Proyecto Final
Ingeniería Industrial

COMPETITIVIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA A TRAVÉS DEL DESPACHO CONJUNTO HIDRO-EÓLICO

Autor: Juan Pablo Crespi
48110

Profesor Tutor.: Ing. Federico Carola

Julio, 2012

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCION.....1

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA ELEGIDOPARA EL PROYECTO FINAL.....2

FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA ELEGIDO.....4

ANÁLISIS FODA.....7

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....9

CAPACIDAD DEL SISTEMA HIDRÁULICO.....13

MARCO REGULATORIO ARGENTINO DE ENERGÍAS RENOVABLES.....15

BONOS DE CARBONO.....16

ENERGÍA EÓLICA EN LA ARGENTINA.....20

TECNOLOGÍA A UTILIZAR.....27

ANÁLISIS DEL VIENTO.....32

ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO.....38

PARÁMETROS UTILIZADOS EN LOS FLUJOS DE FONDOS PROYECTADOS.....40

ESCENARIO I: GENERACIÓN EÓLICA EXCLUSIVA - SIN DESPACHO CONJUNTO.....48

SIMULACIÓN SIN DESPACHO CONJUNTO..... 51

ESCENARIO II: CO-GENERACIÓN HIDRO - EÓLICA - CON DESPACHO CONJUNTO.....55

SIMULACIÓN CON DESPACHO CONJUNTO.....65

CONCLUSIONES.....68

OTRAS CONCLUSIONES DEL TRABAJO.....70

FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN 73

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA Y REFERENCIAS.....74

DICCIONARIO DE ACRÓNIMOS.....76

RESUMEN EJECUTIVO

Argentina cuenta con un potencial eólico superior al de otros países, pero este potencial no se encuentra del todo explotado ya que no es posible entregar una potencia firme y estable al mercado únicamente generando con energía eólica.

Es por esto que este proyecto se propone explorar el despacho conjunto entre centrales hidráulicas y eólicas mediante el desarrollo de una herramienta de análisis de FF, para ofertar energía y potencia firmes (proveniente de fuentes renovables), y de esta manera, asumiendo la posibilidad de comprar energía eléctrica a una central hidráulica, y poder venderla en el mercado privado, generar un resultado económico superior al que se obtiene con un parque eólico. De esta forma se muestra la necesidad de generar un cambio regulatorio que permita el despacho conjunto.

Esto se realiza a través del estudio de dos escenarios y sus respectivos flujos de fondos, uno sin despacho conjunto y otro con despacho conjunto. Luego se realiza una simulación donde se hace variar estadísticamente la generación del parque, obteniendo como resultado distintas probabilidades para los parámetros a estudiar, el VAN, la TIR y el período de repago.

Los resultados obtenidos muestran que la TIR mejora de 19,94% (SDC) [1]a 22,54% (CDC)[2]. El VAN mejora de US$ (-327.000) (SDC) a US$ 14.150.000 (CDC) y el periodo de repago permanece en ambos escenario en 7 años.

Por otro lado las probabilidades de obtener una TIR mayor al 20% (Tasa de Corte) aumenta de un 72,7% (SDC) a un 91,5% (CDC). Las probabilidades de obtener un VAN positivo aumentan de un 72,8% (SDC) a un 91,6% (CDC).

Con estos resultados, y si la regulación permitiera la operatoria asumida para realizar el modelo conjunto, se muestra que el despacho conjunto de energía eólica e hidráulica beneficia los parámetros analizados a la hora de realizar un proyecto de inversión, en contraposición con los obtenidos donde el parque eólico genera en forma aislada. Esto beneficia las inversiones en el sector energético. Potenciando el uso de las energías renovables, y en este caso en particular la Energía Eólica, por contar con la posibilidad de ofertar potencia firme proveniente puramente de fuentes renovables.

De esta manera se está cumpliendo con el objetivo principal de este trabajo que es proveer una herramienta para generar un cambio regulatorio y así hacer más competitiva la energía eólica, potenciando su uso en pos de disminuir la emisión de GEI, contribuyendo en la mitigación de los impactos del Cambio Climático.

[1] Sin Despacho Conjunto
[2] Con Despacho Conjunto

INTRODUCCION

Título del trabajo

Competitividad de la energía eólica. Una herramienta para el cambio.

Objetivos

1. Proveer una herramienta de evaluación económica que aporte a generar un cambio en el marco regulatorio actual de energías renovables, con la finalidad de potenciar la instalación de proyectos eólicos en la argentina. Esta herramienta se elaboró para mostrar, que en un escenario de precios supuesto, y en el caso de que la regulación lo permitiera, la complementación entre energía eólica y energía hidráulica, le permite a un parque eólico ofertar energía y potencia firmes al mercado de manera rentable.
2. Analizar el comportamiento del viento para la región de comodoro Rivadavia.
3. Hallar la curva de generación de un aerogenerador.
4. Modelizar el Factor de Capacidad de un parque eólico en la zona de comodoro Rivadavia.

Finalidad

Este proyecto busca fomentar el uso de fuentes de generación de energía limpia, y a su vez reducir la emisión de GEI, para contribuir en los esfuerzos para mitigar los impactos del cambio climático.

Perspectiva personal del proyecto

Quisiera aclarar mi interés personal por el tema, ya que de contribuir a mostrar que el complemento entre estos dos tipos de energías renovables es económicamente viable, estaría colaborando a generar un cambio que permita mayores inversiones en proyectos energía a través de fuentes renovables, tema que es de gran interés para mí.

A su vez este proyecto, aporta en gran medida a mi desarrollo profesional abriéndome las puertas a opciones de postgrado y permitiéndome a futuro dirigir mi carrera profesional hacia esta rama de la ingeniería.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA ELEGIDOPARA EL PROYECTO FINAL

La generación de energía eléctrica es responsable de aproximadamente un 30% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) hacia la atmósfera [Arrastía, 2010]. Este aspecto, que no había sido considerado desde la puesta en marcha de las primeras centrales eléctricas hace más de 120 años, se ha convertido en un tema político y económico significativo en todas las naciones por el riesgo que se vislumbra en caso de que el volumen de emisiones de estos gases continúe incrementándose conjuntamente con el rápido desarrollo de las naciones [Badaraco, 2010]. Sumado a esto las medidas implementadas en la firma del protocolo de Kyoto que buscan poner un freno a estas emisiones generan un conflicto de intereses entre las naciones buscando un balance entre el desarrollo y el cuidado del medio ambiente. Todo este contexto ha conducido a que las naciones firmen acuerdos energéticos y las autoridades y los científicos analicen nuevas alternativas y fuentes de energía, que hasta ahora han consistido en energías renovables, energía nuclear o la generación de energía a través de combustibles fósiles en centrales que incluyan mecanismos de captura y secuestro de GEI.

Dejando de lado la producción Hidroeléctrica, la energía eólica es la alternativa de energía renovable que más se ha desarrollado en los últimos años [Osorio *et al*., 2009], desplazando a la energía solar debido a sus altos costos de inversión. Incentivada por fuertes subsidios que establecen los gobiernos y mediante regulaciones que aseguran la comprar la totalidad de la energía producida, las centrales eólicas han ganado popularidad. Y surgen como la principal fuente de generación de energía renovable.

Los principales problemas que han enfrentado los inversores para la expansión de los parques eólicos durante los últimos 20 años han sido los siguientes:

I.- ***Elevado costo de inversión unitario (US$/Kw).*** Este elevado costo fue originalmente debido a la escasa potencia de cada aerogenerador y además debido a la ausencia de economías de escala (tanto en la fabricación como en el montaje de los equipos) principalmente debido a la baja incidencia de la energía eólica en la matriz energética Argentina. Posteriormente, las cuatro o cinco mayores empresas productores de equipos eólicos, redujeron sustancialmente sus costos, los que en sólo 10 años, bajaron desde 2500 hasta 900 US$/Kw [Badaraco, 2010].

Pero el brusco encarecimiento de los precios del petróleo y el hecho de considerarse políticamente incorrecto no instalar potencia renovable, condujo a programas de gobierno que incluían la instalación de grandes volúmenes de energía eólica en países no siempre dotados de un factor de utilización que hiciera rentable esta energía. Para atraer inversiones, los gobiernos de las naciones desarrolladas ofrecieron, en vez de licitaciones a largo plazo, -única forma de competencia genuina en mercados tan intensivos en capital-, precios muy elevados (subsidiados) por la energía eólica. Este hecho habría sido aprovechado por los fabricantes de equipos, quienes volvieron a incrementar sus precios hasta cerca de 2000 US$/Kw., con

demoras de hasta 3 años en la entrega de los equipos [Badaraco, 2010]. Hoy en día esta situación persiste llegándose a pagar precios que varían de 2200 a 2400 US$/Kw.

II.- **El segundo factor** que ha frenado desde el principio la expansión de la energía eólica es **la variabilidad del tramo horario en el cual la energía será entregada a la red**, aspecto que impide asumir compromisos de potencia firme por parte de los generadores eólicos. Estos se debe principalmente a la imposibilidad de predecir los momentos del día en los que habrá viento.

Es esta falta de certidumbre en el nivel de potencia a despachar es lo que impide que la potencia renovable de origen eólico alcance un porcentaje elevado de la potencia instalada [Soares y Fernández, 2009].

Sin embargo, estos dos problemas pueden ser contrarrestados en caso de disponer de una importante participación de la energía hidráulica en la matriz energética, como ocurre en el mercado argentino. Mediante el ahorro de energía en forma de acumulación de agua, para compensar la imprevisibilidad de la energía eólica es posible otorgar potencia firme al mercado. Esto conllevaría a la posibilidad de asumir compromisos a largo plazo con clientes privados, contribuyendo significativamente al desarrollo e inversión en Energía Eólica y además dejando a la Argentina bien posicionado frente a los futuros acuerdos post-Kyoto.

Es la demostración de ésta posibilidad el objeto del presente Proyecto Final.

Además, tanto las entidades reguladores como los inversores interesados en llevar adelante proyectos de generación de energía eólica, se verían beneficiados ante un escenario donde sea posible hacer rentable reduciendo o eliminando la necesidad de subsidios, el negocio eólico.

En caso de poder demostrarse analíticamente y sobre un modelo sólido que este despacho conjunto es viable y da beneficios económicos, se alentaría la generación de un flujo de inversiones importante en la construcción continua de parques eólicos, para satisfacer cada año un cierto porcentaje de los incrementos de demanda nacional de energía eléctrica.

FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA ELEGIDO

Considerando a los siguientes tres aspectos como claves para el desarrollo de energía eólica, se puede observar que Argentina tiene un alto potencial competitivo a nivel internacional en esta forma de energía (siempre que estuvieran dadas las condiciones adecuadas para su crecimiento).

1.- En primer lugar es importante considerar que la energía eólica es una alternativa válida en zonas con elevado "Factor de Capacidad" Éste es el elemento de mayor competitividad que diferencia a Argentina. En tanto que todos los parques eólicos de Europa, excepto los que están ubicados en el mar, con un muy elevado costo inicial de inversión, no superan el 25% de factor de utilización, en la costa patagónica de Argentina (desde Puerto Madryn hasta Santa Cruz), se ha mostrado que es esperable encontrar promedios anuales no inferiores al 40% y en algunos casos similares o superiores al 45% [Badaraco, 2010]. Teniendo en cuenta el escaso valor de oportunidad de las tierras en la costa patagónica y el hecho que no se afecta el paisaje por tratarse de áreas prácticamente despobladas, hay evidencia de que Argentina está en condiciones de aprovechar un gran volumen de energía eólica para el abastecimiento de la demanda nacional e inclusive internacional. Proveyendo por ejemplo a Brasil, quien cumple los requisitos para actuar como principal complemento de grandes proyectos de energía eólica en la argentina (ya que mas del 75% de su matriz energética proviene de represas hidroeléctricas).

2.- El segundo aspecto es reducir los costos unitarios de inversión. En primer término debe aceptarse que Argentina tiene hoy costos de capitales muy elevados como consecuencia de aspectos no solo relacionados con la energía, entre ellos se destacan:

+ Restricciones a las importaciones
+ Sector de la construcción muy atomizado y regulado
+ Falta de inversiones

Pero en la producción de energía eólica, el precio se compone prácticamente en un 90% de costo de capital [Badaraco, 2010], por lo que, si no existe certeza a largo plazo con respecto a los costos de capital esperables, no será posible el desarrollo sostenido de parques eólicos a pesar de la ventaja competitiva de Argentina.

Una forma propuesta de reducir el costo de inversión unitario y por lo tanto el costo de capital incluido en el precio de venta de la energía, es desarrollar una regulación que permita a los inversores planificar a 10 o 15 años. Esto posibilitaría generar un ritmo de instalación de equipos eólicos constante o creciente. Una política de equipamiento como la expuesta, permitiría al fabricante de equipos eólicos instalar plantas en la Argentina, sabiendo que su propio "factor de utilización de planta" será muy elevado [Pescarmona, 2011]. Esta política aseguraría también que los costos de montaje, que habitualmente representan el 40% del precio final también se reducirían

sensiblemente, porque el campamento de la compañía de montajes podría permanecer durante años moviéndose, pasando de un parque en construcción al siguiente. Pero sabiendo que puede contratar personal permanente y llevar físicamente a ese lugar su equipamiento, reduciendo el impacto de los elevados costos de inicio y finalización de obra (por ejemplo el transporte de grúas y otros equipos de peso y magnitud límites en el campo de la construcción [Badaraco, 2010]).

3.- El tercer aspecto es que para hacer rentable la energía eólica, es necesario encontrar un mecanismo que permita ofertar potencia y energía "firmes", es decir previsibles en magnitud para cada hora del día y cada día de la semana. Este aspecto no puede ser alcanzado con éxito considerando un parque eólico en forma aislada. A lo sumo algunos países al interconectar en toda su superficie geográfica cientos de parques, logran tener una curva de oferta más predecible. Pero el cliente que compra energía eléctrica a largo plazo, ya se trate de una distribuidora eléctrica o de grandes usuarios, sólo acepta certezas al respecto y la no disponibilidad de potencia firme en el tiempo, conduciría a instalar reservas térmicas equivalentes a toda la potencia eólica instalada. Esta decisión elevaría los costos hasta niveles no rentables para la generadora o no competitivos en el mercado, además de no resolver el problema de la emisión de gases de efecto invernadero al medioambiente.

En consecuencia, se debe contar con un mecanismo que permita ofertar potencia y energía eólica firmes, es decir contar con equipamiento que permita acumular transitoriamente energía eólica para que la misma pueda ser entregada siguiendo la evolución de la curva de demanda. Es importante recalcar que el actual mecanismo de despacho, excepto en situaciones de faltante de potencia y/o energía en el Sistema Nacional, obliga a mantener un reducido volumen de potencia eólica e impide la contratación del productor eólico con clientes o Distribuidores privados [Daniels, 2010]. El productor eólico solo puede vender al Mercado Spot donde los precios han sido "depredadores" por tratarse de un commodity no diferenciable e intensivo en capital.

La única forma en que las centrales eólicas pueden competir a largo plazo (única competencia posible en este mercado) es contar con un mecanismo de acumulación que no implique costos adicionales excesivos [Badaraco, 2010]. Y parecería ser que una represa hidroeléctrica con capacidad de acumulación de varios meses, está en condiciones de cumplir con esos requisitos porque afortunadamente la variabilidad del viento tiene ciclos muy cortos. Y si bien no es posible predecir con exactitud el volumen de energía generado y la hora en que será generada energía durante un día, la producción eólica de un día sería estadísticamente más estable que la producción hidroeléctrica de cada año [Badaraco, 2010].

El mecanismo a considerar sería entonces el despacho conjunto de centrales hidroeléctricas y eólicas, de forma tal que:

- En los horarios en los cuales la producción de energía eólica es máxima y cubre la demanda contratada, queden excedentes disponibles para reemplazar el despacho hidroeléctrico con energía eólica

Lo que se logra es acumular energía hidroeléctrica, es decir agua, en los periodos de máxima producción eólica, para que esta sea despachada posteriormente, cuando la energía y en especial la potencia del parque eólico sea inferior a la oferta garantizada por medio de los contratos firmados por ese productor.

Nada impide en este mecanismo que un cliente, (distribuidor o Gran Usuario), demande una cierta potencia con un factor de uso muy superior al del parque eólico. Supongamos que se trata de una demanda con un factor de uso de 80%: en caso que el parque eólico sólo cuente con un 40% de factor de utilización, es posible instalar el doble de potencia eólica, que la potencia demandada por el cliente [Badaraco, 2010]. Este diseño asegurará que el 100% de la energía entregada al cliente será producida por la central eólica, en tanto que la generación de esa energía se dará durante algunas horas del día en forma eólica y durante otras horas en forma hidráulica. Y será también posible que durante una parte significativa del día, se despache un mix de ambas energías.

Un aspecto adicional a considerar es que el equipamiento de transmisión debe ser dimensionado de tal forma de permitir que una misma demanda sea alimentada en las horas de mayor producción eólica desde el parque eólico, mientras que en las horas complementarias de producción hidroeléctrica, la energía será transportada desde la central hidroeléctrica hasta la demanda por un sistema de transmisión alternativo. Este es uno de los principales aspectos económicos a optimizar.

En el siguiente esquema hipotético se muestra gráficamente el excedente de energía eólica aportada a la red (Gris). Durante este periodo de tiempo se propone ahorra agua para luego cubrir los baches representados en azul con energía hidroeléctrica.

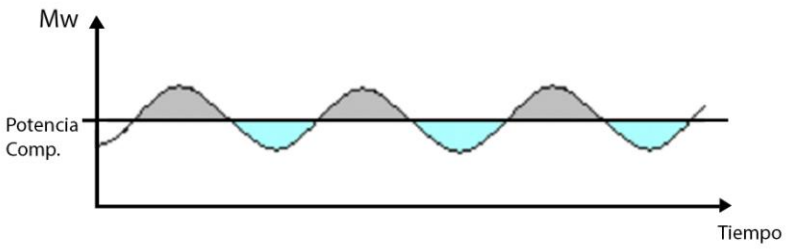

Ilustración 1 Esquema hipotético de generación

ANÁLISIS FODA

A continuación se presenta un análisis FODA del proyecto de despacho conjunto de energía eólica e hidráulica en el mercado eléctrico argentino.

FORTALEZAS:	OPORTUNIDADES:
1. Aporte de Potencia firme por fuentes renovables. 2. Resultados económicos positivos. 3. Tecnología madura y probada, permite alcanzar economías de escala. 4. Fuente de energía limpia y renovable.	1. Demanda Nacional energética insatisfecha y creciente. 2. Vientos fuertes y constantes con alto F.C. 3. Tendencias mundial hacia desarrollo sostenible+ Crisis energética + Caída de reservas de crudo = Escenario favorable para las energías renovable. 4. Beneficios gubernamentales.
DEBILIDADES:	**AMENAZAS:**
1. Sustitutos más rentables económicamente. 2. Gran distancia entre generación Eo., generación Hi. y zonas de mayor consumo. 3. No hay registros de casos de éxito de co-generación 4. Dependencia de una central hidroeléctrica	1. Incertidumbre Política 2. Procesos burocráticos largos 3. Falta un marco regulatorio que permita el despacho conjunto. 4. Indisponibilidad hidroeléctrica

Tabla 1 Análisis FODA

Como resultado de este análisis surge la importancia de hacer foco en la posibilidad de entregar potencia firme al mercado proveniente de fuentes renovables (F1) con resultados económicos positivos (F2).

Sumando a estas fortalezas, la oportunidad que presenta el entorno en lo referido a la creciente demanda de energía eléctrica (O1) y a las condiciones climáticas del suelo Argentino, con F.C. altos (O2) se generan un escenario favorable para este proyecto que ofrece nueva modalidad de despacho energético. A pesar de no contar con casos de éxito (D3) por la falta de un regulación que lo permita (A3), el despacho conjunto presenta una gran oportunidad para aprovechar todo el potencial eólico del país (O2).

Estos aspectos mencionados anteriormente tiene que ser el eje principal para lograr generar un nuevo marco regulatorio (A3) que permita la implementación de esta modalidad de despacho conjunto en forma rápida y precisa (A2).

A su vez, este marco regulatorio permitiría mitigar la dependencia del proyecto de una central hidroeléctrica (D4). De contemplarse que los parques eólicos bajo este régimen de despacho puedan garantizarse el aporte de EE (por parte de las centrales hidroeléctricas) para su operación.

Finalmente de plantearse un escenario favorable para este proyecto, con un marco regulatorio con políticas claras que permitan la implementación del despacho conjunto de energía eólica e hidráulica, se generaría un flujo de inversiones positivo hacia este sector de la industria energética que permitiría alcanzar una economía de escala favorable (A3) y así ser mas competitivo frente a sustitutos mas rentables (A1).

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El mercado eléctrico mayorista argentino (MEM) esta compuesto por dos mercados complementarios:

- El mercado a término: En este mercado, se llevan a cabo los contratos entre los generadores y los Distribuidores y/o los grandes clientes

- El mercado spot: En el mercado spot, se efectúan las compras y ventas de electricidad a corto plazo.

