

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado

MAESTRÍA EN FINANZAS

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Valuación de un Parque Eólico

El caso de un proyecto de 50 MW en la provincia de Chubut en
el período 2017-2025

AUTOR: PAULA LUCCHESI

DIRECTOR: CARLOS AIRE

ABRIL 2023

Resumen y palabras claves

El presente trabajo de maestría procede a la valuación y evaluación de un Parque Eólico de 50MW ubicado en la provincia de Chubut, en el período determinado entre 2017-2025. El mismo tiene como principal objetivo determinar la rentabilidad de la inversión para los accionistas, identificando variables críticas para la determinación de su atractivo.

Se trata de un estudio de caso de tipo ficticio, construido a partir de datos de otros casos similares. La valuación se lleva adelante utilizando el método de flujo de fondos descontados, y en particular el flujo de fondos de los accionistas, donde se evaluarán 2 posibles escenarios. El primero será asumiendo una inversión total por parte de los poseedores de las acciones, y el segundo será bajo la consideración de que los mismos accedan a un financiamiento bajo la modalidad de Project Finance (PF).

En base a los resultados obtenidos, si bien se verifican matemáticamente rentables ambos resultados, se recomienda avanzar bajo la opción financiada. El valor de Valor Actual Neto (VAN) obtenido es notablemente diferenciado en ambos casos, y esto se debe que por un lado la Tasa de la Deuda (Kd) utilizada, es menor al valor obtenido para ambas Tasas Internas de Retorno (TIR), generando un apalancamiento financiero considerable, llevando la rentabilidad del caso con contracción de deuda, a un escenario más atractivo y elegible.

El análisis de sensibilidad realizado permite concluir que algunas variables impactan con mayor sensibilidad en la rentabilidad del proyecto, y es por eso que resulta de suma importancia, la correcta elección y definición de las mismas en el modelo, pudiendo llevar la propuesta a los accionistas, desde un plano de aceptación a uno de rechazo. En este caso, se sensibilizan las variables de precio de licitación y de costo de la deuda.

El desarrollo de la industria eólica en los últimos años ha tenido grandes avances en la Argentina, que permitieron optimizar varios aspectos, y en especial la infraestructura asociada. Adicionalmente, las megatendencias actuales desafían a todas las industrias a responder a una responsabilidad social con la sustentabilidad. El compromiso con el medioambiente ya no está por fuera de las exigencias de los consumidores actuales, y esto abre entonces, un mercado relacionado a la generación eólica, que resulta atractivo, no solo como generación de energía limpia, sino como oportunidad de mercado, permitiendo a las empresas compensar su huella de carbono, tema que menciona, pero no es abordado en este proyecto.

Palabras clave: E43 Tasas de interés, G12 CAPM, H63 Deuda

Contenido

Resumen y palabras claves	2
1. Introducción.....	4
2. Tipo de trabajo.....	5
3. Planteamiento del problema	6
4. Objetivos.....	8
5. Marco teórico.....	9
i. Etapas de un proyecto de inversión	10
ii. Métodos de valuación	11
iii. Métodos de evaluación – Medidas de rentabilidad	17
iv. Criterios de decisión – Estándares financieros.....	18
v. Análisis de sensibilidad.....	19
vi. Mecanismos de financiamiento: Project Finance.....	19
vii. Instrumentos financieros: Finanzas Sostenibles.....	22
6. Metodología y técnicas utilizadas.....	24
7. Presentación del caso.....	26
i. Descripción del Mercado Energético en Argentina y análisis FODA	27
ii. Análisis de viabilidad técnica, legal y económica	34
iii. Etapas de pre-inversión y sus fases	43
8. CAPÍTULO I: Identificación y evaluación de las variables que definen al modelo de valuación	45
9. CAPÍTULO II – Estimación de los flujos de fondos y cálculo de la rentabilidad	50
i. Flujo de Fondos de los accionistas sin financiamiento	50
ii. Flujo de fondos de los accionistas con financiamiento.....	51
iii. Rentabilidad del proyecto.....	52
10. CAPÍTULO III – Análisis de sensibilidad.....	53
11. Conclusiones	55
12. Referencias bibliográficas y bibliografía	57
13. Anexos	62

1. Introducción

La preocupación sobre el cambio climático ocupa hoy en día, un espacio en la agenda no solo de la sociedad, sino de los gobiernos. Son varios los autores que abordan en la última década, la temática sobre megatendencias. Entre estos autores, podemos nombrar a Naisbitt&Aburdene (1982) y consultoras como BlackRock (BlackRock, s.f.), PWC (2017) y EY (2020), y todos concuerdan en que el cambio climático es protagonista en ellas. Un informe de la Red de Economistas de la ONU analiza estas megatendencias, y pone en mesa de debate, la oportunidad que representan en términos de agenda política. Este informe reconoce la crisis como un desencadenante de un espíritu multilateral colaborativo:

“Una parte crítica de la agenda de acción climática en todos los países debe ser acelerar la transición de combustibles fósiles a combustibles limpios y Fuentes de energía renovable. Los gobiernos tienen la necesidad de hacer pleno uso de los mecanismos de incentivos basados en el mercado y en los precios, en particular precio del carbono y subsidio a los combustibles fósiles de eliminación.” (2020, pág. 7)

Hemerling, Lang y Bhattacharya en su libro *“Beyond Great: Nine Strategies for Thriving in an Era of Social Tension, Economic Nationalism, and Technological Revolution”* (2020) suman además, que la primera de las tres fuerzas que están cambiando el mundo, es la tensión social desencadenada por la combinación de dos factores. Allí presentan por un lado el empeoramiento de nuestro ecosistema natural como consecuencia de años de industrialización y su consecuente crisis climática, pero también un desconocimiento cada vez mayor, por parte de las sociedades, de los gobiernos como únicos responsables. Se comienza a hablar de una creciente demanda a las compañías para tomar medidas críticas en este aspecto.

Es entonces que la neutralidad del carbono y la necesidad de obtener y desarrollar fuentes alternativas de energía a las convencionales llevó en los últimos años, a ubicar a la energía renovable (RE) como una actividad atractiva y protagónica no solo en países desarrollados, sino también en desarrollo, con una participación e interés activo no solo por parte de ellos gobiernos, sino de las compañías en general. Argentina, a partir del 2015 fue una muestra de ello. Con base en la necesidad de tener un sistema energético sostenible, se desarrollaron políticas de gobierno que habiliten e impulsen una alternativa a los recursos agotables, como los combustibles fósiles. El 23 de septiembre de 2015 se sancionó la Ley 27191 que establece Modificaciones a la Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada

a la Producción de Energía Eléctrica” (2015). Se fijó un objetivo de 20% de consumo de energía provenientes de fuentes renovables al 31 de diciembre 2025, con un incremento gradual. Sobre la base de esta ley, comenzó en Argentina el despliegue de una industria con oportunidades, caracterizada a su vez, por riesgos significativos a la hora de evaluar grandes inversiones.

Los programas de licitación financiados por el Gobierno Nacional RenovAr (2017) constituyen un paso fundamental en dicha dirección. Bajo este esquema, empresas privadas presentan sus proyectos de generación de energías renovables y son adjudicadas en función del precio ofertado.

En función de lo hasta aquí expuesto y de los pronósticos de inversión necesarios para lograr el objetivo fijado por el gobierno, es relevante analizar proyectos de inversión que contribuyan a las metas de desarrollo de energías renovables en el país y que a su vez sean atractivos para los inversores.

2. Tipo de trabajo

En base a la guía de trabajo final de maestría (TFM) de la presente maestría (2019), un estudio de caso como una investigación en la que se recurre a uno o varios casos de la realidad presente o pasada para demostrar una sentencia. El maestrando parte del reconocimiento de una porción de la realidad que resulta desconocida total o parcialmente, para lo cual uno o varios casos pueden aportar evidencia esclarecedora.

Es Jiménez-Chávez (2012) quien afirma que se trata del método adecuado para un trabajo en donde la necesidad pasa por aprender la realidad de un problema donde la solución es consecuencia de relaciones causales que implican varios aspectos a considerar.

Yin (1994) y Chetty (1996) a su vez, señalan que el estudio de casos es una investigación empírica que estudia un fenómeno contemporáneo dentro de su contexto de la vida real, especialmente cuando los límites entre el fenómeno y su contexto no son claramente evidentes. Una investigación de estudio de casos trata exitosamente con una situación técnicamente distintiva en la cual hay muchas más variables de interés que datos observacionales y, como resultado, se basa en múltiples fuentes de evidencias, con datos que deben converger en un estilo de

triangulación; además, se beneficia del desarrollo previo de proposiciones teóricas que guían la recolección y el análisis de datos.

El presente trabajo de maestría titulado “Valuación de un Parque Eólico. El caso de un proyecto de 50 MW en la provincia de Chubut en el período 2017-2025” resulta un estudio de caso donde a partir de distintos casos similares, se valorará un proyecto ficticio utilizando el método de flujo de fondos descontados para determinar el atractivo del mismo para un posible inversor.

El contexto en donde se ve inmerso este trabajo, aunque es acotado a un período de años en particular, por las características económicas, sociales y financieras que presenta Argentina, puede considerarse incierto y es entonces en donde, sobre la base de lo dicho por Bonoma (1985) en donde es de vital importancia para arribar a una conclusión considerar la experiencia de aquellas partes que hayan experimentado y atravesado procesos de evaluación y valuación en el área de energía eólica, resulta el método adecuado.

3. Planteamiento del problema

En Marzo de 1994, la ONU realizó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, cuyo objetivo se definió como: “La prevención de la interferencia humana "peligrosa" en el sistema climático es el objetivo final de la CMNUCC” (1994). En esa convención es donde se estableció la urgencia y la importancia de estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en un plazo suficiente para lograr la adaptación de los ecosistemas, y con responsabilidad principal en los países desarrollados.

En Diciembre de 2015, en el marco de la conferencia de la Organización de Naciones Unidas (ONU) sobre el clima (COP 21) se celebró el Acuerdo de París cuyo objetivo fue:

“Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático” (ONU, 2015, pág. 3)

La República Argentina fue una de las 195 naciones que firmaron el Acuerdo, lo hizo el 22 de abril de 2016 y lo ratificó el 21 de septiembre del mismo año.

Villarroel-Gutierrez (2019) explican, que durante los últimos años, se ha logrado comprobar la importante contribución del uso eficiente de los recursos energéticos distribuidos y las fuentes de energía renovables, al desarrollo económico, social y ambiental de los países, y cómo la identificación de los recursos toma un rol fundamental a la hora de evaluar alternativas de desarrollo para la generación energética en un país.

En esta línea, el Estado argentino, a partir de la intención de incentivar proyectos de desarrollo de energías renovables, impulsó en el año 2015 el proyecto Renovar, que busca transformar la matriz energética argentina para cuidar el medio ambiente. Éste es un programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. El contrato firmado con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), que actúa como comprador en representación de los distribuidores y de los usuarios del mercado mayorista, es el punto de partida de los derechos y las obligaciones que tiene el dueño del proyecto. Allí se establecen, entre otras variables, la cantidad de megavatios adjudicados, el precio y la duración del contrato.

Como se mencionó, en línea con las exigencias y los compromisos establecidos por los organismos gubernamentales, las empresas generadoras deben establecer estimaciones de la inversión involucrada, con el fin de poder disminuir el margen de error para una toma de decisión acertada. Explican Morales Castro y Morales Castro (2009) que la correcta definición de los flujos de fondos resulta crítica para conocer la rentabilidad asociada a la inversión en el proyecto.

En relación con los recursos naturales, la Argentina cuenta con un enorme potencial de éstos. Con una superficie de aproximadamente 2.8 millones de Km², posee fuentes de energía eólica, solar y de bioenergía con características prometedoras para este tipo de inversiones.

El presente estudio analizará el caso de fuentes de energía eólica para la construcción de un parque generador ficticio. Según lo informado por el Gobierno, en 2021 la potencia instalada de energía renovable llegó a 5.175MW, representada por 189 proyectos operativos. Según el reporte mensual de Cammesa (2021), en promedio, las fuentes renovables abastecieron un 13% de la demanda generada y la participación de la rama eólica contribuyó en un 72% a la matriz. Ver ANEXO I.

Se presenta entonces, en principio, el desafío de determinar las variables que permitan modelizar el proyecto de manera óptima a través del uso del método de descuento de flujo de fondos como explica Fernández (2008), para obtener una valoración del proyecto a través de la

estimación de los flujos de dinero (*cash flows*) que generará en un futuro, descontados a su correspondiente tasa de interés. Dicho resultado permitirá determinar la rentabilidad de la inversión para un potencial accionista. En base a los resultados obtenidos, una vez determinada la rentabilidad del proyecto, se procederá a un análisis para identificar la sensibilidad que se tiene en parámetros críticos y que pueden marcar el atractivo de inversión en el mismo. Es decir, a través de un análisis de sensibilidad, se analizará el impacto de variables sensibles que afectan al proyecto. Baca Urbina (2010) define al mismo, como el procedimiento por medio del cual se puede determinar cuánto se afecta, es decir, qué tan sensible es la TIR o el VAN ante cambios en determinadas variables de la inversión, considerando que las demás no cambian.

Surge entonces una serie de interrogantes que guían este estudio:

1. ¿Cuáles son las variables a considerar para introducir en el modelo de valuación?
2. ¿Cómo se aplica el modelo de descuento de flujo de fondos?
3. ¿Cuáles es la sensibilidad de aquellos parámetros críticos que producen mayor impacto en el atractivo de la inversión para los accionistas?

4. Objetivos

El presente trabajo parte de un objetivo general que se logra a partir de una serie de objetivos específicos.

Objetivo general:

- Valuar un Parque eólico a los fines de determinar la rentabilidad para los accionistas identificando los parámetros críticos que marquen su atractivo.

Objetivos específicos:

- Identificar las variables a considerar para su valuación, análisis e incorporación en el modelo de evaluación de proyectos de inversión.
- Desarrollar la valuación del parque eólico a partir del método de descuento de flujo de fondos.
- Identificar el impacto de aquellos parámetros críticos que marcan el atractivo de rentabilidad al proyecto

5. Marco teórico

En este estudio de caso se realizará la evaluación de determinadas variables que permitirán a partir de un modelo de flujo de fondos descontados, valorar el proyecto en cuestión con el objetivo de determinar su rentabilidad y atractivo para potenciales inversores.

Es importante comprender que la evaluación y la valuación de proyectos son procesos similares, pero con algunas diferencias fundamentales.

Por un lado, la evaluación de proyectos es el proceso que mide la viabilidad y el impacto de un proyecto en términos de variables como alcance, tiempo, costos y calidad. El *Project Management Body of Knowledge* (PMBOK) la define como el proceso de medir el desempeño de un proyecto en relación con los objetivos y requisitos del mismo, debiendo hacerse durante y luego de su ejecución, para asegurar la correcta ejecución en base al plan definido. (2017)

Por otro lado, la valuación busca determinar el valor económico de un proyecto, con el fin de evaluar su rentabilidad y viabilidad económica. En el capítulo 1 de su libro "*Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance*" Damodaran afirma "Saber cuál es el valor de un activo y qué determina ese valor es un requisito previo para la toma de decisiones inteligente" (2006, pág. 18).

Es decir, podemos concluir que ambos procesos pueden complementarse y en conjunto construir una base de información y conocimiento que habilite a distintos *stakeholders* a una decisión basada en información y datos.

Algo interesante sobre la diferencia entre valuación y evaluación, es lo expuesto por Aire y Tapia: "si bien técnicamente la valuación y la evaluación son dos procesos diferentes, ambos derivan de un origen común, lo que permite adaptar la variedad de métodos de valuación a las necesidades de evaluación de proyectos comerciales" (2018, pág. 2). Es decir, es donde se integran los puntos antes vistos, partiendo de procesos distintos, complementarios y en post de las necesidades comerciales

A su vez, Baca Urbina expone que independientemente de las herramientas que se utilicen, un proyecto busca dar una solución inteligente al planteamiento de un problema, y explica entonces que "la evaluación de un proyecto de inversión tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable" (2010, pág. 2). Por su parte, en su libro *Proyectos de Inversión*, los autores Morales y Morales resumen que "Básicamente, los proyectos de inversión comprenden los cálculos y planes,

así como la proyección de asignación de recursos financieros, humanos y materiales con la finalidad de producir un satisfactor de necesidades humanas”. (2009, pág. 9)

En concordancia con estos autores, este proyecto por un lado persigue el fin de la generación de energía a partir de fuentes renovables, como es el viento y, por otro lado, tal como definen, se realizan una serie de cálculos y análisis que permiten identificar si esta necesidad, será resuelta de forma eficiente y rentable para aquellos que aportan el dinero para su desarrollo y para la empresa misma. También veremos que la solución sea sostenible en el tiempo.

i. Etapas de un proyecto de inversión

Para poder dar marco a la valuación propiamente dicha, y tomando en consideración lo expuesto anteriormente sobre la importancia de los componentes y las variables que intervienen en el modelo a utilizar, vale la pena detallar cómo se estructura el proyecto de inversión en cuestión. Es amplia la discusión de distintos autores sobre la clasificación de proyectos, pero se hará centro en lo expuesto por Sapag y Sapag (2008), Ocampo Sámano (2002) y Morales y Morales (2009) que definen como componentes principales a la etapa formulación y preparación, donde Morales va más en detalle segregando éstas en etapas de prefactibilidad, factibilidad e ingeniería. Siguen las etapas de inversión, donde se realiza el análisis de las posibles fuentes de financiamiento con sus respectivas implicancias y el plan de ejecución, y finalmente, la etapa de evaluación de resultados y ajustes.

