



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Modelización financiera de un proyecto de inversión
en un parque eólico onshore de 400 MW.**

Autor:

Gutiérrez Gutiérrez, Jose Manuel

Tutor(es):

**Alonso Ripoll, Francisco Javier
Ingeniería Eléctrica**

Valladolid, septiembre de 2020.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES



RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

RESUMEN

El presente trabajo de fin de grado tiene por objetivo establecer una guía para conocer más a fondo el negocio de energía eólica, y ofrecer un modelo financiero fiable, que permita valorar un parque eólico a potenciales accionistas y acreedores.

De forma ordenada, el primer capítulo nos expone cual ha sido la evolución del sector de la energía eólica, así como las perspectivas de inversión en los próximos años; el segundo, que características tiene el negocio de operar un parque.

El tercer capítulo nos explica como son los *Leveraged Buyout* para estos proyectos. En los tres siguientes, encontramos las fases y los riesgos en una nueva construcción, así como la estructura contractual en este tipo de operaciones.

Por último, ofreceremos como ejemplo, el estudio financiero de un parque eólico de 400 MW en un modelo de Excel, incluido en el Anexo 1, analizando los resultados de dos escenarios hipotéticos.

PALABRAS CLAVE: Parque Eólico, compra apalancada, modelización financiera, contrato de compraventa de energía, sector energético.

ABSTRACT

The aim of this dissertation is to establish a guide to know more in depth the wind energy business, and to offer a reliable financial model that allows potential shareholders and creditors to value a wind farm.

In an orderly fashion, the first chapter explain how the wind energy sector has evolved, as well as the investment prospects for the upcoming years; the second, the characteristics of the business of operating a wind farm.

The third chapter explains how the Leveraged Buyouts are for these projects. In the next three chapters, we will look at the phases and risks involved in new construction, as well as the contractual structure in this type of operation.

Finally, we will offer as an example, the financial analysis of a 400 MW wind farm in an Excel model included in Annex 1, comparing the results of two hypothetical scenarios.

KEYWORDS: Wind Farm, Leveraged Buyout, financial modelling, Power Purchase Agreement, energy sector.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2.	OBJETIVOS.....	4
2.	EL MERCADO DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
2.1.	EL NEGOCIO DEL PARQUE EÓLICO.....	8
3.	COMPRA APALANCADA O LEVERAGED BUYOUT.....	10
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	11
3.2.	LOS REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR LA EMPRESA.....	12
3.3.	VENTAJAS DE LAS COMPRAS APALANCADAS.....	13
3.4.	AGENTES QUE PARTICIPAN EN LA OPERACIÓN.....	15
3.4.1.	PROMOTORES. PATROCINADORES Y, EN ALGUNOS CASOS, EL EQUIPO DIRECTIVO.....	15
3.4.2.	FINANCIADORES.....	15
3.4.3.	INSTITUCIONES FINANCIERAS PRESTAMISTAS COMO ASESORAS Y ACREEDORES.....	16
3.4.4.	VENDEDORES.....	16
3.4.5.	ASESORES Y CONSULTORES.....	17
3.4.6.	INVERSORES EN ACCIONES.....	17
3.5.	PROCESO DE UN <i>LEVERAGED BUYOUT</i>	18
3.6.	FINANCIACIÓN PRINCIPAL.....	19
3.7.	FINANCIACION SUBORDINADA.....	21
4.	FASES DESARROLLO DEL PROYECTO.....	22
5.	RIESGOS DEL PROYECTO.....	23
5.1.	RIESGOS Y MITIGANTES PRELIMINARES.....	23
5.2.	RIESGOS Y MITIGANTES DURANTE EL PERIODO DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN.....	24
5.3.	RIESGOS Y MITIGANTES DURANTE LA FASE DE OPERACIÓN.....	25
6.	CONTRATOS.....	29
6.1.	CONTRATO DE FINANCIACIÓN.....	29
6.1.1.	COVENANTS O CLAÚSULAS DE PROTECCIÓN.....	29
6.1.2.	AMORTIZACIONES ANTICIPADAS.....	30
6.1.3.	VENCIMIENTOS ANTICIPADOS.....	30
6.2.	CONTRATOS ADICIONALES.....	31



6.2.1.	ACUERDO DE CONCESIÓN O LICENCIA.....	31
6.2.2.	CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN.	31
6.2.3.	CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.	31
6.2.4.	CONTRATOS DE SEGUROS.	32
6.2.5.	CONTRATOS DE VENTA DE ELECTRICIDAD.....	32
7.	EJEMPLO MODELO FINANCIERO PARQUE EÓLICO ONSHORE DE 400 MW. 34	
7.1.	BUENAS PRÁCTICAS EN EXCEL.....	35
7.2.	IMFORMACIÓN INICIAL DEL MODELO.	36
7.2.1.	ESTRUCTURA DE CAPITAL INICIAL PARQUE EÓLICO.	36
7.2.2.	PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.	38
7.2.3.	ACTIVIDAD COMERCIAL.....	42
7.2.4.	CONDICIONES INICIALES DE FINANCIACIÓN Y COVENANTS.....	43
7.3.	CÁLCULO DE LA DEUDA MÁXIMA QUE ADMITE EL PROYECTO.	45
7.4.	CÁLCULO DEL VALOR DE LAS ACCIONES DE LA EMPRESA PARA EL COMPRADOR.....	48
7.5.	RESULTADOS.	50
7.5.1.	RESULTADOS VALORACIÓN DEL <i>LEVERAGED BUYOUT</i>	50
7.5.2.	RESULTADOS OPERATIVOS DEL PARQUE EÓLICO.	52
7.5.3.	RESULTADOS DEUDA <i>SENIOR</i>	56
7.5.4.	RESULTADOS ESTADO FINANCIERO	60
8.	CONCLUSIONES.....	62
9.	BIBLIOGRAFÍA	65
	ANEXO 1: MODELO FINANCIERO MODIFICABLE PARA UN <i>LEVERAGED BUYOUT</i> DE UN PARQUE EÓLICO.	67



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.1 Evolución potencia eólica instalada en el mundo en MW (GWEC, 2020).....	2
Figura 1.1.2 Evolución media de costes y factores de capacidad de la energía eólica. 2010-2019 (IRENA, 2020).....	3
Figura 1.1.3 Potencia eólica terrestre y marina instalada en MW en 2019 por países (WindEurope, 2020).....	3
Figura 2.1 Origen de los fondos para el Plan de Inversiones para el Pacto Verde Europeo y el mecanismo de Transición Justa (Unión Europea, 2020)	6
Figura 2.2 Evolución de cantidad de dinero y número de operaciones de fusiones y adquisiciones en energías renovables (WindEurope, 2020).....	7
Figura 2.3 Evolución del diámetro y potencia de los aerogeneradores 2010-2018 (IRENA, 2020).	9
Figura 3.1 Ejemplo de la estructura de capital de una empresa	11
Figura 3.2 Ejemplo del cambio en la estructura de capital tras un LBO	12
Figura 3.3 Esquema de la estructura de Newco y los participantes en un LBO.	18
Figura 3.4 Evolución del precio medio de compra como múltiplo de EBITDA y reparto de deuda en operaciones LBO de EE. UU. (Bain & Company, Inc, 2019)	21
Figura 3.5 Gráfico del reparto porcentual de los fondos para un LBO. Elaboración propia (Manzano, 2007).....	22
Figura 6.1 Evolución de los pagos en un CFD de venta de electricidad (WindEurope, 2020).....	33
Figura 6.2 Esquema de los diferentes contratos con la sociedad propietaria del parque eólico.....	34
Figura 7.1 Estimación de costes totales de inversión para parques eólicos terrestres de gran potencia 1983-2019 (IRENA, 2020).	37
Figura 7.2 Esquema de la estructura de capital hipotética previa al LBO.....	37
Figura 7.3 Función de densidad típica de las probabilidades de producción anual de electricidad de una turbina.....	39
Figura 7.4 Comparación de la energía anual estimada y real del viento en Gran Bretaña (Garrad Hassan & Partners Ltd, 2019).....	41
Figura 7.5 Esquema de la referencia circular en el cálculo de la deuda máxima que admita el proyecto.	46
Figura 7.6 Esquema de la referencia circular que surge en el cálculo del V.A.N. del comprador en el LBO.	49
Figura 7.7 Evolución del valor del parque eólico tras el LBO en las dos simulaciones.....	51
Figura 7.8 Evolución de los flujos de caja operativos anuales para la simulación 1	53
Figura 7.9 Evolución de los flujos de caja operativos anuales para la simulación 2	54



Figura 7.10 Evolución de los flujos de caja operativos anuales por MWh para la simulación 1	55
Figura 7.11 Evolución de los flujos de caja operativos anuales por MWh para la simulación 2	56
Figura 7.12 Evolución del repago de la deuda, los CFLSD y el RCSD para la simulación 1	58
Figura 7.13 Evolución del repago de la deuda, los CFLSD y el RCSD para la simulación 2	59
Figura 7.14 Evolución anual del balance neto de deuda senior y su relación con el EBITDA en la simulación 1.....	59
Figura 7.15 Evolución anual del balance neto de deuda senior y su relación con el EBITDA en la simulación 2.....	60



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Esquema de la estructura de capital de Newco previa a la fusión.	19
Tabla 3.2 Esquema de la estructura de capital de Newco tras la fusión.	19
Tabla 7.1 Valor contable inicial del activo y apalancamiento previo del parque eólico.....	36
Tabla 7.2 Hipótesis de fechas de inicio del modelo, fecha de comienzo de operaciones y años de vida del parque eólico.....	38
Tabla 7.3 Capacidad total en MW, hipótesis de generación, factores de disponibilidad, y degradación de las turbinas del parque eólico.	41
Tabla 7.4 Hipótesis del contrato de venta de electricidad, PPA, del parque eólico.....	43
Tabla 7.5 Hipótesis de costes operativos del parque eólico, niveles de disponibilidad y bonus en el acuerdo de compra de turbinas.....	43
Tabla 7.6 Hipótesis sobre el préstamo y condiciones del prestamista para el cálculo de la deuda.....	44
Tabla 7.7 Hipótesis generales de un comprador para el LBO.	48
Tabla 7.8 Hipótesis generales para depreciación y amortización e impuesto de Sociedades	48
Tabla 7.9 Resultados del cálculo de deuda y valoración en el LBO.....	50
Tabla 7.10 Evolución del T.I.R. para diferentes precios pagados en el LBO. ...	52
Tabla 7.11 T.I.R. resultante para cada simulación en el caso de pagar el valor original de los fondos propios.	52
Tabla 7.12 Resultados operativos del parque eólico para las dos simulaciones	52
Tabla 7.13 Resultados del cálculo de la deuda senior para la simulación 1..	56
Tabla 7.14 Resultados del cálculo de la deuda senior para la simulación 2..	57
Tabla 7.15 Cuenta de resultados para las dos simulaciones.	61
Tabla 7.16 Estado de flujos de caja para las dos simulaciones.	61



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



GLOSARIO DE TÉRMINOS

Bonos cupón cero

Título de deuda emitido a un precio inferior de su valor nominal y que no paga intereses durante su vida., 34

Build, Operate and Transfer - BOT

Método de entrega de un proyecto en el que una entidad privada recibe una concesión pública para financiar, diseñar, construir y operar cierta infraestructura., 44

Bullet payment

Devolución del total de la financiación al final del periodo., 34

Cash sweep

Un barrido de efectivo o deuda, es la obligación a una empresa de emplear el exceso de fondos libres generados para repagar la deuda., 37

Completion test

Test de ejecución final del proyecto. Evaluación de un proyecto tras su construcción para comprobar si cumple con las especificaciones de diseño, rendimiento y capacidad de generar flujos de caja previamente acordadas. En caso de superarse, se da por terminada la fase de construcción., 37, 38

Contratos forward

Instrumento financiero derivado, fuera del mercado organizado (over-the-counter), en el que dos partes acuerdan el intercambio de un activo (electricidad), en cierta fecha y a un precio fijo., 39

Contratos llave en mano

Contrato de construcción en el que los propietarios reciben el proyecto listo para su operación., 38

Contratos por diferencias

Contrato entre dos partes en el que el vendedor debe pagar al comprador la diferencia entre el precio de ejercicio de un activo y un valor de referencia., 45, 46

Contratos take or pay

Contrato en el que el comprador acuerda el pago periódico de una cantidad fija por la disponibilidad de cierta electricidad, sea o no consumida., 39

Covenants

Clausulas incorporadas en los contratos de financiación para obligar al deudor a actuar prudentemente, en cuanto a sus finanzas, y asegura el repago del préstamo., 33, 42, 43, 48, 57, 58, 70

Cross currency swaps

Derivado financiero para el intercambio de los intereses de dos divisas en fechas determinadas a lo largo de un periodo., 40

Deuda mezzanine

Deuda subordinada a la deuda senior en devoluciones, y con mayor rentabilidad., 34

Deuda Senior

Deuda principal de un proyecto, cubriendo habitualmente más del 45% de la financiación. Tiene preferencia a la hora de cobrar respecto a accionistas y otros prestamistas. , 32, 56, 57, 58, 61

Equity



Patrimonio de los accionistas de una empresa, es decir, el dinero que recibirían tras vender la empresa y pagar sus deudas., 24

Equity cashflows

Son los flujos de caja disponibles para los accionistas tras el pago de todos los gastos y obligaciones., 61

Fondos de capital-riesgo

Private Equity. Fondos de inversión cuya operativa se caracteriza habitualmente por invertir en empresas que no cotizan en bolsa. Las rentabilidades pueden ser elevadas por el mayor riesgo., 29

Free cash-flows

Flujos de caja libres de una empresa. Representa el flujo de fondos que genera una empresa al margen de su financiación., 25

Juncker Plan

Plan de Inversiones para Europa, creado para promover la inversión a través de apoyo técnico y comercial, eliminar obstáculos y usar de forma eficiente los recursos económicos., 18

Leveraged buyout

Operación financiada principalmente por capital de terceros para la adquisición de una empresa, típicamente con instrumentos del mercado de deuda., 16, 23, 63, 66

Oferta Pública de Adquisición (OPA)

Operación mercantil en la que se realiza una oferta de compra por todas las acciones de una compañía pública a sus accionistas., 32

Offshore

Anglicismo que significa 'alejado de la costa' o 'en el mar'. En el ámbito de los parques eólicos, se refiere a instalaciones en mares o lagos. Cuando hablamos de sociedades *offshore*, hablamos de empresas que están registradas en un país en el que no realizan su actividad económica., 14, 15, 20, 77

Off-taker

En el mercado de la electricidad hace referencia a un comprador., 39, 40, 45

Onshore

Anglicismo que significa 'en tierra'. En el ámbito de los parques eólicos, hace referencia a instalaciones en la superficie terrestre. Cuando el contexto es financiero, significa que una empresa está dentro del país de residencia., 0, 20, 22, 52

Ownership clause

Claúsula de permanencia accionarial que implica el vencimiento prematuro del contrato de financiación en el caso de que se pierda un accionista fundamental., 39

Pool de electricidad

Mercado mayorista de la electricidad, donde se compra-vende libremente la electricidad y se fijan los precios para cada hora del día. La actividad la controla el operador independiente OMIE., 21, 38, 39, 45, 55, 56, 66

Power Purchase Agreement

Contrato de compraventa de energía entre dos partes, un generador de electricidad y un consumidor interesado., 2, 45

Project Finance

Herramienta de financiación de inversiones con grandes necesidades de capital con las únicas garantías de la capacidad de generación de flujos de caja del proyecto y los activos de este., 23, 47, 77



Refund guarantee

Garantía de reembolso para garantizar los pagos avanzados durante el periodo de construcción del proyecto., 38

Sale&leaseback

Transacción financiera en la cual una parte vende un activo y lo alquila a largo plazo al comprador. Es un metodo comunmente utilizado para conseguir liquidez., 26

Warrants

Producto financiero derivado que ofrecen a su propietario el derecho, pero no la obligación, a comprar o vender cierta cantidad de un activo a un precio fijo., 29, 34, 56



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

1.1. INTRODUCCIÓN

La evolución del ser humano ha estado marcada siempre por los recursos energéticos aprovechables de su época.

El descubrimiento de fuentes de energía y sus formas de empleo ha servido como inicios de nuevos periodos en el desarrollo de la humanidad, comenzando por el descubrimiento del fuego en la Prehistoria, hasta la búsqueda de alternativas con las energías renovables en nuestros días.

En la primera mitad del siglo XIX, en Gran Bretaña, se produjo el mayor cambio en las condiciones de vida de la humanidad con el inicio de la revolución industrial. Esto fue gracias al aprovechamiento del carbón como fuente de energía, y posteriormente de otros combustibles fósiles como el petróleo.

El uso masivo de estas fuentes de energía tiene también sus puntos negativos, como la dependencia energética por parte de los países sin reservas, el coste económico, lo problemas por la seguridad en países inestables y, por supuesto, la contaminación por las emisiones durante el proceso de combustión de estos combustibles fósiles.

La contaminación del medio ambiente es la principal causa de que el mundo lleve desde el del siglo XX buscando nuevas fuentes de energía que permitan mantener nuestra calidad de vida sin afectar al futuro de nuestro planeta.

Dentro de todas las formas de uso de las fuentes de energía, la de mayor importancia es la electricidad. La energía eléctrica es fácilmente transportable y a menor coste que los combustibles fósiles, es invisible, inolora y no contaminante; su principal inconveniente, es que su almacenamiento es muy caro.

Sin embargo, la electricidad no se encuentra de forma natural, si no que tiene que ser producida a partir de otras fuentes. Desde hace décadas, la forma principal de obtenerla ha sido a partir de combustibles fósiles, lo que, a largo plazo, no es sostenible para el medio ambiente.

Las energías renovables son la piedra angular para la transición energética del mundo. El desarrollo de estas tecnologías se inició a mitad del siglo XX y, a día de hoy, se sigue investigando en instituciones públicas y privadas de los principales países.

La consecuencia de tener le conseguir la mejor tecnología de aprovechamiento en cada una de las diferentes fuentes renovables no solo es un éxito medioambiental, sino también un importante beneficio económico para los

países, a la reducción de la dependencia energética del exterior y el incremento en la seguridad del suministro.

Hace 50 años, la única energía renovable de uso extendido era la hidroeléctrica, sus costes de operación eran bajos, y se contaba con la tecnología y la experiencia suficiente para su control. Con el paso de los años, este desarrollo tecnológico ha hecho que otras fuentes renovables reduzcan sus costes, pasando a primer plano tanto el aprovechamiento de la energía solar como el del viento.

La energía eólica ha sido una de las tecnologías que más ha evolucionado en los últimos años, su coste por kWh producido es muy competitivo respecto a otras fuentes, por lo que la potencia instalada se ha multiplicado en los principales países.

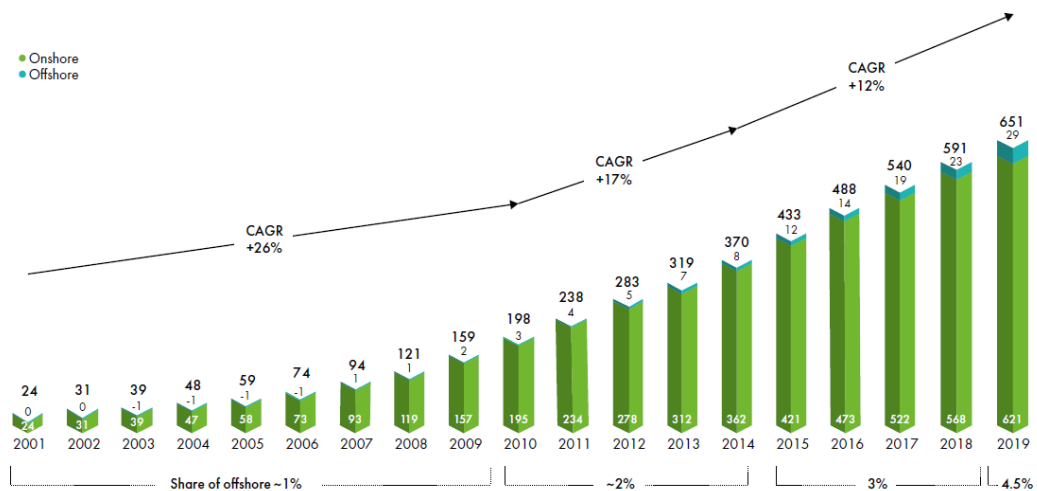


Figura 1.1.1 Evolución potencia eólica instalada en el mundo en GW (GWEC, 2020).

El último informe anual sobre energía eólica del *Global Wind Energy Council*, indica que la potencia instalada mundial creció un 10% en el año 2019, alcanzando los 651 GW (GWEC, 2020). España es el quinto país del mundo con más potencia instalada, y fue el segundo país con mayor crecimiento absoluto de ese mismo año.

El desarrollo de la tecnología ha alcanzado niveles muy altos en los últimos 10 años, con una reducción de costes por potencia instalada de hasta el 71% en países como India, o el aumento del coeficiente de utilización en nuevos parques de más del 100% en EEUU.

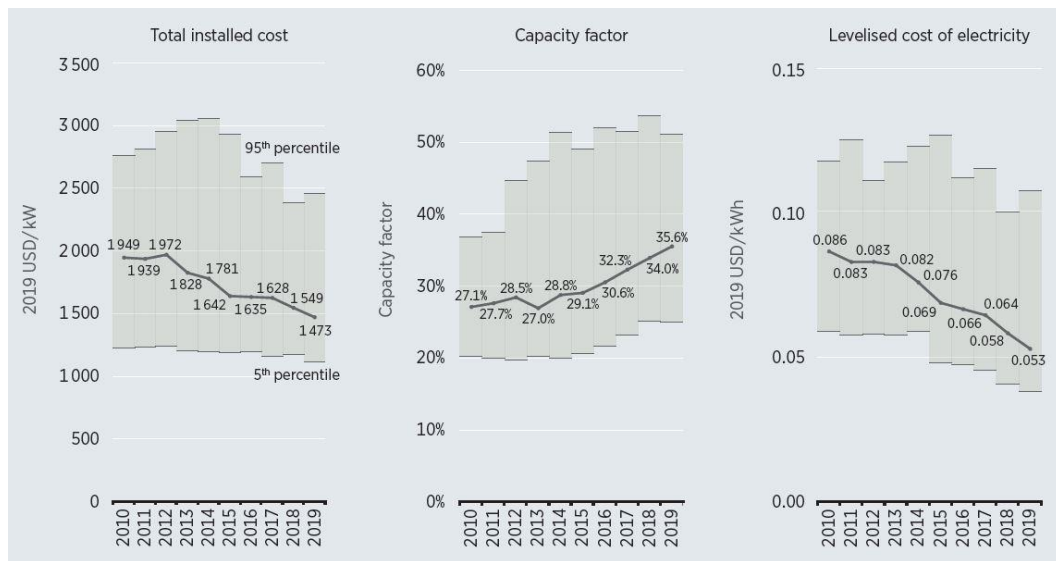


Figura 1.1.2 Evolución media de costes y factores de capacidad de la energía eólica. 2010-2019 (IRENA, 2020)

Todo apunta a que, en el futuro, cuando la tecnología lo permita, las nuevas instalaciones de energía eólica serán en su mayoría *offshore* (GWEC, 2020), es decir, en mares o lagos. Los costes de la instalación al inicio son mayores, pero el aumento en las horas de funcionamiento, y la mayor fuerza del viento por no encontrar barreras físicas, hace que los gobiernos estén ofreciendo ayudas económicas a las empresas que lo desarrollan.

El reparto de potencia instalada en Europa en 2019, diferenciando entre parques terrestres y marinos, es el siguiente:

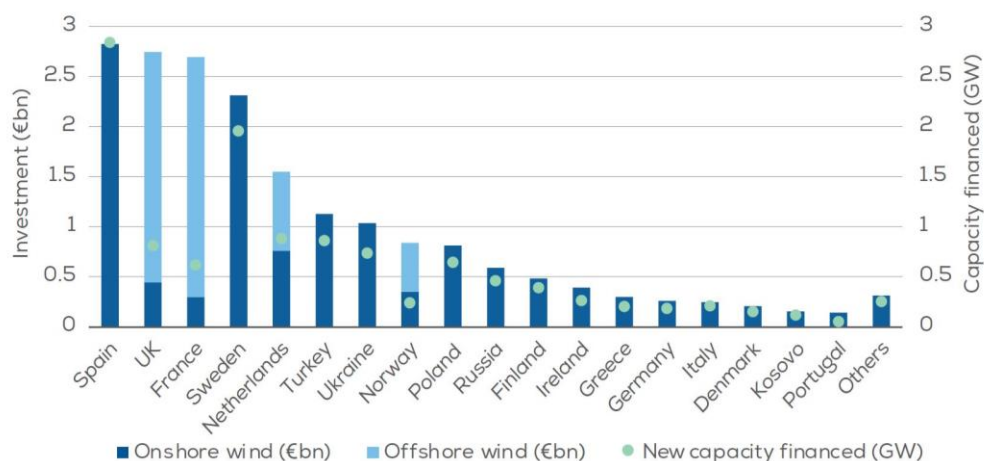


Figura 1.1.3 Potencia eólica terrestre y marina instalada en MW en 2019 por países (WindEurope, 2020)



Como vemos, España es uno de los países en los que más capacidad se ha subastado en los últimos años. La potencia eólica acumulada es de 25.704 MW, cubriendo el 20,8% de del consumo eléctrico del país, una reducción en las emisiones de CO2 de casi 30 millones de toneladas.

