



INSTALACIÓN PARQUE EOLICO COMUNA DE ANCUD CHIOE

INFORME 1

JULIO 2006

MARCO MENESES ÁLVAREZ INGENIERÍA EIRL.

MARCO.MENESES@SURELECTRIC.CL

Informe

“Instalación Parque Eólico Comuna de Ancud Chiloe”

Rev. 0

KDM

Índice

1	Introducción.....	4
2	Objetivos.....	5
3	Prefactibilidad Técnica	6
3.1	LOCALIZACIÓN DE POSIBLES LUGARES DE INSTALACIÓN.	6
3.2	ESTIMACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	10
3.3	CALCULO DE LA ENERGÍA GENERABLE	13
4	Prefactibilidad Económica.	15
4.1	LEY DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DITRIBUIDOS.....	15
4.2	PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA.....	18
4.3	PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA.....	19
5	Descripción de la planta de generación.....	19
6	Costos	22
6.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	22
6.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN.....	22
7	Ingresos.....	23
7.1	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	23
7.2	INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA.....	23
7.3	INGRESOS POR BONOS DE DESCONTAMINACIÓN	24
8	Conclusiones	24
9	Flujo de caja	25

1 Introducción.

La Isla grande de Chiloé posee un gran potencial Eólico, tanto en la zonas interiores como en la zonas costeras, en las zonas interiores de la Isla se han instalado sistemas eólicos pequeños de abastecimiento local y de pequeña envergadura.

En particular, interesa evaluar el potencial eólico de la zona costera para proyectar la instalación de parques de gran potencia conectados al Sistema Interconectado Central, donde la evidencia muestra velocidades promedio de viento que podrían justificar la instalación de parques eólicos. Se subentiende que en las zonas costeras existe una mayor velocidad del viento por la disminución de los obstáculos que frenan el viento, este tipo de situaciones se da en las zonas interiores.

Existen datos meteorológicos en zonas aledañas a la zona costera, cuyos valores servirán para inferir la data de viento de mar abierto.

En la evaluación de proyectos eólicos se utilizan metodologías que apuntan a desarrollar alianzas estratégicas Internacionales en las etapas de Ingeniería de Detalle y Financiamiento.

Con la metodología a utilizar en el presente estudio, se han desarrollado a nivel internacional una variedad de proyectos como los de Cape Verde Island, Mali, Moroco y Namibia en Africa.

La metodología pretende lograr un patrocinio internacional que permita acceder a créditos blandos de Bancos Europeos. Estos créditos blandos son asignados a proyectos patrocinados por organismos técnicos internacionales.

En su defecto identificar un operador internacional del mercado eólico que opere con sistemas de financiamiento que viabilicen el proyecto para el cliente.

Por otra parte, considerando el desarrollo del mercado de bonos de descontaminación se pretende buscar el mejor comprador y el mejor precio, para los bonos que se generarían a partir del abatimiento de carbono que produce el proyecto.

Estas condiciones, tanto el acceso a capitales preferenciales y la venta de bonos de descontaminación, permiten que el proyecto sea más competitivo en términos económicos y por lo tanto aumente su viabilidad.

2 Objetivos.

El propósito del presente estudio es, analizando el escenario actual del sector eléctrico nacional en particular incorporando la Ley de Pequeños Medios de Generación Distribuida, determinar las características del viento en la zona costera y la rentabilidad a través de indicadores económicos como el VAN TIR y PAY- BACK, de la instalación de un Parque Eólico de 20 MW.

3 Prefactibilidad Técnica

3.1 LOCALIZACIÓN DE POSIBLES LUGARES DE INSTALACIÓN.

La elección de un lugar específico está acotada por los caminos y las posibles líneas de distribución en 13,8 kV presentes en la zona.



Figura 1 Sector de Instalación

Según este criterio se puede seleccionar las localidades de:

- Guabún.
- Quetelmahue.
- Playa Brava.
- Pumillahue.
- Puñihuil.

Se preguntó a residentes en la zona por lugares donde existiera viento con evidencias en la vegetación.