Miranda (2005) establece un ciclo de proyecto de 4 fases que inician con el estudio de pre-inversión, compuesto de 5 etapas donde se encuentra la prefactibilidad. En este sentido, con una distribución distinta, pero cubriendo los mismos aspectos, Makote (2004) habla de tres fases dentro de un proyecto. Estos autores coinciden en que, dentro de la prefactibilidad, es de suma importancia el estudio de mercado, el técnico y el económico, así como la necesidad del análisis y la administración de los riesgos. De acuerdo con los autores mencionados, se considera que un detallado y meticuloso análisis de prefactibilidad, va a permitir, establecer parámetros de ingreso al modelo que permitan arribar a variables confiables con el objetivo de comprobar la rentabilidad económica del proyecto.

ii. Métodos de valuación

Son varias las formas de valorar un proyecto de inversión. Los métodos más comunes utilizados para valuación de inversiones pueden clasificarse en principio en cinco grandes grupos: métodos basados en Patrimonio, aquellos basados en múltiplos, métodos conocidos como Fondo de comercio o *goodwill*, otros que consideran la creación de valor y aquellos que basan su estimación en el descuento de flujos de fondos.

Barrionuevo Canto (2014), explica al primer grupo como métodos que analizan el balance de situación patrimonial para determinar el precio teórico de una empresa en un momento dado. Expone que la relación que se crea entre los distintos componentes del balance, activo, pasivo y patrimonio neto, otorgarán a la empresa un determinado valor. De esta forma, estos métodos, entre los que se ubican el de Valor Contable, Valor Contable Ajustado, Valor de Liquidación, Valor Sustancial y el Ratio “Precio a Valor Libros” son métodos que no contemplan la capacidad de generar valor en el futuro, no toman en cuenta el valor dinero en el tiempo, no suelen considerar el costo de financiación con capital propio (K_0), o bien no permiten interpretar situaciones que muchas empresas tienen como la estacionalidad. Otro gran concepto que se deja afuera es el factor de capital intelectual: al tratarse de un intangible, el mismo no se refleja en los estados contables y en consecuencia no es tomado en cuenta. De todas formas, estos métodos permiten obtener una noción sobre el valor de una firma en un momento dado. Dan una mirada estática, basados en información que proporciona la contabilidad.

El segundo grupo, es el de aquellos métodos basados en Múltiplos de distintos conceptos como ganancias, ventas, EBT (*earnings before taxes* o ganancias antes de impuestos), EBIT (*earnings before interests and taxes* o ganancias antes de intereses e impuestos) EBITDA (*earnings before interests, taxes, depreciations and amortizations* o ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) y precio por acción divididos EBT, EBIT o EBITDA. Trabajan en base al concepto de “comparación”, en donde se elige otra empresa con la cual se pueda comparar, y en base a ello, se puede utilizar un múltiplo. Fernández explica que estos métodos “tratan de determinar el valor de una empresa a través de la magnitud de los beneficios, de las ventas o de otro indicador” (2008, pág. 7). Damodaran (2013) describe este método como la comparación de la relación entre una medida de valor, como el precio o el patrimonio neto, y una de desempeño financiero, como las ganancias o el flujo de caja libre. Señala que se trata de un método utilizado para valuar empresas de una forma simple y rápida para comparar.

Koller, Goedhart & Wessels (2018), discuten las limitaciones que este método presenta, tales como la necesidad de comparar empresas similares, haciendo también una observación en el impacto que puede tener la comparación de empresas con estructuras financieras diferentes.

Los métodos Fondo de Comercio, nuestro tercer grupo, son métodos mixtos que considera no solo los activos y componentes de los balances, sino que contempla a los intangibles. En consecuencia, su valor será superior al que arrojen los métodos antes mencionados. Fernandez explica la condición mixta de la siguiente forma “por un lado, realizan una valoración estática de los activos de la empresa y, por otro, añaden cierta dinamicidad a dicha valoración porque tratan de cuantificar el valor que generará la empresa en el futuro” (2008, pág. 13). Varios autores como Damodaran (2013), Graham, J. R., Harvey, C. R., & Rajgopal, S. (2015) y Fishman, J. E., Pratt, S. P., & Morrison, W. J. (2013) dan soporte a esta definición.

Pratt, S. P. (2018) y Hitchner (2014) señalan que como limitaciones al método se puede mencionar la dificultad de medir los activos intangibles, y que esta medición puede estar sujeta a sesgos y a falta de condiciones comparables de negocios, que generen cambios significativos en las condiciones económicas a evaluar. Es Hitchner quien recomienda la utilización del método en conjunción con otros, para una mayor precisión en la valuación.

Hasta aquí, se puede observar que a medida que avanzamos en los distintos grupos, la condición estática que plantea el primero, va cediendo y ganando dinamismo al incorporar valores que el proyecto o la empresa en algunas definiciones, generen a futuro. Se puede inferir que estos primeros métodos resultan útiles para valuaciones que no impliquen una visión de crecimiento fuerte en un futuro y que requieran simpleza, mayor facilidad y menor precisión en su cálculo.

Un cuarto grupo es el de aquellos métodos de creación de valor, dentro de los cuales podemos destacar el EVA (*Economic value added* o Valor Económico Agregado) y el BE (Beneficio Económico).

Santandreu (2000) define al EVA como un modelo que cuantifica la creación de valor que se ha producido en una empresa durante un determinado período de tiempo. Explica que el principio que rige este método es que una empresa crea valor cuando los recursos generados superan su costo. A su vez cuando se refiere a los costos, el método considera todos los de tipo financiero, incluyendo la rentabilidad mínima exigida por los accionistas.

$$EVA = \text{Beneficio Neto} - (\text{Costo del capital} * \text{Capital Invertido})$$

En su libro Valoración de empresas, Pablo Fernández (2008) explica al BE, también llamado *residual income*, como el BFO (Beneficio Financiero Operativo) o beneficio contable, menos el valor contable de las acciones multiplicado por la rentabilidad exigida a las acciones (K_e). El beneficio económico (BE) es entonces:

$$BE = BFO - K_e * Evc$$

Ambos métodos miden la creación de valor económico utilizando indicadores financieros, teniendo el EVA un enfoque hacia la rentabilidad, y el BE hacia el flujo de efectivo neto, luego de impuestos, teniendo una visión más amplia a través del uso de diferentes indicadores, y no solo la rentabilidad excedente sobre el costo de capital.

Si bien este grupo tiene como ventaja que son métodos de sencillo cálculo, encuentra su limitante en que la información ingresada al modelo se basa en información de los balances, con lo que resulta de tipo estática, al no considerar los flujos de fondos proyectados.

Por último, el quinto grupo corresponde a aquellos métodos basados en el descuento de flujos de fondos. Varios autores como Damodaran, (2013), Brealey, Mayer & Marcus (2001) y también Fernández (2008) los definen como métodos que permiten determinar el valor de una empresa basándose en la estimación de los flujos de dinero que generará en un futuro, para luego descontarlos a una tasa según el riesgo que tengan asociados, calculando el valor actualizado de los mismos.

Los distintos métodos que conforman este grupo realizan el descuento de los flujos futuros que se generarán, descontados a una tasa apropiada, en función de si los mismos son *cash flows* libres, de los dueños del capital o para los accionistas. El método de descuento se basa en la determinación en detalle de los pronósticos de cada partida financiera, correspondiente a cada período, y su descuento a una determinada tasa. La selección de la tasa de descuento no es un tema menor, sino que se determina teniendo en consideración el riesgo y las volatilidades como el tipo de flujo que se desea descontar. El siguiente cuadro (Tabla 1) muestra cuál es la tasa de descuento correspondiente para cada tipo de flujo utilizados:

FLUJO DE FONDOS	TASA DE DESCUENTO APROPIADA
ECF: Flujo de fondos para los accionistas	Ke: Rentabilidad exigida a las acciones
CFd: Flujo de fondos para la deuda	Kd: Rentabilidad exigida a la deuda
FCF: Flujo de fondos libres (<i>free cash Flow</i>)	WACC: Costo Promedio Ponderado del capital
CCF: <i>Capital Cash Flow</i>	WACC antes de Impuestos

TABLA 1: Tabla de elaboración propia

El valor actual de cada flujo de fondo tiene su propia forma de cálculo y tiene asociada una tasa de descuento que le permite determinarlo.

Autores como Vélez Pareja (2012), Tapia y Aire (2018) indican que el flujo de fondos para los accionistas permite saber el valor que tienen las acciones. Expresa cuánto efectivo queda disponible para los accionistas después de que se hayan pagado todos los gastos, la reinversión y la deuda. Considera los ingresos netos, los gastos de capital, el capital de explotación y la deuda, y su valor actual se obtiene al aplicar la tasa de descuento K_e , que es la rentabilidad exigida por los accionistas. Este valor proporcionará un valor de tasa mínima requerida por el accionista.

La forma de cálculo adoptada para obtener la rentabilidad exigida por el accionista se hará en base al modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) que “dice que la rentabilidad de una acción está compuesta por una tasa libre de riesgo y una prima de riesgo que es un múltiplo de la prima de riesgo de mercado” (Vélez Pareja & Tham, 2012, págs. 6-7). Su expresión matemática es:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) + \delta$$

Donde:

- R_f es la tasa libre de riesgo,
- β es la sensibilidad de la inversión al riesgo sistémico (riesgo del mercado),
- R_m es el retorno promedio esperado de los activos de riesgo disponibles en el mercado, típicamente se mide por la rentabilidad promedio del mercado accionario, y
- δ representa los ajustes para la aplicación del modelo en diferentes mercados, es decir, representa el riesgo país.

Se realiza la misma aclaración que el autor sobre el concepto de deuda dentro de este estudio de caso, se llama deuda a la deuda financiera y no a los pasivos. Explican Tapia y Aire (2018) que, para el caso del flujo de fondos para la deuda, la tasa interna representa el costo efectivo por el valor de la deuda tomada, que se denomina comúnmente costo de capital (K_d). Para entender mejor este concepto, se toma lo expuesto por Park (2009) donde define al costo de capital como el costo de oportunidad, la tasa de retorno mínima que una compañía o un inversor, puede ganar, para seguir satisfaciendo las expectativas de los proveedores del capital.

Resulta importante entender, como menciona Pareja (2012), que una empresa recibe fondos de dos fuentes para financiar sus proyectos: por un lado, de los accionistas y por el otro, de los inversionistas o tenedores de deuda. Es por esto que los riesgos asociados a cada una de las fuentes varían y, en consecuencia, su costo también lo hace. Es de esperarse entonces, que la rentabilidad esperada por los accionistas deberá superar a aquella exigida a la deuda. Fernández (2008) también soporta esta relación explicando que para los accionistas se suma al riesgo operativo, el riesgo financiero de la inversión.

El Flujo de fondos libre (*Free Cash Flow*, FCF) es un flujo de tipo operativo ya que considera la operación sin tener en cuenta el endeudamiento, después de impuestos. Su valor actual, permite conocer el valor del proyecto y la tasa de descuento que utiliza es el costo promedio ponderado (*Weight Average Cost of Capital*, WACC) (Tapia & Aire, 2018). Explica Fernández que “el FCF supone prescindir de la financiación de la empresa, para centrarnos en el rendimiento económico de los activos de la empresa después de impuestos, visto desde una perspectiva de empresa en marcha y teniendo en cuenta en cada periodo las inversiones necesarias para la continuidad del negocio” (2008, pág. 43).

Bajo estas premisas, se deduce que el *Free Cash Flow* para una empresa con situación de no deuda, sería igual al flujo de fondos de los accionistas.

El WACC es el coste de los dos recursos de capital que tiene una empresa; la deuda financiera y los fondos propios, teniendo en cuenta su tamaño relativo. Su fórmula matemática es:

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

Donde:

- D es el valor de la deuda,
- E el valor de las acciones o el *equity*, y

- t corresponde a la tasa impositiva.

Fernández expone que “el WACC se calcula ponderando el coste de la deuda (K_d) y el coste de las acciones (K_e), en función de la estructura financiera de la empresa” (2008, pág. 45), siendo en este caso la aplicable al proyecto.

Finalmente, el *Capital Cash Flow* (CCF) o Flujo de fondos del capital resulta de la suma del flujo para los poseedores de la deuda y el flujo de los poseedores de las acciones. El autor agrega que “el *cash flow* para los poseedores de deuda se compone de la suma de los intereses más la devolución del principal” donde los intereses responden a la deuda por el costo de capital de la deuda (2008, pág. 44). La tasa de descuento aplicable a este flujo es el costo ponderado del capital antes de impuestos (WACC antes de impuestos).

Como limitaciones al método podría mencionarse que el mismo se basa en una serie de suposiciones sobre los flujos futuros que generará el proyecto o la empresa. Autores como Aires y Tapia que cuestionen la incertidumbre que implica asumir un flujo de fondos que depende en la mayoría de los casos de una probabilidad y condiciones de mercado. Si los escenarios analizados son muchos y hay una diferencia significativa entre ellos, las decisiones tomadas en base al escenario más probable pueden no ser suficientemente representativas de la complejidad del caso y llevar a decisiones equivocadas.

En este sentido, para el caso analizado, las probabilidades de ocurrencia son altas y juegan a favor, ya que, como se verá más adelante, la demanda de energía supera la generación de la misma, y puntualmente, las energías renovables tienen prioridad de despacho.

En contraposición, se entiende que es el mejor método para la valuación del proyecto en cuestión, por las siguientes razones:

- Al tratarse de un método basado en la generación de flujos de fondos libres, se puede medir de forma más precisa los beneficios económicos generados por el proyecto.
- Se trata de un método que permite ingresar con el detalle deseado, las variables específicas del proyecto en cuestión. Entre ellas, los costos, los ingresos, y los riesgos asociados.

- Al permitir descontar los distintos flujos de fondos a una tasa determinada, permite el uso de tasas que reflejen los riesgos correspondientes.
- En caso que se quisiera comparar este proyecto con otros como opciones para invertir, es un método que habilita una comparación justa.

iii. Métodos de evaluación – Medidas de rentabilidad

El método de valuación definido en el inciso 5.ii, permitirá avanzar hacia una evaluación de la rentabilidad del proyecto en cuestión. La misma se hará en base a la corriente que considera las medidas de rentabilidad tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo como son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa interna de Retorno (TIR).

La definición técnica que expone Meza Orozco sobre el VAN o Valor Presente Neto como lo nombra es:

“El valor presente neto es una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos. En términos concretos, el valor presente neto es la diferencia de los ingresos y los egresos en pesos de la misma fecha” (2013, pág. 135).

Por su parte, Baca sobre el VAN dice:

“Es el valor monetario que resulta de restar a la suma de los flujos descontados la inversión inicial” aclarando que realizar esta suma y resta “equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero” (2010, pág. 186).

Y Tapia y Aire suman a la definición, que la unidad de medida del valor actual neto es monetaria, con lo que el resultado se expresa en valores absolutos (2018).

Como consecuencia de su definición, se deduce el criterio de aceptación o rechazo del VAN como criterio de rentabilidad. Son varios los autores que tratan el tema, dentro de los que se puede agregar a Baca Urbina y a Morales Castro, entre otros, donde un proyecto se considerará rentable cuando su valor de VAN sea positivo, es decir que los ingresos del proyecto deberán ser mayores a los desembolsos. El autor Reyes, P.S. (Reyes, 2014) aporta que el método VAN permite además, comparar proyectos con flujos de efectivo no convencionales y puede ser utilizado para comparar proyectos con diferentes tamaños y vidas útiles. En este sentido, la construcción de un parque eólico tiene características no convencionales, donde la inversión inicial es muy alta, y los flujos

de efectivo ocurren luego en menor proporción. Es decir, esta técnica permite tomar los flujos de efectivo tal como ocurren.

Por su parte, a la Tasa Interna de Retorno, estos autores, la definen como la tasa de descuento a la que el VAN de una inversión da un resultado igual a cero, es decir, es la tasa a la cual el flujo de caja del proyecto es igual al capital invertido. Morales Castro aclara que es “la tasa de descuento que hace que los flujos netos de efectivo igualen el monto de la inversión. Esta tasa tiene que ser mayor que la tasa mínima de rendimiento exigida al proyecto de inversión” (2009, pág. 194). En otras palabras, es la tasa de rentabilidad del proyecto y como tal carece de unidad y suele expresarse en porcentaje, lo que la hace un valor relativo, a diferencia del VAN.

iv. Criterios de decisión – Estándares financieros

El criterio de aceptación de esta medida de rentabilidad según explican establece que, en líneas generales, un proyecto es rentable siempre que, además de ser positiva, supere en valor del costo de los fondos necesarios para obtenerlos (Tapia & Aire, 2018). Al respecto, podría también ocurrir que un proyecto sea aceptado con valor de TIR negativo, cuando se trate de proyectos mutuamente excluyentes.

Según Chain (2011) este método encuentra debilidades tales como entregar un resultado que conduce a la misma regla de decisión que la obtenida con el VAN, no sirve para comparar más de un proyecto, por cuanto una TIR mayor no es mejor que una menor, ya que la conveniencia se mide en función de la cuantía de la inversión realizada. Y cuando hay cambios de signos en el flujo de caja, por ejemplo, por una alta inversión durante la operación, pueden encontrarse tantas TIR como cambios de signo se observen en el flujo de caja.

