversa de los accionistas del proyecto. Algunos inversores participan exclusivamente en el capital (equity), mientras que otros están involucrados en la deuda mezzanine. Una distribución del 30% prioriza la generación de dividendos para los accionistas de equity, ofreciendo liquidez inmediata, pero sin descuidar la amortización de la deuda mezzanine, cuyo riesgo ha aumentado debido al mayor nivel de apalancamiento tras la refinanciación. Además, este repago anticipado de la deuda mezzanine actúa como compensación por dicho incremento en el riesgo.

La relación entre la repartición del dividendo especial y la TIR del equity no es lineal, ya que la interacción de variables como el apalancamiento y los flujos de caja genera comportamientos no uniformes. Por ejemplo, una repartición del 10% maximiza la TIR del equity al 13,2%, mientras que porcentajes más elevados, como 70%, la reducen al 12,5%. A pesar de ello, el caso base con un 30% mantiene una TIR del 12,7%, suficiente para asegurar el atractivo del proyecto tanto para los accionistas como para los acreedores mezzanine.

A continuación, se presenta un gráfico que ilustra cómo la TIR del equity varía en función de la repartición del dividendo especial:



Gráfica 11: Análisis de sensibilidad de la repartición del dividendo especial en el caso refinanciación

En conclusión, la elección de un 30% como nivel de repartición del dividendo especial refleja un enfoque equilibrado. Se priorizan los dividendos para los accionistas, garantizando una rentabilidad competitiva, pero sin desatender el repago anticipado de la deuda mezzanine, reforzando así la sostenibilidad y el atractivo financiero del proyecto para todos los actores involucrados.

5.3 COMPARATIVA ENTRE CASO BASE Y REFINANCIACIÓN

La comparación entre el caso base (Project Finance inicial) y el escenario de refinanciación constituye una herramienta fundamental para evaluar los beneficios económicos y estratégicos

derivados de la reestructuración financiera. Este análisis permite entender cómo el cambio en la estructura financiera impacta en variables clave como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el nivel de apalancamiento, la flexibilidad operativa y la sostenibilidad a largo plazo del proyecto.

A pesar de que el modelo de refinanciación fue planteado bajo un enfoque conservador, sin incorporar mejoras significativas en parámetros que podrían haber sido más favorables (como la reducción de tasas de interés o la flexibilización de los requerimientos de cobertura de la deuda -DSCR-), los resultados evidencian una clara ventaja en términos de rentabilidad y optimización de flujos de caja para los inversores de capital. Esto pone de manifiesto el potencial de las estrategias de refinanciación, incluso en escenarios prudentes.

Tabla 15: Comparativa de resultados del caso base de project finance y refinanciación

Métrica	Project Finance	Refinanciación
TIR del Proyecto (Pre-Tax)	9,4%	9,1%
TIR del Proyecto (Post-Tax)	7,4%	7,2%
TIR del Equity	10,8%	12,73%
DSCR Mínimo	1,40x	1,40x
DSCR Promedio	1,40x	1,40x
Loan Tenor (años)	10	16
WAL	5,4	6,6
Nivel de Apalancamiento	59,4%	61,96%

5.3.1 INCREMENTO DE LA RENTABILIDAD DEL EQUITY

Uno de los resultados más significativos del modelo de refinanciación es el incremento en la **TIR del equity**, que pasa del 10,8% en el caso base al 12,73% en el escenario de refinanciación. Este aumento de aproximadamente dos puntos porcentuales refleja cómo la redistribución de los flujos de caja, la emisión de nueva deuda y el dividendo especial han permitido mejorar significativamente los retornos para los accionistas.

Este impacto positivo se logra a pesar de que la **TIR del proyecto (pre y post impuestos)** es ligeramente inferior en el modelo de refinanciación. Esta disminución marginal se debe al aumento del nivel de apalancamiento, que transfiere parte del riesgo financiero a los accionistas pero, al mismo tiempo, maximiza sus beneficios al reducir la presión sobre el capital propio.

5.3.2 EXTENSIÓN DEL PLAZO DE LA DEUDA Y MEJORA DEL FLUJO DE CAJA OPERATIVO

La extensión del plazo de la deuda de **10 a 16 años** ha sido un elemento clave en el modelo de refinanciación. Este ajuste reduce significativamente los pagos anuales de servicio de la deuda, permitiendo que el flujo de caja operativo del parque eólico sea más sostenible. La mejora en el

flujo de caja no solo alivia la carga financiera del proyecto, sino que también proporciona una mayor capacidad para generar dividendos y mantener niveles adecuados de liquidez.

Asimismo, la extensión del plazo, reflejada en el aumento de la **vida promedio ponderada de la deuda (WAL)** de 5,4 a 6,6 años, equilibra mejor la estructura de pagos con los ingresos operativos proyectados del parque, asegurando que los compromisos financieros se adapten al ciclo operativo y económico del proyecto.