La respuesta de los lugareños fue la siguiente:

- Puñihuil.
- Pumillahue.
- Guabún.
- Ahui.
- Desembocadura del Chepo.

Además, los lugareños señalaron que no solo se podían encontrar árboles inclinados sino también dunas de arena. Por lo tanto todos estos lugares deberán ser visitados y analizados en detalle. Se obtuvo una breve descripción de la localidad de Pumillahue:

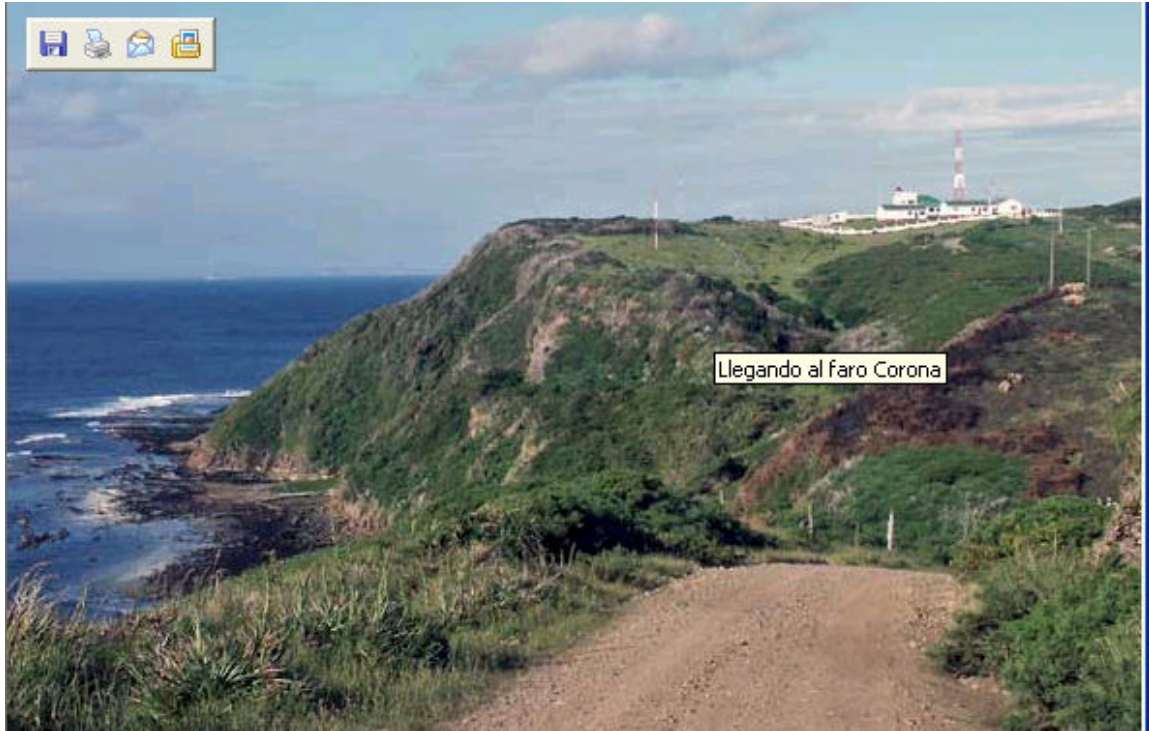
Ubicada en la comuna e Ancud se pueden distinguir las zonas de la Bahía y la Punta.

Bahía: 6 km² de boca y 3 km² de saco, ubicada en la parte noroeste de la Isla de Chiloe, entre las puntas de Caucahuapi y la de Cocotué.

Punta: Se proyecta en el mar desde el extremo sur de la Bahía de Cocotué, situada a 23 km hacia el norte del cabo Metalqui, encerrada por alturas que también llevan el nombre de Cocotué.

Tanto las localidades de Guabún, Quetelmahué, Pumillahue y Puñihuil, poseen carreteras de acceso y están sobre la costa.

Por esto la distancia de la conexión a la red, para el parque eólico, será estimada en 6 [km].



“Playa de Pumillahué”



Playa Mar Brava

3.2 ESTIMACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.

Existen los siguientes datos disponibles:



Figura N2 Lugares con data de Viento disponible

Localidad	Latitud	Longitud	Altura del Lugar [m]	Altura toma de datos [m]
Parga	41° 48'	73° 30'	0	10
Gutamanga	41° 49'	73° 30'	100	10
Punta Corona	41° 47'	73° 52'	58	10
Ancud (Pudeto)	41° 54'	73° 48'	11	10

Tabla 1 Datos de viento

Localidad	Latitud	Longitud	Velocidad Media [m/s]	Densidad kg/m ³	α	β
Pargua	41° 48'	73° 30'	4	1,2	5,16	1,97
Gutamanga	41° 49'	73° 30'	6,7	1,2		
Punta Corona	41° 47'	73° 52'	6,4	1,2		
Ancud (Pudeto)	41° 54'	73° 48'	4,4	1,2		

Tabla 2 datos de viento

Lamentablemente no existen datos disponibles para la zona costera, según estos datos, en la zona continental tenemos datos de la zona de Pargua, cuya velocidad media del viento es de 4 m/s. En contraste con esto encontramos una velocidad promedio de 6,7 m/s en la zona de .Gutamanga. La razón de esta diferencia es que Pargua se encuentra en una pequeña bahía que impide el impacto frontal del viento que entra por el canal de Chacao, esto produce que todos los obstáculos que se presentan entre la zona de Pargua y mar abierto, esto es tirando una línea recta en 180° hacia el oeste hasta mar abierto, frenan el viento produciendo la velocidad promedio antes mencionada, la que fue tomada a 10 metros de altura. En contraste con esto, en Gutamanga, encontramos una zona en la cual existe un impacto frontal del viento que proviene de mar adentro, ya que esta zona es una pequeña península que se interna en el canal, no encontrándose ningún obstáculo hasta mar abierto. Los datos en este sector fueron tomados a una altura de 100 metros sobre el nivel del mar, minimizándose la influencia de cualquier obstáculo presente.

En conclusión, se considera que los datos de .Gutamanga como representativos de los de mar abierto.

Los datos correspondientes a la ciudad de .Ancud. no son representativos ya que esta ciudad se encuentra en una Bahía resguardada del viento de mar abierto. Por otro lado la ciudad de Ancud se encuentra en un valle rodeado de montañas en dirección hacia el mar.

Según el autor del siguiente informe la información que se entrega a continuación resulta relevante para la estimación:

Localidad	Latitud	Longitud	Altura del Lugar [m]	Altura toma de datos [m]
Ancud (Pupelde 1)	41° 48'	73° 30'	114	10
Ancud (Pupelde 2)	41° 48'	73° 30'	114	10

Tabla 3 Datos de Viento

Localidad	Latitud	Longitud	Velocidad Media [m/s]	Densidad kg/m ³	α	β
Ancud (Pupelde 1)	41° 48'	73° 30'	4,07	1,25	3,3	0,68
Ancud (Pupelde 2)	41° 48'	73° 30'	7,7	1,25	8,673	2,61

Tabla 4 Datos de Viento

Estos estudios son estudios adicionales que no aparecen en el libro resumen publicado por la CNE, pero si aparecen en el resumen publicado por el Depto. de Geofísica de la Universidad de Chile.

El primer estudio, Pupelde 1, entrega promedios de velocidades similares al estudio .Ancud (Pudeto). Esta toma de datos fue realizada entre los años 1967 y 1970, son tres años y se puede presumir algún problema en la toma de datos por lo antiguo del estudio.

Por el contrario el estudio, Pupelde 2, entrega medias de viento similares a las medias de la zona de Gutamanga. En este momento existe un aeródromo en Pupelde, llamado de la misma manera, por lo que se presume que el estudio de viento, Pupelde 2, es más confiable que el primero.

Por otra parte las publicaciones del depto. de aeronáutica civil exponen la altura del aeródromo la que es de 114 [m], la que es similar a Gutamanga.

En la bibliografía existente se menciona que a los 100[m] de altura se elimina el efecto de los obstáculos. La ciudad de Ancud se encuentra en un valle rodeada de pequeñas montañas, justamente para protegerse del viento.

En conclusión podemos aproximar la velocidad del viento en la zona costera, por las mediciones de Pupelde 2, ya que el efecto de la rugosidad en esta toma de datos ha sido eliminado por la altura a la que se encuentra Pupelde.

Por lo tanto, la zona costera debería tener las mismas velocidades de Pupelde ya que la rugosidad de la zona costera es cero por definición.

Resumiendo, es conveniente realizar dos evaluaciones utilizando los datos de Pupelde 2 y las del Faro Corona.

3.3 CALCULO DE LA ENERGÍA GENERABLE .

Los lugares seleccionados fueron Faro Corona y Ancud Pupelde 2 , para cada uno de estos lugares se realizara el cálculo de la energía generable utilizando aerogeneradores con diferentes potencias instaladas.

Vestas V80 2000/80 on shore 2000 kW			
Localidad	Velocidad Media [m/s]	Energía Generable [kwh/año]	Factor de Carga
Punta Corona	6,4	8.107.541	46%
Ancud (Pupelde 2)	7,7	9.958.175	57%

Tabla 5 Vestas V80

Neg Micon 2000/72 2000 kW			
Localidad	Velocidad Media [m/s]	Energía Generable [kwh/año]	Factor de Carga
Punta Corona	6,4	7.138.161	41%
Ancud (Pupelde 2)	7,7	9.065.464	52%

Tabla 6 Neg Micon 2000/72

Vestas V47 660-200/47 660 kW			
Localidad	Velocidad Media [m/s]	Energía Generable [kwh/año]	Factor de Carga
Punta Corona	6,4	2.326.904	40%
Ancud (Pupelde 2)	7,7	2.996.079	52%

Tabla 7 Vestas V47 660 -200

Neg Micon 2750/92 2750 kW			
Localidad	Velocidad Media [m/s]	Energía Generable [kwh/año]	Factor de Carga
Punta Corona	6,4	10.780.496	45%
Ancud (Pupelde 2)	7,7	13.402.778	56%

Tabla 8 Neg Micon 2750/92

En base a los valores antes mencionados se elige la turbina Vestas de 2000 kW, debido a que presenta el mejor factor de carga.

Esto quiere decir que presenta la mejor relación potencia del generador v/s área cubierta por los alabes, lo que permite un mejor aprovechamiento del viento disponible.

4 Prefactibilidad Económica.

4.1 LEY DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS.

Se ha buscado incentivar la incorporación de energías renovables con modificaciones introducidas al marco regulatorio a través de la ley N 19.940 de marzo del 2004. Las disposiciones están destinadas principalmente a asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia. Además, se establecen condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad a las remuneraciones de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo aporte de excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW, y en menor medida para generadores de tamaño menor a 20 MW.

La reforma establece la obligación de las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales a sus redes de distribución. Además se establece posibles exenciones en el pago de peajes troncales, con la excepción total o parcial para generación no convencional. Actualmente se aprobó el Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación.

Se define como medio de Generación no convencional (MGNC) a las plantas cuya potencia instalada sea inferior a 20 MW y cuya fuente de energía provenga de los siguientes medios: energía hidráulica, energía geotérmica,

energía solar, energía eólica, energía de los mares y biomasa. Además las plantas cuya potencia instalada sea inferior a 20 MW y cuya fuente energética sea diferente a las mencionadas anteriormente serán consideradas MGNC, sólo si el rendimiento de la planta es superior al rendimiento técnico que acredite la norma para ese tipo de instalaciones.

Los (MGNC) cuya potencia instalada sea inferior a 9 MW, se clasificarán según su tensión de conexión al sistema. En el caso que la tensión de conexión sea de a nivel de distribución, el medio de generación pasará a llamarse Pequeño Medio de Generación Distribuída (PMGD). Ahora si la tensión de conexión es a nivel de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales, pasará a llamarse Pequeño Medio de Generación (PMG).

Para la conexión a la red de distribución de los PMGD. Las empresas de distribución, si es que se necesitan, deberán realizar las obras de conexión adicionales para la correcta conexión de los PMGD. Además, deberán entregar toda la información correspondiente para la correcta realización de la conexión de los PMGD.

Todo MGNC o PMGD o PMG, tiene derecho a vender su energía a costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia.

Todo MGNC o PMGD o PMG, operará con autodespacho. Esto implica que propietario u operador del PMGD, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado.

Para efectos de la programación global del sistema eléctrico así como la determinación de las correspondientes transferencias los PMGD deberán coordinar sus operaciones con las empresas distribuidoras y con el CEDEC respectivo. Para estos efectos los PMGD deberán emitir a más tardar el día 25 de cada mes un informe IOM con la disponibilidad de excedentes para el mes siguiente, este IOM deberá hacerse llegar a las empresas distribuidoras y a la DO (dirección de operaciones del CEDEC respectivo).

Para efectos de la determinación del balance de inyecciones y retiros, el propietario de un PMGD debe informar al CDEC su inyección horaria. Además deberá entregar un informe anual con estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses.

Todo MGNC o PMGD o PMG, tendrá derecho a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo (Costo marginal horario). o a un régimen de precio estabilizado (Precio de Nudo fijado semestralmente), opción que deberá ser comunicada al CEDEC respectivo a lo menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CEDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Para definir los precios con los cuales se valorará la energía y la potencia suministrada al sistema se realizará una proyección futura de los costos marginales de la energía del sistema y del precio de la potencia.

4.2 PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA

Según lo expuesto en el punto 4.1 se puede vender la energía en el mercado spot a costo marginal y la potencia a precio de nudo de la potencia.

A continuación se presenta una proyección de costos marginales de la energía para los 20 años, de vida útil del proyecto, en el nudo base y en el nudo Pugueñún.

Recordemos que la energía será inyectada en Chiloé cuyo nudo más cercano es el Pugueñún el cual presenta un Factor de Penalización de la energía de 1, 3260. Esto quiere decir que los valores de la energía referidos al nudo base, deben amplificarse por un factor de 1,3260 para ser valorizados en la zona de Chiloé.

Año	US\$/MWh Nudo Base Quillota	US\$/MWh Nudo Pugueñún Chiloé
2007	110,1	146,0
2008	118	156,5
2009	123,7	164,0
2010	61,6	81,7
2011	63,1	83,7
2012	39,1	51,8
2013	37,8	50,1
2014	36,5	48,4
2015	37	49,1
2016	35,3	46,8
2017	35,4	46,9
2018	39	51,7
2019	38,4	50,9
2020	38,4	50,9
2021	38,4	50,9
2022	38,4	50,9
2023	38,4	50,9
2024	38,4	50,9
2025	38,4	50,9
2026	38,4	50,9
2027	38,4	50,9

Tabla 8 Precios de la Energía Nudo Pugueñún

La evaluación del proyecto comienza el 2007 y culmina el año 2027, por lo que se asumirá un valor de 38,4 US\$/MWh, para los años 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027.

4.3 PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA

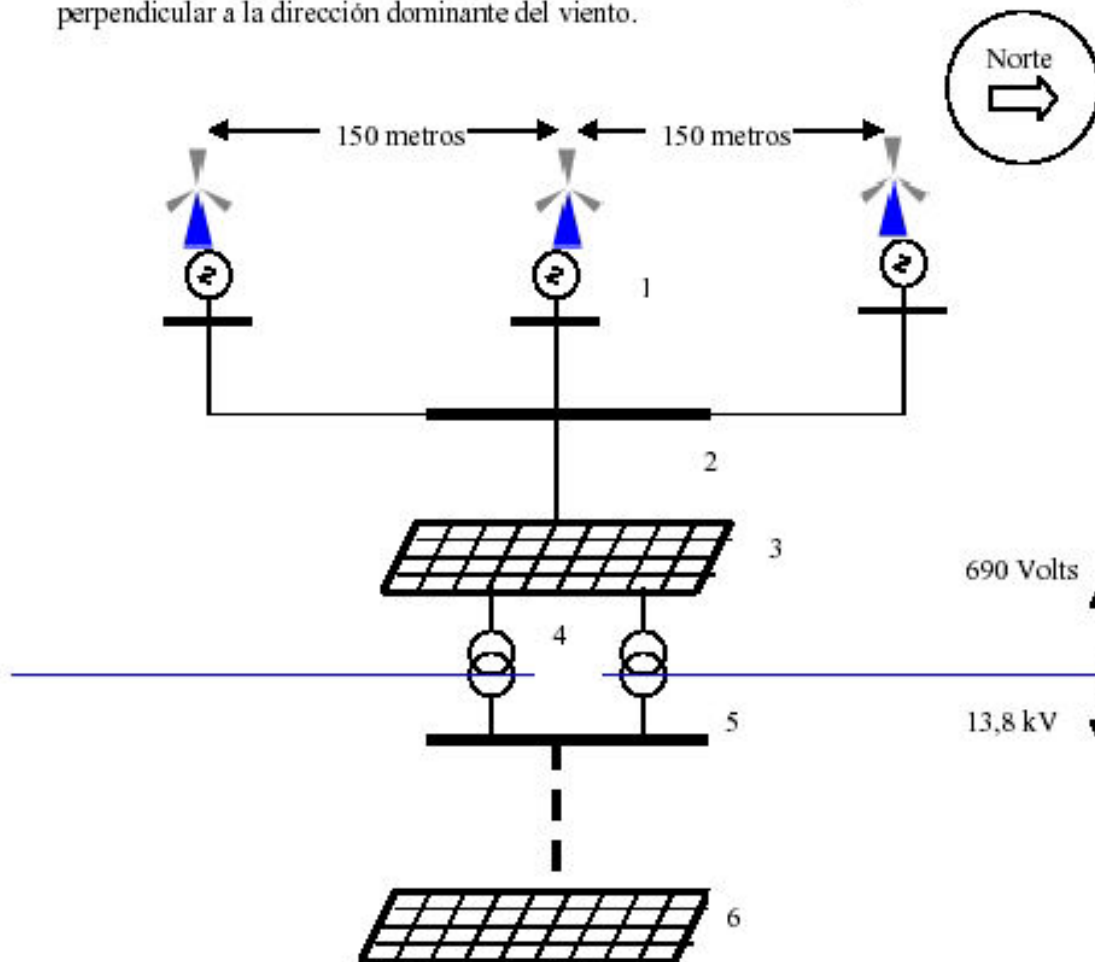
El precio de la potencia de largo plazo se estima en 72 [US\$/kW], para todo el período del proyecto. El factor de penalización en el nudo Pугueñún corresponde a 1,2979 por lo que el precio de la potencia asciende a 93,45 [US\$/kW].

La concepción teórica del precio de la potencia, que representa el costo de instalar un kW adicional en el sistema, a través de una tecnología barata en inversión, hace que el valor calculado sea muy estable en el tiempo.

5 Descripción de la planta de generación.

La planta constará con un total de 10 Aerogeneradores Vestas de 2000 kW cada uno. Esto hace un total de 20 MW de potencia instalada que está de acuerdo con la Ley de Pequeños Medios de Generación. Todo esto suponiendo que el reconocimiento de Potencia sea de 20 MW y no sólo del factor de carga promedio. La ley de reconocimiento de potencia firme para centrales eólicas está en proceso de promulgación, pudiendo condicionar el total de unidades a instalar. Si se reconoce solo el factor de carga se podrían instalar más generadores eólicos, permaneciendo siempre dentro del marco regulatorio para pequeños medios de generación distribuidos.

Los fabricantes recomiendan una separación de 5 diámetros de rotor, en el sentido perpendicular a la dirección dominante del viento.



1 Generadores Eólicos

2 Barra de conexión única 690 Volt.

3 Red de conexión en 690 Volt a los transformadores

4 Transformadores trifásicos de 1000 kVA clase 25/1

5 Barra de conexión única en 13,8 kV.

6 Red en 13,8 kV.



6 Costos

6.1 COSTOS DE INVERSIÓN

La Inversión en equipos de generación consta de generadores eólicos y transformadores elevadores.

Inversión		
Generadores 2MW x 10	20.000.000	US\$
Transformadores 5[MVA] X5	400.000	US\$
Ingeniería	100.000	US\$
Total	20.500.000	US\$

Tabla 9 Inversión

Los costos antes mencionados son llave en mano, es decir incluyen:

Desconectadores, Reconectadores, Postación, Transporte de Turbinas, Preparación de terreno y fundaciones, Montaje, Supervisión, Entrenamiento, Instalación de red externa, instalación transformadores, Project Management.-

6.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN

Los costos de operación y mantención se estiman en 0,0378 US\$/kwh

En el cual se consideran: Contratación de servicios, administración, seguros, arriendo, impuestos locales, uso eléctrico propio. Calculado a partir de publicaciones de la European Wind Energy Association, Economical Issue.

Para todo el período de evaluación.

7 Ingresos

En este capítulo se determinarán los ingresos por potencia y energía, además de los ingresos por generación de bonos de descontaminación, producto del abatimiento de producción de monóxido de carbono que genera la producción de energía eléctrica .

7.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA

Los Ingresos por venta de energía para los dos casos: Punta Corona y Ancud Pupelde 2 se presentan en el flujo de caja correspondiente.

7.2 INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA

El precio de largo plazo para la potencia es de 72 [US\$/kW]. Se considera el factor de carga de los Aerogeneradores como el indicador de potencia firme. Los ingresos por venta de potencia para los dos casos: Punta Corona y Ancud Pupelde 2 se presentan en el flujo de caja.

Vestas V80 2000/80 on shore 2000 kW			
Localidad	Velocidad Media [m/s]	Factor de Carga	Potencia Firme por Unidad kW
Punta Corona	6,4	46%	920
Ancud (Pupelde 2)	7,7	57%	1.140

Tabla 10 Potencia Firme

7.3 INGRESOS POR BONOS DE DESCONTAMINACIÓN

Para cada Tons. de CO2 abatida, se genera un bono de descontaminación, llamados bonos verdes. Cada bono tiene un valor en el mercado el cual es valorizado dependiendo del contaminante que esté desplazando, en este caso el CO2.

Se optó por un precio de largo plazo de 6 US\$ la Tons. , precio que la CONAMA estima podrían alcanzar los bonos generados por los proyectos Chilenos.

Los ingresos por venta de bonos de descontaminación se presentan en el flujo de caja.

8 Conclusiones

El sector eléctrico chileno vive una coyuntura especial debido a las restricciones a las exportaciones de gas impuestas por el gobierno argentino. Esto se traduce en altos precios de la energía para el periodo 2006 a 2011, por lo que las decisiones de inversión en generación eléctrica serán más atractivas mientras antes se puedan poner en marcha los proyectos, de tal forma de captar los altos precios del periodo antes mencionado.

Para el largo plazo (2011 en adelante) se prevén precios de la energía mas bajos, pero no por ello menos atractivos para una inversión de en proyectos como el que se estudia.

Los precios de la energía y la potencia en la zona de Chiloé sumados a las excelentes condiciones de viento configuran un escenario extremadamente favorable para la instalación de parques eólicos en la zona.

Se recomienda comenzar la construcción del proyecto lo antes posible, de modo de capturar los altos precios de la energía previstos para los próximos años.

9 Flujo de caja

Se analizaron dos escenarios un para Ancud Pupelde 2 y el otro para Punta Corona. Sobre estos escenarios se pueden hacer las sensibilizaciones pertinentes.