Los usuarios que no tienen cubierta su demanda real con contratos en el mercado a término, realizan compras en el mercado spot, mientras que las compras que realizan los Distribuidores son hechas a un precio estacional definido por la Secretaria de Energía.

Tanto Distribuidores como Usuarios con contratos pueden vender sus excedentes horarios en el mercado spot.

El mecanismo de generación y despacho, se efectúa minimizando el costo total del sistema (Centrales térmicas e Hidroeléctricas) y es independiente de los contratos negociados por los productores en el mercado a término. Este se realiza por un sistema de costos marginales (en $/MWh), donde P = C Mg y es controlado por CAMMESA (Compañía administradora del Mercado Mayorista Eléctrico).

En este mecanismo las maquinas térmicas y las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, son llamadas a generar por orden creciente de costo marginal De forma tal que el costo de generación sea minimizado.

El precio spot comprende un precio de la energía (en $/MWh), relacionado con:

- El precio del Gas Natural
- La eficiencia de la máquina menos eficiente en funcionamiento
- Un precio fijo relacionado con la potencia
- Un sobre-costo transitorio de despacho, relacionado con el costo extra en que incurren las usinas por consumir combustibles más caros que el gas. (Resolución 240/03).

Finalmente cabe destacar que CAMMESA es quien administra el MEM. Es una compañía sin fines de lucro, cuyos accionistas son la asociación de generadores (AGGERA), Compañías de transmisión (ADEERA), la asociación de grandes usuarios (AGUEERA) y la Secretaria de Energía.

Bajo las regulaciones impuestas por la Secretaria de Energía, CAMMESA es responsable de:

- El despacho de energía eléctrica
- El cálculo del precio en el mercado Spot
- Las transacciones económicas en el MEM (compra y venta de energía entre oferentes y demandantes)
- Supervisar las condiciones de seguridad y calidad del sistema.

La Demanda

La mayor demanda de electricidad del país, se concentra en Capital Federal y Gran Buenos Aires, con el 53 % de la demanda total.

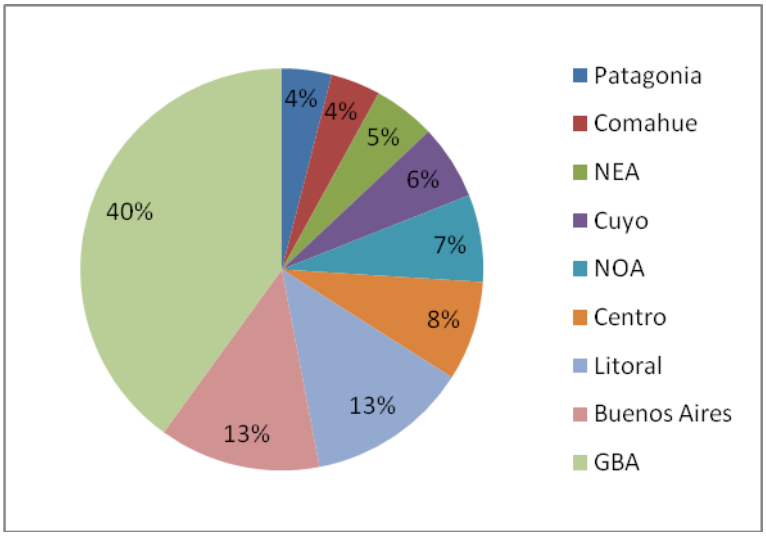

Ilustración 2 Demanda EE Argentina

Los Grandes Usuarios representan al 20% de la demanda en el MEM, mientras que los Distribuidores representan el 80% restante.

Los Grandes Usuarios se reparten en tres categorías, en función de su nivel de consumo, estas son:

GUMAS (Grandes Usuarios Mayores)

Estos usuarios consumen más de 1MW y compran en el mercado a término al menos 50% de su demanda. Pueden comprar el resto en el mercado spot, con una duración mínima del contrato de 4 trimestres.

GUMES (Grandes Usuarios Menores)

Estos usuarios consumen entre 30 kW a 2 MW. Contratan su demanda de energía total con curva de Carga libre. Fijan sólo su potencia máxima en horas pico.

Es este el mercado objetivo del presente proyecto, con la finalidad de abastecerlos mediante contratos privados.

GUPAS (Grandes Usuarios Particulares)

Estos usuarios consumen entre 30 y 100 kW. Deben aprovisionarse el 100% en el Mercado a Término, con una duración mínima del contrato de 12 meses, y no tienen acceso al mercado spot.

Autogeneradores

Son grandes usuarios que cuentan con instalaciones propias de generación de energía eléctrica, como por ejemplo ingenios azucareros o grandes industrias.

A continuación se presentan tablas y gráficos donde se puede apreciar la demanda de energía eléctrica en el país, y sus destinatarios.

Demanda anual (MW)

Año	Distribuidor	GUME	GUMA	Autogenerador	Total
2007	80563	3579	18447	371	102960
2008	82289	4173	19080	392	105934
2009	83050	4246	16889	420	104605
2010	88234	4387	17469	685	110775

Tabla 2 Demanda Anual Mw.

Participación de la Demanda Anual

Año	Part. Dist	Part. GUME	Part GUMA	Autogenerador
2007	78.2 %	3.5 %	17.9 %	0.4 %
2008	77.7 %	3.9 %	18.0 %	0.4 %
2009	79.4 %	4.1 %	16.1 %	0.4 %
2010	79.7 %	4.0 %	15.8 %	0.6 %

Tabla 3 Participación de la Demanda Anual

Todos estos datos fueron obtenidos de los informes anuales de CAMMESA disponibles en su página Web.

Como se puede observar el distribuidor acapara alrededor del 80% de la demanda, mientras que el 20% restante se reparte en los grandes usuarios.

Como objeto de análisis de este proyecto se contempla la demanda de GUMA`s. Para lograr entregar Potencia Firme al mercado privado, y de esta manera potenciar las inversiones en el sector eólico.

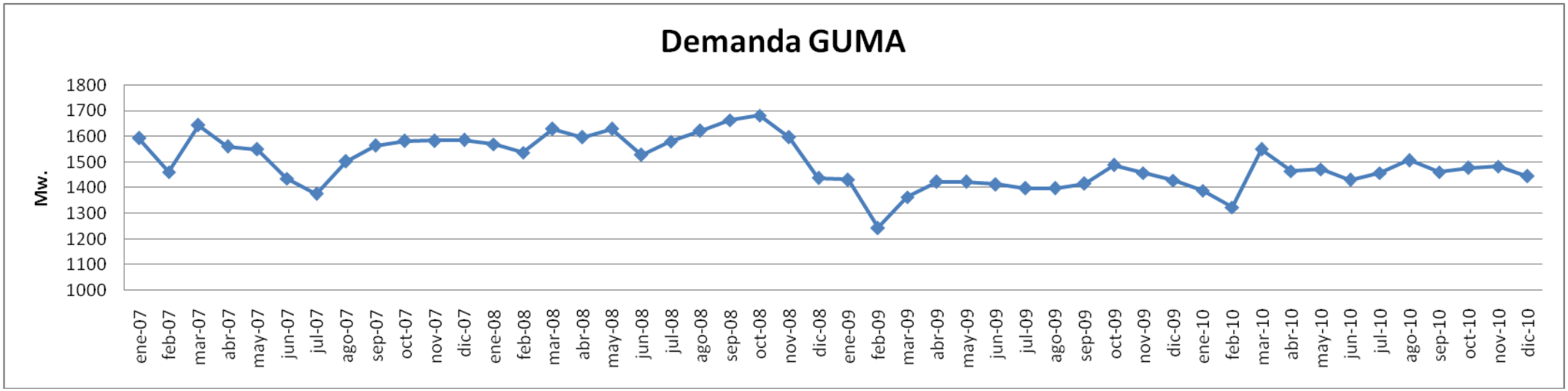

Ilustración 3Evolución Demanda GUMAS

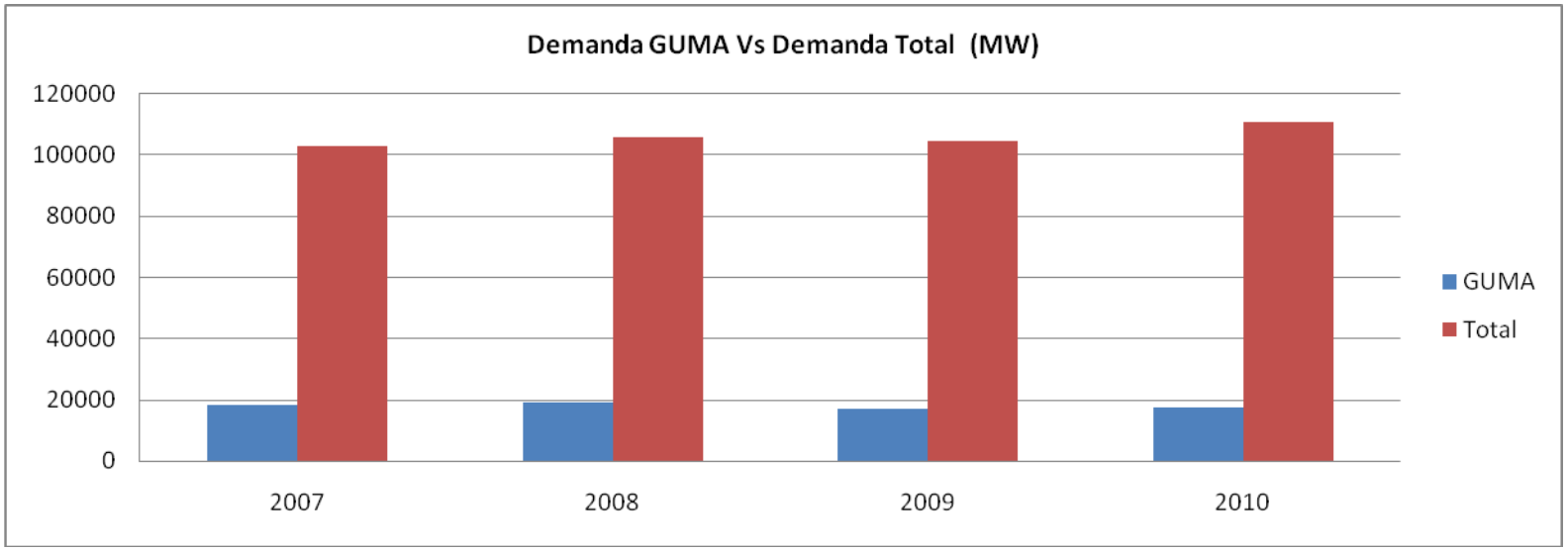

Ilustración 4 Demanda GUMA Vs Total

CAPACIDAD DEL SISTEMA HIDRÁULICO

Alrededor del 30% de la energía generada en la Argentina proviene de recursos hídricos, ya sean de centrales hidráulicas de paso (Por ejemplo Yaciretá) o de acumulación (Por Ejemplo El Chocón).

A su vez estas centrales generan potencia de base o potencia de punta, la diferencia entre una y otra es:

- Centrales de base: Son las que están destinadas a suministrar energía eléctrica de manera continua. Estas son capaces de entregar una potencia elevada. Trabajan en forma continua durante todo el año, con mas o menos turbinas activas conforme indicación de CAMMESA
- Centrales de punta: Proyectadas para cubrir demandas de energía en las horas punta. Trabajan en paralelo a las centrales de base. Al igual que las de base, trabajan en forma continua durante todo el año, con mas o menos turbinas conforme indicación de CAMMESA

Con un total de 40227 GW.h entregados en el año 2010, las centrales hidroeléctricas más importantes y sus aportes son las siguientes:

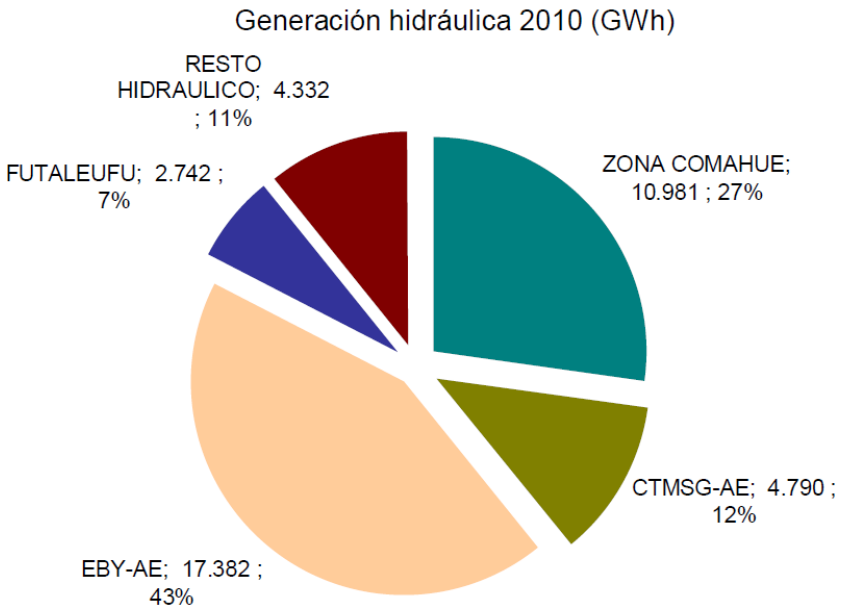

Ilustración 5Generación Hidráulica 2010 (GW.h)

Para este estudio se contemplan los embalses ubicados en la zona del Comahue. Las Represas de esta cuenca son Alicurá, Piedra del Águila, Pichipicun Leufu, El Chocón y Arroyito.

A continuación se presenta un grafico mostrando las represas ubicadas en la cuenca del Comahue con sus respectivas cotas.

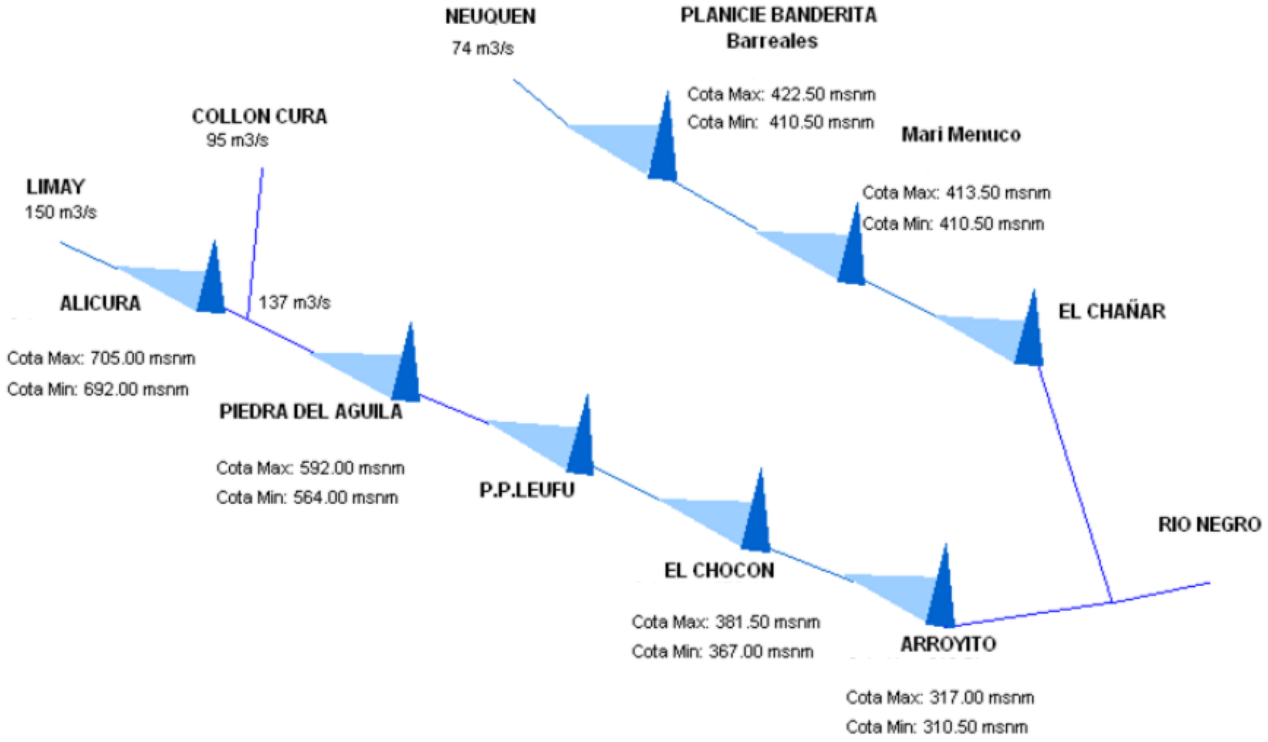

Ilustración 6 Cuenca del Comahue

Es en las centrales hidroeléctricas de estas cuencas, que se propone acumular agua en momentos en que se supera el aporte fijo comprometido (a entregar por el parque eólico) con los clientes, para que en momentos donde no se alcance, se satisfaga la demanda entregando energía eléctrica desde las centrales hidroeléctricas.

Al considerar toda la capacidad de almacenamiento de la cuenca y no de una sola represa es posible contar con un margen de agua a acumular importante que no impacta en el normal funcionamiento de las distintas centrales hidroeléctricas.

MARCO REGULATORIO ARGENTINO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Es muy importante contar con un marco regulatorio adecuado y formalizado para que el éxito de la implementación de un programa de energías renovables sea sustentable a lo largo del tiempo.

En Argentina, como consecuencia de los problemas de abastecimiento energético en el año 2004, se generaron una gran cantidad de decretos regulatorios y resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación.

Entre estos los más importantes son la ley de incentivo a las nuevas fuentes de energía renovables en el país (Ley 25.019 -19/10/1998): Energía Eólica y Solar. La misma fue modificada posteriormente por la Ley 26.190 (02/01/2007):

Régimen de Fomento Nacional Para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Esta ley establece la meta a alcanzar del 8% en la participación de las fuentes de energías renovables en el consumo eléctrico nacional para el año 2016. Es decir que se incluye como objetivo la participación de un portafolio de Energías Renovables en la oferta total de electricidad.

Las tecnologías que se incluyen son:

- Eólica
- Mareomotriz
- Hidráulica hasta 30mw
- Gases de vertedero
- Gases de plantas de depuración
- Biogás

Como instrumentos de promoción económicos, se establece una remuneración de 0,015 $/kWh efectivamente generados con cualquiera de las tecnologías mencionadas, con excepción de los generadores fotovoltaicos solares para los cuales dicha remuneración es de 0,9 $/kWh. Esto implica un subsidio de dicho monto por sobre el precio reconocido a dichos generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es decir un sobre precio.

Es este sobreprecio el que hace rentable hoy en día la inversión en energías renovables, y es una de las finalidades de este proyecto mostrar que de realizarse el despacho conjunto eólico hidráulico, bajo las condiciones planteadas, no sería necesario pagar sobreprecios por la energía generada.

Se establece también la posibilidad de diferir el pago del IVA de las inversiones en capital y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, cuyos beneficios aplican por 15 años a partir de la sanción de la ley. Estos dos instrumentos presentan un gran beneficio que permite hoy en día que la inversión en energías renovables sea rentable.

Estos beneficios presentados serán utilizados en el análisis económico financiero a realizar.

BONOS DE CARBONO

La emisión de gases de efecto invernadero (GEI) son invisibles e inodoras. Aunque los efectos de la variación en el clima y la habilidad de las sociedades y la naturaleza para adaptarse varían ampliamente, el impacto sobre el calentamiento global de estos gases en la atmósfera es independiente de donde hayan sido emitidos. Desde una perspectiva ambiental esta indiferencia respecto de donde el gas de efecto invernadero es emitido o mitigado, es la clave que lleva a un sistema de manejo mundial.

Gases de Efecto Invernadero	Formula Química	Potencial de Calentamiento Global
Dióxido de Carbono	CO_2	1
Metano	CH_2	21
Oxido Nitroso	N_2O	310
Hidrofluorocarbonados	FFC	140 - 11700
Perfluorocarbonados	PCF	6500 - 9200
Hexafluoro de Azufre	SF_6	23900

Tabla 4 Potencial Calentamiento Global

Los ecosistemas naturales proveen servicios ambientales para lograr la mitigación de emisiones de gases efecto invernaderos que son causantes del calentamiento global, por medio de la reducción, absorción, fijación y almacenamiento de carbono.

Al mitigar las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, las energías renovables, pueden ser clave para enfrentar el problema mundial del cambio climático, aprovechando las condiciones favorables que ofrece la disminución en la emisión de gases de carbono y otros gases de efecto invernadero.

En el protocolo de Kyoto se establece la creación de los llamados “bonos de carbono” a través de los cuales las empresas con limites en sus emisiones comerciar/intercambiar dichos bonos buscando mantenerse dentro de sus márgenes de emisiones permitidos. Así como también se crea un mecanismo de crédito de intercambio para los países que no tienen un límite de emisiones asignado.

Se espera que este mecanismo incentive el uso de tecnologías de bajo carbono, promoviendo el desarrollo sustentable y fomentando la inversión en métodos limpios de producción.