5.3.3 NIVEL DE APALANCAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE RIESGOS

El nivel de apalancamiento se incrementa ligeramente del **59,4% al 61,96%**, lo que permite liberar una mayor cantidad de capital propio para los accionistas. Este aumento se traduce en un dividendo especial significativo, fortaleciendo la posición financiera de los inversores y proporcionando liquidez inmediata para nuevas oportunidades de inversión. Este dividendo especial es una de las principales ventajas estratégicas de la refinanciación, ya que permite monetizar parcialmente el valor del proyecto sin comprometer su sostenibilidad operativa.

La estrategia de incrementar el apalancamiento, aunque redistribuye riesgos hacia los accionistas, ha sido diseñada cuidadosamente para mantener un **DSCR mínimo y promedio de 1,40x**, asegurando que la nueva estructura de deuda es completamente sostenible y cumple con los requerimientos de los prestamistas.

5.3.4 ANÁLISIS ESTRATÉGICO DE LAS CONDICIONES CONSERVADORAS

Es importante destacar que el modelo de refinanciación se planteó bajo condiciones conservadoras. No se asumieron mejoras significativas en factores como la reducción de la tasa de interés o una flexibilización del DSCR mínimo requerido, lo que implica que los resultados obtenidos ya son una subestimación del verdadero potencial del proyecto. De haberse negociado términos más favorables con los prestamistas, como tasas de interés más bajas, períodos de gracia más largos o un DSCR ajustado, los beneficios financieros habrían sido aún mayores.

Por otro lado, el diseño conservador permite que los resultados presentados reflejen un margen de seguridad significativo. Esto brinda confianza tanto a los accionistas como a los prestamistas, asegurando que el proyecto puede resistir escenarios adversos sin comprometer su viabilidad financiera.

5.3.5 BENEFICIOS DE LA REFINANCIACIÓN

La comparativa entre el caso base y el modelo de refinanciación confirma que la reestructuración financiera no solo mejora la rentabilidad para los accionistas, sino que también optimiza la sostenibilidad operativa y financiera del proyecto. A pesar de las condiciones conservadoras bajo las que se planteó, el modelo de refinanciación logra:

- **Incrementar la TIR del equity** de manera significativa, ofreciendo mayores retornos a los inversores.
- **Reducir la presión sobre el flujo de caja operativo**, gracias a la extensión del plazo de la deuda.

- **Liberar liquidez adicional** mediante un mayor apalancamiento y la distribución de un dividendo especial.
- **Mantener estabilidad financiera**, cumpliendo con los requisitos mínimos de DSCR y asegurando la viabilidad a largo plazo.

Esta comparativa no solo valida la estrategia de refinanciación como una herramienta efectiva para mejorar la rentabilidad del proyecto, sino que también resalta su capacidad para fortalecer la posición financiera del parque eólico en el mercado de energías renovables. Con condiciones más favorables, el impacto positivo de la refinanciación sería aún mayor, lo que subraya el potencial de esta estrategia como un mecanismo clave para optimizar proyectos de infraestructura.

5.4 CONCLUSIONES DE LA REFINANCIACIÓN

La refinanciación del parque eólico ha demostrado ser una herramienta financiera efectiva para optimizar la estructura de financiamiento y maximizar la rentabilidad del proyecto, superando significativamente los resultados del caso base de Project Finance. Este aumento en la rentabilidad se explica principalmente por dos factores clave: la extensión del periodo de la deuda a 16 años y el incremento del porcentaje de apalancamiento al 61,96%. Estas modificaciones han permitido un incremento de aproximadamente dos puntos porcentuales en la TIR del equity, pasando del 10,8% en el Project Finance al 12,73% en el escenario de refinanciación.

A pesar de que el modelo financiero de refinanciación se ha construido bajo supuestos conservadores, como mantener un tipo de interés del 4,5% y un DSCR mínimo de 1,4, el análisis indica que existe un potencial significativo para mejorar aún más los resultados. Una reducción del tipo de interés al 3,5%, factible dado que el parque ya se encuentra en operación con flujos de caja estabilizados, podría añadir un punto porcentual adicional a la TIR del equity. Asimismo, una disminución en los requerimientos de DSCR mínimos a niveles de 1,2 podría incrementar la rentabilidad otro punto porcentual. En total, estas optimizaciones permitirían mejorar la TIR del equity en un rango de 2 a 4 puntos porcentuales en comparación con el caso base.

El impacto de estas mejoras no solo se refleja en los números, sino también en la capacidad de los inversores para liberar capital. La refinanciación ha permitido la distribución de un dividendo especial, proporcionando liquidez inmediata que puede ser reinvertida en otros proyectos de energías renovables. Esta capacidad para reinvertir el capital liberado genera un efecto multiplicador, fortaleciendo el desarrollo del sector y maximizando los beneficios para los inversores.