Pese a esto, parece que los proyectos *offshore* no terminan de llegar. La causa no es política, sino que nuestro suelo marino tiene demasiada profundidad para la tecnología disponible.

1.2. OBJETIVOS.

El principal objetivo de este trabajo es desarrollar un marco de estudio de los diferentes elementos característicos que tener en cuenta, a la hora financiar un proyecto para la construcción de un parque eólico, y su posterior cambio de propietarios.

En primer lugar, queremos exponer las herramientas de financiación más comunes para proyectos de nueva construcción de este tipo, en relación con el alto nivel de capital necesario en la inversión inicial, y al flujo de ingresos constante a lo largo de su vida útil.

En según lugar, explicaremos como son los riesgos para las diferentes partes implicadas, que surgen por la naturaleza del proyecto, cuales deberán asumir, y como mitigar los que puedan afectar significativamente a la rentabilidad de su inversión. También explicaremos los contratos que se firmaran entre estas sociedades y otras externas: cómo abordarlos, las diferentes opciones de venta de electricidad, mantenimiento, asesorías externas, etc.

El tercer objetivo, y el más importante, es ofrecer un modelo en Excel que permita calcular un valor aproximado del parque eólico en una operación de compra apalancada (*leveraged buyout*), de forma que, tanto acreedores como accionistas, puedan establecer en él cuáles son sus limitaciones a la hora de dar o recibir dinero para la compra de la planta.

En cuarto lugar, incluiremos como ejemplo una operación de compra de un nuevo parque eólico de 400 MW, indicaremos cuáles son las hipótesis iniciales del modelo y comentando los resultados obtenidos.

De forma indirecta, también introduciremos al lector en la terminología que se emplea profesionalmente en el sector financiero, puesto que es habitual que los contratos y modelos usen referencias en inglés independientemente del lenguaje original de redacción.



2. EL MERCADO DE LA ENERGÍA EÓLICA.

La energía eólica ha sufrido un crecimiento muy importante en las dos últimas décadas por la necesidad de reducir las emisiones de contaminantes por nuestro consumo eléctrico, y reducir la dependencia energética de otros países. Esto, ha sido posible gracias al apoyo económico por parte de las administraciones públicas de los distintos países, facilitando la inversión, mientras el desarrollo de la tecnología hacía lo suficientemente competitivas a las nuevas instalaciones.

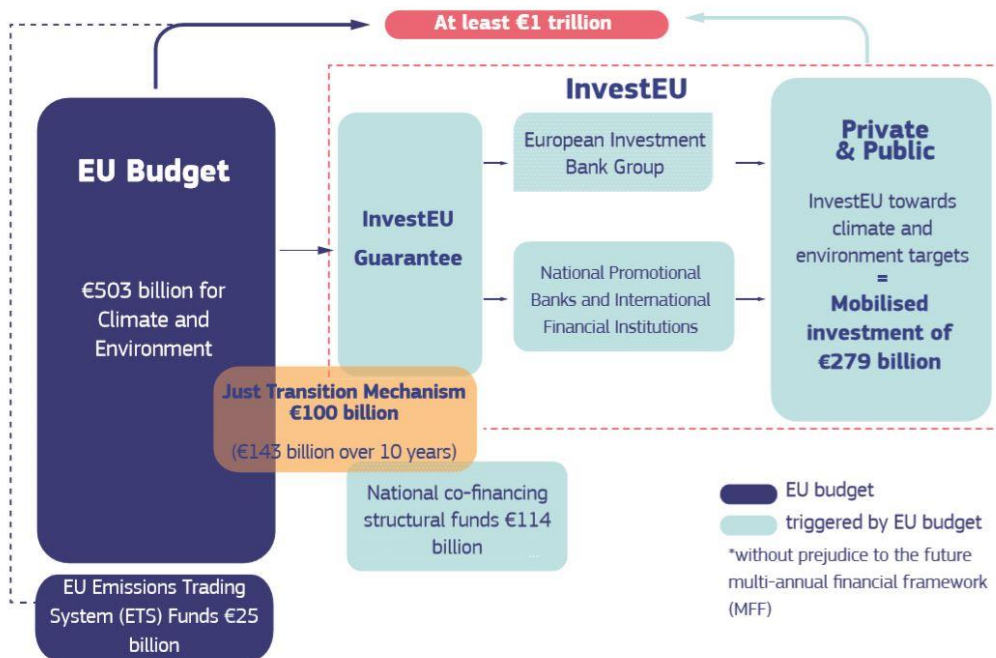
Dentro de la Unión Europea, se fijó para 2020 una serie de objetivos, tanto comunitarios, como a nivel de los países, sobre el porcentaje de consumo eléctrico que se debía cubrir con energías renovables. Este paquete de medidas establecido en 2007 buscaba alcanzar los llamados “Objetivos 20-20-20” (Energía y Sociedad, s.f.):

- Reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Mejora del 20% de la eficiencia energética.
- Un 20% de energías renovables en la Unión Europea.

Estos objetivos no se han cumplido, pero el compromiso de la Unión Europea es total, por lo que en el Marco sobre Clima y Energía para 2030 se han fijado unos nuevos entre los que encontramos un nivel del 27% en energías renovables para el año 2030. Para conseguirlo, se ha diseñado una estructura de financiación que incluye lo siguiente:

El presupuesto que ha acordado destinar la Comisión Europea para su plan de sostenibilidad incluye 503 millardos de euros entre 2021 y 2030, además de otros 114 millardos de euros de financiación en colaboración con los países. Se debe sumar también, la intención de movilizar inversiones públicas y privadas del *Juncker Plan* (279 millardos), la creación de estructuras (garantías) para reducir el riesgo de las financiaciones, y otros mecanismos del Banco Europeo de Inversiones. El resultado es de, al menos, un billón de euros que se invertirán a lo largo de 10 años dentro de la Unión Europea para cumplir con el **Plan de Inversiones para el Pacto Verde Europeo** (Unión Europea, 2020).

WHERE WILL THE MONEY COME FROM?



*The numbers shown here are net of any overlaps between climate, environmental and Just Transition Mechanism objectives.

Figura 2.1 Origen de los fondos para el Plan de Inversiones para el Pacto Verde Europeo y el mecanismo de Transición Justa (Unión Europea, 2020)

Dentro de las diferentes energías renovables, la Eólica es una de las más importantes para conseguir este objetivo. En España, toda la industria relacionada con ella exporta más de 2.000 millones de euros anuales, siendo el tercer país que más aerogeneradores exporta del mundo y el tercero, también, en número de patentes en Europa. El ahorro en el año 2018, gracias a la reducción en importaciones de combustibles fósiles para la producción de electricidad, fue de casi 1700 millones de euros (Asociación Empresaria Eólica, 2020).

Si bien el crecimiento anual ya no alcanza los porcentajes de los años en los que las ayudas de los gobiernos hacían las inversiones muy rentables, la expectativa para los próximos años en nuevas instalaciones de buena: en torno a 350GW hasta 2024 (GWEC, 2020).

Uno de los puntos que afectan más a la rentabilidad de un nuevo parque eólico es la capacidad de los aerogeneradores. La capacidad de un aerogenerador no es más que los MW de potencia nominal para los que está diseñado. La capacidad es proporcional al tamaño y tiene un efecto directo sobre los costes de las nuevas instalaciones.

Los fabricantes de turbinas están en una carrera por conseguir fabricar el modelo de mayor potencia, puesto que, aunque los costes de la inversión inicial

en la turbina (€/MW) sean ligeramente superiores, sí que se reduce el número total de aerogeneradores del parque y, por tanto, los gastos operativos y de mantenimiento. La tendencia en los factores de capacidad de nuevas instalaciones es creciente para todos los países, y los gastos variables se han reducido drásticamente gracias a la mejora de la tecnología.

Actualmente, se han alcanzado turbinas por encima de los 10 MW en varios fabricantes y más de 200 metros de rotor, aunque estos aerogeneradores están enfocados a futuros proyectos *offshore*, donde el coeficiente de utilización de la instalación es mucho mayor que en tierra.

En proyectos *onshore*, se sigue la misma tendencia, aerogeneradores de cada vez más potencia, casi 6 MW, además de torres de mayor altura, con la góndola por encima de los 120 metros. Otro de los problemas a los que se enfrentan estas instalaciones es a la reducción de costes que ha tenido en los últimos años la energía solar, situándose actualmente por encima de la eólica en cuanto a rentabilidad.

Como hemos visto, a mayor capacidad de los aerogeneradores, mayor rentabilidad posible, sucediendo lo mismo en la potencia total de las nuevas instalaciones. En caso de encontrar un emplazamiento lo suficientemente grande, a mayor potencia instalada, la rentabilidad del proyecto, en general, aumenta.

En cuanto al volumen de operaciones de fusiones y adquisiciones en instalaciones de energías renovables, en la banca de inversión, se espera que aumente ligeramente gracias al coste marginal cercano a cero de estas tecnologías, y un crecimiento importante en proyectos de parque eólicos *offshore*.



Figura 2.2 Evolución y previsiones de potencia instalada y millardos de inversión hasta 2022, para parques eólicos onshore y offshore (WindEurope, 2020)



Analizando todo lo expuesto anteriormente, podemos concluir que las expectativas para el mercado de las energías renovables, y en concreto, para la energía eólica, son prometedoras.

2.1. EL NEGOCIO DEL PARQUE EÓLICO.

Dentro del negocio de la producción de electricidad con energías renovables y, en concreto, con la energía eólica, hay una gran cantidad de empresas ofertando sus servicios a lo largo de todo el globo.

En España, se calcula que el sector da empleo a 24.000 personas, y es el sexto país del mundo en número de patentes gracias a un marco regulatorio que ha hecho que, durante casi 20 años, las empresas españolas hayan desarrollado su propia tecnología y un tejido industrial con todas las fases del negocio (Asociación Empresaria Eólica, 2020).

En el presente trabajo, nos centraremos en la operación y venta de electricidad de un parque eólico, así como de su compra por parte de un inversor externo en la fecha de inicio de operaciones. No entramos en detalle en el trabajo que se desarrolla en otras empresas del sector como pueden ser los fabricantes de los aerogeneradores, constructores, empresas de mantenimiento, transporte de electricidad y *traders* o intermediarios del pool del mercado eléctrico.

Lo primero que debemos hacer es, por tanto, conocer la **naturaleza del negocio**: la inversión inicial, el periodo de operaciones, la estabilidad de sus ingresos, las herramientas de financiación típicas del sector, su estructura económica, competencia, complejidad, partes implicadas, y el marco legal, económico y social en el que se desarrollará.

Comenzamos señalando la importancia que han adquirido las energías renovables en los últimos años tanto en Unión Europea como en España, con la fijación por parte de ambos de una cuota del 20% de energías renovables en el consumo anual de energía en todos los países miembros para 2020. La **opinión pública** respecto a ellas es **buena**.

La energía eólica es una energía caracterizada por tener **unos costes operativos muy bajos, pero necesitar una inversión inicial muy elevada**. Produce energía eléctrica en un generador gracias a la fuerza del viento que mueve las palas de un molino. Esto provoca que la **producción eléctrica diaria sea poco previsible**.

En el mercado español alcanzar a cubrir en torno a un 20% de la demanda de electricidad, teniendo un **fuerte crecimiento** en los últimos años, y con la perspectiva de que la tendencia continúe. Las inversiones en investigación y desarrollo de la tecnología siguen siendo altas en los principales países del mundo; tiene una posición importante dentro de la transición energética.

El **periodo de vida de las instalaciones alcanza los 25 años**, y sus ingresos dependerán del modo de comercialización que escojan los propietarios: venta en el libre mercado, contratos de venta del 100% de la producción (*PPP*) o una mezcla de ambos; los **ingresos serán estables y medianamente predecibles**.

La tendencia en cuanto al tamaño de los aerogeneradores indica que la **rentabilidad** de las nuevas instalaciones **aumenta con la capacidad**, esto provoca que se busquen emplazamientos que permitan parques con mayor potencia instalada. Recientemente hemos encontrado la noticia de que Siemens Gamesa cerraba su planta de palas de Aoiz (Navarra), en la que fabricaban turbinas con un rotor de 132 metros, porque “la nueva generación de turbinas terrestres (onshore), con rotores de hasta 170 metros, será clave para incrementar la competitividad del negocio onshore y garantizar el éxito de la compañía. Estos grandes modelos suponen ya cerca de la mitad de la demanda de turbinas y serán fundamentales para aumentar la rentabilidad y garantizar la continua reducción del coste de la energía eólica” ha lamentado Alfonso Faubel, CEO Onshore de la empresa (Zabaleta Echarte, 2020).

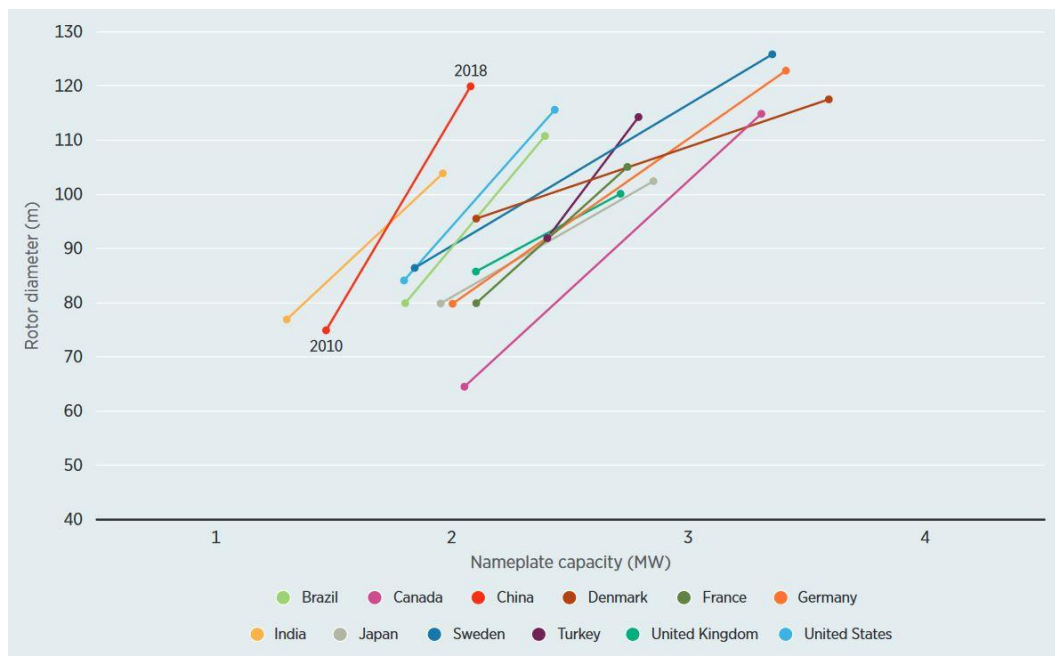


Figura 2.3 Evolución del diámetro y potencia de los aerogeneradores 2010-2018 (IRENA, 2020).



La operación y el mantenimiento del parque eólico necesita de **una dirección especializada** y con experiencia en el sector. Los inversores requieren de un **marco legislativo estable** y con garantías.

Todas estas características hacen que una de las herramientas más útiles a la hora de valorar este tipo de instalaciones sea el llamado *Project Finance*. A lo largo de siglo XX, tanto en España como en el extranjero, ha crecido el número de operaciones de todo tipo que utilizan esta fórmula: hoteles, autopistas, centros comerciales y por supuesto, las energías renovables.

Todos los negocios anteriormente mencionados tienen en común lo siguiente: alta inversión inicial, plazos de operación largos, ingresos estables y predecibles a lo largo de su vida, y una competencia limitada. Son, por tanto: candidatos a sufrir un *leveraged buyout*

3. COMPRA APALANCADA O LEVERAGED BUYOUT

El proceso que pretende abarcar este trabajo es el de la búsqueda de financiación para la compra apalancada de un parque eólico recién construido por una empresa. Comenzaremos explicando unos conceptos básicos que nos serán de utilidad para entender la operación: estructura de capital, apalancamiento, y diferencia entre valor y precio.

¿Qué es la estructura de capital de una empresa?

La estructura de capital de una empresa explica de qué modo una sociedad financia sus activos (A) a través recursos propios y de terceros. Los activos son todos los bienes, derechos y recursos de una empresa de los que se espera obtener un beneficio a lo largo del tiempo. Estos activos requieren de financiación, que se puede obtener de dos fuentes: con aportes de capital por parte de los propietarios (E), o a través de deuda.

La deuda podrá ser en forma de préstamos bancarios, emisiones de bonos en los mercados de renta fija, acciones preferentes etc. La deuda es, por tanto, una obligación de pagar en el futuro a un acreedor: un pasivo (P).

La relación entre éstos tres elementos es lo que denominamos estructura de capital, y sus valores económicos deben cumplir la siguiente expresión:

$$A (\text{activos}) = P(\text{pasivos}) + E(\text{recursos propios})$$

Gráficamente:

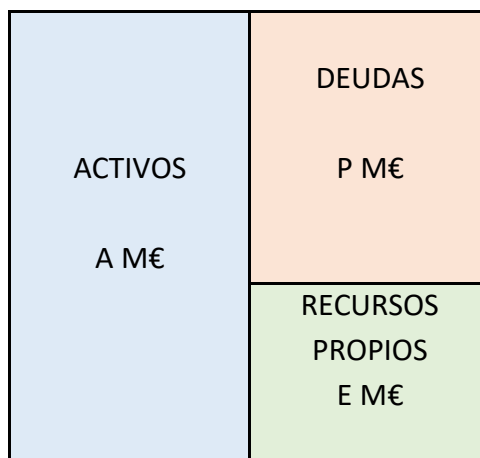


Figura 3.1 Ejemplo de la estructura de capital de una empresa

El apalancamiento es una expresión tomada por el mundo empresarial del concepto de palanca. En toda palanca hay dos lados y, en nuestro caso, estos serán la deuda y los recursos propios de la sociedad.

La relación entre la deuda financiera y los fondos propios o *equity* será, por tanto, el **apalancamiento financiero**.

Diferencia entre valor y precio.

El primer punto en un proceso de estas características es entender que valor y precio no son iguales:

El valor de una empresa es la cantidad obtenida como resultado de un procedimiento técnico (más o menos acertado) fundamentado en datos objetivos del negocio: balance y cuenta de resultados. Es decir, **el valor de una empresa depende de su estructura de capital**.

El precio es la cantidad de dinero acordada entre dos partes, en una negociación, para intercambiar esa empresa, partiendo de un rango de valoraciones previamente realizadas.

3.1. INTRODUCCIÓN.

La compra apalancada es un procedimiento para adquirir una empresa que consiste que financia la mayor parte posible de los costes de compra con recursos ajenos, es decir, mediante deuda (Manzano, 2007). La garantía para

los prestamistas serán únicamente los activos de la empresa objetivo, los futuros flujos de caja del proyecto y la capacidad crediticia del comprador.

El principal criterio, que lleva a querer realizar una compra apalancada de una empresa, es una diferencia existente entre el valor de mercado de la sociedad y el valor real calculado por el comprador.

El objetivo, por tanto, de los nuevos propietarios, será el de aportar una cantidad mínima de fondos propios para comprar la sociedad (parque eólico en nuestro caso). El resultado de todo esto será un cambio en la estructura de capital de la empresa y, por tanto, del valor resultante tras la operación.

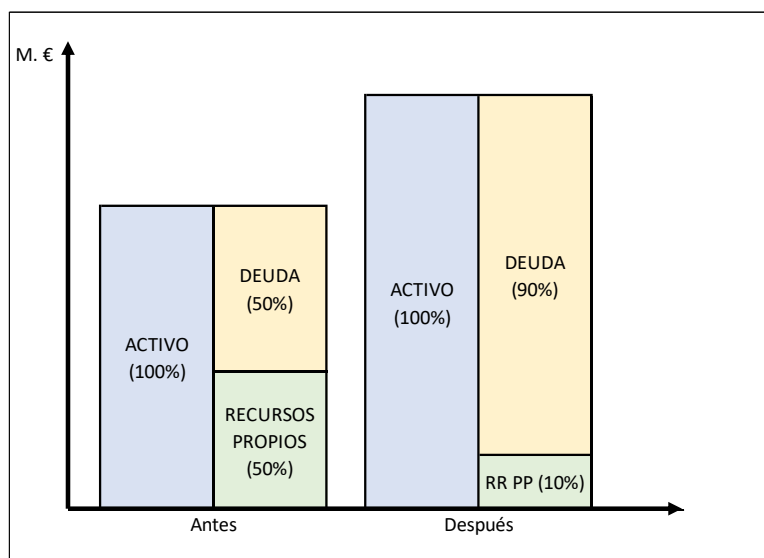


Figura 3.2 Ejemplo del cambio en la estructura de capital tras un LBO

3.2. LOS REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR LA EMPRESA.

Existen una serie de características que los acreedores comprueban principalmente en los negocios a lo hora de conceder al comprador la financiación necesaria para llevar a cabo la compra. Son la siguientes (Pérez-Iñigo, 2011):

1. Los *free cash-flows* deben ser suficientes y estables a lo largo del tiempo.

Los flujos de caja libres del negocio deberán ser capaces de hacer frente al pago de intereses y amortización de la deuda (servicio de la deuda). Para esto, la empresa debe contar con un histórico de demanda y precios estables.



2. Equipo directo con experiencia y contrastado.

Los gerentes del negocio deben ser personas que cuenten con experiencia en el sector donde se enmarque el negocio, además de conocer de cerca las reestructuraciones empresariales.

3. Negocio en fase estable de su ciclo de crecimiento.

Es decir, que no requiera de demasiada liquidez para continuar su expansión, lo que podría afectar a los fondos para el servicio de la deuda.

4. Posibilidad de vender activos.

Estos activos pueden ser ajenos al negocio principal de la empresa, o activos operativos que puedan someterse a, por ejemplo, *sale&leaseback*, para obtener liquidez.

5. Nivel de deuda previo moderado.

Si los niveles de deuda previos de una sociedad son muy elevados, no quedará margen de endeudamiento para la compra apalancada.

6. Implicación de los directivos como accionistas.

Los directivos estarán más expuestos a la evolución del negocio si con también accionistas.

7. Posibilidades de mejora de costes y eficiencia de la empresa.

Con la reducción de costes operativos mediante gastos en capital, costes de administración, o una mejora en los controles, se puede aumentar el valor de la empresa.

3.3. VENTAJAS DE LAS COMPRAS APALANCADAS.

Son numerosas las ventajas que puede suponer la compra de una empresa con un alto nivel de deuda:



1. Aumentar el apalancamiento financiero de una empresa incrementa, en general, su valor, puesto que los gastos financieros por la deuda son deducibles fiscalmente.
2. Al crear una sociedad externa ajena para el proyecto, el endeudamiento para la adquisición no reduce la capacidad crediticia de la empresa principal, puesto que son dos balances separados.
3. Aumento del valor de la empresa al reducir los **costes de agencia**.
Los costes de agencia hacen referencia a problemas que pueden surgir al incluir un proyecto dentro de la contabilidad general de una empresa, conflictos entre las diferentes partes implicadas en el proyecto o con el equipo de trabajo. Podemos dividirlos en tres puntos:
 - Conflictos entre directivos y accionistas. En el caso de un proyecto que forma parte de las actividades operativas de una empresa, cada uno de los directores de otros departamentos, así como de todos los accionistas, puede que tengan voz y voto en las decisiones.
En este caso, como el parque eólico queda en una sociedad diferente a la matriz, estos conflictos se limitan a los partícipes de esta.
 - Conflictos entre propietarios y terceros. En caso de que el proyecto se encontrara dentro del balance de una empresa junto a otras actividades operativas, sería posible que los beneficios producidos por el parque se utilizaran para sanear otras cuentas (o viceversa).
 - Conflictos entre accionistas y acreedores. En nuestro caso, al quedar la instalación fuera de balance, en una sociedad diferente, la distribución de los beneficios del proyecto entre ambas partes queda claro.
4. Permite, como ya hemos mencionado en la introducción, explotar las diferencias entre el valor de mercado de la empresa y su valor real calculado.
5. Cambios en la estructura de propiedad y organizativa.

Con el cambio de propiedad en un *LBO*, los nuevos accionistas y acreedores de una empresa suelen tener, en general, los mismos objetivos. Además, si en la operación participan también ejecutivos de mayor nivel, éstos, pasan a ser accionistas. El resultado es la reducción del conflicto de intereses en la empresa, y la motivación por hacer ganar



dinero de los directivos será mayor: ganancias patrimoniales y salariales.

También se producen cambios en la organización de la empresa, puesto que la presión por tener que pagar la deuda hace necesario la reducción del número de asesores, el número de niveles de jerarquía, implementar incentivos por productividad etc.

3.4. AGENTES QUE PARTICIPAN EN LA OPERACIÓN.

En una operación financiera de estas características es común que haya muchas partes implicadas, cada una con una función y unos objetivos diferentes.