Sin embargo, permite comparar su valor con un estándar financiero mínimo que, con base en lo expuesto hasta aquí, podría ser el costo promedio ponderado de capital de la empresa que evalúa realizar la inversión y en este sentido utilizaremos a la TIR como medida de rentabilidad para la evaluación del caso.

Sobre la base de lo expuesto en este apartado, Tapia y Aire agregan que “en el caso específico de un proyecto de inversión, deberán considerarse los cuatro flujos de fondos expuestos, por su incidencia incremental” (2018). Se procederá entonces, a la estimación de los flujos de

fondo explicados en la Tabla 1, así como de sus correspondientes tasas de corte, para poder obtener la valoración del proyecto y a través del VAN y, como define Rocabert, (2007) se medirá la deseabilidad del mismo en términos absolutos. En forma complementaria y con el objeto de conocer cuál es la tasa efectiva que genera que el proyecto sea rentable, se estimará la TIR.

v. Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de poder brindar mayor información a los accionistas sobre el proyecto, a través de un análisis de sensibilidad, como explica Vivallo (2017), se pretende exponer el impacto que tienen determinadas variables, como el precio de la energía, sobre las medidas de rentabilidad de proyecto.

Córdoba Padilla agrega “implica la utilización de varios resultados posibles o estimativos considerando los flujos de caja en forma pesimista, probable y optimista” (2011, pág. 315)

Es decir, se fijarán todas las variables ingresadas al modelo de valuación con excepción de una a definir, y se procederá a modificar su valor, para medir el efecto que esto tiene sobre la TIR o el VAN del proyecto. Este método lo explica Sapag y Sapag (2008) como análisis unidimensional de sensibilidad.

En concordancia con Iloiu, M.& Csiminga, D (2009) buscaremos honrar lo que describen como el propósito del análisis de sensibilidad: ayudar a la identificación de las variables claves que influyen el proyecto, la posibilidad de investigar las consecuencias de cambios en estas variables, el asesoramiento para la toma de decisiones ante posibles variaciones, y entonces la oportunidad del seteo de acciones mitigantes, ante estos efectos identificados.

vi. Mecanismos de financiamiento: Project Finance

Según Davis (2003) y la guía sobre Project Finance de la firma Dontons (2013), el uso del Project Finance como mecanismo de financiamiento se popularizó en la década de los 90 debido a la creciente demanda por financiar proyectos de gran escala de manera segura y con menores costos de transacción

A pesar de que no hay una definición formal del término Project Finance, hay múltiples definiciones y enunciados de diversas fuentes económicas y financieras y de autores que permiten comprender sus características fundamentales. En este sentido, se procederá a presentar algunas

de estas definiciones que ayudarán a entender por qué este mecanismo ha sido el más utilizado en las últimas décadas para financiar proyectos de energía y grandes dimensiones de capital. Además, se utilizará esta definición como base para el financiamiento del proyecto del parque eólico en cuestión. Iniciaré por las definiciones halladas en agencias, bancos y organizaciones económicas, y luego en algunas presentadas por diferentes autores.

El Banco Export-Import Bank of the United States (Bank, s.f.) lo define como:

“la financiación de proyectos que dependen de los flujos de efectivo del proyecto para su pago, según lo definido por las relaciones contractuales dentro de cada proyecto. Por su propia naturaleza, este tipo de proyectos se basan en una gran cantidad de arreglos contractuales integrados para completarlos y operarlos con éxito. Las relaciones contractuales deben estar equilibradas con los riesgos distribuidos a aquellas partes mejor capacitadas para asumirlos, y deben reflejar una asignación justa de riesgo y recompensa. Todos los contratos del proyecto deben encajar perfectamente para asignar los riesgos de una manera que asegure la viabilidad financiera y el éxito del proyecto.”

A su vez, Basel Committee on Banking Supervision (2004, pág. 60), lo define de forma oficial como:

“La financiación de proyectos (PF) es un método de financiación en el que el prestamista busca principalmente los ingresos generados por un solo proyecto, como fuente de reembolso y como garantía de la exposición. Este tipo de financiamiento suele ser para instalaciones grandes, complejas y costosas que pueden incluir, por ejemplo, centrales eléctricas, plantas de procesamiento químico, minas, infraestructura de transporte, medio ambiente e infraestructura de telecomunicaciones. La financiación de proyectos puede adoptar la forma de financiación de la construcción de una nueva instalación de capital o de refinanciación de una instalación existente, con o sin mejoras.

En tales transacciones, el prestamista generalmente recibe el pago único o casi exclusivamente del dinero generado por los contratos para la producción de la instalación, como la electricidad vendida por una planta de energía. El prestatario suele ser una SPE a la que no se le permite realizar ninguna función que no sea desarrollar, poseer y operar la instalación. La consecuencia es que el reembolso depende principalmente del flujo de caja

del proyecto y del valor colateral de los activos del proyecto. Por el contrario, si el reembolso de la exposición depende principalmente de un usuario final bien establecido, diversificado, digno de crédito y obligado por contrato para el reembolso, se considera una exposición garantizada para ese usuario final.”

Carlos Marcelo y Carlos Gilberto Villegas definen Project Finance como:

“(…) una técnica de financiación que se funda básicamente en la bondad y viabilidad del proyecto a financiar, tanto en sus aspectos técnicos, jurídicos, económicos y financieros, y por sobre todas las cosas, en su capacidad para generar un flujo de fondos suficiente para repagar a los proveedores del financiamiento, dado que la financiación se estructura sin recurso contra los patrocinadores o “sponsors” o bien, con recurso limitado. Dado que, en la práctica, los que proveen el financiamiento requieren ciertas garantías que los cubra ante situaciones desfavorables que afecten a los flujos de fondos, los bienes del proyecto se “aislan” y se afectan en primer término como garantía o colateral del financiamiento prestado, no siendo infrecuente que se exijan también garantías de terceros, agencias internacionales de crédito, etcétera” (2001, págs. 652-653)

De los Heros Echeopar y Marin (2016), hablan del Project Finance como aquella técnica de financiamiento de proyectos (típicamente de largo plazo) basada en la capacidad del propio proyecto a financiar de generar flujos de caja positivos. Es interesante destacar en este sentido, que a diferencia de otros mecanismos de financiamiento, el PF no resulta atractivo a los inversores por la solvencia de quienes lo patrocinan, sino que es la capacidad del propio proyecto, y su diseño, lo que asegurar la solvencia y el repago de la deuda.

Hasta aquí algunas definiciones que enfatizan aspectos básicos y fundacionales de qué es un Project Finance, donde desde la mirada del Export-Import Bank of United States, se destaca la importante evaluación de riesgos que aseguren la viabilidad financiera y la posibilidad de repago, y en este sentido, tanto Basel como Villegas-Villegas y Heros Echeopar y Marin ponen sobre la mesa que el principal aspecto y el factor determinante es la capacidad que tiene el proyecto para hacer frente a las obligaciones financieras. Es entonces en donde la correcta valuación y el

meticuloso análisis de los parámetros que definen el modelo definido, definen no solo el nivel de riesgo, sino la mencionada capacidad que tiene el proyecto para definirse viable o no.

Solo a modo comparativo y para enfatizar lo destacado hasta el momento sobre este mecanismo de financiamiento, Yescombe , en su libro *Principles of Project Finance*, realiza una breve diferenciación entre Project Finance y el financiamiento corporativo, en donde la deuda tiene otras características:

- “Se prestan principalmente contra el balance de una empresa y las proyecciones financieras extrapoladas de su flujo de caja anterior y registro de ganancias.
- Tiene acceso a todo el flujo de efectivo de la expansión del negocio del prestatario como garantía, en lugar del flujo de efectivo limitado de un proyecto específico; por lo tanto, incluso si un proyecto individual falla, los prestamistas corporativos aún pueden esperar razonablemente que se les pague;
- Asumir que la empresa permanecerá en el negocio por un período indefinido y, por lo tanto, puede seguir renovando sus préstamos, que por lo tanto no necesitan ser prestados a largo plazo; y
- También pueden estar garantizados por los activos físicos de la empresa: sus oficinas, fábricas, etc., de modo que, si la deuda no se paga, estos activos pueden venderse para ayudar a recuperar la deuda” (2014, pág. 23)

Otro autor que soporta estas principales diferencias es Court, E. (2012) quien concluye además que en general, el Project Finance es una estructura de financiamiento utilizada para proyectos específicos, mientras que el financiamiento corporativo se utiliza para financiar empresas en su conjunto.

vii. Instrumentos financieros: Bonos Verdes

En el sector energético, una práctica común de financiamiento son las emisiones de Bonos Verdes. Aunque no sea el enfoque principal del presente trabajo, es importante mencionar que muchas empresas del sector utilizan este instrumento financiero para obtener fondos destinados a proyectos de energía renovable y sostenibilidad ambiental. Es por ello que se brindará una breve descripción de los mismos y su relevancia en la industria energética.

Iniciemos entonces, por definir e introducir algunos conceptos:

La Norma Internacional de Contabilidad (NIC, 32.11) define a un instrumento financiero como un contrato que da lugar, simultáneamente, a un activo financiero para una empresa y a un pasivo financiero o instrumento de capital en otra empresa. En este contexto, surgen los Bonos Verdes, un tipo de instrumento financiero que tiene como objetivo contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, creados como parte de los esfuerzos internacionales para cumplir con los objetivos del Protocolo de Kioto. En la tercera COP en 1997, nació el Protocolo de Kioto, un acuerdo donde la Comunidad Económica Europea y 37 países industrializados se comprometieron a reducir sus emisiones tomando como referencia los niveles de 1990.

Como parte de este protocolo, se creó el Mecanismo de Desarrollo Limpio, explicado por la autora Romero (2020) y el Ministerio de Medio Ambiente de Chile (<https://mma.gob.cl/>, s.f.) como un mecanismo que consiste en un mercado regulado de compraventa de permisos de emisión que permite a los países desarrollados llevar a cabo proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo para ganar créditos de emisión de toneladas de CO₂ y, de esta manera, alcanzar sus objetivos de reducción.

Existen varias definiciones de Bonos Verdes, tomaremos la que proporciona la Bolsa de Comercio de Rosario que nos permite identificar la aplicabilidad de los mismos al contexto del presente trabajo:

“los Bonos Verdes son definidos por los 'Green Bonds Principles (GBP)' como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente dirigidos para financiar, o re-financiar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como 'Proyectos Verdes'. Los fondos de la emisión se destinan a actividades con beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos naturales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo” (DALLA VALLE, RODRIGUEZ DE SANCTIS, & ZUBILLAGA, 2018)

Como complemento, y para ampliar el entendimiento en los aspectos que deben considerarse y medirse, Greenpeace (2020) explica que la huella de carbono se mide en masa de

dióxido de carbono (CO₂) equivalente, siendo usado el CO₂ por ser el elemento más abundante entre los Gases de Efecto Invernadero (GEI). En este caso, se traducen en certificados de emisiones reducidas (CER), que equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera y es el instrumento que se transacciona en el mercado de bonos bajo la regulación de la Comisión Nacional de Valores.

En resumen, los Bonos Verdes son similares a cualquier otro instrumento de renta fija en cuanto a sus principales características, con el agregado, de que impulsan inversiones sustentables en países en desarrollo con economías emergentes.

6. Metodología y técnicas utilizadas

El objeto de estudio del presente trabajo es la valuación de un parque eólico ficticio de 50.4MW ubicado en Chubut en el período 2017-2025. Para ello se toman casos similares, de proyectos de inversión de parque eólicos de magnitudes semejantes que permitan recolectar datos para el armado del flujo de fondos.

El método de análisis utilizado será cuantitativo. Explica Sautu (2005) que la metodología cuantitativa es aquella que utiliza la deducción en el diseño y la inducción en el análisis, establece modelos de análisis causal, posee un fuerte papel de la teoría en el diseño y otorga confiabilidad en los resultados a partir de estrategias de validación interna. En el presente trabajo, se parte de datos cuantitativos para arribar a una exposición de tipo descriptiva que permita cumplir con los objetivos planteados. También señala la autora, que es el alto contenido descriptivo dentro de un estudio de caso, lo que permite mostrar que las complejidades dentro del mismo están dadas por más de un factor (2005). El presente trabajo expondrá variables tales como el precio adjudicado por contrato para la venta de energía, que define el flujo de ingresos, los costos sobre la tecnología utilizada para los aerogeneradores, que marcan la inversión a realizar y las características en cuanto a su emplazamiento que brindan el punto de partida para la estimación de la generación energética. Esta información luego será considerada en el modelo de valuación de un parque eólico, donde se permite identificar cómo definen al proyecto y su resultado. Esta descripción, a su vez, permitirá coleccionar las evidencias necesarias para la confección del flujo de fondos. Se aporta evidencia de casos similares al proyecto planteado, por potencia y ubicación geográfica, que guían a la coherencia del desarrollo.

Es Eisenhardt (1989) quien sugiere que este tipo de estudio permite recopilar una gran cantidad de datos que habilitan arribar a detalles y contraste valiosos. También argumenta que permite combinar diferentes fuentes de datos, como entrevistas, observaciones y documentos, para generar una comprensión más completa del fenómeno en estudio. Gerring (2007) lo presenta como una forma valiosa de investigación para comprender fenómenos complejos, dependiendo de sus objetivos y cómo se defina.

Stake, en su libro “*The Art of Case Study Research*” profundiza en los diferentes tipos de estudio de casos, donde de los cuales menciona algunos como los casos de estudio únicos, los casos de estudio de múltiples unidades, los casos de estudio de comparación y los casos de estudio de historia (1995).

En el método de estudio de caso los datos pueden ser obtenidos desde una variedad de fuentes. Los datos utilizados serán fuentes secundarias tomadas de distintos sitios:

- Genneia S.A. y Toral Eren S.A: se tomarán datos publicados acerca de las inversiones y características como la cantidad de megavatios y zonas de emplazamiento de los parques eólicos en construcción y operación.
- Se trabajará con datos oficiales publicados sobre tarifas y contratos de energía por CAMMESA.
- Se tomará de publicaciones del Banco Mundial lo referido a financiamientos y garantías.
- Se utilizarán páginas oficiales de Gobiernos para temas relacionados con definiciones gubernamentales
- Se utilizarán datos del Informe anual de IRENA (*International Renewable Energy Agency*) acerca de los costos de infraestructura.
- La tecnología y la información técnica de los equipos aerogeneradores, sobre la que se estima la capacidad de generación, se obtendrá de la compañía tecnológica Senvion.
- Información y datos referidos a sustentabilidad y relacionados a la huella de carbono, obtenidos de la página oficial de la ONU, Greenpeace y páginas de oficiales de Gobierno.

7. Presentación del caso.

El Parque Eólico por desarrollar es un proyecto de generación de electricidad mediante energía eólica, es decir, producida a través del uso de un recurso natural e inagotable como el viento.

El proyecto en estudio es la instalación de un parque eólico de una empresa ficticia privada, con capacidad de 50.4MW emplazado en la provincia de Chubut. A continuación, se describen y justifican los aspectos considerados para la definición del proyecto.

Proyecto	Parque Eólico en Chubut
Ubicación	Provincia de Chubut, Argentina
Duración	Desarrollo: 2 año
	Construcción: 2 años
	Operación mínima: 20 años
Potencia	50.4MW
Capacidad de abastecimiento	80000 hogares

Tabla 2: Características del proyecto – Elaboración propia

La inversión que se evalúa es un proyecto adjudicado en la ronda RenovAr2. Tiene un contrato Power Purchase Agreement (PPA) con CAMMESA para la venta del total de la producción durante 20 años.

Se inicia el abordaje de la valuación sobre la base del entendimiento del Mercado Energético Argentino, que permitirá situar en contexto la necesidad del proyecto y un análisis FODA que habilitará un diagnóstico de punto de partida. Luego, se procederá al análisis de la viabilidad tecnológica, legal y económica del proyecto. Finalmente, se identificarán las etapas de reinversión y las fases que la conforman, para determinar entonces la vida económica del mismo.

Un primer objetivo es medir la rentabilidad del proyecto bajo las condiciones establecidas. Se calculará también la tasa de costo de capital y se aplicará el método CAPM para la estimación de la rentabilidad exigida por los accionistas. Luego se analizarán los datos obtenidos.

i. Descripción del Mercado Energético en Argentina y análisis FODA

En 1992, la Ley 24.065/91 (Marco Regulatorio Eléctrico) (1991) pone en funcionamiento la nueva estructura vertical que divide al sector de forma vertical: generación, transmisión y distribución.

En el marco de esta Ley, se define el funcionamiento del Mercado Eléctrico Argentino regulado por el Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE), cuyas principales funciones puede resumirse en el control de la prestación de los servicios, la reglamentación, la prevención de conductas monopólicas y el establecimiento de las tarifas de las concesiones federales.

Para su funcionamiento, se conforma un mercado de energía eléctrica, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un sistema de precios y un administrador de dicho mercado, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)

Energía Renovable en Argentina

Según un Informe de la Subsecretaría de Energías Renovables (2016), “la promoción de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables constituye un objetivo estratégico del Gobierno Argentino. Las energías renovables permitirán la consecución de dos metas prioritarias: mejorar la seguridad energética y mitigar el cambio climático”.