En conclusión, la refinanciación se presenta como una estrategia altamente efectiva para mejorar la rentabilidad de proyectos eólicos en operación. Además de los beneficios financieros directos, esta estrategia refuerza la sostenibilidad del proyecto al optimizar la estructura de deuda, reducir la presión sobre el flujo de caja y garantizar un equilibrio adecuado entre apalancamiento y estabilidad operativa. En un contexto de creciente competitividad y necesidad de capital para nuevos desarrollos, la refinanciación se consolida como una herramienta clave para garantizar la viabilidad y el crecimiento del sector de las energías renovables.

6. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha analizado en detalle el impacto de las estrategias financieras en el desarrollo y optimización de un parque eólico, estructurando las conclusiones en tres bloques principales: el marco teórico, el análisis del modelo inicial de Project Finance y los beneficios derivados de la refinanciación. Cada una de estas secciones proporciona perspectivas fundamentales para comprender cómo el diseño de estructuras financieras y su posterior reestructuración pueden impulsar la rentabilidad, sostenibilidad y expansión de las energías renovables en España. A continuación, se presentan las conclusiones específicas de cada sección, destacando los aspectos más relevantes de la investigación y los aprendizajes clave.

6.1 CONCLUSIÓN DEL MARCO TEÓRICO

El marco teórico desarrollado en este trabajo ha permitido profundizar en la importancia del Project Finance como herramienta financiera clave para la expansión de las energías renovables en España. Este modelo de financiación, centrado en la autosuficiencia del proyecto y la limitación del riesgo para los patrocinadores, ha sido el principal catalizador del desarrollo de la energía renovable en las últimas dos décadas. Su capacidad para atraer capital privado hacia proyectos de infraestructura energética ha sido decisiva para transformar el sector energético español.

En el contexto de las energías renovables, el Project Finance ha ofrecido un marco óptimo para superar las barreras de entrada asociadas a las elevadas necesidades de capital inicial. Los proyectos de energía renovable, como los parques eólicos, requieren inversiones sustanciales para su construcción, pero presentan bajos costes operativos durante su vida útil. Esta estructura de costes es ideal para el modelo de Project Finance, que permite apalancar una parte importante del capital mediante deuda a largo plazo, garantizada únicamente por los flujos de caja futuros del proyecto.

Gracias al uso generalizado del Project Finance, España se ha convertido en uno de los líderes europeos en capacidad instalada de energías renovables. Este modelo ha permitido que empresas privadas, inversores institucionales y entidades financieras se sumen a la transición energética, minimizando los riesgos para los promotores mientras se asegura un retorno atractivo para los inversores. Además, el enfoque del Project Finance en la gestión de riesgos ha facilitado la colaboración público-privada en la implementación de políticas energéticas, creando sinergias que han acelerado el cumplimiento de los objetivos de descarbonización y sostenibilidad establecidos por la Unión Europea.

Por último, el marco teórico ha subrayado la flexibilidad del Project Finance como herramienta adaptable a diferentes tecnologías, escalas de proyecto y condiciones regulatorias. Desde pequeños parques solares hasta grandes proyectos eólicos offshore, este modelo ha demostrado ser esencial para financiar el crecimiento sostenible del sector energético en España. Su relevancia seguirá siendo crucial en las próximas décadas, no solo para cumplir con los objetivos

climáticos, sino también para garantizar la independencia energética en un entorno global incierto.

6.2 CONCLUSIÓN DEL PROJECT FINANCE DEL PARQUE EÓLICO

El análisis del caso base del Project Finance del parque eólico permite extraer conclusiones clave sobre la estructura financiera inicial del proyecto y su desempeño en condiciones normales de mercado. Este modelo ha mostrado ser robusto y eficiente, garantizando tanto la viabilidad del proyecto como la rentabilidad para los inversores. A continuación, se destacan las principales conclusiones obtenidas:

- **Estructura financiera equilibrada y sostenible:** El modelo inicial de Project Finance se diseñó con un nivel de apalancamiento del 59,4%, asegurando un equilibrio entre el capital propio y la deuda. Este enfoque permitió reducir la inversión inicial de los accionistas sin comprometer la estabilidad financiera del proyecto, con un DSCR mínimo de 1,4x que garantiza la capacidad del flujo de caja operativo para cubrir las obligaciones de deuda. La duración de la deuda inicial (10 años) fue adecuada para las características operativas del parque, ofreciendo plazos de amortización compatibles con los flujos de ingresos esperados.
- **Rentabilidad atractiva para los inversores:** La TIR del equity alcanzó el 10,8%, un nivel competitivo en el sector de energías renovables, lo que refleja el éxito del modelo financiero en generar retornos adecuados para los accionistas. Aunque la TIR del proyecto antes y después de impuestos (9,4% y 7,4%, respectivamente) mostró cifras ligeramente inferiores, estas métricas confirmaron la sostenibilidad económica del parque en su configuración inicial.
- **Dependencia del precio de la energía y las condiciones de mercado:** El análisis de sensibilidad reveló que el precio de la energía es la variable más crítica para el rendimiento financiero del proyecto. Una caída sostenida en los precios podría comprometer tanto los flujos de caja como la rentabilidad del equity. El parque demostró resiliencia frente a fluctuaciones moderadas en los costes de mantenimiento, pero los resultados fueron sensibles a aumentos significativos en los tipos de interés o los costes de capital.
- **Capacidad limitada para optimizar el modelo financiero inicial:** Aunque la estructura de Project Finance proporcionó estabilidad y rentabilidad en los primeros años del proyecto, sus limitaciones se hicieron evidentes en la falta de flexibilidad para liberar capital adicional o extender los plazos de la deuda. Esto motivó la exploración de la refinanciación como una estrategia para mejorar los resultados financieros.

En conclusión, el modelo inicial de Project Finance ofreció una base sólida para garantizar la viabilidad del parque eólico. Sin embargo, su diseño conservador también subrayó la importancia de estrategias adicionales, como la refinanciación, para optimizar la estructura financiera y maximizar los retornos a largo plazo.

6.3 CONCLUSIÓN DE LA REFINANCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La refinanciación del parque eólico en 2024 permitió rediseñar la estructura financiera del proyecto, optimizando sus condiciones económicas y maximizando los retornos para los inversores. Este proceso, que incluyó la reestructuración de la deuda inicial y la distribución de un dividendo especial, confirmó los beneficios estratégicos de ajustar el financiamiento a las nuevas condiciones del mercado. Las principales conclusiones son las siguientes:

- **Incremento en la rentabilidad del equity:** La refinanciación permitió aumentar la TIR del equity de un 10,8% en el caso base a un 12,73%, gracias a un mayor nivel de apalancamiento (61,96%) y a la distribución de un dividendo especial financiado mediante deuda.
- **Extensión de los plazos y mejora del flujo de caja:** La ampliación del plazo de la deuda a 16 años redujo significativamente la presión financiera anual, aumentando la sostenibilidad del flujo de caja operativo y la capacidad del parque para generar dividendos consistentes.
- **Mayor apalancamiento sin comprometer la estabilidad:** El incremento del apalancamiento permitió liberar liquidez para los accionistas, garantizando al mismo tiempo un DSCR mínimo de 1,40x que asegura la estabilidad financiera incluso en escenarios adversos.
- **Impacto estratégico de la distribución del dividendo:** La refinanciación facilitó la distribución de un dividendo especial, que proporcionó liquidez inmediata a los inversores y fomentó la reinversión en otros proyectos del sector renovable, creando un efecto multiplicador en el mercado.
- **Potencial de mejora adicional:** Aunque los resultados fueron favorables, el análisis reveló que optimizaciones adicionales, como la reducción del tipo de interés al 3,5% o la flexibilización del DSCR a 1,2, podrían incrementar aún más la TIR del equity en 2-4 puntos porcentuales, fortaleciendo el atractivo del proyecto.

En resumen, la refinanciación demostró ser una herramienta estratégica para optimizar la estructura financiera del parque eólico, aumentando la rentabilidad de los accionistas y mejorando la sostenibilidad del proyecto. Este proceso no solo reforzó la competitividad del parque en el mercado de energías renovables, sino que también validó la importancia de ajustar dinámicamente la financiación a las condiciones cambiantes del sector energético.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Gatti, S. (2013). *Project Finance in Theory and Practice Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects.* .

Matsui, R. (2017). *Renewable Energy World*. Obtenido de Solar Refinancing: When Asset Management Steals the Show: <https://www.renewableenergyworld.com/om/solar-refinancing-when-asset-management-steals-the-show/>

Mohamadi, F. (2020). *Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure Including Public-Private Investments and Non-Mature Markets.*

nTeaser. (s.f.). *Energia360*. Obtenido de Los secretos de las ventas de proyectos renovables: <https://energia360.info/index.php/quienes-somos?view=article&id=236&catid=19>

8. ANEXOS

8.1 ANEXO 3: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Los parques eólicos en España contribuyen directamente al objetivo de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Al centrarse en el desarrollo de la energía eólica, una fuente no contaminante y renovable, este trabajo promueve la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, fomentando la transición hacia sistemas energéticos más limpios y sostenibles.



La refinanciación de parques eólicos tienen un impacto significativo en la promoción del trabajo y el crecimiento económico. La expansión de la industria eólica no solo genera empleo de calidad, sino que también impulsa el crecimiento económico al atraer inversiones, tanto nacionales como internacionales.