3.4.1. PROMOTORES. PATROCINADORES Y, EN ALGUNOS CASOS, EL EQUIPO DIRECTIVO.

En general, como patrocinadores encontraremos fondos de capital-riesgo, fondos de inversión o bancos de inversión actuando como aportadores de la cantidad necesaria de recursos propios, así como ocupándose de todo el proceso de búsqueda de financiación y asesoría.

En algunos casos, también sucede que es el actual equipo directivo el que se quiere hacer con el control del negocio, es el llamado *Management Buy-out* (MBO). También puede ser un equipo directivo externo: *Management Buy-in* (MBI).

Los motivos de la compra pueden ser muy variados, en general:

- a. Ganar dinero.
- b. Desarrollar un proyecto personal.
- c. Controlar su futuro laboral.

3.4.2. FINANCIADORES.

Los financiadores, que también se les puede llamar inversores en deuda. Dentro de este grupo encontramos varios niveles según la financiación que suministren, siguiendo el **binomio riesgo – rentabilidad**: la rentabilidad de una inversión es proporcional al riesgo es ésta. El riesgo de cada nivel de deuda vendrá determinado por la prioridad de cobro tras los gastos



operativos de la empresa, así como en el caso de liquidación, y en los activos de la empresa que los garantice.

Existen también estructuras híbridas entre accionistas y acreedores como son los bonos + *warrants* en los que se dan opciones a los financiadores a cambiar sus bonos por acciones a un precio ventajoso.

3.4.3. INSTITUCIONES FINANCIERAS PRESTAMISTAS COMO ASESORAS Y ACREEDORES.

Como habitualmente una única institución es incapaz de dar toda la financiación necesaria para el proyecto, surgen los sindicatos de bancos para proporcionar de forma conjunta los fondos para el proyecto. La mayoría de los bancos cuentan con áreas especializadas con las siguientes funciones:

- **Arrangers o Asesores financieros y organizadores:** analizan la solvencia del proyecto para convencer a inversores y otras entidades financieras, estructuran la financiación, estudian la gestión del proyecto y sus flujos de caja, elaboran la documentación en colaboración con los asesores jurídicos y aseguradoras, y organizan el préstamo sindicado.
- **Agente:** Una vez comienza el proyecto se encarga del reparto de los beneficios entre todos los partícipes del proyecto y controla el cumplimiento de todos los compromisos del contrato.

3.4.4. VENDEDORES.

Propietarios de la sociedad previos al momento del *LBO*, cuyas características como propietarios, y sus motivos de venta, pueden ser muy diferentes:

- Un gran número de pequeños accionistas de una empresa pública que consideran buena la oferta del *LBO* por sus acciones.
- Gerente y propietario de una empresa familiar que busca jubilarse.
- Empresa que quiere deshacerse de un sector de su negocio.
- Fondos de capital-riesgo.



En general, el objetivo de este será el de obtener la mayor prima posible por sus acciones, respecto al valor de mercado.

3.4.5. ASESORES Y CONSULTORES

Los que estudian el proyecto de forma independiente a los intereses de los accionistas:

- Asesores técnicos: valorarán la viabilidad técnica del proyecto, calculando los recursos necesarios para su desarrollo y los costes de éstos.
- Asesores medioambientales: analizarán el impacto en el medio ambiente del proyecto, ofreciendo soluciones y alternativas a los riesgos que surjan. Actualmente su presencia es exigida por las instituciones nacionales e internacionales.
- Asesores de mercado: trabajadores expertos en el sector eléctrico.
- Asesores legales: abogados que asesorarán a cada una de las partes interesadas en el SVP, especializados en la legislación del país donde se realice el proyecto. Diseñaran la estructura jurídica de la sociedad y el contrato de venta de energía.
- Aseguradoras: compañías que cubran el máximo número de riesgos del proyecto, la responsabilidad civil y el lucro cesante.

3.4.6. INVERSORES EN ACCIONES.

Estas instituciones inversoras buscan la inversión en acciones ordinarias para obtener altos rendimientos a largo plazo. Son útiles en caso de que falte una parte de la financiación total, o cuando el comprador desea no ser el único accionista de la empresa.

Una de las técnicas que existen, para financiar los recursos propios de una futura operación de compra apalancada, consiste en la emisión de acciones en la empresa compradora. Existen otras opciones también interesantes, como las acciones sin voto, interesantes para fondos capital-riesgo o *Private Equity* y las acciones rescatables.

3.5. PROCESO DE UN LEVERAGED BUYOUT.

En general todas las operaciones de este tipo siguen la misma estructura (Baker Mckenzie., 2015), nosotros la hemos adaptado para nuestro parque eólico, pero podría servir para cualquier tipo de empresa. Lo pasos son los siguientes:

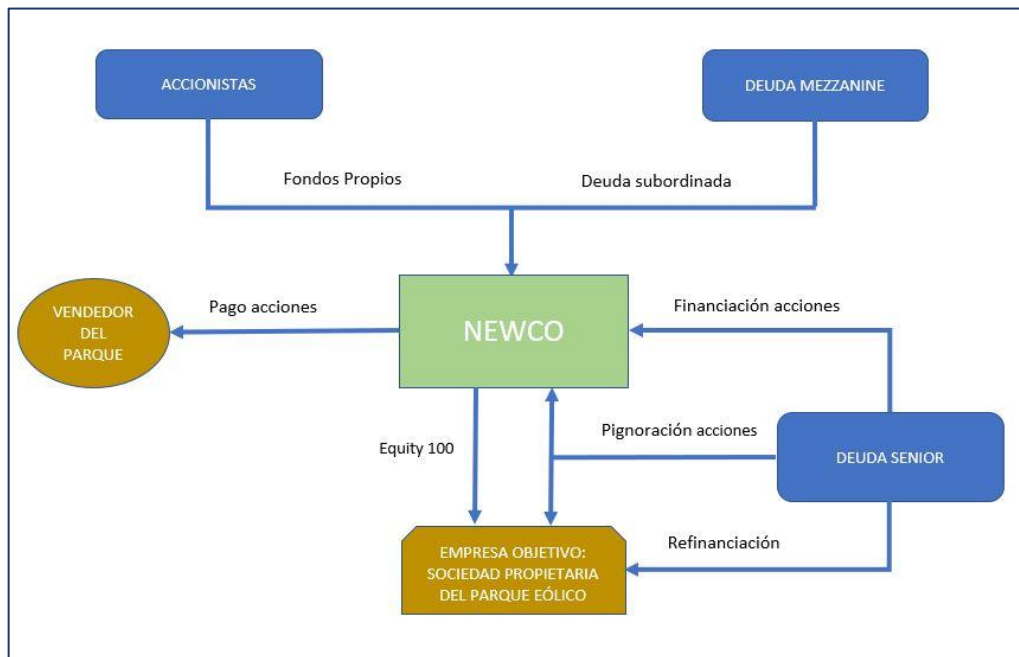


Figura 3.3 Esquema de la estructura de Newco y los participantes en un LBO.

1. Un inversor externo se interesará en la compra del parque eólico y realizará un estudio de viabilidad económica para saber que está comprando, que valor le estima al proyecto, el precio que está dispuesto a pagar y la cantidad de capital que quiere aportar
2. Se pondrá en contacto con bancos de inversión, fondos de capital-riesgo u otros inversores para que estos le ayuden a conseguir la financiación para la compra
3. El banco de inversión realizará por su lado el estudio económico del proyecto y, en caso de estar de acuerdo, comenzará a buscar entre sus clientes a una contraparte dispuesta a aportar el resto del capital necesario

4. Habitualmente, por ser un esquema de financiación que requiere de mucho capital, serán varios bancos los que colaborarán para conceder un préstamo sindicado al inversor.
5. Se creará una sociedad especial (Newco) para el proceso de adquisición, de la que el inversor será el presidente, aunque su aporte económico sea de menos del 20%, el resto del capital será aportado por los financiadores.
6. A continuación, se lanzará una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por las acciones de la empresa en caso de ser pública, o se contactará con los propietarios actuales para llegar a un acuerdo de compra.
7. Si triunfa el acuerdo, el inversor pasará a ser el presidente del parque eólico tras pagar con los fondos de la Newco a los anteriores accionistas.
8. Por último, la sociedad especial se fusionará con la empresa del proyecto, de forma que en la estructura de capital resultante tendremos también la antigua deuda del parque eólico.

Estructura de capital Newco previa a la fusión

ACTIVO	PASIVO
Acciones de la empresa objetivo	Fondos Propios
	Deuda Senior para el LBO

Tabla 3.1 Esquema de la estructura de capital de Newco previa a la fusión.

Estructura de capital Newco tras la fusión.

ACTIVO	PASIVO
Activos empresa objetivo	Fondos propios
	Deuda Senior para el LBO
Necesidades operativas de fondos	Deuda empresa objetivo

Tabla 3.2 Esquema de la estructura de capital de Newco tras la fusión.

9. La deuda antigua de la empresa objetivo será repagada en el momento de la compra con los fondos de la nueva sociedad.

3.6. FINANCIACIÓN PRINCIPAL.



El financiador o financiadores principales son aquellos que aportan la deuda principal o deuda *senior* para el *LBO*. Se denomina deuda *senior* porque tiene preferencia en el cobro de intereses respecto a cualquier otro financiador, respecto a los accionistas y a en el caso de liquidación de la empresa.

Los grandes requerimientos de capital en este tipo de proyectos hacen que normalmente la deuda *senior* se componga de las aportaciones de distintos bancos (préstamo sindicado) con el fin de diversificar el riesgo de la inversión. En otros casos, pueden ser compañías de seguros, inversores institucionales, fondos de inversión etc.

La deuda *senior*, además de estar avalada por los futuros *cashflows* de la empresa y por todos sus activos, también incluye una serie de garantías suplementarias, como bloqueos en la tesorería y derechos de cobro.

El plazo de esta deuda será igual a, como máximo, la vida económica de los activos por los que está avalada. El valor del préstamo, por otro lado, estará afectado también por el valor de liquidación de estos activos.

Otra forma garantizar el cobro de la deuda consiste en avalar con acciones de la empresa, así como la exigencia de incluir cláusulas de protección en los contratos: *covenants*, que explicaremos más adelante.

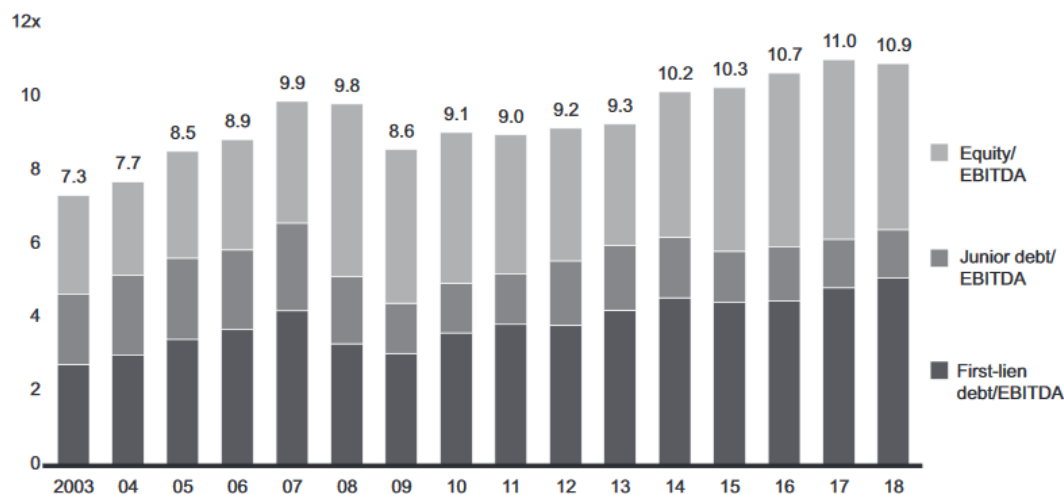
Desde el punto de vista del prestamista principal, una lista de la información, para tener en cuenta, podría ser lo siguiente (Pérez-Iñigo, 2011):

- a. Calidad de los activos de la empresa.
- b. Exposición de los directivos en forma de acciones.
- c. Competencia.
- d. Diversificación geográfica y de productos en el negocio.
- e. Expectativa de crecimiento.
- f. Ciclo macroeconómico.
- g. Futuras inyecciones de capital.
- h. Calidad de clientes y proveedores.

En base a toda esta información, los prestamistas tendrán ya una visión general de que cantidad de dinero estarán dispuestos a conceder para un *LBO*. Después procederá con el análisis de la estructura de capital de la empresa y la evolución de determinados ratios y relaciones contables, como, por ejemplo:

- Ratio de cobertura del servicio de deuda: Flujo de caja libre / Servicio deuda
- Ratio de cobertura de los intereses: BAIT / Intereses deuda

Average EBITDA purchase price multiple for US LBO transactions



Source: LPC

Figura 3.4 Evolución del precio medio de compra como múltiplo de EBITDA y reparto de deuda en operaciones LBO de EE. UU. (Bain & Company, Inc, 2019)

Las referencias principales que hoy en día ayudan a calcular la cantidad de deuda senior son:

- Futuros flujos de caja
- Precio pagado
- Múltiplos de EBITDA

3.7. FINANCIACION SUBORDINADA.

Como ya hemos mencionado antes, este tipo de financiación se encuentra un nivel por debajo de la deuda *senior*, sin embargo, sigue teniendo preferencia respecto a los accionistas. Por tanto, su rendimiento está por encima de la deuda senior, pero por debajo de las acciones.

A este tipo de inversión se le suele llamar **deuda mezzanine**, y suelen suponer el restante de la financiación, entre el 30 y el 35%. Su tipo de interés suele estar 2,5 % por encima del interés de la deuda *senior*, incorporando warrants para que el interés no se dispare por encima del 10 %, así como otro tipo de garantías. Los activos que la respaldan suelen ser de menor valor o calidad.

El plazo es menor que el de la deuda principal, máximo 10 años, siendo común las cláusulas que permiten la amortización anticipada. Suele estar formada por diferentes tipos de bonos: bonos cupón cero, bonos con *bullet payment* etc.

En general, el reparto de la financiación para la compra suele quedar de la siguiente forma:

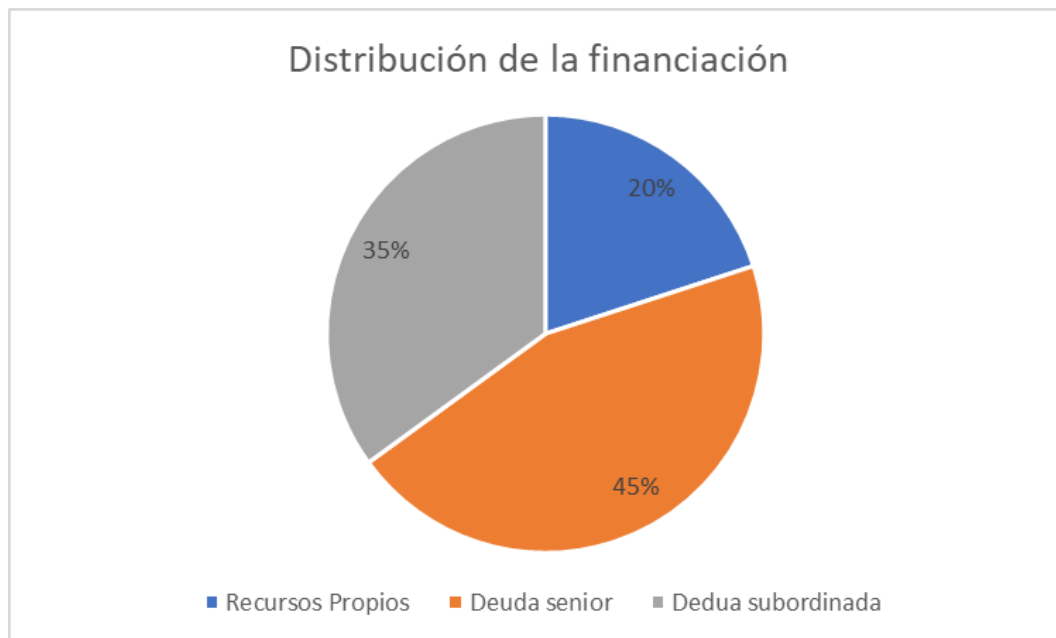


Figura 3.5 Gráfico del reparto porcentual de los fondos para un LBO. Elaboración propia (Manzano, 2007).

A continuación, estudiaremos que características tiene el negocio de la generación eléctrica en parques eólicos y comprobaremos como cumple con las características para ser candidato a una compra apalancada.

4. FASES DESARROLLO DEL PROYECTO

En general se suelen distinguir dos fases a lo largo del proyecto:

1. **Fase de construcción:** en ésta, el riesgo para los prestamistas es muy elevado, puesto que el repago del préstamo suele posponerse hasta la fase de operación, capitalizando todos los intereses del periodo. En nuestro ejemplo, no nos interesará, puesto que la fecha de la compra será en el día de inicio de operaciones.
2. **Fase de operación:** aquí, como los ingresos procedentes de la venta de energía serán garantía para los acreedores, y la mayor parte de los flujos



de caja (tras el pago de impuestos) irán para la amortización de la deuda.

5. RIESGOS DEL PROYECTO.

Puesto que, durante las fases de construcción y operación del proyecto, las únicas garantías con las que cuentan las entidades financieras son los activos y flujos de caja de la planta, se debe analizar cuáles son los riesgos uno a uno y cubrirlos o mitigarlos.

A la hora de elaborar la documentación jurídica y contractual del proyecto, se busca el reparto óptimo de los riesgos entre los diferentes participantes, de forma que se asignen al agente que mejor pueda valorarlos y gestionarlos.

Encontramos cuatro soluciones a estos riesgos (Casanovas, 2016), las cuales son:

- **Evitar:** cuando la probabilidad del suceso, y su impacto, es alta. Lo recomendado aquí es buscar la forma de evitar ese riesgo: no llevar a cabo la acción o buscar otras posibilidades.
- **Asegurar:** cuando la probabilidad del suceso es baja, pero su impacto es alto. Es lo conocido como “Cisne negro” (Taleb, 2007). El objetivo debe ser estar protegidos al máximo en caso de que suceda.
- **Asumir:** cuando la probabilidad del suceso, y su impacto, es baja. En este caso lo tomaremos como un riesgo propio del proyecto que debemos asumir.
- **Transferir:** cuando la probabilidad del suceso es alta, pero su impacto es bajo. Las soluciones a estos riesgos son, en general, los contratos con compañías aseguradoras.

5.1. RIESGOS Y MITIGANTES PRELIMINARES

Riesgo promotor.

Cuando uno de los promotores del proyecto no cuente con un historial profesional esperanzador.



Riesgo país.

Cuando la situación política y social no sea estable o el marco legal no de las suficientes garantías a los agentes del proyecto.

Riesgo sector.

Sectores con un riesgo muy elevado o en el fin de su ciclo económico.

Soluciones genéricas.

- El fondo de reserva para el servicio de deuda.

Consiste en obligar a mantener una reserva de dinero equivalente normalmente a un semestre de servicio de deuda antes de que reciban beneficios los promotores, de forma que sirva de garantía a los acreedores.

- *Cash sweep.*

Emplear los beneficios que superen un nivel estimado al inicio para amortizar el préstamo.

- El fondo de reserva para mantenimiento.

Al igual que el fondo de reserva del primer punto, éste irá destinado a asegurar el gasto en mantenimiento la planta durante un año.

5.2. RIESGOS Y MITIGANTES DURANTE EL PERIODO DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN.

El periodo que abarca desde el inicio de las obras de construcción, hasta que comienza la fase operativa del parque eólico, requiere un análisis muy cuidadoso.

Los riesgos son ligeramente parecidos a los que podemos encontrar en las obras inmobiliarias: abandono del proyecto por parte del promotor antes de su construcción, plazos incumplidos, sobrecostes, calidad por debajo de lo previsto, falta de liquidez de promotores o constructores, permisos no concedidos, o una mala ejecución al final del *completion test*.

Soluciones durante la fase de ingeniería y construcción.

- Establecer como condición al primer ingreso del préstamo la obtención de los permisos.
- Obligación de desembolsar todos los fondos por parte del *sponsor* al inicio del proyecto.
- Entrega proporcional del préstamo por parte del financiador según los patrocinadores aportan los recursos propios.
- Requerimientos de un aval bancario o garantía al *sponsor* para poder entregar el capital al final del periodo de construcción.
- Contratos llave en mano, con precio y plazo fijados y constructores solventes y con experiencia.
- Solicitar informes de expertos a lo largo del periodo.
- Buscar un analista experto ajeno al proyecto que nos confirme que los costes se corresponden con el proyecto.
- Incluir un *refund guarantee* para garantizar los pagos ya avanzados durante el periodo de construcción.
- Extender un periodo tras el *completion test*, de hasta dos años, en el que se mantengan las condiciones y garantías del periodo de construcción sobre la solvencia.

5.3. RIESGOS Y MITIGANTES DURANTE LA FASE DE OPERACIÓN.

Riesgo tecnológico.

Comprobar que el parque sea tecnológicamente competitivo a lo largo de todo el proyecto, que la tecnología cumpla realmente con todas sus características y las piezas de reparación estén disponibles en un plazo adecuado.

En nuestro caso, este punto hay que valorarlo muy detalladamente, puesto que, a día de hoy, las turbinas de nueva generación, con más potencia, pueden dejar fuera del *pool* a los aerogeneradores antiguos con ofertas muy bajas.

Esto es posible por la mejora en rendimiento de las turbinas, a la reducción de costes operativos al necesitar menos aerogeneradores para una misma potencia y al desarrollo de nuevas tecnologías para el mantenimiento.

Solución: búsqueda de fabricantes solventes, con experiencia en el sector y garantías de funcionamiento en su producto.

Riesgo de dirección.



El patrocinador u operador del parque debe tener experiencia en el sector.

Solución: equipo con experiencia, exigir contratos blindados para asegurar la continuidad de trabajadores estratégicos.

Riesgo de accionariado.

Debemos asegurarnos de que los sponsors cuenten con la capacidad financiera suficiente para responder ante imprevistos, aportando fondos propios al proyecto en caso de necesidad.

Solución: buscar garantías de solidaridad entre los accionistas en caso de debilidad financiera de alguno de ellos, así como incluir una *ownership clause* en la que la marcha de un accionista clave significaría el fin anticipado de la financiación.

Riesgo de producción.

Analizar que la capacidad de producción eléctrica del parque eólico sea estable a lo largo del proyecto, fijar un mínimo adecuado y periodos de mantenimiento.

Solución: comprobar la experiencia del operador de la planta, firmar un contrato de operación y mantenimiento con precios fijos y actualizables a la inflación, establecer mínimos de producción con penalizaciones económicas o incluso llegar a la rescisión unilateral del contrato, uso de mano de obra local, indicar las diferentes empresas que deben llevar el mantenimiento y contratar seguros para la sustitución de cualquier activo dañado.

Riesgo de mercado.

Hay que asegurar que tendremos siempre comprador de la electricidad que generemos, aunque en nuestro caso, es muy improbable que suceda. Otro de los problemas es la fluctuación de los precios en el *pool*.

Solución: buscar el soporte de las administraciones públicas y acuerdos con un *off-taker* solvente, cubrirse ante la volatilidad de los precios de venta con instrumentos del mercado (contratos *forward*), contratos *take or pay* en el que el comprador está obligado a pagarte toda la producción, acordar la necesidad de autorización por parte de las entidades financieras para modificaciones de los contratos de venta de energía.



Riesgo de suministro.

Estudio de todas las vías de obtención de materiales para el mantenimiento de la planta, así como de las rutas de acceso (carretera, tren) cercanas. También se incluye aquí el estudio de la fuerza del viento en el emplazamiento.

Solución: verificar la disponibilidad y energía del viento en la localización del proyecto mediante mediciones durante dieciocho meses mínimo a través de expertos independientes, como la empresa DNV-GL, de la cual tomaremos los datos de nuestro modelo. Estudio de las posibilidades de transporte de los materiales durante la fase de construcción.

Riesgos económicos.

Volatilidad de los tipos de interés y cambio del mercado, inflación en el país donde se emplazará el parque eólico, fluctuación de precios de las materias primas.

Solución: firma de la financiación a tipo fijo y en la moneda en la que el proyecto reciba sus ingresos, emisión de bonos a interés fijo, uso de swaps por parte de la financiación del proyecto, contratos a largo plazo, uso de créditos multdivisa con *cross currency swaps* (seguros de tipos de cambio), derivados financieros ante la inflación, negociar con el *off-taker* que asuma parte del impacto ante posibles subidas de intereses, bloquear el reparto de dividendos cuando no se cumplan ciertas condiciones, establecer un orden obligatorio en la devolución de la deuda.

Riesgo político.

Condiciones muy restrictivas para la obtención de licencias por parte de los gobiernos, así como obligaciones por colaborar con empresas locales y contratar trabajadores nacionales.

Solución: acordar con la administración del país la estructura societaria y el marco fiscal del proyecto, transferir al *off-taker*, en caso de que sea un organismo público, el riesgo de cambio de ley, exigir todas las aprobaciones y licencias necesarias antes del primer desembolso del préstamo, uso de cuentas en bancos solventes y de países estables, comprobar la existencia de sistemas internacionales de arbitraje para



disputas¹, incluir a instituciones financieras globales que puedan influir sobre el gobierno, establecer un nivel de capital contingente. Estudiar posibles rechazos por motivos religiosos o culturales del país.

