

## **Inversiones en parques eólicos en Argentina. Caso de aplicación**

**Tapia, Gustavo N.**

**Montenegro, Ariel**

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía eólica en energía eléctrica. Los parques eólicos se pueden situar en tierra o en el mar (ultramar), siendo los primeros los más habituales, aunque los parques offshore han experimentado un crecimiento importante en Europa en los últimos años.

El número de aerogeneradores que componen un parque es muy variable, y depende fundamentalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el emplazamiento. La etapa de investigación marca el comienzo del proceso, caracterizado por las mediciones de vientos en las zonas donde quiere determinarse la factibilidad técnica de instalar el parque. Un elemento de suma consideración lo conforma el mapa de vientos del país. En el diseño de una instalación eólica es necesario conocer las condiciones locales del viento en donde se va a emplazar el aerogenerador ó conjunto de aerogeneradores. Se debe partir de la velocidad media del viento y la frecuencia de ocurrencia del viento junto con la distribución de los mismos.

El fabricante de un aerogenerador proporciona la característica de potencia del equipo en función de la velocidad del viento incidente. Con este dato y el de velocidades media, la frecuencia de ocurrencia y su distribución se podrá determinar con cierto grado de exactitud la potencia y energía a entregar por el aerogenerador.

Para un emprendimiento de características relevantes ó de gran potencia se sugiere realizar un relevamiento in situ recolectando datos de al menos 12 meses.

De las mediciones realizadas pueden surgir al menos tres tipos de vientos: a) vientos fuertes y turbulentos; b) vientos medios y c) vientos bajos. Las características de los vientos determinaran el tipo de tecnología a emplear para el parque en cuestión. Las mediciones deben estar homologadas por algún ente externo de verificación, para otorgar mayor veracidad ante terceros de la autenticidad de los resultados obtenidos.

Otro de los factores fundamentales dentro del análisis de factibilidad lo constituye el acceso al sistema argentino de interconexión (SADI).

La consideración de proyectos de inversión consistentes en parques eólicos está alineada a tipos de inversión en que se conjugan la rentabilidad comercial y la rentabilidad social, el mediano y largo plazo y sobre todo aspectos con valoración positiva como el desarrollo económico y la ética en los negocios.

### **1. Análisis estratégico**

#### **1.1 Mercado**

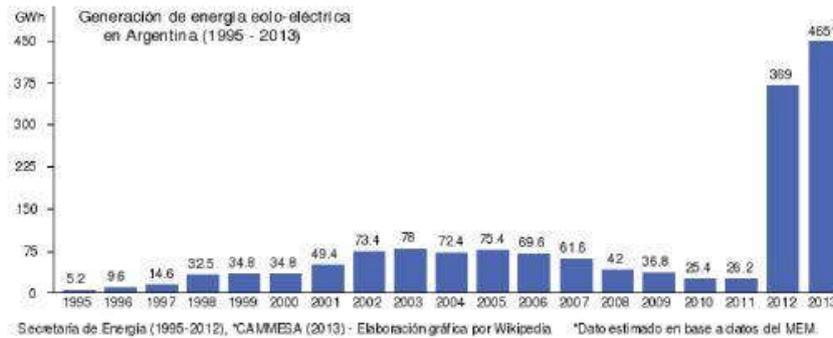
Argentina cuenta con una matriz energética extremadamente desbalanceada e hidrocarburo dependiente. Su parque de generación depende casi en un 60% de centrales térmicas, abastecida mayormente con gas natural y otros combustibles fósiles. Esta situación ha desembocado en una crisis energética en la que se ha tratado de alivianar con la compra de energía a países limítrofes y con la importación de combustibles fósiles para cubrir la demanda. Vale agregar que este hecho ha provocado una necesidad de inyección de subsidios por parte del Estado al sistema energético y que la demanda industrial y de hogares tiene picos o momentos específicos por razones climáticas que no son satisfechos.

Sin duda uno de los principales desafíos que deberá enfrentar el país próximamente, será la creación de las herramientas necesarias para lograr ir minimizando la falta de energía y desarrollar políticas que propugnen el autoabastecimiento. Resulta necesario entonces, repensar respecto de la actual estructura de la matriz energética nacional y profundizar la diversificación a partir de fuentes renovables.

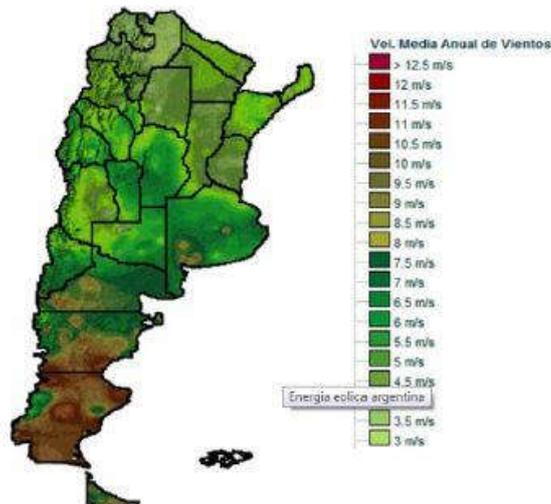
La Argentina cuenta con un importante recurso eólico principalmente en la zona de la Patagonia, existiendo algunas experiencias de instalación de aerogeneradores conectados a la red de servicios públicos. En años recientes, se destacan nuevas instalaciones de energía eólica, de mayor escala, conectadas a la red eléctrica nacional. También cuenta con muy buena calidad de recurso eólico en diferentes regiones del país, como la costa sur de la provincia de Buenos Aires —con una calidad de

viento comparable con las mejores regiones del norte de Europa-, o regiones en las provincias de La Rioja y Catamarca.

Los especialistas han determinado que el potencial eólico de la Argentina supera los 2000 GW -gigavattios-, esto es 100 veces la capacidad total instalada en el país sumando todas las fuentes -térmica, hidráulica, nuclear-, por lo que el país posee mayor potencial eólico que petrolífero y se constituye como el de mayor potencial offshore del mundo. La producción de energía eléctrica con fuente en la energía eólica se ha incrementado de manera importante en los últimos años como consecuencia de puesta en marcha de parques de gran escala. Aun así, sigue representando un porcentaje marginal dentro del mix de energía eléctrica con porcentajes inferiores al 0,50% del total generado en el sistema.



Como se observa en el mapa, la potencialidad eólica considera la velocidad media anual de vientos. El rango utilizado en la actualidad es el que va del 6m/s al 12 m/s, estas velocidades de vientos son las más utilizadas para el aprovechamiento del recurso eólico.



Entre las principales actuales empresas del país del sector es posible mencionar a IMPSA, a Isolux Corsan, a GEASSA y a GENNEIA, las que cuentan con financiación para la ejecución de inversiones en parques eólicos.

## 1.2 FODA

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producto de primera necesidad o interés general.</li> <li>• Sustentabilidad de los proyectos.</li> <li>• Experiencia en el desarrollo de los proyectos.</li> <li>• Prioridad en el despacho de energía.</li> <li>• Ausencia de posibles pasivos ambientales.</li> <li>• Proyectos con rentabilidad social.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ser empresa joven, con poco reconocimiento en el mercado.</li> <li>• Concentración de clientes (dos agentes del estado: CMMESA y ENARSA).</li> <li>• Escases de personal especializado (fuga de talentos).</li> <li>• Ausencia de un marco regulatorio estable y seguro para el inversor.</li> <li>• Mayor costo de generación en comparación con energías convencionales.</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado en pleno desarrollo.</li> <li>• Aumento en el mercado de la preferencia por productos o proyectos renovables.</li> <li>• Demanda nacional e internacional creciente.</li> <li>• Potencial eólico del país.</li> <li>• Fuentes de ingresos adicionales (Bonos de Carbono).</li> <li>• Opción para atraer inversiones externas.</li> <li>• Eventual escases de combustibles fósiles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escasez de las fuentes de financiamiento.</li> <li>• Diferimientos de los pagos por parte de los agentes contratantes (Estado).</li> <li>• Aumento de la competencia por oportunidad del mercado.</li> <li>• Politización del sector energético.</li> </ul>

## 2. Proyecto de inversión. Caso para evaluación. Green wind

### 2.1. Análisis técnico de la inversión

El presente emprendimiento denominado Parque Eólico Antofagasta de la sierra (PEA) constituye un proyecto de generación de electricidad mediante energía eólica (renovable). Este proyecto consiste en un parque eólico de hasta 50 MW de potencia nominal, una Estación Transformadora y conexión al SADI mediante una apertura de la línea de 132 kV a la ET de Cafayate en la provincia de Salta.

Desde el punto de vista técnico, se centró la búsqueda en una zona con un patrón de vientos adecuado. Para analizar la factibilidad eólica del sitio, se instaló una torre de monitoreo continuo de viento en el predio. La torre registra dirección e intensidad de viento, que luego son analizadas para determinar las características de interés.

De esta forma el sitio se clasificó como apto para el proyecto de acuerdo a las mediciones obtenidas.

Por otro lado, y como factor menos favorable, el lugar permite la conexión de alta tensión con el SADI a través del tendido de una línea de 132 Kw de 386 KM hasta la ET de Cafayate en la provincia de Salta. Si bien esto significa un costo importante en la inversión inicial del proyecto, será condición necesaria para la evaluación económica de la inversión.

La producción de energía neta estimada para el parque eólico es de 173 GWh/año.

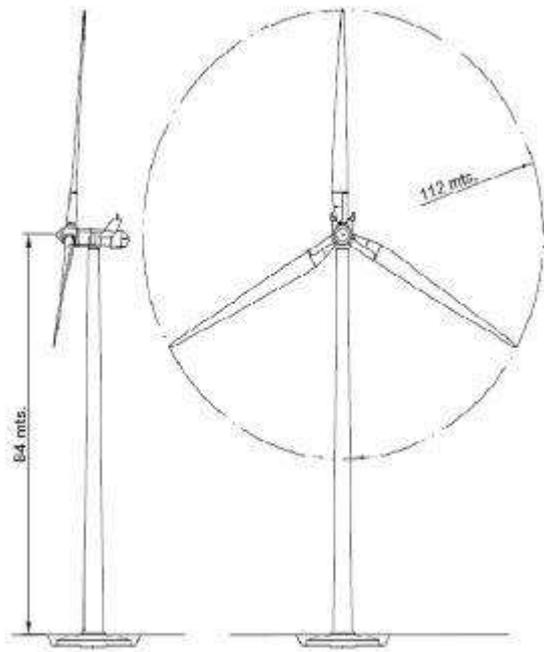
Potencia Nominal	Fact. Conv.	Potencia Efectiva	Hs Anuales	MWh/año	GWh/año
49,5 MW/h	40%	19,8 MW/h	8.760	173.448	173

Localización: La generación se realizará mediante un conjunto de aerogeneradores distribuidos en un predio de alrededor de 726 hectáreas localizado sobre la Ruta provincial 43, aproximadamente a 597 km de la ciudad de San Fernando del Valle de Catamarca, provincia de Catamarca.



Esta región se presenta como un altiplano oriental con montañas occidentales de dirección norte sur, salares y salinas intermedios. El clima desértico cálido, con amplitudes térmicas diurnas de más de 40°C, precipitaciones anuales inferiores a los 100 milímetros y sólo en algunas ocasiones puede llegar a 300 milímetros.

Aerogenerador: Para el proyecto eólico, de acuerdo a la información disponible y basada en los datos meteorológicos y mediciones de vientos y demás parámetros meteorológicos, se ha optado por instalar aerogeneradores del tipo Vestas V112 3,3 MW IEC I B ([www.vestas.com](http://www.vestas.com)). Los aerogeneradores de 84 m de altura (desde el suelo a la línea central del rotor), con tres 3 palas de diseño aerodinámico de 54,65 m de longitud y un valor para el diámetro del rotor  $D=112\text{m}$ , y rango de velocidad de rotación es de 8,1 - 17,7 rpm, son muy adecuados.



Para la distribución de los aerogeneradores en el predio, se consideraron las direcciones predominantes del viento, las pérdidas por efecto estela, la orografía y el factor de rugosidad del terreno entre otros factores. De esta manera se buscó maximizar la energía generada por cada uno de los aerogeneradores, y por lo tanto, la generada por el parque en su conjunto. La distribución de los aerogeneradores dentro del predio, contempla las restricciones de distancias mínimas requeridas, asociadas a líneas eléctricas aéreas, carreteras y terrenos lindantes.

Se instalarán en el predio del parque una cantidad de 15 aerogeneradores V112 3,3 MW que totalizarán una potencia nominal de 49,5MW.

**Transporte autogeneradores:** el transporte de todas las partes que componen el Aerogenerador (tramos de torres, palas, jaulas de fundación, etc.) será por vía marítima, hasta el puerto de Antofagasta, ciudad de Antofagasta, Chile. Una serie de embarques transportarán los aerogeneradores por etapas, los cuales se acopiarán en un área de acopio temporal cercana al puerto. A partir de allí comienza la etapa de transporte terrestre de cada aerogenerador hasta cada plataforma de instalación en Antofagasta de la Sierras en Catamarca. La distancia total entre estos dos puntos es de 590 km. Para el transporte terrestre es necesario un estudio previo de los caminos necesarios para llegar hasta el lugar del emplazamiento del parque. Es necesario conocer el estado en que se encuentran los caminos, los radios de curva, el flujo de tránsito (con su respectiva hora pico), obras viales en actividad, cercanía a escuelas o casas, pendientes o desniveles, en ancho y alto de puentes, etc. Para la carga y descarga de los componentes en área de acopio y en el emplazamiento se requiere de grúas auxiliares, como mínimo una de 200Tn y otra de retenida de 80Tn.

Obras civiles: cada etapa de construcción se realiza en forma secuencial y coordinada de manera de minimizar los tiempos de espera entre las mismas. La construcción de caminos, bases, plataformas de montaje y servicios, se inician en forma previa al traslado, montaje electromecánico y conexionado. Las obras civiles necesarias básicas comprenden:

- Acceso viales internos y zanjeo para infraestructura de conexión y a las zanjas que alojaran las líneas de tensión entre los aerogeneradores.
- Fundaciones y plataformas de montaje.
- Instalaciones permanentes: oficinas, sala de control, tableros, servidor, almacén, local para

refrigerio, vestuarios y sanitarios, zona de almacenamiento de residuos, cuarto de primeros auxilios, portería y zona de estacionamiento.

Durante esta etapa se lleva adelante la instalación electromecánica de los aerogeneradores. Para ello se requiere de una grúa principal de cadenas (500 a 750 TN) que lleva adelante el montaje junto con dos grúas de apoyo (200 TN y 80 TN). Adicionalmente son necesarios autoelevadores todoterreno, un camión plataforma con grúa y generadores de distinto tipo de voltajes. El equipo de instalación se compone por 20 personas, más 3 supervisores y un recurso de prevención de riesgos. A esto hay que sumar los operadores de las grúas y demás equipamientos de apoyo.

Instalación eléctrica interna del parque — red de media tensión: cada aerogenerador entrega en su base energía en 33 kV. Se realizará una red interna subterránea de recolección en 33 kV que colectará la potencia de determinados conjuntos de aerogeneradores en forma de ramales, hasta la ET interna del Parque. La sección de los cables de la terna de potencia, dependerá de la corriente que circule por cada tramo y de la distancia a la ET interna del Parque. Cuando estén interconectados los tramos de cada conjunto de aerogeneradores a la ET interna, y una vez realizados el comisionado y pruebas de cada uno, comenzará la operación comercial de cada tramo hasta completar la totalidad de los tramos.

Red de fibras ópticas: los aerogeneradores estarán vinculados con la sala de control de los parques eólicos mediante una red de fibra óptica. Los cables serán del tipo subterráneo y se instalarán en canalizaciones de polietileno, con cámaras de paso. Las canalizaciones compartirán la zanja con los cables de potencia, debidamente separados.

#### Sistema de Puesta a Tierra:

Cada aerogenerador se vinculará a tierra mediante colectores a instalar en su correspondiente fundación. A fin de complementar la puesta a tierra y de asegurar la equipotencialidad de las instalaciones, existirá una red que vinculará todos los aerogeneradores entre sí y con la malla de puesta a tierra de la estación colectora. Los cables correspondientes compartirán la zanja de la red de 33 kV

Acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI): el proyecto de conexión involucra la instalación de una Estación Transformadora 33/132 kV dentro del parque y conexión al SADI mediante una apertura de la línea de 132 kV a la ET Cafayate en Salta.

#### Contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables:

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, instruyó oportunamente a ENARSA a que suscriba contratos de abastecimiento mem para generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía por un total de 1.015 MW de potencia. Dicha potencia, solicitada a través de una licitación específica, se dividió en nueve renglones de acuerdo a las siguientes tecnologías: Eólica (500 MW), Térmica con Biocombustibles (150 MW), Residuos Sólidos Urbanos (120 MW), Biomasa (100 MW), Pequeños Aprovechamientos Hídricos (60 MW), Geotermia (30 MW), Solar Térmica (25 MW), Biogás (20 MW) y Solar Fotovoltaica (10 MW).

## 2.2 Análisis económico de la inversión

### Composición de la inversión Inicial

Inversión Parque Eólico de 50 MW		VALOR USD
1	GESTIONES DE PROYECTO	7.385.500
2	OBRA CIVIL	10.826.800
3	OBRA ELECTRICA	71.624.600
4	PROVISION Y MONTAJE AEROGENERADORES	60.818.200
5	GENERALES DE OBRA	4.609.200
6	SEGUROS	272.800
	Subtotal	155.537.100
	IVA 10,5% - AEROGENERADORES	6.385.911
	IVA 21% - OBRA	19.890.969
	Imp. Debito & Credito	1.090.884
	<b>TOTAL INVERSIÓN PE 50 MW C/IVA</b>	<b>182.904.864</b>

Ingresos por generación de energía: el presente proyecto de inversión es resultado de la adjudicación dentro de la licitación mencionada, por una potencia total instalada de 50 Mw con un valor por MWh de

u\$s 126,9.

Ingresos por CERs\*: Dentro del proyecto de inversión se utilizó el factor de conversión del 68% por cada Mw/h generado para la generación de cada CER, y el valor del mismo en el mercado se estimó en u\$s 5.

\* También llamados bonos de carbono son, certificados de reducción de emisiones de gases a la atmósfera que poseen un valor en los mercados mundiales. Surgen del Protocolo de Kyoto organizado por la ONU, como mecanismo para reducir las emisiones de gases nocivos para la atmósfera. Básicamente los países tienen la obligación de cumplir con un objetivo determinado de emisión de gases, para aquellos que exceden el límite existe la posibilidad de adquirir los CERs y de esta manera cumplir con el objetivo. Lo que busca esta regulación es penalizar a los países emisiones de gases y beneficiar a aquellos que produzca reducciones de las mismas. De esta manera se contribuye al desarrollo de energías limpias, penalizando aquellas convencionales que no lo son.

Precio Venta	USD/MWh
PEA	126,90
CERs	5,0
Factor emisión	68%

Vida Útil: se estimó en 18 años para lo cual se han considerado estudios realizados por especialistas, como también la vida útil asignada a otros parques eólicos de similares características.

#### Gastos de Operación

- La operación y el mantenimiento (O&M) del parque en su mayor parte se encuentran tercerizados. Los valores han sido estimados en base datos del mercados.
- Seguros: Se estimaron porcentualmente sobre el valor de la inversión inicial
- Gastos de administración, vigilancia y O&M de Green Wind, se estimaron en base a los gastos incurridos por la empresa en parques de similares características.
- O&M Transportista; Se estima sobre valores de mercado actuales.

Costo O&M	1.940.000	USD/año
Indexación O&M Internacional	3,00%	%
Seguros	0,15%	% inversión
Administración, vigilancia y O&M	392.829	USD/año
O&M transportista	50.000	USD/año
IIBB	3,00%	% Ingresos
Amortización Contable	18	años
Amortización Impositiva	9	años

#### Consideraciones impositivas

- Impuesto a las Ganancias: se ha utilizado un beneficio fiscal de amortizar aceleradamente la inversión considerando una vida útil impositiva de 9 años.
- IIBB: Se consideró la tasa fiscal del 3% y el beneficio fiscal para este tipo de proyectos que mantiene exento del pago los ingresos de los primeros 5 años.
- Impuesto a los débitos y créditos: considerando la tasa actual del 6 por mil.

PARQUE EDUCO ANTOFAGASTA DE LA SIERRA										
Valores expresados en USD										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Generación</b>										
FEA (MWs)	-	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810
Banco de Carbono	-	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431
<b>Ingresos por energía</b>										
FEA (US\$)	-	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189
<b>Ventas</b>										
Total ventas de INVERSA	-	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189
Total ventas CER	-	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154
IBB	-	-	-	-	-	-	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>	-	<b>28.250.343</b>	<b>28.250.343</b>	<b>28.250.343</b>	<b>28.250.343</b>	<b>28.250.343</b>	<b>27.402.833</b>	<b>27.402.833</b>	<b>27.402.833</b>	<b>27.402.833</b>
<b>EBITDA</b>	-	<b>25.447.002</b>	<b>25.390.450</b>	<b>25.330.154</b>	<b>25.268.039</b>	<b>25.202.060</b>	<b>24.295.722</b>	<b>24.277.853</b>	<b>24.157.957</b>	<b>24.035.944</b>
Depreciación Activo	-	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900
Impuesto a las Ganancias	-	-2.854.488	-2.854.488	-2.816.889	-2.816.889	-2.795.149	-2.772.756	-2.454.843	-2.431.682	-2.405.618
Inversión	-155.537.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA (Pago)	-26.276.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imp. Debita & Creditos	-1.040.884	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA (recuperar)	-	5.344.292	5.331.596	5.319.332	5.306.288	4.894.971	-	-	-	-
<b>Free Cash Flow</b>	<b>-182.394.864</b>	<b>27.934.817</b>	<b>27.824.450</b>	<b>27.832.597</b>	<b>27.779.178</b>	<b>27.405.276</b>	<b>21.260.894</b>	<b>21.795.776</b>	<b>21.751.334</b>	<b>21.204.629</b>
Intereses	-	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865	-13.717.865
Amortización Financiac.	137.178.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro Impositivo (Tax shield)	-	4.801.253	4.321.127	3.841.402	3.350.877	2.860.752	2.400.625	1.920.501	1.440.376	960.251
<b>Cash disponible accionista</b>	<b>-45.726.216</b>	<b>9.300.335</b>	<b>6.141.644</b>	<b>6.981.443</b>	<b>7.819.685</b>	<b>8.838.444</b>	<b>9.664.724</b>	<b>4.512.766</b>	<b>5.358.488</b>	<b>6.209.341</b>

	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810
147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431
27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189
27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189	27.513.189
737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154
-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510	-847.510
<b>27.402.833</b>									
-2.531.260	-2.607.198	-2.685.414	-2.765.976	-2.848.955	-2.934.424	-3.022.457	-3.113.130	-3.206.524	-3.295.573
-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830
-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306
-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000
-183.661	-184.117	-184.586	-185.070	-185.568	-186.080	-186.609	-187.153	-187.713	-188.288
<b>-3.391.057</b>	<b>-3.467.450</b>	<b>-3.546.136</b>	<b>-3.627.181</b>	<b>-3.710.659</b>	<b>-3.796.640</b>	<b>-3.885.201</b>	<b>-3.976.419</b>	<b>-4.070.373</b>	<b>-4.168.025</b>
<b>24.011.776</b>	<b>23.935.382</b>	<b>23.856.697</b>	<b>23.775.651</b>	<b>23.692.174</b>	<b>23.606.193</b>	<b>23.517.632</b>	<b>23.426.414</b>	<b>23.332.460</b>	<b>23.235.771</b>
-8.404.121	-8.377.384	-8.349.844	-8.321.478	-8.292.261	-8.262.167	-8.231.171	-8.199.245	-8.166.361	-8.132.500
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>15.607.654</b>	<b>15.557.998</b>	<b>15.506.853</b>	<b>15.454.173</b>	<b>15.399.913</b>	<b>15.344.025</b>	<b>15.286.461</b>	<b>15.227.169</b>	<b>15.166.099</b>	<b>15.102.250</b>
-1.371.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-13.717.865	-	-	-	-	-	-	-	-	-
480.125	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>998.128</b>	<b>15.557.998</b>	<b>15.506.853</b>	<b>15.454.173</b>	<b>15.399.913</b>	<b>15.344.025</b>	<b>15.286.461</b>	<b>15.227.169</b>	<b>15.166.099</b>	<b>15.102.250</b>

En base a los resultados obtenidos de los análisis realizados sobre las proyecciones de los flujos de fondos del proyecto, podemos concluir que resulta conveniente llevar a cabo el mismo. Puede observarse que el proyecto crea valor para la empresa a través de un VAN positivo, y un índice de rentabilidad de 1,14 utilizando una tasa de corte del 8%. Por su parte la TIR de la inversión es del 10% y el plazo de recuero de la inversión, el mismo es de 12 años y 189 días. Respecto del flujo de fondos para el accionista (FCF) arroja una tasa de retorno del 15% con una tasa de costo de capital propio de 12.6%.

TIR desapalancada	10%	TIR apalancada	15%
VAN	25.138.488	VAN	9.499.170
Tasa de corte WACC	8%	Tasa de corte Ke	12,6%
IR	1,14	IR	1,21
Payback Desc.	12 años y 189 días	Payback Desc.	13 años y 271 días

### 2.3 Tasa de corte

El cálculo de la tasa de corte se obtuvo aplicando el método del CAPM para la determinación del costo del capital propio y el análisis del costo de la deuda ajena al cual podría acceder la empresa. De esta manera, y según la estructura de financiamiento determinada para el proyecto se calculó la tasa de costo de capital promedio ponderada WACC para utilizarla como tasa de descuento del proyecto.

### Determinación del costo de capital propio $K_e$

Para la obtención de la tasa de costo de capital propio  $K_e$ , es necesario conocer el beta de empresas del mismo sector, la tasa libre de riesgo y la prima de mercado.

A partir del uso de este modelo, se obtuvieron los siguientes datos y consecuentemente la tasa de costo de capital propio para el proyecto:

$$K_e = R_f + \beta * (\text{Prima de Riesgo}) + \text{Prima por Riesgo País} + \text{Prima por Tamaño}$$

— RF: 3,04%. Tasa de los bonos del tesoro de EE.UU

— Beta: 0,4037. Beta promedio de cinco empresas eólicas de EEUU

\* US Wind Farming Inc. (OTCPK:USWF)

\* US Wind Farming Inc. (OTCPK:USWF)

\* Navajo Wind Energy Corp. (OTCPK:CLBN)

\* Wild Brush Energy, Inc. (OTCPK:WBRE)

\* Crownbutte Wind Power, Inc. (OTCPK:CBWP)

\* Wind Energy America Inc. (OTCPK:WNEA)

— Prima de riesgo de Mercado: 5%

— Riesgo País: 7,5%

— Tasa de costo de capital ( $K_e$ ): 12,56%

### Determinación del costo de la deuda ajena $K_i$

Por otra parte para la determinación del  $K_i$ , es decir del costo de la deuda ajena, se analizaron las tasas de interés de instrumentos de deuda emitidos por sociedades del rubro energético, la cual son la referencia más cercana al costo probable que tendría el proyecto para obtener fondos externos. Se considera que la empresa obtendrá la porción de financiamiento ajeno, a través de la emisión de obligaciones negociables de similares características a las mencionadas con algún punto porcentual adicional por el tamaño y por ser una empresa nueva en el mercado.

Empresa	años	tasa	Moneda
YPF	10	8,75%	USD
YPF	30	10%	USD
Edenor	12	9,75%	USD
PAE	11	7,88%	USD
Promedio		9,09%	

Las condiciones de emisión de la ON son las siguientes: Emisión a la PAR. Moneda: USD. Valor nominal: 1 USD. Cantidad de títulos: 137.178.648. Tasa de Interés: 10% TNA. Amortización: 10 cuotas iguales anuales. Pago de interés: Anual al 31 de diciembre de cada año.

Ponderación de las tasas de costo de capital para obtención del costo promedio ponderado de la financiación del proyecto (WACC):

Monto de la inversión Total: 182.904.864

Estructura de financiamiento		Totales	Intereses
75%	Deuda(*)	137.178.648	8.916.612
25%	Equity	45.726.216	5.742.581
		182.904.864	14.659.193
		WACC	8,01%

(\*) Neto del efecto del escudo fiscal  $i*(1-t)$

## 2.4 Escenarios

### Determinación de escenario probables

Escenario Normal o Esperado: corresponde al escenario actualmente planteado en cual básicamente se resume en los siguientes aspectos claves:

Inversión Total: 182.904.864 USD

Potencia Nominal: 50 MW/h

Generación anual del Parque Eólico: 216.810 MWh

Factor de conversión de los vientos: 50%

Precio de venta: 126,90 USD/MWh

Vida útil del parque: 18 años

Amortización Impositiva: 9 años

Costos de Operación: 2.8 MM de USD (con incremento anual del 2%)

Precio del CER: 5 USD

Tasa de impuesto a las ganancias: 35%

Tasa de Corte "WACC": 8%

En base a los resultados obtenidos de los análisis realizados sobre las proyecciones de los flujos de fondos del proyecto, podemos concluir que resulta conveniente llevar a cabo el mismo. Puede observarse que el proyecto crea valor para la empresa a través de un VAN positivo, y una rentabilidad del 14% utilizando una tasa de corte "WACC" del 8%. Por su parte la TIR resulto en un 10%. Con respecto al plazo de recupero de la inversión, el mismo es de 12 años y 189 días.

Con respecto a los indicadores propios para los accionistas (incluyendo apalancamiento), el proyecto arroja una TIR del 15%, un VAN positivo considerando una tasa de corte "Ke" del 12,5%. El índice de rentabilidad se ubica en torno al 21% y el periodo de repago descontando es de 13 años y 271 días.

Si bien los resultados obtenidos resultan favorables, cabe mencionar que el proyecto posee un importante incremento de la inversión inicial con motivo del tendido de 386 Km de línea de 132 Kv, desde Antofagasta de la sierra hasta la localidad de Cayafate en Salta. El costo estimado de dicho tendido es de u\$s 46.000.000. Con esto queremos dejar entrever que la rentabilidad del proyecto, como el resto de los indicadores, pueden verse incrementados de mediar obras de tendido de líneas por parte del estado nacional o provincial, o reubicando el proyecto en una zona de similares características pero más cercana a un punto de conexión al SADI.

Escenario Pesimista: Para la determinación del escenario pesimista, se consideraron variaciones en detrimento de las variables claves del proyecto producto de la consideración de un posible escenario recesivo de la economía.

Se estima que el precio de MWh puede llegar a licitarse para los primeros quince años a 115 u\$s. Luego de ello se prevé la venta de energía bajo modalidad SPOT, al sistema interconectado argentino al precio de 105 u\$s por MWh, por el resto de la vida útil del parque. La generación efectiva anual se calcula en torno a los 216.810 MWh por estimarse el factor de conversión al 50%.

El factor de conversión de los CER se mantiene en 68%. Por lo que se estima generar anualmente 147.431 bonos. Se mantienen los beneficios impositivos, tanto en ingresos brutos como en el impuesto a las ganancias, en razón de que dichos beneficios provienen de leyes nacionales y provinciales siendo muy poco probable su modificación o derogación en el corto plazo.

Esta situación recesiva también impacta en la consideración de la tasa de corte del proyecto. Tanto a la tasa Ke como a la tasa Ki, se le agregan dos puntos dado que ambos proveedores de fondos exigirán una mayor retribución ante el mayor riesgo asumido en estas condiciones.

Conclusión ante el escenario recesivo: los resultados arrojados de las proyecciones de los flujos de fondos en este escenario no son positivos, es decir que bajo estos supuestos no sería conveniente llevar adelante el proyecto. Es así que podemos observar que la TIR del mismo es inferior a la tasa de corte en un 1% aproximadamente. Esto da como resultado un VAN negativo, un índice de rentabilidad menor a la unidad y dentro del horizonte del proyecto no se llega a recuperar la inversión inicial.

Con respecto a los indicadores propios de los accionistas los resultados negativos se acentúan, resultando una diferencia en detrimento de la TIR apalancada comparada con la tasa de corte "Ke" del 5% aproximadamente. Por ello el VAN también resultado negativo, así como la rentabilidad y el periodo medio de recupero de la inversión que no se efectiviza dentro del horizonte del proyecto.

PARQUE EOLICO ANTOFAGASTA DE LA SIERRA										
Valores expresados en USD										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Generación</b>										
PEA (MWp)	-	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810
Horas de Carbono	-	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431
<b>Ingresos por energía</b>										
PEA (USD)	-	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150
<b>Ventas</b>										
Total Ventas de ENERGI	-	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150
Total Ventas CERs	-	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154
IR	-	-	-	-	-	-770.109	-770.109	-770.109	-770.109	-770.109
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>	-	<b>25.670.304</b>	<b>25.670.304</b>	<b>25.670.304</b>	<b>25.670.304</b>	<b>25.670.304</b>	<b>24.900.195</b>	<b>24.900.195</b>	<b>24.900.195</b>	<b>24.900.195</b>
<b>Costos</b>										
D&M Vestas	-	1.940.000	1.908.100	2.458.146	2.113.800	2.183.487	2.248.002	-2.316.461	-2.385.955	-2.457.534
D&M Green Wind siltio + Sag	-	392.830	392.830	392.830	392.830	392.830	392.830	392.830	392.830	392.830
Seguros	-	233.306	233.306	233.306	233.306	233.306	233.306	233.306	233.306	233.306
D&M transportista	-	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000
Imp. Debito & Credito	-	109.719	-170.008	-170.438	-170.798	-171.180	106.952	107.357	107.774	108.203
<b>TOTAL EGRESOS</b>	-	<b>-2.785.814</b>	<b>-2.844.403</b>	<b>-2.904.709</b>	<b>-2.965.824</b>	<b>-3.026.802</b>	<b>-3.092.079</b>	<b>-3.159.954</b>	<b>-3.229.855</b>	<b>-3.301.873</b>
<b>LIBIDA</b>										
Depreciación Activos	-	22.884.410	22.821.901	22.705.595	22.703.880	22.531.502	21.808.219	21.740.241	21.570.330	21.598.322
Impuesto a las Ganancias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	-	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900	-17.281.900
IVA (Pago)	-	1.560.892	1.948.400	1.319.293	1.892.553	1.875.151	1.584.175	1.560.419	1.535.951	1.510.748
Imp. Debito & Credito	-	-155.537.300	-	-	-	-	-	-	-	-
IWA (recuperar)	-	25.476.880	-	-	-	-	-	-	-	-
IWA (recuperar)	-	-1.090.880	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Free Cash Flow</b>	-	<b>-187.904.864</b>	<b>25.229.292</b>	<b>25.670.304</b>	<b>25.627.077</b>	<b>25.573.658</b>	<b>25.518.636</b>	<b>22.598.846</b>	<b>20.179.822</b>	<b>20.134.380</b>
Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anteriores Financiac.	-	137.178.048	-	-	-	-	-	-	-	-
Ahorro impositivo (tax shield)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Can disponible económica	-	41.726.216	1.511.492	2.331.134	3.349.104	4.365.839	5.380.821	6.391.013	7.401.593	8.405.524

	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810	216.810
147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431	147.431
24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	22.765.050	22.765.050	22.765.050
24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	24.933.150	22.765.050	22.765.050	22.765.050
737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154	737.154
-770.109	-770.109	-770.109	-770.109	-770.109	-770.109	-770.109	-705.066	-705.066	-705.066
24.900.195	24.900.195	24.900.195	24.900.195	24.900.195	24.900.195	24.900.195	22.797.138	22.797.138	22.797.138
-2.531.260	-2.607.398	-2.685.414	-2.765.976	-2.848.955	-2.934.424	-3.022.457	-3.113.130	-3.206.524	-3.305.524
-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830	-392.830
-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306	-233.306
-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000	-50.000
-168.646	-169.101	-169.570	-170.054	-170.552	-171.065	-171.594	-172.138	-172.697	-173.271
-3.376.041	-3.452.435	-3.531.120	-3.612.166	-3.695.643	-3.781.624	-3.857.567	-3.948.785	-4.042.739	-4.140.000
21.524.154	21.447.760	21.369.075	21.288.029	21.204.552	21.118.571	18.939.571	18.848.353	18.754.399	18.657.716
-7.533.434	-7.506.716	-7.479.176	-7.450.810	-7.421.593	-7.391.500	-6.628.850	-6.596.924	-6.564.040	-6.530.200
13.990.700	13.941.044	13.889.899	13.837.219	13.782.959	13.727.071	12.310.721	12.251.430	12.190.359	12.128.516
-1.646.144	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-13.717.863	-	-	-	-	-	-	-	-	-
576.150	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-797.158	13.941.044	13.889.899	13.837.219	13.782.959	13.727.071	12.310.721	12.251.430	12.190.359	12.128.516

TIR desapalancada	8,8%	TIR apalancada	10%
VAN	-6.978.345	VAN	-15.067.717
Tasa de corte WACC	9,5%	Tasa de corte Ke	14,6%
IR	0,96	IR	0,67
Payback Desc.	N/A	Payback Desc.	N/A

Alternativa ante el escenario recesivo: la gerencia ante el acontecimiento de un escenario de estas características analiza la aplicación de ciertas medidas que puedan morigerar los efectos negativos de la recesión. Se contempla la posibilidad de internalizar la operación y mantenimiento del parque, lo que significaría un ahorro en torno al 35% del costo actual. Por otra parte se evitaría la indexación internacional de la tarifa del 3%, al estar los costos del O&M local expresados en pesos argentinos.

Se realizarán importantes negociaciones para obtener mejoras en los precios de venta de los CERs, priorizando el resultado de la transacción y no la venta inmediata por liquidez. De esta manera la gerencia estima que puede obtener de la venta de los CERs en el mercado internacional un precio de 7 u\$s por cada uno de ellos.

También la gerencia enfocará sus esfuerzos en la obtención de un mayor plazo de financiación del capital ajeno. Así estima que el plazo de cancelación de las obligaciones negociables puede establecerse en 12 años, de manera de reducir la presión financiera en los primeros años del proyecto, lo que mejora los flujos de fondos descontados.

Conclusión sobre este escenario con las medidas adoptadas por la gerencia: las medidas a adoptar por parte de la gerencia podrían llegar a mejorar los resultados de las proyecciones de flujos futuros de fondos del proyecto volviendo a tornar el mismo como rentable. Como resultado de tales medidas se obtiene una TIR en torno al 11%, dos puntos superiores a la tasa de corte "WACC" (9%) a la cual la empresa podría acceder. El VAN es positivo, siendo la rentabilidad del proyecto del 9% y el periodo medio de recupero de 14 años y 101 días.

TIR desapalancada	11%	TIR apalancada	15,3%
VAN	16.589.164	VAN	2.371.095
Tasa de corte WACC	9,5%	Tasa de corte Ke	14,6%
IR	1,09	IR	1,05
Payback Desc.	14 años y 101 días	Payback Desc.	16 años y 241 días

Ante este escenario se tornan imprescindibles los beneficios impositivos en ingresos brutos y en el impuesto a las ganancias, dado que el margen de diferencia entre la TIR y la tasa de corte del proyecto es leve.

**Análisis de sensibilidad:** para una mejor percepción por parte del lector del proyecto de inversión, la exposición de los resultados esperados considerando una variación específica por vez de las variables claves del proyecto. De esta manera hemos planteado los resultados esperados para las siguientes modificaciones individualmente consideradas:

➤ ESCENARIO RECESIVO CON PRECIO ALTERNATIVO DE VENTA DE CERs

TIR desapalancada	9,0%	TIR apalancada	10%
VAN	-5.332.125	VAN	-13.816.614
Tasa de corte WACC	9,5%	Tasa de corte Ke	14,6%
IR	0,97	IR	0,70
Payback Desc.	N/A	Payback Desc.	N/A

➤ ESCENARIO RECESIVO CON ALTERNATIVA DE INTERNALIZACION DEL O&M

TIR desapalancada	9,4%	TIR apalancada	11%
VAN	-779.181	VAN	-10.697.303
Tasa de corte WACC	9,5%	Tasa de corte Ke	14,6%
IR	1,00	IR	0,77
Payback Desc.	N/A	Payback Desc.	N/A

➤ ESCENARIO RECESIVO CON ALTERNATIVA DE AUMENTO DE PLAZO DE CANCELACION DE DEUDA

TIR desapalancada	8,8%	TIR apalancada	10%
VAN	-6.978.345	VAN	-11.878.743
Tasa de corte WACC	9,5%	Tasa de corte Ke	14,6%
IR	0,96	IR	0,74
Payback Desc.	N/A	Payback Desc.	N/A

**Conclusión final:** como resumen de todas las alternativas planteadas podemos destacar la fortaleza del proyecto de inversión dado que aún, ante un escenario de recesión, a través de la adopción de algunas medidas de administración, la misma crea valor para la compañía y para los accionistas.

Se insiste con la posibilidad de mejorar estas proyecciones por medio de la reducción del costo del tendido de la línea de 132 Kv. Dado que se trata de un costo más que significativo para el proyecto (30% aprox. de la inversión inicial. Monto: u\$s 46.000.000). De poder lograrse un acuerdo con el Estado Nacional por la construcción de esta línea, apoyándose en que se trata de un proyecto de interés nacional, o consiguiéndose una ubicación más estratégica del parque, buscando mayor cercanía a una estación transformadora para su conexión al SADI.

**Fuentes empleadas**

- \* Aire — Tapia (2012) Conducción estratégica para la evaluación de proyectos de inversión. Edicon. Buenos Aires. Argentina.
- \* Ansoff H. La dirección estratégica en la práctica empresarial. Ed. Pearson. 1997. México.
- \* Montenegro Ariel (2014), Trabajo de investigación UCES Decisiones de Financiación e Inversión I y II.
- \* Sapag, Nassir. Preparación y Evaluación de Proyectos. Ed. Mc Graw Hill. 1996. Colombia.
- \* Weston J.F., Copeland T.E. Finanzas en Administración. Ed. McGraw Hill. 1992. México.

\* WestonJF, Brigham E. Fundamentos de administración financiera. Ed. Mc Graw Hill 1993. México.

\* Mapa de estaciones transformadoras de CAMMESA.

© Thomson Reuters