Este trabajo resalta la importancia de la innovación y el desarrollo de infraestructuras resilientes en el sector energético. Al analizar las dinámicas del mercado, se fomenta la inversión en infraestructura sostenible y se apoya la innovación tecnológica en el ámbito de la energía eólica, esencial para una industria energética sostenible y eficiente.



La promoción de parques eólica contribuye a hacer las ciudades y comunidades más sostenibles, reduciendo la huella de carbono y mejorando la calidad del aire mediante la generación de energía limpia. Al fomentar la integración de la energía eólica en el mix energético español, este trabajo apoya el desarrollo de comunidades sostenibles que pueden enfrentar los desafíos del cambio climático.



Finalmente, al centrarse en la energía eólica como una solución clave para la transición energética, este trabajo contribuye de manera significativa a la acción por el clima. Analizar y valorar los parques eólicos no solo demuestra el potencial de las energías renovables para mitigar el cambio climático, sino que también establece un marco para la implementación de políticas y prácticas que fomenten una economía baja en carbono.

8.2 ANEXO 2: CUENTAS CASO BASE

Modelo de Financiamiento de Proyectos - Estados Financieros

Año		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
		31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2034	31/12/2035	31/12/2036	31/12/2037	31/12/2038	31/12/2039	31/12/2040	31/12/2041		
Estado de Resultados																									
Unidad																									
Ingresos	EUR	275.514.449	-	19.016.927	17.247.615	15.079.677	13.058.030	13.542.069	13.975.271	14.149.648	14.160.038	13.788.459	13.555.774	12.270.073	12.703.763	13.025.112	13.041.855	12.940.049	12.857.385	12.781.518	12.805.223	12.659.493	12.297.577	558.892	
menos: Gastos Operativos	EUR	(62.813.954)	-	(2.417.562)	(2.472.560)	(2.658.750)	(2.711.925)	(2.766.163)	(2.875.113)	(2.932.615)	(2.991.268)	(3.051.093)	(3.112.115)	(2.918.361)	(3.237.844)	(3.302.601)	(3.366.653)	(3.436.026)	(3.504.747)	(3.574.842)	(3.646.339)	(3.719.265)	(3.793.651)	(322.460)	
menos: Comisiones Bancarias	EUR	(90.000)	-	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	(10.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	EUR	212.610.495	-	16.589.365	14.765.055	12.410.928	10.336.105	10.765.906	11.090.158	11.207.032	11.158.771	10.727.366	10.443.659	9.351.712	9.465.918	9.722.511	9.673.202	9.504.023	9.352.638	9.206.676	9.158.884	8.940.228	8.503.926	236.431	
menos: Depreciación	EUR	(62.787.465)	-	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.226.489)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(3.037.940)	(253.162)	
EBIT	EUR	149.823.029	-	13.362.876	11.538.566	9.184.439	7.109.616	7.539.417	7.863.669	7.980.543	7.932.281	7.500.877	7.217.167	6.313.772	6.427.979	6.684.571	6.635.262	6.466.083	6.314.698	6.168.736	6.120.944	5.902.288	5.465.986	(16.730)	
menos: Gasto por Intereses de Deuda Senior	EUR	(11.591.731)	-	(2.307.162)	(2.023.400)	(1.740.608)	(1.504.507)	(1.283.829)	(1.050.414)	(803.667)	(549.494)	(287.356)	(41.296)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
menos: Gasto por Intereses del Préstamo de Accionistas	EUR	(20.401.665)	(1.788.299)	(2.478.683)	(2.314.294)	(2.101.315)	(1.960.264)	(1.908.010)	(1.842.953)	(1.759.423)	(1.664.556)	(1.518.452)	(854.412)	(211.003)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
más: Intereses en Cuentas de Reserva	EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	EUR	117.829.634	(1.788.299)	8.577.031	7.200.871	5.342.516	3.644.846	4.347.577	4.970.302	5.417.453	5.718.232	5.695.069	6.431.449	6.102.769	6.427.979	6.684.571	6.635.262	6.466.083	6.314.698	6.168.736	6.120.944	5.902.288	5.465.986	(16.730)	
menos: Impuestos Pagados	EUR	(29.478.987)	-	(1.398.701)	(1.870.234)	(1.443.978)	(1.010.932)	(1.039.645)	(1.199.390)	(1.320.271)	(1.403.407)	(1.413.395)	(1.518.375)	(1.528.922)	(1.620.833)	(1.656.888)	(1.663.296)	(1.628.361)	(1.589.456)	(1.552.665)	(1.534.745)	(1.490.561)	(1.394.827)	(200.106)	
más: Cambio en el Activo por Impuestos Diferidos	EUR	21.579	447.075	(427.799)	8.298	34.321	34.168	(19.924)	(18.387)	(15.711)	(13.134)	(11.574)	(6.654)	4.691	(1.691)	981	2.438	2.271	2.231	1.249	3.000	5.226	4.183	-	
menos: Cambio en el Pasivo por Impuestos Diferidos	EUR	-	-	(217.758)	61.718	74.028	65.552	(27.326)	(24.999)	(18.381)	(13.017)	1.202	(72.606)	3.884	12.148	(12.564)	3.499	8.402	8.510	8.250	3.260	11.969	23.104	200.106	
Ingreso Neto / (Pérdida)	EUR	88.372.225	(1.341.224)	6.432.773	5.400.653	4.006.887	2.733.634	3.260.683	3.727.727	4.063.090	4.288.674	4.271.302	4.823.586	4.577.077	4.820.984	5.013.428	4.976.447	4.849.562	4.736.024	4.626.552	4.590.708	4.426.716	4.099.490	(12.548)	
Balance Sheet																									
Unit																									
Activos Corrientes																									
Efectivo No Restringido	EUR	-	772.244	680.965	560.241	457.701	476.671	488.615	492.286	487.902	464.884	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(279.813)	
DSRA	EUR	-	9.333.735	8.004.857	6.799.090	6.267.187	7.056.700	7.061.135	6.977.929	6.684.185	2.511.095	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MMRA	EUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas por Cobrar	EUR	-	773.908	700.860	612.765	530.615	550.284	567.887	574.973	575.395	560.296	550.841	521.900	516.220	529.278	529.958	525.821	522.462	519.379	520.342	514.421	499.714	-	-	
Total de Activos Corrientes	EUR	-	10.879.887	9.386.682	7.972.097	7.914.504	8.083.656	8.117.637	8.045.188	7.950.482	8.271.302	(279.813)													
Activos No Corrientes																									
Propiedades, Planta y Equipo Neto	EUR	89.870.172	86.649.274	83.422.784	80.196.295	76.969.806	73.743.317	70.516.828	67.290.339	64.063.849	60.837.360	57.720.858	54.682.918	51.644.978	48.607.038	45.569.099	42.531.159	39.493.219	36.455.279	33.417.339	30.379.399	27.341.459	27.088.297	-	
Activo por Impuestos Diferidos	EUR	447.075	19.276	27.574	61.895	96.603	76.140	57.952	42.242	29.108	17.534	654	1.691	981	3.419	5.690	7.922	9.170	12.170	17.396	21.579	-	-	-	
Total de Activos No Corrientes	EUR	90.317.247	86.668.550	83.450.359	80.258.191	77.065.869	73.819.457	70.574.780	67.332.580	64.092.957	60.854.894	57.721.512	54.682.918	51.644.669	48.607.038	45.570.080	42.534.578	39.498.909	36.463.200	33.426.509	30.391.569	27.358.855	27.109.876	-	
Total de Activos	EUR	90.317.247	85.327.326	82.822.457	79.176.888	73.826.673	70.596.077	67.349.567	64.158.675	61.143.469	58.122.814	55.493.372	52.364.820	49.289.647	46.214.076	43.205.880	40.205.880	37.205.880	34.205.880	31.205.880	28.205.880	25.205.880	22.205.880	19.205.880	(16.730)
Pasivos Corrientes																									
Cuentas por Pagar	EUR	-	404.013	412.093	443.125	451.987	461.027	479.186	488.766	498.545	508.516	518.686	529.060	539.641	550.434	561.442	572.671	584.124	595.807	607.723	619.878	632.275	-	-	
Pasivo por Impuestos Diferidos	EUR	-	317.758	256.040	182.012	116.460	143.786	168.784	187.166	200.183	198.981	271.588	267.704	255.556	268.120	264.621	255.219	246.709	238.459	235.199	223.210	200.106	-	-	
Intereses Acumulados: Préstamo de Accionistas	EUR	1.788.299	201.383	182.581	166.801	162.476	157.468	150.795	142.939	133.242	96.758	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Intereses Acumulados: Deuda Senior	EUR	-	178.748	153.654	132.152	113.977	94.609	73.992	52.512	30.446	8.478	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Porción Corriente de Deuda Senior a Largo Plazo	EUR	7.941.961	7.285.241	6.242.746	5.276.409	4.622.990	3.985.669	3.235.988	2.486.366	1.737.861	1.081.322	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de Pasivos Corrientes	EUR	9.730.261	8.387.143	7.247.116	6.200.499	5.467.890	4.642.559	3.727.756	2.727.556	1.720.227	627.055	790.274	796.764	795.197	818.554	826.063	827.890	830.833	834.266	842.922	843.088	832.381	-	-	
Pasivos No Corrientes																									
Préstamo de Accionistas	EUR	30.682.186	29.232.995	26.503.719	24.213.104	23.585.155	22.858.211	21.889.591	20.749.211	19.341.548	14.045.521	5.586.898	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deuda Senior a Largo Plazo	EUR	41.018.629	44.609.354	38.366.608	33.090.199	27.467.209	21.481.540	15.245.552	8.839.183	2.461.322	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de Pasivos No Corrientes	EUR	71.700.815	73.842.349	64.870.327	57.303.303	51.052.364	44.339.752	37.135.143	29.588.394	21.802.860	14.045.521	5.586.898	-												
Total de Pasivos	EUR	81.431.076	82.229.492	72.117.443	63.503.803	57.520.254	51.823.310	44.243.888	36.866.149	29.043.147	17.313.576	6.377.172	796.764	795.197	818.554	826.063	827.890	830.833	834.266	842.922	843.088	832.381	-	-	
Patrimonio de los Accionistas																									
Capital Social	EUR	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	10.227.395	
Utilidades Retenidas	EUR	(1.341.224)	5.091.549	10																					