Riesgo legal.

En muchos países los marcos legales pueden ser completamente diferentes al que encontramos en España: ejecución de garantías más rápida (i.e. Luxemburgo), mayor protección de los accionistas etc.

Solución: contratar un equipo de asesores legales que revisen toda la documentación del proyecto con la participación de bufetes de abogados nacionales e internacionales, buscar una opinión legal vinculada a otra organización con experiencia en el sector y escoger jurisdicciones neutrales siempre que sea posible.

Riesgo de fuerza mayor.

Incluimos aquí huelgas, desastres naturales, riesgo de guerra o ataques terroristas y epidemias.

Solución: analizar todos los casos de fuerza mayor, distribuir los riesgos entre las diferentes partes del proyecto.

Riesgo medioambiental.

El riesgo medioambiental está ganando cada vez más importancia por lo que los acreedores deben estar atentos ante las responsabilidades medioambientales en el caso de que se ejecuten las garantías del proyecto.

En general, la generación de electricidad con energía eólica no contribuye en el calentamiento global, pero afectan al entorno visualmente y a la fauna y la flora de su emplazamiento, sobre todo a las aves. También hay que tener en cuenta que el trato posterior se va a dar a torre y palas al final de su vida.

Solución: contratar a expertos independientes que aseguren que se cumple con la normativa medioambiental, consultar con organizaciones ecologistas locales, incluir cláusulas de garantías e indemnización al deudor, contratar seguros, exigir avales de desmantelamiento tras el periodo de vida del proyecto.

¹ (Monforte, 2019)



6. CONTRATOS.

Para este tipo de proyectos con una financiación que permite un elevado grado de apalancamiento, se necesita una estructura contractual elaborada y supervisada por el área jurídica de los bancos financiadores y bufetes de abogados externos. Los contratos suelen estar relacionados entre sí, por lo que, el incumplimiento de uno de ellos podría llevar a una reacción en cadena del resto.

6.1. CONTRATO DE FINANCIACIÓN.

Es el contrato principal del proyecto y el que recoge toda la clave de la financiación del proyecto: *covenants* afirmativos, negativos y financieros, las amortizaciones anticipadas voluntarias y obligatorias, así como las cláusulas de vencimiento anticipado.

Debe reflejar: importe del préstamo, cantidad y momento de aportación de fondos por parte de cada uno de los accionistas, fecha y condicionantes de la primera entrega de fondos del préstamo, temporalidad de esta disposición de fondos, intereses, comisiones de apertura, limitación del recurso de los sponsors, cuadro de amortización del préstamo, estructura de garantías, cascada de pagos, pignoración de las acciones de la sociedad vehículo.

6.1.1. COVENANTS O CLAÚSULAS DE PROTECCIÓN.

Los *covenants* son un conjunto de condiciones incluidas en el contrato que debe cumplir el deudor, hacen referencia a los activos del proyecto, los ratios de liquidez, solvencia... Su incumplimiento puede implicar la ejecución de garantías por parte acreedor, como puede ser el vencimiento inmediato de la deuda. Encontramos tres tipos:

Covenants afirmativos

Representan obligaciones sobre la empresa, como mantener los activos del proyecto en perfecto estado, entregar los resultados financieros de forma periódica, contratar coberturas del tipo de interés, informar sobre situaciones que puedan afectar negativamente a alguna parte, permitir el acceso de expertos independientes contratados por las entidades financieras....



Covenants negativos

Limitaciones o prohibiciones de ciertas acciones a los directivos, a no ser que haya consentimiento explícito, como aumentar su endeudamiento, entregar garantías a otras partes, en el reparto de dividendos, cambiar la estructura del SVP, limitar las inversiones en activos fijos, la posibilidad de *leasings* etc.

Los covenants también se pueden clasificar según el elemento al que afecte (Pérez-Iñigo, 2011):

- a. Covenants de los activos: indican que derechos sobre los activos de una empresa un prestamista en caso de liquidación.
- b. Covenants de los dividendos: restricciones en el cobro de dividendos, según nuevas emisiones de acciones, beneficios etc.
- c. Cláusulas de vinculación: obligación a la empresa de permitir auditorías externas.
- d. Covenants financieros: obligación de cumplir a partir de una determinada fecha una serie de ratios de liquidez y solvencia:
 - Ratio de Cobertura para el Servicio de Deuda (RCSD) superior a X_1 .
 - Ratio de cobertura de intereses (EBITDA/gastos financieros) superior a X_2 .
 - Mantener una proporción Fondos propios/Deuda neta superior a X_3 .

6.1.2. AMORTIZACIONES ANTICIPADAS.

Por un lado, tenemos las amortizaciones anticipadas obligatorias que incluyen los ingresos procedentes de: venta de activos no reinvertida en activos similares, indemnizaciones de seguros a partir de una cifra, aplicación del esquema *cash sweep*, emisiones en los mercados de capitales y solicitud de nuevas deudas.

Por otro lado, encontramos las amortizaciones anticipadas voluntarias, que son permitidas en las fechas de pago de intereses a partir de cierto nivel, estando restringido la devolución de estos.

6.1.3. VENCIMIENTOS ANTICIPADOS.



Cuando es superado un periodo inicial del proyecto, está permitido amortizar parte del préstamo en las fechas fijadas para el pago de los intereses, siempre y cuando se supere una determinada cantidad.

6.2. CONTRATOS ADICIONALES.

Además del anterior, existen una serie de contratos complementarios que deben estar igualmente analizados con detalle para que la financiación del proyecto vaya a buen puerto.

6.2.1. ACUERDO DE CONCESIÓN O LICENCIA.

Este contrato se suele llevar a cabo con los gobiernos de los países, el modelo se llama **Build, Operate and Transfer o BOT** en el cual, el concesionario asume todos los costes de la construcción, opera la planta durante un tiempo determinado y, finalmente, la transfiere al Estado.

En nuestro caso, la generación de electricidad con renovables está liberalizada en España, por lo que no existirá contrato de este tipo en ningún caso.

6.2.2. CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN.

En éste se detalla que empresa se encargará de construir el proyecto de la SVP en un plazo fijado y a un precio cerrado (contratos llave en mano). El pago al constructor se suele hacer de forma gradual durante el periodo de construcción: entregando al inicio una parte para cubrir costes iniciales, continuando con una serie de pagos durante el desarrollo y entregando el último pago en la fecha acordada según se cumplan todas las garantías.

6.2.3. CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

En caso de que la SVP no se haga cargo de la operación y mantenimiento de la planta, bien por deseo, o por que sea recomendable que lo haga otra empresa que cuente con la tecnología adecuada para el trabajo.



Incluyen también cláusulas de penalizaciones y bonus según como el trabajo realizado, plazos fijos para los trabajos, permisos para que especialistas externos acudan a comprobar los resultados etc.

6.2.4. CONTRATOS DE SEGUROS.

Puesto que este tipo de proyectos tienen plazos de operación y financiación de hasta 50 años, es fundamental contar con mitigantes del riesgo por los tipos de cambio del mercado de divisas, tipos de interés bancarios o volatilidad de los precios de la electricidad. La solución es la cobertura que ofrecen las compañías de seguros o el mercado de derivados financieros: *Cross Currency Swap*, futuros y contratos por diferencias.

En nuestro caso, el Euro es una moneda de reserva mundial, por lo que el tipo de cambio tampoco debería preocuparnos.

6.2.5. CONTRATOS DE VENTA DE ELECTRICIDAD.

Este acuerdo es fundamental para la solvencia de la planta eólica en el largo plazo, puesto que todos los ingresos vendrán de la venta de la energía.

En el momento de la venta encontramos típicamente dos opciones:

1. Vender la energía en el mercado libre de la electricidad, es decir, al *pool*
2. Firma de un contrato de venta de energía con un *off-taker*
3. Una mezcla de ambos: contrato de venta de una parte de la producción, venta de la electricidad por contrato sólo en ciertos periodos etc.

En el primer caso la planta recibe un precio de mercado en €/MWh, por lo que se requerirá de consultores especializados en el mercado para hacer previsiones de los precios en el futuro.

En el segundo caso tenemos los *Power Purchase Agreement* -PPA- en los cuales un comprador paga por toda la energía generada por la planta por un periodo de tiempo acordado. El precio acordado suele estar indexado a la inflación, en otros casos, se opta por fijar los precios periódicamente según avanza el contrato.

Estos contratos permiten al *offtaker* tener una previsión del coste de la energía para protegerse de la volatilidad de los precios, o conseguir un beneficio económico con la reventa en caso de que prevea que los precios aumentaran en el futuro.

Por otro lado, el productor de electricidad, en algunos casos, vende solo la energía que pueda generar en cada momento, por lo que todo el riesgo en la oferta de energía está en manos del comprador: en caso de que la producción baje, será responsabilidad suya buscar otra fuente de electricidad.

En algunos países, los *PPA* suelen incluir obligaciones también para el vendedor de la electricidad: volumen mínimo de producción obligatorio que, en caso de no alcanzarlo, deberá compensar al comprador de algún modo.



Figura 6.1 Evolución de los pagos en un CFD de venta de electricidad (WindEurope, 2020).

Por último, incluir también los contratos por diferencias (*CFD*). Esta opción, si está bien diseñada, resuelve los problemas de la fluctuación de precios en el mercado, fijando una compensación entre dos partes en torno a un precio fijo cuando el precio real sea superior, o inferior. En los últimos años se ha situado como la preferencia de los inversores, llegando a un acuerdo, de forma habitual, con el gobierno del país.



Figura 6.2 Esquema de los diferentes contratos con la sociedad propietaria del parque eólico.

7. EJEMPLO MODELO FINANICERO PARQUE EÓLICO ONSHORE DE 400 MW.

El objetivo de este modelo de Excel, que incluiremos en los anejos del trabajo, será el de establecer una valoración de la compra apalancada de un parque eólico teniendo en cuenta las diferentes limitaciones y preferencias de acreedores y promotores, de forma que podamos ver cuál sería el precio final tras la negociación.

Las plantas de generación con energías renovables suelen emplear herramientas de financiación como el “*Project Finance*” para nuevas construcciones. En el *PF*, al igual que en los *LBO*, se emplea una sociedad vehículo para el proyecto (*SPV*), de forma que los activos y pasivos de la planta queden fuera de balance de la sociedad propietaria.



Partiremos de esta sociedad propietaria del parque que se encargará de construirla con una estructura de capital en la que el nivel de deuda es moderado y, a continuación, en la fecha de inicio de comercialización de la electricidad, se llevara a cabo el cambio de accionistas.

El objetivo de los nuevos propietarios será el de financiar la compra aportando un 10% de fondos propios y solicitar el resto al mercado de deuda, sin embargo, comprobaremos como esto solo será posible siempre y cuando se cumplan con una serie de restricciones (*covenants*) que marcan los acreedores para asegurar que no se dispare el riesgo de la operación.

La principal garantía que ofrecerán los nuevos propietarios serán los futuros flujos de caja esperados, el equipo directivo y su experiencia, y los activos del parque.

La compra será financiada con una mezcla de deuda y recursos propios, por lo que se debe responder a dos preguntas:

1. ¿Cuánto puedo endeudarme?
2. ¿Cuál es el valor real de las acciones dado el nivel de apalancamiento (endeudamiento) alcanzado?

7.1. BUENAS PRÁCTICAS EN EXCEL.

Antes de empezar con el desarrollo del modelo, es conveniente marcar una serie de pautas y técnicas iniciales para facilitar la comprensión de la gran cantidad de datos que incluiremos.

1. Comenzaremos creando una primera página de Excel que nombraremos como “Portada”. En ésta incluiremos la información sobre el título, autor y objeto del modelo, así como una lista de los formatos que se dará a los datos y celdas según sus características y función.
2. Todas las páginas del archivo seguirán una estructura por columnas consistente, de forma que tengamos siempre el mismo tipo de datos/información.
3. Congelaremos las columnas de la izquierda, de forma que la información sobre los datos que hay en cada fila, las unidades, y los totales sean siempre visibles mientras nos deslizamos hacia la derecha del archivo.
4. Todas las suposiciones deben estar visibles en el modelo.
5. Las entradas del modelo estarán recogidas únicamente en dos páginas, de forma que sea fácilmente identificable toda la información.



6. Emplearemos la utilidad de crear rangos y listas en Excel, de forma que sea más fácil y visible referenciar los datos desde las fórmulas. Éstos utilizarán una nomenclatura que no haga necesaria su memorización.
7. Tendremos una página en la que se referenciarán todos los periodos en los que se lleva a cabo una acción o movimiento de dinero, indicándose por las variables 1/0, que nos serán útiles en operaciones aritméticas.

7.2. INFORMACIÓN INICIAL DEL MODELO.

Recogeremos en tablas todos los datos que introducimos en el modelo y que, por tanto, son modificables cuando se desee.

7.2.1. ESTRUCTURA DE CAPITAL INICIAL PARQUE EÓLICO.

Valor contable del Activo Fijo de la planta en €/W	1.2 €/W
Apalancamiento del Parque Eólico previo al LBO	65%

Tabla 7.1 Valor contable inicial del activo y apalancamiento previo del parque eólico.

Para este modelo hemos escogido un parque de una potencia instalada de 400MW, estimando un valor en libros en a fecha de inicio de operaciones comerciales (COD) de los activos 1,2 €/KW y un apalancamiento del 65%.

Para la estimación del valor de activo fijo hemos elegido tomar los costes de inversión por MW de potencia en 2019, publicados por la agencia IRENA (IRENA, 2020):

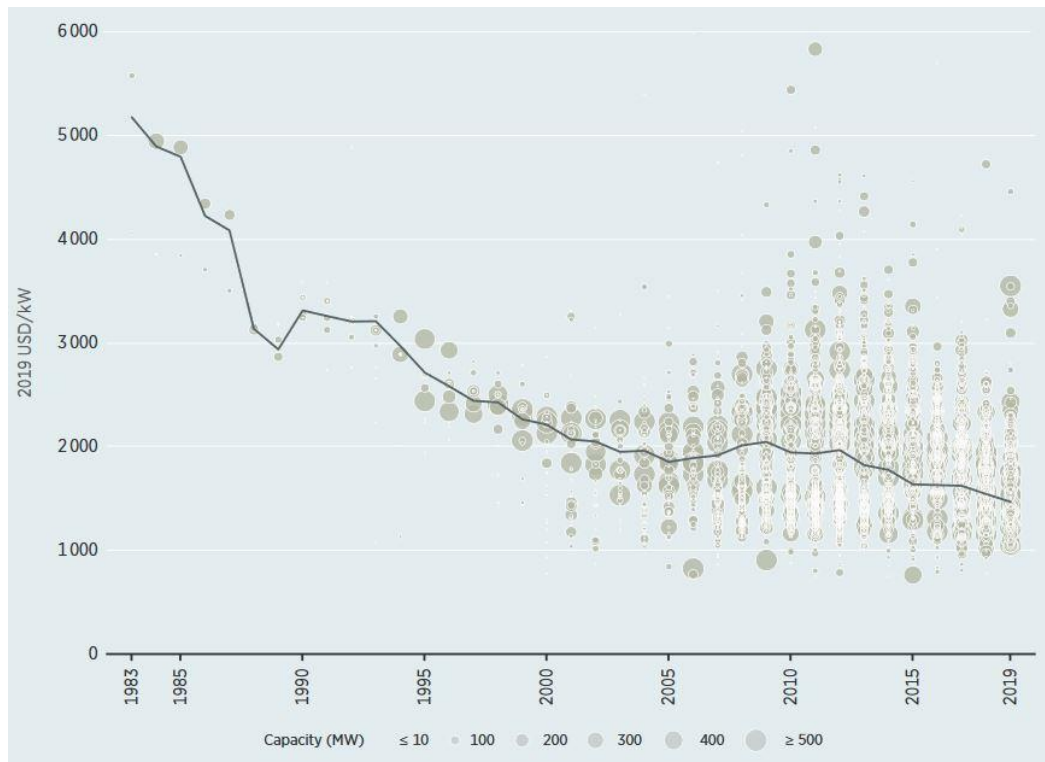


Figura 7.1 Estimación de costes totales de inversión para parques eólicos terrestres de gran potencia 1983-2019 (IRENA, 2020).

El apalancamiento se refiere a la relación entre el valor de la deuda de la sociedad en la empresa y el valor total de los activos de la empresa. Con esto, podemos conocer cuál es la estructura de capital previa a la compra:

ACTIVO 480 M€	DEUDA 312 M€
	RECURSOS PROPIOS 168 M€

Figura 7.2 Esquema de la estructura de capital hipotética previa al LBO

Tras la compra apalancada por parte de un inversor externo podremos comprobar como el reparto entre deuda y recursos propios se alejará, y también, por supuesto, como aumenta el valor de la empresa al incrementar el endeudamiento gracias a las desgravaciones fiscales de los intereses del préstamo.



7.2.2. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.

Introducimos en primer lugar las hipótesis generales de tiempo escogidas, en nuestro caso:

Fecha de inicio del modelo	1-enero-2018
Fecha de inicio de Comercialización de la Electricidad (COD)	1-abril-2018
Vida del periodo de operación del Parque Eólico	24 años

Tabla 7.2 Hipótesis de fechas de inicio del modelo, fecha de comienzo de operaciones y años de vida del parque eólico.

A continuación, para modelar la energía producida y, por tanto, los ingresos que tendremos en nuestro parque, debemos introducir los parámetros que nos permitan calcular la generación eléctrica según las mediciones de energía del viento en nuestro emplazamiento.

La energía del viento tiene su origen en cambio de temperaturas, entre capas de la atmósfera, gracias al sol. Sólo un pequeño porcentaje de la energía de sol se transforma en viento, pero su total aprovechamiento podría abastecer toda la demanda energética del mundo (Madrado Maza & Balbas García, 2010).

Las turbinas eólicas producen corriente alterna en un generador gracias al movimiento de un eje impulsado por las hélices de los molinos. Estas hélices, a su vez, se mueven gracias a la energía del viento a su paso por ellas, por lo que la generación de electricidad no será constante a lo largo del día. Además, la tecnología actual solo permite aprovechar los vientos horizontales y dentro de un rango de velocidades: a partir de cierta velocidad el aerogenerador debe pararse para evitar daños.

La producción, por tanto, será intermitente a lo largo de los días, meses, y años. Para poder estimar la generación necesitamos realizar mediciones de la velocidad del viento durante, al menos, 18 meses en el emplazamiento donde se quiere instalar el parque, y a la altura de las turbinas.

El factor que mide la producción anual obtenida en un parque respecto al máximo teórico es el llamado **factor de capacidad**. A modo de ejemplo:

Suponemos una planta de 250MW produce 1,095GWh de energía en un año dado, esto es un factor de capacidad del 50% puesto que:

$$E_{max}=250MW*8760h=2190GWh$$

$$C=1.095/2190=0.5$$

También puede expresarse como **horas equivalentes anuales** multiplicándolo por 8760h.

En el caso de la energía eólica, por tanto, el factor de capacidad estará directamente relacionado con la velocidad del viento en el emplazamiento.

La viabilidad financiera del proyecto depende de muchos factores, pero, en general, un parque eólico *onshore* requiere factores de capacidad del 35% al 45% para resultar interesante a inversores.

En nuestro modelo introduciremos para el cálculo de la producción eléctrica unos parámetros llamados **p-valores**. Los datos recogidos de las mediciones de viento serán recogidos en una tabla, y con estos, podemos obtener gráfica de la función de densidad de probabilidades de producción eléctrica.

Necesitaremos los datos de dos muestras diferentes: mediciones durante un año y mediciones durante diez años. Tras construir la gráfica de ambos, comprobaremos como a medida que aumenta el tamaño de la muestra (10 años) la campana reduce su varianza y, con esto, la probabilidad de obtener valores críticos.

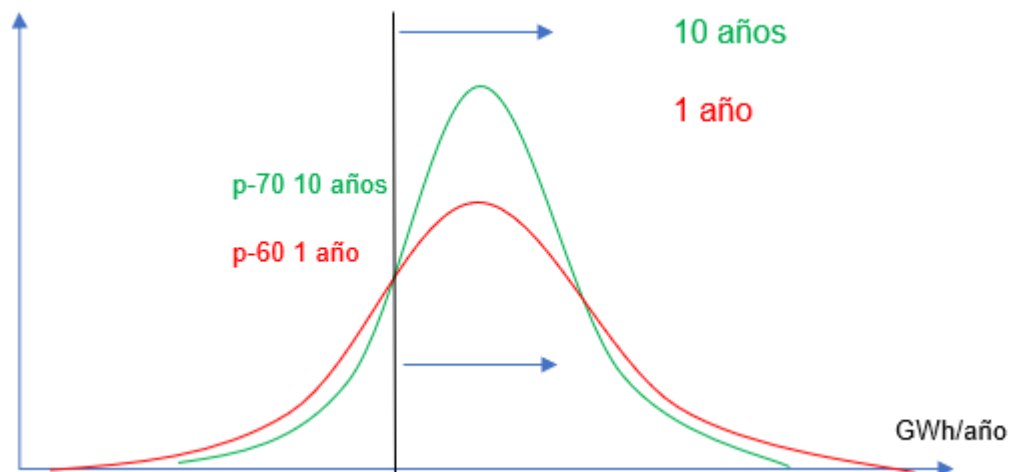


Figura 7.3 Función de densidad típica de las probabilidades de producción anual de electricidad de una turbina.

Sin embargo, a medida que la muestra se reduce, comienzan a aparecer datos más alejados de la media (críticos). Ambas muestras nos serán de utilidad.



En la gráfica podemos ver que, para un mismo nivel de producción anual, digamos 100GWh/año. La probabilidad de obtener una producción igual o superior a ese valor con la distribución de muestra 10 años, es del 70%, frente al 60% que indica la muestra de un año. La probabilidad de superar de producción viene determinada, por tanto, por el área de la función que queda a la derecha de dicho valor.

Otra forma de verlo sería que la probabilidad de no alcanzar la producción del 100 GWh en un año, para la muestra de medidas de 1 año, es del 40%.

El valor probabilístico que nosotros buscamos es la **probabilidad de excedencia**, que es la frecuencia con la que un proceso aleatorio excede algún valor crítico, en nuestro caso, energía eléctrica.

Puesto que cada nivel de producción tiene una única frecuencia de excedencia, nos referiremos a cada uno según su probabilidad, siendo cada uno un p-valor:

- Un nivel p-99 es la producción de energía que esperamos superar el 99% del tiempo.
- Un nivel p-50 es la producción de energía que esperamos superar el 50% del tiempo.

Los p-valor son vitales para la gestión del riesgo, puesto que ofrecen una forma intuitiva de cuantificar los riesgos sobre los ingresos del proyecto, algo que afecta a todas las partes interesadas. Por esto, el modelo financiero deberá contar con los datos de producción correspondientes a múltiples p-valores.

Debido a esto, para el modelado del caso base se suelen tomar los p-valor calculados de una distribución de observaciones a lo largo de un periodo de 10 años, cuya curva tendrá una varianza mucho menor. Por otro lado, para buscar el caso más extremo posible, es decir, la producción mínima que superaremos el 99% del tiempo, usaremos la distribución de 1 año, puesto que sus p-valores extremos estarán más desplazado a la izquierda.

El motivo de optar por esta forma de representar las posibilidades de producción es para considerar una de las últimas publicaciones de la empresa DNV GL, en la que se recoge como las estimaciones matemáticas no se corresponden con la energía del viento real (Garrad Hassan & Partners Ltd, 2019). Por ejemplo, para Gran Bretaña:

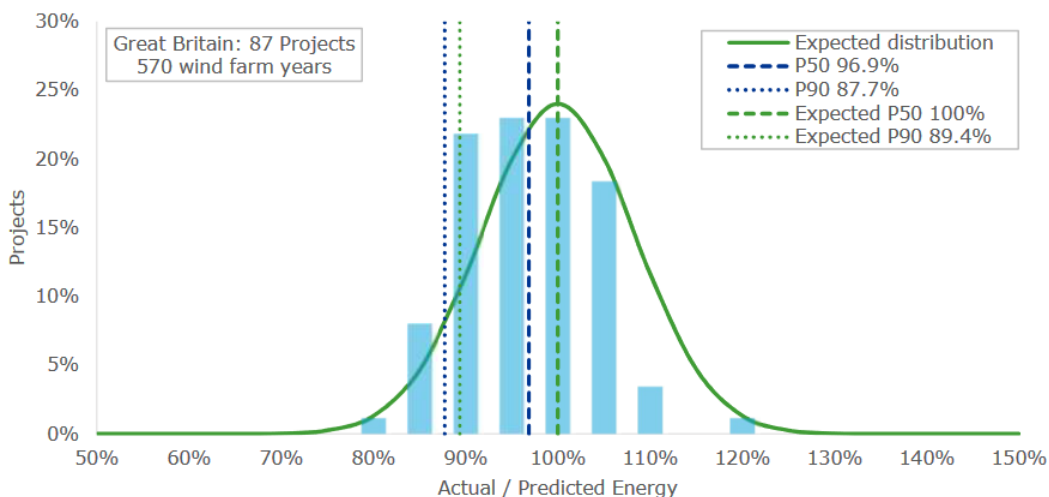


Figura 7.4 Comparación de la energía anual estimada y real del viento en Gran Bretaña (Garrad Hassan & Partners Ltd, 2019)

Para nuestro modelo, hemos cogido los p-valores de las estimaciones que hace Edward Bodmer, en su página web (Bodmer, Wind P99, P90, P50 (1-year, 10-year) and Debt Sizing, s.f.), en base al informe mencionado anteriormente.