“La Ley N° 27.191 de 2015 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.) ha establecido metas ambiciosas para la participación de las RE a corto, mediano y largo plazo en la matriz energética. La Tabla a continuación, refleja los objetivos establecidos por la Ley respecto al desarrollo de las RE. A fin de alcanzar el objetivo del 20% para 2025, la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables instalada deberá aumentar a 10.000 MW sobre la base actual de solo 800 MW que se operan en el país.

Fecha	Objetivo mínimo
Al 31-12-2017	8%
Al 31-12-2019	12%
Al 31-12-2021	16%
Al 31-12-2023	18%
Al 31-12-2025	20%

Tabla 3: Tabla de elaboración propia en base a la Ley 27.191

Para cumplir con esta meta el gobierno lanzó el plan RenovAr que incluye licitaciones públicas periódicas en las que distintas empresas presentan sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su capacidad. CAMMESA es la administradora de estos contratos a largo plazo (PPA), los cuales están fijados en dólares.

La primera ronda licitatoria (RenovAr 1, luego complementada por RenovAr 1.5) que se realizó en 2016 ha sido un gran éxito dado que se adjudicaron 59 proyectos por más de 2400 MW. Pero el gran interés en el país quedó demostrado no solo por estas adjudicaciones, sino por el total de ofertas recibidas que superaron los 6200 MW. La segunda ronda fue lanzada en 2017.

A finales de 2018 El Gobierno Nacional lanzó el proceso de convocatoria para las empresas interesadas en suscribir sus proyectos de energías renovables en la tercera ronda del Programa RenovAr. A través de la resolución 100 suscripta por la Secretaría de Gobierno de Energía, se oficializaron varios cambios con respecto a la Ronda 2. Además de reducir los plazos de garantía y cupo máximo de beneficios fiscales para todas las tecnologías, el organismo dependiente del Ministerio de Hacienda también puntualizó que se buscarán proyectos de menor escala.

En cuanto a la duración del proyecto, el Pliego de Bases y Condiciones RenovAr 2 - CAMMESA 16 ago 2017 CAMMESA define “Energía Contratada” como toda la energía eléctrica generada por la Potencia Contratada durante veinte (20) años de producción consecutivos a partir de la Fecha de Habilitación Comercial.

Análisis FODA cuantificado sobre la construcción de un parque eólico.

FODA es un acrónimo de: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas. Se entiende como matriz FODA:

“El análisis FODA es una herramienta que permite conformar un cuadro de la situación actual del objeto de estudio (persona, empresa u organización, etc) permitiendo de esta manera

obtener un diagnóstico preciso que permite, en función de ello, tomar decisiones acordes con los objetivos y políticas formulados” (MatrizFoda.com, s.f.)

Autores como Weihrich lo describen como una herramienta de planificación estratégica que le permite a las empresas evaluar factores internos (fortalezas y debilidades) y externos (oportunidades y amenazas) presentes o futuros, permitiendo tener una visión general. (1981)

Existen algunas variantes al análisis FODA original, como el FODA Dinámico, desarrollado por Carnap (2017) o el FODA Ponderado o Matemático, presentado por Javier Pérez Capdevila (2011). Dentro de esta última variedad, tomaremos la metodología explicada por Ramirez Rojas (2017).

Iniciaremos presentando el FODA con un esquema simplificado de los aspectos hallados, un breve análisis de cada uno y luego haremos el ejercicio de cuantificación.

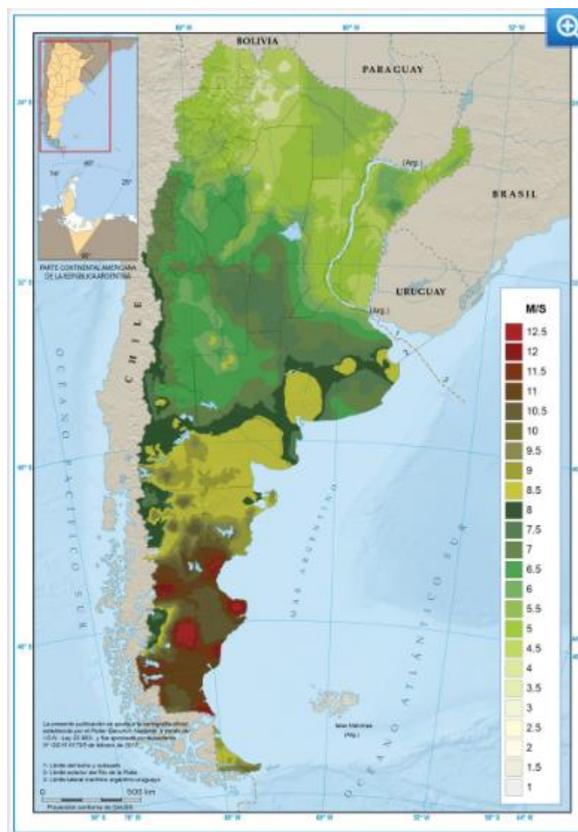
FORTALEZAS <ul style="list-style-type: none">• Recurso ilimitado.• No contamina.• Construcción reversible.• Corto tiempo de construcción.• El recurso está concentrado en la mitad sur del país.• Generador de fuentes de trabajo.	OPORTUNIDADES <ul style="list-style-type: none">• Desarrollo tecnológico• Expansión geográfica: off-shore y on-shore• Servicios de Operación y Mantenimiento• Capacidad energética en Argentina (Ley 27191)• Aumento de la demanda
DEBILIDADES <ul style="list-style-type: none">• Recurso intermitente, no continuo.• Especialización técnica requerida (Mano de obra)• Fabricación de componentes mayoritarios no local• Dificultad de almacenaje.• Gestiones medioambientales.	AMENAZAS <ul style="list-style-type: none">• Afección a la fauna.• Límites de viento.• Dependencia con el financiamiento externo.

Imagen de elaboración propia

Fortalezas

- a) Recurso ilimitado: Al ser un recurso natural, el viento se renueva en forma continua, con lo que no hay problema de agotamiento. En Argentina el potencial de producción de energía eólica es de un 45% en la zona de la Patagonia (Genneia, 2019)

- b) No contamina: A diferencia de otros recursos para la generación de energía eólica, no produce emisiones de contaminantes de ningún tipo a la atmósfera. Se puede realizar una analogía con un Parque Eólico en operación de 55,2MW con tecnología similar en cuanto a la potencia de los aerogeneradores, donde la reducción de emisiones de CO2 es de 176.000tn al año (Genneia, 2019)
- c) Construcción reversible: Al finalizar la vida útil del parque, los equipos pueden ser retirados y dispuestos, sin dejar huella en el entorno. Este análisis y plan de acción es parte del Estudio de Impacto Ambiental que se realiza al inicio del proyecto.
- d) Corto tiempo de construcción: el tiempo de construcción y puesta en marcha de un parque eólico, es menor en comparación con el de otros proyectos. Se estima un período de construcción entre 1 y 2 años, mientras que una central hidroeléctrica tarda entre 8 y 16 años (Energía Estratégica, s.f.).
- e) El recurso está concentrado en la mitad sur del país. La superficie de la Patagonia es de 1.043 millones de km2. A continuación puede observarse la distribución del mapa de recursos eólicos.



Fuente: Energía de mi país, 2020

- f) Generador de fuentes de trabajo: Tomando como referencia proyectos realizados por empresas argentinas, se estima que un proyecto de construcción de parque eólico implica al menos 170 empleados, considerando el staff administrativo y los empleados de obra.

Oportunidades

- a) Desarrollo tecnológico: los avances tecnológicos permiten en el futuro disminuir los costos de inversión necesarios. Con el avance de las tecnologías, la potencia generada por cada aerogenerador va en aumento. Las turbinas instaladas en un parque en 2011 tienen una potencia de 1.8MW. En el parque en desarrollo en el proyecto del presente estudio de caso, la potencia es de 3.6MW.
- b) Expansión geográfica: no solo queda aún gran parte del territorio de la Patagonia sin explotar, sino que existe oportunidad en desarrollos eólicos de tipo “Off shore” donde los aerogeneradores se ubican en el mar.
- c) Servicios de Operación y Mantenimiento: Actualmente en la Argentina, para los servicios de operación y mantenimiento se contrata a los tecnólogos que desarrollan las turbinas. Esto se debe a temas de garantía y al know-how necesario para el cuidado y la operación de las máquinas. En los últimos años, algunas empresas locales, han ido desarrollando estos conocimientos y tomando control sobre estas actividades.
- d) Capacidad energética en Argentina: Apoyado en el mapa de recursos de Argentina, la capacidad para generar energía en base al viento es de 12455 MW. Como se mencionó previamente, en base a la Ley 27191, existe un objetivo de cubrir un 20% de la matriz energética de Argentina. A diciembre 2021 la capacidad instalada, según informes de CAMMESA es de 5175MW.
- e) Aumento de la demanda: esto se explica en base al cuadro “aumento de demanda en la matriz energética” dispuesto por la Ley 27191.

Fecha	Objetivo mínimo
Al 31-12-2017	8%
Al 31-12-2019	12%
Al 31-12-2021	16%
Al 31-12-2023	18%
Al 31-12-2025	20%

Tabla 4: Fuente: elaboración propia en base a los datos de la Ley 27191

Debilidades

- a) Recurso intermitente, no continuo: al ser un recurso natural, no puede asegurarse su continuidad en generación. Dependiendo del clima, las bajas de tensión generadas por esta fuente deben ser suplidas por otra fuente alternativa.
- b) Requiere mano de obra especializada: debido a lo sofisticado de la tecnología de turbinas, la mano de obra es especializada y poco desarrollada en el país.
- c) La fabricación y el desarrollo de los aerogeneradores se encuentran fuera de Argentina.
- d) Dificultad de almacenajes: en Argentina, la energía producida no es almacenable, es inyectada a la red para consumo instantáneo. Con lo que, en caso de no ser requerida, la misma se deshecha.
- e) Gestiones medioambientales: El impacto que estas construcciones tienen, en términos medioambientales, suele darse no tanto en la operación del parque, sino en etapa de obra y montaje. Por sus características, suelen ubicarse en zonas alejadas y poco transitadas con lo que, al iniciar la actividad, el medioambiente sufre el impacto del montaje de la infraestructura para la circulación de maquinarias y camiones. Como también el traslado de los componentes de los aerogeneradores.

Amenazas

- a) Afección a la fauna: se encuentra que, relacionado a los factores exógenos, la fauna puede verse afectada en forma negativa en la instalación de un parque eólico. Una forma de prever y mitigar esta amenaza es realizar un estudio de fauna a lo largo de

las 4 estaciones del año, con el fin de observar los movimientos de los animales en la zona.

- b) Límites de vientos: Cuando el viento supera las tolerancias de los aerogeneradores, deben apagarse los mismos. La velocidad mínima entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "cut-in speed", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "cut-out speed"
- c) Dependencia con el financiamiento externo: Por el elevado costo de la tecnología, el cual representa alrededor de un 70% del gasto de capital inicial, CAPEX inicial, existe, en países como Argentina, una estrecha dependencia hacia la obtención de estos capitales a través de inversores privados externos. Es importante para esto, poder contar a nivel gubernamental, con el apoyo político que brinde un contexto de seguridad para el inversor.

A continuación, se expone la matriz de cuantificación del análisis FODA. Se procede a la determinación del balance estratégico del proyecto definido por Ramirez Rojas J.L. (2017):

$\text{Balance estratégico} = \text{Factor de Optimización} + \text{Factor de Riesgo}$

El balance estratégico es la relación que guardan entre sí el factor de optimización y de riesgo de un determinado proyecto, y puede favorecer o inhibir el desarrollo de estrategias competitivas. El primer factor indica la posición favorable del proyecto con respecto a sus activos competitivos y las circunstancias que potencialmente puedan significar un beneficio para adquirir ventajas en el futuro. El factor de riesgo muestra un pasivo competitivo y aquellas condiciones que limitan el desarrollo futuro de un proyecto.

En busca de la mejor condición para llevar adelante un proyecto, se espera que el factor de optimización supere con cierto margen al de riesgo.

Para calcularlo, a cada uno de los puntos identificados dentro del análisis, se los valoró con un puntaje entre 1 y 3 según se cree que tienen mayor o menos impacto en el proyecto, y se sumó cada columna F.O.D.A con el objetivo de comparar los distintos factores. Luego se calculó cuál es la participación de cada uno en el total, y también el porcentaje de cada factor.

F	O	D	A
Recurso Ilimitado	Desarrollo tecnológico	Recurso no continuo	Afección a la fauna
3	2	2	2
No contamina	Expansión geográfica	Especialización técnica requerida	Límites de viento
3	3	1	1
Construcción reversible	Servicios de Op y Mtto	Fabricación de componentes no local	Depende del financiamiento externo
1	3	1	3
Corto plazo de construcción	Capacidad Energética de Argentina	Dificultad de almacenaje	
2	3	2	
Ubicación de la concentración del recurso	Aumento de la demanda	Gestiones medioambientales	
1	1	3	
Generador de fuentes de trabajo			
1			
29%	32%	23%	16%
11	12	9	6

Factor de Optimización:	Fortalezas + Oportunidades	61%
Factor de Riesgo:	Debilidades + Amenazas	39%

Se concluye que el factor de optimización supera al de riesgo con una diferencia de 22pp dejando al proyecto en una situación favorable frente a sus riesgos. Los puntos críticos de atención se ubican en relación con las fuentes de financiamiento y los costos asociados.

ii. Análisis de viabilidad técnica, legal y económica

Antes de iniciar con los análisis específicos, vale la pena destacar la importancia de un correcto análisis de viabilidad en distintos aspectos. Estos análisis, permitirán entender y definir la factibilidad y el potencial que tiene el proyecto, guiando a los responsables, a definiciones más certeras y asertivas, basadas en información relevante.

En su libro Estrategia competitiva, Michael Porter (1998) introduce una serie de preguntas disparadoras que enfatizan la importancia de los análisis de viabilidad como herramientas

esclarecedoras que permiten entender las implicancias de la industria en cuestión en el proyecto a evaluar. Y es Rothaermel (2017) quien de forma complementaria, aborda el tema ubicándolas como herramientas que permiten entender y evaluar la viabilidad relacionado a las barreras de entrada, destacando la importancia de tener en cuenta factores filantrópicos, éticos, legales y económicos.

Es decir, se puede concluir que los distintos análisis de viabilidad, nos van a permitir desarrollar una base sólida y un plan que involucre datos, análisis de riesgos y planes de contingencia, que aumenten entonces, las probabilidades de éxito del caso.

Para realizar a un análisis de viabilidad técnica, legal y económica del proyecto, es primordial definir la localización del proyecto. En base a ésta no solo se obtendrá la base para el análisis tecnológico, sino que, dependiendo la ubicación en el territorio argentino, existen diferentes legislaciones que determinan el marco legal e impositivo. También costos asociados se desprenden de la ubicación del proyecto, por temas de infraestructura. Finalmente, y no menor, el impacto social y medioambiental está fuertemente determinado por el sitio donde esté ubicado el parque eólico.

Para la selección del emplazamiento del proyecto, se considera en primer lugar identificar una zona de Argentina que tenga generación de vientos acordes a las necesidades. Se define ubicar el mismo en la Patagonia. Un factor importante para considerar la localización es la calidad del recurso viento, cuyo indicador principal es la velocidad media anual.

Dentro de la región, se define la ubicación de su proyecto en la provincia de Chubut, que actualmente tiene un parque eólico operativo, con lo que considera una ventaja la reutilización de los canales logísticos, de infraestructura y operativos ya desarrollados.

Finalmente, dentro de la provincia, el emplazamiento del proyecto se localizará en Trelew por varios factores, donde se destacan las condiciones climáticas favorables como la velocidad media del viento, y las rachas máximas del mismo, que pueden presentar un factor de riesgo en etapa de operación para los equipos montados, así como retrasos en la contracción por temas de seguridad.

CIUDAD	AÑO	T. MEDIA (°C)	T. MÁX (°C)	T. MÍN (°C)	V. MEDIA VIENTO (km/h)	RACHAS MÁX (km/h)	PRESIÓN MEDIA (hPa)
Trelew	2019	14,8	21,1	8,7	24,0	70,6	1016,6
Puerto Madryn	2019	16,5	19,0	14,3	23,8	36,9	1009,3
Comodoro Rivadavia	2019	13,7	27,3	2,3	19,0	105,7	1010,8

Tabla 5: Tabla de Elaboración propia sobre los datos obtenidos en (MeteoRed, s.f.).

Otros aspectos para considerar fueron la disponibilidad de mano de obra calificada, donde se tuvo en cuenta el crecimiento de la actividad de construcción de parque eólicos en los últimos años, que generó la residencia en la provincia de Chubut de personas con perfiles técnicos que adquirieron el conocimiento y la experiencia necesaria.

De gran importancia para el período de construcción, resulta la cercanía de ruta y puertos. Si bien, el período de construcción es de solo 2 años, en proyectos de larga duración, el mismo es de impacto en cuanto a costos. Existen compromisos de tipo contractual que van encadenados a desembolsos de dinero por parte de inversionistas, y el inicio de la generación de energía y su consecuente generación de ingresos. Es decir, es vital para el éxito de un proyecto eólico, el cumplimiento de los plazos de construcción para dar inicio a la operación del parque. En este aspecto, la zona elegida cuenta con la estructura necesaria, debido a la cantidad de parques eólicos ya instalados en la provincia

Sobre el terreno propiamente dicho, durante la etapa de pre-factibilidad y medición de recursos, se procedió a realizar un contrato de usufructo, de un terreno donde no se realizaba actividad de tipo ganadera, con lo que el precio del mismo es mínimo. Este contrato realizado con el dueño del predio es de usufructo y se define en base a un porcentaje preestablecido del 1% sobre el ingreso anual, no posee un canon fijo. El criterio se tomó en base a usos y costumbres del sector.

El predio del Parque Eólico se localiza sobre la Ruta Nacional 3. Las localidades más cercanas son Trelew (35 km al S) y Puerto Madryn (38 km al N).



Imagen tomada de Google Maps

ii.1 Viabilidad Técnica: Selección de la Tecnología

Según un informe de CAMMESA, (“Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia”) la curva de potencia es la característica principal de funcionamiento de una turbina. Esta arroja el valor de potencia eléctrica entregada en función de la velocidad del viento.

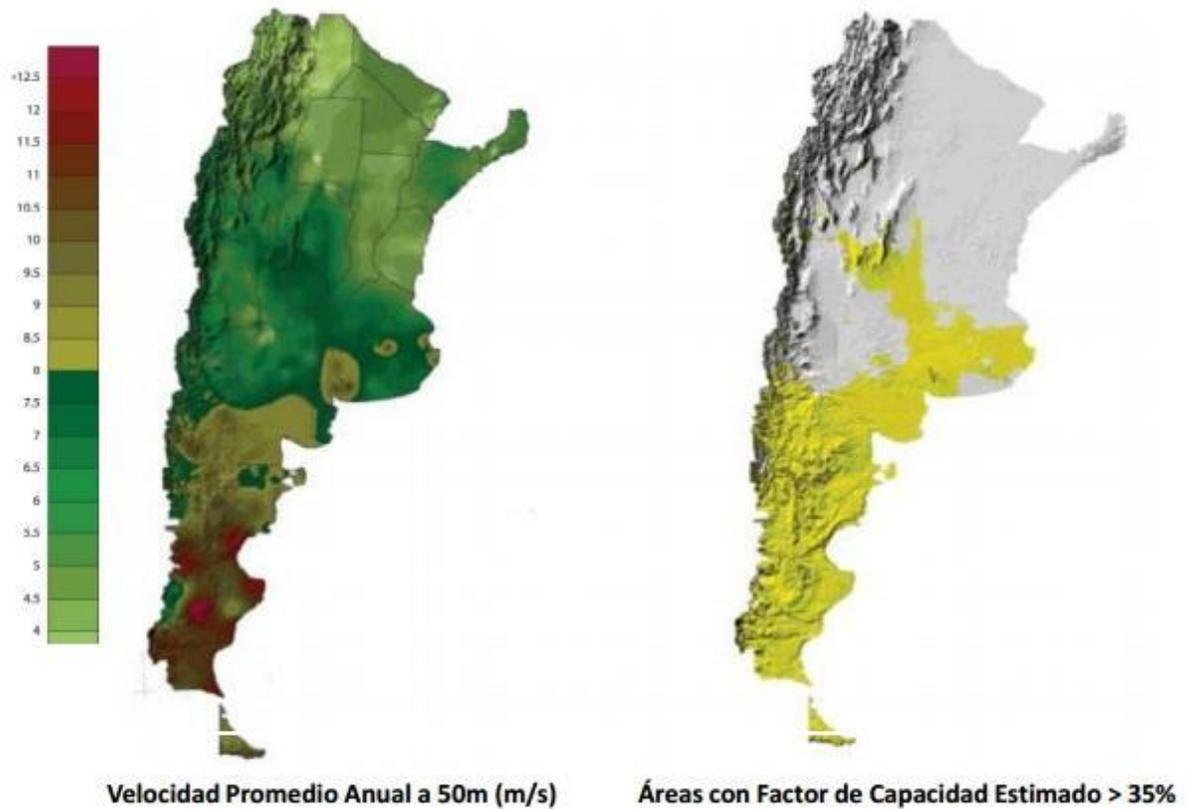
Siguiendo en orden de importancia, la distribución de frecuencia de la velocidad del viento da, para un determinado rango de velocidad, cuántas horas en el año, el viento tiene esa velocidad. Es decir que, aunque el viento es un recurso ilimitado, no tiene la capacidad de generar electricidad los 365 días del año, las 24 horas del día.

En el proceso de selección de la tecnología, se utiliza entonces la curva de potencia y la distribución de frecuencia de la velocidad del viento que tiene la turbina, para estimar la producción de energía por año por turbina, y luego de ajustado por pérdidas, la producción del parque entero.

Se habla entonces del factor de potencia como la relación entre la energía generada en un año por un aerogenerador, y la energía que podría haber generado con su capacidad de producción al 100%, es decir con su capacidad nominal. La característica de intermitencia del viento, genera que su factor de capacidad se reduzca en forma considerable.

De acuerdo al mapa eólico argentino publicado por el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, los generadores eólicos tienen en general una velocidad nominal de

viento mayor a los 8.5 m/s, donde los factores de carga calculados son mayores al 35%, tomando como valor para este proyecto, 47.8 que es un factor calculado para un proyecto de una compañía del sector, cercano a la zona.



Fuente: Centro Regional de Energía Eólica (CREE) y MINPLAN.

Se decide trabajar con aerogeneradores Senvion Serie 3.6M140, que son las mismas turbinas que la compañía utilizó en otro proyecto. A continuación se muestran las características:

Technical data

Design Data			
Nominal power (kW)	3,600		
Cut-in wind speed (m/s)	3.0		
Cut-out wind speed (m/s)	22.0		
Nominal wind speed (m/s)	11.0		
Operating temperature range (°C)	-20 to +40*		

Certification			
Hub height (m)	Wind class	DIBt wind zone	Transformer
107.0–110.0	Up to IEC S (based on IIB)	WZ 3, GK II	ITS
127.0–130.0	Up to IEC S (based on IIB)	WZ 2, GK II	ITS
157.0–160.0	Up to IEC S (based on IIB)	WZ 2, GK II	ITS

Rotor	
Diameter (m)	140.0
Rotor area (m ²)	15,394
Power control	Electrical pitch system

Rotor Blade	
Length (m)	68.5
Type	GRP

Electrical System	
Nominal Frequency (Hz)	50
Converter type	Full converter with DC intermediate circuit
Generator	Squirrel cage induction generator
Generator protection class	IP 54

Sound Power Level	
Max. sound power level [dB (A)]	104.0
Sound management	various

Power Curve	
-------------	--

The Power Curve graph plots power output in kW on the y-axis (0 to 3,500) against wind speed at hub height in m/s on the x-axis (0 to 26). The curve shows a cut-in speed of 3 m/s, a power increase to a constant 3,600 kW between 10 m/s and 22 m/s, and a cut-out speed of 26 m/s.

Fuente: pág web SENVION

El proyecto involucra la instalación de 14 aerogeneradores de 110 metros de altura y tres palas cada uno de 70 m de longitud (140m de diámetro), distribuidos en un predio ubicado a 35 km al norte de la localidad de Trelew en la Provincia de Chubut. También la construcción dentro del predio de una Estación Transformadora y una línea eléctrica para el transporte de la energía producida al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La operación del proyecto tiene una capacidad total instalada de 50,4 MW. Su puesta en funcionamiento permite abastecer de energía a unos 80.000 hogares.

ii.2 Viabilidad Legal

Gonzalez, J. (2016) señala que, a principios de la presente década ocurrió en la Argentina un cambio de raíz en el sector eléctrico impulsado por la reforma del estado, cuando se definió sumar una mayor participación del sector privado, generando una descentralización.

Un nuevo mercado quedó definido sobre la base de la ley 24.065, la resolución N° 38/91 de la Secretaría de Energía, entre otras, donde se estableció el MEM, para comercializar la electricidad producida entre quienes la generan, la distribuyen y los grandes consumidores.

Acorde a un Informe del Ministerio de Energía y Minería (2017), las tres componentes del MEM son: generación, transmisión y distribución. Las operaciones de compra y venta de energía eléctrica ocurren a través del Mercado a Término y del mercado SPOT, donde operan los agentes y participantes del MEM.

En el primero, las partes acuerdan un contrato de cantidades, precios y condiciones definidas en forma libre, y la energía no comercializada en éste, se hace a través del mercado SPOT.

El proyecto bajo evaluación considera que el pago de la energía va acorde al acuerdo con CAMMESA sobre despacho de la producción, durante el período acordado, y también sobre la energía disponibilizada y aceptada por CAMMESA para las reservas de su sistema.

ii.3 Viabilidad económica

Se verifica la disponibilidad para ingresar en el sistema de generación de energía, en base a los valores y requerimientos establecidos por la Ley 27191, donde se establece un target de 20% de la matriz energética, dispuesta por fuentes renovables al año 2025.

En base a los datos publicados por CAMMESA, ver ANEXO I, se observa que aún existe la necesidad de generación de fuentes de energía renovable para cumplir con el objetivo fijado.

Según el informe de CAMMESA, ANEXO I, la demanda de energía en Argentina crece en promedio 2% por año. Esto puede asociarse al crecimiento del PBI. Se define para 2025, un consumo estimado de 170 TWh, siendo 34 TWh (20%) definidos para generarse a partir de fuentes de energía renovable.

En la siguiente tabla se presentan las estimaciones en base a los datos compartidos por el Banco Central sobre las expectativas de mercado.

PBI a precios constantes					
Período	Referencia	Mediana (REM dic-2021)	Dif con REM anterior*	Promedio (REM dic-2021)	Dif con REM anterior*
2022	var. % prom anual	2,9	0,4 (1)	2.7	+0,1 (1)
2023	var. % prom anual	2.2	0.1 (0)	2.2	+0.2 (0)
2024	var. % prom anual	2.2	- (0)	1.9	- (0)

*Comparación en relación con el relevamiento previo, pudiendo no coincidir exactamente por efecto de redondeo. El número entre paréntesis indica por cuántos relevamientos consecutivos se mantiene la misma tendencia

Tabla 6: Tabla de elaboración propia: fuente Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del Banco Central, diciembre de 2021

Financiamiento

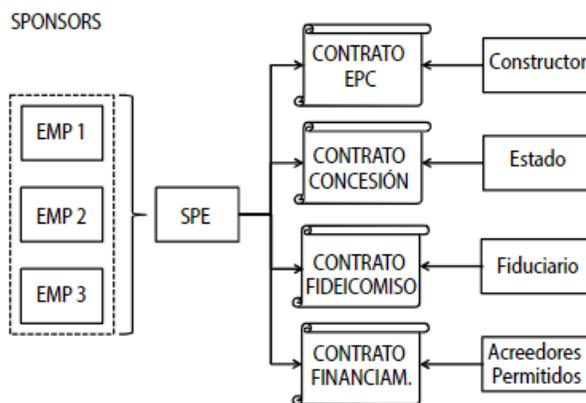
Como se mencionó en el apartado Marco Teórico, el mecanismo de financiamiento definido, y uno de los más utilizados para proyectos de generación de energía, es el denominado Project Finance o financiamiento de proyectos. Orellana en referencia al Project Finance establece “Esta técnica basa el financiamiento en la capacidad del proyecto de generar flujo de caja como su principal fuente de repago” (Conceptos y Fundamentos del Project Finance, 2016).

Gemma Juan Giner (2019) explica que la estructura más utilizada para llevar a cabo este tipo de proyectos es crear una sociedad dedicada exclusivamente a este fin, denominada Sociedad Vehículo del Proyecto (SPV). La sociedad vehículo es la emisora de la deuda que a su vez utiliza los flujos de caja generados por el proyecto para el repago de la financiación. Esta sociedad se crea específicamente para el proyecto y es la que recibirá los ingresos generados y los flujos de fondos, como también será la encargada de la devolución de la deuda asumida. De esta manera, se consigue individualizar el riesgo de los proyectos del de la empresa. Por esta razón, es que el proyecto deberá ser no solo viable, sino también rentable por sí solo.

Otra característica de este tipo de financiamiento es que, al requerirse una gran inversión inicial, es necesario un período largo para alcanzar una rentabilidad aceptable.

Salvatierra, P. N., & Cubillas, J. C. (2015) muestran cuáles son las partes que intervienen en un Project Finance:

- Sponsors: Son las empresas que se encuentran detrás de la SPE, son los socios de la misma. En el caso de las Asociaciones Público-Privadas (APP), son las empresas que cumplen con los requisitos técnicos y financieros durante la etapa de concurso público. Estas empresas suelen ser grandes y con experiencia en el rubro, lo que les otorga una garantía y respaldo importante en el proyecto.
- SPV: En adición a lo ya descrito, es una persona jurídica nueva que constituyen los Sponsors que tiene como único propósito llevar adelante la ejecución del proyecto. Es la única responsable por el repago de la deuda contraída. El importante esta figura ya que su objetivo es entonces garantizar que el flujo de fondos del proyecto se encuentre únicamente asociado a los riesgos del mismo, y no al resto de las actividades o situaciones de los sponsors.
- Acreedores Permitidos: Entidades financieras que realizan el préstamo para la realización del proyecto. Las características que deben cumplir para calificar como tales, estarán dadas por el APP firmado.
- Estado: contraparte de la SPV con la que se define el contrato Público-Privado.
- Empresas Constructoras: Empresa o empresas especialistas, en este caso, en construcción de parques eólicos, que llevará adelante la obra en cuestión.
- Fiduciario: tercero ajeno a las partes involucradas en el contrato, que asegura el correcto cumplimiento del acuerdo firmado.



Fuente (Salvatierra & Cubillas, 2015, pág. 113)

En este proyecto, por las características antes mencionadas, la garantía de repago se basa en la capacidad del mismo de generar flujos de caja proyectados, sobre ciclos de 20 años de vida

económica, donde las incertidumbres al inicio del proyecto son altamente riesgosas, estos métodos conllevan un riguroso análisis de riesgos conocido como “due dilligence”. Esta auditoría califica los emprendimientos como aptos ante organismos de financiamiento, lo que constituye un aval para la búsqueda de capitales externos.

Según explica Peiro Ucha, el financiamiento a través de esta herramienta, cubre hasta un 90% de la inversión total (Financiación de proyectos – Project finance, 2015). Para este proyecto consideraremos que la deuda cubre un 50% de la inversión.

iii. Etapas de pre-inversión y sus fases

El ciclo de vida para la generación de energía en un parque eólico puede esquematizarse en base al siguiente mapa de procesos:



Gráfico de Elaboración propia

Complementando a Víctor Yepes Piqueras (2014) quien define que este tipo de proyectos puede dividirse en tres etapas: ejecución, explotación y clausura, considero que el proceso comienza en la etapa de desarrollo de negocios, con la localización de un terreno, la obtención de datos meteorológicos y el inicio de las mediciones de la velocidad del viento mediante la instalación de una torre de medición, actividades no consideradas por el autor, previo al inicio construcción de accesos, plataformas, entre otros.

TÜV SÜD, proveedor líder en el mercado enfatiza la vital importancia que tiene esta primera etapa de medición:

“El tipo de turbina eólica, el diámetro del rotor, la altura del buje, las velocidades locales del viento, así como la dirección y el perfil vertical del viento, influirán en el éxito de un proyecto. Es esencial determinar dónde se localizan los recursos eólicos, comprender sus

características y validar su calidad. La falta de una evaluación de riesgos para estos parámetros cruciales puede dificultar el buen funcionamiento y dar como resultado una baja producción de energía”. (TÜV_SÜD, 2022)

En función de estas mediciones, que suelen durar entre uno y dos años, se puede establecer una estimación de las velocidades del viento a alturas de entre 80 y 100 metros, que servirán para poder realizar una previsión de la producción de los aerogeneradores.

A partir de aquí se solicita la conexión a la red eléctrica y los permisos de construcción.

El paso siguiente es el análisis de impacto medioambiental. Los parques eólicos, al igual que cualquier obra humana, afectan el entorno, y sus efectos pueden estar relacionados con el suelo, la flora, la fauna y las poblaciones del lugar donde se instalan. No obstante, estos problemas pueden manejarse y minimizarse a través de una adecuada planificación.

Aprobado el estudio de impacto medioambiental, la siguiente decisión es lanzar o no el proyecto. Esta decisión habilita la etapa de gestión del proyecto que es aquella en donde ocurre la efectiva construcción del parque eólico. Se compone de una obra civil que abarca desde la construcción de caminos, viales y plataformas, hasta las cimentaciones de los aerogeneradores, y los edificios involucrados para la subestación eléctrica. También se identifica una obra eléctrica compuesta por la conexión entre las turbinas y la subestación. Un tercer componente de esta etapa es la instalación de los aerogeneradores en sí, que la llamamos etapa de montaje. Esta etapa finaliza con la conexión del parque a la red distribución.

El proyecto comenzará a generar flujos de caja desde su puesta en marcha hasta el fin de la vida útil de los aerogeneradores, estimada en unos 20 años. La puesta en marcha, y el inicio de la etapa de operación y mantenimiento, tendrán inicio aproximadamente dos años luego de tomada la decisión de lanzar el proyecto, ya que éste es el tiempo que demoraría la construcción del parque.

Vida económica del proyecto y factores que inciden en ella.

Se define como vida económica de un proyecto al tiempo en el que un activo tiene capacidad para generar beneficios. Es decir, que los ingresos sean mayores que los gastos.

En este caso, como la generación de ingresos está atada a un contrato por 20 años desde la habilitación comercial, se define la vida económica del parque eólico en 20 años.

Transcurrido este plazo, en base a lo expuesto por especialistas de empresas del sector, la empresa cuenta con 2 opciones. Deberá definir si realiza una inversión que asegure el buen estado

de las cimentaciones de sujeción de las torres, los aerogeneradores, las palas, etc. y alargar entonces su funcionamiento por un período estimado entre 5 y 10 años, o bien, la alternativa será proceder con el desmantelamiento y disposición de los elementos que lo componen.

Lo cierto es que no hay gran experiencia en este sentido aún. Con el avance exponencial de la tecnología en las turbinas, lo más probable es que ocurra una actualización de los aerogeneradores, que optimice la generación, previo al cumplimiento de los 20 años, y no una extensión de la producción. Según las estimaciones de Wind Europe (2022), se calcula que para 2023 aproximadamente 14000 palas serán desmanteladas. Un desafío aún no resuelto será su disposición.

8. CAPÍTULO I: Identificación y evaluación de las variables que definen al modelo de valuación

Después de haber expuesto el caso, la necesidad y haber seleccionado el método que utilizaremos para hacerlo, finalmente estamos en condiciones de proceder al cálculo. En este punto, tendremos en cuenta las elecciones tomadas sobre las variables consideradas, ya que esto influirá en los resultados obtenidos. A partir de aquí podremos obtener conclusiones relevantes sobre la viabilidad del proyecto.

Datos y parámetros para el modelo

Se realiza un modelo financiero para la evaluación del proyecto. En la tabla siguiente se observan los datos considerados para el mismo:

INGRESOS			
1	Factor De Capacidad	%	47.8%
2	Potencia máxima por turbina	MW	3.6
3	Aerogeneradores	#	14
4	Días de operación mensual	Días	30
5	Horas de operación diaria	Horas	24
6	Demanda CAMMESA	%	95.0%
7	Producción mensual por turbina	mWh	1177
8	Precio licitación		\$ 68.50
9	Factor de ajuste RENOVAR 2		1.017
10	Factor de incentivo RENOVAR 2		1.15
11	Precio Ajustado	\$ / Mwh	80

OPEX			
12	Usufructo	1.00%	
13	Operación y Mantenimiento	1.37%	
14	Gastos Administrativos y Seguros	0.67%	
CAPEX			
15	COMPONENTES PRINCIPALES	72.3%	\$ 52.785.926,21
16	CONEXIÓN A LA RED	11,2%	\$8.148.163,11
17	OBRA CIVIL Y ELÉCTRICA	9,7%	\$ 7.085.359,22
18	GASTOS INDIRECTOS	6,8%	\$4.959.751,46
19	Inversión total	100%	\$72.979.200
OTROS			
20	Amortización de aerogeneradores	Lineal 20 años	
21	Impuesto a las ganancias	35.0%	

Nota: Los valores se expresan en moneda dólar (USD)

Ingresos

1. El factor de capacidad depende de la ubicación del parque, tal como fue explicado en la Sección 3.1 de viabilidad técnica. El valor seleccionado se encuentra en el límite inferior enunciado, tomando un criterio conservador.
2. La selección de los aerogeneradores depende principalmente de las características del recurso eólico, como fue explicado en la sección 4.1 de viabilidad técnica.
3. Se define un total de 14 aerogeneradores como consecuencia de la Potencia nominal definida para el parque eólico y la potencia nominal de cada aerogenerador.
4. El parque opera en promedio 30 días por mes.
5. El parque opera sin pausas, 24 horas.
6. Se calcula para el escenario base una demanda del 95% por parte de CAMMESA en base a información suministrada por empresas del sector.
7. Producción mensual por turbina = Factor de capacidad % x Potencia nominal del parque MW x Demanda % x Días x Horas
8. Se toma el precio licitado por una compañía del sector para otro parque eólico licitado en la misma ronda RenovAr2. El precio es US\$68.50/MWh.
9. En cuanto al Contrato de Abastecimiento, el precio nominal del proyecto adjudicado se ajusta por dos factores concurrentes, a saber: (i) El Factor de Ajuste de precio anual y (ii) El Factor de Incentivo de precio.

10. La legislación vigente en Argentina no permite utilizar índices de precios en moneda extranjera en los contratos locales. Por ello, y con el objeto de reducir la pérdida de valor en términos nominales, el Factor de Ajuste de precio permite obtener un ajuste de precio anual fijo de 1,7% sobre el precio ofertado nominal.

El Factor de Incentivo de precio se define como el factor que multiplica el precio anual e incluye el efecto del factor de ajuste de precio anual. Este factor se establece para cada año calendario desde 2021 hasta 2042; iniciando en 1,20 y disminuyendo gradualmente a 0,8.

11. Precio ajustado = Precio licitado x (1+factor de ajuste) x (1+factor de incentivo)

OPEX

12. Se definió en la sección 5. en 1%.

13. 14. Se calcularon en función de los parámetros de gastos de O&M informados por una compañía local referente en el mercado de energías renovables explicados en el punto 6. Ver ANEXO III.

CAPEX

15. 16. 17.18. Explicados en el ANEXO II.

19. La inversión en CAPEX fue calculada en base al límite inferior del rango establecido por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Explicado en el ANEXO II.

OTROS

20. Se considera una amortización lineal a 20 años admitida en el pliego de bases y condiciones del Programa RenovAr 2.0.

21. Se toma impuesto a las ganancias de 35%. No se considera en el presente trabajo los beneficios fiscales del programa RenovAr con el fin de simplificar el modelo.

- OBSERVACIONES:

Inflación: Los ingresos están definidos en dólares, así como la deuda y las tasas utilizadas, con lo que el flujo de fondos del proyecto no se ve afectado por este factor.

Costo hundido: Se entiende por costo hundido a aquel en el que ya se ha incurrido independientemente de si se realiza o no el proyecto, por lo que no es relevante para la toma de decisiones, por lo que se deben suprimir en el análisis y la valuación de un proyecto. Para este proyecto,

la inversión en el equipamiento para medición de viento, así como costos relativos a los trámites de aprobación del parque se consideran costos hundidos. Explican (2012) “Un costo hundido es aquel que ya ocurrió. Debido a que los costos hundidos se refieren al pasado, la decisión de aceptar o rechazar el proyecto no los afecta.”

Capital de trabajo: Se asume que CAMMESA paga mensualmente por la energía generada y que los desembolsos de OPEX, principalmente Operación y Mantenimiento, también son cancelados a fin de mes. No hay financiación de activos o pasivos corrientes.

Cálculo de Ke por método CAPM

De Sousa Santana (Modelo de valoración de activos financieros (CAPM) y teoría de valoración por arbitraje (APT), 2013) expone que el modelo CAPM se emplea para determinar el retorno esperado de una alternativa de inversión, dado el nivel de riesgo relativo al del mercado.

Sarmento & Oliveira (2018) aseguran que esta herramienta es la más adecuada para evaluar el costo del capital ya que considera medir tanto el costo asociado al retorno esperado, como también el riesgo sistemático dado por el mercado, donde los precios del mismo reaccionan de forma veloz a la información dada.

Su fórmula de cálculo está dada por:

$$Ke = rf + \beta * [E(rm) - rf] + \delta$$

Donde:

- Ke: Tasa de retorno esperada para la inversión. Se la obtiene del cálculo de la fórmula expuesta.
- rf: Tasa de retorno esperada para la inversión libre de riesgo Este dato se toma de la página del Sistema de la Reserva Federal (www.federalreserve.gov)
- β_e : Sensibilidad de la inversión al riesgo sistémico (riesgo del mercado).

$$\beta_e = \beta_u + \left[1 + \frac{D * (1 - t)}{E} \right]$$

$\beta_u = 1,1$

β desapalancado obtenido de Demodaran

(http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)

- $E(r_m)$: el retorno promedio esperado de los activos de riesgo disponibles en el mercado; típicamente se mide por la rentabilidad promedio del mercado accionario. Dato obtenido de fuente Damodaran.
- δ : representa los ajustes para la aplicación del modelo en diferentes mercados. Se traduce en el riesgo país

Utilizando los datos se calcula el K_e :

Cálculo del K_e	
Rf	1.22%
Be	0.96
$E(r_m)$	7.67%
Δ	6.00%
K_e	13.41%

Considerando las variables utilizadas, la tasa mínima requerida para llevar adelante el proyecto es de 13.41%

Financiamiento – Obtención de K_d

La inversión del proyecto está compuesta por una parte financiada y otra parte cubierta por aporte de capital de los accionistas en proporciones 50%-50% respectivamente, según se explicó en el apartado 3.3.

	%	Monto
Deuda - Inversión financiada	50	\$ 36.489.600
Equity - Inversión con aportes accionistas	50	\$ 36.489.600
Inversión - TOTAL	100	\$ 72.979.200

- Costo de endeudamiento en US\$ $K_d=8.5\%$ según fuentes del sector energético. Corresponde también a la emisión de deuda en USD a 4 años de Gennea (emisión previa a 2020).

9. CAPÍTULO II – Estimación de los flujos de fondos y cálculo de la rentabilidad

i. Flujo de Fondos de los accionistas sin financiamiento

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
INGRESOS											
Ingreso anual	\$	15.841.823	16.112.863	16.388.576	16.668.962	16.521.292	16.492.535	16.774.141	16.284.752	16.563.512	16.846.540
OPEX	\$	(1.268.305)	(1.271.016)	(1.273.773)	(1.276.577)	(1.275.100)	(1.274.812)	(1.277.628)	(1.272.734)	(1.275.522)	(1.278.352)
Usufructo	1,00%	158.418,23	161.128,63	163.885,76	166.689,62	165.212,92	164.925,35	167.741,41	162.847,52	165.635,12	168.465,40
Operación y Mantenimiento	1,43%	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14
Gastos Administrativos y Seguros	0,67%	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83
EBITDA	\$	14.573.517	14.841.847	15.114.803	15.392.385	15.246.192	15.217.723	15.496.512	15.012.017	15.287.990	15.568.188
Amortización	\$	(2.639.296)									
EBIT	\$	11.934.221	12.202.551	12.475.507	12.753.089	12.606.896	12.578.427	12.857.216	12.372.721	12.648.694	12.928.891
EBT (Resultado Operativo)	\$	11.934.221	12.202.551	12.475.507	12.753.089	12.606.896	12.578.427	12.857.216	12.372.721	12.648.694	12.928.891
IIGG	35,00%	\$ (4.176.977)	\$ (4.270.893)	\$ (4.366.427)	\$ (4.463.581)	\$ (4.412.414)	\$ (4.402.449)	\$ (4.500.026)	\$ (4.330.452)	\$ (4.427.043)	\$ (4.525.112)
INCOME AFTER TAX (Resultado Final)	\$	7.757.244	7.931.658	8.109.079	8.289.508	8.194.482	8.175.977	8.357.190	8.042.269	8.221.651	8.403.779
Rev Amortizaciones	\$	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296
Inversión	\$	72.979.200									
Flujo de Fondos del Proyecto	\$	10.396.540	10.570.954	10.748.376	10.928.804	10.833.779	10.815.274	10.996.487	10.681.565	10.860.947	11.043.076
INGRESOS											
Ingreso anual	\$	16.317.937	16.596.969	16.880.064	17.168.578	17.461.155	15.983.235	16.256.307	16.501.340	16.815.860	17.103.561
OPEX	\$	(1.273.066)	(1.275.857)	(1.278.688)	(1.281.573)	(1.284.499)	(1.269.719)	(1.272.450)	(1.274.900)	(1.278.046)	(1.280.923)
Usufructo	1,00%	163.179,37	165.969,69	168.800,64	171.685,78	174.611,55	159.832,35	162.563,07	165.013,40	168.158,60	171.035,61
Operación y Mantenimiento	1,43%	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14	754.723,14
Gastos Administrativos y Seguros	0,67%	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83	355.163,83
EBITDA	\$	15.044.871	15.321.112	15.601.377	15.887.005	16.176.656	14.713.515	14.983.857	15.226.439	15.537.814	15.822.638
Amortización	\$	(2.639.296)									
EBIT	\$	12.405.575	12.681.816	12.962.080	13.247.709	13.537.360	12.074.219	12.344.560	12.587.143	12.898.518	13.183.342
EBT (Resultado Operativo)	\$	12.405.575	12.681.816	12.962.080	13.247.709	13.537.360	12.074.219	12.344.560	12.587.143	12.898.518	13.183.342
IIGG	35,00%	\$ (4.341.951)	\$ (4.438.636)	\$ (4.536.728)	\$ (4.636.698)	\$ (4.738.076)	\$ (4.225.977)	\$ (4.320.596)	\$ (4.405.500)	\$ (4.514.481)	\$ (4.614.170)
INCOME AFTER TAX (Resultado Final)	\$	8.063.624	8.243.180	8.425.352	8.611.011	8.799.284	7.848.242	8.023.964	8.181.643	8.384.037	8.569.172
Rev Amortizaciones	\$	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296	2.639.296
Inversión	\$	72.979.200									
Flujo de Fondos del Proyecto	\$	10.702.920	10.882.477	11.064.649	11.250.307	11.438.580	10.487.539	10.663.260	10.820.939	11.023.333	11.208.468

ii. Flujo de fondos de los accionistas con financiamiento

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
INGRESOS											
Ingreso anual	\$	\$ 15.841.823	\$ 16.112.863	\$ 16.388.576	\$ 16.668.962	\$ 16.521.292	\$ 16.492.535	\$ 16.774.141	\$ 16.284.752	\$ 16.563.512	\$ 16.846.540
OPEX		\$ (1.268.305)	\$ (1.271.016)	\$ (1.273.773)	\$ (1.276.577)	\$ (1.275.100)	\$ (1.274.812)	\$ (1.277.628)	\$ (1.272.734)	\$ (1.275.522)	\$ (1.278.352)
Usufructo	1,00%	\$ 158.418,23	\$ 161.128,63	\$ 163.885,76	\$ 166.689,62	\$ 165.212,92	\$ 164.925,35	\$ 167.741,41	\$ 162.847,52	\$ 165.635,12	\$ 168.465,40
Operación y Mantenimiento	1,43%	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14
Gastos Administrativos y Seguros	0,67%	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83
EBITDA		\$ 14.573.517	\$ 14.841.847	\$ 15.114.803	\$ 15.392.385	\$ 15.246.192	\$ 15.217.723	\$ 15.496.512	\$ 15.012.017	\$ 15.287.990	\$ 15.568.188
Amortización		\$ (2.639.296)									
EBIT		\$ 11.934.221	\$ 12.202.551	\$ 12.475.507	\$ 12.753.089	\$ 12.606.896	\$ 12.578.427	\$ 12.857.216	\$ 12.372.721	\$ 12.648.694	\$ 12.928.891
Intereses		\$ (3.101.616)									
EBT (Resultado Operativo)		\$ 8.832.605	\$ 9.100.935	\$ 9.373.891	\$ 9.651.473	\$ 9.505.280	\$ 9.476.811	\$ 9.755.600	\$ 9.271.105	\$ 9.547.078	\$ 9.827.275
IIGG	35,00%	\$ (3.091.412)	\$ (3.185.327)	\$ (3.280.862)	\$ (3.378.016)	\$ (3.326.848)	\$ (3.316.884)	\$ (3.414.460)	\$ (3.244.887)	\$ (3.341.477)	\$ (3.439.546)
INCOME AFTER TAX (Resultado Final)		\$ 5.741.193	\$ 5.915.608	\$ 6.093.029	\$ 6.273.458	\$ 6.178.432	\$ 6.159.927	\$ 6.341.140	\$ 6.026.218	\$ 6.205.601	\$ 6.387.729
Rev Amortizaciones		\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296
Inversión	\$ 72.979.200										
Deuda (50%)	\$ 36.489.600										
Flujo de Fondos del Proyecto		\$ 8.380.490	\$ 8.554.904	\$ 8.732.325	\$ 8.912.754	\$ 8.817.728	\$ 8.799.223	\$ 8.980.436	\$ 8.665.514	\$ 8.844.897	\$ 9.027.025

		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
INGRESOS											
Ingreso anual	\$	\$ 16.317.937	\$ 16.596.969	\$ 16.880.064	\$ 17.168.578	\$ 17.461.155	\$ 15.983.235	\$ 16.256.307	\$ 16.501.340	\$ 16.815.860	\$ 17.103.561
OPEX		\$ (1.273.066)	\$ (1.275.857)	\$ (1.278.688)	\$ (1.281.573)	\$ (1.284.499)	\$ (1.269.719)	\$ (1.272.450)	\$ (1.274.900)	\$ (1.278.046)	\$ (1.280.923)
Usufructo	1,00%	\$ 163.179,37	\$ 165.969,69	\$ 168.800,64	\$ 171.685,78	\$ 174.611,55	\$ 159.832,35	\$ 162.563,07	\$ 165.013,40	\$ 168.158,60	\$ 171.035,61
Operación y Mantenimiento	1,43%	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14	\$ 754.723,14
Gastos Administrativos y Seguros	0,67%	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83	\$ 355.163,83
EBITDA		\$ 15.044.871	\$ 15.321.112	\$ 15.601.377	\$ 15.887.005	\$ 16.176.656	\$ 14.713.515	\$ 14.983.857	\$ 15.226.439	\$ 15.537.814	\$ 15.822.638
Amortización		\$ (2.639.296)									
EBIT		\$ 12.405.575	\$ 12.681.816	\$ 12.962.080	\$ 13.247.709	\$ 13.537.360	\$ 12.074.219	\$ 12.344.560	\$ 12.587.143	\$ 12.898.518	\$ 13.183.342
Intereses		\$ (3.101.616)	\$ (3.101.616)	\$ (3.101.616)	\$ (3.101.616)	\$ (2.658.528)	\$ (2.215.440)	\$ (1.772.352)	\$ (1.329.264)	\$ (886.176)	\$ (443.088)
EBT (Resultado Operativo)		\$ 9.303.959	\$ 9.580.200	\$ 9.860.464	\$ 10.146.093	\$ 10.878.832	\$ 9.858.779	\$ 10.572.208	\$ 11.257.879	\$ 12.012.342	\$ 12.740.254
IIGG	35,00%	\$ (3.256.386)	\$ (3.353.070)	\$ (3.451.163)	\$ (3.551.132)	\$ (3.807.591)	\$ (3.450.573)	\$ (3.700.273)	\$ (3.940.258)	\$ (4.204.320)	\$ (4.459.089)
INCOME AFTER TAX (Resultado Final)		\$ 6.047.573	\$ 6.227.130	\$ 6.409.302	\$ 6.594.960	\$ 7.071.241	\$ 6.408.206	\$ 6.871.935	\$ 7.317.621	\$ 7.808.022	\$ 8.281.165
Rev Amortizaciones		\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296	\$ 2.639.296
Inversión	\$ 72.979.200										
Deuda (50%)	\$ 36.489.600				\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)	\$ (5.212.800)
Flujo de Fondos del Proyecto		\$ 8.686.869	\$ 8.866.426	\$ 9.048.598	\$ 4.021.457	\$ 4.497.737	\$ 3.834.703	\$ 4.298.432	\$ 4.744.118	\$ 5.234.519	\$ 5.707.661

iii. Rentabilidad del proyecto

En base a los Flujos de fondos para accionista, con y sin financiamiento calculados, se obtienen los siguientes valores de rentabilidad para el proyecto:

Tasa costo cap (ke)	13.41%
Tasa de la deuda (Kd)	8.5%

	FF Accionistas Sin Financiamiento	FF Accionistas con Financiamiento
VAN	\$951.071	\$19.794.751
TIR	13,62%	22,83%
IR	1,01	1,54

Al analizar el flujo de fondos, se puede observar que los 2 primeros años son aquellos donde se realiza la inversión y los mayores gastos. A partir del 3er año inicia la generación de energía y con eso los ingresos. A modo de licencia matemática, se ha definido la devolución del crédito en 7 etapas iguales durante los últimos años de la vida útil, buscando evitar un flujo de caja negativo en estos que permita una visual más clara de los resultados.