8.3 ANEXO 3: CUENTAS CASO REFINANCIACIÓN

Resumen Financiero

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Estado de Resultados																						
Generación (kWh)	-	213.681	212.630	211.261	209.891	208.522	207.152	205.782	204.413	203.043	201.674	191.360	198.934	197.565	196.195	194.826	193.456	192.086	190.717	189.347	187.978	8.610
Tarifa PPA	-	81,997	73,795	64,097	54,785	57,366	59,735	60,877	61,231	59,707	58,851	55,587	55,155	57,051	57,419	57,182	57,040	56,931	57,341	56,861	55,223	54,511
Ingresos	-	19.016.927	17.247.615	15.079.677	13.058.030	13.542.069	13.975.271	14.149.648	14.160.038	13.788.459	13.555.774	12.270.073	12.703.763	13.025.112	13.041.855	12.940.049	12.857.385	12.781.518	12.805.223	12.659.493	12.297.577	558.892
Gastos Operativos	-	(2.427.562)	(2.482.560)	(2.668.750)	(2.711.925)	(2.776.163)	(2.885.113)	(2.942.615)	(3.001.268)	(3.061.093)	(3.122.115)	(3.247.844)	(3.312.601)	(3.378.653)	(3.446.026)	(3.504.747)	(3.574.842)	(3.646.339)	(3.719.265)	(3.793.651)	(3.879.651)	(322.460)
EBITDA	-	16.589.365	14.765.055	12.410.928	10.346.105	10.765.906	11.090.158	11.207.032	11.158.771	10.727.366	10.433.659	9.341.712	9.455.918	9.712.511	9.663.202	9.494.023	9.352.638	9.206.676	9.158.884	8.940.228	8.503.926	236.341
<i>Margen EBITDA %</i>	-	87%	86%	82%	79%	79%	79%	79%	79%	77%	77%	76%	74%	75%	74%	73%	73%	72%	72%	71%	69%	42%
Ingreso Neto	(1.427.327)	6.276.137	5.231.186	3.830.639	1.159.964	3.094.323	3.604.136	3.980.567	4.244.787	4.242.572	4.366.728	3.856.875	4.024.960	4.390.214	4.534.117	4.593.249	4.669.092	4.569.591	4.533.747	4.369.755	4.042.528	(17.295)
<i>Margen de Ingreso Neto %</i>	-	33%	30%	25%	9%	23%	26%	28%	30%	31%	32%	31%	32%	34%	35%	35%	36%	36%	35%	35%	33%	-3%
Balance General																						
Total de Activos	92.559.589	99.728.988	94.945.030	90.265.713	82.460.719	79.396.205	76.214.575	72.976.752	69.697.058	66.311.795	62.536.820	59.153.183	55.884.032	52.738.112	49.495.713	46.242.407	41.078.921	37.964.181	34.852.504	31.735.694	28.892.979	28.048.049
Activos Corrientes	0	10.919.207	9.428.094	8.015.277	3.855.877	3.989.607	4.002.851	3.957.363	3.867.121	3.662.977	3.066.366	2.853.187	2.760.356	2.795.642	2.731.560	2.655.456	611.947	608.865	609.828	603.906	869.853	278.650
<i>Efectivo No Restringido</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cuentas por Cobrar</i>	-	773.908	700.860	612.765	530.615	550.284	567.887	574.973	575.395	560.296	550.841	521.900	516.220	529.278	529.958	525.821	522.462	519.379	520.342	514.421	499.714	-
Activos No Corrientes	92.559.589	88.809.781	85.516.936	82.250.436	78.604.842	75.406.598	72.211.725	69.019.389	65.829.937	62.648.817	59.470.454	56.299.997	53.123.676	49.942.471	46.764.153	43.586.951	40.466.974	37.355.316	34.242.676	31.131.788	28.023.126	27.769.400
Total de Pasivos	83.279.547	84.172.809	74.157.664	65.647.707	71.111.232	64.952.396	58.166.630	50.948.240	43.423.759	35.795.923	29.034.134	24.122.703	19.160.805	13.985.093	8.548.632	2.984.685	826.086	829.519	838.175	838.341	827.635	-
Pasivos Corrientes	9.877.740	8.413.281	7.278.230	39.544.228	6.061.561	6.428.914	6.612.827	6.683.345	6.590.560	6.446.843	6.072.463	6.042.931	6.196.590	6.377.855	6.418.002	2.984.685	826.086	829.519	838.175	838.341	827.635	-
Pasivos No Corrientes	73.401.807	75.759.527	66.879.434	26.103.480	65.049.671	58.523.481	51.553.809	44.264.894	36.833.199	29.349.080	22.961.671	18.079.772	12.964.215	7.607.238	2.130.630	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio	9.280.042	15.556.180	20.787.366	24.618.006	11.349.487	14.443.809	18.047.945	22.028.512	26.273.299	30.515.871	33.502.686	35.030.481	36.723.226	38.753.019	40.947.081	43.257.722	40.252.835	37.134.662	34.014.329	30.897.353	28.065.344	28.048.049
Estado de Flujo de Efectivo																						
Flujo de Efectivo de Operaciones	-	14.884.020	13.030.998	11.144.053	9.537.795	9.780.816	9.937.245	9.921.275	9.783.350	9.345.831	9.019.159	8.066.440	8.135.300	8.280.599	8.178.101	7.987.345	7.813.465	7.687.764	7.654.079	7.486.730	7.155.191	(91.489)
Flujo de Efectivo de Inversión	(90.302.764)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Efectivo de Financiamiento	90.302.764	(14.111.776)	(13.122.277)	(11.264.777)	(9.640.335)	(9.761.846)	(9.925.301)	(9.917.605)	(9.787.734)	(9.368.849)	(9.484.044)	(8.066.440)	(8.135.300)	(8.280.599)	(8.178.101)	(7.987.345)	(7.813.465)	(7.687.764)	(7.654.079)	(7.486.730)	(6.874.537)	-
Movimientos Netos de Efectivo	-	772.244	(91.279)	(120.724)	(102.540)	18.970	11.944	3.670	(4.383)	(23.018)	(464.884)	-	280.653	(91.489)								
Ratios Clave																						
CFADS	-	14.884.020	13.030.998	11.144.053	9.537.795	9.780.816	9.937.245	9.921.275	9.783.350	9.345.831	9.019.159	8.066.440	8.135.300	8.280.599	8.178.101	7.987.345	7.813.465	7.687.764	7.654.079	7.486.730	7.155.191	(91.489)
Servicio Total de Deuda	-	10.115.554	9.373.055	8.046.269	4.371.616	6.902.030	7.120.427	7.144.510	7.071.199	6.827.274	6.554.142	5.921.599	5.890.236	5.897.949	5.902.808	5.776.705	5.219.635	-	-	-	-	-
<i>Intereses</i>	-	2.140.916	2.061.041	1.773.561	1.629.967	2.574.058	2.372.191	2.153.451	1.929.558	1.689.098	1.455.751	1.116.770	1.008.337	782.393	545.831	300.096	49.004	-	-	-	-	-
<i>Capital</i>	-	7.974.638	7.312.014	6.272.708	2.741.649	4.327.972	4.748.236	4.991.060	5.141.641	5.138.176	5.098.391	4.804.828	4.881.899	5.115.556	5.356.977	5.476.608	2.130.630	-	-	-	-	-
DSCR Anual	-	1,47x	1,39x	1,38x	2,18x	1,42x	1,40x	1,39x	1,38x	1,37x	1,38x	1,36x	1,38x	1,40x	1,39x	1,38x	1,38x	-	-	-	-	-
Current Ratio	0,00x	1,30x	1,30x	0,20x	0,64x	0,62x	0,61x	0,59x	0,59x	0,57x	0,50x	0,47x	0,45x	0,44x	0,43x	0,89x	0,74x	0,73x	0,73x	0,72x	1,05x	-
EBITDA/Interes	-	7,75x	7,16x	7,00x	6,35x	4,18x	4,68x	5,20x	5,78x	6,35x	7,17x	8,36x	9,38x	12,41x	17,70x	31,64x	190,85x	-	-	-	-	-
Total Liabilities/Equity	8,97x	5,41x	3,57x	2,67x	6,27x	4,50x	3,22x	2,31x	1,65x	1,17x	0,87x	0,69x	0,52x	0,36x	0,21x	0,07x	0,02x	0,02x	0,02x	0,03x	0,03x	0,00x