Capacidad del parque (MW_{ac})	400 MW_{ac}
P-50 10 años (% sobre capacidad del parque)	35%
P-90 1año (% sobre P-50 10 años)	81%
P-90 10años (% sobre P-50 10 años)	89.6%
P-99 1año (% sobre P-50 10 años)	75,8%
P-99 10años (% sobre P-50 10 años)	86,7%
Factor de disponibilidad de la turbina - Accionistas	99%
Factor de disponibilidad de la turbina - Acreedores	97%
Distribución mensual de la producción según energía del viento	2
Envejecimiento o degradación de las turbinas	0%

Tabla 7.3 Capacidad total en MW, hipótesis de generación, factores de disponibilidad, y degradación de las turbinas del parque eólico.

² Distribución porcentual tomada de la página web de Edward Bodmer (Bodmer, Wind P99, P90, P50 (1-year, 10-year) and Debt Sizing, s.f.).



Teóricamente, para un determinado nivel de viento, deberíamos poder obtener una cantidad de energía, pero en realidad debemos tener en cuenta diferentes pérdidas a lo largo del proceso, que afectaran el rendimiento energético final.

Un análisis financiero requiere emplear el número mínimo y suficiente de datos que permitan calcular las métricas de necesite tu equipo. Incluiremos únicamente hipótesis y cálculos que afecten significativamente a los resultados, que sean importantes para el análisis y que no sean redundantes.

En el caso de los parques eólicos, la métrica más importante, es la disponibilidad de la turbina: el porcentaje de tiempo que la turbina está disponible para su funcionamiento en un periodo.

Una turbina cuya disponibilidad des del 98% anual, no estará funcionando durante un 2% del tiempo.

La disponibilidad de la turbina se tomará como un factor de pérdidas más en el modelo por dos razones:

- Muchos acuerdos de suministro de aerogeneradores (**turbine supply agreements, TSA**) incluyen términos de pagos por compensación en caso de que el porcentaje de disponibilidad de la turbina caiga de un determinado valor, o cobros (*bonus*) en caso de que el rendimiento este por encima de cierto porcentaje.
- Los prestamistas y los accionistas pueden tener diferentes puntos de vista sobre la disponibilidad de las turbinas, por lo que será necesario tener la posibilidad de cambiar el valor de esta en el modelo según para quien esté dirigido.

7.2.3. ACTIVIDAD COMERCIAL.

En el ejemplo hemos supuesto un contrato de venta del 100% de la producción durante los primeros 15 años de operaciones, después se venderá en el pool del libre mercado.

Porcentaje de la producción acordada en el PPA	100%
Duración del PPA	15 años
Fecha de inicio del PPA	1-abril-2018
Precio venta electricidad establecido en el PPA	40.00 €/MWh
Ajuste del precio a la inflación	2%

Estimación de los precios mensuales de venta de electricidad en el “pool”.

3

Tabla 7.4 Hipótesis del contrato de venta de electricidad, PPA, del parque eólico.

Necesitamos también saber cuáles serán los costes operativos del parque. Los parámetros introducidos (IRENA, 2020) son:

Costes fijos	40,000 €/MW-año
Costes variables	1.00 €/MWh
Nivel de disponibilidad mínimo de las turbinas acordado con el fabricante	96%
Nivel de disponibilidad de la turbina a partir del cual deberemos pagar un bonus al fabricante	97,5%
Porcentaje del excedente de ingresos que tendremos que pagar al fabricante en caso de superar el nivel.	20%

Tabla 7.5 Hipótesis de costes operativos del parque eólico, niveles de disponibilidad y bonus en el acuerdo de compra de turbinas.

7.2.4. CONDICIONES INICIALES DE FINANCIACIÓN Y COVENANTS.

En el modelo hemos optado por incluir un único tipo de financiación, Deuda *Senior*, para poder simplificar los cálculos. Lo habitual suele ser que la Deuda *Senior* no llegue a cubrir todos los fondos necesarios, por lo que se suele recurrir a otras fórmulas del mercado de deuda como puede ser un bono con warrants sobre acciones de la empresa.

La estructura de la deuda en compras apalancadas de empresas se caracteriza por estar dividida en diferentes franjas o niveles según su prioridad a la hora de recibir los pagos de la empresa.

La Deuda *Senior* tiene prioridad de cobro respecto al ejemplo puesto antes (bono + warrants), y también sobre los accionistas, esto tiene como resultado que el riesgo del acreedor sea menor y, por consiguiente, la rentabilidad.

La preocupación de los prestamistas es que los flujos de caja libres para el servicio de la deuda obtenidos a lo largo de los meses se mantengan por encima de unos niveles de seguridad de forma que su inversión no peligré. El Ratio de Cobertura del Servicio de Deuda y el nivel de endeudamiento son las dos restricciones típicas en estos contratos.

³ Estimación personal para el modelo.

En la página resumen añadiremos un apartado de las condiciones iniciales de la financiación (Bodmer, 2014):

Estimación del tipo de interés interbancario Euribor-6meses	4
Deuda Senior - Comisión inicial	2.20%
Deuda Senior - Plazo entre servicios de deuda	Semestral
Deuda Senior - Fecha primer servicio de deuda	30-sept-2018
Deuda Senior - Margen inicial sobre Euribor	220 pts.
Deuda Senior - Incremento periódico del margen sobre Euribor	25 pts.
Deuda Senior - Fecha inicio del tenor	31-marzo-2018
Deuda Senior - Tenor del préstamo	20 años
Apalancamiento objetivo del comprador	90%
Límite de apalancamiento para el prestamista.	80%
N.º de pruebas de cobertura requeridas por prestamista	2
P-valor de caso de generación en prueba 1	P-50 10 años
P-valor de caso de generación en prueba 2	p-99 1 año
Deuda Senior - RCSD mínimo para prueba 1	1.4
Deuda Senior - RCSD mínimo para prueba 2	1
Senior Lockup: Mínimo RCSD (Covenant)	1,1
Senior Default: Mínimo RCSD (Covenant)	1

Tabla 7.6 Hipótesis sobre el préstamo y condiciones del prestamista para el cálculo de la deuda.

Los dos *covenants* del final hacen referencia a lo siguiente:

1. Senior Lockup: RCSD = 1,1

En caso de que el Ratio de Cobertura de Servicio de la Deuda se reduzca hasta 1,1 se produce el bloque del reparto de dividendos a los accionistas.

2. Senior Default: RCSD = 1

En caso de que el Ratio de Cobertura de Servicio de la Deuda caiga por debajo de 1, se producirá el vencimiento anticipado del préstamo, de forma que el acreedor puede liquidar la sociedad.

⁴ En las previsiones del Euribor lo hemos mantenido al 0% de interés hasta 2030, a partir de ahí, 130 puntos.



En el apartado de los marcadores de eventos, debemos añadir los periodos en los que deben ser pagados la deuda y los intereses, incluyendo fechas de inicio y fin del préstamo, periodos de pago etc.

7.3. CÁLCULO DE LA DEUDA MÁXIMA QUE ADMITE EL PROYECTO.

El objetivo aquí es conocer como los prestamistas decidirán cuánto dinero están dispuestos a dar para el proyecto.

Este tipo de proyectos, normalmente, están configurados en una sociedad vehículo diferente a la empresa principal, por lo que todos los pagos deben hacerse con los *cashflows* obtenidos de la venta de energía y, en el caso de quiebra, solo se respondería con el activo de esa planta.

Por esto, los prestamistas examinarán con todo detalle los flujos de caja del proyecto para asegurarse que tendrá la capacidad de devolver la deuda y los intereses.

Los acreedores tomarán como base de simulación para calcular la máxima deuda que están dispuestos a sumir el **peor caso base de generación**, es decir, el nivel de generación que será superado el 99% de las veces en la muestra de 1 año: **P-99-1 año**.

Este caso es el que nos permite conocer cuáles serán los ingresos en el peor caso

El ratio que se emplea en estos casos, es el Ratio de Cobertura para el Servicio de la Deuda (RCSD): el cociente entre el *cashflow* libre para el servicio de deuda y el servicio de la deuda (principal + intereses).

Para ayudarnos en los cálculos que tendremos que hacer en este apartado, vamos a crear una nueva hoja de Excel que llamaremos “*Ratios&Covenants*”. En esta, incluiremos todos los resultados de CFLSD en vivo y calcularemos automáticamente si cumplen con los ratios tanto del acreedor para calcular la deuda (RCSD = 1,4 o 1) y los *covenants* de *lockup* en los repartos de dividendos y de default de los accionistas (RCSD = 1,1 y 1 respectivamente).

Por último, también calcularemos cuáles serán el RCSD medio y mínimo estimado para la cantidad de Deuda Senior concedida.

Para calcular la cantidad de deuda, usamos el valor actual de los futuros *cashflows* libres del parque eólico, usando como tasa de descuento la propia tasa de interés mensual del prestamista. En lugar de una tasa de descuento,

emplearemos su inverso, el factor de descuento. La expresión de la deuda máxima admisible será:

$$Q_D = \sum_{t=1}^T \left(\frac{CFLSD_t}{RCSD} DF_t \right)$$

Aquí es donde surge una circularidad en el cálculo del nivel de deuda, esto es debido a lo siguiente:



Figura 7.5 Esquema de la referencia circular en el cálculo de la deuda máxima que admita el proyecto.

Con los CFLSD calculamos el Servicio de la Deuda con el Ratio de Cobertura de Servicio de la Deuda que establezcamos. A través de la expresión anterior, calculamos la cantidad de deuda que estaríamos dispuestos a admitir en el proyecto. Con este valor se calcularán de nuevo los pagos de principal e intereses, que variarán los Beneficios antes de Impuestos (BAI) y, con éstos, el pago de impuestos. Una variación en los impuestos hará que tengamos unos *cashflows* libres para el servicio de la deuda nuevos.

En el modelo de Excel, se ha incluido una “macro” que permite calcular la **cantidad de deuda que aceptaría el prestamista**. Se parte de las siguientes condiciones:

El acreedor no acepta un apalancamiento superior al 80%, y solicita dos test:



1. **Caso de generación base P50 10-años** y un Ratio de Cobertura para el Servicio de la Deuda -RCSD- de mínimo **1.4**.
2. **Caso de generación extremo P99 1-año** y un Ratio de Cobertura para el Servicio de la Deuda -RCSD- de mínimo **1**.

El cálculo automatizado seguirá el siguiente orden:

1. Cantidad de deuda (En el caso inicial colocamos la correspondiente al máximo apalancamiento – 80% \times valor contable activos fijos).
2. Obtenemos los *Cashflows* Libres para el Servicio de la Deuda -CFLSD- con la hipótesis de generación de la prueba 1.
3. Obtenemos los *Cashflows* Libres para el Servicio de la Deuda -CFLSD- con la hipótesis de generación de la prueba 2.
4. Calculamos el Servicio de deuda máximo mensual para cada resultado de las pruebas anteriores dividiendo los $CFLSD_t$ de la prueba 1 y 2 entre 1.4 y 1 respectivamente.
5. Recogemos el servicio de deuda mínimo mensual entre las dos pruebas, de forma que obtengamos un perfil de pago de deuda que cumpla con las condiciones de ambas pruebas en todos los casos.
6. Calculamos el valor actual de los servicios de deuda mínimos en cada caso multiplicando por el factor de descuento correspondiente a cada periodo.
7. Sumamos todos los valores del punto anterior y obtenemos la cantidad de deuda que cumple con los requisitos de las pruebas 1 y 2.
8. Comparamos el apalancamiento máximo permitido con el resultante de esta iteración de deuda.
9. Si es menor al máximo permitido, hemos terminado.
10. Si es un apalancamiento superior al máximo permitido, multiplicaremos la deuda calculada por el máximo apalancamiento y dividiremos por el obtenido para obtener la deuda admisible por el prestamista.

En muchos casos, se opta por emplear también el método “**tailoring**” o “**sculpting**”: en los periodos en los que los CFADS aumenten, también aumentará el servicio de la deuda. Esto es atractivo para el promotor del

proyecto, puesto que así podrá ajustar los pagos de la deuda a los ingresos que tenga en cada periodo, de forma que el proyecto admitirá un mayor apalancamiento.

El resultado obtenido del máximo de deuda que estarían dispuestos a financiar sería de 384,000.0 €. A continuación, vamos a calcular cual sería el valor de compra del 100% de las acciones.

7.4. CÁLCULO DEL VALOR DE LAS ACCIONES DE LA EMPRESA PARA EL COMPRADOR.

Incluimos los siguientes datos al modelo:

Tasa descuento comprador.	15%
Precio de las acciones de la empresa.	5
Fecha del LBO.	31-marzo-2018
P-valor de base de generación para valoración de accionistas.	P-50 10 años
Balance mínimo en Recursos Propios.	1,000.00 €
Periodicidad en los repartos a accionistas.	Semestral
Meses para el primer reparto.	12

Tabla 7.7 Hipótesis generales de un comprador para el LBO.

Plazo depreciación de activos fijos	24 años
Plazo de amortización de los costes financieros	24 años
Plazo de amortización del goodwill en la adquisición	20 años
Impuesto de sociedades	30%

Tabla 7.8 Hipótesis generales para depreciación y amortización e impuesto de Sociedades

Para calcular el precio de compra de las acciones de la empresa vamos a calcularlo con Valor Actual Neto de todos los *Equity cashflows* (Pérez-Iñigo, 2011) resultantes del LBO, sin incluir el pago por las acciones de la empresa, con la tasa de descuento del comprador que hemos escogido, 15%.

De nuevo aquí vuelve a surgir un problema de circularidad como en el dimensionado de la *Deuda Senior*, y es que, el precio pagado por las acciones afecta al resto del balance del modelo. Gráficamente:

⁵ Es el valor que calculará automáticamente el modelo.

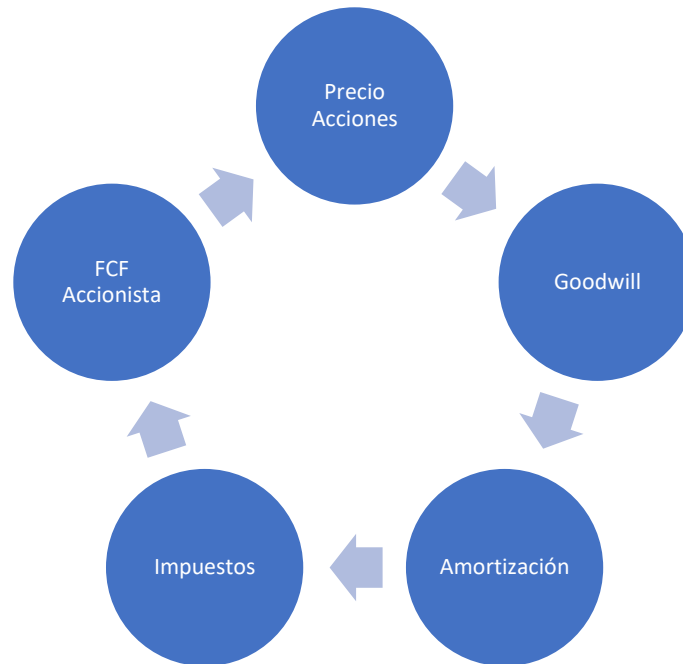


Figura 7.6 Esquema de la referencia circular que surge en el cálculo del V.A.N. del comprador en el LBO.

De nuevo hemos encontrado una solución programando una macro con VBA en Excel, de forma que, con un máximo de 10 iteraciones, consiga que la tasa interna de retorno, T.I.R., de la inversión coincida con la **tasa de descuento del comprado, un 15 %**.

Para calcular el T.I.R. del proyecto, debemos despejar de la siguiente expresión

:

$$\text{Fondos propios aportados} = \sum_t \frac{\text{Equity cashflows}}{(1 + TIR)^t}$$

Nuestro algoritmo, en caso de que el resultado anterior no coincida con el 15%, traslada el resultado del V.A.N. de las acciones al precio base del modelo y recalcula de nuevo la cantidad de deuda en cada ciclo llamando a la macro del apartado anterior. La expresión que calcula el V.A.N. es la siguiente:

$$VAN = \sum_t \frac{\text{Equity cashflows}}{(1 + 0,15)^t}$$

Se incorporará a la hoja “Resumen” el botón que se debe pulsar para que se calcule el valor de compra de las acciones.

7.5. RESULTADOS.

En la hoja “Resumen” del Excel vemos como hemos dividido en diferentes zonas según sea la parte del modelo a la que hacer referencia:

- Primera columna: resumen de la valoración de la planta eólica tras el *leveraged buyout*, parámetros o hipótesis iniciales del modelo, y fuentes y usos de capital para la compra.
- Segunda columna: resultados operativos del parque eólico, producción anual, y evolución de los flujos de caja absolutos y relativos con la producción.
- Tercera columna: nivel de endeudamiento resultante y evolución de los servicios de la deuda con sus principales indicadores.

A continuación, recogeremos dos simulaciones: la primera consiste en el modelo con los datos aportados anteriormente, la segunda simulara el *LBO* sin tener en cuenta las restricciones del financiador, es decir, con un 90% de apalancamiento. Compararemos los resultados.

7.5.1. RESULTADOS VALORACIÓN DEL LEVERAGED BUYOUT

Vamos a recoger en una tabla la diferencia entre los principales indicadores de valor de la empresa antes, y después del *LBO*.

	Deuda (M€)	Equity (M€)	Valor Empresa (M€)	V.E./MW
Antes	312	168	480	1,2
Simulación 1	380	194,4	574,4	1,436
Simulación 2	432	225	657	1,6425
Diferencia (2-1)	52	30,6	82,6	0,2065

Tabla 7.9 Resultados del cálculo de deuda y valoración en el *LBO*.

En la simulación 1, es decir, el caso con las restricciones del prestamista:

- La financiación permitida por el banco en forma de deuda *senior* alcanza los 384 M€.
- El valor de las acciones para el comprador que solicita una tasa de retorno del 15% es de 194,4M€.
- Goodwill de la operación: 26,4 M €.

- Los costes financieros por la comisión inicial de la deuda senior son 8,4 M€.
- Con el valor de la antigua deuda a liquidar, de 312 M €, los costes totales de la compra ascienden a 514,8 M €.
- Los fondos propios que deberá aportar el comprador son de 130,8 M€.
- El ingreso medio por MWh producido es de 69,8 €.
- El Valor de la Empresa ha aumentado en 98,4 M €, alcanzando los 578,5 M €.

En la simulación 2, con el apalancamiento objetivo del comprador:

- La financiación permitida es de 432 M€, un 10 % más de apalancamiento.
- El valor de las acciones para el comprador, con un 15 % de tasa de retorno, es de 225,2 M€. Es decir, el Valor Actual Neto de la inversión para un accionista sería de 30,8 M€ mayor en el segundo caso.
- Goodwill de la operación: 57,2 M€
- Los costes financieros por la comisión inicial de la deuda *senior* son 9,5 M€.
- Los costes totales de la compra ascienden, en este caso, a 546,7 M€.
- Los fondos propios que debe aportar el comprador son de 114,7 M€.
- El valor de la empresa aumenta en este caso en 177 M€, 82,6 M€ más que en el anterior caso.

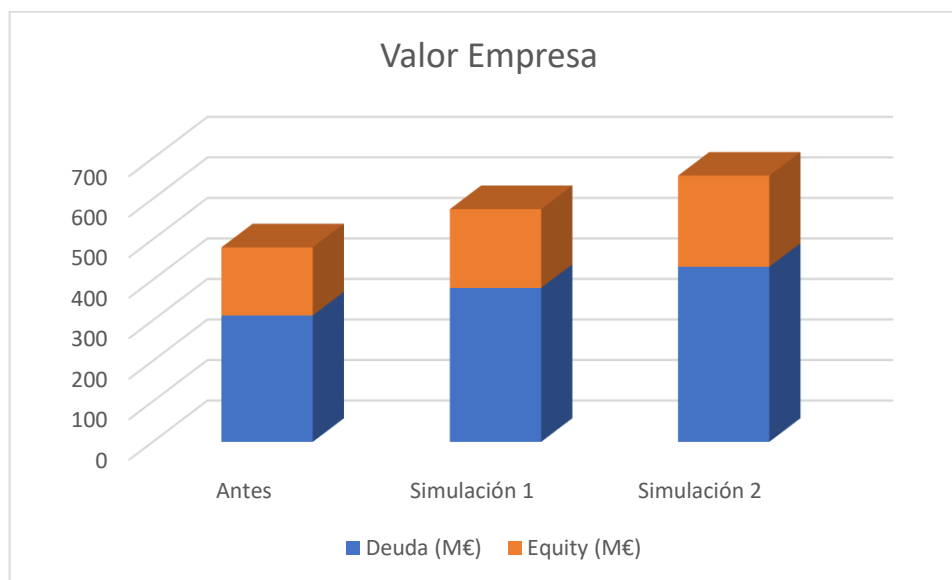


Figura 7.7 Evolución del valor del parque eólico tras el LBO en las dos simulaciones.

Como hemos visto en los primeros capítulos, valor y precio no es lo mismo. En el modelo hemos calculado un valor actual neto de la inversión en las acciones a partir de la tasa de descuento requerida por el comprador. Esto, nos da un

precio máximo a pagar por las acciones, lo que no significa que en la negociación no se pueda conseguir un precio más bajo y, así, aumentar el T.I.R. de la inversión.

En la siguiente tabla recojo los resultados del T.I.R. para diferentes precios de compra en el primer caso de simulación:

VAN	200 M€	194,6 M€	190 M€	180 M€	170 M€
TIR	14,53%	15%	15,41%	16,43%	17,61%

Tabla 7.10 Evolución del T.I.R. para diferentes precios pagados en el LBO.

Por último, recogemos en la siguiente tabla cual sería el T.I.R. en cada una de las dos simulaciones si consiguiéramos un precio igual al valor original en fecha de inicio de comercialización (COD):

	Simulación 1	Simulación 2
Precio acciones	168 M€	168 M€
T.I.R.	17,88%	25,30%

Tabla 7.11 T.I.R. resultante para cada simulación en el caso de pagar el valor original de los fondos propios.

7.5.2. RESULTADOS OPERATIVOS DEL PARQUE EÓLICO.

La segunda columna de nuestra página resumen nos enseña los siguientes resultados, iguales para ambas simulaciones:

OPERACIONES		
Capacidad de la planta	400	MW
P50 10 años	1.226	GWh/año
Años de operaciones	24,0	años
Ingreso medio por MWh	69,8	€/MWh

Tabla 7.12 Resultados operativos del parque eólico para las dos simulaciones

- El ingreso medio por MWh producido es de 69,8 €.
- La producción anual base p-50 10 años = 1226 GWh, es decir, el 50 por ciento de los años se espera superar ese nivel de producción.

