



**UCEMA**

**Maestría en Finanzas**

**Parque Eólico en la Provincia de Chubut**

**Enmarcado en el programa RENOVAR**

**Autor: Lic. Francisco A. Molina**

**Profesores: Mg. Horacio Roura**

**Mg. Nicolas Stern**

**Buenos Aires, 23 de noviembre 2017**

## **Abstract**

En este trabajo se buscará determinar bajo qué condiciones y en qué contexto es recomendable invertir en un parque eólico, localizado en la Provincia de Chubut, para generar y vender energía eléctrica en el mercado mayorista argentino mediante el programa Renovar.

Serán analizados distintos modelos de Aerogeneradores para determinar cuál de ellos maximiza la generación de valor del proyecto, además se establecerán distintos escenarios que medirán el impacto de la evolución de las tasas de interés en el valor del proyecto.

Como principales conclusiones se destaca que la realización del proyecto genera valor económico en la mayoría de los escenarios analizados, en parte gracias a los beneficios fiscales otorgados, pero es muy sensible a cambios en la tasa de descuento y el costo de la inversión inicial.

## Tabla de contenidos

1) Definición y justificación del proyecto.....	5
a) Definición del proyecto .....	5
b) Enfoque y supuestos principales para el análisis.....	5
c) Descripción de la situación actual.....	6
i) Potencial productivo.....	6
ii) Marco Legal energías renovables en Argentina .....	6
iii) El programa Renovar 2.0 .....	6
2) Estudio de Mercado .....	7
a) Marco legal mercado de electricidad en Argentina .....	7
b) Generadores .....	8
c) Transportistas.....	9
d) Distribuidores .....	9
e) Grandes usuarios .....	9
f) Comportamiento histórico de la demanda y producción .....	10
3) Estudio técnico .....	10
4) Otros estudios relevantes .....	13
5) Flujo de fondos relevantes: Caso base .....	13
a) Beneficios y costos relevantes .....	13
i) Inversión inicial .....	13
ii) Ingreso por venta de energía .....	19
iii) Gastos de mantenimiento Aerogeneradores .....	20
iv) Gastos de operación .....	20
v) Ingresos brutos .....	20
vi) Impuesto a los débitos y créditos .....	20
vii) Margen EBITDA / Ventas .....	20
viii) Depreciaciones y amortizaciones .....	20
ix) Impuesto a las ganancias.....	21
x) Capital de trabajo.....	22
xi) Calculo perpetuidad .....	22
b) Free Cash Flow del proyecto.....	22
6) Evaluación del caso base .....	22
a) Determinación de la tasa de descuento.....	23

b) Evaluación.....	24
7) Análisis de sensibilidad .....	24
8) Escenarios alternativos de evaluación .....	26
a) Escenario Inercial.....	26
b) Escenario de evolución a <i>Investment Grade</i> .....	27
c) Escenario de reversión a la media histórica .....	27
d) Análisis de los escenarios .....	28
9) Análisis del financiamiento.....	28
a) Supuestos principales de la deuda .....	28
b) Deuda en tasa de descuento Vs. Deuda en el flujo .....	28
c) Flujo de fondos después de intereses .....	29
d) Escenarios alternativos de financiamiento.....	29
10) Análisis de riesgo.....	30
a) Caso base .....	31
b) Escenario Inercial.....	31
c) Escenario Evolución a <i>Investment grade</i> .....	31
d) Escenario Reversión a media histórica.....	32
11) Conclusiones y recomendaciones.....	32
12) ANEXOS.....	34

## 1) Definición y justificación del proyecto

### a) Definición del proyecto

Este documento tiene como objetivo la valuación de un proyecto de generación de energía de base eólica, ubicado en el departamento de Gaiman de la provincia del Chubut.

El proyecto contará con una capacidad instalada de 150 Mw de potencia y se tomará como marco el programa Renovar 2.0, siendo simuladas las condiciones exigidas por este programa.

Figura 1. Vista satelital de la Provincia del Chubut - Argentina



### b) Enfoque y supuestos principales para el análisis

El proyecto será analizado desde un punto de vista privado, teniendo como principal objetivo la maximización del valor para el accionista. Se estructura societariamente de forma independiente a estructuras societarias previas, simulando la creación de una S.A. cuyo único objetivo social será la generación de energía de base eólica para ser comercializada.

La energía eléctrica producida será entregada en su totalidad a Cammesa S.A. y se simularán las condiciones de contratación del programa Renovar 2.0, siendo el punto más importante que los precios de venta de la energía eléctrica para los 20 años

después de puesto en marcha el proyecto serán conocidos en el momento de la licitación.

c) Descripción de la situación actual

i) Potencial productivo

Existe en la Patagonia Argentina un potencial de generación energética con base eólica masivo. La calidad del viento y la vasta extensión de su terreno hacen que sea reconocida a nivel mundial como el área con mayor potencial para desarrollar futuras explotaciones de generación eléctrica de base eólica. [Anexo 1]

ii) Marco Legal energías renovables en Argentina

En el año 2015 el Congreso de la Nación de la República Argentina reformo el régimen nacional de fomento para la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, Ley 27.191 [Anexo 2], en la cual se especifican múltiples beneficios para los productores de energía de fuente renovable, como la amortización acelerada de activos, devolución anticipada del IVA y objetivos específicos para el mix de consumo, renovable y no renovable, de los usuarios de la red nacional de energía. Este último punto es de gran importancia para cualquier proyecto de generación de energía mediante fuentes renovables, ya que fija objetivos relativamente altos en función al mix de energía desde el que parte la Argentina, siendo aportado por energías renovables solo un 2% del total producido en 2016, y teniendo como objetivo que, para 31 de diciembre del año 2025, el 20% de la energía consumida a nivel nacional debe ser generada por medios renovables. Además se plantea un cronograma gradual de adopción de energías renovables que exige el 8% para diciembre de 2017, el 12% para diciembre de 2019, el 16% para diciembre de 2021 y el 18% para diciembre de 2023. Estos objetivos especificados en la ley le otorgan clara prioridad al consumo de energías renovables por sobre cualquiera de las otras fuentes de generación.

iii) El programa Renovar 2.0

El programa Renovar 2.0 ofrece la posibilidad de competir en una licitación abierta [Anexo 3] con otras empresas que tengan proyectos de generación de energía renovable para adjudicarse precios para la energía eléctrica generada por la empresa en los próximos 20 años. La mecánica implica que la empresa interesada licita un precio fijo de referencia que luego será multiplicado por distintos factores, fijados previamente en el pliego de licitación, para obtener como resultado los precios de venta para cada uno de los 20 años del contrato. En esta ronda del programa se licitaran 1200 MW de potencia, que serán divididos por tipo de fuente utilizada y por el lugar geográfico donde se planea localizar la explotación, a continuación se detallan las restricciones según ambas variables:

Cuadro 1. Potencia licitada Renovar 2.0

Tecnología	Eólica	Solar	Biomasa	Biogás	Biogás de relleno sanitario	PAH
Potencia requerida por tecnología	550 MW	450 MW	100 MW	35 MW	15 MW	50 MW
Potencia requerida por región	Comahue 200 MW Patagonia 200 MW Buenos Aires 200 MW Resto Eólica 100 MW La sumatoria de Comahue, Patagonia y Buenos Aires no podrá superar los 450 MW	NOA 200 MW Cuyo 200 MW Resto Solar 100 MW La sumatoria de NOA y Cuyo no podrá superar los 350 MW	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Ministerio de energía y minería

A su vez, se establece para cada fuente de generación de energía un precio máximo de adjudicación para calificar en la licitación de renovar 2.0:

Cuadro 2. Precios máximos por tecnología de producción

Tecnología	Eólica	Solar	Biomasa	Biogás	Biogás de relleno sanitario	PAH
Precio Máximo de Adjudicación (en US\$/MWh)	56.25	57.04	110	160	130	105

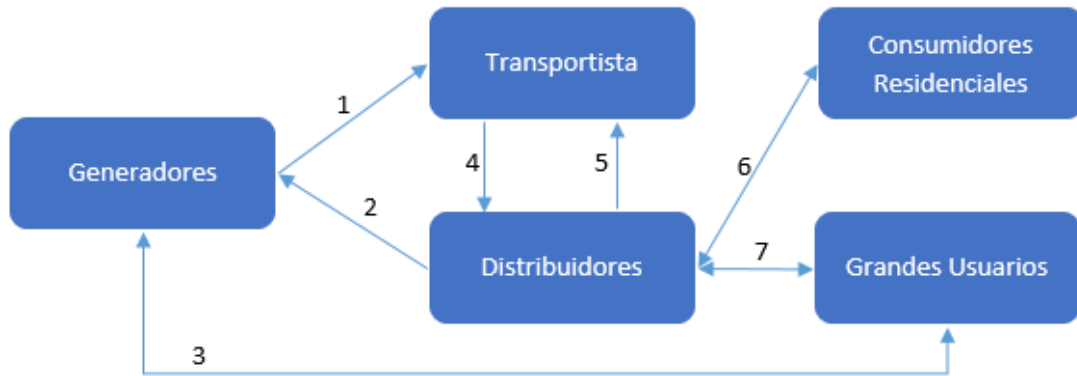
Fuente: Ministerio de energía y minería

## 2) Estudio de Mercado

### a) Marco legal mercado de electricidad en Argentina

El Sistema eléctrico argentino se encuentra encuadrado bajo la ley 24.065 [Anexo 4], la misma establece los lineamientos para el funcionamiento del sistema de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. La ley tiene prevista la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el cual interactúan los distintos actores del mercado, los generadores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios. El objetivo final de esta ley era la creación de un mercado de energía eléctrica moderno y competitivo, con monopolios regulados y tarifas competitivas.

Figura 2. Diagrama del sistema eléctrico argentino



**Generadores**

- 1. Envío energía
- 2. Cobro de energía
- 3. Envío y Cobro de energía

**Transportista**

- 1. Recepcion energía
- 4. Envío energía
- 5. Cobro canon por transporte

**Distribuidor**

- 2. Pago energía
- 4. Recepcion energía
- 5. Pago canon por transporte
- 6. Envío y cobro de energía
- 7. Envío y cobro de energía

Fuente: Elaboración propia en base a ley 24.065

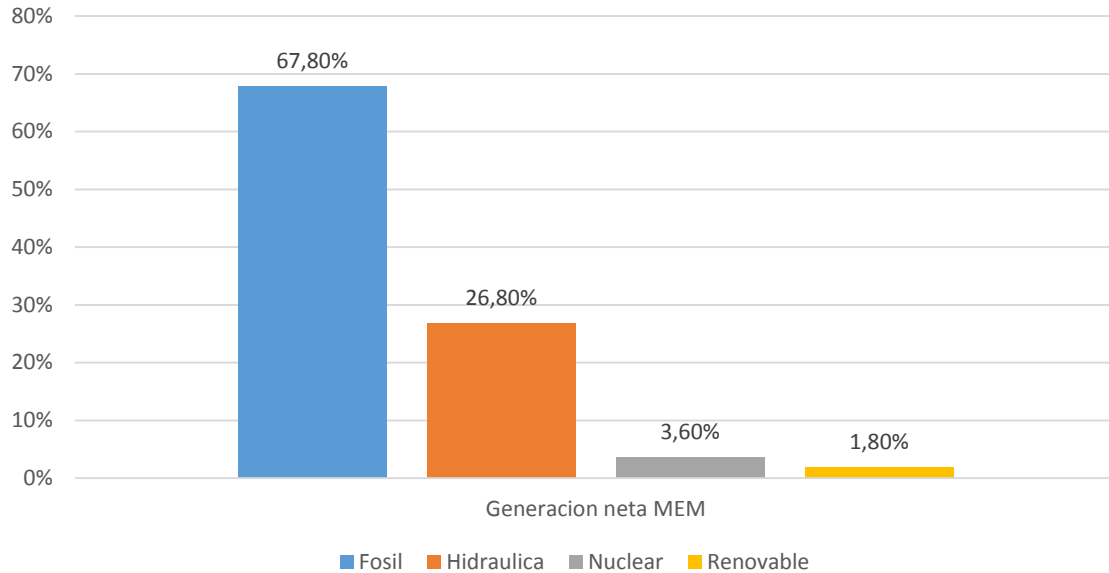
b) Generadores

El rol de los generadores consiste en producir y entregar energía a un gran usuario o una línea de alta tensión operada por un transportista para ser posteriormente vendida a un distribuidor o un gran usuario. El sector está relativamente atomizado, dedicándose más de 50 empresas a este. La mayoría de las empresas que generan energía son privadas, tienen una capacidad instalada muy heterogénea que va desde pequeños operadores de plantas de ciclo combinado hasta grandes represas hidroeléctricas, y utilizan distintas fuentes de generación de energía, principalmente la térmica (gas natural y combustibles líquidos). El sistema prioriza el transporte y utilización de la energía proveniente de fuentes que no son controlables y/o minimiza el costo de abastecimiento a la demanda, como la fotovoltaica, la eólica y la hidráulica, por ejemplo, lo que implica que todo lo generado por el parque eólico será automáticamente comprado y consecuentemente volcado a la red eléctrica.

La potencia instalada de la sumatoria de todos los generadores en Argentina supera los 32 GW y hasta agosto de 2017 [Anexo 5] la electricidad fue producida por las siguientes fuentes:



Cuadro 3 - Fuentes de generacion electrica



Fuente: Cuadro confeccionado en base a información extraída del ministerio de energía y minería

### c) Transportistas

El sector de transportistas se divide en dos, en primer lugar está el Sistema de transporte de energía eléctrica de alta tensión (STAT), cuyo único operador es Transener S.A., quien transporta la energía desde distintas regiones del país mediante líneas de alta tensión de 220 a 500 kv. La energía entregada es luego manejada por los operadores del Sistema troncal de distribución (abreviado "ST"), quienes están divididos por regiones y son los que finalmente se encargan de entregar la energía a la distribuidora correspondiente mediante líneas de 220, 132 y 66 kv.

Cabe aclarar que los transportistas no le compran la electricidad a los generadores para luego revenderla, sino que financian sus actividades cobrando una tarifa de transporte directamente a los distribuidores.

### d) Distribuidores

Los distribuidores cumplen el rol de entregar la energía a los consumidores finales, es un sector con claras características de monopolio natural, por lo cual el estado decide regularlo de forma tal que cada compañía opera sobre una región designada, siendo estas normalmente provincias, pero también existen regiones correspondientes a municipios y una división especial del área metropolitana de la Ciudad de Buenos Aires.

### e) Grandes usuarios

Se considera como gran usuario a las empresas que contratan directamente a un generador o un distribuidor para que abastezca su necesidad de consumo de energía eléctrica. Existen tres categorías de grandes usuarios, los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), quienes deben comprar el 50% de su demanda mediante contratos de

suministros, los Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y los Grandes Usuarios Particulares (GUPAs), estos dos últimos deben comprar la totalidad de su demanda mediante contratos de suministro.

#### f) Comportamiento histórico de la demanda y producción

El consumo de energía ha crecido sostenidamente en los últimos 15 años, estando éste potenciado principalmente por el crecimiento del PBI y por la distorsión en los precios relativos de la electricidad en los últimos 10 años debido a tarifas que evolucionaron muy por debajo de la inflación. La importación de energía es relativamente baja (el promedio de importación de los últimos 5 años es menos del 1% de lo consumido en promedio en los últimos 5 años) y se realiza únicamente por falta de generación de energía local. La exportación de energía es mínima, siendo el promedio de los últimos 5 años solo 121 GWh (menos del 0,01% de lo producido en promedio en los últimos 5 años). [Anexo 6]

Teniendo en cuenta que la demanda de energía va a continuar creciendo a un ritmo similar al PBI, que es muy complejo importar energías renovables, que la utilización de la capacidad instalada del sector es plena, y los objetivos de mix de energía renovable sobre energía total fijados por el Estado Argentino, se puede afirmar que la demanda del producto será sostenida en el largo plazo.

En relación al precio de la electricidad el mismo será fijado en función a los parámetros que explicita el pliego del programa renovar 2.0, el cual el proyecto utiliza como marco, y al precio de adjudicación de la subasta, para el cual se utilizara como precio de referencia el precio promedio adjudicado a la energía eólica en la región de la Patagonia en el programa Renovar 1.5. El mismo se encontró en USD 53.47 por MW.

Los otros parámetros fijados por el pliego son el factor de incentivo y el multiplicador del precio adjudicado, lo que se utiliza para componer un precio final específico para cada periodo de análisis en el plazo del contrato de compra ofrecido por la licitación, en este caso implica un horizonte de 20 años.

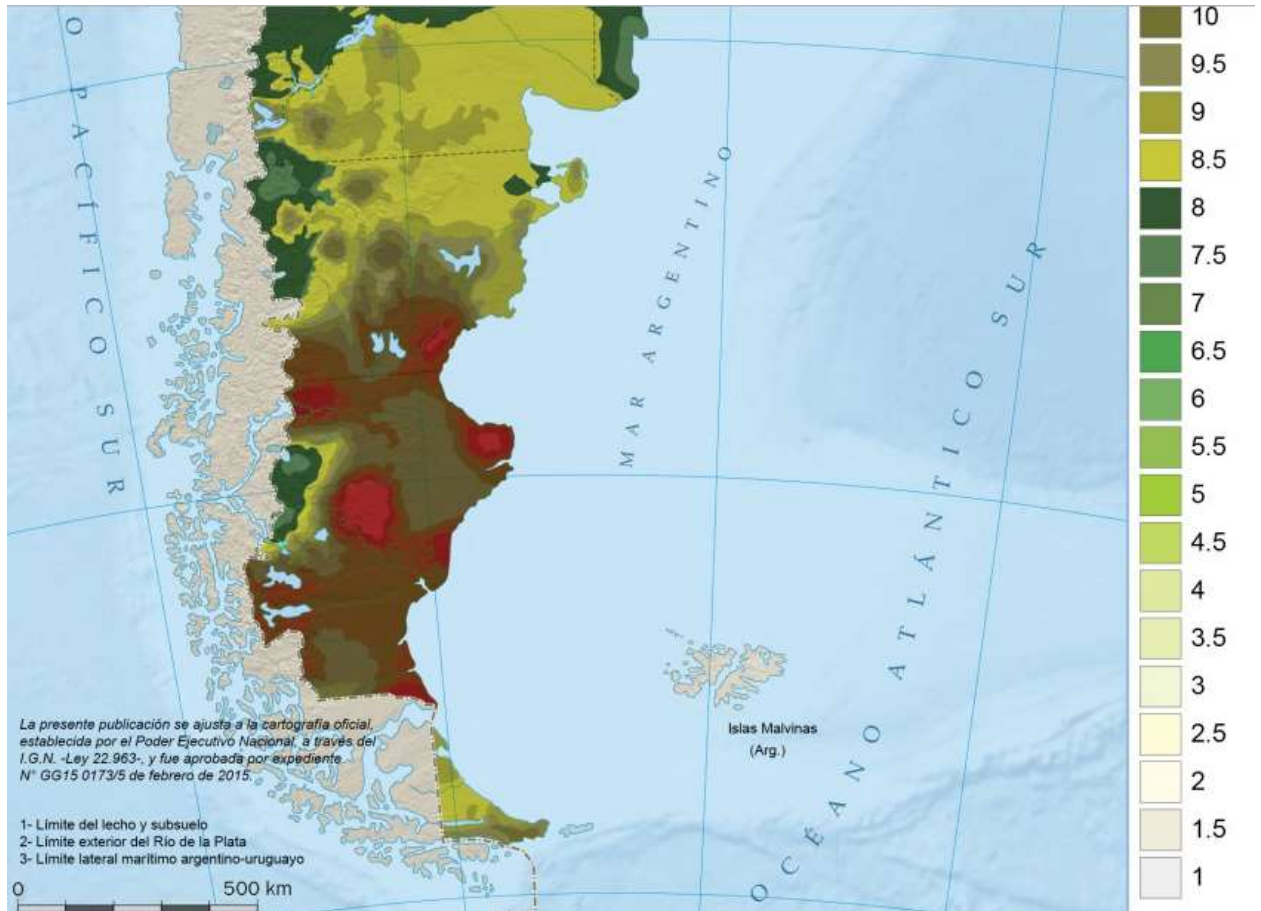
### 3) Estudio técnico

El proyecto necesita de tres elementos para poder ser viable técnicamente.

Lo primero que hay que considerar a la hora de analizar este tipo de proyecto es la ubicación en la cual se va desarrollar la explotación. Como condiciones fundamentales el lugar debe contar con una media anual de velocidad de viento superior a 6.5 m/s y se debe poder acceder a una línea de alta tensión que conecte el parque al sistema de distribución nacional.

En el siguiente cuadro se puede apreciar el mapa de vientos de la Patagonia Argentina, que indica la velocidad aproximada promedio del viento en cada región:

Figura 3. Mapa de vientos de la Patagonia Argentina



La zona elegida para localizar el proyecto se encuentra en el departamento de Gaiman, Provincia de Chubut, teniendo la posibilidad de seleccionar un predio entre el kilómetro 93 y el 125 de la ruta provincial número 25. La amplitud del predio va a depender de los aerogeneradores seleccionados, para el caso base se requerirá de un predio de aproximadamente 40 km<sup>2</sup>.

Esta ubicación tiene varias ventajas, la primera y más importante es que esta en una zona relativamente elevada que presenta vientos promedios de 9 m/s. A su vez la zona tiene en su cercanía una línea de alta tensión que conecta el dique Florentino Ameghino a la red de distribución nacional [Anexo 7]. Conectar el parque directamente a la red mencionada significara evitar la construcción de una segunda red de alta tensión que conecte el parque con la red del transportista.

Figura 4. Imagen satelital de la potencial localización del parque



Fuente: Google Maps

El segundo elemento a considerar son los aerogeneradores que van a ser utilizados; los mismos serán adquiridos a la empresa danesa VESTAS, que cuenta con más de 30 años de experiencia desarrollando e instalando generadores eólicos. Se hará foco en las plataformas de mayor potencial de generación de energía, específicamente las plataformas de 3 y 4 MW [Anexo 8]. A su vez, los aerogeneradores seleccionados dentro de estas plataformas deberán ser capaces de soportar vientos de clase IEC 1, por lo cual la elección se ve limitada a uno de los siguientes cinco modelos de

Cuadro 4. Aerogeneradores con capacidad IEC 1

WINDCLASSES - IEC			
TURBINETYPE	IEC III (6.0 - 7.5 m/s)	IEC II (7.5 - 8.5 m/s)	IEC I (8.5 - 10.0 m/s)
V90 -3.0 MW* IEC IB/IEC IIA			
V105-3.45 MW** IEC IA			
V112-3.45 MW* IEC IA			
V117-3.45 MW* IEC IB/IEC IIA			
V117-4.2 MW** IEC IB/IEC IIA/IEC S			

Fuente: Vestas Wind Svstems

generadores:

Por último, se precisa la fabricación de una estación que transforme el voltaje de la energía extraída del parque y la conecte con la red de energía nacional. Esta obra civil es la de menor complejidad de todo el conjunto y será subcontratada a una empresa local con un contrato que asegure su construcción.

#### 4) Otros estudios relevantes

- La ley provincial N°5541 requiere realizar un estudio de impacto ambiental, cuyos lineamientos son especificados en la guía del Anexo IV del Decreto N° 185/2009.
- Se requiere un estudio técnico de la red eléctrica de alta tensión a la cual será conectado el parque para garantizar su correcto acople y funcionamiento.
- Estudio de vialidad Nacional y provincial para el uso de las rutas RN°3 y RP°25, por las cuales serán trasladados los insumos.
- Certificaciones de servidumbres de paso para ampliación de la conexión eléctrica (ENRE Res.122/2014)

#### 5) Flujo de fondos relevantes: Caso base

##### a) Beneficios y costos relevantes

##### i) Inversión inicial

Para determinar la inversión inicial primero se debe evaluar los aerogeneradores que fueron preseleccionados en la sección técnica. La metodología que será utilizada para realizar la evaluación buscara encontrar el aerogenerador con la menor inversión inicial por MWh producido, definida como "Costo por aerogenerador / Output real anual por aerogenerador", el modelo que minimice esta métrica será el que genera mayor valor para el proyecto debido a que el output real es el driver de tanto los ingresos operativos como los gastos operativos subsiguientes, siendo el margen operativo constante y la capacidad instalada una variable objetivo fijada en 150 MWh.

En primer lugar se determinara el costo por aerogenerador. Este monto no es público, por lo que se va a confeccionar un costo estándar por MW teórico con cifras de inversión dadas a conocer por organizaciones que ya instalaron un parque eólico o están avanzadas en la etapa de planificación de un parque eólico en Argentina, las mismas serán ajustadas según la opinión de expertos en la industria para reflejar el valor actual del aerogenerador. Una vez determinado el costo por MW teórico se definirá el aerogenerador con mayor similitud a la muestra obtenida para la construcción del caso base y luego se ajustara el mismo para determinar el costo de los otros modelos. No será aplicado directamente un costo por MW promedio a todos los aerogeneradores bajo análisis ya que la adopción lineal del costeo distorsionaría la ganancia de eficiencia por escala de los aerogeneradores más potentes.

Cuadro 5. Costo parques eólicos comparables

Parque	Localización	Año	Modelo Aerogenerador	Potencia	Costo por MW de potencia
Parque eólico Rawson	N.E. Chubut	2011	Vestas V90 1.8 MW	77.4 MW	\$ 1,682,918
Ampliación P.E. Rawson	N.E. Chubut	2018	Vestas V90 2 MW	24.0 MW	\$ 1,666,667
Loma Blanca VI	N.E. Chubut	2012	Alstom 3MW	51.0 MW	\$ 1,805,000
Chubut norte y otros	N.E. Chubut	2018	N/A	76.0 MW	\$ 1,315,789
ALUAR - P.E. Madryn	N.E. Chubut	2018	Vestas V126 3.45 mw	510.0 MW	\$ 1,598,039
YPF - P.E Manantiales Behr	Sur Chubut	2018	Vestas V112 3.45 mw	103.5 MW	\$ 1,449,275
La Castellana	Sur BsAs	2018	N/A	147.0 MW	\$ 1,462,585
Parque Eólico Corti	Sur BsAs	2018	Vestas V126 3.45 mw	100.0 MW	\$ 1,400,000

Fuente: Elaboración propia en base a noticias publicadas en medios de comunicación – Anexo 9

En función a la muestra recolectada y a la preselección de aerogeneradores realizada, el modelo base seleccionado será el V90 3MW, ya que es el más similar a los modelos utilizados en donde será instalado el parque. El costo por MW teórico será la media del costo de los aerogeneradores instalados en el N.E del Chubut, ascendiendo este a USD 1.613.000, haciendo que el costo total del aerogenerador tomado como base sea de USD 4.839.000.

Una vez determinado el caso base se procederá a desagregar el costo para analizar que componentes del mismo son variables y en función a que ítems lo son. La composición fue tomada de dos estudios de costos internacionales [Anexo 10] y fue ajustada en función de la opinión de especialistas consultados.

Una vez determinado el costo por aerogenerador se determinara la capacidad de producción anual de cada uno y se realizara la evaluación de los mismos.

#### (1) Aerogenerador

El 65% del costo total está destinado a la compra del aerogenerador, y a su vez este se puede subdividir en 3 subcategorías. En primer lugar se encuentra la turbina generadora, que aglomera el 45.7% de los costos del aerogenerador, es razonable vincular este costo con la capacidad teórica de MW producidos por el aerogenerador. En segundo lugar se encuentran las aspas, representando el 29.4% del costo del aerogenerador, en este caso utilizaremos el diámetro de las mismas para modelar el comportamiento de su costo. Finalmente se encuentra la torre donde se monta la turbina y las aspas, la misma deberá ser fabricada mediante un proceso más complejo en función del peso que necesite soportar. Para modelar el peso se eligió un promedio ponderado entre el diámetro de las aspas (con un ponderador del 50%) y los MW teóricos de la turbina (con un ponderador de 50%).

#### (2) Obra civil



Representa un 15% del costo total, este valor es particularmente alto con respecto a otros países debido a particularidades de la mano de obra del sector en Argentina. Dentro de esta categoría se encuentra el costo de preparación del sitio, la construcción de caminos y otra infraestructura necesaria, la construcción de la base de concreto, el transporte de los componentes del aerogenerador y la instalación del mismo en el sitio. Cuando es analizado el impacto del cambio de modelo de generador, se observa que estos costos se comportan en función a la cantidad de aerogeneradores, al aumentar la cantidad de MW teóricos por aerogenerador, se precisan menos de estos para llegar a los 150 MW objetivo del parque, por lo cual se precisan menos caminos, menos bases y menos instalaciones. En función de esto se considera razonable suponer que este costo no depende del modelo de aerogenerador sino de la cantidad de los mismos que va a ser instalada.

### *(3) Red interna, transformación y conexión a la red de alta tensión*

Esta categoría representa el 12% del costo total, incluye la estación transformadora que eleva la tensión de la electricidad para poder conectarse a la red de alta tensión del transportista y la red interna que conecta los molinos con la estación transformadora. En este caso también se observan ganancias por la disminución de la cantidad de aerogeneradores en el parque, siendo necesaria menor extensión de cables gracias a la cercanía de los mismos a la central transformadora. Por lo tanto se considera razonable que se vincule este costo a la cantidad de aerogeneradores en el parque.

### *(4) Otros Costos*

Dentro de esta categoría se encuentran un abanico de costos menores que agregados representan el 8% del costo total. Estos costos están relacionados con la obtención de permisos, el pago de honorarios a profesionales consultados y la instalación de los sistemas de monitoreo, entre otros. Se considerara que estos costos están vinculados al número de aerogeneradores en el parque.

### *(5) Modelo de valuación resultante*

En función a lo expuesto anteriormente la fórmula utilizada para aproximar el costo unitario del aerogenerador es la siguiente:

$$CA = \$TUCB \times MWTA / MWTB + \$ACB \times LAMA / LAMB + \$ TOCB \times (65\% \times MWTA / MWTB + 35\% LAMA / LAMB) + \$OCI + \$RTC + \$OCO$$

CA = Costo por aerogenerador modelizado.

\$TUCB = Costo de la turbina en el caso base, en USD.

MWTA = MWh teóricos aerogenerador modelizado.

MWTB = MWh teóricos aerogenerador base.

\$ACB = Costo de las aspas en el caso base, en USD.

LAMA = Longitud de las aspas en metros para el aerogenerador modelado.

LAMB = Longitud de las aspas en metros para el aerogenerador base.

\$TOCB = Costo de la torre en el caso base, en USD.

\$OCI = Costo obra civil en el caso base, en USD.

\$RTC = Costo red interna, transformación y conexión en el caso base, en USD.

\$OCO = Otros costos en el caso base, en USD.

Aplicando esta fórmula se llegan a los resultados detallados en el cuadro subsiguiente.

Cuadro 6. Costos por modelo de aerogenerador

Modelo Aerogenerador	V90 3MW	V105 3.45 MW	V112 3.45 MW	V117 3.45 MW	V117 4.2 MW
Potencia teórica	3.00 MW	3.45 MW	3.45 MW	3.45 MW	4.20 MW
Largo de aspa (Metros)	44	51	55	57	57
Aerogeneradores requeridos	50	43	43	43	36
Potencia instalada final parque	150.00 MW	148.35 MW	148.35 MW	148.35 MW	151.20 MW
Costo Unitario Aerogenerador	\$ 4,839,000	\$ 5,315,331	\$ 5,433,205	\$ 5,492,142	\$ 5,942,229
CAPEX Total	\$ 241,950,000	\$ 228,559,249	\$ 233,627,815	\$ 236,162,098	\$ 213,920,255

Fuente: Elaboración propia

*(6) Output real por generador*

Para calcular el output real del generador se requieren datos de la velocidad del viento observados en el área donde se va a localizar el parque e información que vincule la velocidad con una medida de generación de energía.

Para el modelo de aerogenerador que fue electo como base, la información provista por el fabricante acerca de su desempeño vincula las distintas velocidades del viento con el output real en KW/h para esa velocidad. Por ende para calcular la producción anual de energía se requiere determinar cuántas horas por intervalo de velocidad de viento se observan por año. Para realizar este cálculo se utilizara como punto de partida la velocidad promedio del viento de 9 m/s, que corresponde a lo observado en la región en la que se localizara el parque según el mapa de vientos. En función de esta velocidad promedio, se desagrega la distribución estadística con la cual se simularan las horas disponibles por intervalo de velocidad de viento. La distribución más adecuada para simular el comportamiento de la velocidad del viento es la distribución de Weibull, la misma es una distribución que se encuentra en este caso en el campo de los números positivos, y depende de dos parámetros, Alpha y Beta. El alpha utilizado usualmente para realizar estimaciones de la velocidad del viento es de dos, lo que hace que la función de densidad de probabilidad tenga una leve asimetría derecha. Una vez determinado el Alpha, se busca un valor para el parámetro beta que corresponda con el promedio de la velocidad del viento 9 m/s, siendo 10,162 el valor en este caso. Ya determinada la distribución se procede a calcular la probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de velocidad de viento, se utilizaran intervalos de 1 m/s para realizar este cálculo.

Una vez que se determina la probabilidad asociada a cada intervalo, se procede a calcular el número de horas anuales de viento correspondiente a cada intervalo de velocidad de viento. Se utilizan 8760 hs para un año estándar. Al obtener el número de horas anuales de cada velocidad del viento se puede calcular con la curva de potencia provista por el fabricante, el número de MWh producidos por el aerogenerador durante un año en condiciones óptimas, sin paradas de mantenimiento. En la sección siguiente se modificara este supuesto para simular la explotación real del parque. En los cuadros que se detallan debajo se pueden



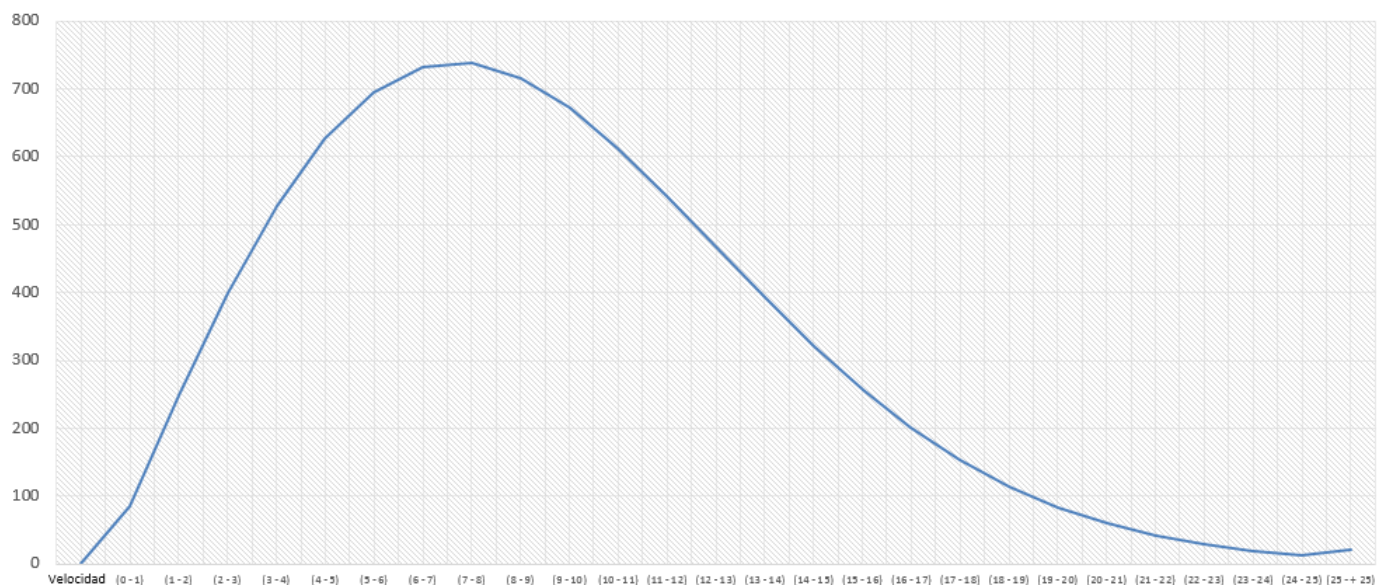
observar los números correspondientes a cada intervalo, así como la gráfica de la distribución, siendo 11.742 MWh la producción anual del aerogenerador.

Cuadro 7. Output detallado Aerogenerador

Intervalo velocidad de viento	Probabilidad intervalo	Horas anuales de viento	KW/h por intervalo	KW/h producido anualmente
	0.00%	0	-	-
(0 - 1)	0.96%	84	-	-
(1 - 2)	2.84%	248	-	-
(2 - 3)	4.55%	398	-	-
(3 - 4)	6.01%	526	-	-
(4 - 5)	7.15%	626	150	93,930
(5 - 6)	7.93%	695	285	198,024
(6 - 7)	8.35%	731	480	350,978
(7 - 8)	8.41%	737	740	545,300
(8 - 9)	8.17%	715	1,100	786,997
(9 - 10)	7.67%	672	1,520	1,021,293
(10 - 11)	6.99%	612	1,940	1,187,403
(11 - 12)	6.19%	542	2,360	1,278,920
(12 - 13)	5.33%	467	2,705	1,263,397
(13 - 14)	4.48%	392	2,900	1,137,694
(14 - 15)	3.67%	321	2,980	957,881
(15 - 16)	2.93%	257	3,000	771,287
(16 - 17)	2.29%	201	3,000	602,569
(17 - 18)	1.75%	153	3,000	460,046
(18 - 19)	1.31%	114	3,000	343,382
(19 - 20)	0.95%	84	3,000	250,661
(20 - 21)	0.68%	60	3,000	179,000
(21 - 22)	0.48%	42	3,000	125,080
(22 - 23)	0.33%	29	3,000	85,543
(23 - 24)	0.22%	19	3,000	57,270
(24 - 25)	0.14%	13	3,000	37,539
(25 - + 25)	0.24%	21	-	-
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>	<b>8760</b>		<b>11,734,192</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 5. Distribución de probabilidad de Weibull resultante (9 m/s K=2)



Fuente: Elaboración propia

Para los otros modelos de aerogeneradores preseleccionados el fabricante provee información ya procesada con el método desarrollado en los párrafos anteriores, indicando el output simulado con una distribución Weibull con los mismos parámetros que fueron utilizados en esta sección.

Los últimos dos conceptos que se utilizarán para calcular la producción real de cada generador serán el efecto de las paradas de mantenimiento y el efecto estela provocado por el parque mismo.

En el primer caso, las paradas programadas y no programadas de mantenimiento disminuyen en promedio un 2% de la producción anual de energía de cada aerogenerador. En el segundo caso, el efecto estela es producido por la disminución de la calidad del viento que se produce cuando los aerogeneradores se aglomeran, ya que la estructura de los mismos aerogeneradores genera un obstáculo para el viento, disminuyendo su calidad y produciendo que los aerogeneradores que reciben el viento posteriormente reduzcan su capacidad de generación de electricidad. En el caso del parque analizado, se supone que el efecto estela para 50 molinos V90 disminuiría en un 5% la producción total de electricidad del parque, mientras que para los otros modelos será menor, debido a que habrá una menor cantidad de aerogeneradores repartidos en un área fija.

Cabe destacar que estos dos efectos que multiplican entre ellos, ya que técnicamente el mantenimiento disminuye la producción real de energía, no la teórica.

En la tabla siguiente se puede observar los MWh generados por cada modelo, tanto en condiciones óptimas como ajustados por los efectos previamente descritos.

Cuadro 8. Coeficiente de ajuste por Aerogenerador

Modelo Aerogenerador	V90 3MW	V105 3.45 MW	V112 3.45 MW	V117 3.45 MW	V117 4.2 MW
Coeficiente de ajuste	93.10%	93.79%	93.79%	93.79%	94.47%
Efecto estela	-5.0%	-4.3%	-4.3%	-4.3%	-3.6%
Mantenimiento	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-2.0%

Fuente: Elaboración propia

(7) Modelo de Aerogenerador seleccionado

Finalmente se procederá a combinar las variables de costo total y producción real para obtener un indicador inclusivo que indique cual es el aerogenerador óptimo para esta explotación:

Cuadro 9. Comparación de modelos de Aerogeneradores

Modelo Aerogenerador	V90 3MW	V105 3.45 MW	V112 3.45 MW	V117 3.45 MW	V117 4.2 MW
CAPEX	\$241,950,000	\$ 228,559,249	\$ 233,627,815	\$ 236,162,098	\$213,920,255
Producción anual teórica	586.710 MW	636.400 MW	670.800 MW	688.000 MW	648.000 MW
Producción anual ajustada	546.227 MW	596.854 MW	629.116 MW	645.248 MW	612.179 MW
Capacity factor resultante	41.6%	45.9%	48.4%	49.7%	46.2%
<b>CAPEX por MW producido</b>	<b>\$ 443</b>	<b>\$ 383</b>	<b>\$ 371</b>	<b>\$ 366</b>	<b>\$ 350</b>

En función a los resultados de la tabla precedente se puede concluir que el modelo de aerogenerador que maximizara el valor del proyecto es el V117 de 4.2 MW.

ii) Ingreso por venta de energía

El ingreso por venta de energía se obtiene calculando la producción estándar de MWh por año del parque, multiplicado por los distintos componentes del el precio de venta final para cada periodo.

El precio por MWh de energía vendida para cada periodo se obtiene con la siguiente formula base:

Precio adjudicado x Coeficiente por año de producción x Factor de incentivo del año

El precio de adjudicación es la única variable que va a ser supuesta en este caso, los otros factores están explicitados en el pliego Renovar 2.0. Se tomara como supuesto que el precio adjudicado será igual al promedio adjudicado para energía eólica del programa renovar 1.5, que fue USD 53.47 por MWh [Anexo 12]

Una vez determinados estos inputs se aplica la formula base y se obtiene el precio de venta para cada periodo que se puede apreciar en la tabla debajo, siendo el promedio del mismo USD 64.65 por MWh

Cuadro 10. Precios de venta de la energía generada por año

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
USD/MWh	62.5	63.6	64.7	65.8	64.0	65.1	66.2	64.3	65.4	66.5

Año	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
USD/MWh	64.4	65.5	66.6	67.8	68.9	63.1	64.2	65.3	59.0	60.0

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos los precios para cada periodo, se multiplican por la producción anual real estimada del parque, obteniendo los ingresos por ventas de energía que se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro 11. Ingresos del parque por año.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MM USD	38.3	38.9	39.6	40.3	39.2	39.9	40.5	39.4	40.0	40.7

Año	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
MM USD	39.4	40.1	40.8	41.5	42.2	38.6	39.3	40.0	36.1	36.7

Fuente: Elaboración propia

### iii) Gastos de mantenimiento Aerogeneradores

El mantenimiento de los aerogeneradores será llevado a cabo por la compañía proveedora de los mismos e incluye los costos ordinarios y repuestos asociados al desgaste del generador, lo que garantiza el correcto funcionamiento de los aerogeneradores en el tiempo. En contrapartida se deberá pagar un canon anual por cada aerogenerador operado, para el modelo seleccionado se estima en 100.000 USD por aerogenerador. El contrato con la empresa fabricante también incluye la indexación de este costo por la tasa de inflación mayorista estadounidense (Producer Price Index – Industrial Commodities). Se asume una hipótesis de tasa anual de indexación del 2% anual.

### iv) Gastos de operación

Los gastos operativos (OPEX) consisten en seguros, mantenimiento general del predio (Exceptuando los aerogeneradores), gastos de vigilancia y de personal. Se asume que estos costos están vinculados a la cantidad de MWh reales producidos anualmente en el parque; según parámetros internacionales estos costos ascienden hasta 3,5 UDS por MWh producido, por lo que se multiplicara lo que se estima producir realmente en el parque para obtener el gasto anual total. Estos costos también serán indexados por la inflación mayorista estadounidense.

### v) Ingresos brutos

El impuesto a los ingresos brutos es de carácter provincial y se calcula aplicando una alícuota, en este caso 3%, a los ingresos por generación de energía del parque

### vi) Impuesto a los débitos y créditos

El impuesto sobre los débitos y créditos se aplica sobre cada transacción bancaria que realiza la empresa, siendo este de 0.6% por caso.

### vii) Margen EBITDA / Ventas

Después de calcular el ingreso y los gastos operativos, se puede calcular el margen EBITDA del proyecto. Es interesante destacar que el mismo se va reduciendo desde 81.5% en el primer año hasta 73.8% en el año 20, debido a que los precios se mantienen relativamente constantes en todo el periodo examinado, pero los gastos de mantenimiento y operación suben paulatinamente gracias a la indexación de los mismos.

### viii) Depreciaciones y amortizaciones

La normativa legal permite la depreciación acelerada de los aerogeneradores y obra civil vinculados al proyecto, pudiendo amortizar los activos en el lapso de 10 años.

En este apartado se produce un efecto interesante que hasta el momento no había influido en el proyecto. Todos los ingresos y gastos vinculados hasta el momento se encuentran en dólares estadounidenses, incluyendo la inversión inicial determinada en

el primer punto de este apartado. Sin embargo la legislación argentina exige que los activos se incorporen al balance de la sociedad en pesos, al tipo de cambio existente al momento de ser efectuada la transacción. Por este motivo se realizaron proyecciones del tipo de cambio Peso/USD para el horizonte temporal del proyecto. Se supone que en los primeros 10 años de la explotación el peso se depreciara sistemáticamente con respecto al dólar, cada vez a una tasa más baja, para converger en el año 11 a un tipo de cambio de equilibrio que será utilizado por el resto del proyecto. Se puede observar en la tabla siguiente los distintos tipos de cambio utilizados, partiendo del tipo de cambio de diciembre de 2017, que fue extraído del contrato a futuro del ROFEX para esa fecha.

Cuadro 12. Tipo de cambio Peso / USD proyectado

Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	+2028
% Depreciación		15.0%	12.0%	10.0%	8.0%	6.0%	5.0%	4.0%	3.0%	2.0%	1.0%	0.0%
Peso/USD	18.670	21.5	24.0	26.5	28.6	30.3	31.8	33.1	34.1	34.7	35.1	35.1

Fuente: Elaboración propia

Para la inversión inicial de este proyecto se supone que la misma será ingresada al activo de la sociedad de forma lineal durante el año 2018, por lo cual se calculó el tipo de cambio correspondiente a cada mes del año y luego se totalizó el monto en pesos, llegando a un activo amortizable de \$ 4.311.468.123 y a un monto de \$ 431.146.812 de amortización anual.

Una vez determinado el monto anual de amortización en pesos, se corresponderá a calcular su equivalente en la moneda de valuación utilizada, dólares estadounidenses. Se puede observar en el siguiente cuadro que la depreciación anual en dólares tiene menor potencia a medida que la depreciación del peso se intensifica, siendo este efecto similar a haberle realizado un préstamo en pesos a una tasa del 0% al fisco argentino.

Cuadro 12. Depreciaciones y amortizaciones proyectadas en USD

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
D&A en miles de USD	\$17,929	\$16,299	\$15,092	\$14,238	\$13,560	\$13,038	\$12,659	\$12,410	\$12,287	\$12,287

Fuente: Elaboración propia

#### ix) Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias de las sociedades está fijado en 35% a pagar a año vencido, la sociedad que se constituye abrirá sus ejercicios contables el 1ro de enero y los cerrará el 31 de diciembre de cada año, debiendo abonar este impuesto en mayo del año posterior al cierre de ejercicio. Las sociedades también deben tener en cuenta que se deben abonar anticipos de este impuesto, que son calculados según la ganancia del ejercicio anterior. Para simular estos efectos, se realizaron los cálculos correspondientes al impuesto teórico a pagar en el año vencido, las cuotas de anticipo pagadas en el correr del año y el saldo final que se debe pagar si es que los anticipos no superaron el impuesto calculado para el año. El resultado más destacable de este mecanismo es que no se deberá abonar impuesto a las ganancias hasta el segundo año de la puesta en marcha del parque.

#### x) Capital de trabajo

El capital de trabajo estará determinado por el monto de venta de energía y por los montos de gastos operativos y de mantenimiento, se suponen que las ventas se cobran en 60 días y los gastos se pagan en 30 días. La evolución del capital de trabajo neto será utilizada para calcular el flujo de fondos libre del proyecto.

#### xi) Calculo perpetuidad

Gracias a contar con el mantenimiento oficial de la empresa proveedora de los aerogeneradores, se calcula que los mismos estarán aptos para la producción de energía eléctrica siempre y cuando el mantenimiento sea realizado correctamente. Para realizar el cálculo del valor terminal del proyecto, se supone que los aerogeneradores continuaran generando la misma cantidad de energía anualmente y esta será vendida al precio spot en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Argentina. Se va a suponer que el precio de la energía eléctrica en el futuro estará a valores internacionales, siendo el precio de la misma estimado por el departamento de energía de los estados unidos para 2038 de 53.59 USD por MWh. [Anexo 11]

Una vez obtenidos los precios y cantidades se procederá a calcular el ingreso anual de la perpetuidad y a restar los gastos relacionados con el mantenimiento de los aerogeneradores, los gastos operativos y los impuestos. Cabe destacar que no se incorporan amortizaciones al flujo debido a que los aerogeneradores y la obra civil ya están amortizados y no se contempla inversión extra en activos fijos.

Finalmente se obtiene un flujo de USD 15.154.759 para los años subsiguientes, para determinar su valor actual se utilizara el modelo de perpetuidad con crecimiento, utilizando la tasa de interés requerida por el accionista, menos la tasa de inflación proyectada, ya que se supone que tanto el precio de la energía eléctrica como los costos de producción seguirán la misma tendencia inflacionaria.

#### b) Free Cash Flow del proyecto

En función a lo elaborado en los párrafos anteriores, se determina el FCF puro del proyecto:

Cuadro 13. Flujo de fondos libre del proyecto

FCF Proyecto	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MM USD	-215.7	25.4	24.1	26.3	26.3	25.0	25.9	25.6	24.3	25.4
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
25.2	24.1	17.5	20.8	21.1	21.5	18.4	20.6	19.8	16.5	170.5

Fuente: Elaboración propia

#### 6) Evaluación del caso base

Para realizar la evaluación del proyecto desarrollado se estimara una tasa de descuento con el modelo tradicional de CAPM con la cual se descontaran el flujo de fondos libre del proyecto.

## a) Determinación de la tasa de descuento

### 1. Modelo Tradicional CAPM [Anexo 13]

- a. Tasa libre de riesgo (Rf): 5.18 % - Es la tasa resultante del promedio aritmético del rendimiento de los T-Bond entre 1928-2016.
- b. Prima de riesgo (Rp): 4.54 % - Es la prima implícita en los rendimientos del índice S&P en el periodo 1928-2016 cuando se supone la tasa libre de riesgo determinada en el punto anterior.
- c. Beta – Se utilizara el Beta unlevered corrected for cash de la Industria como representativa del riesgo operativo del proyecto – La industria es: Green & Renewable Energy
  - i. Beta levered = 1.14
  - ii. D/E promedio industria = 1.7438
  - iii. Beta unlevered = 0.43
  - iv. Beta unlevered corrected for cash = 0.47
  - v. D/E evaluación = 1 – Actualmente en Argentina los parques eólicos se están financiando con entre 40% y 60% de deuda, por lo cual se tomara un 50% para evaluar la conveniencia del proyecto.
  - vi. Beta Levered proyecto = 0.7755 - Beta Unlevered x (1 + (1 – tasa impuesto a las ganancias) x D/E
- d. Prima por riesgo país: 454 pb – Promedio para Argentina de los últimos 2 años del índice EMBI+ realizado por JP Morgan.
  - i. No se realizaran ajustes por el diferencial de desvíos entre el equity internacional y el de Argentina debido a que el riesgo del proyecto está relacionado directamente con la capacidad del Estado Nacional Argentino de respetar el contrato del programa Renovar en el cual el proyecto es evaluado.
- e. Ke Proyecto: 13.24% = 5.18 % + 4.54 % x 0.7755 + 4.54 %

### 2. Costo Deuda [Anexo 13]

- a. Tasa libre de riesgo (Rf): 5.18%
- b. Risk Premium deuda = 12 pb por ratio D/E – El costo promedio actual es de la deuda para este tipo de activos es de 4.62%, teniendo en cuenta que la tasa libre de riesgo actual es 2.53 % y que las empresas del sector tienen un apalancamiento promedio de 1.74 D/E, entonces se puede deducir que Risk Premium @ 1.74 D/E = 4.62% - 2.53% = 2.09% y por ende una tasa por unidad de D/E del proyecto de 2.09% / 1.74 = 1.20 %
- c. Prima por riesgo país: 454 PB
- d. Kd Proyecto: 10.92 % = 5.18 % + 1.2 % x 1 + 4.54 %

### 3. WACC

- a. El WACC nos determina el costo promedio ponderado del capital que tendrá que satisfacer el proyecto para ser viable económicamente.
- b.  $WACC = Ke \times We + Kd \times (1-t) \times Wd$   
 $10.17 \% = 13.24 \% \times 50 \% + 10.92 \% \times (1 - 35 \%) \times 50 \%$

## b) Evaluación

La TIR del proyecto es de 10.6% y por su parte, en función de la tasa de descuento determinada, el VAN del proyecto es de 12,2 MM USD, por lo cual se recomienda realizar el proyecto bajo estas condiciones.

## 7) Análisis de sensibilidad

Para evaluar los puntos críticos del proyecto y analizar si pueden ser modificados o si van a tener que ser considerados al momento de evaluar los riesgos, se realizaron análisis de sensibilidad sobre las variables sujetas a incertidumbre. Los resultados fueron los siguientes:

Cuadro 13. Sensibilidad CAPEX

CAPEX	-	Base	+
	192.5 MMUSD	213.9 MMUSD	235.3 MMUSD
VAN	30.8 MMUSD	12.2 MMUSD	-6.4 MMUSD
Delta CAPEX	-10.0%	0.0%	10.0%
Delta VAN	18.6 MMUSD	.0 MMUSD	-18.6 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que el CAPEX tiene un impacto muy importante sobre el valor del proyecto, tanto que movimientos relativamente moderados, del 10%, pueden llevar a hacer el proyecto muy rentable o a destruir completamente su capacidad de creación de valor. A priori, no se identifican acciones que permitan modificar el costo base del CAPEX, pero la variable va a ser tenida en cuenta en el momento de análisis de riesgos del proyecto.

Cuadro 14. Sensibilidad MW Año producidos

MW año producidos	-	Base	+
	550,961	612,179	673,396
VAN	-12.2 MMUSD	12.2 MMUSD	36.6 MMUSD
Delta MW	-10.0%	0.0%	10.0%
Delta VAN	-24.4 MMUSD	.0 MMUSD	24.4 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el cuadro anterior los MWh producidos en cada año por el parque tienen un impacto muy importante sobre el valor del proyecto, superando el impacto del CAPEX. En función de esta observación, y si hubiese alguna duda con respecto a la velocidad promedio del viento en la región, sería conveniente realizar estudios adicionales sobre la zona que permitan determinar con mayor exactitud la distribución de probabilidad del mismo. Por otro lado esto implicaría demorar el proyecto y estar obligado a esperar a una nueva licitación del programa Renovar. En el caso de este proyecto, los cálculos de generación de energía se realizaron en función a parámetros relativamente conservadores (factor Beta de la distribución de Weibull = 2) y hay evidencia de parques eólicos en la misma zona que operan con factores de capacidad cercanos a los calculados en este caso. Sin embargo, es natural que la velocidad del viento en un año se aparte de la media histórica, esto puede generar inconvenientes en el proyecto, sobre todo en los primeros años cuando el proyecto es más vulnerable a



fluctuaciones de caja que puedan generar un problema de liquidez, por lo que se tendrá en cuenta esta variable cuando se analicen los riesgos del proyecto.

Cuadro 15. Sensibilidad WACC

WACC	-	Base	+
	9.17%	10.17%	11.17%
VAN	35.5 MMUSD	12.2 MMUSD	-6.8 MMUSD
Delta WACC	- 100 BP	0.0%	+ 100 BP
Delta VAN	23.3 MMUSD	.0 MMUSD	-19.0 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

La tasa de descuento del proyecto también tiene un impacto muy grande en el valor del mismo, mayor que el impacto del CAPEX pero menor que el de la producción anual. En secciones posteriores de este documento se diagramaran distintos escenarios que tienen en cuenta variables adicionales para determinar la tasa de descuento y evaluar en función de esto si el proyecto es rentable o no.

Cuadro 16. Sensibilidad precio de adjudicación

Precio adjudicación	-	Base	+
	\$ 50.80	\$ 53.47	\$ 56.14
VAN	1.8 MMUSD	12.2 MMUSD	22.6 MMUSD
Delta Precio	-5.0%	0.0%	5.0%
Delta VAN	-10.4 MMUSD	.0 MMUSD	10.4 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la variación del precio de adjudicación, en el cuadro precedente se puede observar que el impacto de esta variable es muy importante en el valor presente del proyecto, sin embargo al existir límites máximos para la variable explícitos en el pliego del proyecto Renovar, carece de sentido ampliar más que un 5% por banda la distribución de precios. Se puede notar que en el escenario donde el precio es más elevado, donde es muy cercano a los USD 56,25 máximos permitidos por el programa, el VAN del proyecto toma su mayor valor considerando solo la modificación de esta variable, por otro lado, se aumenta significativamente la probabilidad de que no le sea adjudicado el contrato de la explotación gracias al mecanismo de licitación. En cuanto a los escenarios donde el precio baja, estos pueden ser evitados enteramente por la empresa debido a que la misma controla el precio al cual suscribe a la licitación. En función de lo analizado en el párrafo anterior, carece de sentido incorporar esta variable al momento de realizar la evaluación de riesgos.

Cuadro 17. Sensibilidad Precio energía a perpetuidad

Precio Perpetuidad	-	Base	+
	\$ 48.23	\$ 53.59	\$ 58.95
VAN	8.6 MMUSD	12.2 MMUSD	15.8 MMUSD
Delta PP	-10.0%	0.0%	10.0%
Delta VAN	-3.6 MMUSD	.0 MMUSD	3.6 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

En este caso, se puede observar como las variaciones en el precio de la energía a partir del periodo 21 no afectan fuertemente al VAN, el cual permanece relativamente inalterado. En función a esta influencia poco significativa sobre el valor del proyecto esta variable no será tenida en cuenta cuando se evalúen los riesgos.

Cuadro 18. Sensibilidad O&M y OPEX

O&M y OPEX	-	Base	+
	\$ 5,103,562	\$ 5,670,625	\$ 6,237,687
VAN	16.7 MMUSD	12.2 MMUSD	7.6 MMUSD
Delta MW	-10.0%	0.0%	10.0%
Delta VAN	4.6 MMUSD	.0 MMUSD	-4.6 MMUSD

Fuente: Elaboración propia

Finalmente los gastos operativos y de mantenimiento fueron sumados para evaluar su impacto en el valor del proyecto debido a que una vez establecidos, ambos se indexan de la misma forma en toda la vida del proyecto. Igualmente las variaciones en los mismos no producen efectos significativos sobre el VAN del proyecto, por lo que estas variables no serán tenidas en cuenta cuando se evalúen los riesgos.

## 8) Escenarios alternativos de evaluación

En este apartado se describirán tres escenarios en los cuales se evaluara el proyecto. Los escenarios mantienen la misma estructura base de flujo de fondos, pero difieren en la aplicación de la tasa de descuento. En todos los casos la tasa de descuento se modificara todos los años hasta llegar a su valor de equilibrio. El primer componente que se analizara es la tasa libre de riesgo, la cual partirá para todos los escenarios del valor que se observa en el mercado en Septiembre de 2017, siendo la misma 2,53%. Este valor es muy bajo en comparación a lo que se observa si se promedian ciclos económicos completos, como se calculó en el apartado anterior. Esta singularidad, producida por la crisis financiera de 2007-2009, está siendo corregida paulatinamente por la Reserva Federal de los EE.UU. (FED), por lo que se asumirá que en un periodo de seis años esta tasa volverá a la media histórica, lo que implica una suba de aproximadamente 50 pb por año en los primeros seis años.

En segundo lugar se analizara la prima por riesgo país, la misma va a tender a un punto de equilibrio distinto en cada escenario, pero en todos los casos se partirá de la prima observada en septiembre de 2017 y luego en cada escenario convergerá en un periodo de 7 años a una tasa que será, por hipótesis, de equilibrio para el resto del proyecto. Por último se considera que el beta unlevered corrected by cash y el Premium exigido por los acreedores serán los mismos para todos los escenarios y no tendrá variaciones en el tiempo.

### a) Escenario Inercial

En este escenario, se supone que la prima por riesgo país evolucionara desde los 374 PB observados en septiembre de 2017 hasta alcanzar los 454 PB, que fueron los valores promedio observados en los últimos dos años y que corresponden a los tomados en el caso base planteado.

La estructura de tasas de interés resultante es la siguiente:

Cuadro 19. Evolución tasa de descuento escenario inercial

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Rf</b>	2.53%	3.03%	3.53%	4.03%	4.53%	5.03%	5.18%	5.18%
<b>Rp</b>	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
<b>CRP</b>	3.74%	3.85%	3.97%	4.08%	4.20%	4.31%	4.43%	4.54%
<b>WACC</b>	7.32%	7.83%	8.34%	8.84%	9.35%	9.86%	10.08%	10.17%

Fuente: Elaboración propia

En este caso la tasa promedio de descuento para los 20 años es de 9,71 % y el VAN resultante es 24,9 MM USD, lo que presenta una mejora importante con respecto a los 12,2 MM USD observados en el caso base, dado gracias a las menores tasas de descuento en los primeros siete periodos en comparación este.

#### b) Escenario de evolución a *Investment Grade*

En este escenario se supone que la prima de riesgo país se reduce hasta llegar al 2%, nivel aproximado de un país considerado *investment grade* en Latinoamérica, como es el caso de la Republica de Perú.

Cuadro 20. Evolución tasa de descuento escenario Investment Grade

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Rf</b>	2.53%	3.03%	3.53%	4.03%	4.53%	5.03%	5.18%	5.18%
<b>Rp</b>	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
<b>CRP</b>	3.74%	3.49%	3.24%	2.99%	2.75%	2.50%	2.25%	2.00%
<b>WACC</b>	7.32%	7.53%	7.74%	7.95%	8.15%	8.36%	8.28%	8.07%

Fuente: Elaboración propia

En este escenario la tasa promedio de descuento es de 8.02 % y el VAN del proyecto resultante es de 69.7 MM USD. Esto se da gracias a que la tasa de descuento es baja durante todo el proyecto y que cuando se realiza el cálculo del valor terminal también se utiliza una tasa relativamente baja, por lo que el resultado final es sensiblemente mayor.

#### c) Escenario de reversión a la media histórica

En este escenario se supone que la prima de riesgo país sufrirá una reversión hasta el nivel promedio observado entre octubre de 2005 y octubre 2017, de 696 puntos básicos.

Cuadro 21. Evolución tasa de descuento escenario Reversión a media

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Rf</b>	2.53%	3.03%	3.53%	4.03%	4.53%	5.03%	5.18%	5.18%
<b>Rp</b>	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
<b>CRP</b>	3.74%	4.20%	4.66%	5.12%	5.58%	6.04%	6.50%	6.96%
<b>WACC</b>	7.32%	8.12%	8.91%	9.70%	10.49%	11.28%	11.79%	12.17%

En este escenario la tasa de descuento promedio asciende a 11.33 % y el VAN resultante es -2,8 MM USD, lo que produciría que se revierta la decisión de inversión y no sea recomendable invertir en el proyecto.

#### d) Análisis de los escenarios

En función a lo analizado en los puntos anteriores, el proyecto analizado es viable económicamente en el escenario base y en dos de los tres escenarios alternativos que fueron diagramados. Si se le asignaran probabilidades idénticas a cada uno de los tres escenarios alternativos, la decisión de inversión sería proceder con el proyecto.

### 9) Análisis del financiamiento

#### a) Supuestos principales de la deuda

En este apartado se analizara como impacta el financiamiento en el valor del proyecto. Como en los apartados anteriores, primero se generara un caso base, con tasas de descuento lineales y luego se plantearan distintos escenarios con tasas de descuento que convergen en un equilibrio de largo plazo. En todo momento se va a suponer que la empresa puede elegir libremente su nivel de endeudamiento y que todos los prestamos utilizados serán estructurados con cupón anual y sin amortización de capital. Se sintetizara una tasa de interés de deuda para el proyecto analizado en función de la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo para la deuda de este tipo de activos y la prima de riesgo país.

#### b) Deuda en tasa de descuento Vs. Deuda en el flujo

Hasta este punto, para realizar la valuación del proyecto, se tomaron los FCF del mismo y fueron descontarlos al promedio ponderado del costo del capital empleado. Esta metodología de valuación tiene implícito el supuesto de que todos los intereses de la deuda se pueden descontar de impuestos en el momento en el cual dicha deuda es generada. Debido a la estructura de los flujos de fondo de este proyecto, el supuesto es vulnerado a muy bajos niveles de apalancamiento, básicamente debido a dos efectos. El primero, que afecta los 10 años iniciales del proyecto, es el efecto que producen las amortizaciones aceleradas sobre el EBIT, reduciendo fuertemente el flujo que es sujeto a impuestos y por ende el flujo del que es posible descontar intereses para disminuir la carga tributaria. En segundo lugar, se supone que la deuda será tomada y pagada en dólares, por lo cual la empresa tendrá una exposición a la fluctuación del tipo de cambio, en términos de stock de deuda en dólares en su estado de situación patrimonial ya que la contabilidad argentina es llevada en pesos. Considerando la depreciación del peso que se proyecta, sobre todo en los primeros años del proyecto, se producen perdidas por diferencias de cambio de elevada magnitud en los primeros años del proyecto.

En función a que uno de los objetivos de este documento es encontrar el punto óptimo de apalancamiento para el proyecto, se determinara como los distintos niveles de deuda impactan realmente en el escudo fiscal, teniendo en cuenta los intereses de la deuda, el efecto de las diferencias de cambio generadas por el stock de deuda y que según la legislación argentina una sociedad puede utilizar los quebrantos impositivos de hasta 5 ejercicios anteriores al corriente. Luego de determinar el efecto total de los intereses en

el flujo de fondos, se procederá a descontarlo al costo de capital apalancado correspondiente.

c) Flujo de fondos después de intereses

En función a los puntos mencionados en los párrafos anteriores y suponiendo un apalancamiento inicial del 50%, (por ende un  $K_e = 13.24\%$  y un  $K_d = 10.9\%$ ) se calculan los flujos de fondo para el accionista, la tasa interna de retorno y el VAN para el proyecto, siendo los mismos los siguientes:

Cuadro 22. FCF to Equity con apalancamiento del 50% caso base

FCF Equity	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MM USD	-108.5	13.7	19.9	20.4	21.0	20.1	20.3	20.8	19.9	20.1
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
20.6	17.8	9.9	13.2	13.5	13.9	10.8	13.0	12.2	8.9	76.2

Fuente: Elaboración propia

TIR del accionista: 16,3%

VAN del accionista: 20,4 MM USD

Una vez determinados los flujos de fondo para el accionista y descontado el mismo, se puede observar que en este caso el VAN del proyecto es positivo, por lo cual sería recomendable invertir en el proyecto. A su vez se procederá a determinar el coeficiente de apalancamiento óptimo para el proyecto a las tasas de descuento descritas, para esto se aplicara el algoritmo GRG-nonlinear para maximizar el VAN en función al porcentaje de apalancamiento, que siempre deberá mantenerse entre 0% y 100%. Una vez que se realiza el procedimiento, se puede determinar que el apalancamiento óptimo para el proyecto bajo estos supuestos es del 44,27% obteniendo finalmente un VAN de 20.7 MM USD y una TIR de 15,7%. Bajo estas condiciones es recomendable realizar el proyecto.

d) Escenarios alternativos de financiamiento

En este apartado se analiza como los distintos escenarios de evolución de la tasa de descuento, que fueron planteados oportunamente en la sección VIII, influyen en la valuación del proyecto apalancado.

Se va a suponer que la tasa de la deuda se pacta al comienzo del año y que se refinancia en su totalidad en cada año, siendo entonces los intereses un año  $t = \text{Stock deuda} \times K_d (t-1)$ .

En la tabla siguiente se puede ver un resumen de la información relevante para cada escenario con apalancamiento, incluyendo el nivel óptimo del mismo determinado utilizando el algoritmo GRG-nonlinear:

Cuadro 23. Resumen de información escenarios con apalancamiento

Escenario	VAN @ Equity	TIR @ Equity	Debt / CAPEX	$K_e$	$K_d$
Escenario inercial Levered	38.4 MMUSD	15.90%	45.84%	13.03%	10.74%
Evolución a Investment Grade Levered	71.2 MMUSD	15.57%	42.95%	12.90%	10.62%

<b>Reversion a premium histórico Levered</b>	16.7 MMUSD	16.20%	49.29%	13.20%	10.89%
--	------------	--------	--------	--------	--------

Fuente: Elaboración propia

Se puede apreciar en el cuadro superior que en todos los escenarios el VAN es positivo, por lo cual se recomienda realizar la inversión en el proyecto siempre y cuando exista financiamiento con las características descritas en los párrafos superiores.

Finalmente se realizó este análisis en el contexto en el cual el inversor no tenga preferencias por alguno de los escenarios y le asigne la misma probabilidad de ocurrencia a cada uno. En este caso el punto óptimo de deuda será 45,83% y se generara un VAN promedio de 41,9 MM USD.

## 10) Análisis de riesgo

En este segmento se analizara el impacto de las variables que fueron identificadas como críticas en el análisis de sensibilidad del proyecto. Se realizara un análisis dinámico, asignando una función de probabilidad a cada variable y simulando 5.000 iteraciones para analizar el impacto combinado de estas variables en el flujo de fondo y el valor actual del proyecto.

Cabe resaltar que el alcance de este análisis queda comprendido para los casos en los que la deuda es descontada en el flujo, ya que estos son los que reflejan con mayor certeza la estructura de los flujos finales del proyecto.

Las variables determinadas para el análisis fueron el costo por MW instalado del CAPEX y la producción real en GW año del proyecto.

En el caso del costo del CAPEX, se considera como base de análisis la muestra de los costos por MW instalado para parques en el sur argentino que fue recopilada en el cuadro 5. Debido a que la muestra es de una magnitud relativamente pequeña es razonable asignarle a la variable una distribución triangular, manteniendo la moda en el valor utilizado durante el proyecto, de USD 1.613.000 por MW instalado, un límite superior de USD 1.813.000 por MW instalado y un límite inferior de USD 1.413.000 por MW instalado.

En segundo lugar se analizara el efecto de las fluctuaciones en la producción real por año. La cantidad de GW producidos anualmente depende directamente del promedio de la velocidad del viento en el año, el cual tendera al promedio histórico que fue determinado por el mapa de vientos en la sección III, sin embargo es natural que la velocidad promedio difiera de la tendencia histórica en varios periodos, siendo inferior o superior a la misma. En el caso de ser inferior, se puede ocasionar un problema en los primeros años de la explotación cuando los resultados son fuertemente disminuidos por los costos fijos de las amortizaciones y la deuda, existiendo el riesgo de que la insuficiente generación de resultados genere quebrantos que no puedan ser recuperados en 5 años devaluando el proyecto y también existe la posibilidad de que se generen problemas de liquidez.

Para analizar estos riesgos se proyectara la producción de cada uno de los primeros 10 años como variable independiente, debido a que la velocidad promedio de un año no está correlacionada con la velocidad promedio de los subsiguientes, utilizando para cada caso una distribución normal, con la misma media que fue utilizada en la evaluación de los escenarios anteriores, de 612 GW año, un desvío estándar, que fue provisto por expertos en la industria, equivalente al 9,35% de la producción y un límite

máximo y mínimo para evitar valores extraordinarios que no son representativos. Los límites se fijaron en 827 y 397 GW año respectivamente, este rango comprende el 99,99% de las observaciones de una normal sin límites.

Finalmente, se ejecutaron las simulaciones con un apalancamiento del 50% con el objetivo de estresar al máximo los flujos de fondo en función al endeudamiento máximo observado cuando se determinaron los puntos óptimos de financiamiento.

En función a las parametrizaciones descritas, se llegaron a las siguientes conclusiones:

#### a) Caso base

Como era de esperar, para este y todos los casos subsiguientes, el VAN promedio obtenido de las simulaciones es muy similar al VAN determinado estáticamente (USD 19,9 MM VS USD 20,5 MM), siendo el valor mínimo USD -21,5 MM y el máximo USD 71,4 MM.

Se observaron 343 iteraciones con VAN negativo, por lo que la probabilidad de que el proyecto destruya valor asciende a 6,86%. Para los casos con VAN negativo, se calculó el índice de correlación entre el porcentaje de disminución del VAN y el porcentaje de aumento del CAPEX, que fue de -0,25, mientras que la correlación entre la disminución del VAN y el promedio de disminución del output real fue de +0,39. A su vez se correlaciono solo el promedio de la disminución del output real de los primeros 5 años, resultado que arrojo +0,35, contra el promedio de disminución de los segundos 5 años, que arrojo +0,16. En función a esto se puede establecer que el proyecto puede destruir valor debido, en primer lugar, al output promedio en los primeros 5 años, luego al desvío del CAPEX y por ultimo al output promedio en los segundos 5 años.

De las iteraciones con VAN negativo, un 91% corresponden a escenarios donde tanto el CAPEX y el output real de los primeros 5 años son adversos, por lo cual es razonable decir que es altamente improbable que una sola variable produzca el fracaso del proyecto.

Cabe destacar que en ninguna de las iteraciones el cash-flow después de impuestos e intereses del primer año fue negativo, lo que minimiza la probabilidad de problemas de liquidez. Como en este escenario es en el que se observan mayores tasas de interés en los primeros años, esta observación se traslada a los otros escenarios.

#### b) Escenario Inercial

En este caso, el VAN promedio obtenido fue USD 37,7 MM USD, siendo el valor mínimo USD -4,9 MM USD y el máximo USD 88,7 MM. Solo se observaron 14 iteraciones con VAN negativo, lo que implica que el proyecto tiene una probabilidad de fracaso mínima, del 0,28%.

En los casos de VAN negativo se puede destacar siempre se da la combinación de altos costos de CAPEX y baja producción, y además, los costos de CAPEX tienen que ser superiores a los presupuestados en por lo menos un 5,5% y el output promedio de los primeros 5 años debe estar un 8% debajo de las proyecciones realizadas.

#### c) Escenario Evolución a *Investment grade*

En este escenario el VAN promedio obtenido fue de USD 69.4 MM, siendo el valor mínimo USD 26,4 MM y el máximo USD 119,9 MM. Como en todos los escenarios se observa VAN positivo, no resulta de crítica importancia analizar los resultados.

#### d) Escenario Reversión a media histórica

En este caso el VAN promedio obtenido fue de USD 16.2 MM, siendo el valor mínimo USD -26,2 MM y el máximo USD 68,0 MM. Se observaron 597 casos con VAN negativo, lo que implica una probabilidad de fracaso del proyecto de 11,94%. Al analizar los casos con VAN negativo, se puede observar que los índices de correlación responden en el mismo orden que el observado en el caso base, siendo el principal causante de malos resultados el output real de los primeros 5 años (IC: +0,37) seguido por el desvío en el CAPEX (IC: -0,29) y por último el output real de los segundos 5 años (IC: +0,18).

### 11) Conclusiones y recomendaciones

Luego de realizar un exhaustivo análisis del mercado de energía eléctrica argentino y de la operatoria de parques eólicos con aerogeneradores de última generación, se determinó que este proyecto es viable económicamente en su configuración básica. Esto se desprende de los resultados de la evaluación inicial del proyecto, en el cual se proyectaron los flujos de fondo del proyecto, bajo el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia, y luego se actualizaron los mismos mediante una tasa de descuento determinada según el modelo tradicional del CAPM y el costo de la deuda observado para el sector, determinando un VAN de USD 12,2 MM.

Una vez determinado la viabilidad económica del proyecto, se analizaron las variables clave del mismo para determinar posibles puntos de intervención para hacer el proyecto más rentable. Se determinó que las variables que generan mayor impacto sobre el valor del proyecto son la inversión inicial en CAPEX, la producción anual de energía y la tasa de descuento utilizada. Las dos primeras variables responden a procesos estocásticos exógenos al modelo, como lo son la velocidad promedio del viento en la zona y los costos de las materias primas, mientras que la determinación y el comportamiento de la tasa de descuento está parcialmente realizada en función al criterio del analista, en el momento en que son fijadas las hipótesis de valuación.

Cabe destacar que en este punto, al haber determinado de forma razonable la totalidad de las variables operativas, la rentabilidad de los activos del proyecto queda determinada por la TIR inicial de 10,62%, siendo cualquier cambio futuro en el valor económico del proyecto reflejo de una modificación en los parámetros de evaluación del proyecto, incluyendo una modificación en la estructura de financiamiento del mismo.

En función a la criticidad que demostró la tasa de descuento al momento de determinar la decisión de inversión, se amplió el modelo de valuación para soportar múltiples tasas de descuento y fueron planteados tres escenarios de equilibrio a largo plazo con distintas hipótesis acerca de la evolución del riesgo país, que en el caso base representa más del 35% de la tasa de descuento. Gracias a estas modificaciones se determinó que en un contexto en el cual la probabilidad de ocurrencia de cada escenario se distribuye uniformemente, sigue siendo recomendable continuar con el desarrollo del proyecto y que solo un inversor cuyo análisis este altamente sesgado hacia el escenario de alto riesgo país en Argentina cancelaría el proyecto.



La inclusión de la deuda en el flujo de fondos, permitió examinar minuciosamente los distintos drivers de valor del proyecto; la utilización de deuda disminuye sensiblemente el impacto de la inversión inicial para el accionista y genera una disminución impositiva por doble vía, la reducción del flujo sujeto a impuestos mediante intereses y la generación de diferencias de cambio por el stock inicial de deuda, que aumentan la rentabilidad financiera del proyecto.

Como reflexión final, se puede sintetizar el análisis realizado en el presente trabajo en dos observaciones. En primer lugar, la decisión de inversión se realizara en función al costo por MW de capacidad instalada y a las características del financiamiento disponible para la empresa en el mercado al momento de tomar la decisión, ya que estas dos son las únicas variables que podrían afectar las proyecciones de rentabilidad o el costo del capital. En segundo lugar, una vez realizada la decisión de inversión, el proyecto creara en mayor o menor medida valor económico para los accionistas en función al output de energía anual obtenido por los aerogeneradores a lo largo del proyecto, al costo final erogado en CAPEX y a la evolución de las tasas de interés para la región.

## 12)ANEXOS

### Anexo 1 – CONICET - Wind Resource Mapping of Patagonia



### Anexo 2 – Ley 27.191 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica



### Anexo 3 – Pliego renovar 2.0



### Anexo 4 – Ley 24.065 Régimen de energía eléctrica



Anexo 5 – Síntesis MEM República Argentina Agosto 2017



Anexo 6 – Energía eléctrica, producción, consumo, exportaciones e importaciones

Año	Producción	Importación	Exportación	Consumo	Medida
1992	51.787	2.267	12	54.042	Gwh
1993	57.236	1.212	14	58.434	Gwh
1994	62.142	334	15	62.461	Gwh
1995	64.377	310	191	64.496	Gwh
1996	68.473	278	311	68.440	Gwh
1997	73.326	448	273	73.501	Gwh
1998	74.576	1.914	79	76.411	Gwh
1999	75.567	310	712	75.165	Gwh
2000	82.739	1.011	4.715	79.035	Gwh
2001	84.557	1.450	4.201	81.806	Gwh
2002	79.124	2.210	1.009	80.325	Gwh
2003	85.208	1.234	437	86.005	Gwh
2004	91.845	1.441	1.938	91.348	Gwh
2005	93.938	1.222	1.362	93.798	Gwh
2006	10.468	559	2.100	8.927	Gwh
2007	10.523	3.459	578	13.404	Gwh
2008	110.608	1.774	1.618	110.764	Gwh
2009	109.293	2.040	1.292	110.041	Gwh
2010	113.384	2.351	359	115.376	Gwh

2011	118.820	2.412	265	120.967	Gwh
2012	125.381	423	280	125.524	Gwh
2013	129.478	342	0	129.820	Gwh
2014	129.815	1.390	6	131.199	Gwh
2015	135.215	1.655	55	136.815	Gwh

### Anexo 7 – Plan estratégico de infraestructura Chubut



### Anexo 8 – Especificaciones técnicas Plataformas 3 MW y 4 MW VESTAS



### Anexo 9 – Muestra CAPEX Parques Anunciados

Localidad	Parque	año	MW total	Monto	\$ por MW	\$/MW Ajustado	Fuente
chubut	parque ec	2011	77.4	\$ 144,330,000.00	\$ 1,864,729	\$ 1,682,918	<a href="http://www.genneie">http://www.genneie</a>
chubut	Ampliacio	2018	24	\$ 40,000,000.00	\$ 1,666,667	\$ 1,666,667	<a href="http://www.iprofe">http://www.iprofe</a>
sur bsas	La Castellá	2018	147	\$ 215,000,000.00	\$ 1,462,585	\$ 1,462,585	<a href="http://ecc">http://ecc</a> <a href="http://ww">http://ww</a>
sur bsas	corti	2018	100	\$ 140,000,000.00	\$ 1,400,000	\$ 1,400,000	<a href="http://ww">http://ww</a> <a href="https://ww">https://ww</a>
chubut	loma blan	2012	51	\$ 102,000,000.00	\$ 2,000,000	\$ 1,805,000	<a href="http://www.elchubu">http://www.elchubu</a>
chubut	chubut no	2018	76	\$ 100,000,000.00	\$ 1,315,789	\$ 1,315,789	<a href="http://supercampo">http://supercampo</a>
chubut	YPF como	2018	103.5	\$ 150,000,000.00	\$ 1,449,275	\$ 1,449,275	<a href="https://w">https://w</a> Inversion
chubut	ALUAR má	2018	510	\$ 815,000,000.00	\$ 1,598,039	\$ 1,598,039	<a href="https://www.cronist">https://www.cronist</a>

### Anexo 10 - IEA - The Past And Future Cost Of Wind Energy / 9 - IRENA -Technologies Cost Analysis WIND POWER



Anexo 11 – US Department of Energy -

Annual Energy Outlook 2017 (Celda Z133)

Anexo 12 – Ministerio de energía y minería – Adjudicación Renovar 1.5



Anexo 13 – Datos utilizados para la determinación de la tasa de descuento

Beta

Prima de riesgo país

Tasa de interés deuda

## Anexo 14 – Modelo de valuación y resultados de simulación de Montecarlo



Tesis - Proyecto  
Eolico - Proyeccione

Autorizo a la Universidad del CEMA a publicar y difundir a los fines exclusivamente académicos y didácticos la Tesis/Trabajo Final de mi autoría correspondiente a la carrera cursada en esta institución.

Francisco Molina

35.887.982