Escenario Sin Financiamiento:

En este escenario, se obtiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) positiva del 13,62%, y aunque el Valor Actual Neto (VAN) es también positivo, se debe tener en cuenta que es relativamente bajo. En otras palabras, aunque se recupera la inversión inicial, la ganancia es mínima y es posible que no cumpla con las expectativas de los inversores en cuanto a beneficios. Esto se puede también respaldar con el índice de rentabilidad (IR), que muestra una relación Beneficio/Costo cercana a la unidad.

El valor de la TIR que se obtiene es apenas superior al de la tasa de corte, lo que indica otra medida de una baja rentabilidad para este proyecto en condiciones de no financiamiento.

Escenario con financiamiento:

Si se financia el 50% del proyecto, el Valor Actual Neto (VAN) resultante es de \$19.7 millones. Este valor, junto con la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida del 22.8%, que es considerablemente mayor que la tasa de equity del 13.4%, confirma no solo la recuperación de la inversión, sino también la obtención de un beneficio.

Además, el Índice de Rentabilidad (IR) resulta superior a la unidad, específicamente de 1.54, lo que demuestra que el beneficio obtenido supera los costos y que el proyecto es rentable en términos financieros.

En resumen, financiar el 50% del proyecto mejora significativamente su rentabilidad y su capacidad para generar beneficios.

10.CAPÍTULO III – Análisis de sensibilidad

Se procede a hacer un análisis de sensibilidad sobre la rentabilidad del proyecto financiado, considerando el impacto de las variables “precio de licitación” y “costo de la deuda (kd)” en el VAN:

\$19.794.751	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%
\$55,00	\$6.275.013	\$5.497.960	\$4.720.907	\$3.943.855	\$3.166.802
\$57,00	\$8.393.056	\$7.616.003	\$6.838.950	\$6.061.898	\$5.284.845
\$58,50	\$9.981.588	\$9.204.535	\$8.427.483	\$7.650.430	\$6.873.378
\$68,50	\$20.571.804	\$19.794.751	\$19.017.698	\$18.240.646	\$17.463.593
\$73,50	\$25.866.911	\$25.089.859	\$24.312.806	\$23.535.753	\$22.758.701

Comenzaremos por explicar el impacto de cada variable en el cálculo del VAN y posteriormente identificaremos cuál es la más sensible.

La variación del precio de licitación impacta en el valor de los ingresos obtenidos en forma directa, a mayor precio, mayor ingreso y viceversa. La tabla muestra que el VAN también está directamente relacionado con el precio, ya que la ganancia obtenida aumenta o disminuye según lo hace el precio.

Por otro lado, la tasa de interés de la deuda tiene una relación inversa con el VAN. La rentabilidad aumenta cuando disminuye el costo de la deuda, ya que esto genera un aumento en el flujo de fondos y, por lo tanto, en el VAN. Esto ocurre ya que al aumentar el K_d , aumentan los intereses de la deuda.

Se observa que la rentabilidad del proyecto se muestra más sensible al precio de licitación que a la tasa de deuda. Aunque no se obtienen valores negativos, una disminución en el precio puede generar una variación considerable en la rentabilidad, lo que puede plantear interrogantes sobre la viabilidad y el atractivo del proyecto.

En cambio, un cambio en el costo de la deuda no genera variaciones significativas en el valor de VAN, pudiendo ser aceptadas para su aprobación.

11. Conclusiones

El presente trabajo final de maestría tuvo como objetivo principal la valuación de un Parque Eólico con el fin de determinar su rentabilidad para los accionistas, identificando aquellos parámetros críticos que marcan su atractivo. Para alcanzarlo, se plantearon objetivos específicos que permitieron definir un método conveniente, e identificar y analizar el impacto de las variables principales a utilizar. En forma adicional, se facilitaron herramientas que permitieron ampliar el abordaje del proyecto en evaluación. A continuación, se presentan las conclusiones obtenidas:

En el marco teórico se definió a un proyecto como una inversión que busca satisfacer una necesidad de la sociedad. En este sentido, el abastecimiento de energía en un país con un consumo creciente, es una necesidad vital que debe ser satisfecha. Adicionalmente, la generación de energía a través de fuentes renovables representa una solución sostenible a la escasez de los recursos convencionales que van camino a su agotamiento.

Además de cumplir con la necesidad básica de generación de energía, la energía renovable también es un importante contribuyente a la solución de los problemas ambientales. Se analizó a lo largo del presente trabajo, que la energía limpia y sostenible no solo no genera contaminación, sino que también reduce la huella de carbono, lo que es un paso importante para combatir el cambio climático. Invertir en energía renovable es invertir a favor de frenar el cambio climático, al mismo tiempo que se contribuye a la evolución de la matriz energética Argentina.

A través de la inversión en energía limpia, el país puede avanzar hacia un futuro más sostenible y mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos. Además, la inversión en energía renovable también puede ser un motor económico para Argentina. Hemos expuesto que promueve la creación de empleos, atrae inversión extranjera y habilita herramientas financieras como los Bonos Verdes, que promueven un círculo virtuoso de inversión en aspectos sustentables.

A pesar de la incertidumbre que suele caracterizar a Argentina, en los últimos años se han implementado políticas de incentivo a las energías renovables que han permitido desarrollar infraestructura y conocimiento técnico para aprovechar los recursos naturales. Estos avances no solo atienden a las necesidades energéticas del país, sino que también contribuyen al desarrollo de la factibilidad técnica de proyectos de generación eólica y otras fuentes de energía limpia. El estudio FODA

realizado, complementa este análisis y permite avanzar sobre la creencia de que el factor estratégico supera al de riesgo, y entonces convierte al proyecto en una oportunidad en el campo de acción.

El objetivo principal de este trabajo fue determinar la rentabilidad de un parque eólico para los accionistas. Para ello, se utilizaron variables relevantes en un modelo de flujo de fondos y se analizaron dos escenarios posibles: uno sin financiamiento y otro con el 50% del proyecto financiado. Los resultados obtenidos, mostraron que la viabilidad del proyecto depende principalmente de factores financieros y de la posibilidad de acceder a un financiamiento. También se observa que la incertidumbre y el riesgo asociados a la Argentina como destino de inversión de capitales, generan costos de financiamiento casi tan altos en la tasa de *equity*, como en la de la deuda. Cabe aclarar que por trabajarse con el *equity cash flow*, la tasa de corte utilizada corresponde al K_e .

Se evidencian 2 valores de VAN bien diferenciados. Esto se debe en parte a que la tasa nominal de deuda (8,5%) es menor que la TIR del proyecto bajo los 2 supuestos (13,6% y 22,83%), lo que genera un apalancamiento financiero favorable. Por otro lado, si se tiene en cuenta el factor impositivo $(1-t)$ y se ajusta la tasa nominal de interés, su valor disminuye aún más, lo que aumenta la diferencia entre ambos valores de VAN.

El modelo usado, tiene la particularidad de estar sujeto a múltiples variables que pueden afectar su resultado: los gastos, la producción de energía, el precio de licitación, las tasas de interés tanto de deuda como la rentabilidad esperada por accionista, entre otros. Es por eso, que se definió someter a 2 de esas variables a un análisis de sensibilidad que permitió identificar que el precio de licitación es la variable más crítica, por su impacto en la rentabilidad del proyecto. Esto es un dato no menor, si se considera que este precio también es clave en la definición de la adjudicación o no, del proyecto en un marco de licitación. Será entonces necesario y fundamental, un correcto y profundo análisis en las variables de la inversión y del modelo, para poder arribar a un precio que combine la medida justa de rentabilidad y competitividad.

12. Referencias bibliográficas y bibliografía

- Argentina, G. (2017). *argentina.gob.ar*. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>
- Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de Proyectos*. México D.F., México: 6ta Edición Mc. Graw Hill.
- Bank, E. (s.f.). *Export-Import Bank of the United States*. Obtenido de <https://www.exim.gov/solutions/project-and-structured-finance/our-approach-to-project-finance#:~:text=The%20term%20%22project%20finance%22%20refers,contractual%20relationships%20within%20each%20project>.
- Barrionuevo Canto, F. (2014). *Método de valoración de empresas*. Fundación Novasoft.
- BlackRock. (s.f.). *Investing in the future with megatrends*. Obtenido de <https://www.blackrock.com/il/intermediaries/en/themes/megatrends/what-are-megatrends>
- Bonoma, T. (1985). Case Research in Marketing: opportunities, Problems, and a Process. *Journal of Marketing Research*, 199-208.
- Brealey, R., Myers, S., & Marcus, A. (2001). *Fundamental of Corporate Finance (3rd Edition)*. McGraw-Hill.
- Cain, N. (2011). *PROYECTOS DE INVERSIÓN Formulación y Evaluación*. Chile: Pearson Educación.
- CAMMESA. (s.f.). “Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia”. Obtenido de www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/publicaciones/
- CAMMESA. (2021). *RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Argentina: N/A. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- Carnap, M. (2017). El método FODA Dinámico. *metaaccionMAGAZINE ESPECIAL*, 2-10. Obtenido de https://www.metaaccion.com/images/pdf/58335698f0ff7-swap_esp.pdf
- Chaves, V. E. (2012). El estudio de caso y su implementación en la investigación. *Revista internacional de investigación en ciencias sociales*, 141-150.
- Chetty, S. (1996). The case study method for research in small-and medium-sized firms. *International small business journal*, 73-85.
- Córdoba Padilla, M. (2011). *Formulación y Evaluación de Proyectos Segunda Edición*. Bogotá: ECOE EDICIONES.
- Court, E. (2012). *Project finance: A legal guide*. Oxford: Hart Publishing.
- DALLA VALLE, A., RODRIGUEZ DE SANCTIS, M., & ZUBILLAGA, J. (2018). Bolsa de Comercio de Rosario. *bcr.com.ar AÑO XXXVI - N° Edición 1885*. Obtenido de <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/bonos>
- Damodaran. (s.f.). Obtenido de http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html
- Damodaran, A. (2006). *Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment an Corporate Finance*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Damodaran, A. (2013). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. John Wiley & Sons.

- Davis, H. A. (2003). *FINANCE Project Finance - Practical Case Studies Vol I*. London, uK: Euromoney Books.
- de los Heros Echecopar, J., & Marín, L. (2016). Una Revisión al Project Finance. *Revista de Derecho Administrativo*, 143-155.
- Dentons. (2013). *A Guide to Project finance*. Dentons.
- Eisenhardt, K. (Oct de 1989). Building Theories from Case Study Research. *The Academy of Management Review*, 14(4), 532-550. Obtenido de <http://www.jstor.org/stable/258557> .
- Federal, S. d. (s.f.). Obtenido de <https://www.federalreserve.gov/>
- Fernández, P. (2008). Métodos de valuación de empresas. *Social Science Research Network. Working Paper, No. 1267987*. Obtenido de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_nlinks&ref=1875338&pid=S0186-1042201000030000800011&lng=es
- Fishman, J. E., Pratt, S. P., & Morrison, W. J. (2013). *Financial Valuation: Theory and Applications (2nd ed.)*. John Wiley & Sons.
- Gerring, J. (2007). *Case Study Research: Principles and practices*. New York: Cambridge.
- Giner, G. J. (2019). ¿QUÉ ES PROJECT FINANCE? *Business Revista Digital*. Obtenido de <https://www.escueladenegociosydireccion.com/revista/business/finanzas/que-es-project-finance/>
- González, J. (2016). Obtenido de <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2016/06/Apunte-MERCADO-ELECTRICO.pdf>
- Graham, J. R., Harvey, C. R., & Rajgopal, S. (2015). *The Economic Implications of Corporate Financial Reporting*. John Wiley & Sons. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0165410105000571>
- Greenpeace. (26 de Dic de 2020). *greenpeace.org*. Obtenido de <https://www.greenpeace.org/mexico/blog/9386/huella-de-carbono/#:~:text=La%20huella%20de%20carbono%20se,del%20resto%20de%20los%20elementos>.
- Hemerling, J., Lang, N., & Bhattacharya, A. (2020). *Beyond Great: Nine Strategies for Thriving in an Era of Social Tension, Economic Nationalism, and Technological Revolution*. PublicAffairs.
- Hitchner, J. (2014). *Financial Valuation: Applications and Models" (3rd Edition)*. John Wiley & Sons.
- <https://mma.gob.cl/>. (s.f.). *Ministerio de medio Ambiente Chile*. Obtenido de [https://mma.gob.cl/cambio-climatico/preguntas-frecuentes/#:~:text=Los%20bonos%20de%20carbono%20bajo,de%20emisiones%20reducidas%20\(CER\)](https://mma.gob.cl/cambio-climatico/preguntas-frecuentes/#:~:text=Los%20bonos%20de%20carbono%20bajo,de%20emisiones%20reducidas%20(CER)).
- Iloiu, M., & Csiminga, D. (2009). *Project risk evaluation methods-sensitivity analysis*. Petroșani, Rumania: University of Petroșani.
- IRENA. (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi*.
- IRENA. (2018). *Renewable energy power generation costs in 2017, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi*.
- Jaggi, G. (2020). *Are you reframing your future or is the future reframing you?* EYQ 3rd edition.
- Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2018). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. John Wiley & Sons. John Wiley & Sons.

- Ley 24.065/91. (19 de Diciembre de 1991). *REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA*.
Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>
- Ley 27191. (23 de 09 de 2015). Obtenido de
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ley_27191-2015.pdf
- Markote, K. (2004). *Evaluación financiera de proyectos de inversión*. Bogotá: Alpha Editorial.
- MatrizFoda.com*. (s.f.). Obtenido de www.matrizfoda.com
- MeteoRed*. (s.f.). Obtenido de <https://www.meteored.com.ar/>
- Meza Orozco, J. (2013). *Evaluación financiera de proyectos Tercera Edición*. Bogotá: ECOE EDICIONES.
- Miranda, J. J. (2005). *Gestión de proyectos*. Bogotá: MMEditores.
- Morales Castro, A., & Morales Castro, J. (2009). *Proyectos de inversión: Evaluación y Formulación*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Nación., M. d. (2017). *Informe sobre el Precio mayorista de la energía eléctrica - Marco legal*.
- Naisbitt, J., & Aburdene, P. (1982). *Megatrends 2000: Ten New Directions for the 1990's*. Avon.
- NIC. (32.11). Norma Internacional de Contabilidad.
- Óbito y resurrección del análisis DAFO (Death and Resurrection of SWOT Analysis). (16 de junio de 2011). *Revista Avanzada Científica*, 14(2), 11. Obtenido de
<https://deliverypdf.ssrn.com/delivery.php?ID=927103126008003084098028113094084011118033030042010043122095075030065113094089121010026005017013006005055071116102127003101086055066031061002126121112118085085085116004008057000081105101025127065122065103121123>
- Ocampo Sámano, J. (2002). *Costos y evaluación de proyectos*. México: Compañía editorial Continental.
- ONU. (1994). Obtenido de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/que-es-la-convencion-marco-de-las-naciones-unidas-sobre-el-cambio-climatico#:~:text=La%20Convenci%C3%B3n%20reconoce%20la%20vulnerabilidad,para%20hacerlo%20por%20s%C3%AD%20mismos>.
- ONU. (2015). *Acuerdo De París*. Obtenido de
https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf
- ONU, U. N. (17 de Septiembre de 2020). *SHAPING THE TRENDS OF OUR TIME*. Report of the UN. Obtenido de www.un.org/development/desa/publications
- Orellana, S. (2016). *Conceptos y Fundamentos del Project Finance*. Platinum.
- Park, C. (2009). *Fundamentos de la ingeniería económica*. México: 2da Edición, Pearson.
- Peiro Ucha, A. (2015). *Financiación de proyectos – Project finance*. Obtenido de
<https://economipedia.com/>
- PMI. (2017). *A guide to the Project Management Body of Knowledge* (6ta Edición ed.). PMBOK Guide.
- Porter, M. (1998). *Estrategia Competitiva: Técnicas para el Análisis de Industrias y Competidores*. New York: THE FREE PRESS.
- Pratt, S. P. (2018). *Business Valuation Body of Knowledge: Exam Review and Professional Reference*. John Wiley & Sons.
- PWC. (2017). *The Long View - How will the global economic order change by 2050?* UK.
- Ramirez Rojas, J. (2017). Procedimiento para la elaboración de un análisis FODA como una herramienta de planeación estratégica en las empresas. Obtenido de
<http://www.uv.mx/iesca/files/2012/12/herramienta2009-2.pdf>

- Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. (23 de Septiembre de 2015). Argentina. Obtenido de <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
- Renovables, S. d. (2016). *Energías renovables en Argentina*.
- Reyes, P. S. (2014). *Finanzas corporativas y valoración de empresas*. Ediciones de la U.
- Rocabert, J. P. (2007). Los Criterios Valor Actual Neto Y Tasa Interna de Rendimiento. *E-Publica - Revista Electrónica Sobre La Enseñanza de La Economía Pública*, 1-11.
- Romero, T. (8 de Nov de 2020). *De Kioto a París: la lucha de la ONU contra el cambio climático*. Obtenido de <https://elordenmundial.com/kioto-paris-lucha-onu-cambio-climatico/#:~:text=A%20diferencia%20de%20Kioto%2C%20sustentado,emisiones%2C%20agenda%20nacional%20y%20capacidades>.
- Ross, S., Westerfield, R., & Jaffe, J. (2012). *Finanzas corporativas - 9na Edición*. Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- Rothaermel, F. (2017). *Strategic Management*. New York, NY: McGraw-Hill Education.
- Salvatierra, P. N., & Cubillas, J. C. (2015). Conceptos Básicos del Project Finance en APP. *Derecho & Sociedad (45)*, págs. 111-115.
- Santana, S. (2013). *Modelo de valoración de activos financieros (CAPM) y teoría de valoración por arbitraje (APT)*.
- Santandreu, E., & Santandreu, P. (2000). *Manual de finanzas*. Barcelona: Gestión 2000.
- Sapag Chain, N., & R, S. C. (2008). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Colombia: 5ta Edición, McGraw Hill - Interamericana.
- Sarmiento, J. M. (2018). Use and limits in project finance of the capital asset pricing model: Overview of highway projects. *European Journal of Transport and Infrastructure Research*.
- Sautu, R. (2005). *Todo es teoría. Objetivos y métodos de investigación*. Buenos Aires: Ediciones Lumiere.
- SENVION. (s.f.). *SENVION*. Obtenido de <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services>
- Service, I. I. (2021). *IRS Internal Revenue Service, Publication 535*. Obtenido de https://www.irs.gov/publications/p535#en_US_2021_publink1000208868
- Settlements, B. f. (2004). *International Convergence of Capital Measurement and Capital Standards - A Revised Framework*. Basel. Obtenido de <https://www.bis.org/publ/bcbs107.pdf>
- Stake, R. (1995). *The Art of Case Study Research*. New York: Sage Publications, Inc.
- Tapia, G., & Aire, C. (2018). *Conducción estratégica para la evaluación de proyectos de inversión*. Buenos Aires, Argentina: Edicon.
- TFM, U. d.-G. (2019). Guía de trabajo final de maestría . *Guía de trabajo final de maestría* .
- TÜV_SÜD. (12 de 2022). *tuv sud.com*. Obtenido de <https://www.tuvsud.com/es-es/industrias/energia/energia-eolica/analisis-recursos-parques-eolicos>
- Vélez Pareja, I., & Tham, J. (2012). *Una introducción al costo de capital*. EAFIT.
- Villarroel, & Gutierrez. (2019). *The Argentine Electrical Sector and Its Trends (Vol. 17)*. IEEE Latin American Transactions.
- VILLEGAS, C. M. (2001). *Aspectos legales de las finanzas corporativas*. Madrid: Dykinson.
- Vivallo, A. (2017). *Formulación y evaluación de proyectos. Manual para estudiantes*.

Weilhrich, J. (1981). The TOWS Matriz. A tool for situational analysis. *Strategic Planing: Models and analytical techniques*, 15(2).

windeurope.org. (2022). Obtenido de <https://windeurope.org/about-wind/reports/wind-energy-in-europe-outlook-to-2023/>

Yepes Piqueras, V. (11 de 11 de 2014). *Universitat Politecnica de Valencia*. Obtenido de <https://victoryepes.blogs.upv.es/2014/11/11/construccion-de-un-parque-eolico/>

Yescombe, E. R. (2014). *Principles of project finance*. Academic Press (ELSEVIER).

Yin, R. (1994). *Case Study Research: Design and Methods*. Sage Publications.

13.Anexos

Anexo I. Base de datos Cammesa Jul-2021

<https://cammesaweb.cammesa.com/renovables/>

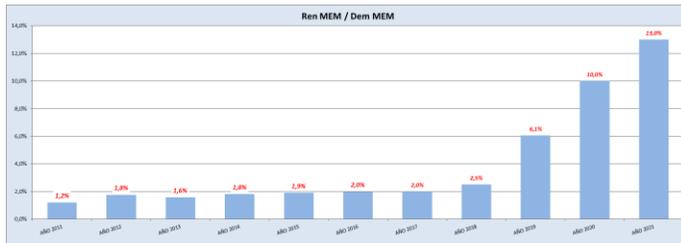
ENERGÍA GENERADA [GWH]

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
BIODIESEL	32,5	170,2	2,2	1,6	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIOMASA	97,6	127,1	133,9	113,8	195,0	193,2	242,6	251,7	299,2	421,0	749,6
EOLICO	16,0	348,4	446,9	613,3	593,0	546,8	615,8	1413,1	4995,8	9416,3	12915,8
HIDRO <=50MW	1255,4	1452,6	1274,0	1456,9	1623,8	1820,1	1695,9	1432,4	1462,1	1256,6	1185,5
SOLAR	1,8	8,1	15,0	15,7	14,7	14,3	16,4	108,1	799,7	1344,3	2195,6
BIOGAS	0,0	35,6	108,5	103,0	83,6	57,5	64,1	145,3	254,7	304,1	377,7
Total GWh	1403,3	2142,0	1980,6	2304,4	2510,0	2632,8	2634,8	3350,7	7811,5	12742,3	17424,2

DEMANDA ENERGÍA [GWh]

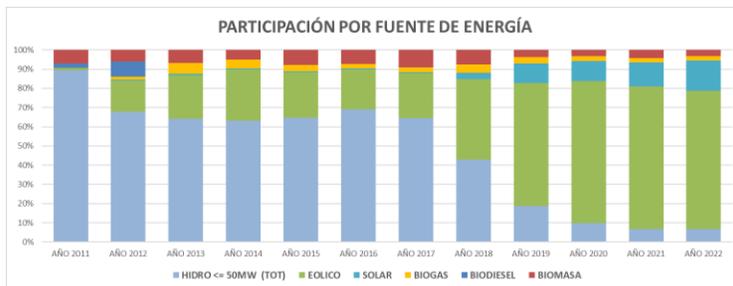
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Demanda MEM	116349,4	121293,2	125166,4	126467,1	132106,8	132961,4	132507,5	132889,0	128884,0	127296,1	133878,4

Ren MEM / Dem MEM	1,2%	1,8%	1,6%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,5%	6,1%	10,0%	13,0%
-------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------



PARTICIPACIÓN [%]

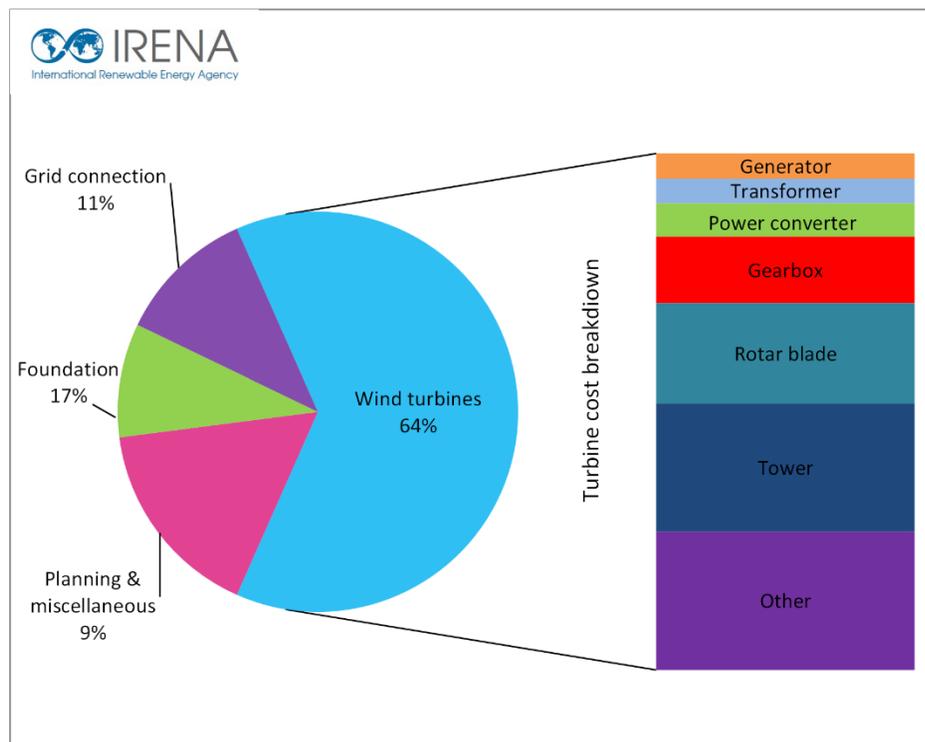
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
BIODIESEL	2%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
BIOMASA	7%	6%	7%	5%	8%	7%	9%	8%	4%	3%	4%
EOLICO	1%	16%	23%	27%	24%	21%	23%	42%	64%	74%	74%
HIDRO <= 50MW (TOT)	89%	68%	64%	63%	65%	69%	64%	43%	19%	10%	7%
SOLAR	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	10%	11%	13%
BIOGAS	0%	2%	5%	4%	3%	2%	2%	4%	3%	2%	2%
Total GWh	100%										



Anexo II. Cálculo de CAPEX

Se toma como referencia la publicación de 535 de la agencia de gobierno de Estados Unidos, *Internal Revenue Service* (IRS) (2021) para la definición de los conceptos de gastos de capital (CAPEX).

En base al informe emitido por la organización IRENA, se procede a la estimación de los costos según los siguientes porcentajes:



Se describe cada rubro:

Rubro	Descripción
COMPONENTES PRINCIPALES	Los costos de la turbina eólica incluyen la producción, el transporte y la instalación de la turbina.
CONEXIÓN A LA RED	Los costos de conexión a la red incluyen cableado, subestaciones y edificios.
OBRA CIVIL Y ELÉCTRICA	Los costos de construcción incluyen el transporte y la instalación de la turbina eólica y la torre, las cimentaciones de los aerogeneradores (torre) y la construcción de carreteras y otra infraestructura relacionada requerida para la instalación de las turbinas eólicas

GASTOS INDIRECTOS

Otros costos de capital, incluye costos de desarrollo e ingeniería, procedimientos de licencia, consultoría y permisos, SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) y sistemas de monitoreo.

La inversión total del proyecto se obtiene datos suministrados por irena.org, en donde se exponen los costos máximos y mínimos para parques eólicos on shore, con el desglose de su estructura de costos como muestra la tabla. Se toma como base lo expuesto en el artículo y se adapta matemáticamente a un parque de 50.4mW

Para definir el costo de inversión se consideran la siguiente tabla con un costo por kW de USD1700 y se le aplica la proyección de reducción en costos sugerida, considerando un promedio de 15%.

El costo definido es de USD1448.

Fuente	Potencial reducción
EWEA	22%
GWEC	11%
Mott MacDonald	12%
Promedio	15%

TABLE 4.1: COMPARISON OF CAPITAL COST BREAKDOWN FOR TYPICAL ONSHORE AND OFFSHORE WIND POWER SYSTEMS IN DEVELOPED COUNTRIES, 2011

	Onshore	Offshore
Capital investment costs (USD/kW)	1 700-2 450	3 300-5 000
Wind turbine cost share (%) ¹	65-84	30-50
Grid connection cost share (%) ²	9-14	15-30
Construction cost share (%) ³	4-16	15-25
Other capital cost share (%) ⁴	4-10	8-30

¹ Wind turbine costs includes the turbine production, transportation and installation of the turbine.

² Grid connection costs include cabling, substations and buildings.

³ The construction costs include transportation and installation of wind turbine and tower, construction wind turbine foundation (tower), and building roads and other related infrastructure required for installation of wind turbines.

⁴ Other capital cost here include development and engineering costs, licensing procedures, consultancy and permits, SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition) and monitoring systems.

Source: Blanco, 2009; EWEA, 2009; Douglas-Westwood, 2010; and Make Consulting, 2011c.

TABLE 5.3: DIFFERENT ESTIMATES OF THE POTENTIAL FOR COST REDUCTIONS IN THE INSTALLED COST OF ONSHORE WIND, 2011 TO 2050

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	(%)							
IEA				-18				-23
EWEA	-11	-22	-28	-29				
GWEC	-5 to -6	-9 to -12		-16 to -18				
Mott MacDonald		-12				-23		
US DOE				-10				

Sources: DOE, 2008; GWEC and Greenpeace, 2010; EWEA, 2011c; IEA, 2009 and Mott MacDonald, 2011

Anexo III. Cálculo de OPEX

Se toma como referencia la publicación de 535 de la agencia de gobierno de Estados Unidos, *Internal Revenue Service (IRS)* (2021) para la definición de los conceptos de gastos operativos.

El OPEX, del inglés *Operational expenditures*, es el costo permanente para el funcionamiento del proyecto. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales

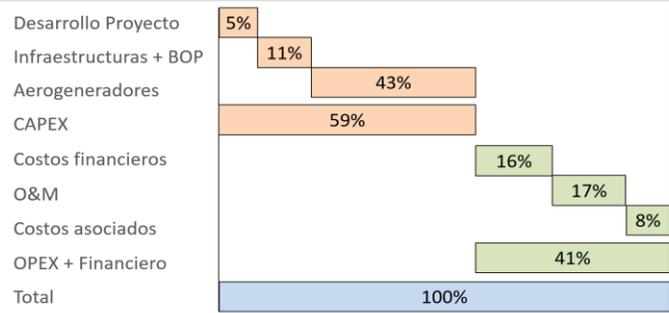
Para definir el porcentaje correspondiente a cada parte constitutiva del OPEX de un parque eólico se utiliza información de un informe de irena.org, ubicando los máximos y mínimo, y se define trabajar con el promedio de ambos.

	MIN	MAX	AVG
OPEX	97.6%	102.4%	100.0%
Mantenimiento de Turbinas	47.6%	49.3%	48.5%
Mantenimiento de Subestación	2.6%	2.6%	2.6%
Seguros	18.4%	18.9%	18.7%
Usufructo	9.8%	11.7%	10.8%
Gastos Administrativos	19.2%	19.9%	19.6%

Tabla elaboración propia en base al reporte IRENA.ORG (2018)

Para fijar el monto correspondiente al OPEX, se toma en consideración el siguiente esquema de participación promedio (%) de los componentes de CAPEX y OPEX en el desarrollo de un proyecto brindados por una compañía nacional del sector, para la construcción de un parque eólico en Argentina.

01- CICLO DE VIDA ACTIVO EOLICO: BASE COSTOS



Puntos claves:

- 1) CAPEX (59%): Ciclo capital intensivo gastado en 2 años
- 2) OPEX (41%): Ciclo capital extensivo gastado en 25 años

Fuente: Empresa del rubro Energía Renovable (Operación en Argentina)

LA EMPRESA - ratios	TOTAL	ANUAL	
Desarrollo	5%	\$6.137.898	
Infraestructura + BOP	11%	\$13.503.376	
Aerogeneradores	43%	\$52.785.926	
CAPEX	59%	\$72.427.201	
Costos financieros	16%	\$19.641.275	
O&M	17%	\$20.868.855	\$1.043.443 (*)
Costos asociados	8%	\$9.820.637	\$491.032 (*)
OPEX+Financiero	41%	\$50.330.767	
TOTAL	100%	\$122.757.968	

(*) Con estos montos se estiman el % del O&M y de Gastos Administrativos y seguros sobre el monto de activos fijos

Operación y Mantenimiento (O&M)	1.37%
Gastos Administrativos y Seguros	0.67%