La estimación de los *cashflows* del parque a lo largo de los 24 años de operaciones son los siguientes:

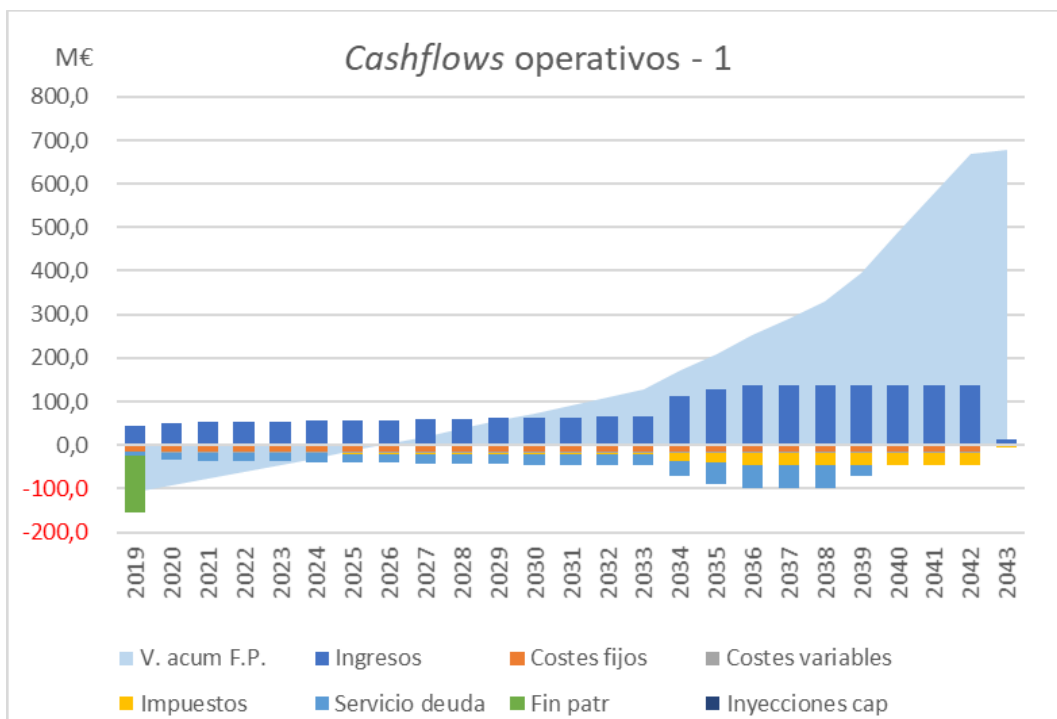


Figura 7.8 Evolución de los flujos de caja operativos anuales para la simulación 1

Podemos ver varias cosas interesantes:

1. En verde, al inicio, tenemos el desembolso inicial de fondos propios por el comprador del parque eólico (130,8 M€)
2. En cuanto a los ingresos, vemos que se mantienen constantes durante los primeros 15 años que dura el contrato de venta de electricidad (PPP) con un precio fijo de 40€/MWh. Al año siguiente de finalizar, los ingresos del parque se disparan, puesto que la estimación de precios de venta en el pool introducida en el modelo indica, una evolución desde los 90 €/MWh en 2033 hasta 111,2€/MWh en 2035.
3. Si nos fijamos en el servicio de la deuda, vemos el efecto que tiene el haber estimado un EURIBOR igual al 0% desde 2019 hasta 2030.
4. También vemos como el servicio de la deuda termina en 2038, lo que coincide con los 20 años del tenor de la deuda senior.
5. Costes fijos y variables constantes a lo largo de todos los años. Es consistente con el modelo, puesto que no hemos incluido ningún incremento de estos a lo largo del tiempo.
6. Los impuestos crecen a medida que aumentan los ingresos a partir de 2033.
7. El área azul del fondo nos muestra cómo va evolucionando la inversión del *leveraged buyout* de los accionistas, desde el desembolso inicial de

131 M€, hasta el periodo entre 2025 y 2026 donde pasa a positivo y a partir de ahí llegando hasta los 677,7 M€.

Para la segunda simulación:

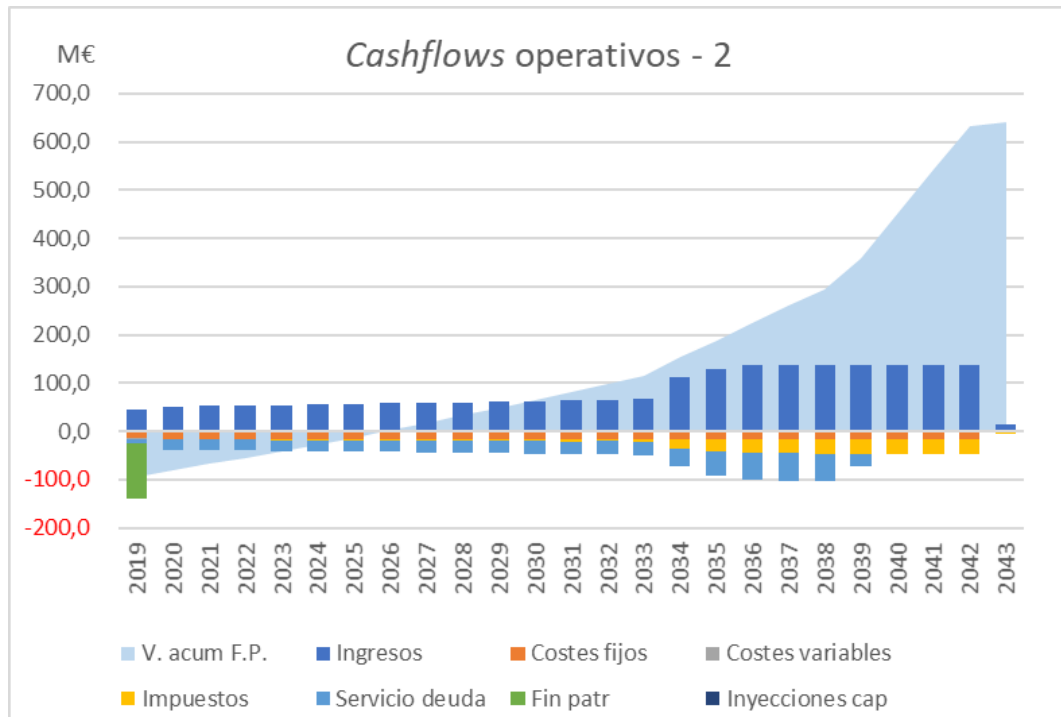


Figura 7.9 Evolución de los flujos de caja operativos anuales para la simulación 2

- No vemos grandes diferencias, simplemente un mayor servicio de la deuda
- El retorno acumulado sobre los fondos propios en la inversión es de 642 M€, es decir, los ingresos a accionistas serán de $114,7 \text{ M€} + 642 \text{ M€} = 756,7 \text{ M€}$.

Los *cashflows* relativos al volumen de producción:

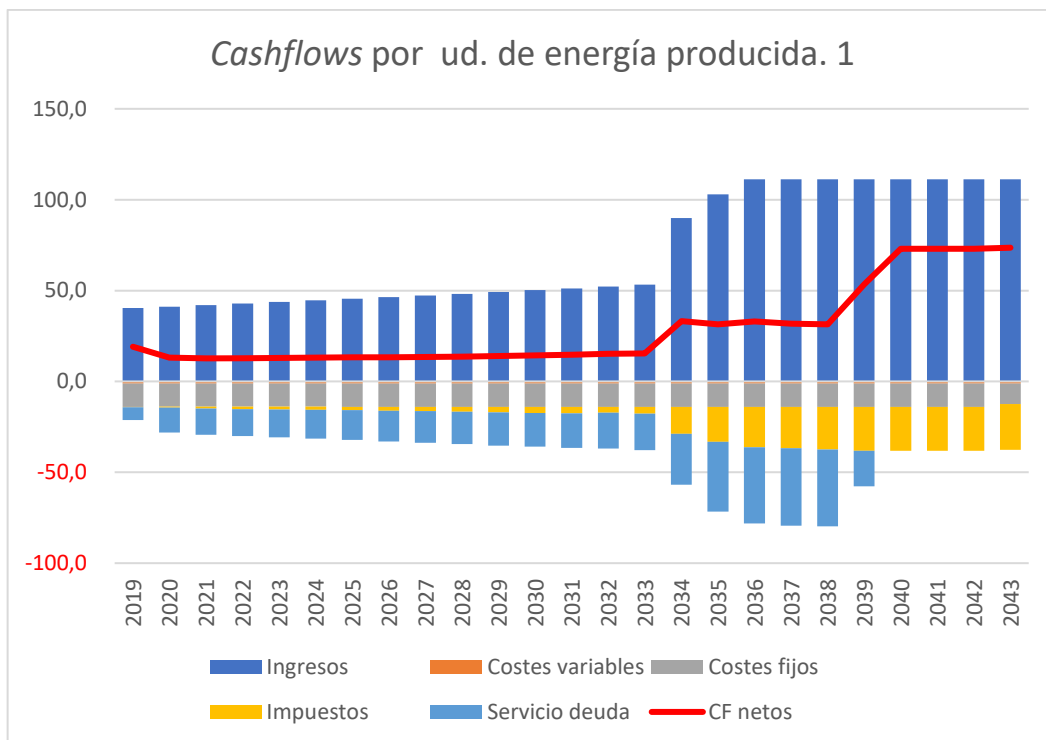


Figura 7.10 Evolución de los flujos de caja operativos anuales por MWh para la simulación 1

Los resultados a observar son los mismos que en la gráfica anterior, destacando también como se incrementan rápidamente los *cashflows* operativos netos tras el fin del *PPA* en 2033 y terminar de pagar la deuda *senior* en 2038.

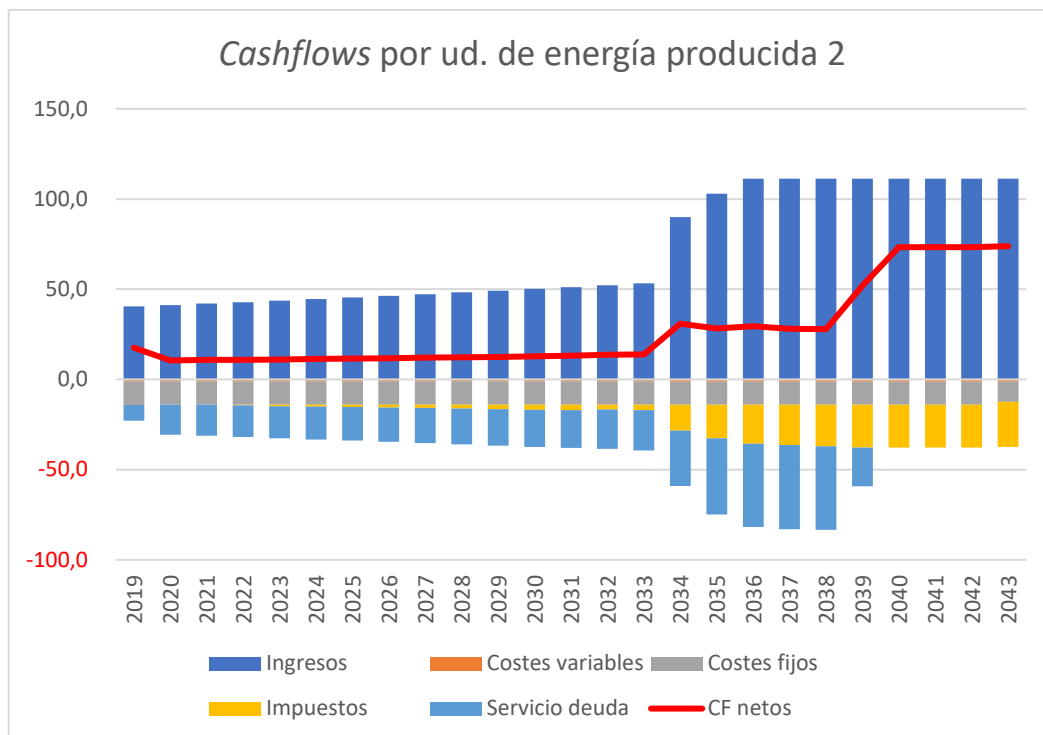


Figura 7.11 Evolución de los flujos de caja operativos anuales por MWh para la simulación 2

- Al igual que antes, la diferencia es mínima, un mayor servicio de deuda.

7.5.3. RESULTADOS DEUDA SENIOR

Comenzamos fijándonos en la tabla que recoge los resultados iniciales del dimensionado de la deuda senior:

DEUDA – SIMULACIÓN 1	
Apalancamiento final (sobre valor contable)	80,0% %
Plazo de devolución	20,0 años
RCSD medio	1,79 x
RCSD mínimo	1,75 x

Tabla 7.13 Resultados del cálculo de la deuda senior para la simulación 1

- El apalancamiento alcanzado finalmente es del 80 % sobre el valor de los activos, es decir. Deuda senior = 80% x 480 M€ = 384 M€
- A lo largo de la devolución de la deuda se ha estimado un RCSD medio de 1,79 y un RCSD mínimo de 1,75. Ambos valores están muy por

encima de los RCSD requeridos por los financiadores y, por supuesto, de los covenants de bloqueo de repartos a accionistas (RCSD =1,1) y default (RCSD = 1).

Para el segundo caso:

DEUDA – SIMULACIÓN 2	
Apalancamiento final (sobre valor contable)	90,0% %
Plazo de devolución	20,0 años
RCSD medio	1,61 x
RCSD mínimo	1,61 x

Tabla 7.14 Resultados del cálculo de la deuda senior para la simulación 2

- El apalancamiento alcanzado finalmente es del 90 % sobre el valor de los activos, es decir. Deuda senior = 90% x 480 M€ = 432 M€.
- A lo largo de la devolución de la deuda se ha estimado un RCSD medio de 1,61 y un RCSD mínimo de 1,61. Ambos valores están muy por encima de los RCSD requeridos por los financiadores y, por supuesto, de los covenants de bloqueo de repartos a accionistas (RCSD =1,1) y default (RCSD = 1).

Tenemos dos gráficas que muestran cómo evolucionan los servicios de la deuda, así como algunas relaciones:

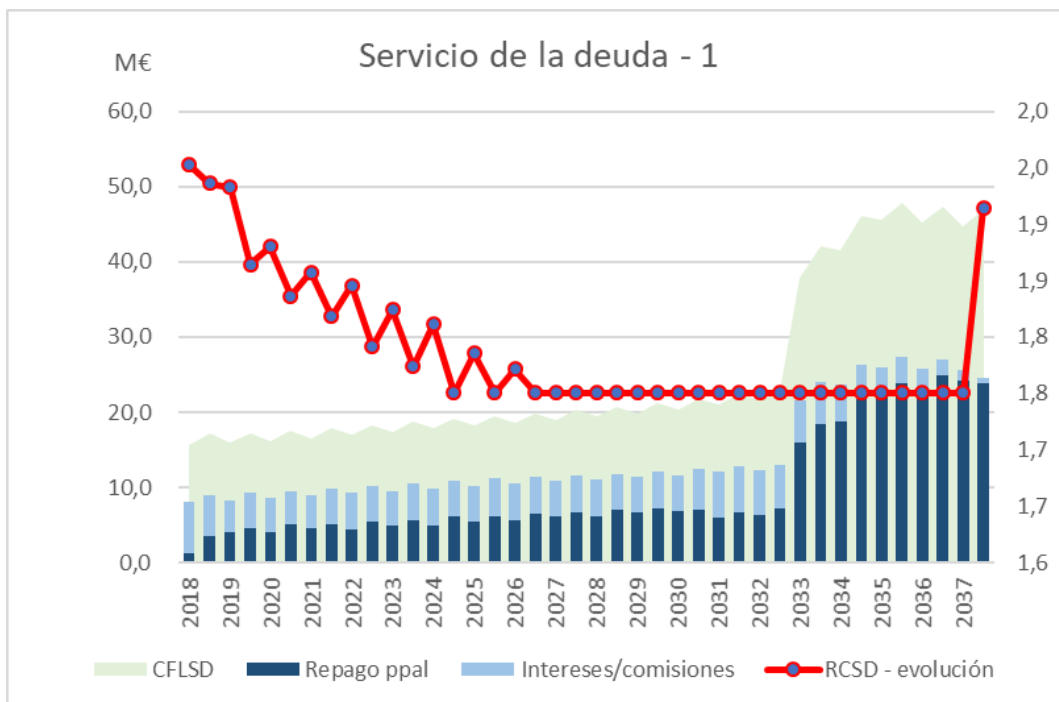


Figura 7.12 Evolución del repago de la deuda, los CFLSD y el RCSD para la simulación 1.

Observamos lo siguiente:

1. Al igual que antes, apreciamos el momento en el que el contrato del PPP finaliza, a partir del cual se aprovecha con ese aumento de los ingresos, a amortizar a mayor velocidad el principal de la deuda senior.
2. Por otro lado, aunque parezca que el RCSD varía mucho, no es más que una reducción de 0,2 al principio y un despunte al final tras finalizar el plazo de devolución de la deuda senior.

En el segundo caso:

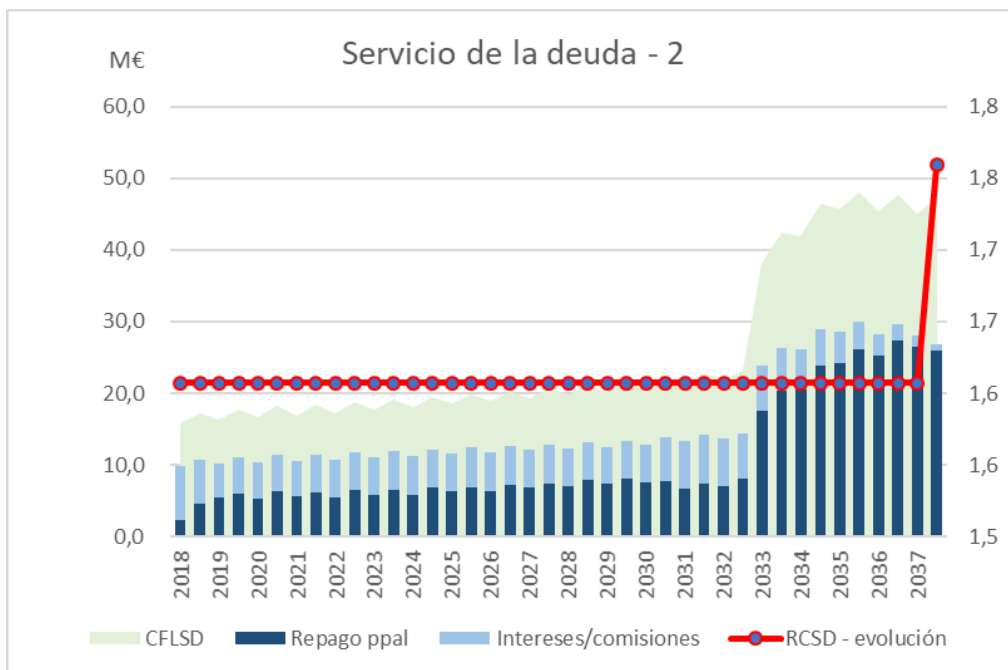


Figura 7.13 Evolución del repago de la deuda, los CFLSD y el RCSD para la simulación 2.

- Comprobamos como el RCSD se mantiene constante a lo largo de todo el plazo de repago de la deuda en 1,61.

El cuarto gráfico que se ofrece nos permite ver la cantidad de deuda viva y su relación con el EBITDA. Para el primer caso:

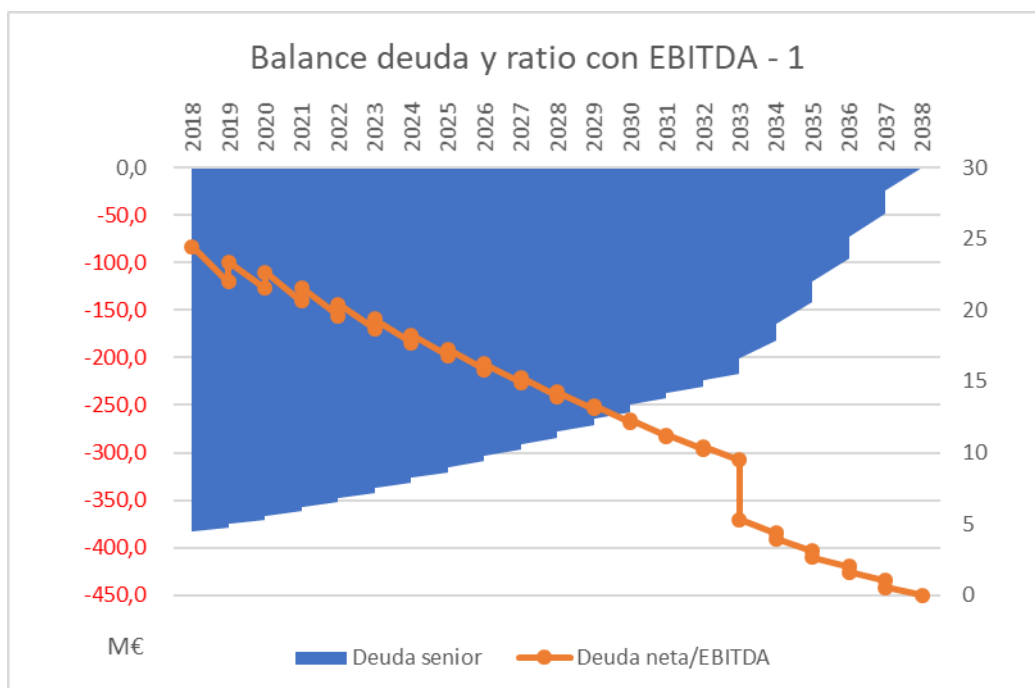


Figura 7.14 Evolución anual del balance neto de deuda senior y su relación con el EBITDA en la simulación 1.

1. Tenemos el área azul que representa la cantidad de deuda senior que queda por amortizar: desde los 384 M€ al inicio del proyecto hasta terminar de pagarla en 2038.
2. La línea naranja representa la relación entre el balance deuda neta en cada periodo y el EBITDA de dicho periodo: fluctúa desde cerca de las 25 veces el EBITDA, reduciéndose bruscamente a la finalización del PPA por el aumento de ingresos.

Por último:

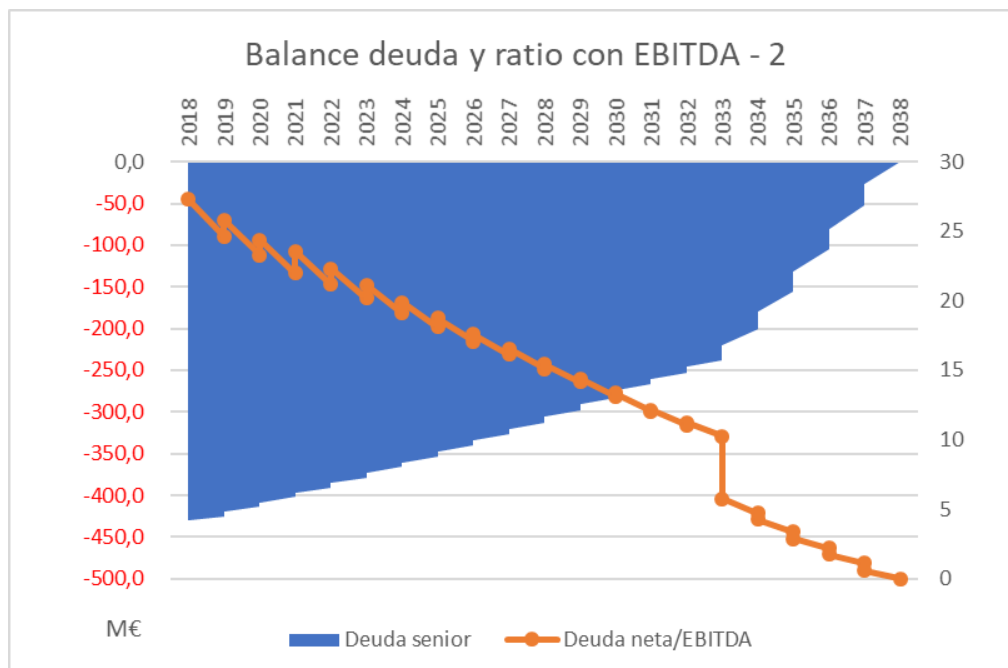


Figura 7.15 Evolución anual del balance neto de deuda senior y su relación con el EBITDA en la simulación 2.

- Podemos ver como el apalancamiento es mayor, hasta los 432 M€.
- En este caso, la relación entre el balance de deuda neta y el EBITDA alcanza valores por encima de 25.

7.5.4. RESULTADOS ESTADO FINANCIERO

En la hoja “Estado financiero” del Excel encontramos: la cuenta de resultados, el balance y el estado de flujos de caja o *cashflows*.

CUENTA DE RESULTADOS			
		Simulación 1	Simulación 2
Ingresos totales	- €'000	- 2.087.316,50	2.087.316,5
Gastos totales	€'000	-418.127,00	-418.127,0
EBITDA - Margen bruto	€'000	1.669.189,50	1.669.189,5
Depreciación - total	€'000	-480.000,00	-480.000,0
Amortización - total	€'000	-35.102,00	-66.689,4
EBIT - Benef antes intereses e impuestos	€'000	1.154.087,50	1.122.500,1
Intereses y tasas	€'000	-185.963,70	-205.341,5
EBT - Beneficio antes de impuestos	€'000	968.123,84	917.158,65
Impuestos - provisiones	€'000	-290.437,20	-275.147,6
NI - Beneficio neto	€'000	677.686,70	642.011,1

Tabla 7.15 Cuenta de resultados para las dos simulaciones.

1. Podemos ver los ingresos totales por venta de electricidad
2. La depreciación total de los activos fijos del parque eólico, que corresponde con su valor calculado al principio: $AF = 1,2 \text{ M€}/\text{MW} \times 400 \text{ MW} = 480 \text{ M€}$. Es igual para ambos casos.
3. La amortización total de la comisión inicial del préstamo (8,4 M€) y del *goodwill* generado en el LBO (26.7 M€).
4. Intereses pagados por la deuda e impuestos pagados finalmente.
5. Para el segundo caso incrementan los gastos en amortización e intereses, pero se reducen en impuestos, lo que refleja como los intereses son desgravables fiscalmente.
6. Beneficio neto de 677.686.700,00 € en el primer caso, reduciéndose en el segundo.

ESTADO DE FLUJOS DE CAJA			
Cash ingresos		2.087.316,50	2.087.316,5
Cash pagos		-418.127,00	(418.127,0)
Cash impuestos		-290.437,20	(275.147,6)
Cashflows operaciones	€'000	1.378.752,40	1.394.041,9
LBO costes	€'000	-515.102,00	-546.689,4
Cashflows inversiones	€'000	-515.102,00	-546.689,4
Fondos para compra - LBO	€'000	515.102,00	546.689,4
Cash pagos a prestamistas	€'000	-569.963,70	-637.341,5
Cash pagos a sponsors	€'000	-808.788,70	-756.700,5
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000	0	0,0
Cashflows financieros	€'000	-863.650,40	-847.352,5
CASHFLOWS NETOS	€'000	0	0,0
COMPROBACIÓN: cash flows netos = 0?	TRUE	T/F	
COMPROBACIÓN: reconcilia con cuenta Cash	TRUE	T/F	

Tabla 7.16 Estado de flujos de caja para las dos simulaciones.