Las transacciones de carbono pueden agruparse en dos grupos principales:

1. Las transacciones basadas en el permiso, en las cuales el comprador adquiere los derechos de emisión creados y asignados por los reguladores bajo regímenes como el protocolo de Kyoto.
2. Transacciones basadas en proyectos en la que el comprador adquiere créditos de emisión de un proyecto que fehacientemente ha demostrado y verificado que reduce las emisiones de gas de efecto invernadero comparado con lo que hubiera sucedido de otra manera.

El mercado del carbono ha comenzado a funcionar muy activamente desde que el Protocolo de Kyoto entró en vigor en febrero de 2005. Los volúmenes transados y los precios han mostrado no sólo dinamismo si no también una volatilidad importante.

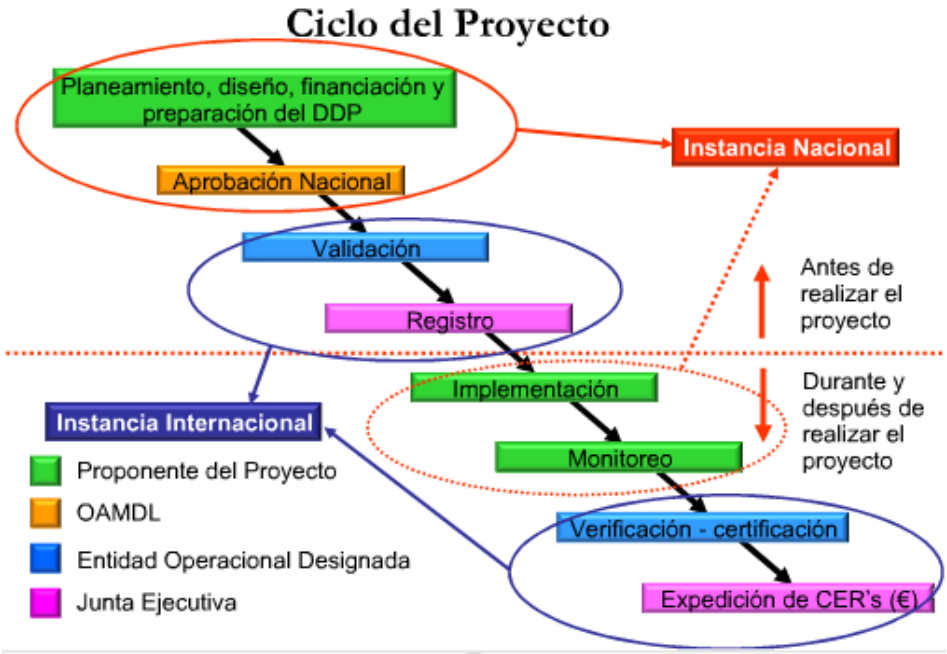

Ilustración 7 Ciclo de Proyecto MDL

¿Cómo se realiza un proyecto de Carbono?

Los proyectos para ser considerados elegibles necesitan demostrar el cumplimiento de determinados criterios, entre ellos,

- condiciones de tamaño del proyecto,
- vida útil o temporalidad de la reducción,
- estandarización metodológica internacional,
- exigencias de verificación y análisis económico.

Los proyectos deben demostrar que también agregan valore en el ámbito social, ambiental y económico, con respecto a una situación sin proyecto. Es decir el proyecto genera un beneficio que impacta no solo en lo económico sino también en la sociedad y en la naturaleza.

Plan de monitoreo: Según el método de contabilidad que establecerá los créditos de carbono que generaran los proyectos, se debe establecer el plan de monitoreo para ratificar o corregir el balance de carbono. Debe establecerse la metodología, la frecuencia, los parámetros, así como las incertidumbres asociadas (de hasta un 20% para estos proyectos).

Una vez que el proyecto está formulado el proponente debe contactar alguna de las entidades operacionales que certifica. Estas se encuentran acreditadas ante el organismo internacional que regula los proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de esta forma se solicita su registro y posteriormente la expedición de los certificados transables una vez se haya acreditado las capturas o reducción de emisiones.

Un proyecto de MDL tiene que pasar por las siguientes fases antes de generar certificados de reducción:

- Elaboración del "Documento de Diseño del Proyecto" por los participantes.
- Autorización de las Autoridades Nacionales Designadas (AND) de los países inversionista y receptor.
- Validación del Proyecto por una Entidad Operacional.
- Registro del proyecto por la Junta Ejecutiva del MDL.
- Implementación y Ejecución del plan de vigilancia por los participantes.
- Verificación y certificación de las emisiones por la Entidad Operacional.
- Emisión de los certificados de reducción (RCE) por la Junta Ejecutiva del MDL.

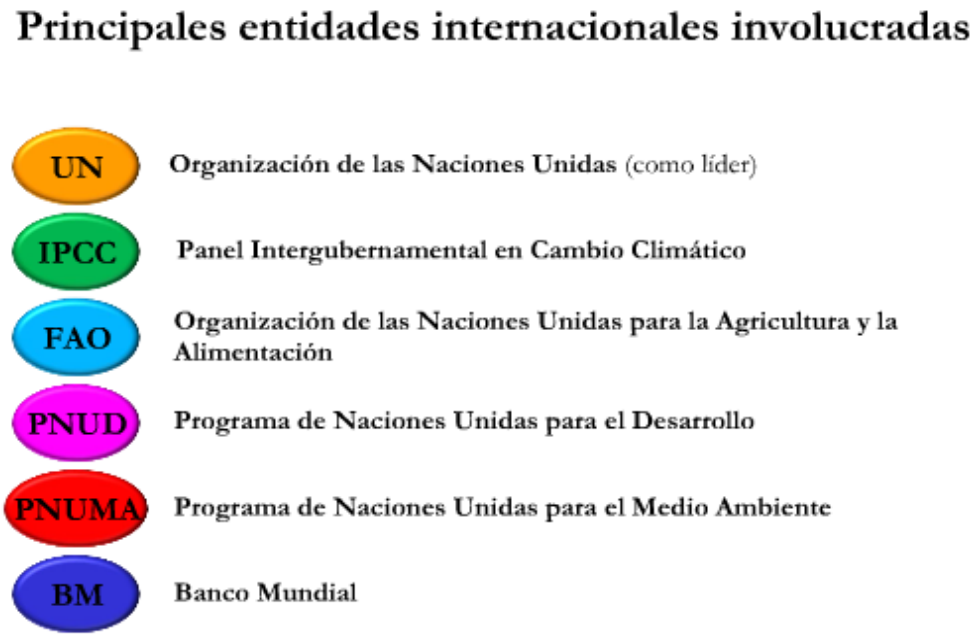

Ilustración 8 Entidades involucradas MDL

¿Cómo se cuantificaran los beneficios?

El proceso de cuantificar los beneficios de los proyectos de energía eólica consiste en la elaboración de un nivel de referencia de partida con el cual se pueda medir la reducción neta de carbono conseguida por el proyecto.

Para el tipo de aerogeneradores utilizados, se toma como referencia, que se evita enviar a la atmósfera 0,6 Toneladas de CO_2 por cada Mw.h generado. Esto significa que por cada aerogenerador de 2 Mw, con un factor de capacidad del 38%, en un día se evita la emisión de alrededor de 11 Toneladas de CO_2 .

Un Caso de éxito Nacional

Un caso de éxito de aplicación de esta metodología es la del parque Antonio Moran en Comodoro Rivadavia, que en 1997 sumó 6,5 Mw de potencia con molinos Mikon (de fabricación danesa) y luego, en el año 2000, otros 10,5 Mw a partir de los 16 aerogeneradores comprados a la española Gamesa.

En el año 2006 el parque eólico logró insertarse en el programa de Mecanismos de Desarrollo Limpio acordado por el Protocolo de Kyoto, para reducir las emisiones de carbono. En este marco acordó un convenio con un organismo estatal de Japón, la fundación Japan Carbon Finance para vender estos bonos de carbono.

De esta manera el parque Antonio Moran certificó que la generación eólica había evitado la emisión de 145.000 toneladas de carbono a la atmósfera. El precio pactado de venta de estos bonos de carbono varió en un valor entre los 6 y 8 dólares, lo cual le valió al parque un ingreso de algo más de 1 millón de dólares.

Según ponderan Claudio Jurdana y Pedro Ceragioli, gerentes de Legales y Técnico, respectivamente, de la Sociedad Cooperativa de Comodoro Rivadavia, este fue uno de los primeros proyectos del mundo en certificar bonos con un parque en plena utilización.

ENERGÍA EÓLICA EN LA ARGENTINA

La Argentina cuenta con un gran potencial eólico que hoy en día se encuentra poco explotado. Aproximadamente el 70% del territorio nacional se encuentra afectado por vientos, cuya velocidad promedio a una altura de 50 metros ronda los 6 m/s**.** Mas aun, en la región patagónica los vientos toman una velocidad promedio de en 8 y 12 m/s, y el factor de capacidad supera e l 35% con picos del 45%. Estos F.C. son comparables con las mejores zonas del norte de Europa.

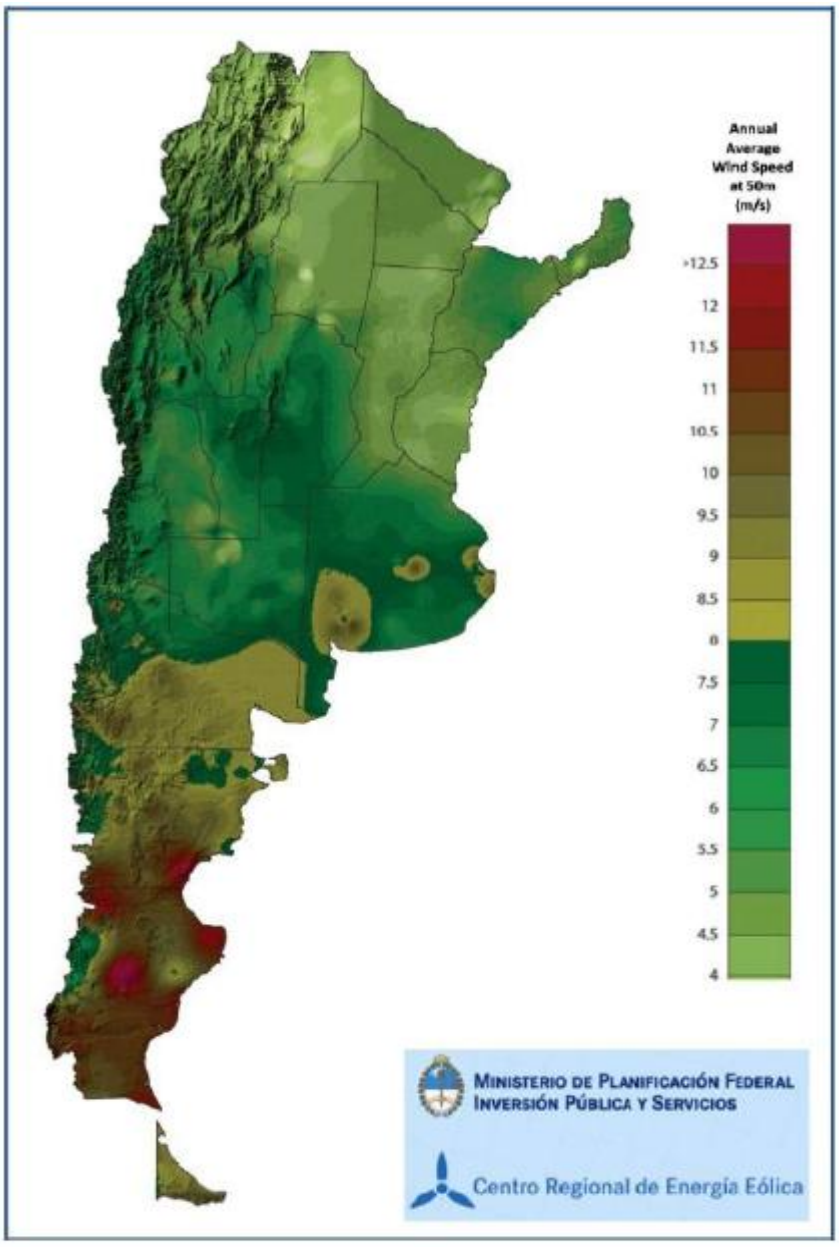

Ilustración 9 Mapa Eólico Nacional

También existen otras regiones con buenos vientos, como ser, la provincial de Córdaba, La Rioja, San Luís, San Juan y el sudoeste de la provincial de Buenos Aires.

En el siguiente cuadro se presenta la velocidad promedio del viento y el F.C. para algunas regiones del país.

Zona	Viento Prom (m/s)	F.C.
Tandil	7,2	23%
Punta Alta	7,8	29%
Darragueira	7,3	19%
Mayor Buratovich	7,4	20%
Claromecó	7,3	27%
Buenos Aires	**7,40**	**24%**
Neuquén	**7,2**	**22%**
La Pampa	**7,2**	**23%**
Parque Eólico “Cdro. Rivadavia”	9,4	41%
Parque Eólico “Antonio Morán”	9,4	36%
Comodoro Rivadavia	**9,40**	**39%**

Tabla 5 F.C. por zona

Generación Eólica

La incidencia de la energía eólica en la matriz energética nacional es muy baja. La Republica Argentina cuenta con solo 55 MW instalados principalmente por cooperativas eléctricas en pos de satisfacer la demanda local, volcando su excedente a la red. Este valor (en crecimiento) se encuentra muy por debajo de su potencial.

En el año 2010 se adjudicaron los proyectos de la licitación GENREN (a describir en el próximo capitulo). Bajo este programa de incentivos se adjudicaron 895 MW de los cuales 754 MW corresponden a energía eólica.

Como se puede observar en el siguiente grafico, hoy en día la incidencia de la energía eólica en la matriz energética nacional es muy baja, del 0,004% de la generación total. En otro orden, debido al alto potencial eólico del país, existen tres empresas de capitales privados que se encuentran desarrollando turbinas eólica de gran tamaño (en forma local).

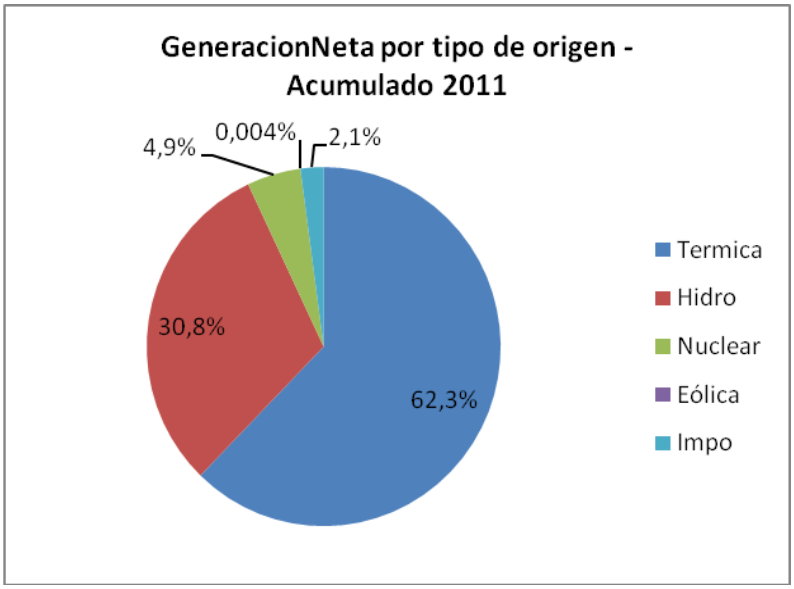

Ilustración 10Generación Neta Acumulada 2011

Estas empresas son:

INVAP (Investigaciones Aplicadas)

Esta empresa nacida en el año 1976, esta dedicada a la creación y diseño de plantas, equipamientos y dispositivos de alta complejidad, como energía nuclear, tecnología espacial, industrial y equipamiento medico y científico.

Actualmente INVAP se encuentra diseñando dos modelos de aerogeneradores uno de 1 MW de potencia, de Clase I, y otro de 2 MW de potencia de Clase II. Estos aerogeneradores son diseñados especialmente para los vientos patagónicos y de la región del Comahue

IMPSA Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.

Esta compañía fundada en 1907 centra sus actividades en proyectos de energía hidráulica y eólica. Actualmente en la división IMPSA WIND cuya planta se encuentra en la provincial de Mendoza, se encuentra fabricando aerogeneradores de 1.5 y 2.1 MW de potencia, y cuenta con un proyecto para crear un generador de 4 MW de potencia.

NRG Patagonia

Esta empresa radicada en Comodoro Rivadavia comercializa un aerogenerador de 1.5 MW de potencia, especialmente diseñado bajo normas alemanas, para operar en condiciones de viento Clase I o Clase “S”

En cuanto a la tecnología a nivel internacional, las empresas mas reconocidas son:

Vestas, es una empresa danesa fundada hace más de 30 años. Lidera el mercado mundial con una cuota del 28%.
Al día de hoy cuenta con más de 46.000 aerogeneradores instalados con una capacidad de 50 Giga Watts, casi un 20% de la capacidad instalada a nivel mundial lo cual la convierte en la empresa líder mundial en energía eólica. Sus aerogeneradores van desde los 0.6 MW hasta 3 MW.

Gamesa, Grupo Español con más de 17 años de experiencia. Cuenta con una cuota de mercado del 18 %. Gamesa es líder en España y uno de los principales competidores a nivel mundial. A la fecha cuenta con más de 24.100 MW

Enercon, empresa Alemana fundada en 1984, cuenta con una cuota de mercado del 16% y es uno de los principales competidores a nivel mundial.

GE Wind división de la Empresa Norte Americana, General Electric. Cuenta con una cuota de mercado del 11%

Genren

Genren es un programa impulsado por el gobierno nacional, que busca fomentar el desarrollo de generación eléctrica a partir de fuentes renovables con la finalidad de afianzar el desarrollo sustentable de las energías renovables en todo el país. Fue anunciado en mayo del año 2009 por el Secretario de Energía Daniel Cameron y fue implementado a través de ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima)

Las metas de este programa son:

- Cumplir con la Ley de Fomento Nacional para el uso de energías provenientes de fuentes renovables, buscando que hacia el año 2016, el 8% del consumo eléctrico sea abastecido por energías renovables.
- Atraer inversiones nacionales y extranjeras.
- Reducir el volúmenes de emisiones de dióxido de Carbono a la atmósfera
- Generar nuevas fuentes de trabajo

Este Programa, cuyo objetivo principal es fomentar el desarrollo de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, toma como referencia un precio fijo en moneda constante y por un plazo de diez años en un llamado a licitación, sin tomar como base un mero incentivo por sobre el valor del MWh en el MEM.

Se llama a licitación un total de 1000 MW utilizando energías renovables de acuerdo con el detalle siguiente, en el que se observa que la mitad es la eólica:

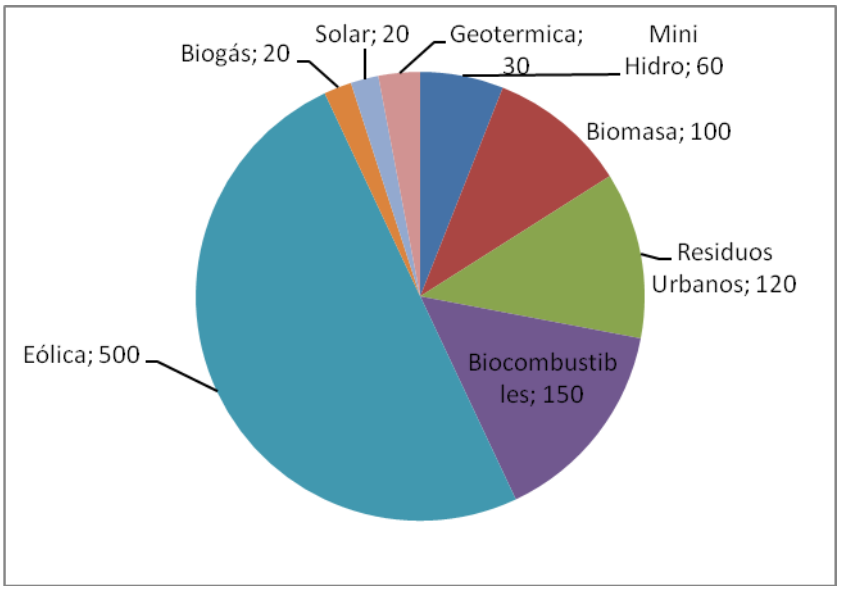

Ilustración 11Licitación GENREN Mw.

En el siguiente gráfico, se puede ver el programa de provisión de energía eléctrica de fuentes renovables. Al día de hoy lleva adjudicados 895 MW, siendo que la energía eólica tiene una incidencia del 69%.

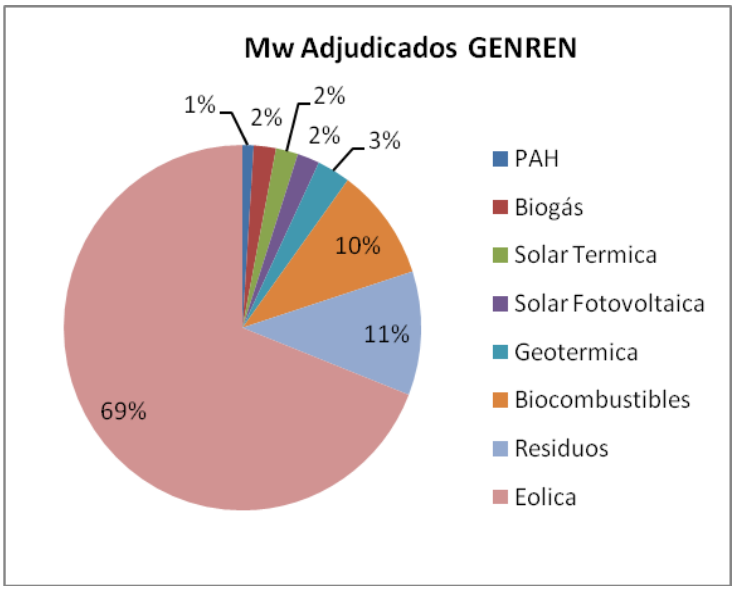

Ilustración 12 Mw. Adjudicados GENREN

En el grafico se puede observar en que forma están distribuidos los 895 MW adjudicados (de los 1000 MW licitados) por el GENREN, mientras que en la siguiente tabla se pueden ver cuales son las instalaciones eólicas del país y la capacidad de generación de estas.

Central	Pot. (MW)
Malaspina I	30
Puerto Madryn Sur	50
Tres Picos II	49,5
KoluelKayke I	50
Loma Blanca II	50
Loma Blanca II	50
Loma Blanca III	50
Loma Blanca IV	50
Puerto Madryn I	50
Puerto Madryn Norte	50
Puerto Madryn Oeste	20
Puerto Madryn II	50
KoluelKayke II	25
Malaspina II	50
Rawson II	30
Rawson I	50
Tres Picos I	49,5
Total	**754**

Tabla 6 Proyectos Eólicos GENREN

De estos 754 MW adjudicados, tan solo 86 MW fueron construidos y concretados:

- Rawson I y II en Chubut, con un total de 80 MW
- Diadema en el Norte de Santa Cruz, con 6 MW instalados.

Por otro lado hay algunos parques que poseen un cierto grado de avance pero que al día de hoy no están construidos, como el caso de los parques de Puerto Madryn.

Los contratos de GENREN en energía eólica cerraron en un precio promedio de 127 U$S/MWh. Por un lado hay quienes dicen que deberían bajar a 100 U$S/MWh, como en el caso del Ing. Nicolás Brown (Jefe de Energías renovables y eficiencia energética de la provincia de San Luís, y experto en energía eólica), que sostiene que un precio de 100 U$S/MWh es "posible y viable". Por otro lado hay quienes dicen que el precio debería subir aún más, dado que el GENREN no dio los resultados económicos que se esperaban y se instalo menos de potencia de la prevista.

Con esta información se puede concluir que el proyecto no fue muy exitoso, lo cual fortalece el objetivo de evaluar si sería rentable la generación eólica sin programas especiales o subsidios por parte del estado nacional.

TECNOLOGÍA A UTILIZAR

Para el análisis en este proyecto se decide utilizar, el modelo Vestas V80 de 2.0 MW On Shore, de la empresa danesa, por dos razones fundamentales que hacen al proyecto:

- Vestas es la empresa líder mundial en energía eólica, con equipos de alta tecnología y robustez

- Gran Disponibilidad de datos de generación (para el modelo Vestas V80) en la región de emplazamiento del parque eólica.

Vale la pena aclarar que no se opto por tecnología local principalmente por la dificultad en la obtención de información técnica. Se optó por la capacidad de 2 MW por generador por ser un modelo robusto y probado a nivel mundial con una buena capacidad de generación, acorde a los vientos de la región.

A continuación se hace una breve descripción del modelo Vestas V80 de 2.0 MW On Shore:

Diseñado para optimizar la performance en vientos de clase alta, este modelo es ideal para las condiciones adversas que se presentan en suelo patagónico.

Datos de Operación
Potencia: 2,000 Kw.
Cut-in wind speed: 4 m/s
Rated wind speed: 16 m/s
Cut-out wind speed: 25 m/s
Tipo de Viento: IEC IA y IEC IIA
Rango de Temperatura operable: Turbina de baja temperatura -30°C a 40°C

Rotor
Diámetro: 80 m
Área de barrido: 5,027 m2
Revoluciones (Nom.): 16.7 rpm
Intervalo de Operación: 10.8-19.1 rpm

Generador
Frecuencia: 50 Hz/60 Hz
Tipo de generador: de 4 polos con doble alimentación, anillos deslizantes.

Caja multiplicadora
Tipo: de 3 etapas planetario/helicoidal

Regulación de potencia

En caso de vientos muy fuertes, este mecanismo le permite al aerogenerador consumir parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador, regulando su potencia. Este mecanismo es de paso regulado con velocidad variable.

Marca y Modelo
Vestas Wind Systems A/S-Vestas V80 (2.0 MW)

Potencia Nominal	Diámetro de pala	Altura del rotor
2000 Kw.	80 m	67 m

Tabla potencia	
Vel (m/s)	Pot (Mw)
4	0,0663
5	0,152
6	0,28
7	0,456
8	0,684
9	0,946
10	1,217
11	1,48
12	1,71
13	1,868
14	1,95
15	1,983
16	1,995
17	1,999
18	2
19	2
20	2
21	2
22	2
23	2
24	2
25	2

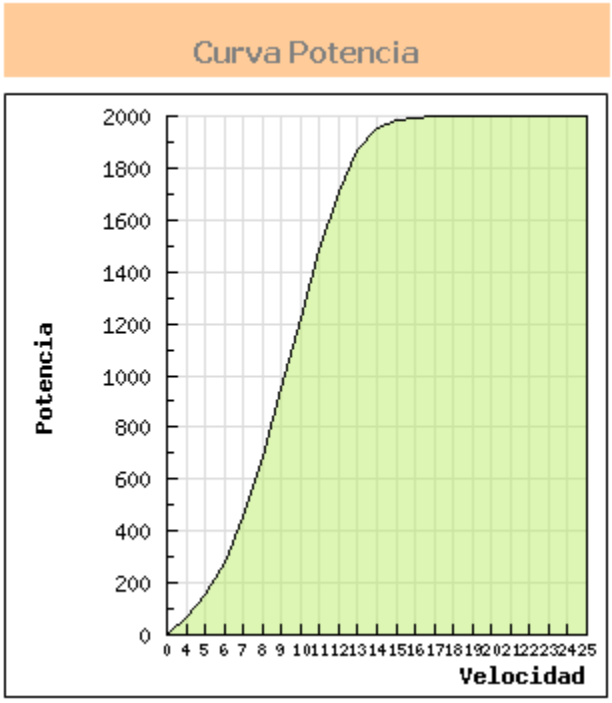

Tabla 7 Curva de Potencia Vestas V80

Para utilizar estos datos dentro del modelo económico se plante una regresión lineal que ajuste a la curva de generación de este aerogenerador.

Vale la pena recordar que una regresión lineal es un método matemático que modeliza la relación entre una variable dependiente *Y* y una independiente *X* de tal forma que el modelo queda expresado como: $Y = Y_0 + A_1 \times X_0$

El Modelo se valida por el Análisis de R^2, donde si R^2 es mayor a 0,8 la correlación entre la variable independiente y la dependiente esta justificada.

A continuación se presenta este análisis de regresión hecho sobre la curva de generación del equipo:

Regresión lineal

Estadísticas descriptivas:

Variable	Obs.	Obs. con datos perdidos	Obs. sin datos perdidos	Mínimo	Máximo	Media	Desviación típica
0,0663	13	0	13	0,152	1,999	1,286	0,705
4	13	0	13	5,000	17,000	11,000	3,894

Tabla 8Regresión Lineal

Regresión de la variable 0,0663:

Coeficientes de ajuste:

Observaciones	13,000
Suma de los pesos	13,000
GDL	11,000
R^2	0,938
R^2 ajustado	0,932
MEC	0,034
RMEC	0,184
MAPE	17,120
DW	0,316
Cp	2,000
AIC	-42,190
SBC	-41,060
PC	0,085

Tabla 9Regresión Lineal

Análisis de la varianza:

Fuente	GDL	Suma de los cuadrados	Media de los cuadrados	F	Pr > F
Modelo	1	5,591	5,591	165,207	< 0,0001
Error	11	0,372	0,034		
Total corregido	12	5,964			

Calculado contra el modelo Y=Media(Y)

Parámetros del modelo:

Fuente	Valor	Desviación típica	t	Pr > |t|	Límite inferior (95%)	Límite superior (95%)
Intersección	-0,642	0,158	-4,051	0,002	-0,991	-0,293
4	0,175	0,014	12,853	< 0,0001	0,145	0,205

Tabla 10Regresión Lineal

Ecuación del modelo:
0,0663 = -0,641868131868132+0,175274725274725*4

Coeficientes estandarizados:

Fuente	Valor	Desviación típica	t	Pr > |t|	Límite inferior (95%)	Límite superior (95%)
4	0,968	0,075	12,853	< 0,0001	0,802	1,134

Tabla 11Coeficientes Regresión Lineal

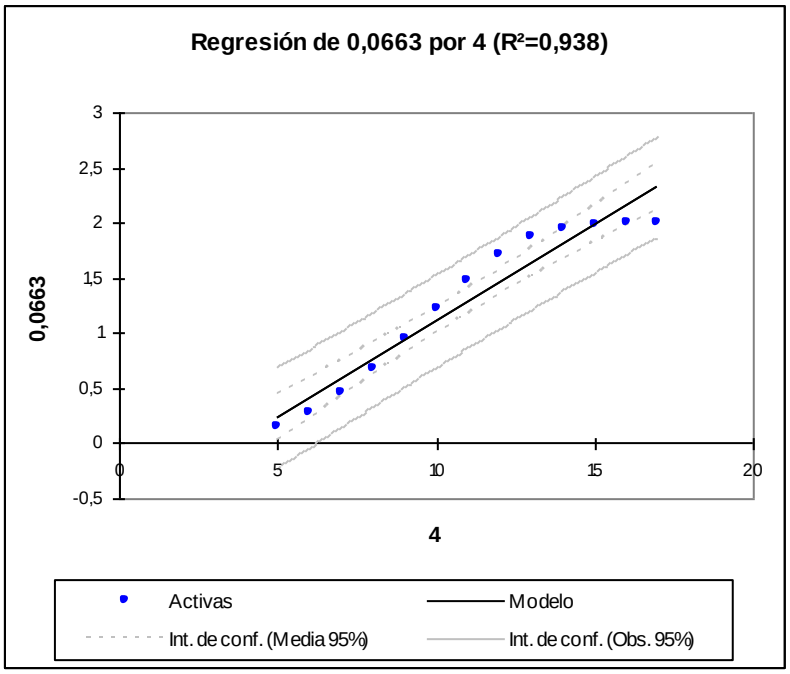

Ilustración 13Regresión Lineal

Como resultado de este análisis se concluye que la ecuación lineal que ajusta la generación del modelo Vestas V80 de 2.0 MW de potencia es:

Pot = -0.624 + 0.175 x Vel

Donde la Pot, es la potencia en MW generada y Vel, es la Velocidad del viento en m/s, medida a una altura de 67 m.

Dada la curva de generación del Aerogenerador, esta ecuación se utilizo para velocidades que van desde los 4 m/s hasta los 18 m/s. Para velocidades inferiores a 4 m/s la Potencia entregada es 0 Mw, mientras que para velocidades superiores a 18 m/s la potencia entregada es de 2 Mw.

Finalmente para velocidades superiores a 25 m/s la potencia entregada es de 0 Mw, ya que a mayores velocidades del viento el aerogenerador se frena, para evitar ser dañado.

ANÁLISIS DEL VIENTO

Para definir el impacto del viento en el modelo económico, se decidió modelizarlo estadísticamente. Se determinó que tipo de distribución estadística sigue el Factor de capacidad de la región a lo largo del año, y para esto se tomaron datos horarios del viento.

Estos datos fueron tomados de la página Weather Underground. La misma cuenta con datos horarios de velocidades de viento en distintos lugares del mundo. Se tomaron datos para la zona de Comodoro Rivadavia, 1997 al 2011 para realizar los análisis.

Los datos obtenidos son horarios, es decir se cuenta con una velocidad de viento para cada hora del día. Para el presente análisis se asume que entre hora y hora la velocidad del viento se mantiene constante.

Este supuesto tiene su base en el llamado "espectro de Van der Hoven" (Van der Hoven, 1957) donde se concluye que entre un tiempo de 10 minutos y una hora la variación en la velocidad del viento no es tan grande, mientras que por debajo de los 10 minutos las variaciones se consideran “Turbulencias”.

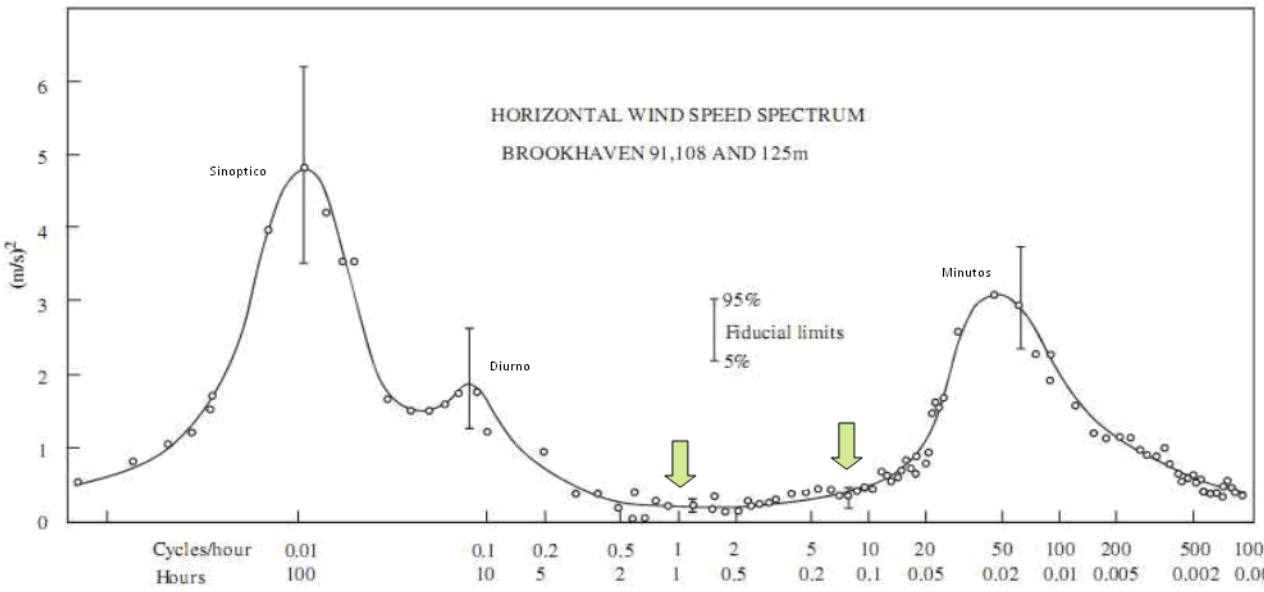

Ilustración 14 Espectro de Van der Hoven

En el gráfico se muestra el espectro del viento, donde se ven tres picos: uno en el orden "sinóptico" (varios días), uno en el orden diurno y uno en el orden de los minutos ("turbulencia").

Entre los 10 minutos y 1 hora hay un valle, que muestra que no hay grandes variaciones de velocidad en horizontes temporales de 10 min. a 1 hora (Entre las flechas).

Para cubrirse, se toma 10 minutos como límite, debajo de los 10 min. Las variaciones se consideran turbulencias. Pero como se ve en el gráfico, la diferencia entre tomar 10 min. y una hora no es tan grande.

Continuando con el análisis de las velocidades (en m/s) obtenidas cabe destacar que estas, fueron medidos a una altura de 10 metros del suelo. Mediante la teoría de WindShear, fueron llevados a una altura final de 67 metros sobre el suelo, altura final que contaran los aerogeneradores a instalar.

Esta teoría creada por M.L. Ray, A.L. Rogers, y J.G. McGowan, del laboratorio de investigaciones en energías renovables de la universidad de Massachussets, aplica la siguiente ley logarítmica para transformar las velocidades a la altura deseada:

$$V(z) = V(10m) * (\ln(z) - \ln(rug)) / (\ln(10m) - \ln(rug))$$

Donde:

Rug: es la rugosidad, calculada en función del terreno. P para la región de comodoro Rivadavia, el coeficiente de rugosidad es de 0,03. Para terrenos sumamente lisos y despejados el coeficiente es de 0,00001 mientras que en el otro extremo, en el centro de una ciudad poblada de edificios es de 3,0.

Z: Es la altura a la que se quiere calcular la velocidad del viento.

Luego de obtener la velocidad del viento a una altura de 67 metros, se procede a aplicar la ecuación anteriormente calculada para transformar estas velocidades horarias en Potencia generada por el aerogenerador Vestas V80 de forma tal que:

$$Pot = -0.624 + 0.175 \times Vel$$

Con el dato de la potencia horaria para un aerogenerador se calculo el Factor de Capacidad dividiendo la potencia entregada real sobre la potencia teórica.

$$F.C. = Pot\ Real / Pot\ Teórica$$

A continuación se muestran a modo de ejemplo las velocidades obtenidas y la calculada a través de la teoría de Wind Share, para el día 1–Ene–2009.

Ciudad	Día	Hora	Vel h = 10m	Vel h = 67m	Potencia	Factor Capacidad
Comodoro R.	01-ene-09	0	5,14	6,82	0,55	28%
Comodoro R.	01-ene-09	1	3,08	4,09	0,08	4%
Comodoro R.	01-ene-09	2	1,81	2,40	0,00	0%
Comodoro R.	01-ene-09	3	9,51	12,63	1,57	79%
Comodoro R.	01-ene-09	4	11,31	15,01	1,99	99%
Comodoro R.	01-ene-09	5	7,55	10,02	1,11	56%
Comodoro R.	01-ene-09	6	7,37	9,78	1,07	54%
Comodoro R.	01-ene-09	7	7,55	10,02	1,11	56%
Comodoro R.	01-ene-09	8	7,37	9,78	1,07	54%
Comodoro R.	01-ene-09	9	6,90	9,16	0,96	48%
Comodoro R.	01-ene-09	10	6,08	8,07	0,77	39%
Comodoro R.	01-ene-09	11	5,26	6,98	0,58	29%
Comodoro R.	01-ene-09	12	4,43	5,88	0,39	19%
Comodoro R.	01-ene-09	13	2,58	3,43	0,00	0%
Comodoro R.	01-ene-09	14	6,43	8,54	0,85	43%
Comodoro R.	01-ene-09	15	1,29	1,71	0,00	0%
Comodoro R.	01-ene-09	16	3,08	4,09	0,08	4%
Comodoro R.	01-ene-09	17	6,17	8,19	0,79	40%
Comodoro R.	01-ene-09	18	8,56	11,37	1,35	68%
Comodoro R.	01-ene-09	19	8,91	11,82	1,43	72%
Comodoro R.	01-ene-09	20	7,84	10,41	1,18	59%
Comodoro R.	01-ene-09	21	9,43	12,51	1,55	78%
Comodoro R.	01-ene-09	22	9,60	12,75	1,59	80%
Comodoro R.	01-ene-09	23	7,19	9,55	1,03	52%

Tabla 12Análisis del Viento

Como se puede observar el Factor de Capacidad varía hora a hora, acorde a las variaciones en la velocidad del viento.

Ya contando con el dato del F.C. para cada hora del día durante los 365 días de los últimos 15 años, se obtiene la siguiente tabla, donde se resumen los promedios mensuales de cada año.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1997	62%	46%	28%	41%	16%	27%	33%	32%	22%	34%	39%	38%	35%
1998	51%	26%	35%	19%	18%	23%	56%	49%	31%	61%	53%	50%	39%
1999	37%	44%	24%	27%	37%	28%	38%	34%	32%	41%	38%	47%	36%
2000	49%	35%	41%	31%	22%	10%	36%	47%	30%	34%	45%	64%	37%
2001	58%	57%	37%	43%	31%	34%	21%	27%	29%	23%	56%	41%	38%
2002	41%	35%	39%	46%	26%	34%	23%	20%	32%	54%	42%	45%	37%
2003	51%	50%	36%	22%	34%	38%	40%	34%	39%	47%	50%	51%	41%
2004	7%	19%	35%	46%	16%	69%	29%	23%	48%	44%	38%	52%	36%
2005	51%	27%	42%	47%	41%	38%	23%	30%	27%	34%	47%	29%	36%
2006	47%	30%	45%	35%	23%	29%	36%	30%	40%	45%	51%	67%	40%
2007	44%	39%	38%	45%	35%	51%	37%	35%	28%	51%	44%	50%	41%
2008	44%	37%	28%	40%	34%	37%	28%	33%	20%	44%	53%	45%	37%
2009	40%	45%	42%	44%	43%	34%	41%	42%	35%	44%	58%	40%	42%
2010	71%	40%	28%	44%	41%	41%	34%	40%	36%	38%	39%	60%	43%
2011	45%	35%	40%	46%	35%	31%	35%	24%	40%	26%	45%	34%	36%
Prom.	47%	38%	36%	38%	30%	35%	34%	33%	33%	41%	46%	48%	

Tabla 13 Promedios Mensuales F.C.

En base a este análisis podemos inferir las siguientes conclusiones:

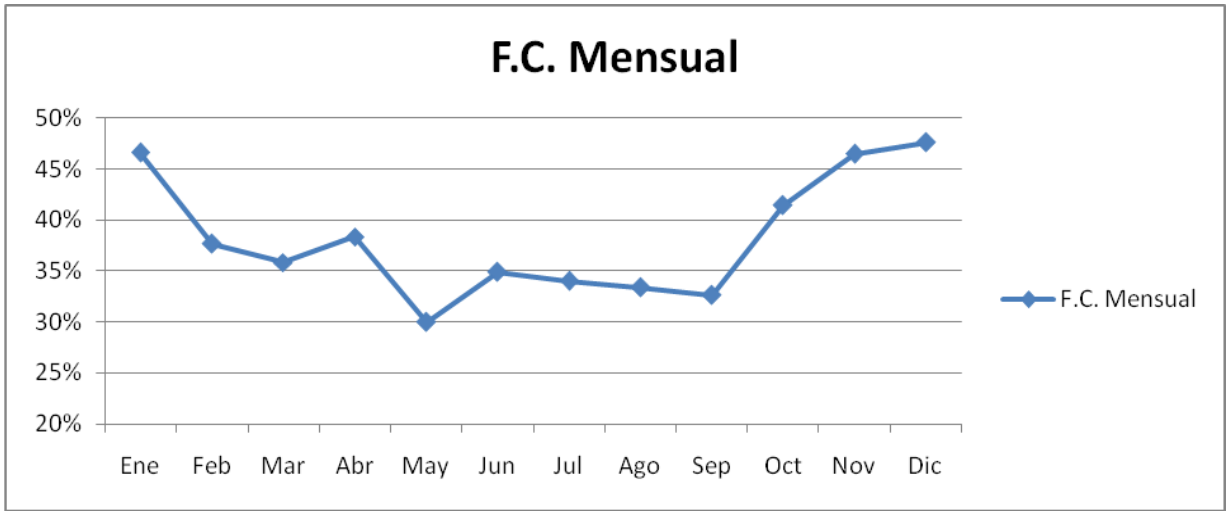

Ilustración 15 F.C. Promedio Mensual

Este Grafico de Factor de Capacidad anual resume los promedios mensuales de los últimos 13 años. Como se puede observar el F.C. es estacional, registrando sus máximos en época estival y sus mínimos en época invernal.

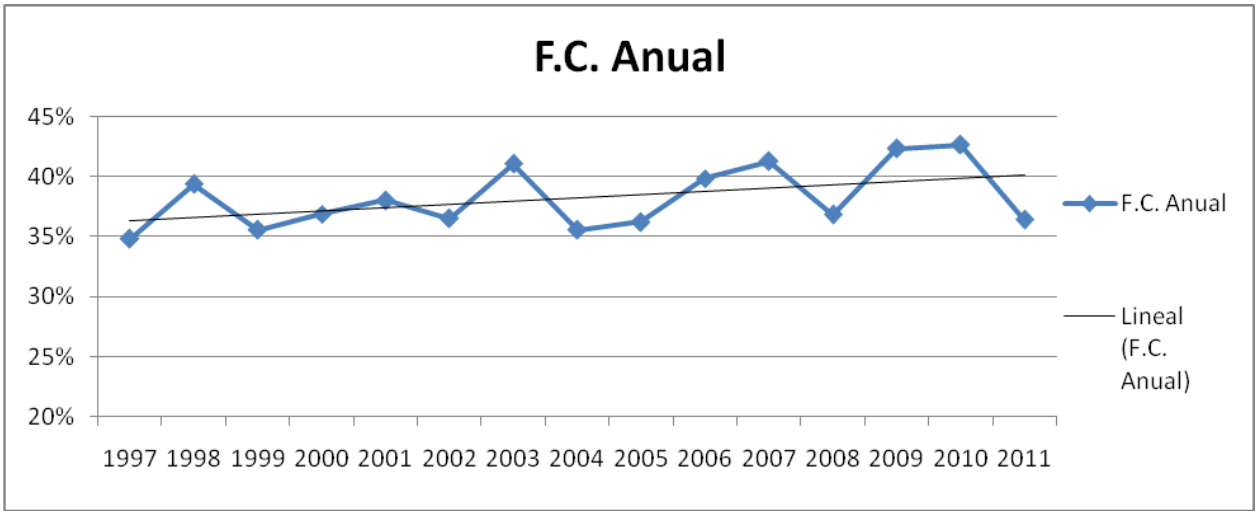

Ilustración 16 F.C. Promedio Anual

En este grafico se muestran los promedios anuales de F.C. desde el año 1997 al año 2011. Como se puede observar existe una marcada tendencia positiva, lo cual genera un escenario favorable para los próximos años. Además se concluye que a pesar de las fluctuaciones en la generación es posible esperar un mínimo factor de capacidad de 35% y un máximo de 43%

Finalmente es con estos datos diarios de los últimos 15 años con los que se estima cuál es la distribución que sigue el Factor de Carga para un año de estudio.

Utilizando la herramienta Batch Fit del programa Cristal Ball se determina que el Factor de Capacidad sigue una distribución normal.

A continuación se presentan los resultados arrojados por el simulador:

Data Series:	F.C.
Best Fit:	Normal
Anderson-Darling	0,6162
P-Value:	0,085
Parameters:	Mean=0,38233
	Std. Dev.=0,02639

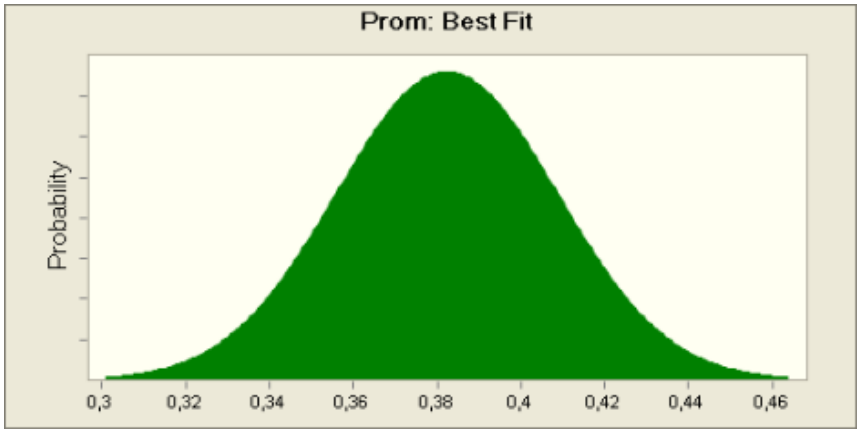

Ilustración 17 Dist. Normal F.C.

Como se puede observar en el grafico anterior, el Factor de Capacidad sigue una distribución Normal de Media 38% y Desvío Estándar de 2,6%.

Esto significa que la media de factor de capacidad es del 38% es decir a lo largo de un año se aprovecha poco mas de 1/3 de la potencia instalada.

Para validar los resultados obtenidos a continuación se muestran los F.C. de dos parques eólicos de la localidad de comodoro Rivadavia.

Parque Eólico	Viento Prom (m/s)	F.C.
Cdro. Rivadavia	9,4	41%
Antonio Morán	9,4	36%
Promedio Comodoro Rivadavia	**9,4**	**38,5%**

Ilustración 18 F.C. Parques eólicos Cdro. Rivadavia

Como podemos observar el resultado obtenido tras el análisis de vientos, esta en línea con los de le los parque eólicos de la localidad de Comodoro Rivadavia.

De esta manera queda definida una de las principales variables de entrada para el análisis económico financiero. Este dato de generación se multiplica por la cantidad de MW.h (potencia que es capaz de generar el parque eólico a lo largo de un año) y el resultado es la potencia aportada a la red.

ANÁLISIS ECONÓMICO - FINANCIERO

En el siguiente análisis se plantean dos escenarios distintos para un proyecto de inversión de un parque eólico On-Shore en la localidad de Comodoro Rivadavia. En el primer escenario se presenta el parque sin la posibilidad del despacho conjunto, mientras que en el segundo escenario se plantea el mismo parque con despacho conjunto garantizando un cierto aporte fijo de Potencia en MW por aerogenerador.

En ambos escenarios la inversión se realiza en forma distribuida en los cuatro (4) primeros años de proyecto, aumentando la capacidad del parque progresivamente. La duración del análisis del proyecto es de 20 años en total.

La finalidad de este análisis por escenarios es la obtención de dos flujos de fondo (uno para generación eólica puro, y el otro conjunta (eólica-hidroeléctrica), y a partir de estos calcular los distintos parámetros que permiten evaluar que proyecto es más rentable y así mostrar que bajo la modalidad de despacho conjunto (y si la regulación permitiera las condiciones asumidas de precios), el parque eólico es mas rentable.

Para este análisis se toma como una variable de entrada relevante, el Factor de Capacidad anual anteriormente mencionado. Este F.C. anual se modeliza siguiendo una distribución estadística normal, y es aplicado al modelo económico año a año. Es decir que cada año se presenta la variable FC en diferente medida al anterior (siguiendo el modelo estadístico de FC).

Esto imprime en el modelo un carácter variable y estadístico, haciendo innecesario plantear diferentes escenarios en función de variaciones esperables, en lo referente al factor de capacidad.

Esta modelización del F.C. (que determina la generación anual que garantizara el parque) agrega un valor diferencial a este proyecto, al hacer una estimación modelizada, en vez de asumir un factor de capacidad estático e inamovible en el tiempo, que podría llevar a errores en las estimaciones.

Finalmente se utiliza el software Cristal Ball, que mediante una simulación de Montecarlo permite evaluar distintas posibilidades de generación eólica, y el impacto que estos tienen en el VAN y la TIR, arrojando como resultado final las probabilidades de obtención de los parámetros objetivos (VAN y TIR).

Datos de la Generación eólica

A continuación se muestran los resultados arrojados por el simulador. En aproximadamente 100.000 corridas con el programa Cristal Ball, se presentan lo siguientes resultados de F.C. para un año de generación.

Probabilidad de Generación (F.C. parque en un año)

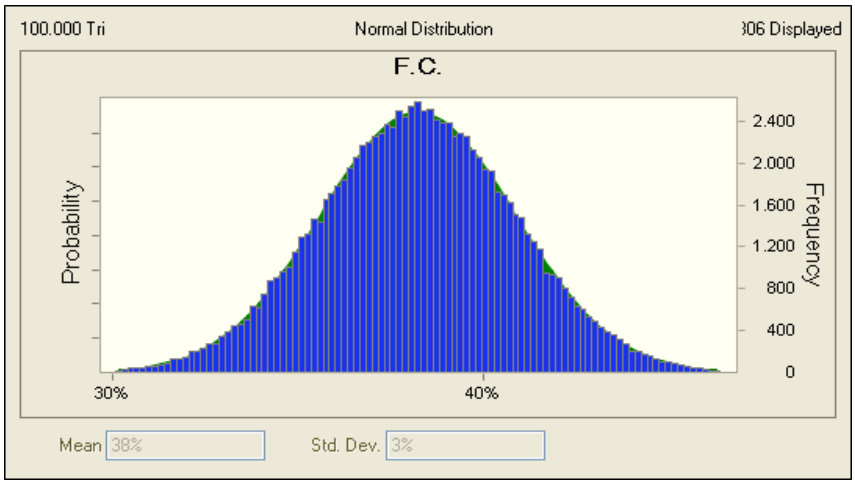

Ilustración 19 F.C. Simulación

Los valores entregados en la simulación siguen una distribución normal con una media del 38% y un desvió del 3%.

Comparación de la curva de distribución hallada versus la Normal (en Percentiles)

Percentil	Valor Asumido	Distribución Normal
0%	25%	'-Infinito
10%	35%	35%
20%	36%	36%
30%	37%	37%
40%	38%	38%
50%	38%	38%
60%	39%	39%
70%	40%	40%
80%	40%	40%
90%	42%	42%
100%	50%	Infinito

Tabla 14 Percentiles de la Simulación

A partir de éste análisis se concluye que la distribución que sigue el Factor de Capacidad es aproximadamente Normal, tal como se había planteado con anterioridad.

PARÁMETROS UTILIZADOS EN EL FLUJO DE FONDOS PROYECTADO

Para graficar el comportamiento esperado del flujo de Fondos de un proyecto típico de generación eólica, se explica el comportamiento esperado de los parámetros y variables más importantes, que serán usadas para modelizar los dos Flujos de Fondos:

Inversión

El costo de inversión representa tanto la compra de los aerogeneradores, el traslado hasta el lugar de emplazamiento, la infraestructura eléctrica, la obra civil y finalmente los costos de ingeniería y desarrollo.

Este costo de inversión se encuentra repartido en las siguientes categorías:

Descripción	%
Aerogeneradores	70%
Infraestructura Eléctrica	15%
Obra Civil	10%
Desarrollo & Ingeniería	5%

Tabla 155 Dist. Costo de Inversión

En el 70% del costo de los aerogeneradores, se encuentra contemplado tanto la compra de los mismos, como el transporte hasta el lugar de emplazamiento.
La infraestructura eléctrica representa el 15% del costo, mientras que la obra civil y el desarrollo de la misma se llevan el 15% restante.

Para estimar el valor de la inversión se analizaron los valores promedio de varios parques existentes de la Argentina, entre ellos están:

El parque PER, planteado en 2 etapas (PER I – 50 Mw; PER II – 30 Mw) utiliza aerogeneradores Vestas V90 de 1.8 Mw, con un costo de inversión de 1900 U$S/Kw.

Isolux, está construyendo 1000 Mw repartidos en las localidades de Ensenada, Loma de la Lata, Brigadier López y Rió Turbio, con un costo de inversión de 2700 U$S/Kw.

Parque eólica Diadema (PED) cuenta con 7 Aerogeneradores Enercon E-44 de 0,9 Mw y espera generar 25 GWh/Año con un costo de inversión de 2600 U$S/Kw.

Gastre, es un proyecto de 1350 MW en la pampa de Gastre, al Norte de Chubut, sería el parque On-Shore más grande del mundo. Se construye en 9 tramos de 150 Mw a lo largo de 3 años. Dada su larga duración, este proyecto hace rentable la instalación de una fábrica de Aerogeneradores en Gaste o Puerto Madryn, Según palabras del Ing. Sábato, experto en el tema. De Esta manera los costos de inversión bajan a 1800 US$/Kw.

Parque	Costo Inv. US$/Kw
PER	$1.900
Isolux	$2.700
Diadema	$2.600
Gastre	$1.800
Promedio	**$2.250**

Tabla 16 Costo de Inversión por Parque

Sumado a esto se consultó a expertos en el tema, y se concluyó que una alternativa razonable sería utilizar un costo de 2.200 US$/Kw para estimar la inversión en el presente análisis.

Capacidad del parque y capacidad por generador

Tal como se definió anteriormente los generadores elegidos para el proyecto son de 2 Mw. La cantidad total de aerogeneradores a instalar es de 50 unidades. Esto totaliza una capacidad teórica de generación de 100 Mw. Para el parque eólico.

Gastos Fijos

Los gastos fijos se definen a partir del costo de Operación y Mantenimiento anual del parque. Este representa el costo anual de mantener en funcionamiento el parque eólico a lo largo de los años, y se calcula como un porcentaje del costo de inversión.

Para definir el mismo, se considera un costo de Operación y Mantenimiento anual modelizado estadísticamente, que varía mediante una distribución triangular entre un 2% y un 4%, (siendo el mínimo un 2%, el valor más probable un 2% y el máximo un 4%) del monto de inversión instalado Este valor fue obtenido de la Cámara de Energías Renovables (CADER).

Al igual que el costo de inversión, este valor fue consultado y validado por el experto en el tema, Ing. Nicolás Brown, Ingeniero Industrial del ITBA y actual Jefe Energías Renovables y Eficiencia Energética de la provincia de San Luís.

Consumo interno

El consumo interno es el consumo energético del parque para poder funcionar adecuadamente. Puede estimarse en el 2% de la energía generada. Este valor se define en base al tipo de tecnología a utilizar y a la envergadura de la instalación. En este porcentaje de consumo interno está incluida la eficiencia y demás perdidas (pérdidas mecánicas, etc.).

Generación por período

La Generación por período es simplemente un cálculo que contempla la cantidad de tiempo de producción eólica por año (los días y las horas disponibles de generación en un año), es decir se realiza el siguiente cálculo 100Mw x 24 Hs/Día x 365 Días/Año = 876.000 Mw.h.

A este cálculo algebraico, se le aplica el F.C. que surge del modelo estadístico ya calculado para el período en cuestión. Este valor resultante es la generación anual estimada del parque eólico para ese período.

Ej.: Para el período 2012 cuyo FC es 38% según el modelo, se toma: 876.000 Mw.h x 38% = 332.880 Mw.h

Precio de venta

Para realizar el presente análisis se definió un precio de venta de US$ 100 el Mw.h, que presenta un escenario pesimista frente a la amplitud de opiniones existentes en torno al precio de venta de la energía eólica.

Como fue mencionado anteriormente el precio de venta fue validado con el experto en el tema, Ing. Nicolás Brown, quien definió que un precio de US$ 100 el Mw.h, "es un precio razonable y aceptable para el mercado actual".

Al tener el precio de venta un fuerte impacto en el flujo de fondos del proyecto, se opta por analizar la evolución temporal del precio, y se plantean dos opciones.

Por un lado se analizan los aumentos de precio en energía eléctrica (proveniente de fuentes convencionales) que sufrieron los grandes usuarios a lo largo de los últimos años.

Aumento de precio para Grandes Usuario

Fecha	US$/Mw.h	Aumento % Periodo	Meses	Aumento % Mensual
dic-01	$8,00			
abr-02	$10,00	25%	4	6%
ene-04	$14,00	40%	21	2%
oct-04	$18,00	29%	9	3%
ene-05	$19,00	6%	3	2%
feb-07	$20,00	5%	25	0%
jun-08	$22,00	10%	16	1%
oct-08	$28,00	27%	4	7%
feb-09	$29,00	4%	4	1%
		Prom. Mensual		**2,7%**

Tabla 17 Evolución Precio para GUs

Como se puede observar el aumento no es lineal, sin embargo el promedio da un aumento de la tarifa de 2,7 % mensual

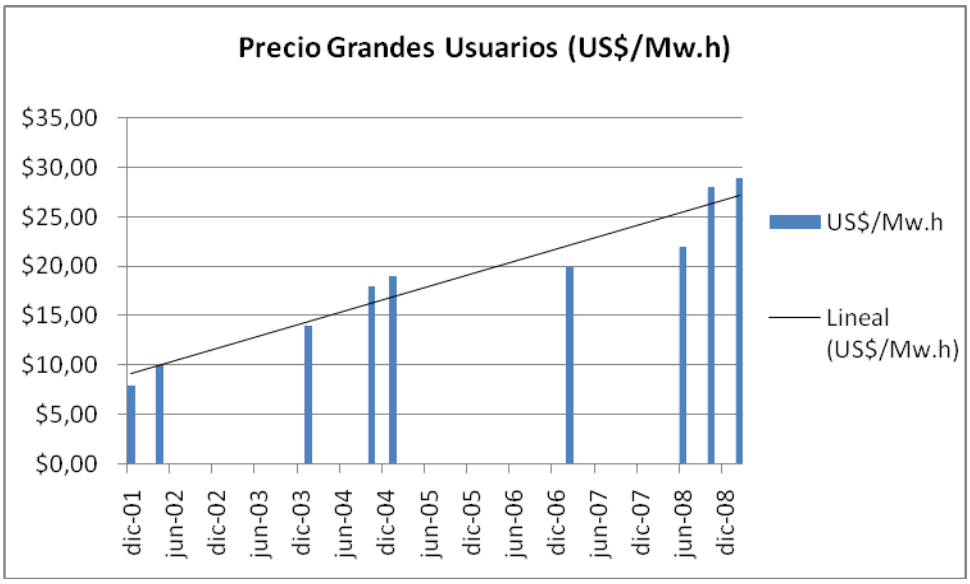

Ilustración 160 Evolución Precio GUs

En este grafico se puede observar el aumento de precios a lo largo del tiempo.

Aumento de precios para Grandes Usuario - Anual

Año	US$/Mw.h	Aumento %
2001	$8,00	
2002	$10,00	25%
2004	$16,00	60%
2005	$19,00	19%
2007	$20,00	5%
2008	$25,00	25%
2009	$29,00	16%
Prom. Anual		**25%**

Tabla 18 Aumento Precio Anual %

Nuevamente, el aumento de precios no es lineal, sin embargo el promedio da un aumento de la tarifa anual del 25 %.

Por otro lado se consultó a varios profesionales idóneos en el tema, y su recomendación fue optar por un escenario más conservador, y esperar una evolución en el precio de venta del 8 % anual. Esto se debe principalmente a que en este caso se trata de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

A continuación se presentan ambos escenarios de evolución de precios.

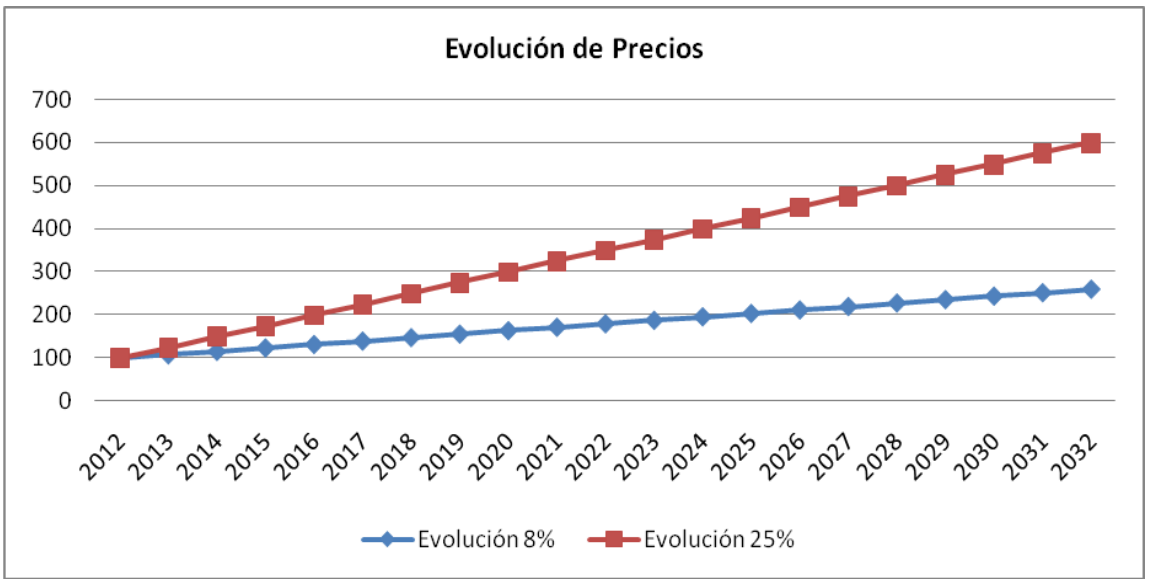

Ilustración 21 Escenarios evolución precios

Finalmente se opta por el escenario más conservador para estimar la evolución en el precio de venta de la energía eléctrica, tomando una crecimiento anual del 8 %.

Por otro lado en cuanto a la energía hidroeléctrica se plantea un precio de compra de US$ 15 el Mw.h (Potencia vieja) con una evolución de precio anual del 25%, siguiendo la evolución que se calculó anteriormente. Se opta por este escenario ya que es el más perjudicial para el proyecto haciendo más conservadoras sus conclusiones.

Bonos de Carbono

Se estima una reducción en las emisiones de 0,6 Ton de CO_2 por MWh entregado a la red, con un precio de venta de 20 US$/Ton (Cotización CER's Futuros 2020). Este valor se supone fijo ya que la cotización a lo largo de los últimos años no presento grandes variaciones.

Efecto de la inflación

No es tenido en cuenta ya que el análisis se realiza en moneda extranjera. Se decide no contemplar la inflación ya que de incluirla en el cálculo, cualquier estimación que se espera sujeta a mucha incertidumbre y podría resultar inexacta. Haciendo que el análisis final tenga un mayor grado de distorsión que si se omite completamente. En un escenario que no contemple la inflación, puede apreciarse mejor el objetivo buscado, que es diferenciar el efecto de la generación conjunta.

Moneda utilizada

El presente análisis se realiza en la moneda Dólar Estadounidense. Es así principalmente para evitar el impacto distorsivo que produciría la inflación.

A su vez al tratarse de tecnología extranjera y obras de gran inversión es práctica aceptada presentar los flujos de fondo en moneda dólar estadounidense.

Impuestos considerados

Se considera el impuesto a las ganancias (35%)
No se consideran los efectos financieros del IVA, Ingresos Brutos, ni otros impuestos internos para no agregar distorsión a los valores calculados.

Amortizaciones

La amortización de los activos para el cálculo del Impuesto a las Ganancias es lineal en cinco años, (beneficio otorgado a parques eólicos - Ley Nacional 26.190).

Tasa de corte

Para determinar la tasa de corte se utiliza el método de Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Este método se utiliza teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

1. La tasa internacional del costo de capital.
2. El riesgo país de Argentina.
3. El riesgo inherente al tipo de negocio.
4. La tasa libre de riesgo.

Utilizando la formula:

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im}(E(r_m) - r_f)$$

Dónde:

- $E(r_i)$ es la tasa de rendimiento esperada de capital sobre el activo i.
- β_{im} es el beta, cantidad de riesgo con respecto al Portafolio de Mercado
- $(E(r_m) - r_f)$ es el exceso de rentabilidad del portafolio de mercado.
- (r_m) Rendimiento del mercado.
- (r_f) Rendimiento de un activo libre de riesgo.

Finalmente sumandole a lo anterior el riesgo pais de la Argentina, se obtiene la tasa de corte del proyecto.
Para este análisis se utilizaron los siguientes parámetros:

- Tasa Libre de riesgo a 20 años = 3,76 %

  Calculada como promedio de la tasa de los últimos 5 años

Años	**Tasa R*f* (20 Años)**
2008	4,35 %
2009	4,12 %
2010	4,03 %
2011	3,61 %
2012	2,71 %
Promedio	**3,76 %**

Tabla 19Evolución Tasa libre de Riesgo

- Beta de un generador térmico en USA: 0,6
- Rendimiento esperado del activo en el mercado: 1100
- Riesgo país de 1167 puntos básicos[1]

Utilizando la formula anteriormente mencionada, se obtuvo una tasa de descuento del 19,77 %.

Tasa libre de riesgo	376
Beta generador USA	0,6
Rendimiento Mercado	1100
E(ri)	801,6
Riesgo País	1167
Tasa de Corte	**19,77 %**

Tabla 20 Calculo Tasa de Corte

Habiendo comparado valores que utilizan distintas empresas del mercado local y con expertos en el tema, se determinó finalmente utilizar un valor de 20 %.

[1]http://www.riesgopais.com/

Financiamiento

Se decide no financiar el proyecto en ninguno de los dos escenarios, ya que de financiarse ambos se harían bajo las mismas circunstancias y esto no agrega valor al análisis. Además no es la finalidad de este proyecto encontrar la mejor forma de financiación, sino que es demostrar que de permitirse e implementarse el despacho conjunto se potenciarían las inversiones en parques eólicos.

Diferencias entre el modelo de despacho conjunto y despacho simple

Además de lo anteriormente mencionado no hay mayores diferencias en lo referido a inversiones, costos y demás entre el modelo de despacho simple y el conjunto.

Resultados del análisis

A continuación se presentan los resultados del análisis, obtenidos para los dos escenarios.

ESCENARIO I: GENERACIÓN EÓLICA EXCLUSIVA - SIN DESPACHO CONJUNTO (SDC)

En este escenario se plantea la venta de energía eléctrica generada por el parque eólico. El siguiente Flujo de Fondos representa un caso puntual de los 100.000 simulados.

Como se mencionó anteriormente el F.C. sigue una distribución Normal de Media 38% y desvió 2,6%.

Datos			
Co. Inv. US$-kW	2200	Total Pot instalada MW	100
Gasto Fijo Eó	2-4%	MW.h Año	876000
Consumo Interno	2%	P Venta Eó (US$/MWh)	100
Emisión Ton-CO2 / MWh	0,6	Precio Bono	20
Pot Aerogen. (MW)	2	I.G.	35%
Cant Aerogeneradores	50	Tasa de Corte	20%

Flujo de Fondos – Sin despacho conjunto (en Miles de US$)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ing. Eólica	8054	19007	27634	40452	43061	42356	49551	54908	53500	54717	61631	61330	63940	63135	76111	73930	74379	86158	86289	82208	83332
Ing. Bono	986	2155	2917	3995	3995	3705	4100	4310	3995	3895	4193	3995	3995	3790	4396	4115	3995	4470	4330	3995	3925
Ingresos	9040	21162	30552	44446	47056	46061	53651	59218	57495	58613	65824	65324	67934	66924	80507	78045	78373	90628	90620	86203	87257
Inversión	55000	55000	55000	55000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasto Fijo	1100	2200	4950	6600	8800	8800	4400	6600	8800	8800	6600	4400	4400	8800	4400	4400	8800	6600	4400	8800	4400
I.G.	0	0	0	0	0	1491	9538	14566	17043	17434	20728	21324	22237	20344	26637	25776	24351	29410	30177	27091	29000
Egresos	56100	57200	59950	61600	8800	10291	13938	21166	25843	26234	27328	25724	26637	29144	31037	30176	33151	36010	34577	35891	33400
FF	**(47060)**	**(36038)**	**(29398)**	**(17154)**	**38256**	**35770**	**39713**	**38052**	**31652**	**32378**	**38495**	**39601**	**41297**	**37781**	**49469**	**47869**	**45223**	**54618**	**56043**	**50312**	**53857**

Tabla 21 FF Sin Despacho Conjunto

Amortizaciones

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	…	2032
Inv. Activo Fijo	55000	55000	55000	55000	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	11000	22000	33000	44000	44000	33000	22000	11000	0	0	0

Tabla 21 Amortizaciones

Resultados del Flujo de Fondos

TIR	**19,94%**
Van	**$ (327.000)**
Periodo de Repago	**7 Años**

Tabla 22 Resultados FF SDC

Como se puede observar la Tasa Interna de Retorno es menor a la requerida del 20 %. Por otro lado el VAN es negativo en (US$ 327.000) mientras que el periodo de repago es de 7 años. Estos valores no hacen viable la inversión en el parque eólico bajo las condiciones dadas.

SIMULACIÓN SIN DESPACHO CONJUNTO

Utilizando el flujo de fondos presentado para el escenario sin despacho conjunto se realiza la simulación utilizando el Software de simulación Cristal Ball.

Las principales variables de entrada a variar estadísticamente en cada corrida del simulador son el factor de capacidad y los gastos fijos. Las variables objetivo de esta simulación son el TIR y el VAN.

Con 100.000 corridas realizadas que garantizan un nivel de confianza del 95%, se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

TIR

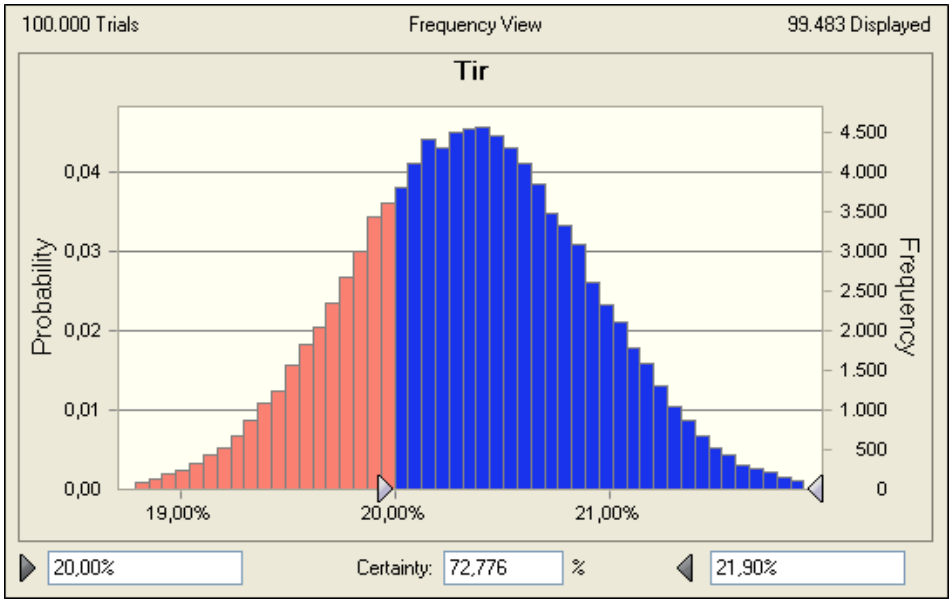

Ilustración 22 Probabilidad TIR SDC

En el grafico se puede observar que existe una probabilidades del 73 % que la Tasa interna de Retorno sea superior al 20 %.

Por otro lado la probabilidad de obtener una TIR menor al 20% es aproximadamente del 27 %.

La mayor probabilidad se presenta para una TIR de 20,35 %, mínimamente superior a la tasa de corte.

Si bien en este escenario existen probabilidades de que la TIR sea aceptable, los valores esperados para esta son bajos.

TIR Acumulado

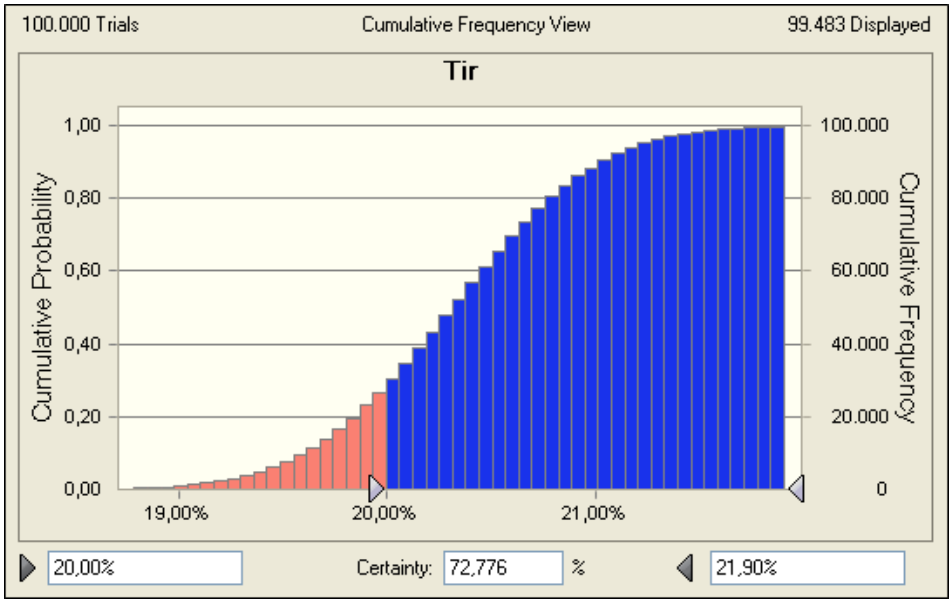

Ilustración 23 Probabilidad TIR Acum. SDC

En esta grafico se presenta en forma acumulada la TIR. La probabilidad de obtener una TIR mayor a la deseada es del 73 % tomando como mínimo un valor de 18,79 % y como máximo un valor de 21,9 %.

De esta manera se concluye que las probabilidades de obtener una TIR superior a la tasa de corte ronda el 73%, dejando en evidencia la existencia de cierto riesgo para el inversor, bajo las condiciones planteadas.

VAN

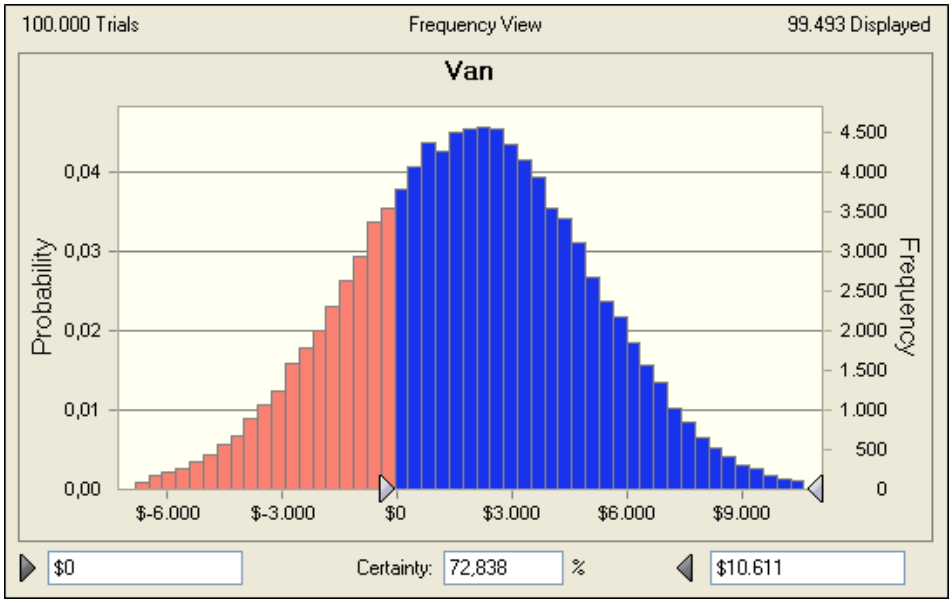

Ilustración 24 Probabilidad VAN SDC

Observando los resultados para el VAN vemos que la probabilidad de que este sea negativo es casi del 27 % mientras que la probabilidad de obtener un VAN positivo es del 73 %.

El VAN máximo esperado de US$ 10.611.000, mientras que el resultado más probable del VAN es de US$ 2.100.000. Si bien existe la posibilidad de obtener un VAN positivo, el riesgo de que este sea negativo es importante.

VAN Acumulado

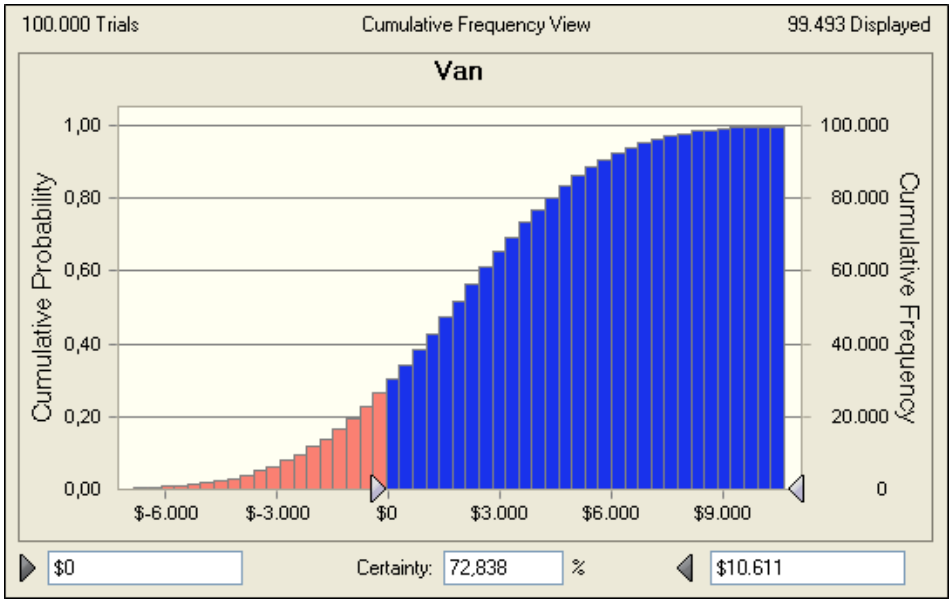

Ilustración 25 Probabilidad VAN Acum. SDC

Con este análisis realizado queda demostrado que la probabilidad de obtener un VAN negativo, en el escenario planteado es alta (27 %), mientras que el valor más probable del VAN es de es de US$ 2.100.000.

Estos valores serán comparados con los obtenidos en el escenario con despacho conjunto.

ESCENARIO II: CO-GENERACIÓN HIDRO - EÓLICA - CON DESPACHO CONJUNTO (CDC)

Debido a la imprevisibilidad del tramo horario en la cual se va a generar energía eléctrica, el parque eólico es incapaz de generar contratos a largo plazo de potencia firme con consumidores privados. Es por eso que se propone combinar la EE proveniente de un parque eólico con la de una central hidroeléctrica, de manera tal de que el conjunto entregue potencia firme a la red y de esta forma abastecer a los consumidores.

Este mecanismo de despacho conjunto se hace viable cuando se le permite al parque eólico cubrir parte de la potencia a entregar (a entregar a la red) por la central hidroeléctrica en los momentos donde el parque genera mas de la potencia comprometida (con el cliente), para que la central acumule el equivalente energético (de la potencia cubierta por el parque) en forma de agua. Luego, cuando el parque no alcance a cubrir la potencia comprometida, la central hidroeléctrica hará uso de este excedente de agua almacenado, para generar EE, aportarla a la red y así alcanzar la potencia comprometida por el parque eólico. De esta manera cliente recibe una potencia estable independientemente del lugar donde esta se genero.

En este escenario se plantea que este despacho conjunto entregue una potencia fija de 324 Gw.h al año. Esta potencia equivale a que el parque eólico (de generar sin el aporte de la central hidroeléctrica) trabaje todos los años con un Factor de Capacidad fijo del 37%. Ya que esto no es viable debido a que el F.C. del parque eólico sigue una distribución normal (anteriormente demostrada), se realiza el complemento con la central hidroeléctrica de forma tal que esta aporte EE para cubrir los Gw.h faltantes en los períodos (años) en los que el parque eólico genera por debajo de este Factor de Capacidad del 37%.

Este Valor del 324 Gw.h es inferior a la media que se conseguiría a partir de los niveles de viento esperados para la región donde se encuentra el parque eólico (anteriormente analizado). De esta manera al estar entregando potencia estable y firme al mercado, el parque eólico es capaz de realizar contratos a largo plazo con clientes privados.

Capacidad eólica instalada		100	Mw
	x	24	Hs
	x	365	Días
Capacidad Eólica Instalada		876000	Mw.h
Utilización teórica de la capacidad eólica para el aporte de potencia fija		37%	Anual
Aporte Potencia Fija		324120	Mw.h
		324,12	Gw.h

Tabla 23 Calculo Aporte Fijo

Estos 324 Gw.h anuales representan apenas un 0,8% de la demanda de Grandes Usuarios Menores (38430 Gw.h anuales).

Para realizar esto operativamente (y para el correcto desarrollo de la simulación), se plantea la compra de energía eléctrica proveniente de una central hidroeléctrica de forma tal de compensar la falta de EE proveniente de los aerogeneradores, en momentos de poco viento.

De esta forma el parque eólico junto con el aporte de la central hidroeléctrica, asegura la entrega de una potencia fija al año de 324 Gw.h a partir del 4to año de funcionamiento (1 Año – 81 Gw.h; 2Año – 162 Gw.h; 3 Año – 243 Gw.h).

Cabe aclarar que esta combinación entre EE proveniente del Viento y EE proveniente del agua no impacta en el rendimiento del aerogenerador, sino que permite estabilizar la entrega de EE al consumidor final a través de la red. Ya que al generar el parque por encima del 37% de su potencia instalada total (debido al FC disponible en la zona), se debería almacenar el equivalente energético en agua en una central hidroeléctrica, mientras que al generar el parque por debajo del 37% se debería utilizar estas reservas de agua para complementar el equivalente energético faltante (Entiéndase por equivalente energético a la relación entre Volumen de agua turbinado/almacenado por la represa y energía eléctrica).

En la siguiente tabla se muestra a modo de ejemplo un caso de los simulados, donde se puede apreciar el aporte de EE del modelo de despacho simple en contraposición con el aporte de EE del modelo con despacho conjunto.

(Gw.h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL
Potencia Comprometida	81	162	243	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	6320
D. Simple	78	148	253	290	324	341	338	363	355	365	333	319	376	299	373	332	308	334	321	345	341	6536
D. Conjunto	81	162	245	324	324	333	330	355	347	357	325	324	368	324	365	324	324	326	324	337	333	6536
Balance EE	3	14	-8	34	0	-8	-8	-8	-8	-8	-8	5	-8	25	-8	-8	16	-8	3	-8	-8	0

Tabla 24 Comparación Despacho Simple Vs Despacho Conjunto

Es posible verificar mediante el balance de EE que no se esta generando mas EE, sino que se esta estabilizando el aporte del EE por parte del parque eólico.

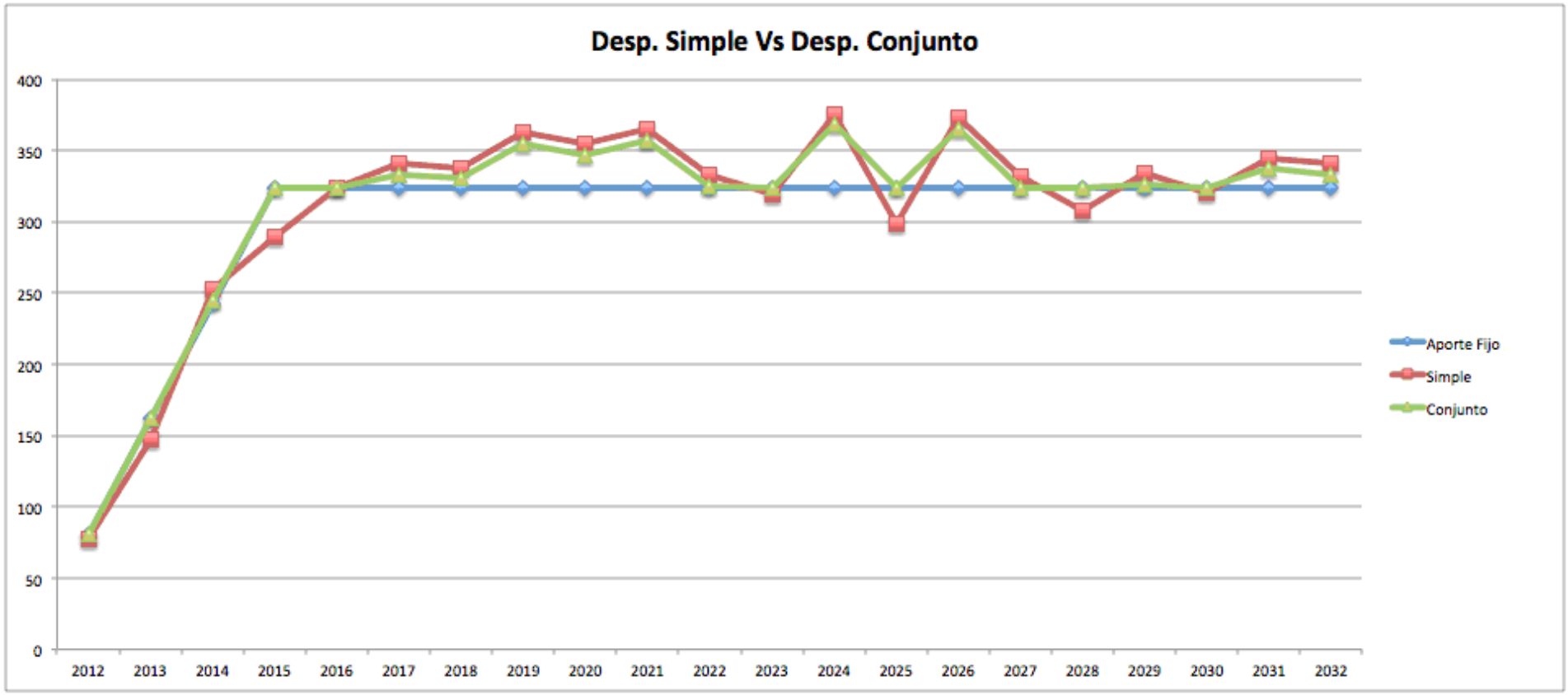

Ilustración 26Despacho Conjunto Vs Despacho Simple en Gw.h

Como se puede observar en el grafico, el despacho conjunto cubre los valles del despacho simple, alcanzando siempre la potencia comprometida. Este es el objetivo de la generación conjunta.

Por otro lado, en los momentos donde la generación eólica supera al aporte fijo comprometido, se acumula EE en las centrales eléctricas, por eso la curva de despacho conjunto es inferior a la curva de despacho simple.

A continuación se muestran los aportes energéticos provenientes de ambas fuentes de generación (aporte eólico y aporte hidro) y como estos se complementan para aportar la potencia fija comprometida por el parque eólico.

(Gw.h)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	TOTAL
Capacidad Eólica Instalada	219	438	657	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	17082
PotenciaComprometida	81	162	243	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	324	6320
Aporte real Eólico	78	148	253	290	324	341	338	363	355	365	333	319	376	299	373	332	308	334	321	345	341	6536
Aporte real Hidro	3	14	0	34	0	0	0	0	0	0	0	5	0	25	0	0	16	0	3	0	0	101
Excedente Eólico	-3	-14	10	-34	0	17	14	39	31	41	9	-5	52	-25	49	8	-16	10	-3	21	17	216

Tabla 25 Aportes por tipo de generación

La fila de excedente eólico muestra año a año lo que parque eólico aporta por encima de la potencia comprometida (valor positivo) o lo que la central hidroeléctrica aporta cuando la generación del parque eólico no alcanza la potencia comprometida (Valor Negativo).

Se puede observar claramente como el aporte de EE eólico es siempre mayor al aporte de EE por parte de la central hidroeléctrica.

Esto significa que el parque eólico genera más EE de la que solicita "acumular" en la central hidroeléctrica, bajo las condiciones dadas.

En el siguiente grafico se ve graficado lo descrito en la Tabla 25. Donde el aporte fijo y el aporte eólico se encuentran referidos al eje izquierdo, mientras que el aporte hidráulico esta referido al eje derecho.

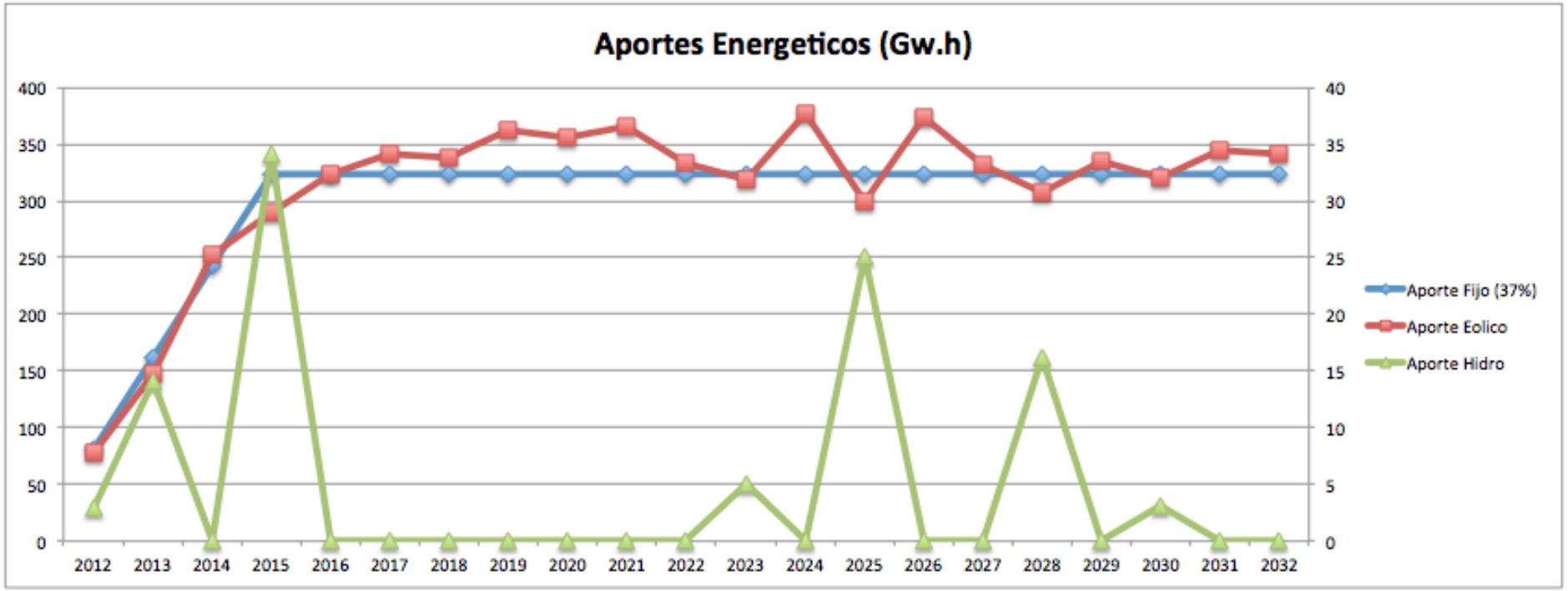

Ilustración 27 Despacho Conjunto Vs Despacho Simple en Gw.h

Se observa claramente como los picos de aporte hidráulico se dan en los años donde el aporte eólico no alcanza a cubrir el aporte comprometido.

Para verificar que el parque eólico genere el excedente suficiente de EE de manera tal de poder acumular el equivalente energético en la central hidroeléctrica en forma de agua, se realizo una simulación de 100.000 corridas con un 95% de nivel de confianza, utilizando el software Cristal Ball.

Para la misma se tomo como variable de entrada el F.C. del parque, siguiendo una distribución normal (anteriormente demostrada). Con esta simulación se logra obtener una probabilidad de ocurrencia para estimar el excedente eólico del parque durante los años de duración del proyecto, llegando al siguiente resultado.

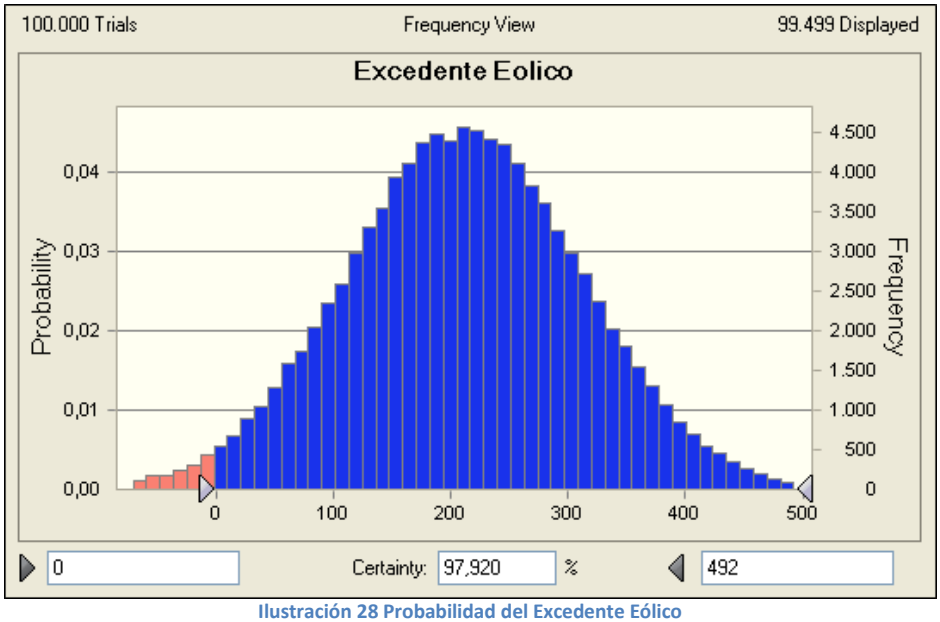

Ilustración 28 Probabilidad del Excedente Eólico

Esto significa existe una probabilidad del 98% de que el parque eólico genere mas EE de la que solicita “almacenar” a la central hidroeléctrica en forma de agua. Siendo el valor mas probable de este excedente 200 Gw.h, mientras que el máximo valor posible, pero con una baja probabilidad de ocurrencia es de 492 Gw.h.

Por otro lado existe una probabilidad del 2% de que el parque eólico solicite “almacenar” mas EE eléctrica de la que es capaz de generar a lo largo de los años de duración del proyecto. Si bien esta probabilidad es muy baja, en caso de lograr un cambio en la regulación actual de forma tal de permitir este despacho conjunto entre E. Eólica y E. Hidráulica, este escenario debe ser contemplado.

Luego de este análisis, y asumiendo la posibilidad regulatoria de utilizar los precios y condiciones que se plantean en el modelo, es posible decir que la generación conjunta garantiza que:

1. El parque eólico realice contratos de abastecimiento a largo plazo con consumidores privados (GUMES, GUMAS)

2. Haya períodos donde el parque eólico abastezca toda la potencia a entregar.

3. Haya períodos donde el parque entregue más potencia de la comprometida, permitiendo el acopio de energía eléctrica en forma de agua.

4. Haya períodos donde parte de la demanda a satisfacer sea generada con energía eólica y parte con energía hidroeléctrica.

Flujo de fondos - Escenario Con Despacho Conjunto (CDC)

En este escenario se plantea la venta de Energía eléctrica generada en conjunto, por el parque eólico y por una central hidroeléctrica. El siguiente Flujo de Fondos representa un caso puntual de los 100.000 simulados.
Como se mencionó anteriormente el F.C. sigue una distribución Normal al igual que en el escenario anterior.

Datos			
US$-kW	2200	MW.h Año	876000
Gasto Fijo Eó	2-4%	P Venta Eó (US$/MWh)	100
Consumo Interno	2%	Precio de Hidro	15
Emisión Ton-CO2 / MWh	0,6	Precio Bono	20
Molino (MW)	2	I.G.	35%
Pot Aerogen. (MW)	50	Tasa de Corte	20%
Total Pot instalada Mw	100		

Flujo de Fondos – Con Despacho Conjunto (en Miles de US$)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ing. Eó.	8156	19007	27634	40452	43061	42066	49551	54908	53500	54634	61811	61330	63940	63047	76439	73658	74379	87119	85882	82208	82586
Ing. Bon.	999	2155	2917	3995	3995	3679	4100	4310	3995	3889	4205	3995	3995	3784	4415	4100	3995	4520	4310	3995	3889
Ing. Hid.	0	0	0	0	0	2453	0	0	0	0	0	0	0	1787	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos	9154	21162	30552	44446	47056	48198	53651	59218	57495	58523	66015	65324	67934	68618	80854	77757	78373	91639	90192	86203	86475
Inversión	55000	55000	55000	55000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ga. Fijo	1.100	2.200	3.300	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400
Ga. Hid.	0	0	0	0	0	591	0	0	0	0	0	0	0	558	0	0	0	0	0	0	0
I.G.	0	0	0	0	0	3572	9538	15336	18583	18943	21565	21324	22237	22281	26759	25675	25891	30534	30027	28631	28726
Egresos	56100	57200	58300	59400	4400	8563	13938	19736	22983	23343	25965	25724	26637	27239	31159	30075	30291	34934	34427	33031	33126
FF	(46946)	(36038)	(27748)	(14954)	42656	39634	39713	39482	34512	35180	40050	39601	41297	41379	49695	47682	48083	56705	55765	53172	53349

Tabla 26 FF CDC

Amortizaciones

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	…	2032
Inv. Activo Fijo	**55000**	**55000**	**55000**	**55000**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Amortizaciones	**11000**	**22000**	**33000**	**44000**	**44000**	**33000**	**22000**	**11000**	**0**	**0**	**0**

Tabla 27 Amortizaciones CDC

Resultado Flujo de Fondos

TIR	21,24%
Van	$ 6.942
Periodo de Repago	7 Años

Tabla 28 Resultados FF CDC

Como se puede observar la TIR asciende al 21,24 % superando la obtenida en el escenario sin despacho conjunto.

El VAN es positivo en US$ 6.942.000, también superior al resultado obtenido en el escenario anterior.

El periodo de repago es de 7 años, al igual que en el escenario anterior.

Los valores obtenidos, son claramente superiores a los del escenario sin el despacho conjunto. De esta manera se genera un escenario atractivo para el inversionista privado, fomentando el interés en invertir en fuentes de generación de energía limpia.

SIMULACIÓN CON DESPACHO CONJUNTO

Utilizando el flujo de fondos presentado para el escenario con despacho conjunto se realiza la simulación utilizando el Software de simulación Cristal Ball.

Las principales variables de entrada a variar (estadísticamente) en cada corrida del simulador son el factor de capacidad y los gastos fijos. Las variables objetivo de esta simulación son el TIR y el VAN.

Con 100.000 corridas realizadas que garantizan un nivel de confianza del 95%, se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

TIR

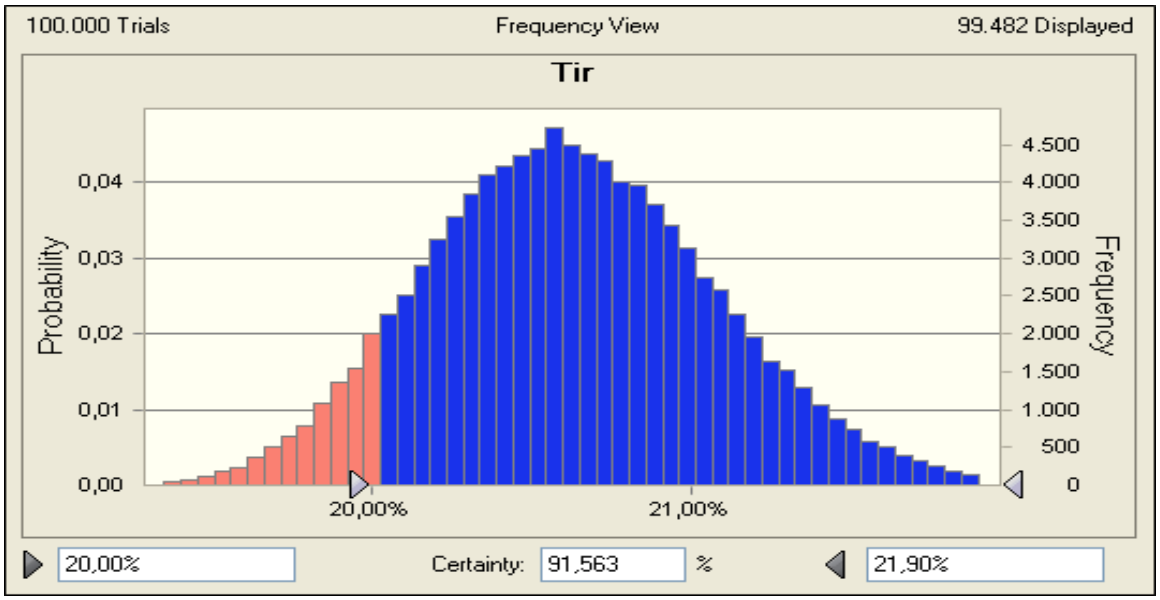

Ilustración 29 Probabilidad TIR CDC

En el grafico se puede observar que la probabilidad de que la Tasa Interna de Retorno sea inferior a la tasa de corte es de 8,5 %, mientras que la probabilidad de obtener una TIR mayor al 20 % es del 91,5 %.

Se puede esperar una TIR de 21,9 % como máximo valor, mientras que la mayor probabilidad se presenta para una TIR de 20,6%.

Si bien los valores obtenidos no son ampliamente superiores a la tasa de corte (20 %), este resultado es claramente superior al obtenido en el escenario sin despacho conjunto, lo cual hace más atractiva la inversión en un parque eólico.

TIR Acumulado

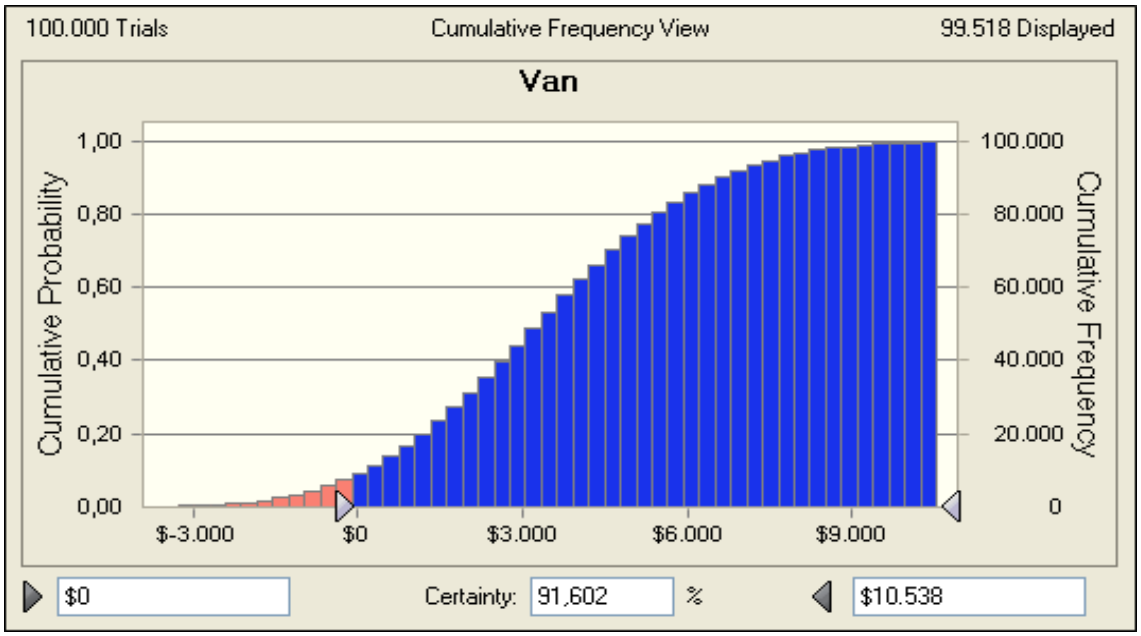

Ilustración 29 Probabilidad TIR Acum CDC

En esta grafico se presenta en forma acumulada los valores esperados para la TIR. Nuevamente podemos observar que la probabilidad de obtener una TIR mayor al 20% es del 91,5 %.

Viendo los resultados de este análisis queda claro que con la posibilidad del despacho conjunto garantizamos una tasa de retorno de la inversión mayor al 20 %, mejorando los resultados obtenidos en el escenario sin despacho conjunto.

VAN

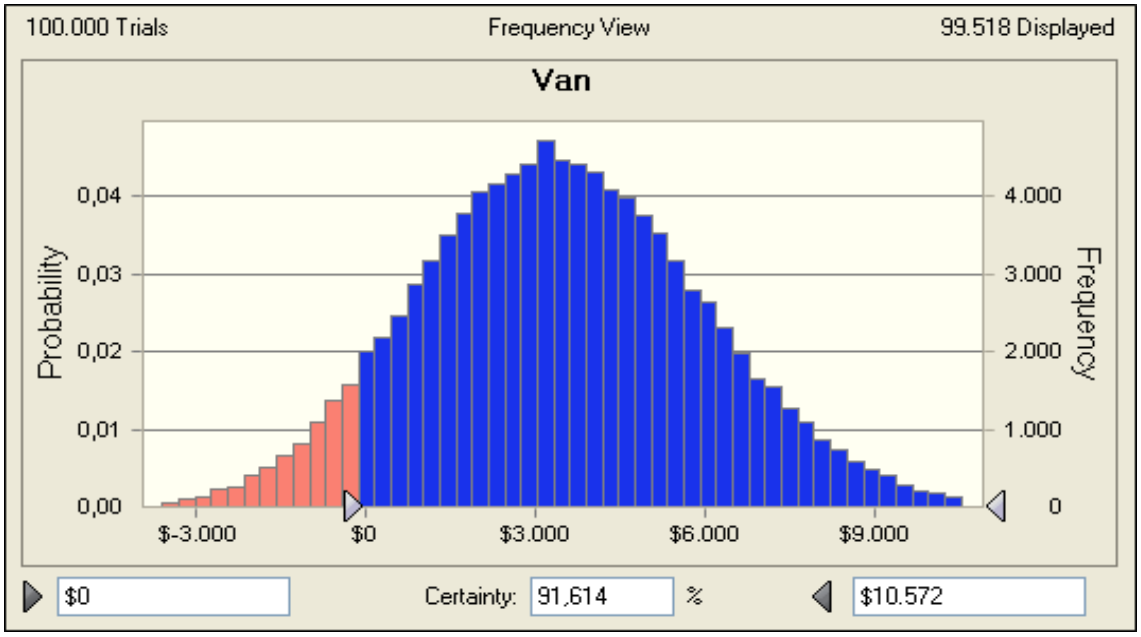

Ilustración 30 Probabilidad VAN CDC

Por el lado del VAN se puede observar que la probabilidad de que este sea negativo es del 8,4 %, mientras que la probabilidad de obtener un VAN positivo con la nueva modalidad de despacho es de 91,6 %. Lo cual hace más atractivo al escenario de despacho conjunto, en contraposición con el del despacho simple.

El VAN más probable a obtener es de US$ 3.164.000, valor ampliamente superior al obtenido en el resultado anterior. El máximo VAN que se puede obtener es de US$ 10.572.000.

VAN Acumulado

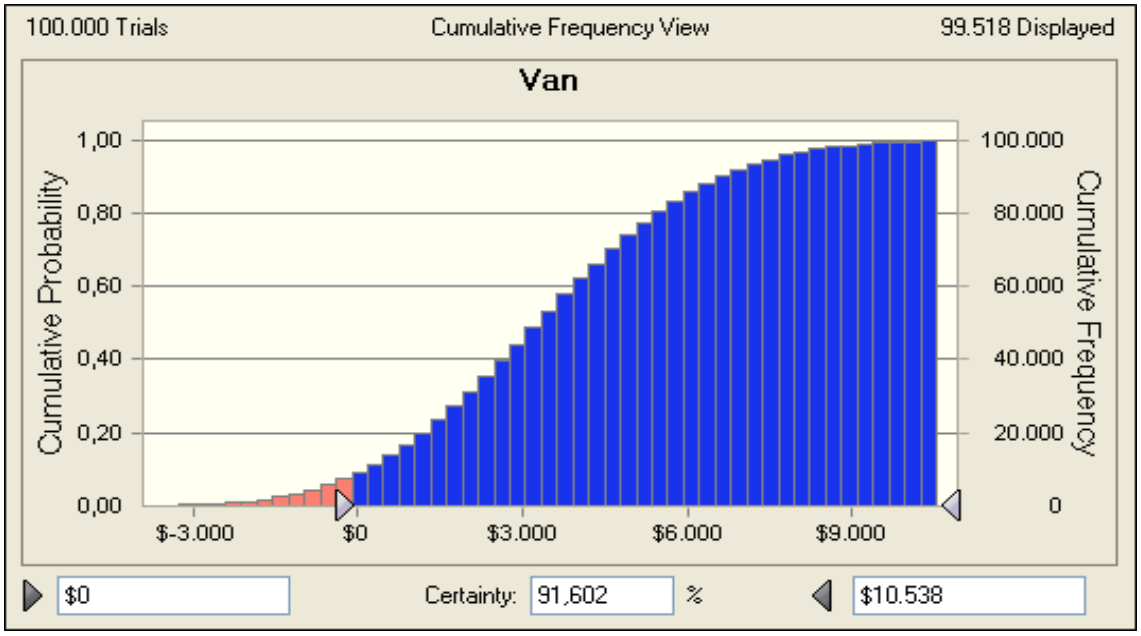

Ilustración 31 Probabilidad VAN Acum CDC

En el grafico del VAN acumulado se puedo observar la probabilidad acumulada de obtener un VAN positivo. Esta probabilidad es aproximadamente del 91,6 %.

Con este análisis realizado queda demostrado que la probabilidad de obtener un VAN negativo, en el escenario planteado muy baja (8,4 %), mientras que el valor más probable del VAN es de es de US$ 3.164.000.

Nuevamente estos valores son superiores a los obtenidos en el escenario sin despacho conjunto.

CONCLUSIONES

Este Proyecto Final, a través de sus diversos análisis, muestra concretamente el beneficio económico que presenta la co-generación entre energía hidráulica y energía eólica desde el punto de vista del generador eólico. En contraste con un proyecto de generación exclusivamente eólico.

En la siguiente tabla comparativa entre los dos escenarios estudiados, se resumen los resultados obtenidos:

	P. VAN > 0	P. TIR > 20%
Proyecto Sin Despacho Conjunto	72,83 %	72,77 %
Proyecto Con Despacho Conjunto	91,6 %	91,5 %

Tabla 29 Resultados De la Simulación

Se puede observar claramente como la implementación del despacho conjunto beneficia los parámetros objetivo, Tasa Interna de Retorno y Valor Actual Neto, a la hora de realizar un proyecto de inversión.

A su vez, según se mostró, la posibilidad de realizar un despacho conjunto bajo las condiciones presentadas, reduce el riesgo de obtener resultados negativos, ya que existen probabilidades superiores al 90 % de que el TIR y el VAN sean positivos.

Por otro lado se observa que los valores de la TIR y del VAN difieren ampliamente en un escenario con respecto del otro. Esto puede verse en la siguiente tabla comparativa que resume los resultados de los dos flujos de fondos presentados anteriormente para un mismo F.C. dado:

	TIR	VAN	P. Repago
Proyecto Sin Despacho Conjunto	19,94 %	US$ (327.000)	7 Años
Proyecto Con Despacho Conjunto	22,54 %	US$ 14.150.000	7 Años

Tabla 30 Resultados de los FF

En esta tabla se puede observar nuevamente como el despacho conjunto mejora ampliamente el Van y la TIR. De esta manera se lograría pasar de resultados negativos en un proyecto de generación eólica pura, a resultados positivos cuando la generación es conjunta.

Resulta evidente como conclusión principal de este análisis, que de lograrse el cambio regulatorio que permita este tipo de despacho energético entre energía eólica y energía hidráulica, se beneficiarían las inversiones en el sector energético. Potenciando el uso de las energías renovables, y en este caso en particular la Energía Eólica, por contar con la posibilidad de ofertar potencia firme proveniente puramente de fuentes renovables. En contraposición con la situación actual, en la que se ve que es el estado quien busca fomentar la inversión en energías renovables a través de planes y programas de incentivo que no son del todo efectivos.

De esta manera se está cumpliendo con el objetivo principal de este trabajo que es proveer una herramienta para generar un cambio regulatorio y así hacer más competitiva la energía eólica, potenciando su uso en pos de disminuir la emisión de GEI, contribuyendo en la mitigación de los impactos del Cambio Climático.

OTRAS CONCLUSIONES DEL TRABAJO

Análisis de vientos

Tras analizar los vientos a lo largo de los últimos 13 años se observan velocidades promedios a una altura de 67 metros, con picos por la tarde (15 Hs aprox.), que tiene una variación aproximada del 40 % respecto del mínimo registrado, que se da en aproximadamente a las 22.00 Hs.

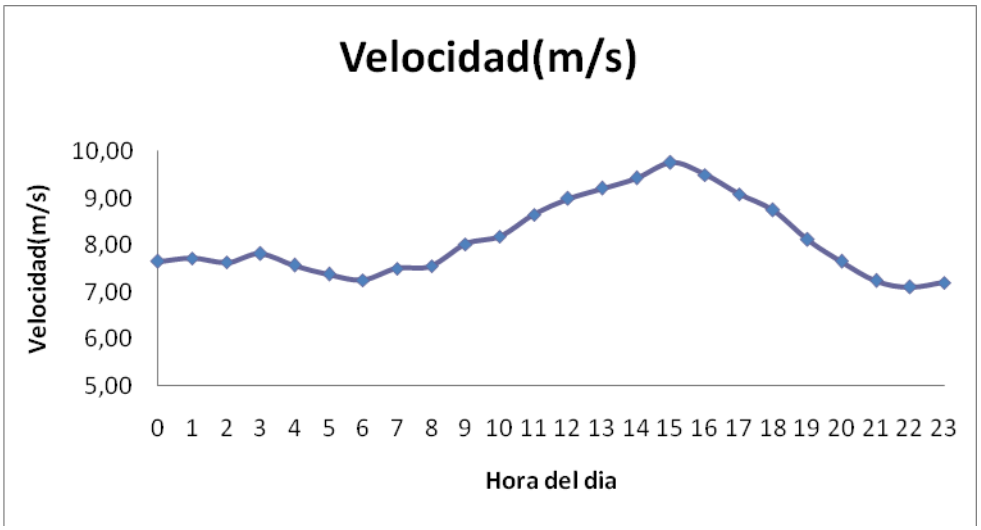

Ilustración 32 Velocidad Diaria del Viento

Curva de generación para el aerogenerador Vestas V80 de 2 Mw.

Como resultado de este análisis se concluye que se puede modelizar mediante una ecuación lineal.
La ecuación lineal que mejor ajusta la generación del modelo Vestas V80 de 2.0 MW de potencia es:

Pot = -0.624 + 0.175 x Vel

Donde la Pot, es la potencia en MW generada y Vel, es la Velocidad del viento en m/s, medida a una altura de 67 m.
Esta ecuación se puede usar para velocidades que van desde los 4 m/s hasta los 18 m/s. Para velocidades inferiores a 4 m/s la Potencia entregada es 0 Mw, mientras que para velocidades superiores a 18 m/s la potencia entregada es de 2 Mw.
Finalmente para velocidades superiores a 25 m/s la potencia entregada es de 0 Mw, ya que al estar generando a altas velocidades se puede dañar el funcionamiento del aerogenerador.

Factor de capacidad

Para la tecnología elegida y tras el análisis de vientos realizado se obtienen las siguientes conclusiones con respecto al factor de capacidad en Comodoro Rivadavia:

- Presenta sus picos máximos en época estival y sus mínimos en época invernal. Presentando su valor mínimo en el mes de mayo, con un F.C. del 30%, y su valor máximo en el mes de Diciembre, con un F.C. del 48%.
- Existe una marcada tendencia positiva, en la evolución histórica (anual), que genera un escenario favorable para los próximos años. Es de esperarse que esta tendencia continúe creciendo, presentando picos de velocidades más altos y duraderos en el tiempo.
- Los promedios históricos anuales registran un factor de capacidad mínimo de 35% y un máximo de 43%.
- Es posible modelizar el factor de capacidad con una distribución normal de Media 38 % y desvío 2,6 %.

Conclusiones del modelo de Flujo de Fondos aplicado

Es claro que el costo de inversión en los aerogeneradores es una de las variables críticas a contemplar, ya que representa un 70 % del costo de inversión total por Kw instalado. Esta variable se vería beneficiosamente afectada de lograr una economía de escala que permita bajar los costos de inversión en energía eólica.

De existir certeza a largo plazo con respecto a los costos de capital esperables, sería posible el desarrollo sostenido de parques eólicos en la Argentina. Esto posibilitaría generar un ritmo de instalación de equipos eólicos constante o apenas levemente creciente que permitiría al fabricante de equipos eólicos instalar plantas en la Argentina, sabiendo que su propio "factor de utilización de planta" será muy elevado. Esta política aseguraría también que los costos de montaje disminuyan, ya que el campamento de la compañía de montajes podría permanecer durante años moviéndose lentamente al pasar de un parque en construcción al siguiente.

Otra conclusión del flujo de fondos es el gran impacto que tiene una variación en la tasa de corte. Las variables macroeconómicas que afectan al cálculo de esta tasa, son un parámetro clave de este proyecto. Debido a un contexto de inestabilidad económica tanto nacional como internacional de elevarse esta tasa el VAN del proyecto se vería fuertemente afectado.

Tasa de Corte	18%	19%	21%	22%
VAN	$16.731	$7.570	-$221	-$6.862

Tabla 31 Variación VAN Según Tasa de Corte

Conclusiones del FODA

- Foco en la posibilidad de entregar potencia firme al mercado proveniente de fuentes renovables.

- Creciente demanda de energía eléctrica +Alto F.C. de regiones Argentinas=Escenario favorable para este proyecto

- Necesidad de generar un nuevo marco regulatorio que permita la implementación de esta modalidad de despacho conjunto

- Despacho conjunto más rentable que un parque eólico convencional

FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Cabe destacar la importancia de estudiar en futuros proyectos:

- Nuevos lugares del país donde este modelo se pueda aplicar.

- En qué medida es conveniente aplicar este modelo de despacho conjunto y bajo qué condiciones.

- La posibilidad de plantear un despacho conjunto en proyectos que involucren instalaciones de energía eólica en Argentina y generación hidroeléctrica en Brasil, ya que estos dos países cuentan con matrices energéticas complementarias. Siendo el potencial hídrico de Brasil superior al argentino, mientras que el potencial eólico Argentino es superior a la de Brasil.

- Analizar cuáles son las modificaciones que deben realizarse en el marco regulatorio Argentino para que este modelo pueda ser utilizado con mayores probabilidades de éxito

- Analizar en profundidad el impacto del GENREN en la matriz energética y evaluar si su aporte es exitoso.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA Y REFERENCIAS:

- Andrews, C. 2005. *Reducing Energy Vulnerability.* Proceedings of International Symposium on Technology and Society, Weapons and Wires: Prevention and Safety in a Time of Fear. Doi: 10.1109/ISTAS.2005.1452706 http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1452706. Página vigente al 21/06/12

- Arrastía Ávila, M. 2010.*Energía parael desarrollo sostenible*. http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia19/HTML/articulo09.htm Página vigente al 21/06/12

- Badaraco, E. 2010. *Costo de Capital y Energía Sustentable.* N/A

- Badaraco, E. 2008. *La utilidad de un "piso" al precio del petróleo.* Energía y Negocios.

- Caricom Secretariat. 2009. *Caribbean Renewable Energy Development Programme.* http://www.caricom.org/jsp/projects/wind-grid_integration.pdf. Página vigente al 21/06/12

- Chávez, S., Eduardo, S. 2011. *Despacho óptimo de unidades de centrales hidroeléctricas de uso múltiple utilizando programación dinámica*. http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2778/1/CD-3427.pdf. Página vigente al 21/06/12

- Daniels, J., Departamento Técnico del I.A.E. 2010. *Mercado Eléctrico Mayorista*. www.iae.org.ar/archivos/educ5.pdf. Página vigente al 21/06/11

- Johansen, K. 2009. *A Generic Communication Solution for Wind Power Plants*. http://jwpa.jp/pdf/40-02Knud-Johansen_IEC61400-25.pdf. Página vigente al 21/06/12

- Osório, J., Pestana, R., Andrade, M. 2009. Integracao de Geracao Eólica em Redes Eléctricas. http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C1/C1-23.pdf.Página vigente al 21/06/12

- Soares, M., Fernández, H. 2009. *Farming in Argentina. It's Wind's Turn.* Proceedings of the AWEA Wind Power 2009 Conference, Chicago, EE.UU.

- Asociación Argentina de Energía Eólica: www.argentinaeolica.org.ar Página vigente al 21/06/12

- CAMMESA: www.cammesa.com.arPágina vigente al 21/06/12
- Centro Regional de Energía Eólica: www.eeolica.com.ar Página vigente al 21/06/12
- European Renewable Energy Council: www.erecrenewables.org Página vigente al 21/06/12
- European Wind Energy Association: www.ewea.org Página vigente al 21/06/12
- Global Wind Energy Council: www.gwec.net Página vigente al 21/06/12
- Greenpeace Argentina: www.greenpeace.org.ar Página vigente al 21/06/12
- IMPSA: www.impsa.com.ar Página vigente al 21/06/12
- INVAP: www.invap.org.ar Página vigente al 21/06/12
- Secretaría de Energía: http://energia3.mecon.gov.ar/homePágina vigente al 21/06/12
- UTN – FRBA Departamento de Energía:
  www.sceu.frba.utn.edu.ar/energia Página vigente al 21/06/12
- World Wind Energy Association: www.wwindea.orgPágina vigente al 21/06/12

DICCIONARIO DE ACRÓNIMOS

GEI: Gases de Efecto Invernadero
EE: Energía Eléctrica
F.C.:Factor de Capacidad"
GUMA: Grandes Usuarios Mayores
GUME: Grandes Usuarios Menores
GUPA: Grandes Usuarios Particulares
Mw: Mega Watts
Mw.h: Mega Watts Hora
MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio
CER: Certificado de Reducción de Emisiones
TIR: Tasa Interna de Retorno
VAN: Valor Actual Neto
FF: Flujo de Fondos
SDC: Sin Despacho Conjunto
CDC: Con Despacho Conjunto