1. Comprobamos como en los *cashflows* totales operativos los ingresos, gastos e impuestos coinciden con la cuenta de resultados. Se refleja el menor pago de impuestos del segundo caso.
2. En los *cashflows* por inversiones encontramos los costes del LBO.
3. En los *cashflows* financieros vemos que cantidades se han ingresado tanto a prestamistas como a sponsors (accionistas). En el segundo caso, sí que corresponde con lo que podemos ver en la gráfica del *cashflows*: el valor acumulado de los fondos propios pasa desde - 131 M€ hasta 677 M€, una diferencia de 808 M€.
4. En el segundo caso vemos como aumentan los flujos a prestamistas y se reducen a accionistas.

8. CONCLUSIONES.

El deterioro del clima por las emisiones de los combustibles fósiles, junto con la dependencia energética de los países en torno a los principales productores, ha llevado a los países desarrollados a tomarse en serio la búsqueda de soluciones. Durante las dos últimas décadas, se han celebrado, sin mucho éxito, numerosas cumbres con los principales líderes políticos del mundo para abordar una necesaria transición energética.

Las energías renovables son tecnologías que han sufrido un rápido de desarrollo tecnológico en las dos últimas décadas y, pese a que fósiles mantienen en nuestros días, se han presentado como una solución real para la reducción de la huella de carbono en el consumo de electricidad.

La energía eólica ha alcanzado un coste marginal de producción muy bajo, por lo que se ha disparado la potencia instalada en todo el mundo, siendo España uno de los líderes mundiales en la generación eólica y el *know-how* del sector.

Las inversiones iniciales en parque eólicos son muy elevadas, del orden de decenas de millones de euros, lo que requiere que sean muchas partes las implicadas en un proyecto y, por consiguiente, muchos intereses.

El negocio de un parque eólico cuenta con varias etapas en las cuales hay que tener en cuenta todos los posibles riesgos para cada una de las partes implicadas. Estos riesgos, no son únicamente los característicos de la operación de la planta, si no también exógenos a esta: legislativos, macroeconómicos, medioambientales o de los países.

La operación de un parque eólico de 400 MW es un negocio complicado en el que hay que tener en cuenta muchos factores a la hora de valorar la inversión. En general, los intereses de promotores y prestamistas serán contrarios a la hora de elegir el nivel de deuda: a más apalancamiento, mayor rentabilidad



para el promotor y mayor riesgo del acreedor. En el momento de redactar los contratos será crítico dejar bien indicado las limitaciones para cada parte.

Para un comprador con la experiencia suficiente en el sector eléctrico, y conocimientos sobre procesos de compra muy apalancados, las rentabilidades pueden ser muy grandes, dependiendo, en gran parte, de su capacidad de negociación en el precio de compra.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**



9. BIBLIOGRAFÍA

- Artie W. Ng, & Jingyan Fu. (2020). *Sustainable Energy and Green Finance for a Low-carbon Economy*. Cham: Springer Nature Switzerland AG.
- Asociación Empresaria Eólica. (8 de septiembre de 2020). *AEE*. Obtenido de www.aeeolica.org
- Bain & Company, Inc. (2019). *Global Private Equity Report*. Boston: Bain & Company, Inc.
- Baker Mckenzie. (2015). *Global LBO Guide*.
- Bodmer, E. (s.f.). Obtenido de Wind P99, P90, P50 (1-year, 10-year) and Debt Sizing: <https://edbodmer.com>
- Bodmer, E. (2014). *Corporate and Project Finance Modeling: Theory and Practice*. Wiley.
- Casanovas, T. (2016). *Project Finance Internacional. Una manera ganadora, inteligente y eficaz de financiar un proyecto de inversión*. Barcelona: Profit editorial.
- Energía y Sociedad. (s.f.). *Las claves del sector energético*. Obtenido de Manual de la energía: <http://www.energiaysociedad.es>
- Garrad Hassan & Partners Ltd. (2019). *Energy Production Assessment validation 2019. Great Britain, Ireland, North Europe offshore and South*. Bristol: DNV GL.
- GWEC. (2020). *Global Offshore Wind Report 2020*. Brussels: Global Wind Energy Council.
- GWEC. (2020). *Global Wind Report 2019*. Brussels: Global Wind Energy Council. Retrieved from gwec.net
- Hürlimann, C. (2018). *Valuation of Renewable Energy Investments. Practices among German and Swiss Investment Professionals*. Zurich: SpringerGabler.
- International Renewable Energy Agency. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Volume 1: Power Sector Issue 5/5. Wind Power*. Bonn: IRENA.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Koh, J. M. (2018). *Green Infrastructure Financing. Institutional Investors, PPPs and Bankables Projects*. Cham: Springer International Publishing AG.



- Madraza Maza, A., & Balbas García, J. (2010). *Centrales Eléctricas I*. Santander: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Santander.
- Manzano, M.-C. (2007). *La evolución de las operaciones de Leveraged Buy Out y su financiación: posibles implicaciones para la estabilidad financiera*. Estabilidad financiera.
- Monforte, C. (11 de septiembre de 2019). *España pierde su undécimo arbitraje por el recorte de las renovables*. Obtenido de CincoDías - El País: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/09/10/companias/1568133422_233643.html
- Pérez-Iñigo, J. M. (2011). *Fusiones, adquisiciones y valoración de empresas*. Madrid: Ecobook - Editorial del Economista.
- Simkins, B., & Simkins, R. (Hoboken, New Jersey). *Energy Finance and Economics. Analysis and Valuation, Risk Management, and the Future of Energy*. 2013: John Wiley & Sons, Inc.
- Taleb, N. N. (2007). *The Black Swan. The Impact of the Highly Improbable*. New York: Random House and Penguin Books.
- The Boston Consulting Group. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Unión Europea. (14 de enero de 2020). *Comisión Europea*. Obtenido de Zona de prensa: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_20_24
- WindEurope. (2020). *Financing and investment trends. The European wind industry in 2019*. Brussels: WindEurope. Retrieved from windeurope.org
- Zabaleta Echarte, S. (30 de junio de 2020). *Noticias de Navarra*. Obtenido de Economía: <https://www.noticiasdenavarra.com/economia/2020/06/30/siemens-gamesa-cierra-planta-aoiz/1059035.html>



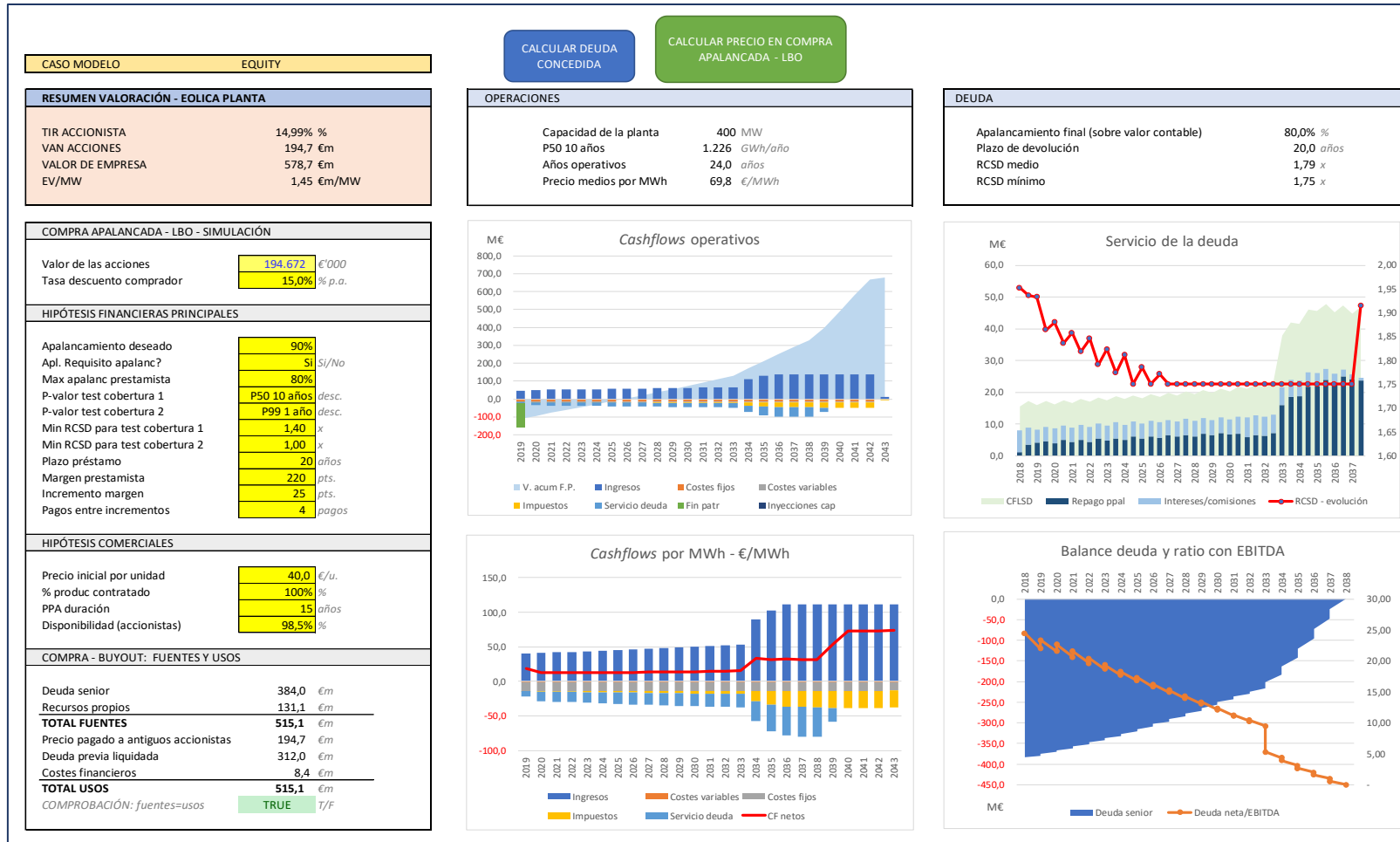
ANEXO 1: MODELO FINANCIERO MODIFICABLE PARA UN LEVERAGED BUYOUT DE UN PARQUE EÓLICO.

Hoja 1. Portada

INFORMACIÓN DEL ARCHIVO	
Título del trabajo de fin de grado	Modelización financiera de un proyecto de inversión en un parque eólico onshore de 400 MW.
Autor	Jose Manuel Gutiérrez Gutiérrez.
FORMATO DE CELDAS	
1 Número	1.000,0
2 Fecha	01-ene-20
3 Calculo	1.000,00
4 Uso experto	1000
5 Dato importado	1.000,00
6 Dato exportado	1.000,00
7 Discontinuidad en la fórmula de la fila	1.000,00
8 Entrada del modelo	1.000,00
9 Rango	1000
10 Entrada del desarrollador (uso experto)	1.000,00
11 Celda fuera de uso	
12 Evento	1 0
13 Comprobación	TRUE FALSE
14 Información/Anotaciones	información
FIN	



Hoja 2. Resumen.



Hoja 3. Buyout.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
BUYOUT			
USO DE FONDOS			
COSTES DE ADQUISICIÓN			
Precio pagado por las acciones	194.672,2	€'000	
Deuda anterior pendiente en COD	312.000,0	€'000	
Suma pagada a antiguos accionistas		€'000	194.672,2
Suma pagada por la deuda antigua		€'000	312.000,0
Coste compra activos		€'000	506.672,2
COSTES FINANCIEROS			
DEUDA SENIOR CANTIDAD	384000	€'000	
Deuda senior - comisión inicial	2,20%	%; \$'000	8.448,0
Total costes financieros - LBO	8.448,0	€'000	8.448,0
RESUMEN			
Total costes compra - LBO	515.120,2	€'000	515.120,2
FUENTE DE FONDOS			
Precio pagado por las acciones	194.672,2	€'000	
Deuda anterior pendiente en COD	312.000,0	€'000	
Total costes financieros	8.448,0	€'000	
Total costes compra - LBO	515.120,2	€'000	
DEUDA SENIOR CANTIDAD	384.000,0	€'000	
Recursos Propios	131.120,2	€'000	
Usos de capital (costes previstos)			
Deuda senior - salidas realizadas	384.000,0	€'000	384.000,0
Recursos Propios - financiación del proyecto	131.120,2	€'000	131.120,2
Resumen de las fuentes de fondos y comprobación			
Fondos para compra - LBO		€'000	515.120,2
Diferencia: fuentes - usos		€'000	
COMPROBACIÓN: fuentes= usos (actualizado)	TRUE	T/F	



BUYOUT VALORACIÓN		
Equity cashflows		
Recursos Propios - financiación del proyecto	€'000	131.120,2
Patrimonio neto - capital recup	€'000	(131.120,2)
Patrimonio neto - dividendos pagados	€'000	(677.673,9)
Recursos Propios - financiación del proyecto	€'000	(131.120,2)
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000	0,0
Patrimonio neto - ingresos cash	€'000	808.794,1
Cash flows netos - Patrimonio	€'000	677.673,9
Cashflows netos de refinanciación	€'000	
Valoración		
EVENTOS: propiedad del comprador	1/0	
CONTADOR: periodos desde la compra		
Tasa descuento comprador.	15,0% %	
Tasa de descuento mensual	1,2% % por periodo	
Factor de descuento mensual	#	
Cashflows actualizados accionista	€'000	194.652,6
VAN accionista	194.652,6 €'000	<i>macro.buyout.equityvalue.CO</i>
Comprobación de TIR en la adquisición		
T.I.R. por la compra de acciones	15,0% %	
COMPROBACIÓN: el precio entrega un IRR = 15%	TRUE	<i>macro.buyout.value.CHK</i>
FINAL		

Hoja 4. Estado financiero.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
ESTADOS FINANCIEROS			
Datos importados para los cálculos			
Gastos totales	€'000		418.127,0
Total impuestos pagados	€'000		290.431,7
Total intereses devengados - operaciones	€'000		185.963,8
Variación en activos por impuestos diferidos	€'000		-
Depreciación - total	€'000		480.000,0
Amortización - total	€'000		35.120,2
Total cashflows a/(de) prestamistas - ope	€'000		569.963,8
Total cash salidas a accionistas	€'000		808.794,1
Total costes compra - LBO	€'000		515.120,2
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000		0,0
CUENTA DE RESULTADOS			
Ingresos totales	- €'000	-	2.087.316,5
Gastos totales	€'000		-418.127,0
EBITDA - Margen bruto	€'000		1.669.189,5
Depreciación - total	€'000		-480.000,0
Amortización - total	€'000		-35.120,2
EBIT - Beneficios antes intereses e impuestos	€'000		1.154.069,4
Intereses y tasas	€'000		-185.963,8
EBT - Beneficio antes de impuestos	€'000		968.105,61
Impuestos - provisiones	€'000		-290.431,7
NI - Beneficio neto	€'000		677.673,9
ESTADO DE FLUJOS DE CAJA			
Cash ingresos			2.087.316,5
Cash pagos			(418.127,0)
Cash impuestos			(290.431,7)
Cashflows operaciones	€'000		1.378.757,8
LBO costes	€'000		-515.120,2
Cashflows inversiones	€'000		-515.120,2
Fondos para compra - LBO	€'000		515.120,2
Cash pagos a prestamistas	€'000		-569.963,8
Cash pagos a sponsors	€'000		-808.794,1
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000		0,0
Cashflows financieros	€'000		-863.637,7
CASHFLOWS NETOS	€'000		0,0
COMPROBACIÓN: cashflows netos = 0?	TRUE	T/F	
COMPROBACIÓN: reconcilia con cuenta Cash	TRUE	T/F	



BALANCE	
Cash - balance final	€'000
Activos fijos - total - balance final	€'000
Costes financieros no amort - balance final	€'000
Goodwill - balance final	€'000
Activos por impuestos diferidos - balance final	€'000
Total ACTIVOS	€'000
Deuda senior - balance final	€'000
Total intereses devengados - balance final	€'000
Total PASIVOS	€'000
Reservas - balance final	€'000
Patrimonio neto - balance final	€'000
Total PATRIMONIO NETO	€'000
ACTIVOS - PASIVOS - PATRIMONIO NETO	€'000
COMPROBACIÓN: $A = P + P.N.$	TRUE T/F

FINAL



Hoja 5. Datos Gráficas.

INFORMACIÓN IMPORTADA PARA LOS GRÁFICOS.			
LÍNEA TEMPORAL MODELO-INICIO			
LÍNEA TEMPORAL MODELO-FINAL			
EVENTOS: periodo compra - LBO		1/0	
EVENTOS: periodos de operaciones		1/0	
CONTADOR: periodos desde compra			
CONTADOR: pagos deuda senior			
Generación	MWh		29.888.758,8
Ingresos totales	€'000		2.087.316,5
Costes fijos	€'000		384.000,0
Total costes variables	€'000		34.127,0
Gastos totales	€'000		418.127,0
Total impuestos pagados	€'000		290.431,7
Deuda senior intereses - pagados - operaciones	€'000		-185.963,8
Deuda senior - pagos del principal	€'000		-384.000,0
Total cashflows a/(de) prestamistas - ope	€'000		569.963,8
Total cash salidas a accionistas	€'000		-808.794,1
CASH FLOWS NETOS TOTALES	€'000		0,0
Recursos Propios - financiación del proyecto	€'000		-131.120,2
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000		0,0
Cash - balance final	€'000		0,0
CFLSD en fechas de servicio - LIVE	€'000		1.014.747,5
Senior RCSD (live CFLSD vs live SD)	x		0
Deuda senior - balance final	€'000		0,0

GRÁFICOS DEL RENDIMIENTO FINANCIERO DEL PARQUE

PARÁMETROS DINÁMICOS

Total meses de compra - buyout	1 meses	
Total meses de operaciones	288 meses	
Longitud serie en años	25 años	chrt.index.end_pro

Datos combinados para gráficos

Periodo desde la compra		
Fecha coincidente	fecha	
Producción electricidad	MWh	29.888.758,8
Ingresos	€'000	2.087.316,5
Costes fijos	€'000	-384.000,0
Costes variables	€'000	-34.127,0
Impuestos	€'000	-290.431,7
Servicio deuda	€'000	-569.963,8
Financiación patrocinadores	€'000	-131.120,2
Inyecciones de capital	€'000	0,0
Valor acumulado de fondos propios	€'000	
Cashflows netos de la cascada de pagos	€'000	0,0
Cash pagado a patrocinadores de la cascada de pagos	€'000	808.794,1
Cashflows netos previos a repartos de la cascada de pagos		808.794,1

Cashflows netos previos a repartos

COMPROBACIÓN: reconciliación de cashflows netos TRUE

Años desde la compra - buyout		
Fecha coincidente		
Año coincidente		
Volumen	MWh	29.888.758,8
Ingresos	€'000	2.087.316,5
Costes fijos	€'000	-384.000,0
Costes variables	€'000	-34.127,0
Impuestos	€'000	-290.431,7
Servicio deuda	€'000	-569.963,8
Financiación patrocinadores	€'000	-131.120,2
Inyecciones de capital	€'000	0,0
Valor acumulado de fondos propios	€'000	

COMPROBACIÓN: consistencia TRUE

Ingresos	€/MWh	1.780,5
Costes variables	€/MWh	-28,6
Costes fijos	€/MWh	-319,7
Impuestos	€/MWh	-256,0
Servicio deuda	€/MWh	-458,3
Cashflows netos por unidad	€/MWh	717,8



GRÁFICOS DEUDA - LINEA DE TIEMPO: PERIODOS REPAGO DEUDA

Parámetros de rangos dinámicos

Numero total de pagos de deuda 40 *chrt.index.end_debt*

Datos combinados para gráficos

Periodo repago deuda
Principal Deuda Senior €'000 384.000,0

Periodo repago deuda
Intereses Deuda Senior €'000 185.963,8

Pagos totales a acreedores €'000 569.963,8
Pagos totales a acreedores de cascada de pagos €'000 569.963,8

COMPROBACIÓN: consistencia? TRUE

Periodo repago deuda
Fecha coincidente - inicio periodo *fecha*

Fecha coincidente - final periodo *fecha*

Ingresos €'000

Gastos €'000

Impuestos €'000

EBITDA - Margen Bruto €'000

Periodo repago deuda
Cash

Periodo repago deuda
Fecha coincidente *fecha*

RCSD - actualizado x

CFLSD €'000

Repago del principal €'000

Intereses y comisiones €'000

Deuda Senior - balance €'000

Deuda neta/EBITDA x

FINAL



Hoja 6. Auditoría.

CASO MODELO	EQUITY	
CASO MODELO	EQUITY	
Tolerancia	0,0001	<i>tolerancia</i>
Cifras decimales en redondeo	4	<i>tolerancia.redon</i>

Hoja 7. Entradas.

ENTRADAS GENERALES		Unidades	
Hipótesis generales de tiempo			
Meses por año	12	meses	<i>tiempo.MesesPA</i>
Días por año	365	días	<i>tiempo.DiasPA</i>
Horas por año	8760	horas	<i>tiempo.HorasPA</i>
Periodo de inicio del modelo	01-ene-18	fecha	
Meses por periodo del modelo	1		
Hipótesis de tiempo operacionales			
Fecha de inicio de operaciones / Commercial operat (COD)	01-abr-18	fecha	<i>tiempo.Op.Inicio</i>
Duración del proyecto	24	años	<i>tiempo.proyvida</i>
Finalización del proyecto	31-mar-42	fecha	<i>tiempo.Op.Fin</i>
Tecnología	EOLICA		<i>proy.tipo</i>
Caso accionista	EQUITY		<i>macro.sizedebt.stake</i>
Cálculos auxiliares para los periodos de tiempo			
Marcadores de tiempo periódicos			
	Veces por año		
Mensual	12		
Bimensual	6		
Trimestral	4		
Cuatrimstral	3		
Semestral	2		
Anual	1		
HIPÓTESIS DE AMORTIZACIÓN Y DEPRECIACIÓN			
Tecnología	EOLICA		
Índice de la tecnología	1		
Lista de índices x tecnología			
Tecnología de la planta			
Valor por MW	1,2	€/W	
Valor en libros de activos fijos en COD	480.000,0	€'000	
Apalancamiento previo	65%	%	
Deuda anterior pendiente en COD	312.000,0	€'000	
Recursos propios previos a COD	168.000,0	€'000	
Tiempo depreciación para activos fijos	24	años	
Tiempo amortización del goodwill	24	años	
Tiempo amortización para costes financieros	20	años	
HIPÓTESIS IMPUESTOS			
Impuesto de sociedades	30,0%	%	



HIPÓTESIS PLANTA	
<u>Tecnología</u>	EOLICA
<u>Capacidad de la planta</u>	400,0 MW <i>proy.MW</i>
<u>Factor capacidad 10-años P-50</u>	35,0%
<u>P-valores como ratios del P-50 10-años</u>	
P90 10 años	89,6%
P99 10 años	86,7%
P90 1 año	81,0%
P99 1 año	75,8%
lista.pvalores	
P50 10 años	1.226.400,00
P90 10 años	1.098.854,40
P99 10 años	1.063.288,80
P90 1 año	993.384,00
P99 1 año	929.611,20
Caso accionista	EQUITY
Índice accionista	1
Base de generación escogido	P50 10 años
Base de generación accionista	P50 10 años
Base de generación deuda	P50 10 años
Índice	1
Valor	1.226.400,0
<u>Ajustes para disponibilidad de la planta</u>	
Variable -disponibilidad	1
Base de disponibilidad informe técnico	97,0%
Hipótesis de disponibilidad actual	98,5%
Base de disponibilidad accionista	98,5%
Base de disponibilidad deuda	97%
Producción anual esperada	1.245.364,95
Perfil de generación mensual %	
Perfil de generación mensual MWh	
Consistente producción?	TRUE



HIPÓTESIS COMERCIALES	
Porcentaje de generación en el PPA	100%
Duración del PPA	15 años
PPA fecha inicio	01-abr-18
PPA fecha finalización	31-mar-33
PPA precio por MWh	40,0 €
Ajuste a la inflación	2,0% Anual
Previsión spot precios	
HIPÓTESIS DE COSTES	
Tecnología	EOLICA
Índice tecnología	1
Costes fijos por MW	40 €/MW año
Costes fijos - aplicados	16.000,0 €'000/año
Costes variables	1,00
Garantía disponibilidad fabricante turbina	96,0%
Garantías sup disponibilidad fabricante turbina	97,5%
Bonus sobre ingresos a la garantía sup	20,0%
HIPÓTESIS ACCIONISTAS	
Buyout y valoración	
Tasa descuento comprador.	15,0% %
Precio pagado por las acciones	194.672,2 €'000
Fecha de compra - LBO	31-mar-18 fecha tiempo.Buyout.fecha
General	
Modelo base de generación accionistas	P50 10 años
Balance mínimo de los accionistas	1,0 €'000
Periodicidad de los desembolsos	Semestral
Primer mes del calendario ciclo pagos	12 #



HÍPOTESIS DEUDA	
HIPÓTESIS TASA VARIABLE/INTERBANCARIA	
Euribor	puntos
DEUDA SENIOR	
Comisiones prestamista	
<u>Deuda senior - comisión inicial</u>	2,20%
Hipótesis de intereses y disponibilidad	
Deuda senior - periodicidad de los pagos	Semestral
Deuda senior - meses entre los pagos	6
Deuda senior - fecha pago primer servicio de deuda	30-sep-18
Deuda senior - margen inicial	220
Deuda senior - incremento	25
Deuda senior - incremento por periodo	4
<u>Deuda senior - margen prestamista</u>	
Hipótesis plazo deuda	
Deuda senior - fecha inicio plazo	31-mar-18
Deuda senior - años de devolución para calculo de apalancam	20
Deuda senior - fecha finalización deuda	31-mar-38
Objetivo apalancamiento	
Apalancamiento buscado para el acuerdo	90%
Max apalancamiento/min cobertura	
Aplicación max apalancamiento ?	Si
Deuda senior - máximo apalancamiento prestamista	80%
<u>Min RCSD requerido</u>	
Numero de test de cobertura requeridos por prestamista	2
Caso prestamista actual	1
	<i>macro.sizedebt.Lend</i>
	<i>macro.sizedebt.Lend</i>
Test de cobertura 1 - producción anual	P50 10 años
Test de cobertura 2 - producción anual	P99 1 año
p-valor seleccionado en caso prestamista (debt)	P50 10 años
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 1	1,4 x
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 2	1,0 x
<u>RCSD Resumen nivel requerido - solo caso base</u>	
Numero de pagos de deuda hechos	40
Covenants - ratios	
Senior Bloqueo: Min RCSD req.	1,10
Senior Default: Min RCSD req.	1,00



LISTAS	
lista.SiNo	No Si
lista.Deuda.Periodos	Semestral Anual
lista.Tiempo.Periodos	Mensual Bimensual Trimestral Cuatrimestral Semestral Anual
lista.Tiempo.NumeroPeriodos	12 6 4 3 2 1
lista.stakeholders	EQUITY DEBT



Hoja 8. Cash.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
CASH			
Total costes compra - LBO		€'000	515.120,2
Total cashflows a/(de) prestamistas - ope		€'000	569.963,8
Total cash salidas a accionistas		€'000	808.794,1
Patrimonio neto - contingencia - operativo		€'000	0,0
Cash - balance inicial		€'000	
Fondos para compra - LBO		€'000	515.120,2
Buyout costes		€'000	(515.120,2)
Cashflows operaciones		€'000	1.378.757,8
Pagos a prestamistas		€'000	-569.963,8
Pagos a sponsors		€'000	-808.794,1
Patrimonio neto - contingencia - operativo		€'000	0,0
Cash - balance final		€'000	
FINAL			



Hoja 9. Equity.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
EQUITY			
Balance y cashflows de los accionistas			
Contribuciones a los déficits durante las operaciones.			
Cash necesitado durante operaciones		€'000	
Accionistas - Patrimonio, obligaciones y reservas.			
Balance mínimo de los accionistas		1 €'000	
Patrimonio neto - balance inicial		€'000	
Recursos Propios - financiación del proyecto		€'000	131.120,2
Patrimonio neto - capital recup		€'000	(131.120,2)
Patrimonio neto - contingencia - operativo		€'000	-
Patrimonio neto - balance final		€'000	
Reservas - balance inicial		€'000	
NI - Beneficio neto		€'000	677.673,9
Patrimonio neto - dividendos pagados		€'000	(677.673,9)
Reservas - balance final		€'000	
COMPROBACION: reservas nunca negativas	FALSE		T/F
FINAL			

Hoja 10. Deuda.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
DEUDA			
DEUDA SENIOR			
DEUDA SENIOR CANTIDAD	384.000,0	€'000	
Deuda senior no utilizada - balance inicial		€'000	
Deuda senior no utilizada - usos		€'000	-384.000,0
Deuda senior no utilizada - balance final		€'000	
Deuda senior - balance inicial		€'000	
Deuda senior - salidas realizadas		€'000	384.000,0
Deuda senior - pagos del principal		€'000	-384.000,0
Deuda senior - balance final		€'000	
COMPROBACIÓN : deuda senior pagada?	TRUE	T/F	
EVENTOS: pago final deuda senior- REALIZADO			
Deuda senior - fecha pago	31-mar-38	Fecha	
Deuda senior - fecha finalización deuda	31-mar-38	Fecha	
COMPROBACIÓN: deuda senior pagada en los plazos?	TRUE	T/F	
Deuda senior - fecha inicio plazo	31-mar-18	0	
Plazo devolución préstamo	20	años	
CONTADOR: siguiente pago deuda (0 = durante construcción)			
Deuda senior - esquema tasa variable		Puntos p.a.	
Deuda senior - esquema margen prestamista		Puntos p.a.	
Deuda senior - suma tasa anual en puntos		Puntos p.a.	
Deuda Senior - % interés mensual efectivo		%	
Deuda senior intereses a pagar - balance inicial		€'000	
Deuda senior intereses - acumulados - operativos		€'000	185.963,8
Deuda senior intereses - pagados - operaciones		€'000	-185.963,8
Deuda senior intereses a pagar - balance final		€'000	
COMPROBACIÓN: intereses deuda senior pagados?	TRUE	T/F	
Deuda senior intereses pagados en plazos - operaciones		€'000	185.963,8
RESUMEN DE LA DEUDA			
Total intereses devengados - operaciones		€'000	185.963,8
Total intereses devengados - balance final		€'000	
FINAL			

Hoja 11. Debt-Sizing.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
DEBT SIZING - CÁLCULO DE LA DEUDA			
DEUDA SENIOR - CÁLCULOS ("SIZING")			
Caso accionista	EQUITY		
Caso prestamista actual	1		
EVENTOS: periodo pago deuda senior		1/0	
Deuda Senior - % interés mensual efectivo		%	
Intereses senior acumulados (fin del periodo)		#	
Deuda senior - factores de descuento		#	
CFLSD desde cascada - LIVE		€'000	1.378.757,8
CFLSD - test cobertura 1 - PEGAR		€'000	1.378.757,8
CFLSD - test cobertura 2 - PEGAR		€'000	1.030.947,5
COMPROBACIÓN: consistencia caso (sólo DEBT)	N/A	macro.seniorCFADS.CHK	
CFLSD acumulados test cobertura 1		€'000	
CFLSD acumulados test cobertura 2		€'000	
CFLSD en fechas de SD - test cobertura 1		€'000	1.014.747,5
CFLSD en fechas de SD - test cobertura 2		€'000	759.738,6
Cálculos del ratio de cobertura para el apalancamiento deseado			
Descuento CFLSD en fechas de SD		€'000	684.151,9
Suma de CFLSD descontados	684.151,9	€'000	
Valor en libros de activos fijos en COD	480000	€'000	
Apalancamiento deseado	90,0%	%	
Cantidad deuda total	432.000,0	€'000	
RCSD resultante del cálculo	1,58	x	
Limitaciones para la máxima cantidad de deuda posible			
Deuda senior - máximo apalancamiento prestamista	80,0%	0	
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 1	1,4 x		
Perfil servicio de deuda cumpliendo con test de cobertura 1		€'000	
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 2	1 x		
Perfil servicio de deuda cumpliendo con test de cobertura 2		€'000	
Esquema servicio deuda para tests 1 y 2		€'000	
Cantidad deuda medida perfil min RCSD	480.236,7	€'000	
Valor en libros de activos fijos en COD	480000	€'000	
-- matching leverage	100,0%	%	
Factor de ajuste si Apalanc min RCSD > objetivo apalanc	80,0%	%	
Perfil de Servicio de deuda ajustado		€'000	
min RCSD consistente con apal y coven- (condiciones caso 1)		x	

Limitaciones en máxima capacidad endeudamiento

Aplicación max apalancamiento ?	Si
variable booleana	1,00 1/0

min RCSD , perfil para serv deuda x

Cálculos finales dimensionado de deuda senior

Servicio deuda senior, perfil - LIVE	€'000	572.263,6
Servicio deuda senior, perfil - PEGAR	€'000	572.263,6

Caso accionista	EQUITY
------------------------	---------------

Servicio deuda senior - ACTUAL €'000 572.263,6

HIPÓTESIS DE FINANCIACIÓN - LIVE

Tecnología	EOLICA	0
Precio pagado por las acciones	194.672,2	€'000
Apalancamiento deseado	90%	0
Apl. Requisito apalanc?	Si Si/No	
Max apalanc prestamista	80%	0
P-valor test cobertura 1	P50 10 años	desc.
P-valor test cobertura 2	P99 1 año	desc.
Min RCSD para test cobertura 1	1,40	x
Min RCSD para test cobertura 2	1,00	x
Plazo préstamo	20	años
Margen prestamista	220	pts.
Incremento margen	25	pts.
Pagos entre incrementos	4	pagos
Precio inicial por unidad	40	€/u.
% produc contratado	100%	%
PPA duración	15	años
	macro.sizedebt.assumptions.LIVE	
Numero de datos del caso	16	#

HIPÓTESIS DE FINANCIACIÓN PARA EL ÚLTIMO CALCULO DE DEUDA

Tecnología	EOLICA	0
Precio pagado por las acciones	194.672,2	€'000
Apalancamiento deseado	90%	0
Apl. Requisito apalanc?	Si Si/No	
Max apalanc prestamista	80%	0
P-valor test cobertura 1	P50 10 años	desc.
P-valor test cobertura 2	P99 1 año	desc.
Min RCSD para test cobertura 1	1,40	x
Min RCSD para test cobertura 2	1,00	x
Plazo préstamo	20,0	años
Margen prestamista	220	pts.
Incremento margen	25	pts.
Pagos entre incrementos	4	pagos
Precio inicial por unidad	40,0	€/u.
% produc contratado	100%	%
PPA duración	15	años
	macro.sizedebt.assumptions.LOG	
Número de datos del caso	16	#
COMPROBACIÓN: ¿están todos los datos?	TRUE	T/F



<u>COMPROBACIONES DE TODAS LAS HIPÓTESIS.</u>			
Tecnología	TRUE	T/F	
Precio pagado por las acciones	TRUE	T/F	
Apalancamiento deseado	N/A	T/F	
Apl. Requisito apalanc?	TRUE	T/F	
Max apalanc prestamista	TRUE	T/F	
P-valor test cobertura 1	TRUE	T/F	
P-valor test cobertura 2	TRUE	T/F	
Min RCSD para test cobertura 1	TRUE	T/F	
Min RCSD para test cobertura 2	TRUE	T/F	
Plazo préstamo	TRUE	T/F	
Margen prestamista	TRUE	T/F	
Incremento margen	TRUE	T/F	
Pagos entre incrementos	TRUE	T/F	
Precio inicial por unidad	TRUE	T/F	
% produc contratado	TRUE	T/F	
PPA duración	TRUE	T/F	
COMPROBACIÓN: ¿cumplen con el perfil de deuda obtenido?	TRUE	T/F	macro.sizedebt.assumption
Número de datos		16 #	
COMPROBACIÓN: ¿están todos los datos?	TRUE	T/F	
Perfil del servicio de deuda actualizado		€'000	384.000,0
Cantidad de deuda para el perfil de servicio de deuda	384.000,0	€'000	
Deuda senior - simulación intereses - balance inicial		€'000	
Devengados		€'000	185.963,8
Pagos		€'000	(185.963,8)
Deuda senior - simulación intereses - balance final		€'000	
Deuda senior - simulación balance - inicial		€'000	
Pagos del principal		€'000	(384.000,0)
Deuda senior - simulación balance - final		€'000	
¿Pagos en el periodo de la simulación?		1/0	
Fecha simulada de deuda 100 % pagada	31-mar-38	fecha	
Deuda senior - fecha finalización deuda	31-mar-38	0	
COMPROBACIÓN: Calculo de la deuda correcto?	TRUE	T/F	
Deuda senior - pagos del principal		€'000	384.000,0
COMPROBACIÓN: principal pagado en todas los plazos?	TRUE	T/F	
DEUDA SENIOR CANTIDAD	384.000,0	€'000	

FINAL

Hoja 12. Cascada.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
CASCADA DE PAGOS			
Cashflows buyout y operativos			
Datos importados para los cálculos			
Total costes compra - LBO		€'000	515.120,2
Gastos totales		€'000	418.127,0
Total impuestos pagados		€'000	290.431,7
Cascada - cálculos			
Cash - balance inicial		€'000	
Fondos para compra - LBO		€'000	515.120,2
Total costes buyout		€'000	-515.120,2
Cash después del buyout		€'000	
Ingresos totales		€'000	2.087.316,5
Gastos totales		€'000	-418.127,0
Total impuestos pagados		€'000	(290.431,7)
Cash después de act operacionales		€'000	
CFLSD desde cascada - LIVE		€'000	1.378.757,8
Cashflows netos buyout		€'000	0,0
Cashflows operativos netos		€'000	1.378.757,8
Cashflows para prestamistas			
Datos importados para los cálculos			
Deuda senior - balance inicial		€'000	
Deuda senior - salidas realizadas		€'000	384.000,0
Deuda senior - pagos del principal		€'000	384.000,0
Deuda senior intereses pagados en plazos - operaciones		€'000	185.963,8
Deuda senior - Total a deber		€'000	
Cascada - cálculos			
Cash tras act operativas		€'000	
Deuda senior intereses - pagados - operaciones		€'000	(185.963,8)
Cash tras pago de intereses deuda senior		€'000	
Deuda senior - pagos del principal		€'000	(384.000,0)
Cash tras pagos del principal deuda senior		€'000	
Otros datos para exportar			
Total cashflows a/(de) prestamistas - ope		€'000	569.963,8
Deuda senior - pagos netos servicio deuda - LIVE		€'000	569.963,8



Cashflows para patrocinadores		
Condiciones de reembolso tras pago total de deuda		
Covenants cumplidos en cada periodo?		T/F
EVENTOS: pagado del total de la deuda al final? - REALIZADO		
EVENTOS: periodo de desembolsos tras devolución total prestam		
Permitido el reparto a accionistas?		1/0
Datos importados para los cálculos		
Balance mínimo de los accionistas	1	€'000
FLAG: último periodo operaciones o después		1/0
Reservas - balance inicial		€'000
NI - Beneficio neto		€'000 677.673,9
Cálculos auxiliares		
Limite de cash disponible	€'000	808.794,1
Patrimonio neto - balance inicial	€'000	
Retenciones por capital mínimo en balance	€'000	
Límite disponible en balance - recup capital	€'000	
Cash disponible para dividendos tras reservas	€'000	677.673,9
Cascada de los accionistas - Cálculos		
Cash disponible para accionistas	€'000	
Patrimonio neto - capital recup	€'000	(131.120,2)
Patrimonio neto - dividendos pagados	€'000	(677.673,9)
Cash disponible tras pagos a accionistas	€'000	
Patrimonio neto - contingencia - operativo	€'000	0
Cash balance final cascada	€'000	
Cash - balance final	€'000	
COMPROBACIÓN: reconcilia con balance Cash?	TRUE	T/F
Total cash salidas a accionistas	€'000	808.794,1



RESUMEN CASCADA DE PAGOS Y COMPROBACIONES		
Cashflows netos buyout	€'000	0,0
Cashflows operativos netos	€'000	1.378.757,8
Total cashflows a/(de) prestamistas - ope	€'000	-569.963,8
Total cash salidas a accionistas	€'000	-808.794,1
CASH FLOWS NETOS TOTALES	€'000	0,0
CASHFLOWS NETOS	€'000	0,0
COMPROBACIÓN: reconcilia con el estado de cash flows?	TRUE	T/F
Cascada - Cash operaciones - balance apertura		
Cash necesitado durante operaciones	€'000	-
COMPROBACIÓN: ¿ninguna necesidad de Cash?	TRUE	T/F

FINAL



Hoja 13. Ratios&Covenants.

	Constantes	Unidades	Totales
EVENTOS: periodo compra - LBO			
EVENTOS: periodos de operaciones			
EVENTOS: periodo pago deuda senior			
RATIOS Y COVENANTS			
CÁLCULOS SOBRE LOS CASHFLOWS ESPERADOS			
Dimensionado deuda senior - comprobaciones			
CFLSD en fechas de SD - test cobertura 1	€'000		1.014.747,5
CFLSD en fechas de SD - test cobertura 2	€'000		759.738,6
Servicio deuda senior - ACTUAL	€'000		572.263,6
<u>RCSD cálculos</u>			
RCSD - senior - Serv.Deuda planeado vs. Hipótesis test 1			
RCSD - senior - Serv.Deuda planeado vs. Hipótesis test 2			
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 1	x		0
Deuda senior - RCSD min requerido - test de cobertura 2	x		0
COMPROBACIÓN: ¿mínimo RCSD cumplido por el serv. de la deuda	TRUE	T/F	
CÁLCULOS SOBRE LOS CASHFLOWS OBTENIDOS			
CFLSD desde cascada - LIVE	€'000		1.378.757,8
Deuda senior - balance inicial	€'000		
<u>RCSD cálculos</u>			
CFLSD acumulados para servicio de deuda - LIVE	€'000		
CFLSD en fechas de servicio - LIVE	€'000		1.014.747,5
Deuda senior - pagos netos servicio deuda - LIVE	€'000		569.963,8
Senior RCSD (live CFLSD vs live SD)	x		
<u>Ratios obtenidos</u>			
RCSD medio (live CFLSD vs live SD)	1,79	x	
RCSD mínimo (live CFLSD vs live SD)	1,75	x	
TEST DE LOS COVENANTS - CASHFLOWS OBTENIDOS			
Deuda senior intereses a pagar - balance final	€'000		
Fecha repago de deuda	T/F		
No se demora el pago de intereses	T/F		
Senior Bloqueo: Min RCSD req.	1,10	# ; T/F	
Senior Default: Min RCSD req.	1,00	# ; T/F	
Covenants cumplidos en cada periodo?		T/F	
COMPROBACIÓN: Covenants siempre cumplidos?	TRUE	T/F	
FINAL			

Hoja 14. Imp.Depr.Amort.

DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN			
DEPRECIACIÓN - CÁLCULOS			
Valor en libros de activos fijos en COD	480.000,0	€'000	
Tiempo depreciación para activos fijos	24	años	
Activos fijos - balance inicial		€'000	
Añadidos		€'000	480.000,0
Depreciación		€'000	-480.000,0
Activos fijos - balance final		€'000	
COMPROBACIÓN: deprec act. Fijos completa?	TRUE	T/F	
Depreciación - total		€'000	480.000,0
Activos fijos - total - balance final		€'000	
AMORTIZACIÓN - CÁLCULOS			
Amortización de costes financieros			
Total costes financieros - LBO	8.448,0	€'000	
Tiempo amortización para costes financiero	20,0	años	
Costes financieros no amort - balance inicial		€'000	
Añadidos		€'000	8.448,0
Amortización		€'000	-8.448,0
Costes financieros no amort - balance final		€'000	
COMPROBACIÓN: amort completa?	TRUE	T/F	
Amortización del goodwill			
Precio pagado por las acciones	194.672,2	€'000	
Recursos propios previos a COD	168.000,0	€'000	
Goodwill en la adquisición	26.672,2	€'000	
COMPROBACIÓN : goodwill 0 o positivo?	TRUE	T/F	
Tiempo amortización del goodwill	24,0	años	
Goodwill - balance inicial		€'000	
Añadidos		€'000	26.672,2
Amortización - goodwill positivo		€'000	-26.672,2
Amortización - goodwill negativo		€'000	0,0
Goodwill - balance final		€'000	
COMPROBACIÓN: goodwill amort completa?	TRUE	T/F	
RESUMEN			
Amortización - total		€'000	35.120,2
RECONCILIACIÓN DE LOS DATOS			
Valor total de todo los act fijos comprados		€'000	480.000,0
Costes financieros		€'000	8.448,0
Goodwill de la adquisición		€'000	26.672,2
Total costes compra - LBO		€'000	515.120,2
COMPROBACIÓN: TOTAL	TRUE	T/F	



IMPUESTOS		
Impuesto de sociedades	30,0% %	
EBT - Beneficio antes de impuestos	€'000	968.105,6
Deducciones por pérdidas anteriores	€'000	-5.688,8
Ingresos imponibles	€'000	968.105,6
Total impuestos pagados	€'000	290.431,7
Perdidas netas operaciones - balance inicial	€'000	
Añadidos	€'000	5.688,8
Usos	€'000	-5.688,8
Perdidas netas operaciones - balance final	€'000	
Impuestos - provisiones	€'000	-290.431,7
Activos por impuestos diferidos - balance inicial	€'000	
Incrementos	€'000	1.706,6
Reducciones	€'000	-1.706,6
Activos por impuestos diferidos - balance final	€'000	
Variación en activos por impuestos diferidos	€'000	0,0

FINAL

Hoja 15. Ingresos&Gastos.

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN		
Generación	MWh	29.888.758,8
CONTADOR: periodos de operaciones	1/0	
Tecnología	EOLICA	
Degradación acumulada de las turbinas	Suponemos que es nula	
Generación final	MWh	29.888.758,8
INGRESOS		
PPA ingresos		
Ajuste a la inflación	2,00% %	
Ajuste equivalente mensual	0,2% %	
Factor mensual de crecimiento de los ingresos (growth factor)	#	
EVENTO: PPA periodo	1/0	
PPA precio por MWh	40,00 €	
Precio por unidad efectivo	€	
Porcentaje de generación en el PPA	100% %	
Porcentaje de gen vendido a PPA en el periodo		
Generación vendida por PPA	MWh	
PPA ingresos	€'000	870.877,9
Spot ingresos		
Precios Spot	€/MWh	
Generación vendida por Spot	MWh	
Spot ingresos venta	€'000	1.216.438,6
Otros ingresos		
Tecnología	EOLICA	
-- es EOLICA?	TRUE T/F	
Base de disponibilidad accionista	98,5%	
Garantía disponibilidad fabricante turbina	96,0%	
Nivel de producción garantizado	MWh	29.130.160,8
Volumen para cobro de garantía	MWh	-
Precio final por MWh vendido	€/MWh	
Pagos por garantía de turbina	€'000	-
RESUMEN		
Ingresos totales	€'000	2.087.316,5



COSTES			
Costes fijos - aplicados	16.000,0	€'000/año	
Costes fijos		€'000	384.000,0
Costes variables	1,00		
Costes variables		€'000	29.888,8
Tecnología	EOLICA		
EÓLICA?	TRUE	T/F	
Base de disponibilidad accionista	98,5%		
Garantías sup disponibilidad fabricante turbina	97,5%		
Producción límite para el pago de bonus		MWh	29.585.319,6
Producción por encima de lo acordado - bonus		MWh	303.439,2
Porcentaje de la producción que debe pagar bonus		MWh	
Bonus sobre ingresos a la garantía sup	20,0%		
Bonus pagado al fabricante de turbinas		€'000	4.238,2
Total costes variables		€'000	34.127,0
Gastos totales		€'000	418.127,0

FINAL

Hoja 16. Eventos.

FECHAS, EVENTOS Y CONTADORES	
CALCULOS TEMPORALES GENERALES	
Periodo inicio modelo	01-ene-18 <i>fecha</i>
Meses por periodo	1 0
LÍNEA TEMPORAL MODELO-INICIO	
LÍNEA TEMPORAL MODELO-FINAL	
Fecha buyout	31-mar-18 <i>fecha</i>
EVENTOS: periodo compra - LBO	1/0
CONTADOR: periodos desde compra	
EVENTOS: periodos de operaciones	1/0
CONTADOR: periodos de operaciones	1/0
EVENTO: ultimo periodo operaciones	1/0
FLAG: último periodo operaciones o después	1/0
Duración del PPA	15 años
PPA concuerda? (extensión > 0)	TRUE T/F
PPA fecha inicio	01-abr-18 <i>fecha ; 1/0</i>
PPA fecha finalización	31-mar-33 <i>fecha ; 1/0</i>
EVENTO: PPA periodo	1/0
DEUDA SENIOR - CÁLCULOS	
AUXILIARES PARA CALCULO DEL PLAZO DE LA DEUDA	
Deuda senior - fecha finalización deuda	31-mar-38 <i>fecha</i>
EVENTO: deuda senior fin plazo	1/0
EVENTO: deuda senior plazo devolución	1/0
Periodo de los repagos	Semestral
Primer mes ciclo calendario	9
EVENTO: primer servicio de la deuda en fecha	30-sep-18 <i>fecha 1/0</i>
EVENTO: primer servicio de la deuda x periodo	1/0
Mes del ciclo	
EVENTOS: periodo pago deuda senior	1/0
Numero de pagos de deuda hechos	40
CONTADOR: pagos deuda senior	
CONTADOR: siguiente pago deuda (0 = durante construcción)	
AUXILIARES PARA EVENTOS QUE DEPENDEN DE OTROS	
Deuda senior - balance inicial	€'000
Deuda senior - balance final	€'000
EVENTOS: pago final deuda senior- REALIZADO	1/0
EVENTOS: pagado del total de la deuda al final? - REALIZADO	1/0
AUXILIARES PARA LOS CALCULOS DE LOS ACCIONISTAS	
Periodicidad de los desembolsos	Semestral
Primer mes de pago	12
Mes de ciclo	
EVENTOS: desembolsos tras pago de prestamistas	
EVENTOS: periodo de desembolsos tras devolución total prestam	1/0
EVENTOS: propiedad del comprador	1/0
CONTADOR: periodos desde la compra	
FINAL	



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES