



Universidad Técnica Federico Santa María

Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 Informe Final

ERNC-Energía Eólica en Chile

Revisado por: **Jorge Pontt O.**
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2654553 / 2654554
Fax: (56) 32 2797530
Email: jorge.pontt@usm.cl

Preparado por: **Roberto Leiva Illanes**
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2277794
Fax: (56) 32 2277794
Email: roberto.leiva@usm.cl

Cynthia Herrera Reyes
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2277794
Fax: (56) 32 2277794
Email: cynthia.herrera@usm.cl

Coordina Sr.: **Cristian Guíñez**
USM SA

Fecha : 23 de julio 2008



RESUMEN EJECUTIVO

En este proyecto se evaluaron tres escenarios hasta el año 2025, con el primer escenario entrarían 330 MW, con el segundo escenario entrarían 998 MW y en el tercer escenario entrarían 1.200 MW

En las siguientes Tablas se resume la evolución de su participación, en capacidad y suministro de energía.

Para lograr la evolución y penetración de la energía eólica al SIC, se requiere focalizarse sobre los parámetros más importantes que afectan a los proyectos eólicos: velocidad del viento, costos de inversión, precio de venta de energía.

Para hacer posible la incorporación a gran escala de de la energía eólica en el largo plazo, se deben dar la siguientes condiciones.

- Cuantificar en el mercado todos los beneficios que produce la incorporación de la energía eólica, que actualmente no son considerados, tales como el menor impacto en el medio ambiente.
- El costo medio eólico sea menor al costo medio convencional más 0,4 UTM/MWh.
- Existencia de acceso legal a los lugares con alto potencial eólico. Debiese existir derechos eólicos para explotar apropiadamente los recursos.

En Chile, no existe un estudio publico del recurso eólico detallado, para la implementación de las instalaciones eólicas, los propios promotores están obligados, en cualquier caso, a llevar a cabo estudios exhaustivos que justifiquen el aprovechamiento eólico de cada emplazamiento concreto.

Se recomienda implementar políticas y programas en los siguientes ámbitos:

- Precios.

Para incentivar la inversión en esta tecnología se requiere contar con un nivel de precios garantizados en el largo plazo. Los cambios regulatorios en las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 no garantizan al inversionista un retorno adecuado al riesgo que asume ante la incertidumbre de los precios del mercado; y compitiendo con tecnologías que no pagan sus externalidades.-

El sistema regulatorio actual tiene incentivos para estimular la inversión siempre que el costo medio ERNC sea menor al costo medio convencional mas 0,4 UTM/MWh (la multa con reincidencia es de 0,6 UTM/MWh)

- Costos de conexión a la red de distribución.

El determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos.

Es necesario establecer una metodología uniforme para determinar los costos de conexión para todos los casos.

- Reglamento de potencia de suficiencia.

La normativa vigente en Chile (DS 62) no presenta una clara definición de la aplicación del pago por capacidad a energías que no estén dentro del tipo de las convencionales, como son la hidráulica y la térmica.

- Mecanismos de Apoyo

En países desarrollados la incorporación de sistemas de generación con ERNC ha estado fuertemente ligada a distintos medios de incentivos y subvención; se han desarrollado mecanismos de apoyo que son compatibles con el desarrollo de mercados competitivos.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Derechos de explotación y usos de terrenos
Se debe trabajar en una legislación que permita obtener los derechos de explotación y usos de terrenos para la energía eólica.
- Reforzamiento de la institucionalidad: parece indispensable la existencia de una Agencia nacional de energías renovables con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros.
- Desarrollo de catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos.
- Establecimiento de un sistema de administración geográfica computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.
- Integración de los proyectos energéticos en regiones, con los planes de desarrollo estratégico regional (turismo, agro-industria, minería, pesca).
- Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.
- Generación de infraestructura para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.

Tabla 1. Participación de la Capacidad Instalada Energía Eólica en el SIC al 2025

ERNC Eólico	Factor Planta	Actual MW	Escenario Base MW	Potencial Bruto MW	Potencial Bruto Factible MW	Potencial Factible MW	Porcentaje del SIC
Año		2007	2015		2025	2025	
Escenario 1	0,3	18	150	40.000	1.500	330	1,5%
Escenario 2	0,3	18	298	40.000	1.500	998	4,4%
Escenario 3	0,3	18	440	40.000	1.500	1.200	5,28%

Tabla 2. Participación en el suministro a partir de Energía Eólica en el SIC al 2025

ERNC Eólico	Factor Planta	Actual GWh/año	Escenario Base GWh/año	Potencial Bruto GWh/año	Potencial Bruto Factible GWh/año	Potencial Factible GWh/año	Porcentaje del SIC
Año		2007	2015		2025	2025	
Escenario 1	0,3	47	394	105.120	3.942	867	0,8%
Escenario 2	0,3	47	783	105.120	3.942	2.623	2,5%
Escenario 3	0,3	47	1.156	105.120	3.942	3.154	3,0%



Universidad Técnica Federico Santa María

EVOLUCION PENETRACION DE LA PARTICIPACION EOLICA

Tabla 3. Penetración de la capacidad instalada de centrales eólica en el SIC al 2025

Año	Eólico. Esc. I MW	Eólico. Esc. II MW	Eólico. Esc. III MW	Eólico. Esc. I GWh/año	Eólico. Esc. II GWh/año	Eólico. Esc. III GWh/año
2007	18	18	18	47,3	47,3	47,3
2008	18	18	18	47,3	47,3	47,3
2009	18	58	80	47,3	152,4	210,2
2010	18	98	140	47,3	257,5	367,9
2011	38	138	200	99,9	362,7	525,6
2012	58	178	260	152,4	467,8	683,3
2013	78	218	320	205,0	572,9	841,0
2014	98	258	380	257,5	678,0	998,6
2015	118	298	440	310,1	783,1	1.156,3
2016	138	358	510	362,7	940,8	1.340,3
2017	158	418	580	415,2	1.098,5	1.524,2
2018	178	478	650	467,8	1.256,2	1.708,2
2019	198	538	720	520,3	1.413,9	1.892,2
2020	218	608	800	572,9	1.597,8	2.102,4
2021	238	678	880	625,5	1.781,8	2.312,6
2022	258	758	960	678,0	1.992,0	2.522,9
2023	278	838	1040	730,6	2.202,3	2.733,1
2024	298	918	1120	783,1	2.412,5	2.943,4
2025	330	998	1200	867,2	2.622,7	3.153,6



Índice

ANTECEDENTES

1. Introducción	8
2. Energía Eólica.	8
2.1. Visión General de la Tecnología	8
2.2. Utilización actual y desarrollo emergente	16
2.3. Oportunidades	22
2.4. Distribución geográfica del recurso	33
2.5. Industria del viento	46
2.6. Costos actuales y proyectados	48
2.7. Criterios de desarrollo	57
2.8. Plan Estratégico de desarrollo	61
2.9. Análisis de rentabilidad.	65
2.10. Conclusiones (Potencial Técnico, Económico y Posible)	82
2.11. Recomendaciones	84
2.12. Referencias y Bibliografía	86

Índice de Figuras

Figura 1: Evolución de los tamaños y potencia de los aerogeneradores.	9
Figura 2: Sistema de almacenamiento de agua y generación.	10
Figura 3. Potencia extraída por una turbina eólica – área de barrido del rotor	12
Figura 4: Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2005/2006. Parte 1.	19
Figura 5: Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2005/2006. Parte 2.	20
Figura 6: Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2007.	21
Figura 7: Tasas Anuales de Crecimiento de la Potencia Instalada de Energía Renovable	22
Figura 8: Energía Eólica Mundial Potencia Instalada Existente, 1995-2007.	23
Figura 9: Potencia Instalada Eólica, 10 Países Líderes, 2006.	23
Figura 10: Mapa Eólico de Latinoamérica	25
Figura 11: Mapa anual de velocidad del viento en m/s a 10 metros de altura en el océano	26
Figura 12 Mapa anual de densidad eólica W/m^2 a 10 metros de altura en el océano	27
Figura 13: Mapa de velocidad zona norte. Eolo 1993.	33
Figura 14: Mapa de velocidad zona centro. Eolo 1993.	34
Figura 15: Mapa de velocidad zona centro-sur. Eolo 1993.	34
Figura 16: Mapa de velocidad zona sur. Eolo 1993.	35
Figura 17: Mapa de velocidad. Eolo 2001. Magnitud del viento a 10 m sobre el suelo para periodo completo (Modelo HIRLAM). Líneas indican contornos de terreno. Colores indican magnitud del viento en (m/s) (escala a la derecha).	36
Figura 18: Mapa de velocidad media del viento para Septiembre 2003 a 50 metros.	38
Figura 19: Mapa Eólico de las costas de Chile. Promedio anual escaterómetro (1999-2002).	39
Figura 20: Mapa Eólico de las costas de Chile. Promedio mensuales escaterómetro (1999-2002) (aplica la misma escala de la figura anterior)	40
Figura 21. Mapa eólico en Región IX: Costa pacifico	42
Figura 22. Mapa eólico en Región X: Pacifico	43
Figura 23: Mapa eólico en Isla de Chiloé	44
Figura 24: Mapa eólico en Región X: Área Lago Ranco	45



Universidad Técnica Federico Santa María

Figura 25. Distribución de Costos de Operación y Mantenimiento de Centrales Eólicas	54
Figura 26. Comparación de costos de electricidad	55
Figura 27: Factores de emisión de CO ₂ para alternativas de generación de electricidad. CAC: captura y almacenamiento del carbono	56
Figura 28: Ubicación proyecto Canela	65
Figura 29: Curva de potencia. Aerogenerador Vestas V82	66

Índice de Tablas

Tabla 1. Participación de la Capacidad Instalada Energía Eólica en el SIC al 2025	3
Tabla 2. Participación en el suministro a partir de Energía Eólica en el SIC al 2025	3
Tabla 3. Penetración de la capacidad instalada de centrales eólica en el SIC al 2025	4
Tabla 4: Clasificación de las turbinas eólicas de acuerdo a la potencia nominal generada.	10
Tabla 5: Generación adicional instalada entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2007	16
Tabla 6: Proyectos de generación adicionales anunciados	16
Tabla 7: Parques Eólicas en Operación (Diciembre 2007)	18
Tabla 8: Concursos Corfo InvestChile	18
Tabla 9. Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ERNC	31
Tabla 10: Principales Empresas Fabricantes de Aerogeneradores	47
Tabla 11. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.	49
Tabla 12: Costos de Generación, evaluado a 20 años con una tasa del 10%.	50
Tabla 13: Costos de Inversión para proyectos de generación eólica.	53
Tabla 14: Costos de Operación y Mantenimiento de Centrales Eólicas	54
Tabla 15: CO ₂ equivalente en Canela	72
Tabla 16: Precios de proyectos MDC	72
Tabla 17: Datos para evaluación económica	73
Tabla 18: Ingresos anuales	74
Tabla 19: Costos anuales	75
Tabla 20: Sensibilización de la inversión	76
Tabla 21: Sensibilización del Precio de la energía	78
Tabla 22: Indicadores Económicos para los dos escenarios aplicados a los principales proyectos declarados.	79

Índice de Gráficos

Grafico 1: Potencia Instalada a partir de Renovables Países en Desarrollo, UE y 6 Países Líderes, 2006	24
Grafico 2: ERNC en Chile a julio 2007.	25
Grafico 3: Precio de nudo de la Energía (valores en dólares)	68
Grafico 4: Precio de nudo de la Potencia (valores en dólares)	68
Grafico 5: Precio de nudo monómico (valores en dólares)	69
Grafico 6: Escenarios de precio de la energía	70
Grafico 7: Ingreso anual Parque Eólico Canela US\$/año	74
Grafico 8: Costo Anual Parque Eólico Canela US\$/año	75
Grafico 9: Sensibilización de la Inversión (VAN)	76
Grafico 10: Sensibilización de la Inversión (TIR)	77
Grafico 11: Sensibilización del Precio de energía (VAN)	78
Grafico 12: Sensibilización del Precio de energía (TIR)	78



Universidad Técnica Federico Santa María

Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025 Informe de Final

ERNC-Energía Eólica en Chile

ANTECEDENTES

Estudio de energías renovables y eficiencia energética

La Universidad de Chile, a través del Programa de Estudios e Investigación en Energía junto a la Universidad Técnica Federico Santa María a través del Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica y Centro de Innovación en Energía, continuando con su dilatada trayectoria en investigación y desarrollo en distintos ámbitos de interés nacional, con el apoyo de entidades gubernamentales, tales como Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), Comisión Nacional de Energía (CNE), Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), junto a entidades privadas como la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) y Organizaciones no Gubernamentales (ONG's), están realizando una investigación conjunta para evaluar el potencial técnico-económico de las energías renovables no convencionales y el uso eficiente de la energía, procurando un aporte al abastecimiento eléctrico y diversificación energética, en el sistema interconectado central (SIC), como una manera de reducir la vulnerabilidad del sistema y la dependencia energética del país.

Fuentes de información

Las fuentes de información empleadas en este informe, corresponden a la documentación proveniente de diversas fuentes bibliográficas, entrevistas con personeros del sector energético nacional e información propia.



1. Introducción

Actualmente Chile cuenta con 20.2 MW de potencia instalada en parques eólicos ocupando el 0,16% en la matriz energética chilena y es después de la energía hidráulica una de las de mayor posibilidad de desarrollarse fuertemente en un futuro cercano, debido básicamente al amplio conocimiento de las tecnologías, su madurez y al potencial eólico de nuestro país.

Al igual que la mayoría de los proyectos de ERNC, los proyectos eólicos cuenta con una importante inversión inicial. Sin embargo, poseen otras cualidades que las hacen ser atractivos, entre ellos se encuentra el bajo costo de operación, el valor cero del combustible (viento), y por sobre todo, su bajo impacto ambiental.

2. Energía Eólica.

2.1. Visión General de la Tecnología

Las turbinas eólicas pueden producir corriente alterna (AC) o corriente continua (DC). Esto depende de la aplicación. Por ejemplo, se genera corriente continua para generación en localidades aisladas donde se almacena la corriente en baterías o para mover sistemas de bombeo, mientras que se genera corriente alterna para conectar el parque eólico a una red eléctrica.

La energía extraída por un aerogenerador depende de la velocidad del viento en el lugar de emplazamiento, el área del rotor, el diseño técnico y de la densidad del aire. La velocidad del viento es la variable que posee el mayor impacto sobre el rendimiento de un aerogenerador, dado que la energía extraída de una turbina eólica aumenta con el cubo de la velocidad del viento. Asimismo, la altura de las torres también puede afectar la potencia extraída, porque la velocidad del viento generalmente aumenta en la medida que se incrementa la altura sobre el nivel del suelo.

Las turbinas eólicas pueden ser localizadas sobre tierra (on-shore), o en el mar (off-shore). Normalmente el viento en el mar es más fuertes, más constantes, y menos turbulento. Se estima que el potencial eólico aumenta en un 20% en el mar a igual ubicación respecto a la tierra. En Chile no hay instalaciones off-shore. En Europa hay varias instalaciones del tipo offshore. Sin embargo, los costos de inversión para instalaciones tipo off-shore son mayores.

En instalaciones offshore (parques eólicos marinos) se debe considerar además de la velocidad del viento y de la profundidad:

- Condiciones del fondo del mar y las alturas de las olas.
- Evolución del ecosistema asociado al fondo marino.
- Movimiento de arenas y otros materiales de fondo.
- Migraciones de aves y de cetáceos.
- Interacción con la actividad pesquera: efecto reserva en caso de que no exista actividad pesquera en el parque; evolución de la pesca en el parque en caso de que exista actividad pesquera.

Es importante destacar que el fondo marino de la costa chilena tiene una gran profundidad, por lo que los proyectos offshore en Chile serán más difíciles pues requerirán fundaciones flotantes.

La configuración de turbinas eólicas más utilizada es la de eje horizontal de tres palas con rotores upwind. Sin embargo, no es posible excluir otras alternativas que podrían utilizarse en el futuro, como turbinas de eje verticales.



El tamaño promedio de las turbinas eólicas instaladas internacionalmente ha aumentado con el tiempo a 2.5 - 5 [MW] por máquinas. En Chile, se han instalado turbinas con potencias unitarias de 0,65 [MW] en alto Baguales (XI Región) y 1,65 [MW] en Canela (IV Región).

El tamaño y la potencia de los aerogeneradores se han incrementado con el tiempo. En la siguiente figura se puede apreciar la evolución que ha tenido la tecnología.

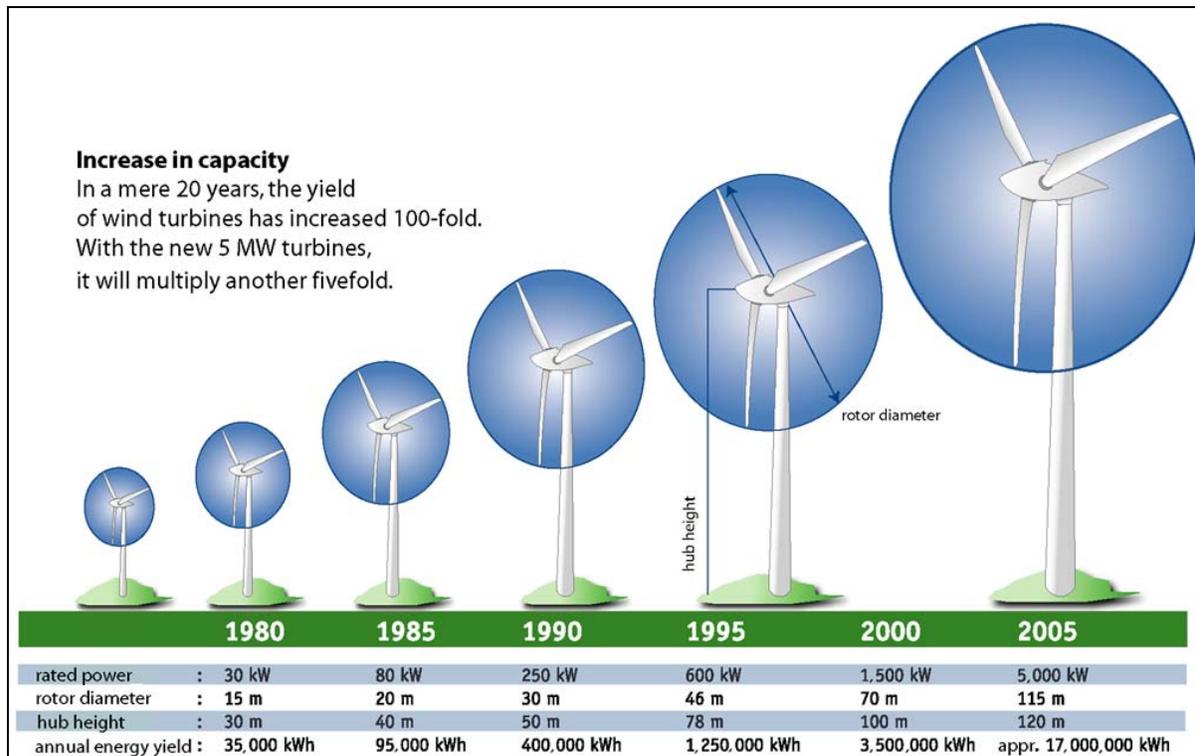


Figura 1. Evolución de los tamaños y potencia de los aerogeneradores.

Fuente: German Wind Energy Association (BWE)

Lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas lo más cerca unas de otras. Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes.

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de velocidades y la rugosidad en las diferentes direcciones; los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5 a 10%

Los aerogeneradores se puede clasificar de acuerdo a la potencia nominal generada, en la siguiente tabla se aprecia dicha clasificación.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 4. Clasificación de las turbinas eólicas de acuerdo a la potencia nominal generada.

Fuente: Proyecto "Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables". GEF-PNUD-CNE. Chile

Clasificación	Potencia Nominal (P_n)
Micro-aerogeneradores	< 250 [W]
Mini-aerogeneradores	250 [W] a 1 [kW]
Pequeños Aerogeneradores	1 [kW] a 50 [kW]
Aerogeneradores de Media Potencia	50 [kW] a 750 [kW]
Aerogeneradores de Gran Potencia	> 750 [kW]

A partir de la energía eólica se puede producir:

- Electricidad directamente para inyectar a la red eléctrica.
- Movimiento para accionar una bomba por ejemplo.
- En sistemas de almacenamiento de agua (eólico más embalse más riego) como el mostrado en la siguiente figura.

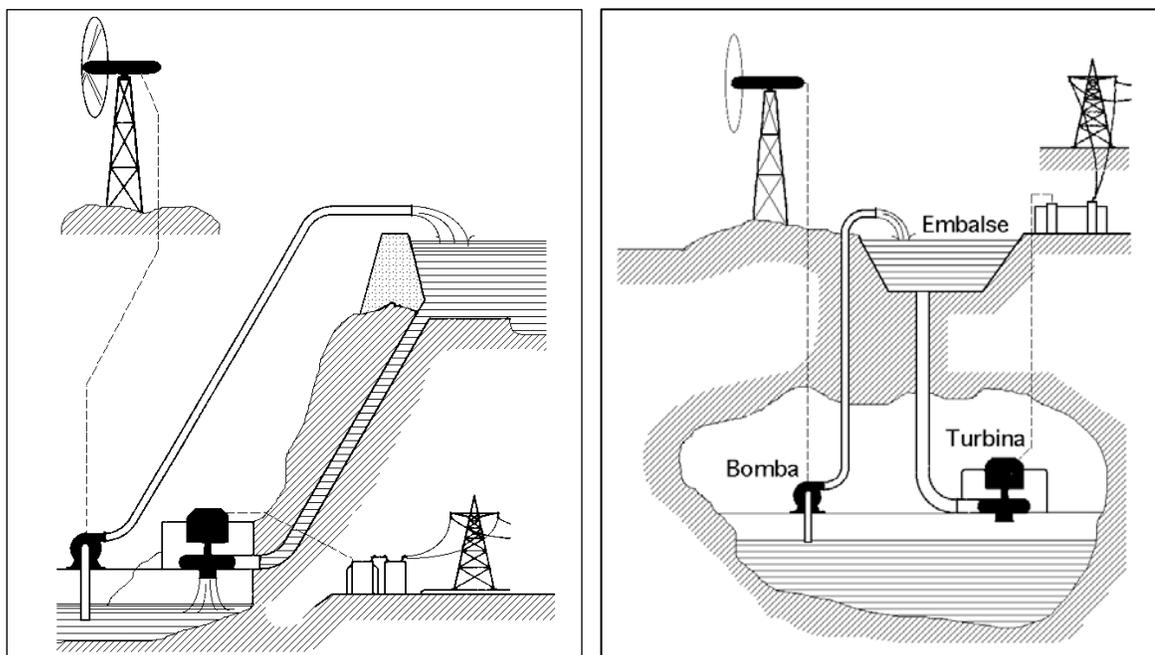


Figura 2. Sistema de almacenamiento de agua y generación.
Fuente: Pedro Fernández. Universidad de Cantabria.



Universidad Técnica Federico Santa María

Un aerogenerador tipo tiene una altura de torre entre 40-100 [m] con un diámetro de rotor de 40-90 [m]. Las torres pueden ser tubulares o de celosías de acero. La torre tubular en su interior puede contener el sistema de control, este sistema controla los distintos sistemas mecánicos y eléctricos que hacen posible la generación eléctrica cumpliendo con los parámetros exigidos tales como voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva. El tipo de torres más utilizado es el tubular. Las torres de celosía tiene el inconveniente que requieren un mayor mantenimiento y esta limitado a pequeñas y medidas potencias.

Las aspas son el elemento fundamental de un aerogenerador, captan la energía del viento mediante la acción de las fuerzas aerodinámicas y transmiten el giro rotacional hacia el eje que está conectado al generador eléctrico mediante una caja multiplicadora que incrementa el número de revoluciones traspasadas desde el rotor hacia el generador eléctrico convencional. También han sido desarrollados exitosamente aerogeneradores sin caja multiplicadora, que usan un sistema de transmisión directa, empleando generadores múltiplo de baja velocidad en combinación con velocidad variable del rotor y pitch control, la ventaja es que no utiliza aceite lubricante para el sistema de engranaje.

La tecnología de turbinas eólicas es una tecnología probada, existen muchas turbinas comerciales instaladas en todo el mundo.

En general la vida de una turbina eólica está entre 15 a 25 años con la posibilidad de una revisión y reparación principal después de 10 años.

Con la instalación del parque eólico de alto Baguales en el año 2001 existe una experiencia de 6 años de operación con esta tecnología en Chile.

El tiempo de compra actualmente es de un año y medio. Si se produjese localmente la torre ayudaría a reducir los costos.

Las pequeñas turbinas eólicas se pueden utilizar para alimentar de energía a zonas rurales o a barcos. La tecnología es muy robusta y capaz de soportar condiciones meteorológicas duras. Las turbinas eólicas pequeñas son económicas al utilizarlas en lugares que no están conectados a la red eléctrica.

Actualmente la electricidad obtenida con turbinas eólica, en todos sus tamaños, resulta atractiva por la competitividad que pueda tener en términos económicos; los costos han disminuido debido a reducciones en los costos de inversión, por ejemplo, en grandes granjas eólicas, de unos 45 cUS\$/kWh en 1980 a alrededor de 5 - 8 cUS\$/kWh en la actualidad.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las aspas del rotor de los aerogeneradores. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire y de la velocidad del viento, ambos factores se encuentran fuertemente condicionados por el emplazamiento elegido para el parque eólico, en lo que se refiere a la altura y rugosidad del terreno, temperaturas y humedad registradas y presencia de obstáculos o efectos aceleradores que son propios de la geografía. Por otro lado, la energía eléctrica generada va a depender de las características técnicas del aerogenerador (curva de potencia, factor de planta, etc).



Universidad Técnica Federico Santa María

La velocidad media del viento define la calidad de un lugar de emplazamiento:

Bajo 4 m/s	no sirve
4-6 m/s	regular
6-8 m/s	bueno
8-10 m/s	muy bueno
Sobre 10 m/s	excelente

todo esto con una distribución de Weibull con factor de forma cercano a 2 (Rayleigh).

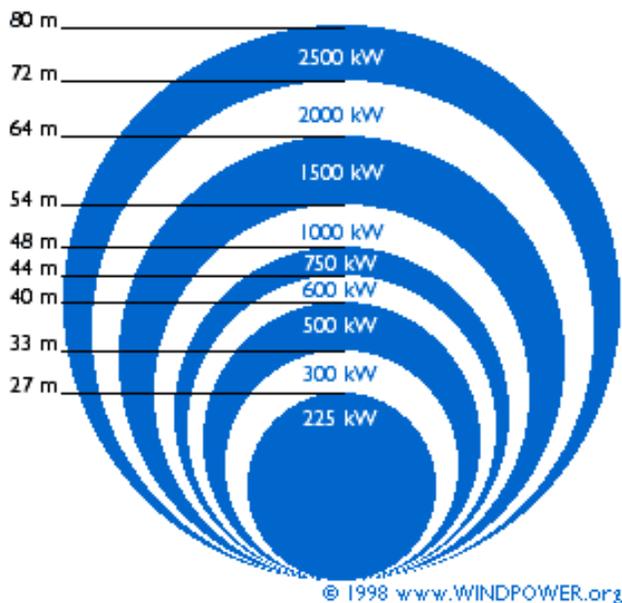


Figura 3. Potencia extraída por una turbina eólica – área de barrido del rotor

Fuente: Windpower. Danish wind industry association.

Emplazamiento

Para caracterizar un emplazamiento en la industria eólica se utilizan cuatro conceptos: densidad del aire, rugosidad del terreno, influencia de los obstáculos, y los llamados efectos aceleradores (efecto túnel y efecto de la colina).

A continuación se explican estos elementos:

- Densidad del aire: un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende en una relación directamente proporcional de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. A presión atmosférica normal y a 15 [°C] la densidad del aire es 1,225 [Kg/m³] (medida de referencia estándar para la industria eólica). Esta densidad aumenta ligeramente con el aumento de humedad y disminuye con el aumento de la temperatura. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.
- Rugosidad: En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización (o modificación) que experimente el viento. Se caracteriza mediante dos parámetros, los cuales están relacionados entre si: Clase de Rugosidad y Longitud de Rugosidad. La Clase de Rugosidad es una escala cualitativa de las condiciones del terreno, donde 0 corresponde al caso ideal y 4 al terreno con máxima oposición al viento. Por su parte,



Universidad Técnica Federico Santa María

la Longitud de Rugosidad, medida en metros, cuantifica la significancia de los obstáculos. Así, los bosques y las grandes ciudades (clase de rugosidad 3 a 4) ralentizan mucho el viento, mientras que las superficies de agua tienen una influencia mínima sobre el viento (clase de rugosidad cercana a 0). Dependiendo del tipo de rugosidad se condiciona la variación de la velocidad del viento con la altura (cizallamiento).

- Influencia de los obstáculos: En áreas cuya superficie es muy accidentada se producen turbulencias (flujos de aire, ráfagas, remolinos y vórtices) que cambian tanto en velocidad como en dirección del viento. Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador, así como también provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Adicionalmente, cuando el obstáculo se sitúa a menos de un kilómetro de una turbina, se produce un efecto de frenado del viento que aumenta con la altura y la longitud del obstáculo, este efecto es más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.
- Efectos aceleradores: La influencia del contorno del terreno, también llamado orografía del área, incide en la calidad de los vientos. Por ejemplo, si se elige un emplazamiento en un paso estrecho o entre montañas, el aire tiende a comprimirse en la parte alta de la montaña que está expuesta al viento produciéndose un efecto acelerador conocido como "efecto túnel". En general, situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Sin embargo, el túnel debe estar suavemente enclavado en el paisaje para que no existan turbulencias que anulen su efecto. Por otro lado, el viento atravesando las cimas de las montañas aumenta su velocidad y densidad, en tanto que cuando sopla fuera de ellas se vuelve menos denso y veloz, este fenómeno se denomina "efecto de la colina". Es muy común ubicar turbinas eólicas en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante, donde las velocidades de viento son superiores a las de las áreas circundantes.

Otras consideraciones que hay que tener en cuenta a la hora de elegir el emplazamiento definitivo del parque eólico es su cercanía con la red eléctrica de modo que los costos de la red eléctrica no sean prohibitivamente altos. Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 [V], por lo cual se hace necesaria la instalación de un transformador de tensión cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina para convertir la tensión al valor de la red.

Finalmente, el terreno debe permitir realizar las cimentaciones de las torres de las turbinas así como la construcción de carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento.

Variabilidad de la velocidad del viento

La producción de potencia a partir del recurso eólico se encuentra condicionada por la variabilidad de la velocidad del viento, esta variabilidad puede definirse bajo distintos horizontes de tiempo: variabilidad instantánea o de corto plazo (segundos), variabilidad diaria (día y noche), variabilidad estacional (invierno y verano) y variabilidad a través de los años.

En general, estudios realizados en Dinamarca indican que la variabilidad del viento tiende a favorecer la producción de energía eléctrica puesto que se adapta a los patrones usuales de consumo de este país. Dado que el viento aumenta cuando hay más consumo de energía en la red.

- Variabilidad instantánea del viento (o corto plazo)

La velocidad del viento está fluctuando constantemente y por ende su contenido energético, las magnitudes de las fluctuaciones depende por una parte de las condiciones climáticas así como también de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. Las variaciones instantáneas oscilan en torno al 10% del valor promedio. En general, las variaciones de corto plazo, es decir, aquellas fluctuaciones más rápidas, serán compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.



- Variaciones diurnas (noche y día) del viento

En la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche, esta variación se debe principalmente a las diferencias de temperatura, las cuales son mayores durante el día (presencia del sol). Adicionalmente, el viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

- Variaciones Estacionales del Viento

El viento también sufre variaciones dependiendo de las estaciones del año, en zonas templadas los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno.

- Variaciones anuales en la energía eólica

Las condiciones eólicas pueden variar de un año al siguiente, típicamente, estos cambios son menores. Estudios realizados en Dinamarca muestran que la producción de los aerogeneradores tiene una variación típica de alrededor de un 9% a un 10%.

Potencia generada en función de la velocidad del viento

Describir la variación de las velocidades del viento resulta muy importante tanto desde el punto de vista de los proyectistas de turbinas (optimización del diseño de aerogeneradores y minimización de los costos de generación), como para los inversionistas que necesitan esta información para estimar los ingresos por producción de electricidad.

- Distribución de Weibull

En forma empírica se ha comprobado que en la mayoría de las localizaciones del mundo, si se miden las velocidades del viento a lo largo de un año, en la mayoría de las áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. En general el comportamiento de los vientos se modela a través de una distribución de probabilidades llamada Distribución de Weibull,

- Curvas de potencia de entrada, disponible y generada

A partir de la distribución de Weibull, es posible calcular la potencia de entrada de un aerogenerador, para ello se toma la distribución de los vientos y se calcula el valor de la potencia (función cúbica de la velocidad del viento) para intervalos definidos de velocidad (cada 0.1 m/s por ejemplo). Los resultados obtenidos son ponderados por las frecuencias con las que se produce cada uno de los intervalos de viento, generándose una nueva curva (similar a la distribución de Weibull) denominada "Curva de Potencia de Entrada", es decir, representa la potencia de entrada del aerogenerador. Esta curva normalmente se encuentra normalizada por el barrido del rotor, obteniéndose una densidad de potencia eólica por metro cuadrado.

Una vez generada la curva anterior, para calcular la potencia disponible (útil) de la turbina, debe considerarse que existe un límite máximo equivalente al 59% (Ley de Betz), para que el aerogenerador convierta la potencia de entrada en potencia eléctrica. Este límite considera una turbina ideal, de modo que para obtenerse la potencia neta generada por un aerogenerador real, debe tomarse la "Curva de Potencia del Aerogenerador" (entregada por el fabricante) y multiplicarla por la probabilidad de ocurrencia de las distintas velocidades de viento según la distribución de Weibull

Cabe notar que la relevancia de estos cálculos radica en poder calcular los valores de potencia promedio que pueden ser obtenidos de aerogeneradores situados en emplazamientos específicos. En general, el valor de la potencia promedio obtenida con las curvas de potencia difiere del valor que se obtiene al calcular la potencia como función cúbica de la velocidad promedio del viento (error de cálculo bastante frecuente y que puede conllevar a errores serios de dimensionamiento).



- Curva de potencia de un aerogenerador

La “Curva de Potencia” de un aerogenerador es la relación de potencia que es capaz de generar una turbina bajo distintas condiciones de viento, se compone de un tramo inicial desde velocidades de viento hasta la velocidad de cut-in donde la generación es nula (de hecho si se conecta el aerogenerador actúa como motor), seguido de un tramo casi lineal de pendiente positiva que deriva en un tramo de potencia constante para un rango determinado de velocidades (por ejemplo entre los 15 [m/s] y los 25 [m/s]). Finalmente para velocidades de viento superiores al límite de cut-out, la turbina se desconecta y la generación de potencia vuelve a ser nula.

- Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. El procedimiento de cálculo se realiza dividiendo la potencia eléctrica generada por la potencia eólica de entrada, el parámetro logrado es una medida de cuan eficiente es un aerogenerador.

- Factor de carga

El factor de carga es la relación entre la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal durante las 8760 horas del año. Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100%, aunque en la práctica el rango de variación va del 20% al 70%.



2.2. Utilización actual y desarrollo emergente

A noviembre del 2007 en Chile se generaban 2 [MW] en alto Baguales en la XI Región. En Diciembre del mismo año entró en operación el Parque eólico Canela ubicado en la IV Región con una potencia instalada de 18,2 [MW].

Nota: en la compilación de la información siguiente, para el calculo de la energía en GWh se considero un factor de planta de 0,3

Generación adicional instalada entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2007.

Tabla 5. Generación adicional instalada entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2007.

Fuente: CNE, Comisión Nacional de Energía.

Parque Eólico	Potencia [MW]	Energía [MWh/año]	Sistema Interconectado
Alto Baguales	2,0	5.256,0	Sistema Eléctrico de Aysén
Canela	18,1	47.300,0	Sistema Interconectado Central, SIC
Isla TAC	0,015	39,4	Rural
TOTAL	20,115	52.595,4	-

Tabla 6. Proyectos de generación adicionales anunciados (hasta 01 de marzo 2008).

Fuente: Indicado en la columna "Gestor Proyecto"

Item	Descripción	Potencia MW	Energía GWh/año	Presentado en SEIA	Gestor Proyecto
1	Parque Eólico Quillagua	100	376,7	no	Constructora Pacifico Ltda.
2	Parque Eólico Quinahue	20	52,6	no	Enor Chile
3	Parque Eólico II Región	100	306,6	no	Gas Atacama
4	Parque Eólico de Codelco en Gaby	20	52,6	no	Coldeco Norte
5	Parque Eólico San Blas	43,5	114,3	si, desistido	Acciona
6	Parque Eólico Sra Gabriela	138	362,7	si, desistido	Acciona
7	Parque Eólico Sra. Rosario	84	220,8	si, aprobado	Acciona
8	Parque Eólico Canela I	18,15	52,5	si, aprobado	Endesa Eco
9	Parque Eólico Canela II	69	181,3	no	Endesa Eco
10	Parque Eólico El Trangue	100	262,8	no	EPS Ingenieria y Consultora de Proy.
11	Parque Eólico Huentelauquen	9	23,7	no	Ingenieria Seawind Sudamerica Ltda.



Universidad Técnica Federico Santa María

12	Parque Eólico Ovalle	10	26,3	no	Ingeniería Seawind Sudamerica Ltda.
13	Parque Eólico Puclaro	10	26,3	no	Ingeniería Seawind Sudamerica Ltda.
14	Parque Eólico Vallecito	15	39,4	no	Patsy McCormick
15	Parque Eólico Monte Redondo	74	194,5	si, en calificación	Ingeniería SeaWind Sudamericana Ltda.
16	Parque Eólico Punta Colorada	20	52,6	si, en revisión	Compañía Barrick Chile Generación Limitada
17	Parque Eólico Totoral	50	131,4	si, en calificación	Norvind S.A.,
18	Parque Eólico Talinay	150	394,2	no	Eólica Talinay S.A.
19	Parque Eólico Curaumilla	9	23,7	si, en tramitación	Handels und Finanz AG Chile S.A.
20	Parque Eólico Costa	9	23,7	no	Coast Wind Energy
21	Parque Eólico La Capilla	8	22,4	no	EPS Ingeniería y Consultora de Proy.
22	Parque Eólico Llay-Llay	14	36,8	no	EPS Ingeniería y Consultora de Proy.
23	Parque Eólico San Juan	40	105,1	no	Inversiones Espolón S.A.
24	Parque Eólico Santa Guadalupe	9	23,7	no	Branko Stambuk R.
25	Parque Eólico Isla Robinson Crusoe, archipiélago Juan Fernández	0,3	0,8	si	-
26	Parque Eólico Pichilemu	9	23,7	no	Wireless Energy
27	Parque Eólico Estancia Flora	10	26,3	no	Luis Gardeweg
28	Parque Eólico El Pangal	8,5	22,3	no	Servicios Eólicos S.A.
29	Parque Eólico Chanco	20	52,6	no	Ecoingenieros
30	Parque Eólico Bellavista	9	23,7	no	Soltec energías renovables Ltda.
31	Parque Eólico Nuevos Aires	20	52,6	no	David Soto
32	Parque Eólico Hualpén	20	52,6	si, aprobado	Eolica Navarra
33	Parque Eólico Arauco	20	52,6	no	Lahmeyer Internacional GmbH
34	Parque Eólico El Curaco	20	52,6	no	Leonardo Valencia
35	Parque Eólico El Rosal	15	39,4	no	Leonardo Valencia
36	Parque Eólico Fundo Morhuilla	20	52,6	no	Leonardo Valencia
37	Parque Eólico Negrete	20	52,6	no	Servicio Evangelico para el desarrollo
38	Parque Eólico Pullay	15	39,4	no	Leonardo Valencia
39	Parque Eólico Punta Chome	10	26,3	no	Ingeniería Seawind Sudamerica Ltda.
40	Parque Eólico Chiloé	10	26,3	no	Pacific Hydro



Universidad Técnica Federico Santa María

41	Parque Eólico Otway	10	30,7	no	Edelmag
42	Sistema Híbrido Eólico Diesel Isla TAC	0,015	0,039	no	-
	Total	1.358,5	3.740,9		

Tabla 7. Parques Eólicos en Operación (Diciembre 2007).

Fuente: CNE

Propietario	Nombre del Parque Eólico	Capacidad [MW]
Edelaysén. Grupo Saesa	Alto Baguales	2
Endesa Eco	Canela	18,1
-	Isla Tac	0,015
TOTAL		20,115

Tres concursos de Co-Financiamiento de Proyectos de Energías Renovables. Corfo-CNE

A través del Concurso de Energía Renovable que CORFO desarrolla desde el 2005 en conjunto con la Comisión Nacional de Energía (CNE), se ha podido consolidar a nivel nacional una cartera de más de 100 pequeños proyectos de energía limpia que están en distintas fases de estudio y desarrollo.

InvestChile es el Programa de CORFO encargado de facilitar la instalación de empresas nacionales y extranjeras en el país, principalmente, en sectores de alto potencial de crecimiento. Esto, a través de un proceso de promoción y atracción de inversiones activo y focalizado, el que involucra servicios de información y asesorías al inversionista, además de incentivos financieros, durante las fases de prospección, instalación y desarrollo del negocio.

Uno de los sectores o industrias en los que InvestChile prioriza su apoyo son la Energía Renovable No Convencional (ERNC) y tecnologías ambientales (hidráulica, geotérmica, eólica, solar, biomasa).

Concursos 2005/2006. Total: 40

Concurso 2007. Total: 53. Eólicos: 29.

Tabla 8. Concursos Corfo InvestChile

Fuente: CORFO.

Ítem	Primer Concurso	Segundo Concurso
Nº de proyectos presentados	75	90
Nº de proyectos financiados	46	40



Universidad Técnica Federico Santa María

Hidráulico	22	18
Eólico	12	16
Biomasa	11	6
Geotermia	1	0
Total Financiado	US\$ 1.3 millones	US\$ 1.3 millones

Resultados concurso 2005/2006

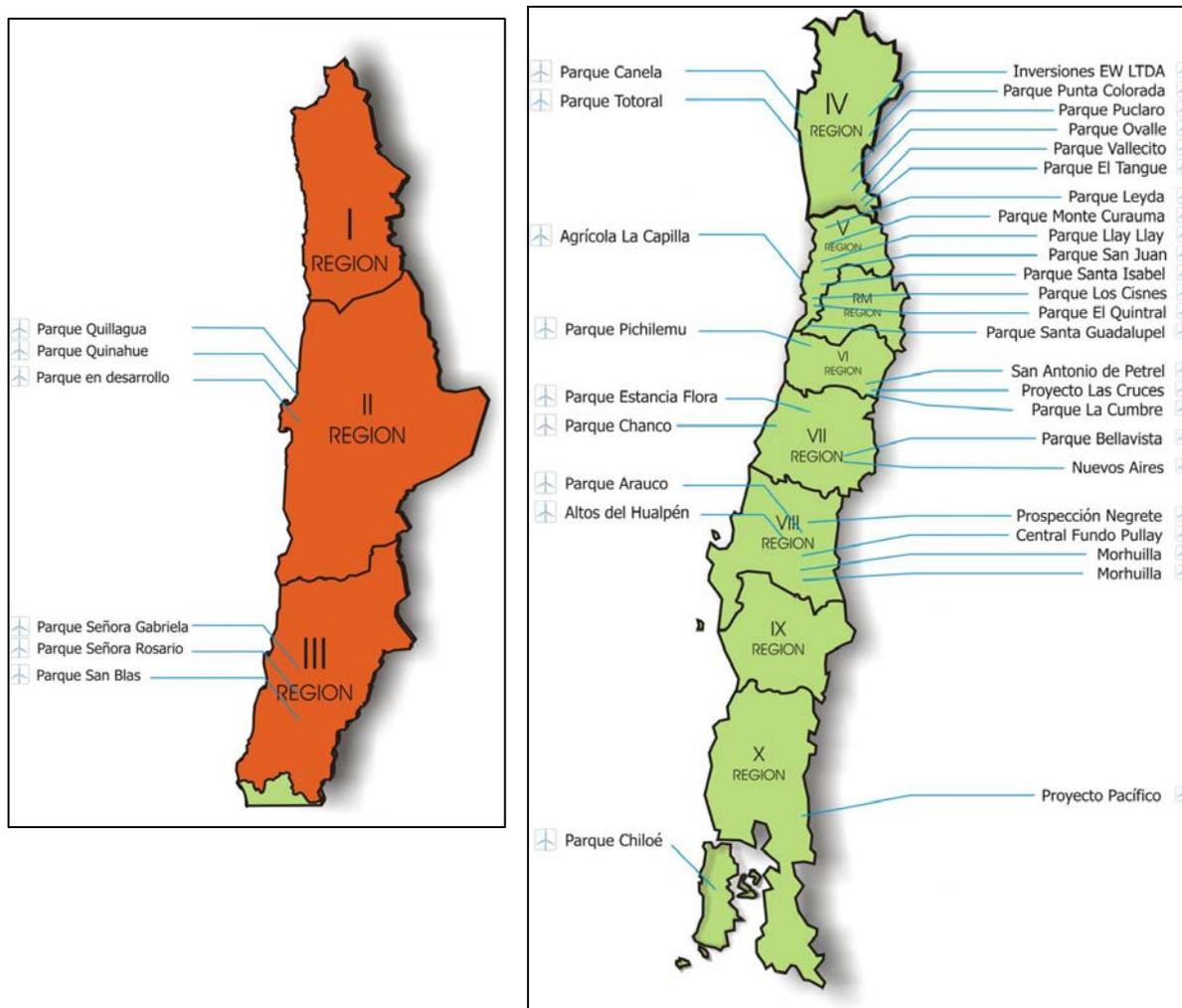


Figura 4. Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2005/2006. Parte 1.
Fuente: CORFO



Universidad Técnica Federico Santa María

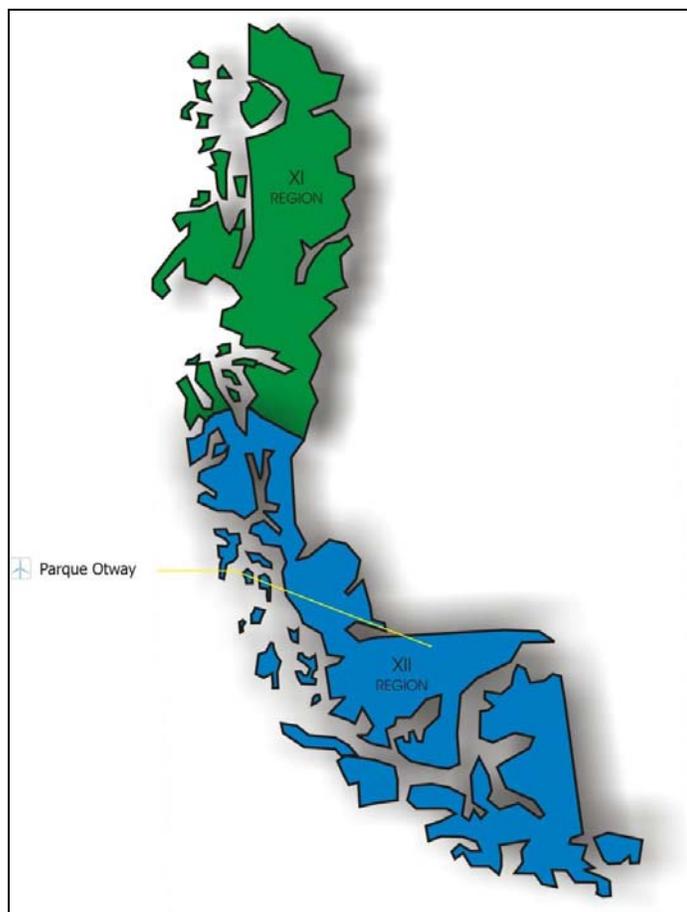


Figura 5. Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2005/2006. Parte 2.
Fuente: CORFO



Universidad Técnica Federico Santa María

Resultado Concurso 2007.



Figura 6. Mapa de ubicación de proyectos Corfo 2007.
Fuente: CORFO



2.3. Oportunidades

La Energía Eólica es una alternativa de energía renovable no contaminante para generar energía eléctrica en Chile.

Para que se pueda realizar esto a gran escala y sea significativo el aporte de este tipo de energía en el suministro eléctrico del país, se deben cumplir previamente 3 condiciones:

1. Se deben identificar los lugares con viento adecuado,
2. Debe existir el conocimiento de la tecnología,
3. Debe existir la legislación que permita conectarse con el sistema eléctrico existente en el país, con una remuneración que cubra los costos.

En la actualidad Chile se abastece principalmente de energía eléctrica proveniente de energía fósil no renovable: Gas Natural, Carbón y Petróleo. Adicionalmente tenemos una gran parte que se suministra en base a centrales hidráulicas que se ven grandemente afectadas por las variaciones de la pluviométrica que a su vez es grandemente influenciada por los efectos climáticos de “El Niño”. La ampliación y nuevas construcción de este tipo de centrales, se ve dificultada por los cambios que producen las centrales hidráulicas grandes en el medio ambiente.

Con la tecnología de hoy en día, la energía eólica ayuda a solucionar este problema y además es una diversificación de las fuentes energéticas de nuestra matriz energética, hacia las energías renovables no contaminantes.

A nivel mundial el crecimiento de la energía eólica es del orden del 30%. En Dinamarca este tipo de energía satisface cerca del 20% de la demanda eléctrica de ese país.

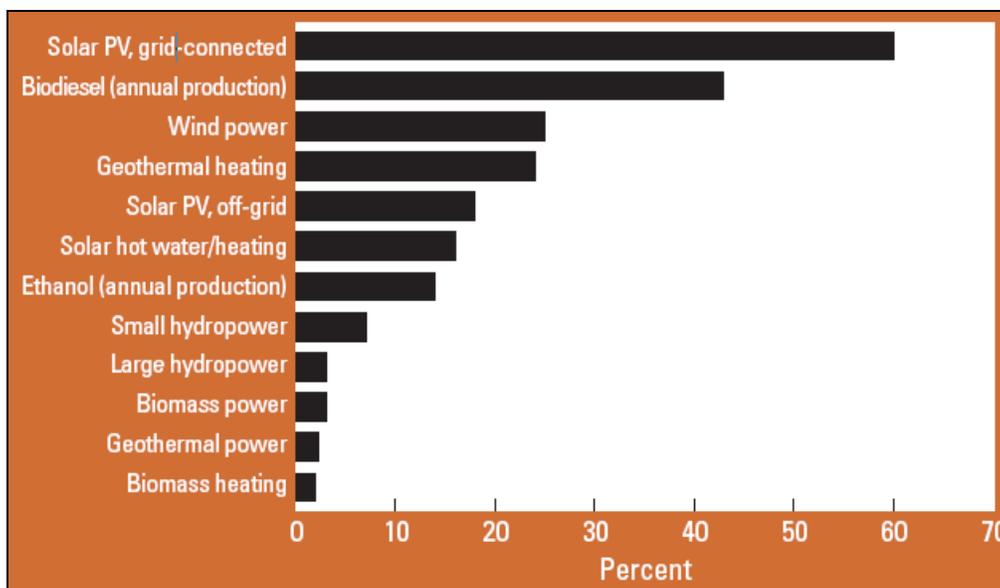


Figura 7. Tasas Anuales de Crecimiento de la Potencia Instalada de Energía Renovable, 2002–2006.

Fuente: Renewables 2007 Global Status Report.



Universidad Técnica Federico Santa María

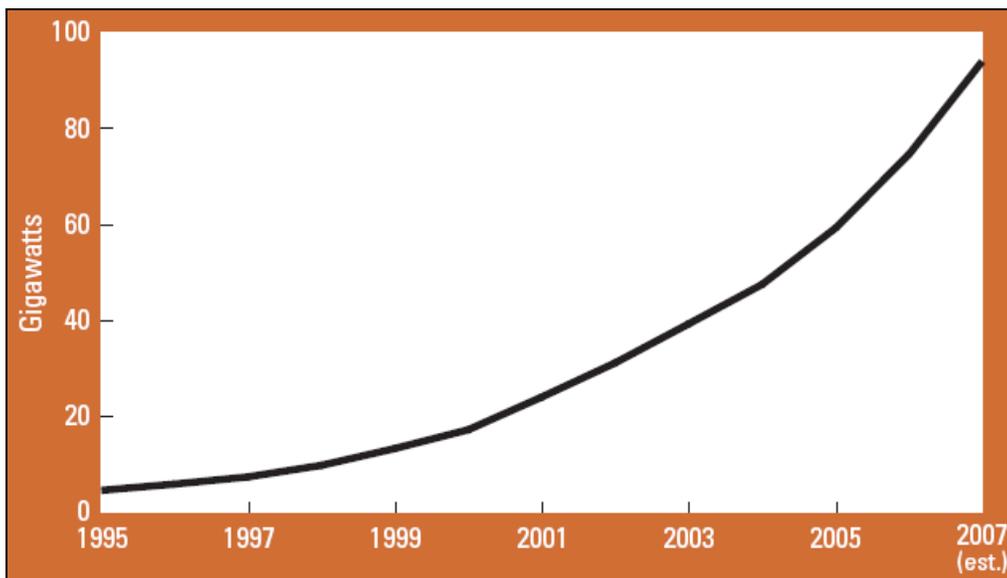


Figura 8. Energía Eólica Mundial Potencia Instalada Existente, 1995-2007.

Fuente: Renewables 2007 Global Status Report.

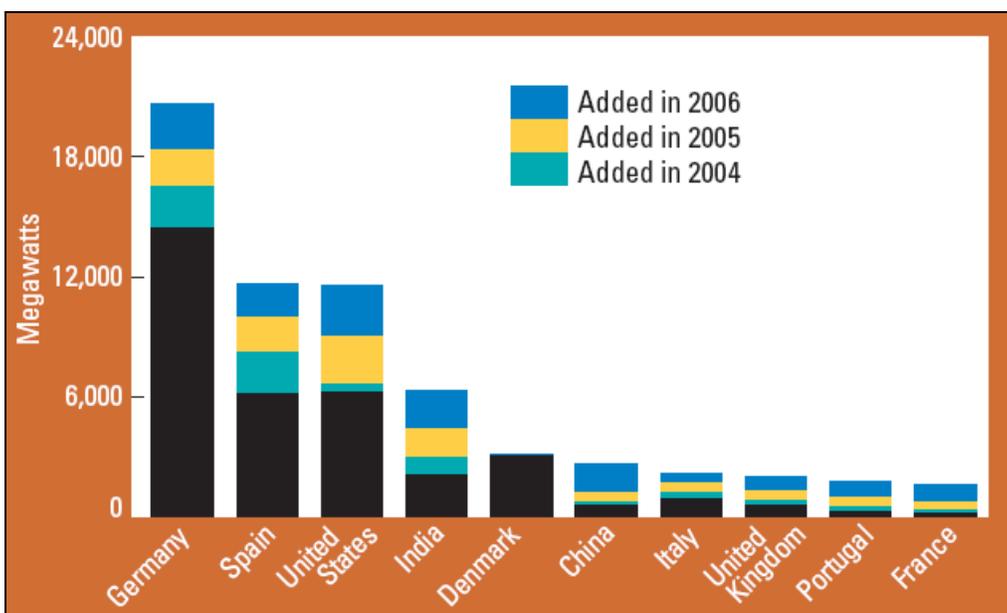


Figura 9. Potencia Instalada Eólica, 10 Países Líderes, 2006.

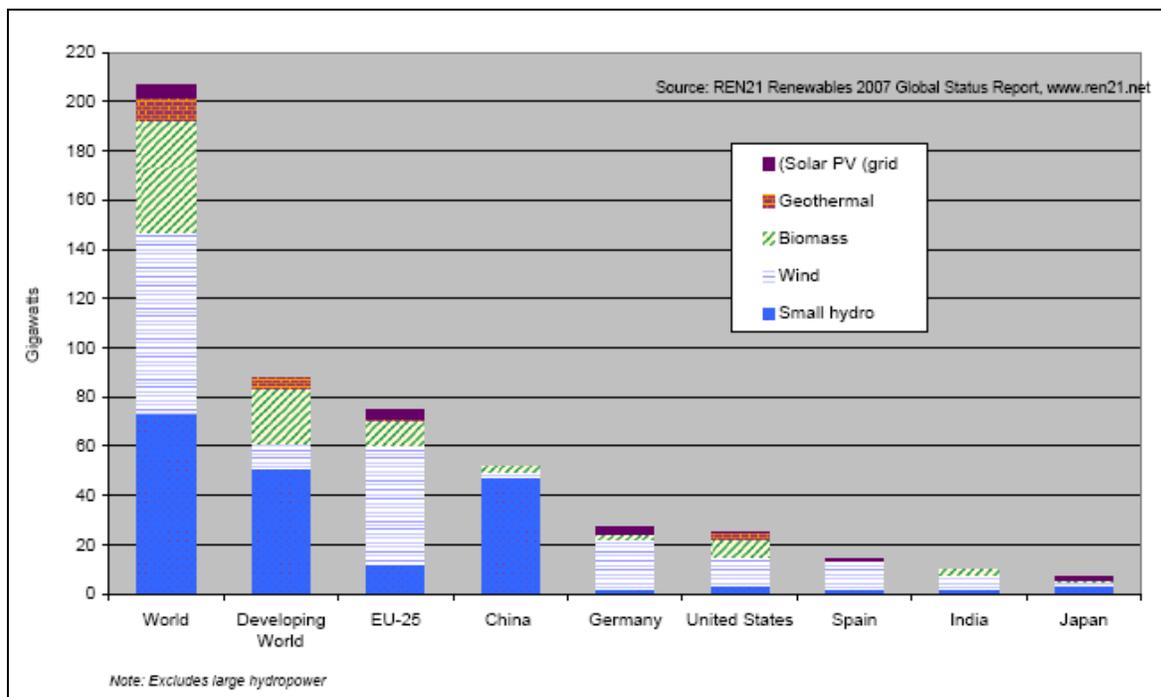
Fuente: Renewables 2007 Global Status Report.



Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 1. Potencia Instalada a partir de Renovables Países en Desarrollo, UE y 6 Países líderes, 2006

Fuente: REN21. Renewables 2007 Global Status Report.



La instalación de las 3 turbinas eólicas en Alto Bagueles (Coyhaique) en el año 2001 y de 11 turbinas eólicas en Canela (Coquimbo) el 2007 muestra que también es posible en Chile.

En Alto Bagueles se sumaron tres factores que hicieron posible económicamente este proyecto.

1. La velocidad del viento es muy buena, velocidad promedio sobre 10 [m/s]
2. El costo de la energía eléctrica en el sistema de Aysen era uno de los más altos de Chile, por la gran utilización de petróleo diesel en la generación
3. Los dueños de la central eólica son los dueños del sistema interconectado eléctrico de la región.

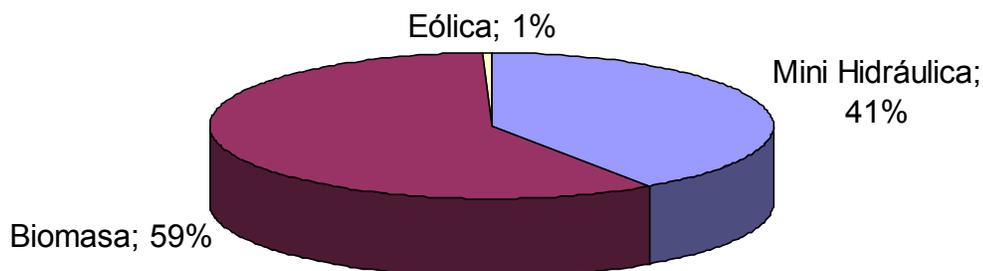
Chile tiene un enorme potencial de recursos energéticos renovables

- más de 4.000 [km] de costas donde se puede aprovechar la energía de los vientos y de las mareas.
- 3.000 [km] de cordillera donde se puede aprovechar la energía de los vientos y de los volcanes
- miles de km² de soleados desiertos donde se puede aprovechar la energía del sol
- miles de hectáreas forestales donde se puede aprovechar la energía de la biomasa



Universidad Técnica Federico Santa María

**Grafico 2. ERNC en Chile a julio 2007. Capacidad instalada de ERNC: 327 [MW]
Participación: 2,6%
Fuente: CNE**



A nivel mundial hay varios mapas eólicos, estos permiten tener un primer acercamiento hacia aquellos lugares donde hay una mayor disponibilidad del recurso viento.

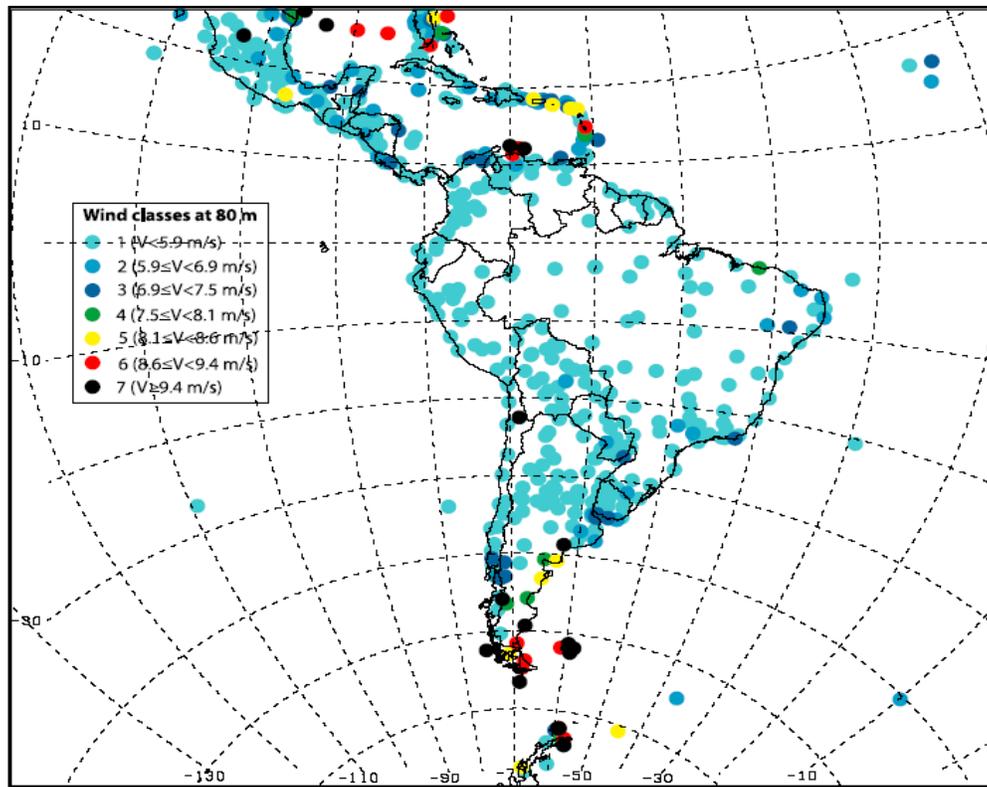


Figura 10. Mapa Eólico de Latinoamérica.

Fuente: Archer, C. and Jacobson, M. Journal of Geophysical Research. 110 (2005) D12110.

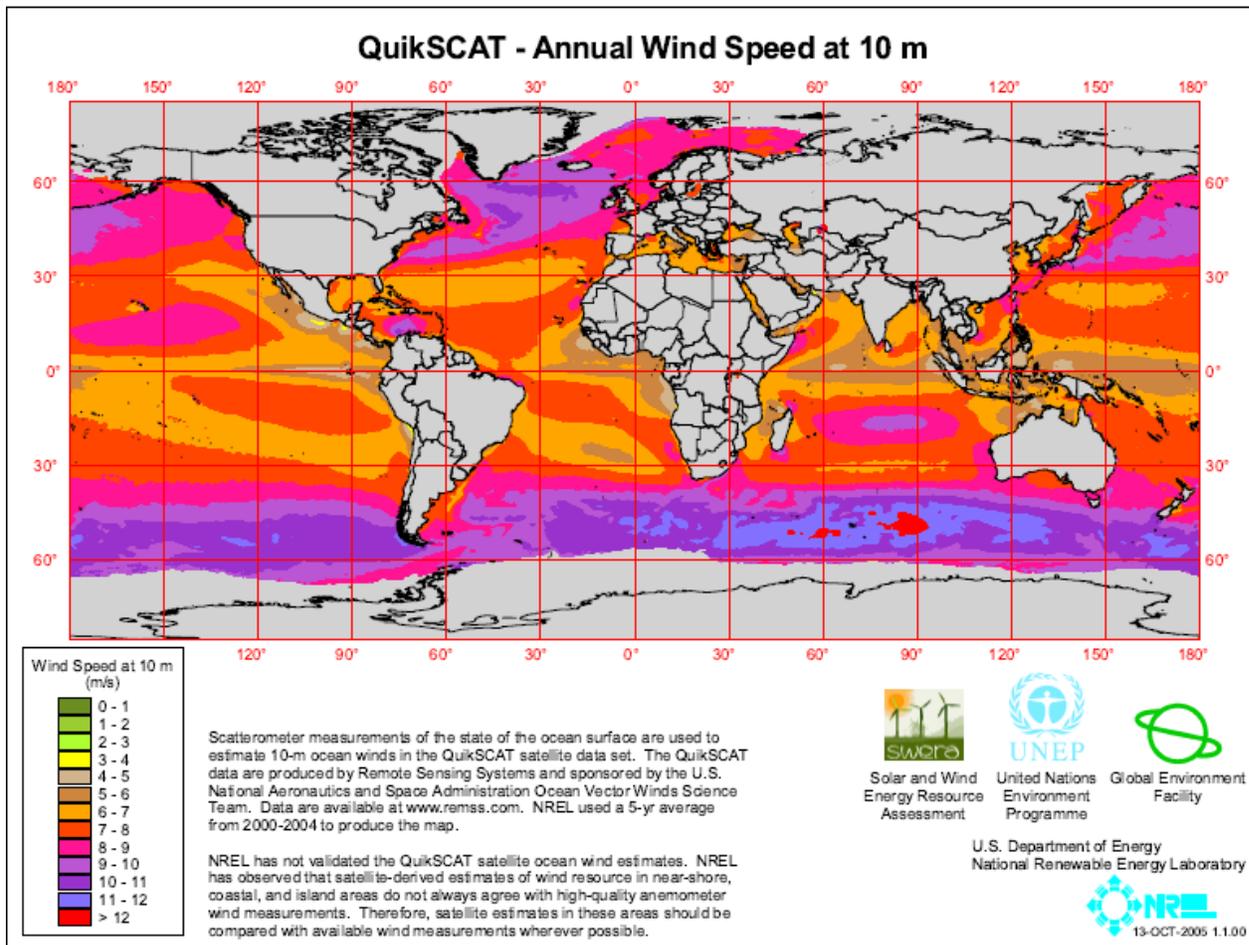


Figura 11. Mapa anual de velocidad del viento en m/s a 10 metros de altura en el océano

Fuente: U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL)

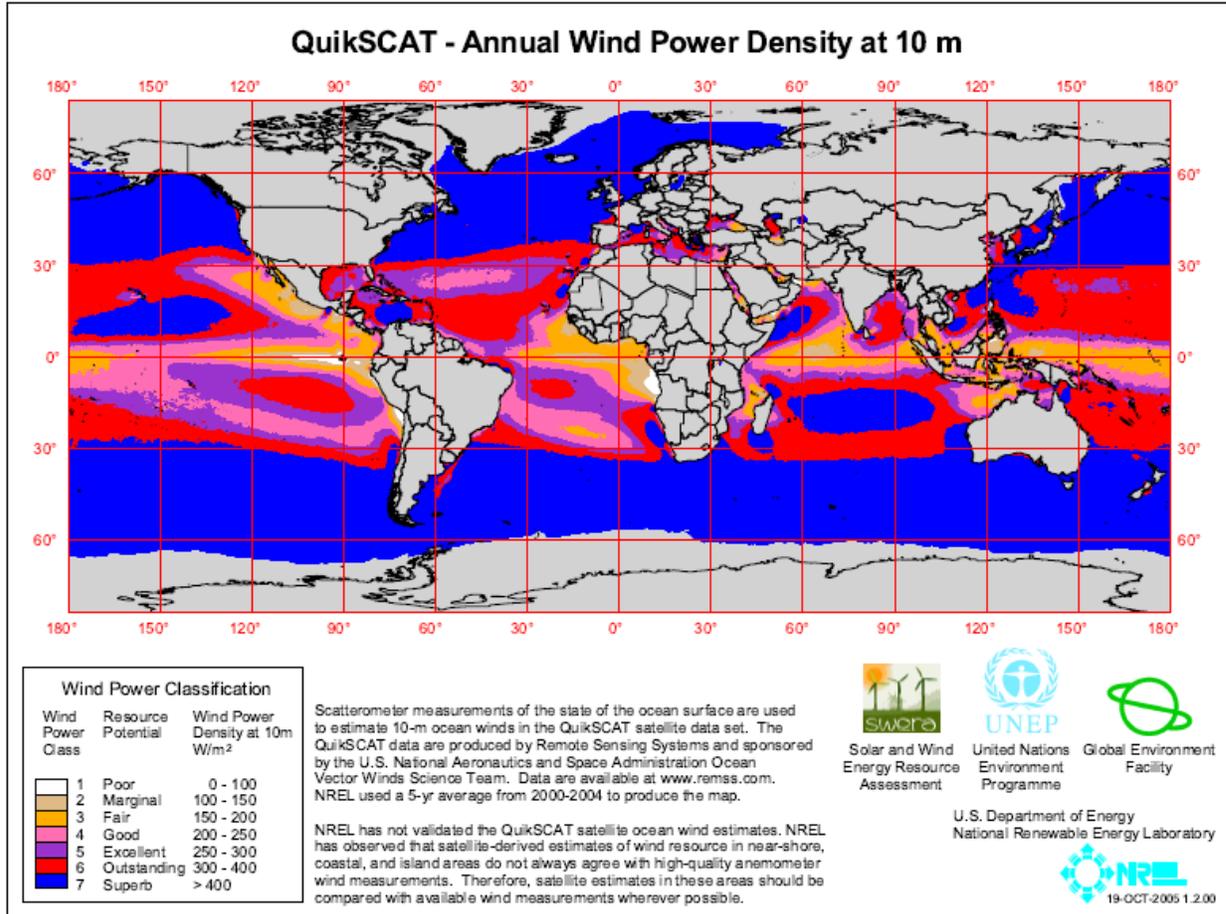


Figura 12. Mapa anual de densidad eólica W/m² a 10 metros de altura en el océano
Fuente: U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Las primeras iniciativa de evaluación del recurso eólico en el país corresponde al Atlas Eólico preliminar de América Latina y el Caribe que desarrolló la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en el año 1983, para identificar las zonas potencialmente útiles para el aprovechamiento de este recurso energético, considerando la información entregada por 33 estaciones meteorológicas, concluyendo que existen zonas en el norte del país con potencial satisfactorio, derivado del flujo del anticiclón del pacífico sur y que en la sub-región del país situada al sur de 30° de latitud sur dispone de un potencial eólico interesante, sin embargo, la metodología utilizada no arroja resultados confiables, por lo tanto, se recomienda tomar este estudio sólo dentro de un marco referencial de comparación entre estaciones.

En 1993 la Corporación de Fomento y Reconstrucción (CORFO) encargó a la Universidad de Chile el estudio "Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile" para evaluar el potencial de energía eólica existente en el país, y con los resultados de este estudio se elaboró un Atlas o Mapa Eólico Nacional, utilizando datos de 60 estaciones meteorológicas. Dichos análisis destacan las siguientes áreas del país como interesantes para aprovechar el recurso eólico:

- Algunos sectores costeros entre la I^a y III^a Región,
- Calama y otras zonas del altiplano de la I^a y II^a región,
- sector costero de la IV^a región,



Universidad Técnica Federico Santa María

- cabos y otros accidentes geográficos que penetran hacia el océano en la costa de la zona norte y central,
- cumbres elevadas y áreas cordilleranas abiertas,
- zona costera abierta al océano y
- zonas trasandinas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI^a y XII^a.

Sin embargo, para llevar a cabo proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos es necesario realizar mediciones específicas en los sitios elegidos, por periodos prolongados de tiempo (mínimo 1 año).

Se han realizado otros estudios sobre el recurso eólico, por ejemplo:

- Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento de la Información Eólica” Parte 1: Zonas Norte a Región V (año 2001) Departamento Geofísica, Universidad de Chile.
- Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento y Administración de la Información Eólica Parte II: Zonas Centro-Sur hasta X (año 2005) CERE-UMAG, Universidad de Magallanes.
- Proyecto CORFO: Caracterización y aprovechamiento de la energía del viento en Chile. CONICYT. Proyecto FONDEF D0111165. Centro de Estudios de los Recursos Energéticos. Universidad de Magallanes. CERE/UMAG (año 2002-2005)
- Proyecto CORFO: “Evaluación del Recurso Eólico En el Norte Chico Para su aprovechamiento en la Generación de Electricidad”. Proyecto FONDEF D05110038 Centro CEAZA –La Serena Geofísica-U. de Chile Modelación Mesoescala –MM5 (4 km) Modelación KAMM (1 km) (año 2006-2009)

Además de oportunidades en gran escala hay un potencial inmenso para pequeñas turbinas eólicas en las áreas rurales y en usos industriales para el empleo integrado. En turbinas pequeñas no es justificable la inversión excepto en lugar alejados de la red eléctrica.

En la industria la energía eólica integrada puede suplir una cantidad base de la energía eléctrica entregada por la red. Hay algunas áreas donde la red podría beneficiarse de la generación integrada.

Por otro lado, el Laboratorio de Energía Renovables de los Estados Unidos (NREL), desarrolló un mapa preliminar del potencial eólico del Archipiélago de Chiloé orientado a la evaluación del recurso para aplicaciones rurales no conectadas a la red eléctrica, lo que permitió identificar una cartera de proyectos híbridos eólicos-Diesel para abastecer a cerca de 3.500 familias distribuidas en las islas del archipiélago.

A pesar de la escasa información disponible sobre el potencial explotable del recurso, existen regiones del país que presentan condiciones geográficas y climáticas favorables que la transforman en un lugar privilegiado para el aprovechamiento de la energía del viento.

Hacia el futuro se prevé desarrollar proyectos de electrificación con generación eólica en sectores alejados de las redes eléctricas y complementar sistemas que operan con combustibles fósiles. En este sentido se encuentran en ejecución estudios de abastecimiento eléctrico, considerando sistemas de generación aislados (sistemas híbridos: eólicos-Diesel), para la Isla Robinson Crusoe, en el Archipiélago de Juan Fernández, Isla de Pascua, Islas Huichas, Isla Santa María, 32 islas del archipiélago de Chiloé y en otras localidades aisladas del Altiplano chileno y Caletas pesqueras. Actualmente el proyecto financiado por el Global Environment Facility (GEF) “Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables” está midiendo el recurso eólico y solar en 20 estaciones de monitoreo instaladas en distintos lugares del país.

Otra forma de aplicar la energía eólica es la inclusión de aerogeneradores al final de las líneas en las redes de distribución, con lo que se podría inyectar energía y mejorar la calidad de servicio. Algunas empresas eléctricas han demostrado interés en este tipo de aplicación, pero aún no se tienen resultados prácticos en el país. Lo mismo ocurre en el caso de las granjas eólicas para



Universidad Técnica Federico Santa María

suministrar energía a los sistemas eléctricos interconectados, donde se han hecho estudio en la zona de Calama en la IIª Región y en Magallanes, XIIª Región.

El valor de energía eólica se puede aprovechar en un sistema de almacenamiento de energía, por ejemplo, el almacenar agua para liberarla cuando es requerida, actuando como una batería.

Política de Energías Renovables en Chile

La Presidenta Bachelet se comprometió en su Programa de Gobierno, a que el 15% de la nueva capacidad de generación entre 2006 y 2010 deberá provenir de ERNC (Energías Renovables No Convencionales).

El sistema económico imperante en el país, deja al mercado las decisiones de política económica, incluso las de largo plazo, de modo que es muy difícil crear incentivos para las ERNC del tipo feed-in tariffs, que tanto éxito han tenido en otras economías de mercado (en Alemania y España por ejemplo).

Ley 19.940 (Ley Corta I):

- Derecho a vender energía en mercado spot y potencia a precio de nudo
- Tratamiento operacional y comercial simplificado
- Asegura conexión (<9 MW) a redes de distribución
- Exención total de peaje troncal para <9 MW; y exención parcial de peaje troncal para 9-20 MW

Ley 20.018 (Ley Corta II):

Aunque la Ley Corta II no fue pensada para favorecer a las ERNC, sino para incentivar la inversión en cualquier tipo de generación, al introducir los procesos de licitación que deben fijar precios en el largo plazo, las ERNC podrían ayudar a disminuir los riesgos de volatilidad de los precios de los combustibles que obligan a los generadores en las licitaciones a indexar los precios de la electricidad a los precios de los combustibles.

Características:

- Permite participación en licitaciones de suministro de distribuidoras
- Creación de mercado para ERNC, en condiciones de precios similares a las energías convencionales
- Derecho a suministrar el 5% de la demanda de la distribuidora a precios competitivos

Reglamentos de Leyes Corta I y II:

- DS 244(2006): Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación
- Asegura a generadores <9MW vender su energía a CMg o Pnudo, operando con autodespacho
- Define procedimientos de conexión, operación y comunicación con EEDD y CDEC
- Resolución 398(2006): Mecanismo para licitar 5% de las Empresas de Distribución
- Decreto 62(2006): Potencia de Suficiencia
- Norma técnica de cogeneración (revisión)
- Normas técnicas de conexión en distribución (revisión)

Ley de ERNC 20.257 (Ley Corta III):

- Generadores obligados a acreditar entre 5% y 10% de ERNC respecto de sus retiros, ya sea por medios propios o contratados, en cualquier sistema interconectado
- Plazos y porcentajes acreditación:

2010-2014	5%
2015-2024	incremento anual de 0,5% sobre 5%
2025-2034	10%
- Excedentes de ERNC mayores a la obligación pueden ser comercializados entre generadores
- Obligación para contratos suscritos a partir del 31/Agosto/2007, en sistemas eléctricos >200 MW
- Medios de generación ERNC válidos: aquellos conectados después del 1/Enero/2007



Universidad Técnica Federico Santa María

- Balances anuales de energía con ERNC se hacen obligatorios a partir de 1/Enero/2010
- Obligación de acreditación de ERNC estará vigente hasta Dic 2034
- Sanción por incumplimiento a beneficio de clientes cuyos suministradores cumplen obligación: equivalente a 0,4 UTM/MWh (30 US\$ por MWh) no acreditado; reincidencia 0,6 UTM/MWh (45 US\$/MWh).
- Mecanismo de flexibilización para cumplimiento: postergación de un año para <50% de la obligación
- Multas serán distribuidas entre los clientes cuyos generadores hayan cumplido con la obligación de ERNC
- Fiscalización de la obligación y acreditación: CDEC, SEC, CNE

Los partidarios de la ley ERNC defienden su posición diciendo que a partir de 2010 aparece una demanda por electricidad generada mediante ERNC incentivando la inversión en esas tecnologías; y que el alza de precio de los combustibles fósiles hará crecer el precio de la electricidad, otorgando mayor competitividad a la generación mediante ERNC sin necesidad de ningún incentivo adicional.

Los detractores de la ley ERNC, opinan que como nada garantiza que las multas por incumplimiento de las obligaciones vayan a incrementar los ingresos de los generadores ERNC, las inversiones no se producirán. Apoyan esta opinión diciendo que son los dos o tres grandes generadores convencionales los que tienen la obligación; y que incluirán el valor de las multas en los precios de las licitaciones, traspasando ese costo a los consumidores finales. Justifican esa posición aduciendo que esos grandes generadores no promoverán las inversiones en generación ERNC, pues la presencia de estas nuevas plantas, por ser de menor costo marginal, disminuiría la cantidad horas anuales en que son despachadas sus plantas de generación térmica que aun no han pagado su inversión.

Impacto de la Obligación en el Precio de la Energía

Para cuantificar el efecto sobre los precios consideremos el siguiente ejemplo:

Precio base de la energía ofertada: $P_b = 65 \text{ US\$/MWh}$

Precio máximo por ERNC: $P_{\text{ERNC,máx}} = P_b + 30 \text{ US\$/MWh} = 95 \text{ US\$/MWh}$

Precio final de la energía, con ERNC incluidas

$$P_{\text{final}} = P_b \times 95\% + P_{\text{ERNC,máx}} \times 5\% = 66,50 \text{ US\$/MWh (2010-2014)}$$

$$P_{\text{final}} = P_b \times 90\% + P_{\text{ERNC,máx}} \times 10\% = 68 \text{ US\$/MWh (2025-2034)}$$

Implica un aumento de 1,50 - 3,00 US\$/MWh, equivale a 2,3% - 4%

Hay una oportunidad de implementar estrategias de promoción de las ENRC en Chile. A la fecha con los cambios de ley se ha aplicado el mecanismo de cuotas. En el mundo se aplican otra serie de incentivos. En la siguiente tabla se indican las principales ventajas y desventajas.



Tabla 9. Ventajas y desventajas de las estrategias de promoción de las ERNC

Fuente: "Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report" e Informe ERNC, PNUD, Flavio Comunian.

Sistema	Ventajas	Desventajas
Tarifas (Feed-in tariffs)	<p>Gran efectividad y eficiencia</p> <p>Bajo riesgo para los inversionistas</p> <p>Apoyo estratégico para la innovación tecnológica</p> <p>Positivo impacto en la diversidad tecnológica</p> <p>Posibilidad de ajuste</p> <p>Simplicidad</p>	<p>Puede no incentivar suficientemente la competencia</p> <p>Riesgo de sobre compensación, si no se considera la curva de aprendizaje de cada tecnología como una reducción gradual en el tiempo.</p> <p>Menor nivel de competencia entre productores que en el caso de los sistemas de cuotas y licitaciones</p>
Premio o Prima	<p>Gran efectividad</p> <p>Eficiencia debido al riesgo medio para inversionistas</p> <p>Mejor integración en mercados autónomos</p> <p>Riesgo de la inversión más bajo que certificados</p>	<p>Premio o prima</p> <p>Riesgo de sobre compensación ante altos precios eléctricos</p> <p>Mayor riesgo para el inversionista respecto de FITs, puesto que tarifa total fluctúa con el mercado</p>
Cuotas y certificados	<p>Competencia entre generadores</p> <p>Sustenta las tecnologías de más bajo costo.</p> <p>En teoría tienen menor riesgo de exceso de financiación.</p> <p>Rápido desarrollo si existe voluntad política.</p> <p>Rápido despliegue de tecnologías específicas.</p> <p>En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado</p> <p>Buen complemento para algunas tecnologías.</p> <p>Buen instrumento secundario.</p>	<p>Menos eficiente dado el alto riesgo para inversionista.</p> <p>Costo administrativo considerable.</p> <p>Poco favorable para tecnologías de menor madurez.</p> <p>Existencia de actores dominantes podrían inhibir o tornar poco transparente el mercado.</p> <p>Definición de cuotas y fijación de multas no es simple e influencia considerablemente el resultado del sistema.</p> <p>Mayor complejidad transfiere mayor costo al consumidor.</p> <p>Limita o retrasa la diversificación.</p> <p>Si las cuotas definidas son un monto fijo y no un porcentaje, al acercarse a las metas puede disminuir el valor de los certificados e inhibirse el mercado.</p> <p>Podría inhibirse el desarrollo de las ERNC si las multas por incumplimiento resultar ser demasiado bajas.</p>



Universidad Técnica Federico Santa María

Licitaciones (Tendering)	Rápido desarrollo si existe voluntad política. Rápido despliegue tecnologías específicas, En teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado.	Por su operación discontinua causa inestabilidad. Costos administrativos altos y potencial para crear barreras administrativas. Si competencia es excesiva el desarrollo puede verse bloqueado. No es adecuado para un mercado grande y en rápido crecimiento. Riesgo de ofertas poco realistas.
Subsidio a la inversión	Buen complemento para algunas tecnologías	Ineficiente si se utiliza como instrumento principal.
Incentivos tributarios	Buen instrumento secundario	Buen resultado solo en países con alta carga impositiva y para las tecnologías más competitivas



Universidad Técnica Federico Santa María

2.4. Distribución geográfica del recurso

En Chile se han realizado varios estudios para poder cuantificar la distribución del recurso eólico a lo largo del país.

1. Estudio Corfo (año 1993): "La Energía del Viento en Chile" (Depto. Geofísica, Universidad de Chile)

Conclusiones y recomendaciones del estudio

Potenciales interesantes de energía eólica en las siguientes áreas del país:

- Zona de Calama, II Región.
- Sector costero de la IV Región
- Puntas que penetran hacia el océano, en la costa de la zona norte y central.
- Cumbres elevadas y áreas cordilleranas abiertas
- Zona costera abierta al océano del sector austral, Regiones XI y XII
- Zonas trasandinas abiertas hacia las pampas patagónicas, en las Regiones XI y XII
- Estaciones antárticas
- En las islas esporádicas, aprovechando efectos de relieve.



Figura 13. Mapa de velocidad zona norte. Eolo 1993.

Fuente: Depto. Geofísica, Universidad de Chile



Universidad Técnica Federico Santa María

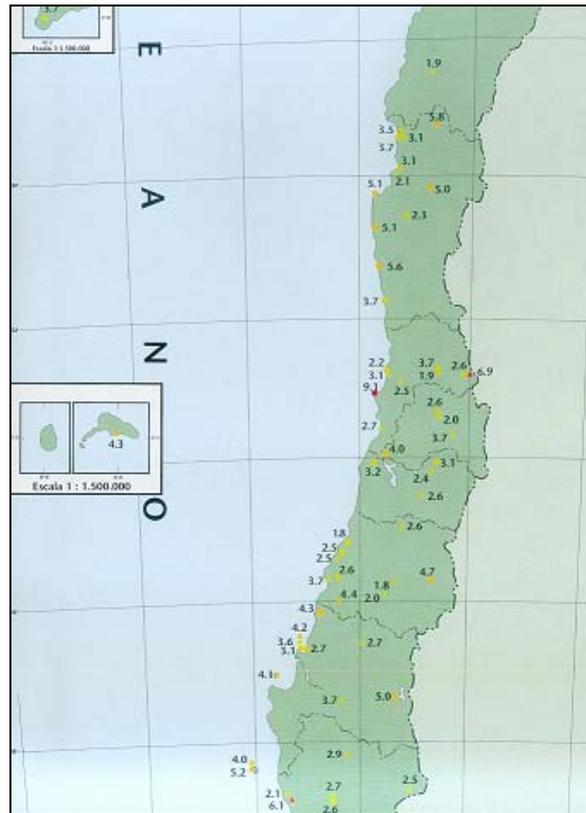


Figura 14. Mapa de velocidad zona centro. Eolo 1993.
Fuente: Depto. Geofísica, Universidad de Chile

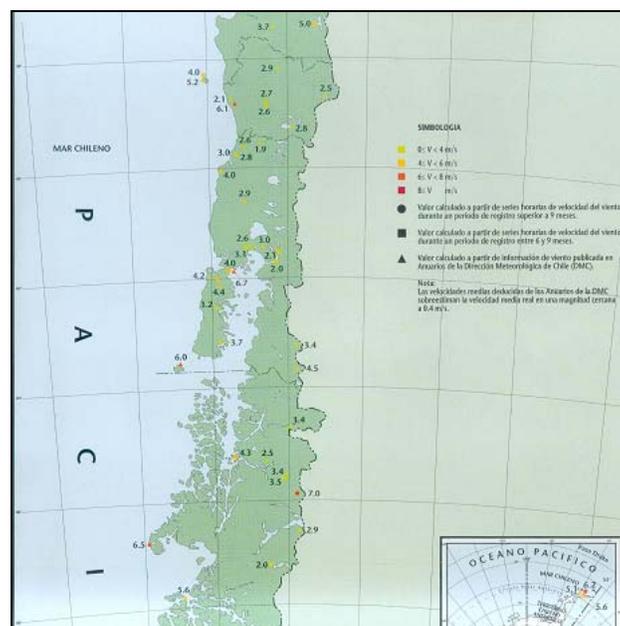


Figura 15. Mapa de velocidad zona centro-sur. Eolo 1993.
Fuente: Depto. Geofísica, Universidad de Chile



Universidad Técnica Federico Santa María

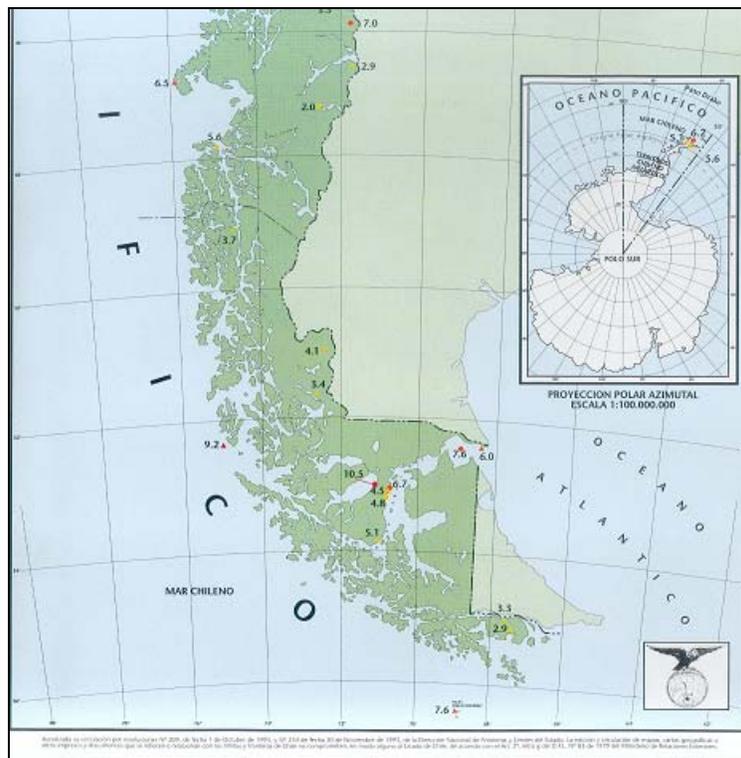


Figura 16. Mapa de velocidad zona sur. Eolo 1993.
Fuente: Depto. Geofísica, Universidad de Chile

2. Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento de la Información Eólica” Parte 1: Zonas Norte a Región V (año 2001) Depto. Geofísica, Universidad de Chile.

- Recopilación de nuevos datos de la III a V Regiones
- Modelación: con métodos de baja resolución horizontal

Resultados:

- Confirmación de conclusiones EOLO93
- Modelos usados, sólo de valor cualitativo



Universidad Técnica Federico Santa María

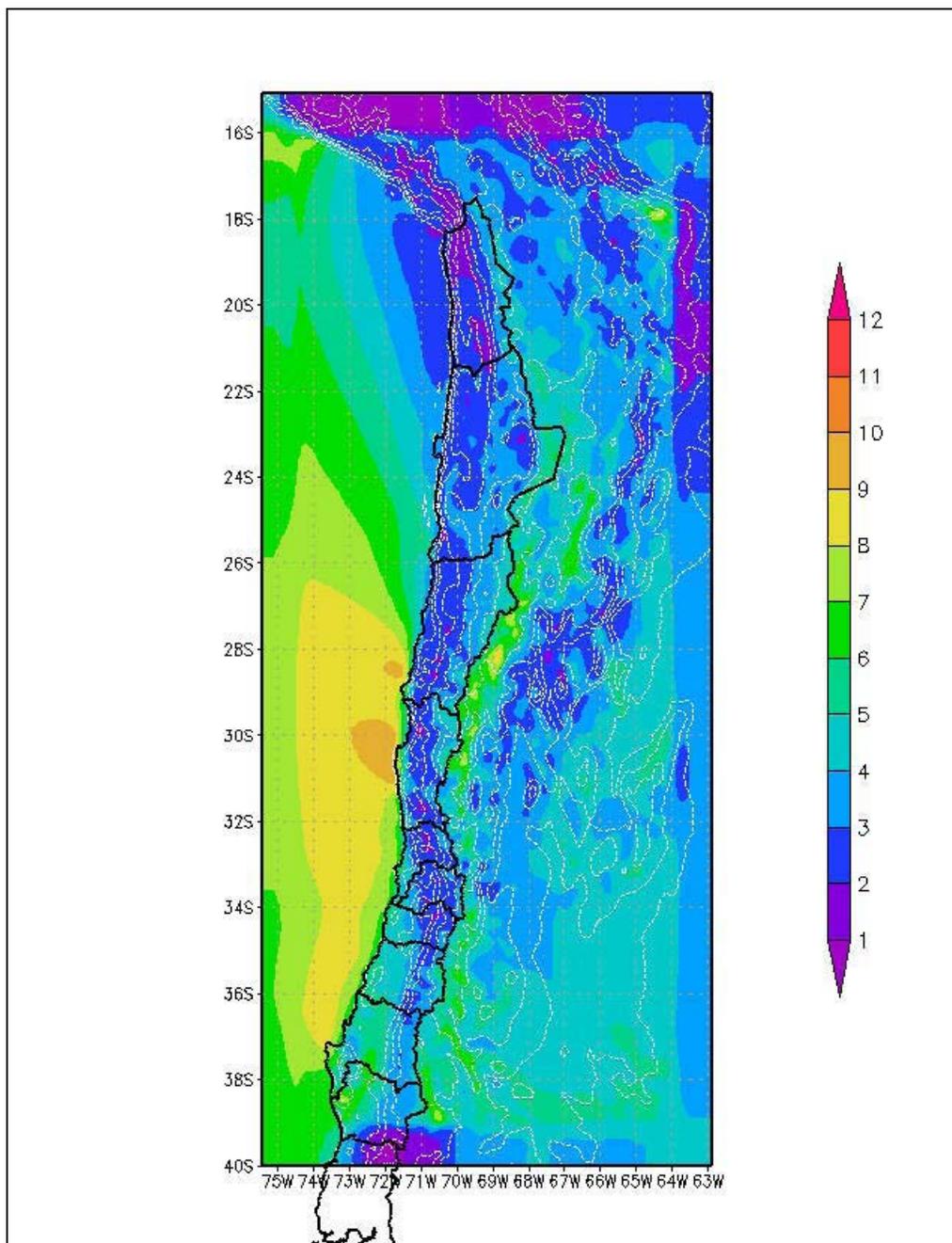


Figura 17. Mapa de velocidad. Eolo 2001. Magnitud del viento a 10 m sobre el suelo para periodo completo (Modelo HIRLAM). Líneas indican contornos de terreno. Colores indican magnitud del viento en (m/s) (escala a la derecha).

Fuente: Depto. Geofísica, Universidad de Chile



Universidad Técnica Federico Santa María

3. Estudio de Comisión Nacional de Energía “Mejoramiento y Administración de la Información Eólica Parte II: Zonas Centro-Sur hasta X (año 2005) CERE-UMAG, Universidad de Magallanes.

Recopilación de nueva información de estaciones de diversas fuentes

- Informes Standard de datos (WindPro)
- Modelo Digital de Terreno del entorno de cada Estación
- Obtención de una distribución espacial sobre modelos digitales de terreno de las estaciones meteorológicas compiladas en el Estudio Corfo (1993).
- Habilitación de sitio Web que permite acceder a la mayor parte de los resultados de este estudio
- Desarrolló un Sistema de Información Geográfica Eólico (SIG Eólico) en plataforma ArcView 3.2 que facilita enormemente el rápido acceso a las bases de datos de las estaciones meteorológicas, y que además entrega una visión espacial de las estaciones meteorológicas compiladas en el Estudio Corfo (1993), y en el presente estudio en sus etapas 1 y 2.
- Se obtuvo la distribución espacial discreta del recurso eólico a escala nacional de acuerdo a la información de viento que estuvo disponible al momento de realizar el estudio
- Se introducen antecedentes estadísticos del régimen de vientos para un total de 124 estaciones, y se progresa notablemente en la presentación y en el desarrollo de herramientas para la difusión de los resultados.
- Se proporcionan distribuciones espaciales continuas de la velocidad del viento en una zona de la IV región, obtenidas mediante la aplicación de un modelo de mesoscala.
- La modelación de mesoscala, en la IV región, permite a los consultores sugerir la existencia de potenciales muy interesantes de energía eólica en esta región. Se sugiere otorgar prioridad al desarrollo de un mapa eólico para esta región, en cuya validación podría gestionarse la utilización de la red de estaciones meteorológicas existentes en la zona.
- Se aprecia la existencia de potenciales interesantes de energía eólica en las siguientes regiones del país:
 - VI región
 - VIII región
 - X región



Universidad Técnica Federico Santa María

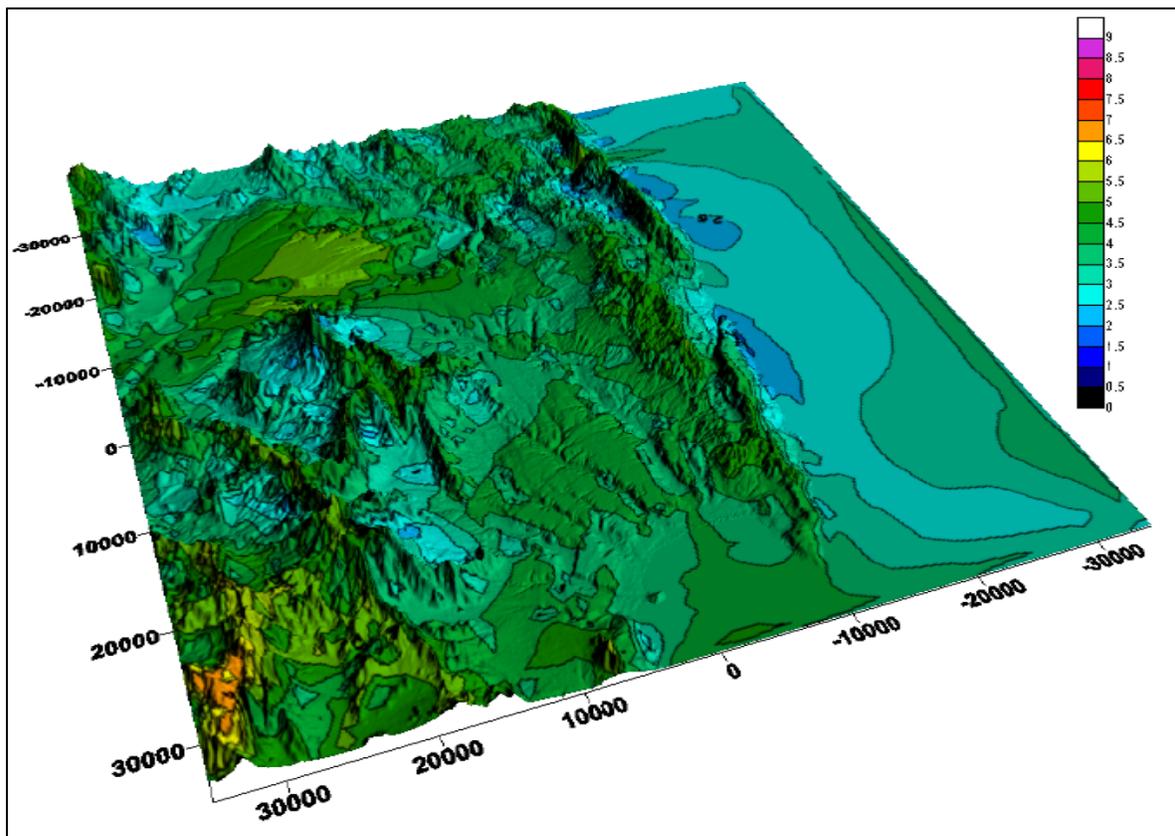


Figura 18. Mapa de velocidad media del viento para Septiembre 2003 a 50 metros.
Velocidad en colores en m/s
Fuente: CERE-UMAG

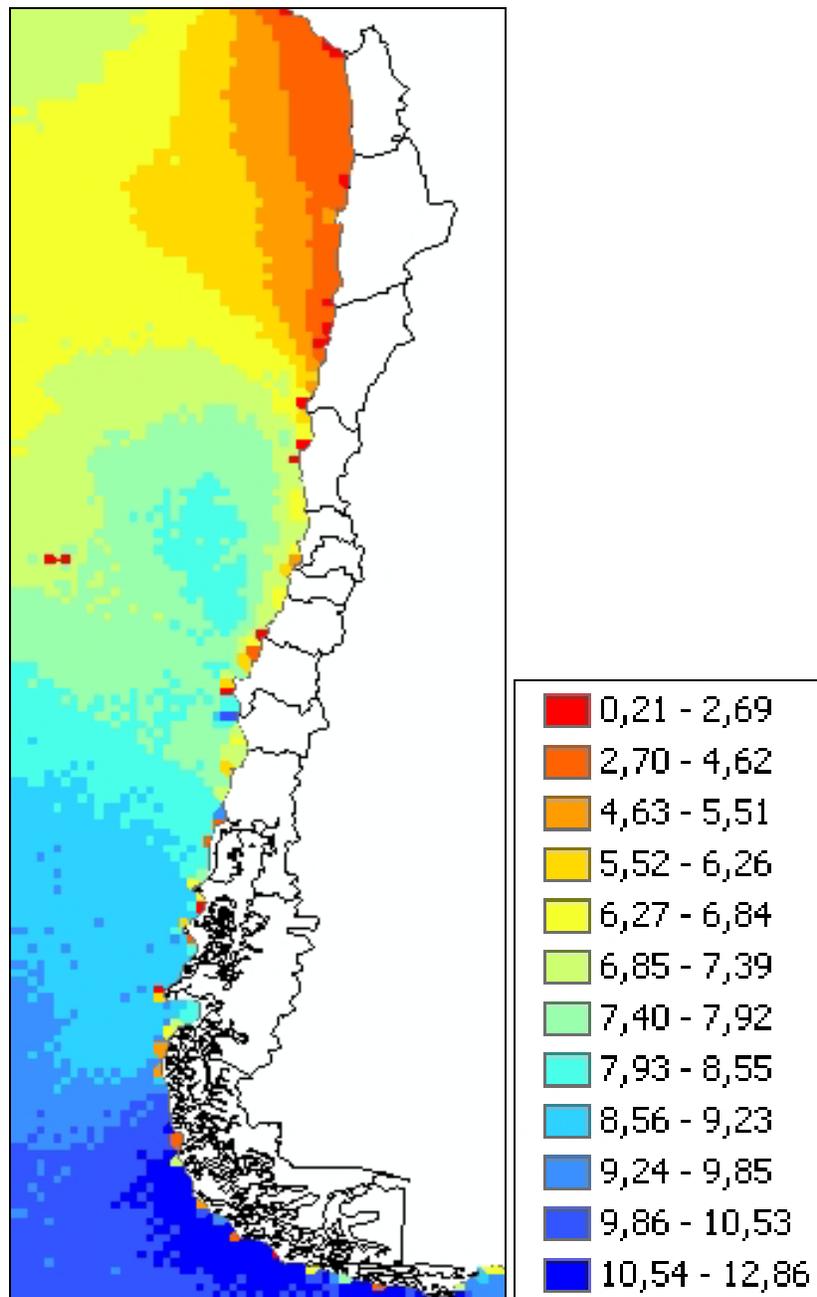
4. Proyecto CORFO: Caracterización y aprovechamiento de la energía del viento en Chile. CONICYT. Proyecto FONDEF D0111165. Centro de Estudios de los Recursos Energéticos. Universidad de Magallanes. CERE/UMAG (año 2002-2005)

Resultados obtenidos

- Recopilación de datos meteorológicos globales públicos de gran escala (Reanalysis): 200x200 km, a 50 metros altura, 20 años
- Procesamiento para obtener promedios históricos
- Presentación sobre Plataforma digital
- Mapa digital de vientos costeros de Chile
- Campo de vientos modelado de XII Región



Universidad Técnica Federico Santa María



**Figura 19. Mapa Eólico de las costas de Chile. Promedio anual escaterómetro (1999-2002).
Velocidades en colores en m/s
Fuente: CERE-UMAG**



Universidad Técnica Federico Santa María

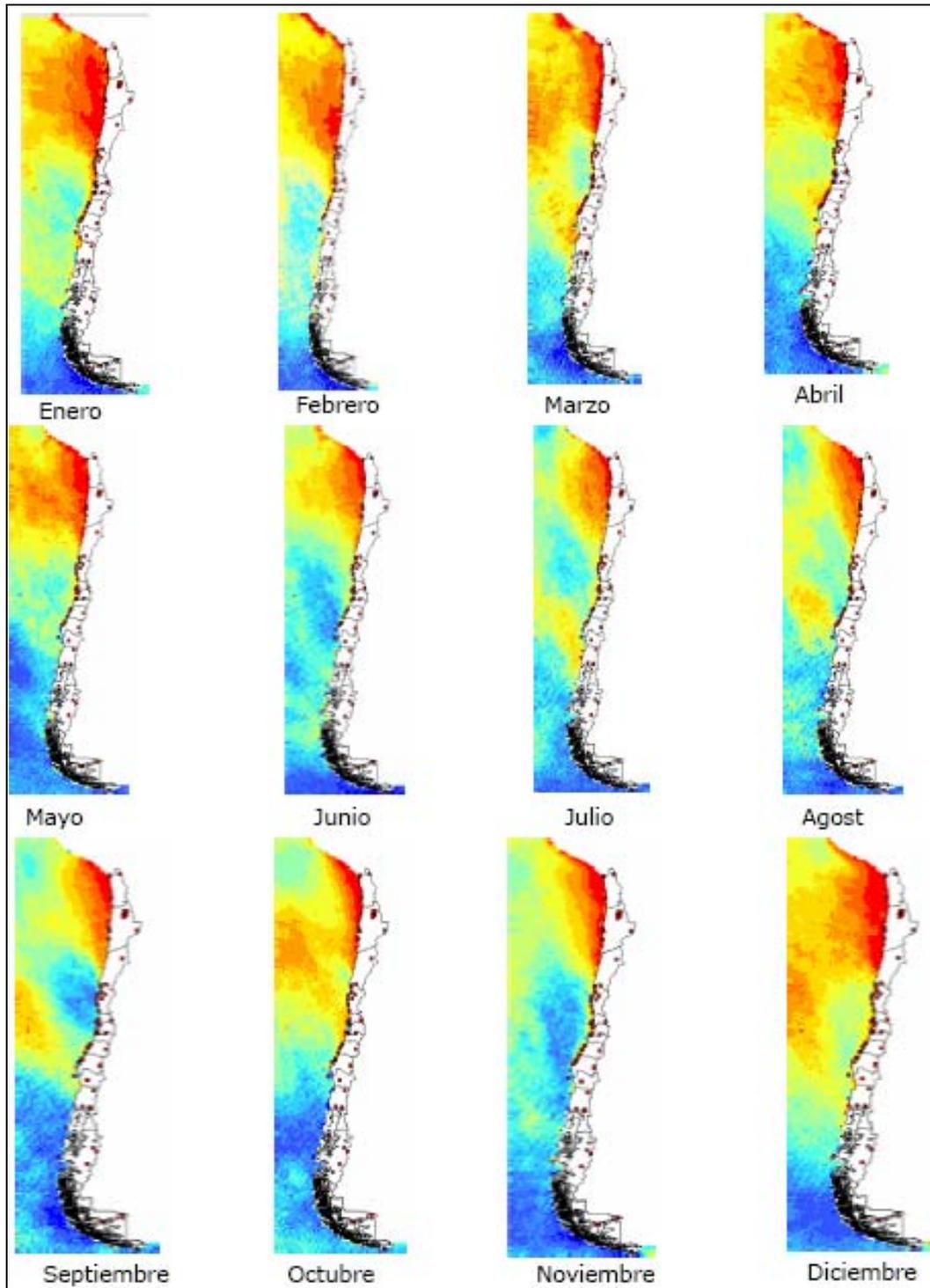


Figura 20. Mapa Eólico de las costas de Chile. Promedio mensuales escaterómetro (1999-2002) (aplica la misma escala de la figura anterior)
Fuente: CERE-UMAG



Universidad Técnica Federico Santa María

**5. Proyecto CORFO: “Evaluación del Recurso Eólico En el Norte Chico Para su aprovechamiento en la Generación de Electricidad”
Proyecto FONDEF D05I10038 Centro CEAZA –La Serena Geofísica-U. de Chile
Modelación Mesoescala –MM5 (4 km) Modelación KAMM (1 km) (año 2006-2009)**

Proyecto en proceso.

Objetivo principal del proyecto

Determinar la distribución espacial de la energía eólica disponible para la generación de energía eléctrica en el Norte Chico de Chile

Objetivos específicos

- Generar mapas de la velocidad media del viento y potencial eólico medio de las regiones de Coquimbo y Atacama
- Generar información que permita conocer las características del viento en puntos específicos

6. Mapas Eólicos desarrollados por el Laboratorio de Energía Renovables de los Estados Unidos (NREL)

NREL ayuda a desarrollar las proyecciones de alta resolución de recursos eólicos por todo el mundo. Esto permite tener una proyección más exacta de los emplazamientos con alta disponibilidad de viento.

Los mapas desarrollados a la fecha son:

- Región IX: Costa pacífico
- Región X: Pacífico
- Región X: Zona de la Isla de Chiloe.
- Región X: Area Lago Ranco

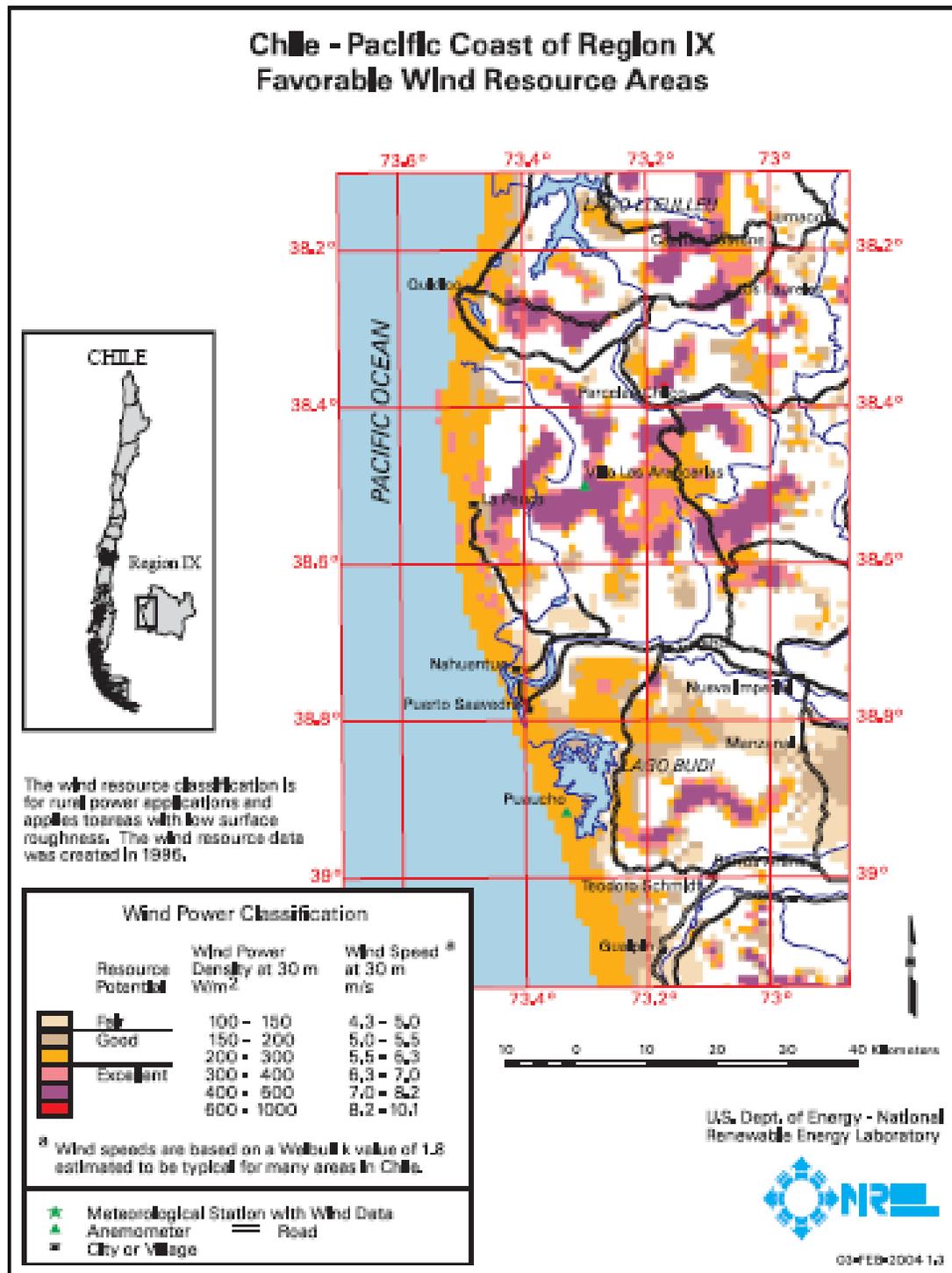


Figura 21. Mapa eólico en Región IX: Costa pacifico
Fuente: NREL. National Renewable Energy Laboratory.

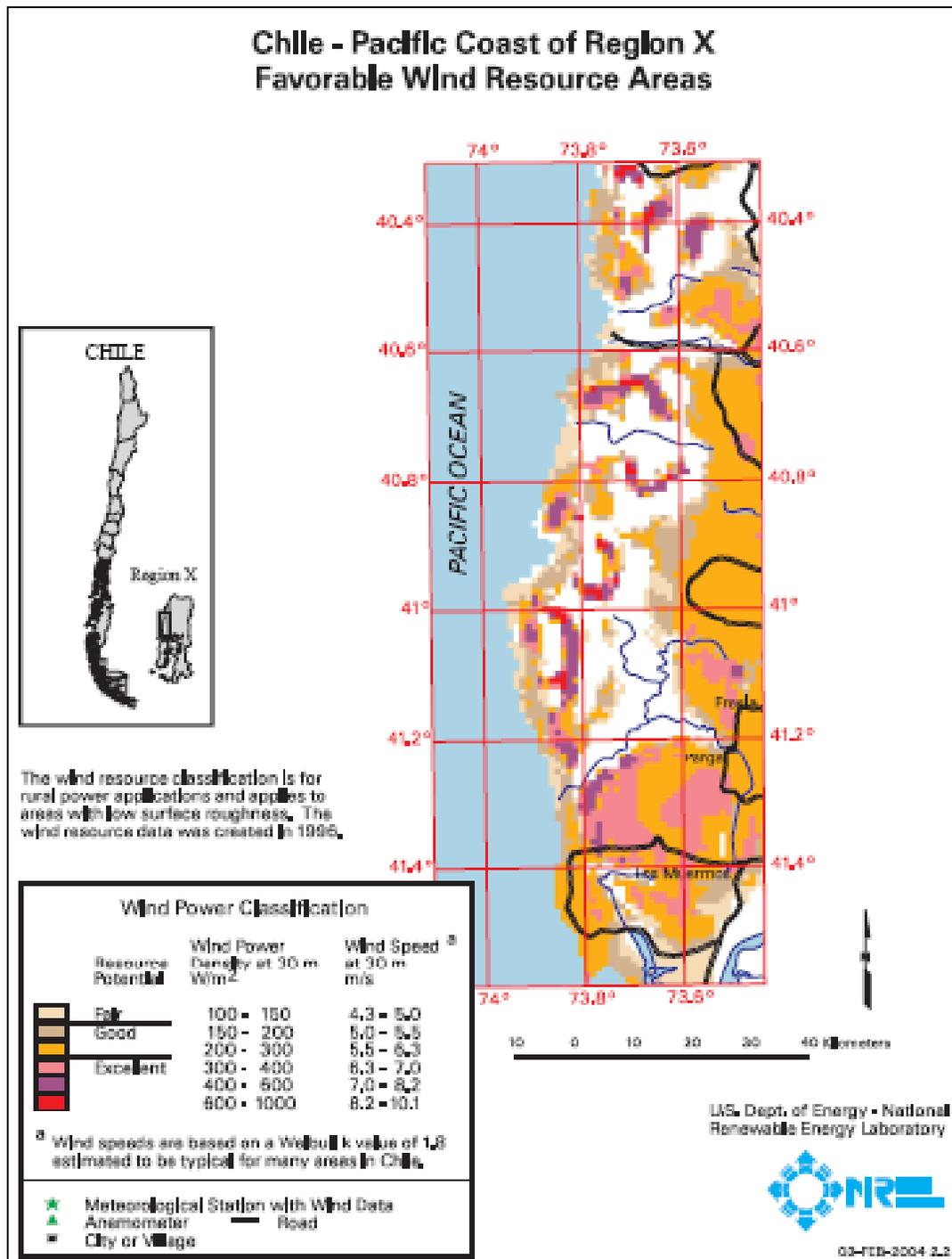


Figura 22. Mapa eólico en Región X: Pacifico
 Fuente: NREL. National Renewable Energy Laboratory.

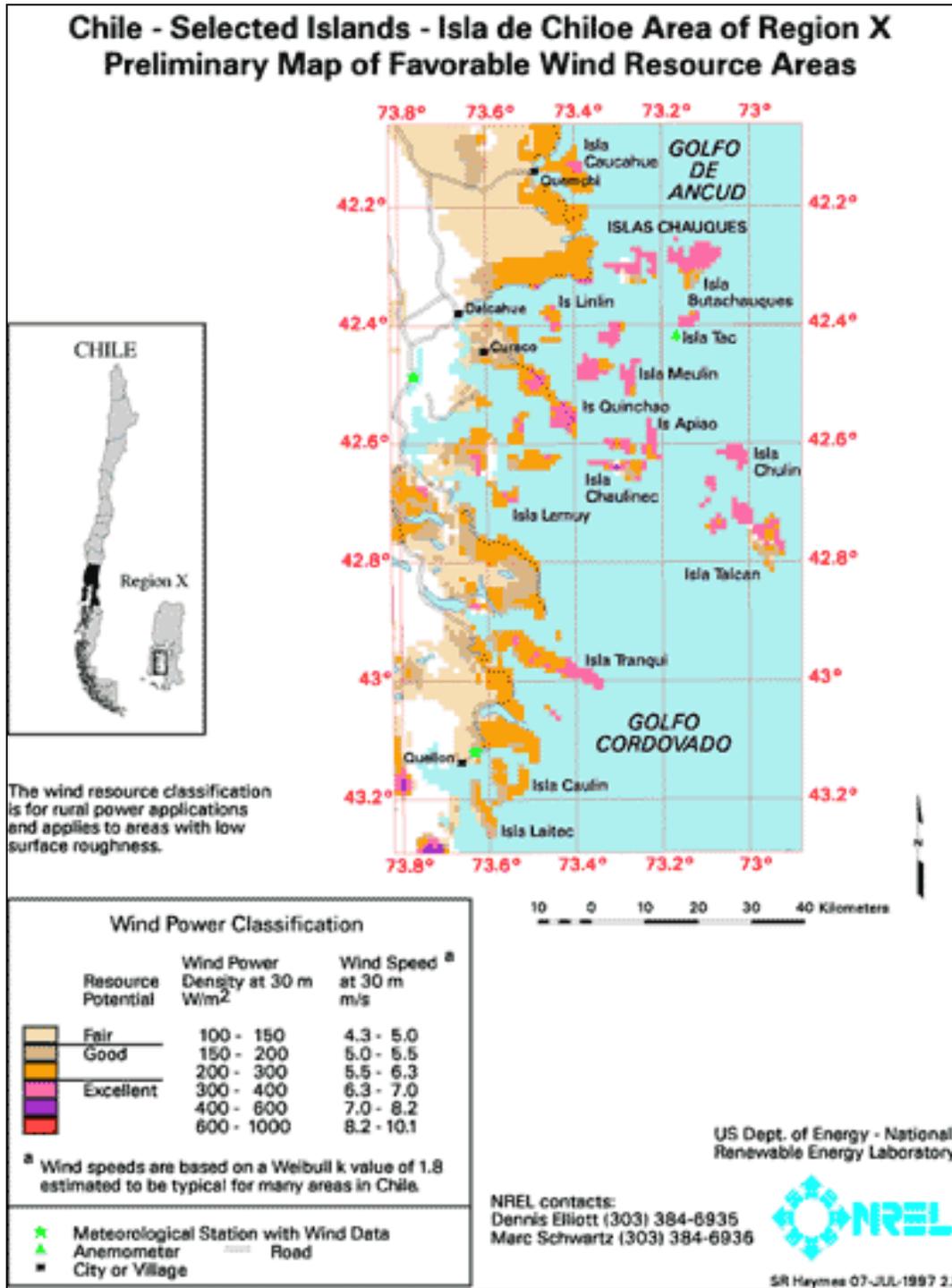


Figura 23. Mapa eólico en Isla de Chiloe
Fuente: NREL. National Renewable Energy Laboratory.

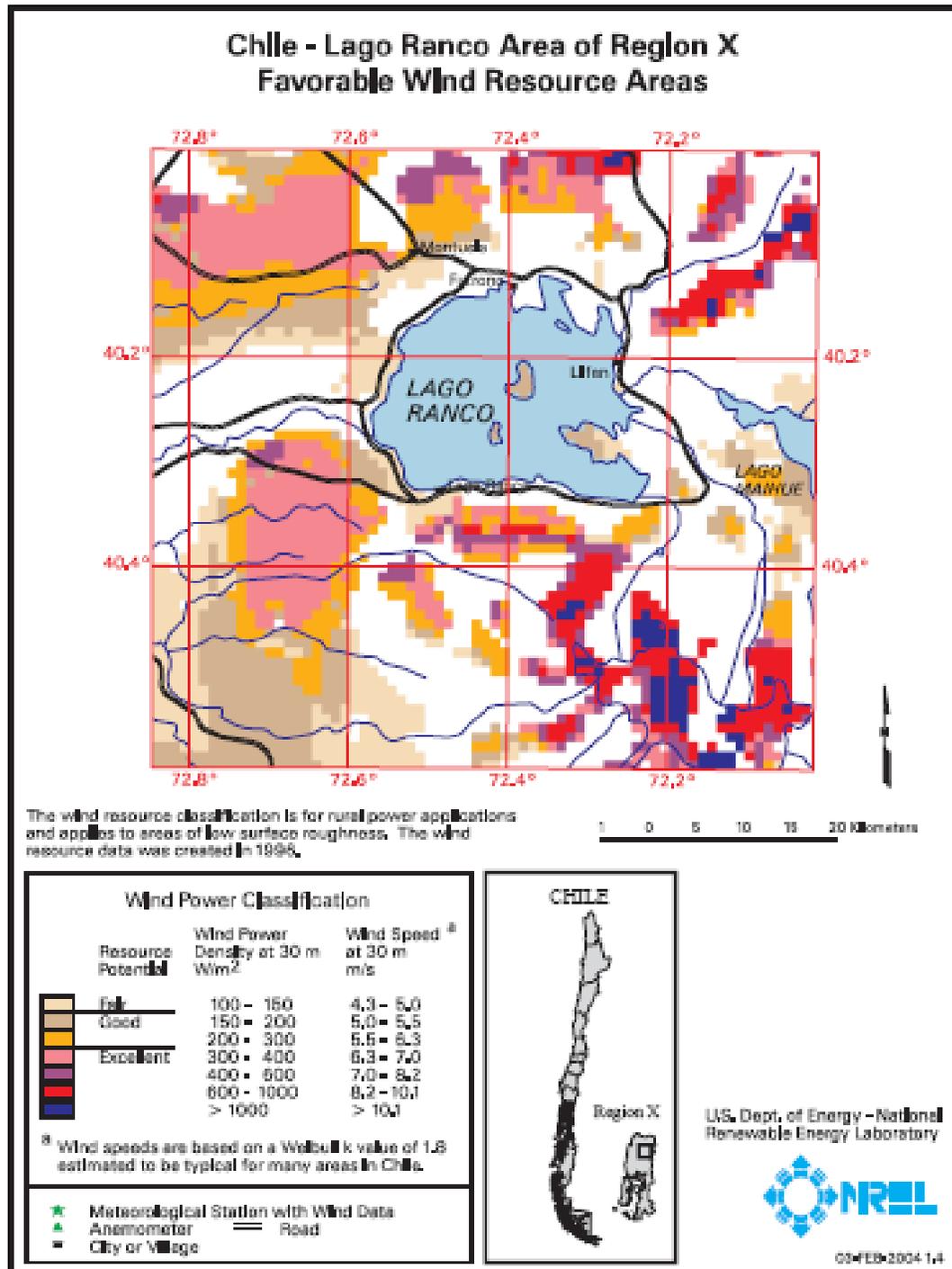


Figura 24. Mapa eólico en Región X: Área Lago Ranco
Fuente: NREL. National Renewable Energy Laboratory.



2.5. Industria del viento

La industria de energía eólica en Chile asociada a turbinas que entregan energía a la red comprende dos empresas de generación a saber:

- Parque Eólico Alto Baguales de la empresa Edelsén que utiliza tres turbinas Vestas de 0,66 [MW] cada una.
- Parque Eólico Canela de ENDESA ECO que utiliza once turbinas Vestas de 1,65 [MW] cada una.

En la actualidad hay varias empresas que están prospectando el país para instalar parques eólicos.

Otras de las instalaciones que se están haciendo cada vez más masiva es la utilización de aerogeneradores de baja potencia para el suministro energético de una casa o un grupo de casas y/o establecimientos ubicados en zonas rurales y aisladas o en islas. Un ejemplo es el sistema de abastecimiento eléctrico de la Isla Tac, en el Archipiélago de Chiloé, con un sistema eólico-Diesel que abastece de electricidad a 79 familias y 3 centros comunitarios, que cuenta con dos aerogeneradores de 7,5 [kW] cada uno.

La tecnología utilizada para la producción de aerogeneradores eólicos es totalmente importada.

La compañía eólica más importante del mundo era Vestas (Dinamarca), seguida por Gamesa (España), GE (EE.UU.), Enercon (Alemania), Suzlon (India), Siemens, Nordex, y Repower (Alemania), Acciona (España), y Goldwind (China). Virtualmente todos los proveedores de turbinas eólicas incrementaron su capacidad de producción durante el 2006/2007. Y un gran número de proveedores locales se están concentrando actualmente en componentes claves tales como cajas de cambio, cuchillas, cojinetes, torres y piezas fundidas. No obstante, la industria continúa experimentando dificultades en la cadena de suministro debido al gran crecimiento de la demanda, poniendo una presión sin precedentes en los fabricantes de componentes. Dos consecuencias de ello fueron el incremento en los tiempos de entrega de turbinas (algunos alcanzaron hasta dos años) y precios de turbinas más altos.

Además, el incremento de precios en las materias primas para el acero, cobre, y fibra de carbono contribuyeron consecuentemente al respectivo incremento de precios. Adicionalmente, los aumentos en los tamaños de las turbinas, ahora de 2 MW y mayores aún, junto a la presión generalmente en la industria global de herramientas de maquinarias, significó que los proveedores de componentes sufrieran una gran presión para producir las nuevas partes que requerían los nuevos y mayores tamaños en cantidades suficientes.

La industria de energía eólica verificó un incremento en las instalaciones de fabricación eólica en Estado Unidos, India y China, ampliando la base de fabricación de Europa con el crecimiento de cadenas de suministro más localizadas. Durante muchos años, India ha estado exportando componentes y turbinas, pareciera que el 2006/2007 marcó el punto de partida para China también, con el anuncio de acuerdos para la exportación de turbinas y componentes. En este país, los dos fabricantes locales principales eran Goldwind y Sinovel Wind, con el 33 por ciento y el 6 por ciento del mercado chino, respectivamente, en el 2006. En el 2007, más de 40 firmas chinas aspiraban a la fabricación a escala comercial de turbinas eólicas, muchas de ellas se dedicaban al desarrollo y testeo de prototipos, mientras que algunas comenzaban a producir turbinas comerciales durante el 2006/2007. Se espera una expansión persistente de esta producción todo el mundo, especialmente en los mercados emergentes. A principios del 2007, el Consejo Global de Energía Eólica hizo la siguiente observación: "los expertos predicen que se vislumbra el final del camino para este auge".

Algunas de las empresas fabricantes de turbinas aerogeneradores son:



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 10. Principales Empresas Fabricantes de Aerogeneradores

Fuente: Elaboración propia.

Nº	Empresa	País de origen	Página WEB
1	Vestas	Dinamarca	www.vestas.com
2	Enercon	Alemania	www.enercon.de
3	Gamesa	España	www.gamesa.es
4	General Electric Wind Energy	USA	ge.ecomagination.com
5	Windflow technology	New Zealand	www.windflow.co.nz
6	Nordex	Alemania	www.nordex-online.com
7	Acciona	España	www.acciona.es
8	NEG micon	USA	www.poweronline.com
9	Trustpower	New Zealand	www.trustpower.co.nz
10	Ecotecnia	España	www.ecotecnia.com
11	Suzlon	India	www.suzlon.com
12	Siemens	Alemania	www.powergeneration.siemens.com
13	Repower	Alemania	www.repower.de
14	Goldwind	China	cn.goldwind.cn
15	Sinovel Wind	China	www.sinovel.com



2.6. Costos actuales y proyectados

Los costos de la energía eléctrica desde las centrales tradicionales se pueden dividir en tres tipos:

1. Costos fijos que contemplan los costos de construcción y mantención. En las tarifas estos costos se reflejan en el “cargo por potencia” principalmente. Este cargo cubre principalmente los intereses del crédito de la compra de la central eléctrica.
2. Costos variables que contemplan los costos de operación cuyo mayor monto son los costos por combustible y últimamente en algunos países se están considerando los costos por contaminar.
3. Costos de transmisión en alta y media tensión principalmente.

Pero hoy en día hay que considerar un cuarto costo por lo general no contemplado por los ingenieros y economistas:

4. Costos externos al proyecto debido a la contaminación del medio ambiente y a la salud de la población que sufre la contaminación. Estos costos deberán internalizar a futuro, lo que hará mas caras las centrales tradicionales en beneficio de las centrales limpias que no contaminan, como las eólicas.

En la evaluación económica la velocidad del viento es muy importante, la potencia es directamente proporcional al cubo de la velocidad, dado esto su importancia. En general, el factor de capacidad en una planta eólica podría variar hasta en un 25% sobre la base mensual.

Los costos de inversión actualmente aplicables en Chile están en el rango de 1.700 a 2.300 [US\$/kW], por ejemplo, en el parque eólico de Canela el costo de inversión declarado es de 1.720 [US\$/kW].

Los costos de Operación y Mantenimiento son del orden del 1,5 al 2.5 % de costo de inversión por año (30 a 50 [US\$/kW instalado]) en sitios de velocidad de viento muy fuerte (una velocidad de viento media de 10-11 [m/s]), por ejemplo, en el parque eólico de Canela el costo de operación y mantenimiento declarado es de 27 [US\$/kW año].

Los costos del ciclo de vida dependen de la velocidad promedio del viento y de la distribución de este. En un sitio muy bueno (10-11 [m/s]) los costos podrían ser de 7-8 [cUS\$/kWh] (con una tasa de descuento del 10 %). El costo de generación (hasta la consecución de turbina) es muy sensible a las fluctuaciones de tasa de cambio que en efecto cambian el costo de inversión/MW para turbinas eólicas. Por ejemplo, en el parque eólico de Canela el costo de generación calculado es de 8,18 [cUS\$/kWh].

En la siguiente tabla se muestran los costos de energía típicos en cUS/kWh.



Tabla 11. Situación de las Tecnologías Renovables - Características y costos.
Fuente: REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

Tecnología	Características Típicas	Costos de Energía Típicos cUS/kWh
GENERACIÓN ELÉCTRICA		
Hidroeléctricas grandes	Potencia de planta: 10 megawatts (MW)–18,000 MW	3–4
Hidroeléctricas pequeñas	Potencia de planta: 1–10 MW	4–7
Eólicas en tierra	Potencia de la turbina: 1–3 MW Diámetro Aspas: 60–100 metros	5–8
Eólicas mar adentro	Potencia de la turbina: 1.5–5 MW Diámetro Aspas: 70–125 metros	8-12
Biomasa	Potencia de planta: 1–20 MW	5–12
Geotermia	Doble-flash, vapor natural [double-flash, natural steam]	4–7
Solar FV (modulo)	Tipo de celda y eficiencia: cristal simple -single-crystal- 17%; policristalino – polycrystalline- 15%; silicón amorfo - amorphous silicon- 10%; película delgada -thin film- 9-12%	-
Solar FV sobre techos	Potencia instalada pico: 2–5 kilowatts-pico	20–80*
Concentradores solares térmicos (CSP)	Potencia de planta: 50–500 MW (colector), 10-20 MW (torre); Tipos: colector - trough-; torre o receptor central - tower-, plato –dish-	12–18†
CALENTAMIENTO DE AGUA		
Calentamiento Biomasa con	Potencia de planta: 1–20 MW	1–6
Calentamiento solar	Tamaño: 2–5 m ² (hogar); 20–200 m ² (mediano/multi-familia); 0.5–2 MWth (grande/district heating); Tipos: evacuated tube, flat-plate	2–20 (hogar) 1–15 (mediano) 1–8 (grande)
Calentamiento/enfriamiento geotérmico	Potencia de planta: 1–10 MW; Tipos: heat pumps, direct use, chillers	0.5–2
BIOCOMBUSTIBLES		
Etanol	Productos agrícolas: caña de azúcar, remolacha azucarera, maíz, mandioca, sorgo, trigo (y celulosa a futuro)	25–30 cent/litro (azúcar) 40–50 cent/litro (maíz) (gasolina equivalente)
Biodiesel	Productos agrícolas: soja, colza o canola, semillas de mostaza, palma, jatropha, o aceites vegetales usados.	40–80 cents/litro (diesel equivalente)
ENERGÍA RURAL (FUERA DE RED)		
Mini-hidroeléctricas	Potencia instalada: 100–1,000 kilowatts (kW)	5–10



Universidad Técnica Federico Santa María

Micro- hidroeléctricas	Potencia instalada: 1–100 kW	7–20
Pico- hidroeléctricas	Potencia instalada: 0.1–1 kW	20–40
Digestor a biogas	Tamaño del digestor: 6–8 metros cúbicos	n/a
Gasificador a biomasa	Tamaño: 20–5,000 kW	8–12
Pequeña turbina eólica	Potencia de la turbina: 3–100 kW	15–25
Turbina eólica hogareña	Potencia de la turbina: 0.1–3 kW	15–35
Mini red para comunidad	Potencia del sistema: 10–1,000 kW	25–100
Sistema Solar hogareño	Potencia del sistema: 20–100 watts	40–60

Nota: Los costos son costos económicos, excluyen subsidios o incentivos de política. Los costos típicos de la energía corresponden a las mejores condiciones posibles, incluyendo el diseño del sistema, localización, y disponibilidad de recursos. Condiciones óptimas pueden arrojar costos menores, condiciones menos favorables pueden resultar en costos substancialmente superiores. Los costos de sistemas híbridos de generación eléctrica fuera de red empleando renovables dependen fuertemente del tamaño del sistema, localización y aspectos asociados como respaldo de diesel y depósito de baterías.

(*) Costos típicos entre 20-40 centavos por kWh corresponden a latitudes bajas con radiación solar de 2500 kWh/m²/año, 30-50 centavos/kWh para 1500 kWh/m²/año (típico del sur de Europa), y 50-80 centavos para 1000 kWh/m²/año (latitudes superiores).

(†) Costos para plantas colectoras; los costos caen al incrementarse el tamaño de planta.

El COE (costo de la energía) se calcula considerando el CAPEX y OPEX de cada proyecto. Estos se evaluaron a 20 años con una tasa de descuento del 10%.

En la siguiente tabla se presentan los COE calculados para cada uno de los proyectos de los que se tiene información. Los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, y el factor de planta son los declarados por los gestores de los proyectos. En aquellos casos donde no declaraban el costo de O&M y el factor de planta se considero un 1,5% del costo de inversión y un 30% respectivamente

Tabla 12. Costos de Generación, evaluado a 20 años con una tasa del 10%.

Fuente: la indicada en la columna Gestor del Proyecto.

Descripción	Potencia MW	Energía GWh/año	Costo Inversion MMUS\$/MW	Costos O&M MMUS\$/MW	Factor de Planta %	COE [cUS\$/kWh]	Gestor Proy.
Parque Eólico Quillagua	100	376,7	1,50	0,0225	43	5,27	Constructora Pacifico Ltda.
Parque Eólico Quinahue	20	52,6	1,75	0,0263	30	8,82	Enor Chile
Parque Eólico II Región	100	306,6	1,40	0,0210	35	6,05	Gas Atacama
Parque Eólico de Codelco en Gaby	20	52,6	-	-	30	-	Coldeco Norte
Parque Eólico San Blas	43,5	114,3	1,40	0,0210	30	7,06	Acciona



Universidad Técnica Federico Santa María

Parque Eólico Sra Gabriela	138	362,7	1,40	0,0210	30	7,06	Acciona
Parque Eólico Sra. Rosario	84	220,8	1,40	0,0210	30	7,06	Acciona
Parque Eólico Canela I	18,15	52,5	1,78	0,0269	33,0	8,18	Endesa Eco
Parque Eólico Canela II	60	157,7	2,05	0,0308	30,0	10,34	Endesa Eco
Parque Eólico El Trangue	100	262,8	1,29	0,0194	30	6,50	EPS Ingeniería y Consultora de Proy.
Parque Eólico Huentelauquen	9	23,7	2,00	0,0300	30	10,08	Ing. Seawind Sudamerica Ltda.
Parque Eólico Ovalle	10	26,3	2,00	0,0300	30	10,08	Ingeniería Seawind Sudamerica Ltda.
Parque Eólico Puclaro	10	26,3	2,00	0,0300	30	10,08	Ingeniería Seawind Sudamerica Ltda.
Parque Eólico Vallecito	15	39,4	2,00	0,0300	30	10,08	Patsy McCormick
Parque Eólico Monte Redondo	74	194,5	2,03	0,0304	30	10,22	Ingeniería SeaWind Sudamericana Ltda.
Parque Eólico Punta Colorada	20	52,6	0,98	0,0146	30	4,91	Compañía Barrick Chile Generación Limitada
Parque Eólico Totoral	50	131,4	2,00	0,0300	30	10,08	Norvind S.A.,
Parque Eólico Talinay	150	394,2	-	-	30		-
Parque Eólico Curaumilla	9	23,7	1,99	0,0298	30	10,02	Handels und Finanz AG Chile S.A.
Parque Eólico Costa	9	23,7	1,50	0,0225	30	7,56	Coast Wind Energy
Parque Eólico La Capilla	8	22,4	1,99	0,0298	32	9,39	EPS Ingeniería y Consultora de Proy.
Parque Eólico Llay-Llay	14	36,8	2,00	0,0300	30	10,08	EPS Ingeniería y Consultora de Proy.
Parque Eólico San Juan	40	105,1	1,80	0,0270	30	9,07	Inversiones Espolón S.A.
Parque Eólico Santa Guadalupe	9	23,7	1,40	0,0210	30	7,06	Branko Stambuk R.
Parque Eólico Isla Robinson Crusoe, archipiélago Juan Fernández	0,3	0,8	-	-	30		-
Parque Eólico Pichilemu	9	23,7	1,78	0,0267	30	8,96	Wireless Energy



Universidad Técnica Federico Santa María

Parque Eólico Estancia Flora	10	26,3	1,00	0,0150	30	5,05	Luis Gardeweg
Parque Eólico El Pangal	8,5	22,3	1,94	0,0291	30	9,78	Servicios Eólicos S.A.
Parque Eólico Chanco	20	52,6	1,47	0,0220	30	7,38	Ecoingenieros
Parque Eólico Bellavista	9	23,7	1,33	0,0200	30	6,72	Soltec energías renovables Ltda.
Parque Eólico Nuevos Aires	20	52,6	2,00	0,0300	30	10,08	David Soto
Parque Eólico Hualpén	20	52,6	1,30	0,0195	30	6,55	Eolica Navarra
Parque Eólico Arauco	20	52,6	1,60	0,0240	30	8,06	Lahmeyer Internacional GmbH
Parque Eólico El Curaco	20	52,6	1,80	0,0270	30	9,07	Leonardo Valencia
Parque Eólico El Rosal	15	39,4	1,80	0,0270	30	9,07	Leonardo Valencia
Parque Eólico Fundo Morhuilla	20	52,6	1,80	0,0270	30	9,07	Leonardo Valencia
Parque Eólico Negrete	20	52,6	1,42	0,0213	30	7,16	Servicio Evangelico para el desarrollo
Parque Eólico Pullay	15	39,4	1,80	0,0270	30	9,07	Leonardo Valencia
Parque Eólico Punta Chome	10	26,3	2,00	0,0300	30	10,08	Ingenieria Seawind Sudamerica Ltda.
Parque Eólico Chiloé	10	26,3	1,60	0,0240	30	8,06	Pacific Hydro
Parque Eólico Alto Baguales	2	7,9	1,20	0,0180	45	4,03	Edelaysén. Grupo Saesa
Parque Eólico Otway	10	30,7	1,30	0,0195	35	5,62	Edelmag
Sistema Híbrido Eólico Diesel Isla TAC	0,015	0,039	-	-	30	-	-
Total	1.349,5	3.717,3	1,66	0,02	31	8,18	

Nota: a la fecha solo Canela I y Alto Baguales son parques eólicos que están instalados y operativos.

Un factor muy importante a considerar en la evolución es la disponibilidad del viento. A mayor factor de planta se tiene menor COE (cost of energy).

Pequeñas turbinas Eólicas

Las pequeñas turbinas eólicas utilizadas en granjas agrícolas para generación de electricidad o para el bombeo directo de agua tienen un costo de generación mucho mayor, lo que las hace viables económicamente solo en zonas remotas o autónomas, el costo de generación es del orden de 35 cUS\$/kWh



Universidad Técnica Federico Santa María

La energía eólica a esta escala se ve perjudicada por:

- Pequeño tamaño de la turbina, menor rendimiento
- Velocidades del viento inferiores a la altura del eje
- Velocidades de viento inferiores a las velocidades de los mejores sitios nacionales.

El bombeo directo de agua es más atractivo. Las estimaciones son que el costo de energía podría estar alrededor 22 a 30 cUS\$/kWh

Costos de Inversión para proyectos de generación eólica

Los costos de inversión incluyen una serie de ítem, el más significativo es la turbina. En la tabla siguiente se indican los porcentajes como se distribuyen normalmente los costos. Estos van a variar dependiendo del proyecto en particular.

Tabla 13. Costos de Inversión para proyectos de generación eólica

Fuente: EWEA (European Wind Energy association)

Nº	Ítem	Distribución de costos totales [%]		Distribución de otros costos [%]	
		Limite inferior	Limite superior	Limite inferior	Limite superior
1	Turbina	74	82	-	-
2	Fundaciones	1	6	20	25
3	Instalaciones Eléctricas	1	9	10	15
4	Conexión a la Red	2	9	35	45
5	Consultoría	1	3	5	10
6	Terreno	1	3	5	10
7	Costos Financieros	1	5	5	10
8	Construcción de Accesos	1	5	5	10



Universidad Técnica Federico Santa María

Costos de Operación y Mantenimiento de Centrales Eólicas

Tabla 14. Costos de Operación y Mantenimiento de Centrales Eólicas

Fuente: Dewi (German Wind Energy Institute)

Nº	Ítem	Distribución de costos totales [%]
1	Arriendo de Terreno y Servidumbres	18
2	Seguros	13
3	Energía desde la Red	5
4	Mantenión de generadores	26
5	Administración	21
6	Misceláneos	17

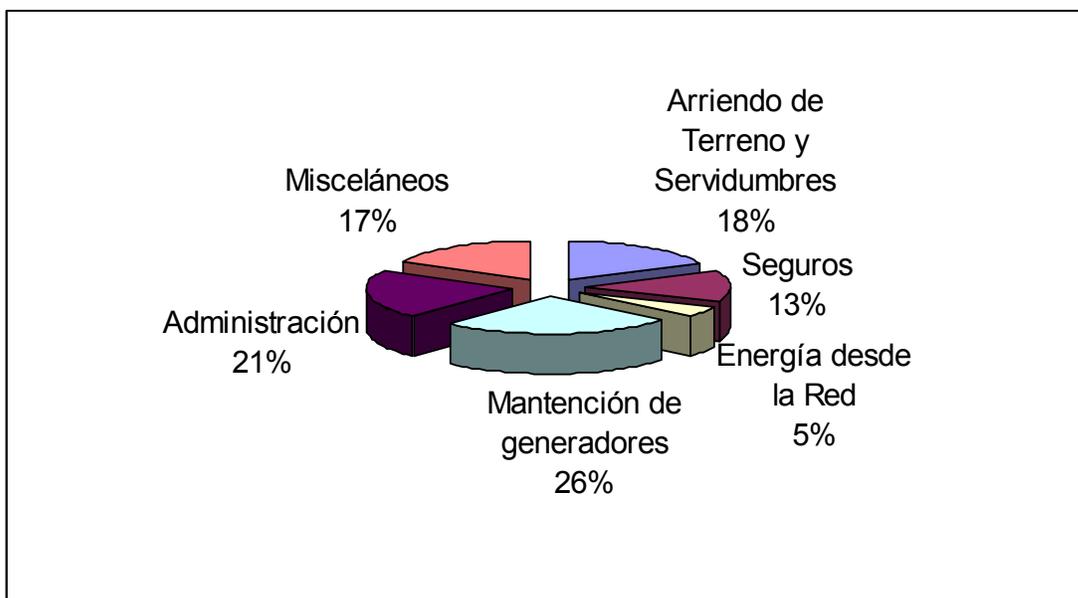


Figura 25. Distribución de Costos de Operación y Mantenimiento de Centrales Eólicas

Fuente: Dewi (German Wind Energy Institute)



Costos Sociales y Medioambientales

Si se tiene en cuenta los costos sociales y medioambientales de las energías contaminantes, el costo real de producción de energía mediante fuentes convencionales incluye costos que la sociedad asume, tales como impactos a la salud y degradación del medioambiente local y regional (desde contaminación por mercurio hasta lluvia ácida) y los impactos globales del cambio climático. La Comisión Europea, mediante un proyecto denominado ExternE, se ha dedicado a cuantificar los verdaderos costos, incluyendo los costos medioambientales de la generación de electricidad. Se ha estimado que el costo de producir electricidad mediante carbón o petróleo se duplicaría y el costo de producir electricidad mediante gas natural se incrementaría en 30%, si se tomara en cuenta el costo de los daños al medioambiente y a la salud. Si esos costos medioambientales fueran cargados a la generación de electricidad de acuerdo a su impacto, la energía eólica no necesitaría ninguna ayuda para competir exitosamente en el mercado. Es importante lograr la imposición de tributos por contaminación a las fuentes generadoras de electricidad que contaminan, para que en los mercados de electricidad exista una competencia justa y sin subsidios ocultos, como exige un verdadero sistema de economía de mercado.

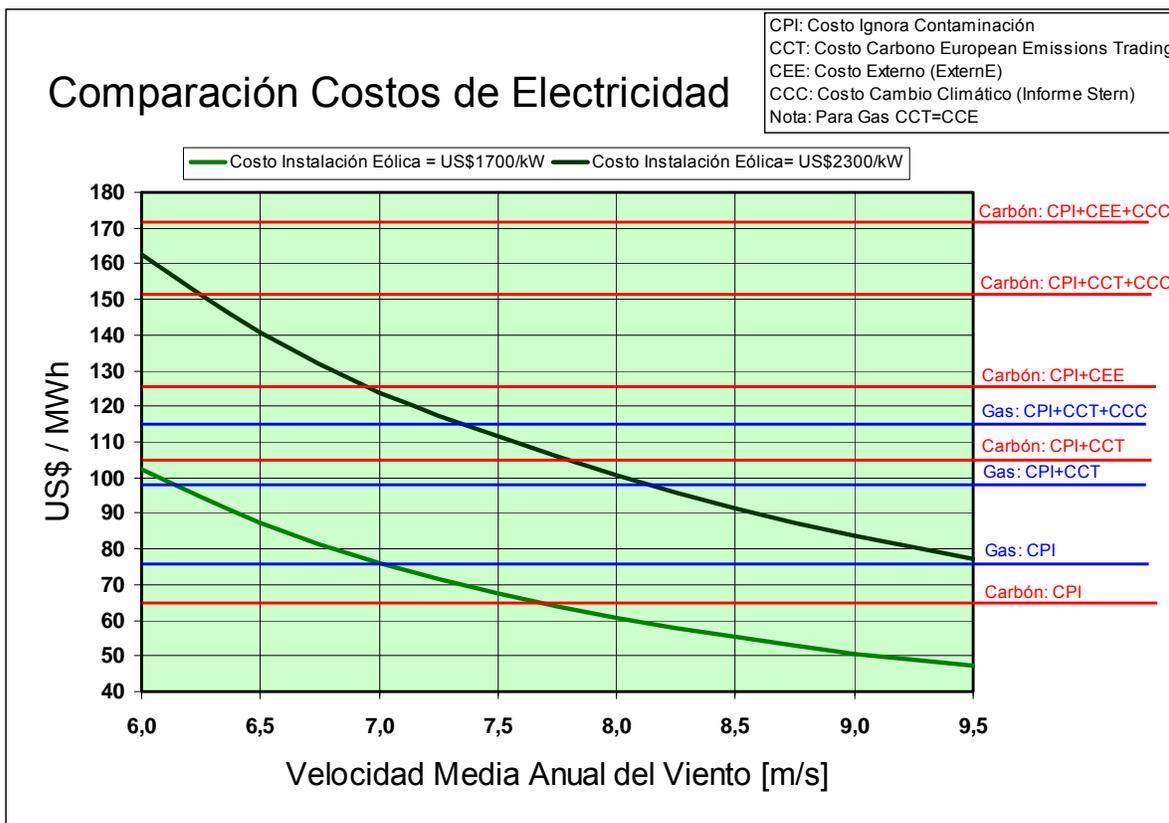
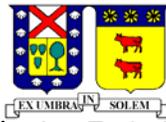


Figura 26. Comparación de costos de electricidad.

Fuente: Rodrigo Garcia. MegaWind S.A.

En el siguiente gráfico se muestra los factores de emisión de CO₂ para distintas alternativas de generación de electricidad.

De este gráfico se deduce que para estabilizar las concentraciones de CO₂ en la atmósfera sería necesario reducciones significativas en las emisiones de las centrales eléctricas alimentadas



Universidad Técnica Federico Santa María

con combustibles fósiles, ya sea reduciendo directamente sus emisiones o bien, por un uso más eficiente de la energía o por un mayor uso de tecnologías de fuentes de energía renovables.

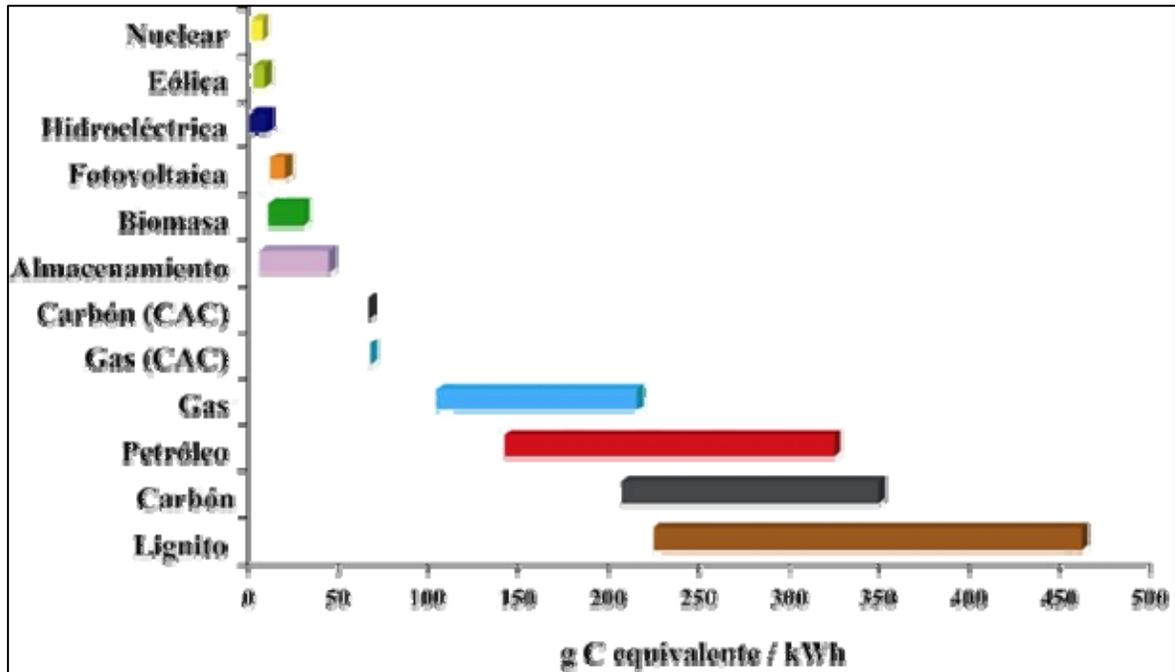


Figura 27. Factores de emisión de CO₂ para alternativas de generación de electricidad
CAC: captura y almacenamiento del carbono
Fuente: OCDE



2.7. Criterios de desarrollo

La energía eólica en Chile presenta la siguiente situación

- Poca información sobre el potencial eólico a nivel terrestre y de mar, esta información es primordial para proyectar los parques eólicos. El generar la información del potencial eólico implica altos requerimientos de tiempo (a lo menos un año) y de recursos para su medición en terreno.
- Falta de metodologías para la valoración de efectos indirectos (descentralización, desarrollo regional, ambiental)
- La implementación de nuevas tecnologías se basa principalmente en el criterio económico. Esto no permite incentivar la entrada de tecnologías menos rentables que las tradicionales.
- Poca capacidad regional de análisis para planificación y gestión de recursos energéticos de la región.

La energía eólica tiene claras ventajas medioambientales, ya que su reducido impacto ambiental, es significativamente menor que el de las fuentes de energía convencionales. Por ejemplo: no existe minería, es decir, no hay grandes movimientos de terreno, ni arrastre de sedimentos, ni alteración de cauces de agua. No hay metalurgia ni transformación del combustible o, lo que es igual, no hay grandes consumos de energía, ni residuos radiactivos, problemas de transporte, mareas negras, contaminación del aire en las refinerías, explosiones de gas, ni agentes químicos muy agresivos.

Tampoco tiene lugar combustión ni fisión de combustible, lo que equivale a la imposibilidad de accidentes nucleares, a la inexistencia de emisiones a la atmósfera de CO₂ u otros gases de efecto invernadero, provocadores del cambio climático, de contaminantes ácidos, gases tóxicos, polución térmica.

No se generan residuos, por lo que no hay vertederos, que además pueden arder, ni productos radiactivos que controlar ahora o posteriormente. Gracias a la energía eólica y a toda la infraestructura que conlleva se genera un número importante de puestos de trabajo.

El desarrollo de parques eólicos en tierra ha ido creciendo en la medida que se han conocido mejor los diferentes emplazamientos, y siguiendo la evolución de la tecnología.

El desarrollo de parques eólicos en el mar ha ido creciendo a nivel mundial, en Chile aun no hay ningún parque eólico en el mar. Estos parques tienen turbinas con potencias mínimas del orden de los 2 MW, y quizás la evolución en tamaño no sea tan alta como la vivida en la década pasada en tierra. A la fecha el límite de profundidad es de 30 [m] para la instalación eólica marina, con una tendencia en la tecnología a rebasar ese límite, siendo posible que a medio o largo plazo se puedan superar ampliamente los 50 [m] de profundidad, con lo que se incrementaría el potencial de la energía eólica marina.

Para la instalación de los parques eólicos es importante seleccionar aquellos emplazamientos que ofrezcan mayores beneficios económicos, sociales y ambientales.

Los criterios de desarrollo de los parques eólicos deben considerar:

- Eficiencia económica
- Seguridad energética
- Sustentabilidad social y medioambiental

Los objetivos estratégicos de un sistema energético nacional debe considerar:

- Autonomía energética
- Diversificación de fuentes energéticas
- Eficiencia en el uso energético
- Sustentabilidad ambiental



Universidad Técnica Federico Santa María

- Precios/costos estables

Barreras existentes en el área

- Baja competitividad respecto energías convencionales

La falta de incentivos específicos o subsidios no permite que esta fuente de energía pueda competir con energías convencionales. La existencia de precios altos puede permitir que estas energías entren al mercado.

- Baja disponibilidad de capital y financiamiento

La banca en Chile exige garantías que hacen poco atractivo que empresas que no son grandes puedan financiar sus proyectos.

- Inexperiencia tecnológica a nivel nacional en la operación y mantenimiento de estas tecnologías.

Si bien en Chile están operando dos centrales eólicas, Alto Baguales y Canela, aun así se requiere mayor tiempo de experiencia. Por otro lado, al existir un riesgo asociado a la innovación tecnológica, se le exige una mayor rentabilidad a este tipo de tecnología respecto a la del mercado de las tecnologías convencionales.

- Inexistencia de información detallada respecto del potencial y localización del recurso eólico tanto en tierra como en mar.

Si bien existen estudios del potencial eólico a nivel nacional, estos son insuficientes. Los inversionistas deben asumir un mayor costo exploratorio lo que aumenta el riesgo del proyecto. La eventual realización de un proyecto de esta naturaleza debe tener una fase de investigación preliminar, en la cual se definan con exactitud los parámetros relativos al emplazamiento tales como curva real de cizallamiento, rugosidad del terreno, efectos aceleradores del paisaje, efectos térmicos, altura de capa límite, otros.

En general se estima que la energía obtenida en el mar puede ser superior a las zonas próximas interiores de tierra en torno a un 20%, es más fácilmente predecible y de una mayor calidad debido a la no existencia de accidentes orográficos y menores turbulencias.

- Infraestructura eléctrica de evacuación insuficiente

Se requieren nuevas infraestructuras eléctricas para aprovechar el potencial eólico de emplazamientos en zonas aisladas o próximas a redes saturadas.

- Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.

Cada tipo de tecnología tiene un comportamiento frente a la red claramente diferenciado y, por lo tanto, se requiere la implantación de medidas tecnológicas de distinta índole para que contribuya a la estabilidad de la red, y en concreto, para que soporten vacíos de tensión originados por la presencia de faltas y su posterior despeje por los elementos de protección. La mayor parte de los fabricantes está desarrollando, conjuntamente con los suministradores de componentes, equipos que soportan vacíos de tensión y que tengan capacidad de controlar de forma dinámica tanto la energía activa como la reactiva. Concretamente, inversiones en filtros, bancos de condensadores o compensadores estáticos regulables pueden llegar a constituir un 20 % de la inversión total.

- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica

A medida que aumente el número de instalaciones eólicas, se hace más necesario eliminar las dificultades de gestión originadas por la no cuantificación de la energía eléctrica disponible en la red. La existencia de una herramienta de predicción de viento eficaz, facilitaría la plena integración de los parques eólicos dentro de las normas que rigen el mercado eléctrico.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Inexistencia de parques eólicos marinos en Chile
En Chile no hay instalaciones eólicas en el mar. En algunos países Europeos ya hay cientos de MW instalados.
Para racionalizar la implantación de parques eólicos en el mar es recomendable empezar con instalaciones pequeñas para recabar experiencia a nivel nacional.
- Problemas con el uso de los terrenos
En Chile para usar los terrenos donde se emplazaran los parques eólicos requiere del consentimiento del propietario lo que hace difícil la consecución de un parque.

Intermitencia de la Energía Renovable – El Ejemplo de la Energía Eólica

Existe la común percepción de que la generación de energía renovable es intermitente. A veces el viento no sopla, el sol no brilla de noche. Consideremos la energía eólica como un ejemplo clásico de la intermitencia para examinar este tema. Observando que una sola turbina eólica gira por rachas, podría parecer lógico concluir que construir más turbinas solo podría resultar en generación de electricidad poco fiable.

La totalidad del sistema eléctrico es variable, al igual que la energía eólica. Una gran variedad de factores, planificados y no planificados, influyen en el suministro y consumo de electricidad. Cambios de clima hacen que millones de personas consuman o no electricidad. Otros tantos cuentan con tener energía instantáneamente para iluminación o para su televisión.

En términos de la oferta energética, ninguna central eléctrica es completamente fiable. Las grandes centrales eléctricas pueden parar de funcionar de manera repentina, ya sea por accidente o por motivos de mantenimiento, causando una pérdida inmediata de energía. Las sequías o los terremotos pueden disminuir el rendimiento de represas hidroeléctricas, y las centrales de ciclo combinado a gas natural pueden detenerse por falta de combustible.

Los sistemas eléctricos siempre han tendido que enfrentarse a variaciones de rendimiento imprevistas, al igual que un consumo variable. Los procesos establecidos por los operadores de la red eléctrica también se pueden aplicar a las variaciones en la producción de energía eólica. Las variaciones de la energía eólica se pueden estabilizar al operar cientos o miles de unidades, facilitando al operador del sistema la predicción y gestión de dichas variaciones según éstas ocurren. Esta estabilización se puede producir al combinar la energía eólica con otras fuentes de energía renovable como la térmica solar, geotérmica, hidroeléctricas de pequeña escala y biomasa, y fuentes no-renovables como la cogeneración a gas natural. El sistema no detectará si se detiene una turbina eólica de 2MW, en cambio será seriamente afectado si se detiene una planta de carbón de 500MW o una represa de 1,000MW. La energía eólica no interrumpe bruscamente el sistema.

Por lo tanto, el tema importante no es la variabilidad misma, si no cómo pronosticar, manejar y mejorar la variabilidad eléctrica y qué herramientas se pueden utilizar para aumentar la eficiencia. La producción de energía eólica es variable, pero cada vez es más fácil pronosticarla con precisión. El factor importante para el suministro de electricidad es la producción neta de todas las turbinas eólicas en el sistema o de grupos grandes de parques eólicos. La energía eólica se debe considerar en relación a la variabilidad general de la demanda y la intermitencia de otras plantas de generación. Es decir, el viento no sopla continuamente en ningún lugar, pero el impacto general es limitado si el viento deja de soplar en un algún lugar específico ya que siempre está soplando en algún otro lugar. Por lo tanto, se puede aprovechar el viento para producir electricidad con fiabilidad a pesar de que el viento no esté disponible en un lugar específico 100% del tiempo. En cuanto al suministro de energía, mayormente no importa que el viento no sople en una sola turbina o parque eólico. Mientras más parques eólicos se construyan en una zona geográfica extensa, más fiable será la energía eléctrica.



Universidad Técnica Federico Santa María

Numerosos estudios y la experiencia práctica demuestran que añadir grandes cantidades de energía renovable a los sistemas de energía se debe en gran parte a aspectos económicos y reglamentos reguladores más que a restricciones técnicas o prácticas. En muchas regiones de países como Dinamarca, Alemania, y España la energía renovable ya contribuye 20% o más a los sistemas eléctricos sin problemas técnicos.

El Estado de California se ha comprometido a alcanzar una meta de 33% de energía renovable para su sistema eléctrico para el año 2020. La Comisión de Energía de California concluyó recientemente un estudio sobre la intermitencia para asegurar que esta meta era factible desde un punto de vista técnico. El estudio examinó varias infraestructuras de transmisión y escenarios de flexibilidad operacional, incluyendo la mencionada meta del 33%. El informe concluyó que “California puede añadir la energía renovable según los escenarios del Proyecto de Análisis de Intermitencia, siempre que existan la infraestructura, tecnologías y políticas apropiadas.”

Más recientemente, el Reino Unido propuso que el 30% al 35% de su sistema eléctrico sea renovable para el año 2020. Actualmente, menos del 5% de su electricidad proviene de fuentes renovables. La mayor parte de esta nueva electricidad renovable provendrá de energía eólica terrestre y marina. Para lograr esta meta de 30% a 35%, el Gobierno actualizará la Obligación Renovable, su estándar de energía renovable, para requerir que los proveedores de electricidad incluyan electricidad renovable en sus portafolios.

Como ha sido comprobado en otros países, Chile puede incluir una gran cantidad de energía renovable en el SIC - por lo menos 20% para el año 2024, siempre que exista la infraestructura de transmisión adecuada.



2.8. Plan Estratégico de desarrollo

La energía eólica presenta las siguientes ventajas:

- Procede del sol que calienta el aire y ocasiona el viento, por lo tanto es gratis
- Se renueva de forma continua
- Es inagotable y de libre acceso
- No emite emisiones de contaminantes de ningún tipo a la atmósfera.
- Las vibraciones del rotor son mitigadas por la flexibilidad y movimiento de la góndola. Además, la torre y la fundación mitigan bastante dichas vibraciones.
- La tecnología esta en pleno desarrollo y se han superado los problemas iniciales de regulación de voltaje y potencia. Asimismo, la contaminación puede mitigarse con los actuales sistemas de control en base a electrónica de potencia.
- El recurso tiene un valor de inversión alto por el momento, pero su tendencia es fuertemente a la baja. Por ello, pronto serán totalmente competitivos con las energías convencionales.
- Episodios excepcionales de altos vientos, por ejemplo temporales, son poco frecuentes en el año, particularmente en la costa del país.
- El recurso eólico, dada la geografía del país es abundante y se da a lo largo de todo el territorio.
- Las instalaciones son fácilmente reversibles. No deja huella

En cambio las mayores desventajas son:

- Se encuentra dispersa
- Es intermitente y aleatoria (no continua)
- Bajo factor de potencia. Dependiendo de la disponibilidad del recurso pueden darse buenos factores de planta. Por ejemplo la central Alto Baguales tiene un factor del orden de 41%, mientras que canela su factor de planta es de 33%
- Problemas de tipo ecológico que tienen relación con la estética, el ruido, la sombra que proyectan los aerogeneradores y la molestia a las bandadas de pájaros.
- Desde la perspectiva estética, la principal desventaja de los aerogeneradores es tener una altura apreciable y estar situados de emplazamientos de alta visibilidad como son las cimas de cerros o lomajes. Existe por tanto un impacto visual, situación que se incrementa en parques con un gran número de unidades.
- Adicionalmente, aunque la industria eólica emplea colores pálidos en sus modelos es muy difícil llegar a mimetizar la turbina con el entorno, particularmente el hecho de que los aerogeneradores tienen el rotor en movimiento la diferencia aun más (lo que se agrava en turbinas con mayor velocidad de rotación).
- Sonido que emiten, que es cercano a los 100 decibeles en la base de la turbina, un límite cercano a los umbrales de sensibilidad promedio que un ser humano considera "molesto".
- La sombra proyectada por los aerogeneradores también resulta un punto en contra sobre este tipo de proyectos, particularmente aquellos que se encuentran cercanos a zonas pobladas. Este punto debe ser analizado no sólo de manera estática sino que también de forma dinámica ya que el giro de las aspas produce un parpadeo que puede llegar a ser molesto para los vecinos del parque.
- Influyen sobre la fauna propia de las localidades donde son emplazados, a los temas de ruido y sombra ya mencionados se suma el efecto sobre las aves, las cuales pueden colisionar contra las turbinas. Sobre este punto, si bien el ave puede desarrollar el instinto de evadir el obstáculo, el parque eólico puede afectar las rutas de migración de las aves obligando a las bandadas a establecer nuevas rutas migratorias, con el consiguiente impacto ecológico.
- Otro tema relevante corresponde al análisis eléctrico que puede realizarse de la operación de turbinas eólicas. Los puntos que se cuestionan en este caso son la variabilidad de la potencia generada y la regulación de la tensión en el punto de acoplamiento común. Particularmente este tema es muy relevante en las turbinas de generación más antigua (y que constituyen la mayor proporción de los MW instalados en la actualidad), el aerogenerador operando sin un adecuado



Universidad Técnica Federico Santa María

sistema de control transmite hacia la red toda la variabilidad del recurso eólico. Este hecho afecta también la adecuada regulación de voltaje en el punto de acoplamiento común.

La condición que se puede considerar normal en la mayor parte del planeta es que las características del viento no resulten suficientemente adecuadas para su utilización como fuente energética importante, salvo para aprovechamientos de pequeña potencia. No obstante, existen regiones donde las condiciones de ocurrencia del recurso energético son tales que resultan sumamente ventajosas para su aprovechamiento.

Chile tiene buenos recursos eólicos. De acuerdo al estudio Eolo las siguientes zonas son de alta disponibilidad eólica:

- a) Zonas costeras con buena exposición al régimen oceánico de vientos
Entre las zonas costeras de alta disponibilidad eólica, la costa de la V Región en torno a Punta Curaumilla, y la costa de la IV Región entre Punta Lengua de Vaca y Punta molanas, parecen presentar muy favorables condiciones de viento.
Los datos de DMC en Taltal y los vientos costeros derivados de información satelital sugieren también que la costa del sur de la II Región y del sur de la III Región podrían también ser de alto recurso eólico.
- b) Cordones transversales de cerros y estribaciones de la Cordillera de los Andes
Estaciones como La Silla, Tololo son ejemplos de este tipo de zonas de mayor disponibilidad eólica. También los modelos sugieren la zona de Punta del Viento al norte de Illapel y el cordón de cerros entre las regiones III y IV como posibles áreas de alto potencial eólico.
- c) Estaciones altas en la Cordillera de Los Andes ubicadas en lugares de buena exposición al régimen de viento de altura
Estaciones como las de Cristo Redentor en la V Región, o Indio en la IV Región son ejemplos de este tipo de zonas. Los modelos indican a mayor altura en la cordillera es dable esperar mayores niveles del recurso eólico.
- d) Estaciones en lugares específicos de valles centrales, en que los vientos se aceleran por efectos locales.
Si bien es cierto que en los valles centrales los vientos medidos son más bien bajos, algunas estaciones presentan velocidades más altas, como Puclaro en el valle del Elqui o Chagres en el valle del Aconcagua (aunque siempre menores que las observadas en las estaciones de las categorías previas). Es posible, entonces, que en zonas particulares de valles centrales se alcancen potenciales eólicos mayores.

Se debe tener presente que la individualización de zonas hecha aquí está necesariamente limitada principalmente por la falta de datos en una buena fracción de la región de estudio, por el tipo de estaciones analizadas (que no fueron instaladas para evaluar el recurso eólico) y por los errores de los modelos meteorológicos empleados (especialmente en cuanto a la resolución espacial de ellos). De este modo, es muy posible que zonas específicas de alta disponibilidad del recurso han sido ignoradas.

Por otro lado las zonas de baja disponibilidad eólica son:

Los valles transversales aparecen, de acuerdo a los datos disponibles, como lugares de bajas velocidades de viento (mediciones en los valles del Copiapó, Elqui, Aconcagua). También los interiores de bahías y ensenadas parecen ser lugares desfavorables para el aprovechamiento eólico (estaciones en la zona de Quintero-Ventanas y en La Serena).

Por supuesto, las mismas limitaciones indicadas para las zonas de alta disponibilidad eólica son aplicables aquí. Es posible entonces que condiciones locales dentro de estas áreas de viento débil hagan que existan puntos de mayor disponibilidad eólica inmersos en ellas.



Universidad Técnica Federico Santa María

La energía eólica se ha desarrollado en los países en que esta tecnología ha sido incentivada directamente por el gobierno a través de diversos mecanismos que han generado una discriminación positiva. Estos incentivos pueden tomar diversas formas, como una cuota nominal o porcentual de generación de energías renovables, desarrollo de bonos de carbono, incentivos tributarios, desarrollo de un marco regulatorio claro, entre otros. Sin embargo, el incentivo más exitoso ha sido el sistema de tarifa mínima garantizada: Alemania y España, como líderes entre varios otros.

En muchos de los países en que se ha desarrollado la energía eólica, los periodos de mayor desarrollo han sido marcados, de manera adicional a la intervención gubernamental (directa e indirecta), por condiciones externas que han tornado más atractivos este tipo de proyectos. Dichas condiciones han estado asociadas a dos aspectos: deterioro de la posición competitiva de las energías sustituto y mejoras tecnológicas para el desarrollo de la energía eólica.

En particular, Chile enfrenta en estos momentos una modificación al marco regulatorio actual del sector energético que generara la obligación de suministrar parte de la energía en base a energías renovables no convencionales (ERNC), lo cual propiciara el desarrollo de proyectos en dichas energías y en particular en energía eólica debido a las ventajas comparativas que presenta. Sin embargo, es importante destacar que nada garantiza que algún ingreso adicional vaya a parar a manos de la empresa generadora ERNC, como ocurre en los países donde se ha desarrollado.

Análisis de las Fuerzas de Porter

Nuevos Entrantes

Las barreras de entrada a la industria eólica son altas debido a la alta inversión inicial y a la baja disponibilidad de información del recurso eólico a nivel país. Quizás la más importante barrera es la falta de acceso legal al recurso, cuando el propietario se opone a la explotación.

La industria se caracteriza por altos costos de inversión y bajos costos de operación y mantenimiento. El viento es gratis. El problema se presenta con la baja disponibilidad del recurso.

Otra barrera de entrada la constituye la necesidad de recursos humanos y tecnológicos altamente especializados, los cuales junto con las barreras económicas/financieras configuran un bajo nivel de amenaza para los actores ya presentes en la industria y promueven la concentración de la industria en la medida que se desarrolle.

Rivalidad en la Industria

La industria de la energía eólica en Chile se encuentra limitada por el potencial eólico del país, no existen estudios públicos precisos donde se haya determinado el potencial eólico en Chile, solo hay estimaciones muy generales dado que faltan mediciones más extensas a lo largo de todo el país.

La integración vertical que se puede generar va a depender básicamente de los aspectos económico/financieros y legales a los cuales se encuentren sometidos los participantes de esta industria. En Chile la normativa vigente genera mercados regulados además de mercados libres, lo cual disminuye los incentivos para la integración vertical como forma de reducción de volatilidad en los precios.

La integración horizontal, por otra parte, debiese tender a ser más frecuente debido a los altos costos de inversión, los cuales tienen un componente de recursos humanos y técnicos especializado, por lo que existe el potencial para hacer uso de dicha sinergia gracias a la integración horizontal.



Universidad Técnica Federico Santa María

En virtud de lo anterior, el nivel de rivalidad actual de la industria es bajo debido a que, pese a ser una industria con dimensiones limitadas por la naturaleza, aun posee un amplio margen de crecimiento en relación a la situación actual.

Proveedores

En Chile no están desarrollados los proveedores de la tecnología. Toda esta es importada. Solo están disponible proveedores de servicios menores. Por tanto los proveedores se reducen a los suministradores de capital humano, físico y financiero necesario para la realización de los distintos roles dentro de la industria. A pesar que los recursos requeridos son altamente especializados, su disponibilidad no esta forzosamente limitada, mas aun debido a la posibilidad de contar con proveedores nacionales y extranjeros. Es por esto que el poder de negociación de los proveedores es alto.

Compradores

La energía eólica puede ser vendida en tres posibles mercados: mercado spot o de transferencias entre generadores coordinado por el CDEC respectivo, mercado de clientes libres, y mercado de clientes regulados.

La obligación ad-portas de que parte de la energía suministrada sea generada por fuentes de energía renovable y no convencionales, sumado a la bajísima oferta actual de energías de este tipo, hace que actualmente y previsiblemente en el corto-mediano plazo, el poder de negociación de los compradores sea casi nulo. Esto equivale a considerar una demanda absolutamente inelástica que permite desarrollar proyectos que en otras circunstancias podrían no haber sido rentables.

Sustitutos

Los sustitutos de la energía eólica son las energías renovables no convencionales, tales como la hidráulica de pequeña escala, la solar, la geotermia, la mareomotriz, y ciertas biomasas.

Uno de los aspectos claves de estos sustitutos, y que aun se encuentra en desarrollo, es el avance tecnológico que permite reducir los costos de estas energías alternativas. Existen avances que aun se encuentran en fase de prototipo, y existen otros mas avanzados como el caso de la energía hidráulica.



Universidad Técnica Federico Santa María

2.9. Análisis de rentabilidad.

Evaluación Económica

El caso base a analizar es el parque Eólico Canela de EndesaEco conectado al SIC

Datos generales:

Numero de aerogeneradores: 11

Potencia Total: 18,15 MW

Potencia por Aerogenerador: 1,65 MW

Factor de planta: 33%

Generación anual: 51,9 GWh/año

Línea de 23 kV

Longitud de la línea: 0,6 km

Perdidas de energía por línea de 0,6 km es de: 0,4%

Conexión en línea de alta tensión Pan de Azúcar - Los Vilos.

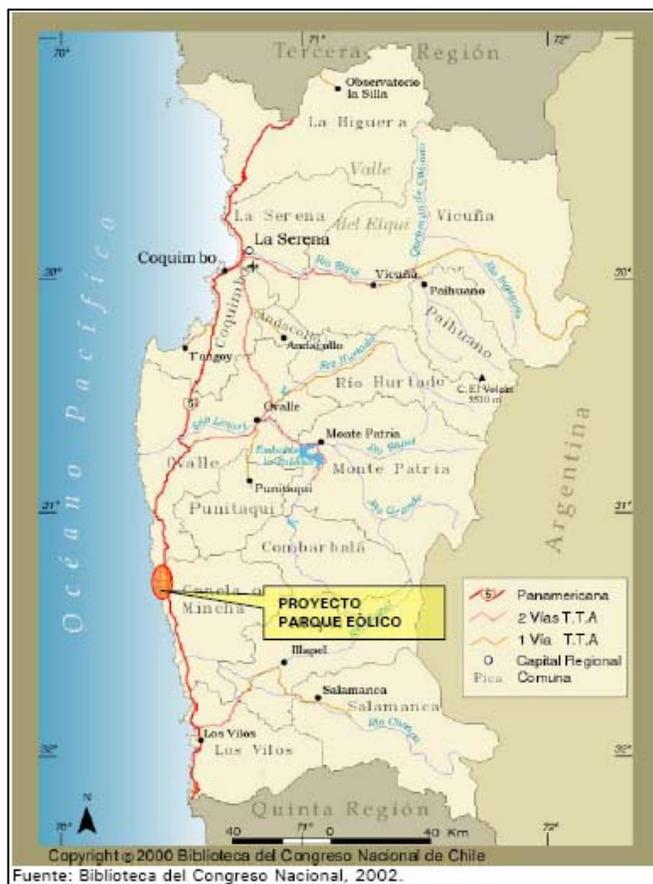


Figura 28. Ubicación proyecto Canela
Fuente: SIEA



Universidad Técnica Federico Santa María

Datos del Aerogenerador:

Modelo: Vestas V82

Diámetro rotor: 82 m

Área barrido: 5,281 m²

Numero de revoluciones nominal: 14.4 rpm

Numero de palas: 3

Velocidad mínima (Cut-in wind speed): 3.5 m/s

Velocidad nominal (Nominal wind speed): 13 m/s

Velocidad Maxima (Cut-out wind speed (10 minutos)): 20 m/s

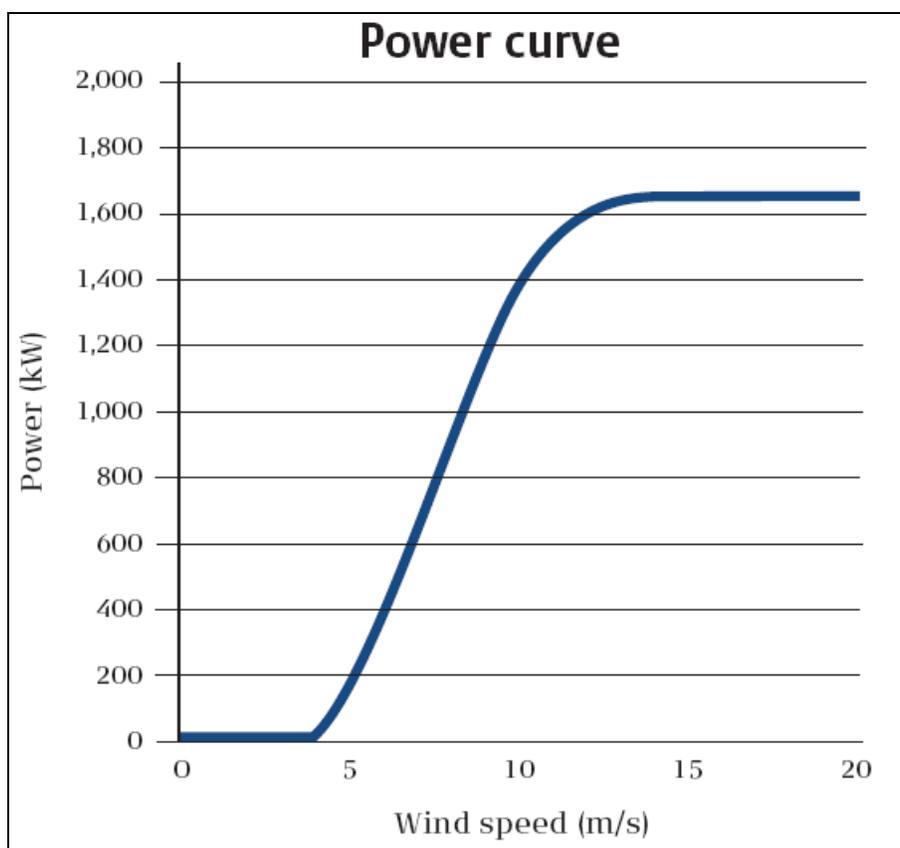


Figura 29. Curva de potencia. Aerogenerador Vestas V82.

Fuente: www.vestas.com



Universidad Técnica Federico Santa María

Se evaluarán tres escenarios para el precio de la energía, y un escenario para los precios de la venta de potencia, para la venta de bonos de carbono y para los peajes.

Las evaluaciones se realizarán considerando la normativa actual vigente, es decir, las leyes 19.940, 20.018 y 20.257, ley corta I, II y III correspondientemente.

Ingresos por energía

La energía producida por una empresa generadora puede ser vendida de dos formas, por contrato y al mercado Spot.

Venta por Contratos

En la venta por contrato se establece un contrato de venta de energía, a precios de mercado libre, entre la empresa generadora y la empresa distribuidora o los grandes clientes industriales. Los precios y las condiciones de suministro en este mercado dependen de las características de los clientes finales y sus exigencias, no habiendo regulación por parte del Estado. Cabe señalar que la legislación categoriza a los clientes no regulados como aquellos que consumen una potencia mayor o igual a 2 MW. El asegurar un ingreso estable a lo largo del tiempo, hace que los generadores vean en este tipo de venta de energía una opción rentable y segura para su negocio.

Venta al mercado Spot

Los propietarios de medios de generación tienen la libertad de conectar sus proyectos al sistema eléctrico, existiendo sólo restricciones técnicas propias de cualquier planta industrial, y de calidad y confiabilidad del servicio. El conectarse al sistema les permite vender la energía producida al Costo Marginal Horario - precio *spot* - y a recibir un ingreso por cada Watt de potencia firme reconocida. El sistema de precios que considera la venta de energía a costo marginal de generación y la remuneración de la potencia firme, está concebido para cubrir los costos variables de operación, así como los costos de inversión y costos fijos de cada unidad instalada.

Se entiende como mercado Spot aquel en el que la entrega y pago del bien negociado se efectúan al momento de la transacción, hecha al contado, y sin plazo. Son estas características las que hacen que se cree una incertidumbre en los generadores debido a las posibles variaciones en el precio de la energía, ya que, si bien en la actualidad son altos, no es seguro que esto se extienda en el tiempo.

El precio de la energía en el mercado Spot está determinada por el costo marginal, definido como el promedio en el tiempo de los costos de producir una unidad más de energía (kWh) en el sistema operando a mínimo costo.

En la actualidad la opción más utilizada por las empresas de ERNC es aprovechar los altos precios actuales del mercado Spot para luego asegurar sus ingresos por medio de contratos.

En las evaluaciones económicas se considerará que el pago anual por energía está determinado por:

$$\text{PagoEnergía} = PI \cdot FP \cdot \text{PrecioEnergía} [\text{US\$} / \text{kWh}] \cdot 8760 [h]$$

Donde

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Planta

8760 = Horas anuales



Universidad Técnica Federico Santa María

Evolución precios de Nudo Fuente: CNE, Precio de Nudo SIC - SING - Aysen – Magallanes, www.cne.cl abril 2008

Grafico 3. Precio de nudo de la Energía (valores en dólares)
Fuente: CNE

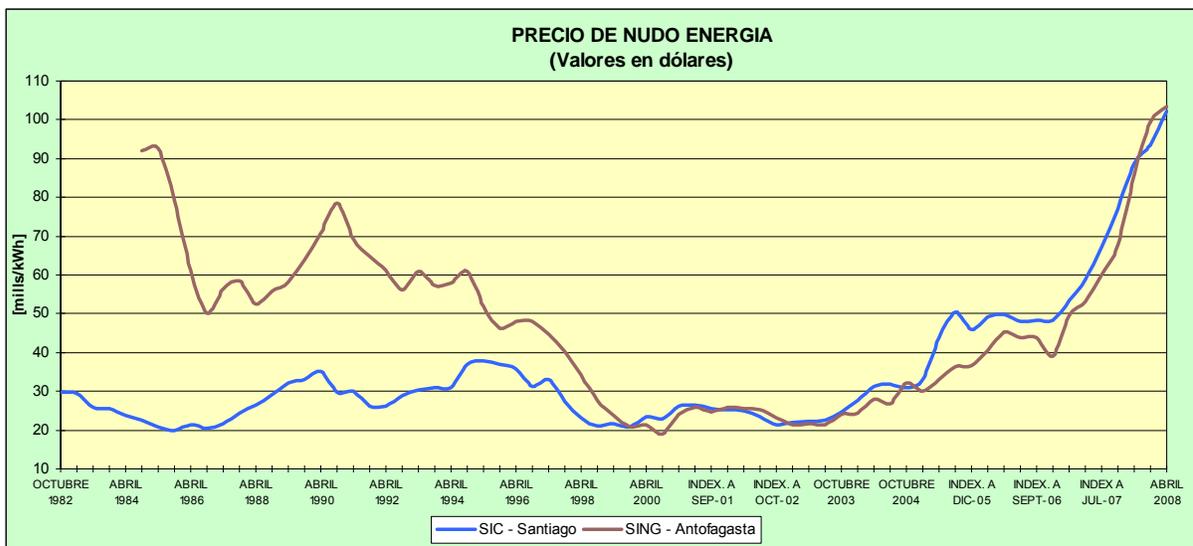


Grafico 4. Precio de nudo de la Potencia (valores en dólares)
Fuente: CNE

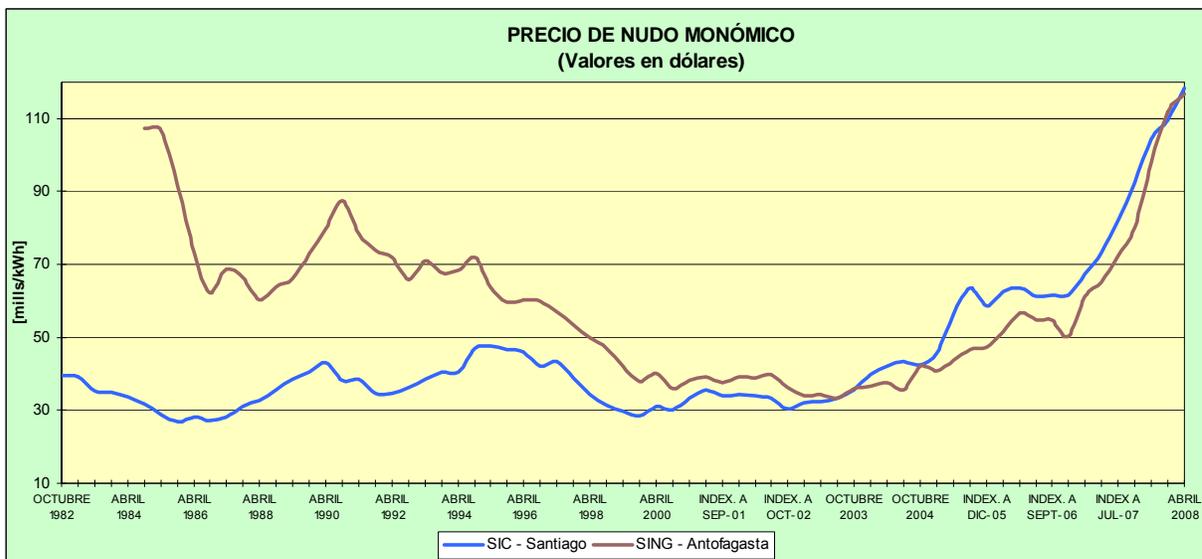




Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 5. Precio de nudo monómico (valores en dólares)

Fuente: CNE



Considerando lo impredecible de los precios de la energía en los próximos años, se verán tres escenarios posibles.

Escenarios

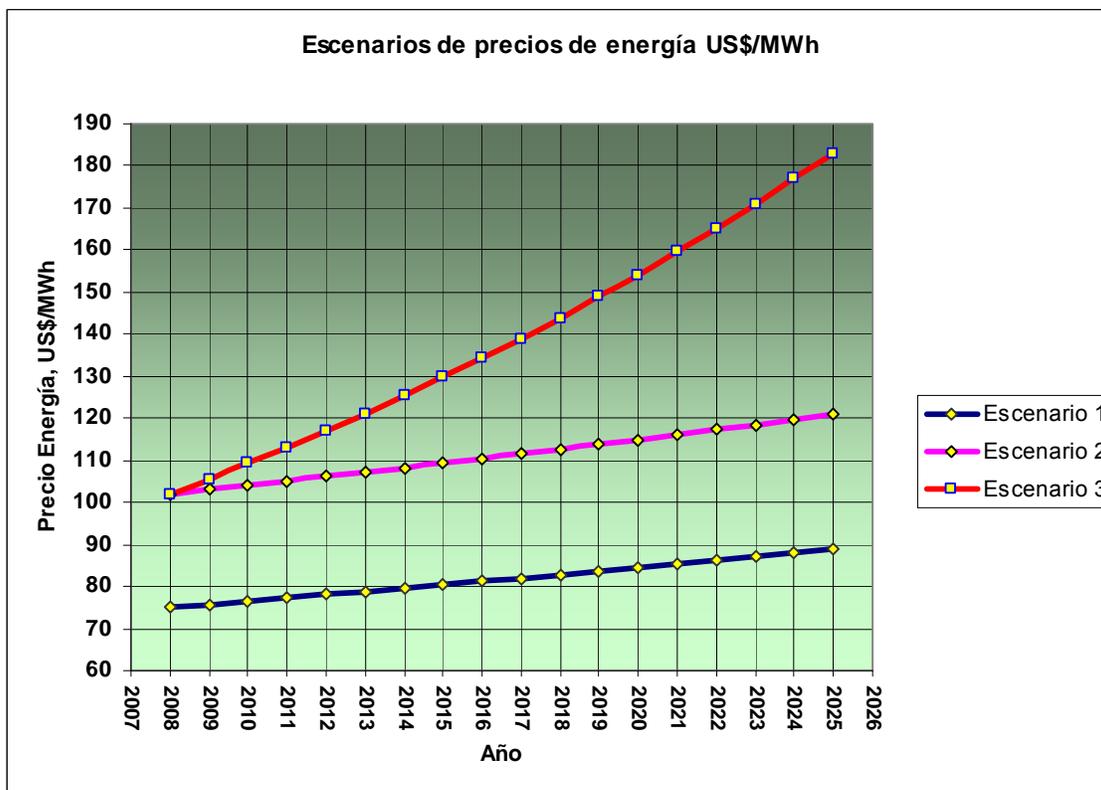
Entendiendo que el precio de los combustibles fósiles tendrá un aumento sostenido en el tiempo, debido principalmente al agotamiento de las reservas y el aumento en la demanda, y considerando que el precio de energía eléctrica esta directamente relacionado con el de ellos. Por lo anterior, para la evaluación económica se consideraran tres vectores de precios, los cuales parten de los 75 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual, 102 US\$/MWh + 1% de crecimiento anual y 102 US\$/MWh + 3,5% de crecimiento anual. A continuación se muestran los gráficos de estas tendencias.



Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 6. Escenarios de precio de la energía.

Escenario 1: 75 US/MWh + 1% de crecimiento anual
Escenario 2: 102 US/MWh + 1% de crecimiento anual
Escenario 3: 102 US/MWh + 3,5% de crecimiento anual
Fuente: Elaboración propia.



Ingresos por Potencia

El propósito del pago por potencia es asegurar el suministro de energía en el tiempo, y así mejorar la confiabilidad del sistema (en la legislación se habla de Suficiencia). De esta forma se premia el aporte en potencia que hagan al sistema los medios de generación, aporte que permite satisfacer la demanda de punta, máxima demanda.

Para que un medio de generación obtenga ingresos a través de la venta de potencia, es necesario determinar su "Potencia Firme". La potencia firme reconocida a una unidad generadora se determina según la potencia que esta unidad puede aportar con elevada probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación. Por lo tanto, la potencia que entrega al sistema un parque eólico, esta asociada a variables de viento y a las indisponibilidades propias de la tecnología.

Las variables de viento son las que presentan mayor incerteza producto de la variabilidad del recurso eólico, es por lo anterior que para determinar la potencia firme de un parque eólico es necesario tener estudios del recurso viento.



Universidad Técnica Federico Santa María

La legislación vigente reglamenta la transferencia de potencia entre empresas generadoras por medio del DS N° 62 del 01 de febrero de 2006. Este decreto entrega los principales criterios para el pago y el cálculo de la potencia firme de una central.

El precio de la potencia de punta esta determinada por el costo marginal, definido como el costo anual de incrementar la potencia instalada en una unidad más de potencia (kW) en el sistema, considerando la unidades generadoras más económicas. El pago por potencia corresponde a la potencia a firme multiplicada por el precio de la Potencia de Punta, según el nudo donde inyecta potencia el generador.

Para las evaluaciones económicas, se considerará que la potencia firme para el parque Eólico Canela tiene los factores de comportamiento del recurso eólico y de indisponibilidades que se presentan a continuación. Estos factores fueron obtenidos del estudio "Energías renovables y Generación Eléctrica en Chile" de EndesaEco y del PNUD.

Según lo anterior, la potencia firme estará determinada por:

$$PF = PI \cdot FP \cdot 95\% \cdot 70\%$$

Donde

PF = Potencia Firme

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Plata

95% = Indisponibilidades asociadas a la tecnología

70% = Indisponibilidades asociadas a las variaciones eolica para canela.

$$\text{PagoPotencia} = PF [kW / mes] \cdot \text{PrecioPotenciaPunta} [US\$ / kW / mes]$$

Considerando que los precios de la potencia no han variado significativamente, se establecerá para la evaluación económica un precio fijo de 8,97 US\$/kW/mes.

Ingresos por Venta de Bonos de carbono

El Protocolo de Kyoto, adoptado en diciembre de 1997 y resultado de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambios Climáticos, señala que los países desarrollados deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un promedio de 5,2%, tomando como base las emisiones de 1990, en el período comprendido entre los años 2008 y 2012. Para facilitar el cumplimiento de este compromiso, se les permitió que una parte de sus reducciones puedan ser hechas con adquisiciones de bonos de reducción provenientes de países en vías de desarrollo. De esta forma los bonos de reducción de emisiones constituyen un incentivo a la generación de energía a través fuentes renovables como la eólica, mientras esta no dañe los ecosistemas.

Las reducciones de gases de efecto invernadero se evalúan según a que combustible de generación reemplazará la nueva central, si es a una central térmica a carbón, la reducción por cada GWh es del orden de 900 toneladas de CO₂ equivalentes, mientras que si se reemplaza a una central de ciclo combinado, la reducción es de 500 toneladas de CO₂ equivalentes.

La tecnología limpia de un parque eólico, favorece la mitigación de impactos ambientales mediante la reducción de gases de efecto invernadero (CO₂).

- Factor de emisión de una central a carbón: 900 (ton CO₂)/GWh



Universidad Técnica Federico Santa María

- Factor de emisión de una central a gas natural: 410 (ton CO₂)/GWh

Lo anterior supone que la operación del Parque Eólico Canela desplazaría anualmente la emisión de entre 41.958 y 19.114 ton CO₂.

Tabla 15. CO₂ equivalente en Canela

Fuente: EndesaEco. Aníbal Bascuñan.

Generación anual estimada Parque Eólico Canela	Emisión anual de CO ₂ equivalente a una central a carbón	Emisión anual de CO ₂ equivalente a una central a gas natural
46,62 GWh/año	41.958 ton CO ₂	19.114 ton CO ₂

El pago por venta de bonos de carbono es anual, y se hace en función de las toneladas reducidas equivalentes de CO₂. Según el estudio del PNUD sobre ERNC, el precio de los bonos de carbono será de 10 (US\$/ton) hasta el año 2012, año en el cual se deberían cumplir las metas de reducción, y 8 (US\$/ton) desde el año 2012 en adelante, esto debido a que se espera que se extienda el tratado, existiendo incerteza en el precio.

Tabla 16. Precios de proyectos MDC

Fuente: Wind Power and the CDM. Emerging practices in developing wind power projects for the Clean Development Mechanism.

Reducción equivalente	Anual de CO ₂	Precio US\$
	<= 15.000	5.000
	>15,000 and <= 50,000	10.000
	>50,000 and <=100,000	15.000
	>100,000 and <=200,000	20.000
	>200,000	30.000



Consideraciones para la evaluación económica

Tabla 17. Datos para evaluación económica

Fuente: EndesaEco y vectores de precios del proyecto.

Costo Operación y Mantenición (US\$)	487.770
Inversión (US\$)	32.380.120
Pago por peajes (US\$/año)	24.598,00
Potencia (MW)	18,15
Potencia Firme (KW/mes)	3.983
Factor de Planta	33,0%
Impuesto	17%
Tasa Descuento	10%
Periodo de Evaluación (años)	20
Precio Venta Energía (US\$/MWh)	Escenario 1. Precio de la Energía: 75 US/MWh + 1% de crecimiento Escenario 2. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 1% de crecimiento Escenario 3. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 3,5% de crecimiento
Precio Venta Potencia (US\$/kW/mes)	8,97
Reducción Anual Carbono (Ton CO ₂)	36.300
Valor Bonos Carbono (US\$/Ton)	10 hasta 2012 y 8 en adelante

Indicadores Económicos para los distintos escenarios.

Escenario 1

VAN US\$ **172.487**

TIR **10,1%**

Escenario 2

VAN US\$ **12.055.794**

TIR **15,0%**

Escenario 3

VAN US\$ **19.777.961**

TIR **17,2%**



Universidad Técnica Federico Santa María

Distribución de Ingresos y Costos

Para analizar la distribución de ingresos de un parque eólico, se evaluará esta distribución para el primer año de operación del caso base en análisis en el escenario 2.

Ingresos anuales Parque Eólico Canela

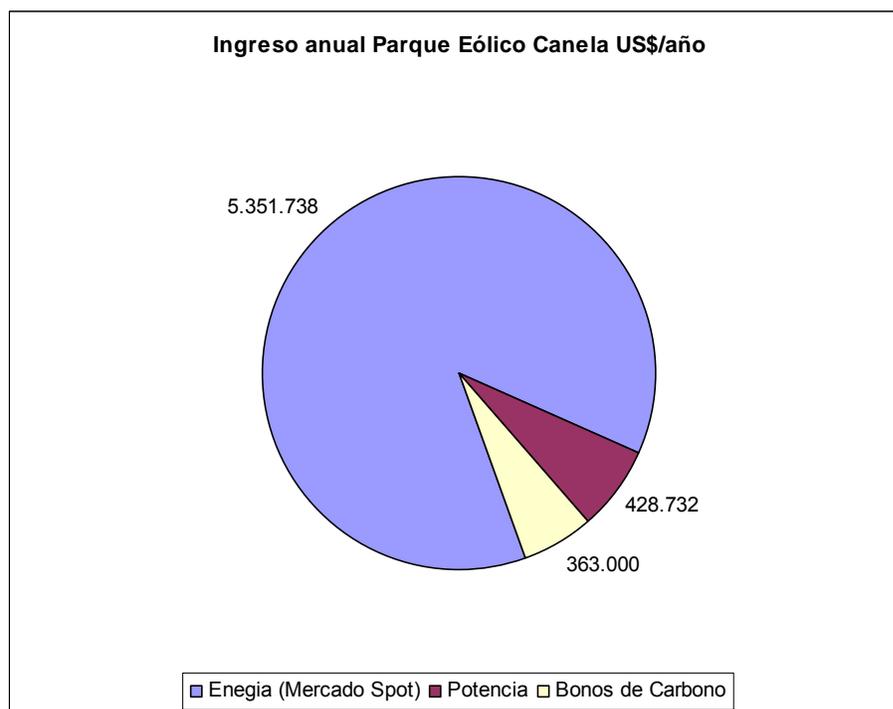
Tabla 18. Ingresos anuales.

Fuente: Elaboración propia.

Item	US\$/año	%
Energía (Mercado Spot)	5.351.738	87,1
Potencia	428.732	7,0
Bonos de Carbono	363.000	5,9
TOTAL	6.143.470	100

Grafico 7. Ingreso anual Parque Eólico Canela US\$/año

Fuente: Elaboración propia.





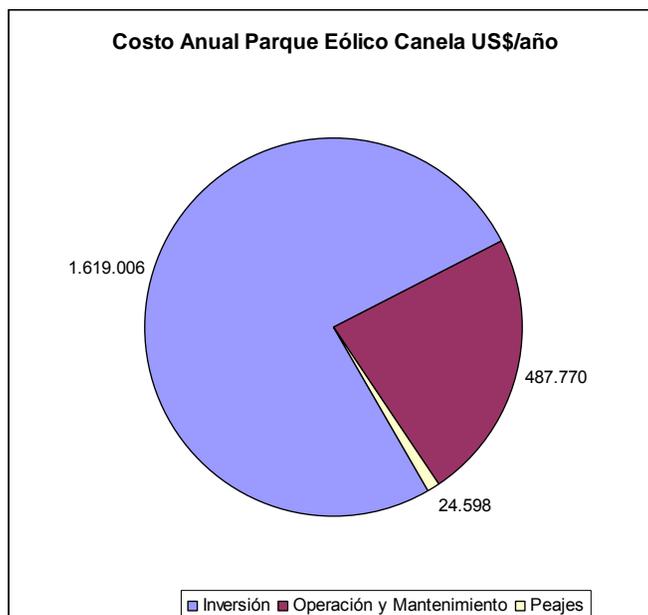
Universidad Técnica Federico Santa María

Costos anuales Parque Eólico Canela

Tabla 19. Costos anuales
Fuente: Elaboración propia.

Item	US\$/año	%
Inversión	1.619.006	76,0%
Operación y Mantenimiento	487.770	22,9%
Peajes	24.598	1,2%
TOTAL	2.131.374	100%

Grafico 8. Costo Anual Parque Eólico Canela US\$/año
Fuente: Elaboración propia.



Observando los gráficos el mayor ingreso es por venta de energía, representando un 87,1%, Por otra parte, el mayor costo corresponde a los de inversión 76,0%.

Por lo tanto, en la evaluación económica es muy importante el precio de venta de la energía y la inversión inicial.



Sensibilización

Para la sensibilización se consideran los dos escenarios, se harán las sensibilizaciones para determinar como influyen variaciones de $\pm 50\%$ en las principales variables de la evaluación, en los indicadores económicos del proyecto. Para lo anterior se consideraran las siguientes variables:

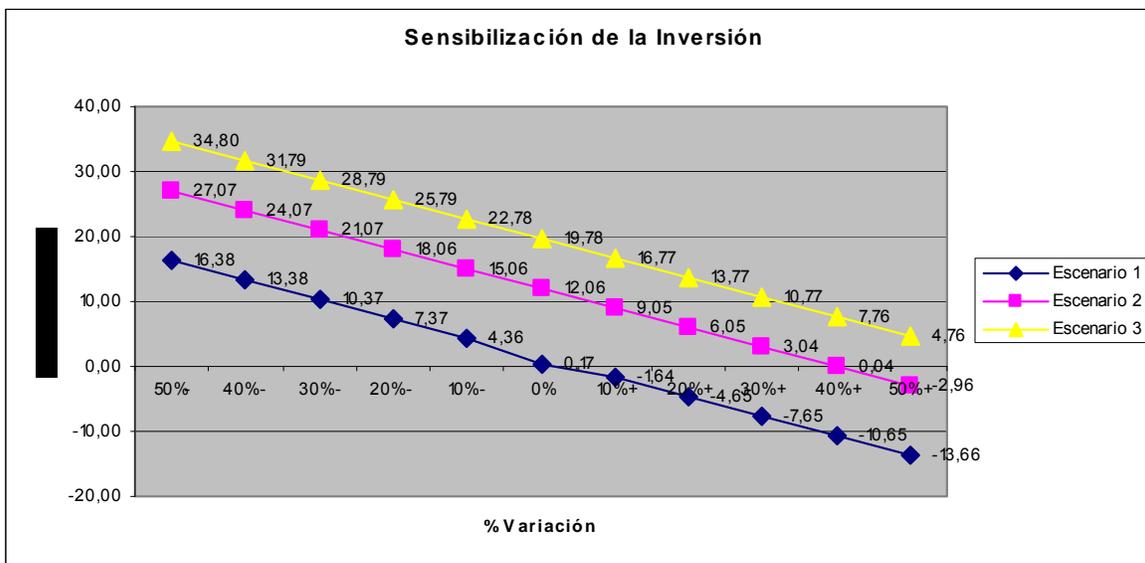
- Monto de la Inversión
- Precio de la energía

Se debe considerar que las sensibilizaciones se hicieron de forma independiente para cada variable, manteniendo las restantes en el estado original de la evaluación económica.

Tabla 20. Sensibilización de la inversión. Escenarios 1, 2 y 3.
 Escenario 1. Precio de la Energía: 75 US/MWh + 1% de crecimiento
 Escenario 2. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 1% de crecimiento
 Escenario 3. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 3,5% de crecimiento
 Fuente: Elaboración propia.

Variación de Inversión	50%-	40% -	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +	40% +	50% +
Esc.1. VAN (MMUS\$)	16,38	13,38	10,37	7,37	4,36	0,17	-1,64	-4,65	-7,65	-10,65	-13,66
Esc. 1. TIR	22,79%	18,93%	16,08%	13,86%	12,08%	10,08%	9,34%	8,25%	7,31%	6,47%	5,72%
Esc. 2. VAN (MMUS\$)	27,07	24,07	21,07	18,06	15,06	12,06	9,05	6,05	3,04	0,04	-2,96
Esc. 2. TIR	30,37%	25,41%	21,80%	19,02%	16,81%	14,99%	13,46%	12,15%	11,01%	10,01%	9,12%
Esc. 3. VAN (MMUS\$)	34,80	31,79	28,79	25,79	22,78	19,78	16,77	13,77	10,77	7,76	4,76
Esc. 3. TIR	32,70%	27,72%	24,08%	21,29%	19,05%	17,21%	15,67%	14,34%	13,18%	12,16%	11,26%

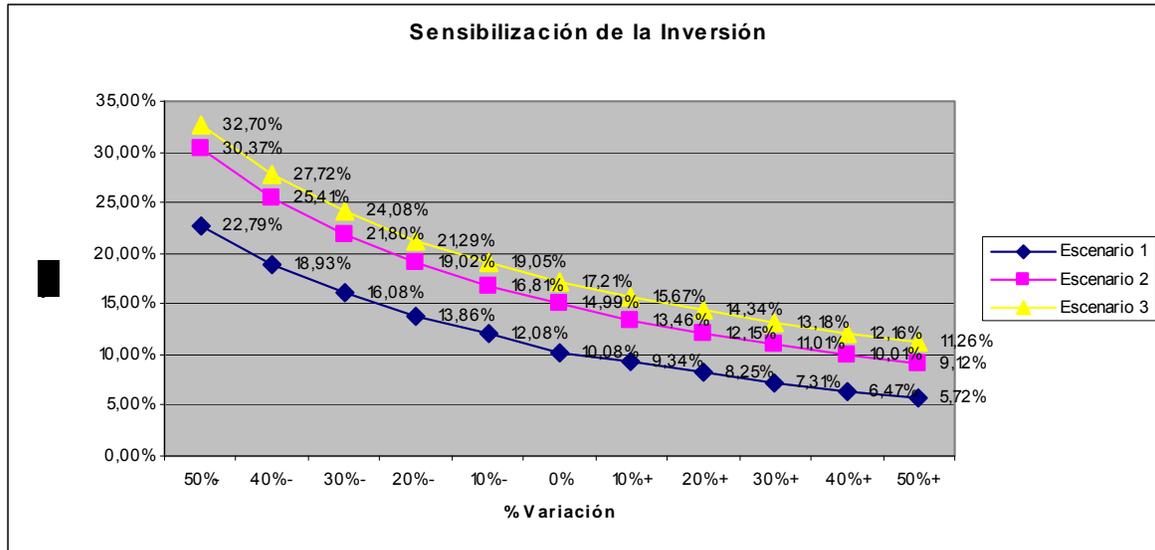
Grafico 9. Sensibilización de la Inversión (VAN)
 Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 10. Sensibilización de la Inversión (TIR)
Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 21. Sensibilización del Precio de la energía. Escenarios 1, 2 y 3.

Escenario 1. Precio de la Energía: 75 US/MWh + 1% de crecimiento
 Escenario 2. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 1% de crecimiento
 Escenario 3. Precio de la Energía: 102 US/MWh + 3,5% de crecimiento
 Fuente: Elaboración propia.

Variación de Precio Energía	50%-	40% -	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +	40% +	50% +
Esc.1. VAN (MMUS\$)	-14,09	-11,24	-8,38	-5,53	-2,68	0,17	3,02	5,88	8,73	11,58	14,43
Esc. 1. TIR	2,99%	4,59%	6,07%	7,47%	8,80%	10,08%	11,31%	12,50%	13,66%	14,80%	15,92%
Esc. 2. VAN (MMUS\$)	-8,15	-4,11	-0,07	3,98	8,02	12,06	16,10	20,14	24,18	28,22	32,26
Esc. 2. TIR	6,19%	8,14%	9,97%	11,71%	13,38%	14,99%	16,56%	18,10%	19,60%	21,09%	22,56%
Esc. 3. VAN (MMUS\$)	-4,28	0,53	5,34	10,15	14,97	19,78	24,59	29,40	34,22	39,03	43,84
Esc. 3. TIR	8,20%	10,21%	12,09%	13,87%	15,57%	17,21%	18,81%	20,37%	21,89%	23,39%	24,87%

Grafico 11. Sensibilización del Precio de energía (VAN)

Fuente: Elaboración propia.

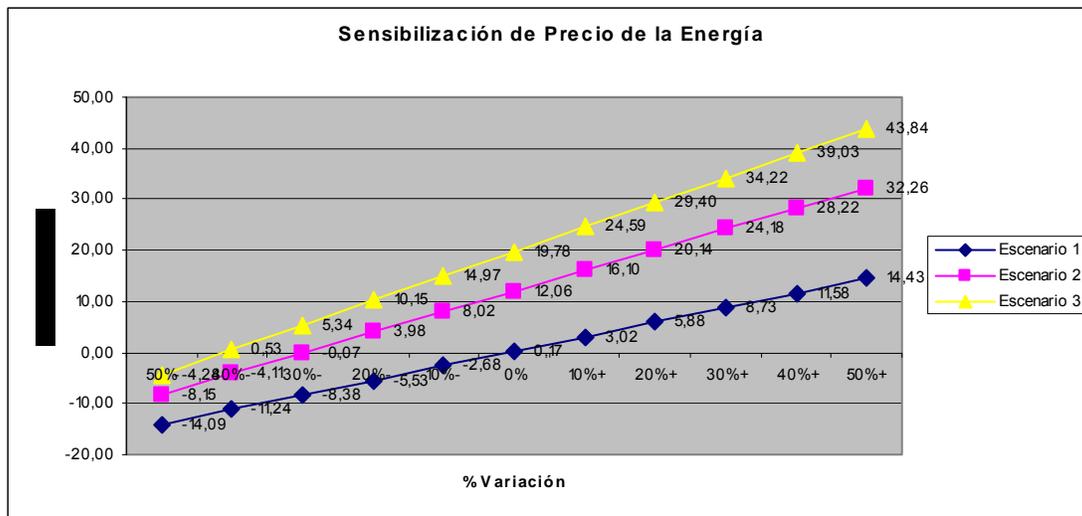
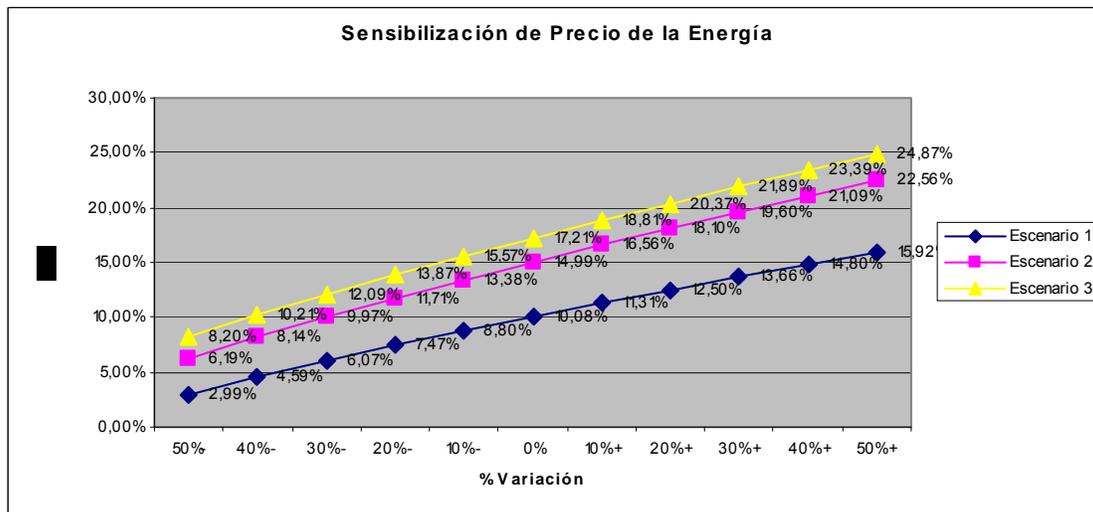


Grafico 12. Sensibilización del Precio de energía (TIR)

Fuente: Elaboración propia.





Universidad Técnica Federico Santa María

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los indicadores económicos para los tres escenarios aplicados a los principales proyectos declarados.

Tabla 22: Indicadores Económicos para los dos escenarios aplicados a los principales proyectos declarados.

Fuente: Elaboración propia.

Item	Descripción	Potencia MW	Costo Inversión MMUS\$	Costos O&M MMUS\$	Factor de Planta %	COE [cUS\$/kWh] (i=10%)	Escenario 1. 75 US/MWh +1% crec.		Escenario 2. 102 US/MWh +1% crec.		Escenario 3. 102 US/MWh +3,5% crec.	
							VAN MMUS\$	TIR	VAN MMUS\$	TIR	VAN MMUS\$	TIR
1	Parque Eólico Quillagua	100	150,0	2,25	43	5,27	90,47	17,9%	167,25	24,0%	222,69	26,2%
2	Parque Eólico Quinahue	20	35,0	0,53	30	8,82	-1,08	9,6%	9,64	13,7%	17,37	16,0%
3	Parque Eólico II Región	100	140,0	2,10	35	6,05	58,99	15,6%	121,48	21,1%	166,61	23,3%
4	Parque Eólico de Codelco en Gaby	20	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
5	Parque Eólico San Blas	43,5	60,9	0,91	30	7,06	13,70	13,1%	37,00	17,9%	53,83	20,2%
6	Parque Eólico Sra Gabriela	138	193,2	2,90	30	7,06	43,76	13,1%	117,68	18,0%	171,04	20,2%
7	Parque Eólico Sra. Rosario	84	117,6	1,76	30	7,06	26,57	13,1%	71,56	17,9%	104,08	20,2%
8	Parque Eólico Canela I	18,15	32,4	0,49	33,0	8,18	1,72	10,1%	12,05	15,0%	19,78	17,2%
9	Parque Eólico Canela II	69	168,0	2,52	30,0	12,27	-52,01	5,2%	-15,05	8,7%	11,64	10,9%
10	Parque Eólico El Trangue	100	129,0	1,94	30	6,50	42,99	14,5%	96,56	19,7%	135,24	21,9%
11	Parque Eólico Huentelauquen	9	18,0	0,27	30	10,08	-2,89	7,6%	1,93	11,5%	5,41	13,7%
12	Parque Eólico Ovalle	10	20,0	0,30	30	10,08	-3,19	7,6%	2,16	11,5%	6,03	13,7%
13	Parque Eólico Puclaro	10	20,0	0,30	30	10,08	-3,19	7,6%	2,16	11,5%	6,03	13,7%



Universidad Técnica Federico Santa María

14	Parque Eólico Vallecito	15	30,0	0,45	30	10,08	-4,70	7,7%	3,33	11,5%	9,14	13,8%
15	Parque Eólico Monte Redondo	74	150,0	2,25	30	10,22	-24,58	7,6%	15,06	11,4%	43,68	13,6%
16	Parque Eólico Punta Colorada	20	19,5	0,29	30	4,91	14,89	19,8%	25,60	26,2%	33,45	28,6%
17	Parque Eólico Totoral	50	100,0	1,50	30	10,08	-15,27	7,8%	11,52	11,6%	30,86	13,8%
18	Parque Eólico Talinay	150	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
19	Parque Eólico Curaumilla	9	17,9	0,27	30	10,02	-2,78	7,7%	2,04	11,6%	5,50	13,8%
20	Parque Eólico Costa	9	13,5	0,20	30	7,56	1,76	11,8%	6,58	16,4%	10,08	18,7%
21	Parque Eólico La Capilla	8	15,9	0,24	32	9,39	-1,63	8,5%	2,94	12,5%	6,25	14,8%
22	Parque Eólico Llay-Llay	14	28,0	0,42	30	10,08	-4,40	7,7%	3,10	11,5%	8,51	13,7%
23	Parque Eólico San Juan	40	72,0	1,08	30	9,07	-3,98	9,2%	17,45	13,3%	32,92	15,5%
24	Parque Eólico Santa Guadalupe	9	12,6	0,19	30	7,06	2,69	12,9%	7,51	17,8%	10,99	20,0%
25	Parque Eólico Isla Robinson Crusoe, archipiélago Juan Fernández	0,3	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
26	Parque Eólico Pichilemu	9	16,0	0,24	30	8,96	-0,84	9,2%	3,98	13,4%	7,48	15,6%
27	Parque Eólico Estancia Flora	10	10,0	0,15	30	5,05	7,14	19,3%	12,50	25,6%	16,37	27,8%
28	Parque Eólico El Pangal	8,5	16,5	0,25	30	9,78	-2,21	8,0%	2,34	12,0%	5,60	14,2%
29	Parque Eólico Chanco	20	29,3	0,44	30	7,38	4,75	12,2%	15,47	16,9%	23,29	19,2%
30	Parque Eólico Bellavista	9	12,0	0,18	30	6,72	3,34	13,8%	8,16	18,8%	11,61	21,0%
31	Parque Eólico Nuevos Aires	20	40,0	0,60	30	10,08	-6,21	7,7%	4,50	11,6%	12,24	13,8%
32	Parque Eólico Hualpén	20	26,0	0,39	30	6,55	8,26	14,3%	18,97	19,4%	26,71	21,6%



Universidad Técnica Federico Santa María

33	Parque Eólico Arauco	20	32,0	0,48	30	8,06	2,06	10,9%	12,77	15,3%	20,51	17,5%
34	Parque Eólico El Curaco	20	36,0	0,54	30	9,07	-2,08	9,2%	8,64	13,3%	16,37	15,5%
35	Parque Eólico El Rosal	15	27,0	0,41	30	9,07	-1,60	9,1%	6,43	13,3%	12,20	15,4%
36	Parque Eólico Fundo Morhuilla	20	36,0	0,54	30	9,07	-2,08	9,2%	8,64	13,3%	16,37	15,5%
37	Parque Eólico Negrete	20	28,4	0,43	30	7,16	5,78	12,8%	16,49	17,6%	24,20	19,8%
38	Parque Eólico Pullay	15	27,0	0,41	30	9,07	-1,60	9,1%	6,43	13,3%	12,20	15,4%
39	Parque Eólico Punta Chome	10	20,0	0,30	30	10,08	-3,19	7,6%	2,16	11,5%	6,03	13,7%
40	Parque Eólico Chiloé	10	16,0	0,24	30	8,06	0,94	10,8%	6,30	15,3%	10,17	17,5%
41	Parque Eólico Alto Baguales	2	2,4	0,04	45	4,03	2,49	23,1%	4,09	30,7%	5,26	33,1%
42	Parque Eólico Otway	10	13,0	0,20	35	5,62	6,74	16,8%	12,99	22,6%	17,50	24,9%
43	Sistema Híbrido Eólico Diesel Isla TAC	0,015	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-

Nota: con azul se ha marcado los factores de planta que no estaban disponibles, en estos casos se asumió un factor de planta de 30%

En el Escenario 1 entran 330 MW

En el escenario 2 entran 998 MW

En el escenario 3 entran 1.200 MW



2.10. Conclusiones

Las políticas que mejoren el incentivo a que las empresas que se instalen con ERNC deben desarrollarse más fuertemente. Si bien las modificaciones legales al mercado de generación eléctrica, con las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 incentivan el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de ERNC, estas medidas no son suficientes.

La gran inversión inicial involucrada y el riesgo asociado son una importante barrera de entrada de la energía eólica. Aun cuando el inversionista puede aumentar la capacidad de su parque eólico por etapas dado que los parques eólicos permiten crecer en forma modular.

Uno de los aspectos importantes que podrían frenar el ingreso de estas tecnologías esta relacionado con los derechos de exploración de recursos eólicos, costos del terreno y franjas de paso.

Tras la realización de un estudio financiero a la instalación de un parque de 18,2 MW, se ha determinado que los parámetros más importantes que afectan al proyecto son:

- la velocidad del viento,
- los costos de inversión,
- el precio de venta de energía.

La tecnología para aprovechar el viento ha tenido un rápido crecimiento a nivel mundial, en general los parques eólicos ya están en condiciones de competir con sistemas convencionales de generación, particularmente ante escenarios de precios de combustibles fósiles altos y escasez de otros recursos energéticos. Aun en Chile persisten dificultades y riesgos asociados en financiar proyectos de generación en ausencia de un nivel de precios garantizado en el largo plazo.

Para hacer posible la incorporación a gran escala de de la energía eólica en el largo plazo, se deben dar la siguientes condiciones.

- Cuantificar en el mercado todos los beneficios que produce la incorporación de la energía eólica, que actualmente no son considerados, tales como el menor impacto en el medio ambiente.
- El costo medio eólico sea menor al costo medio convencional más 0,4 UTM/MWh.
- Existencia de acceso legal a los lugares con alto potencial eólico. Debiese existir derechos eólicos para explotar apropiadamente los recursos.

La evaluación del potencial eólico disponible es una labor que requiere la realización de un estudio a gran escala, durante un amplio horizonte temporal. Por otra parte, el potencial neto técnicamente aprovechable, es decir, aquel que tienen en cuenta las limitaciones técnicas, económicas, sociales y medioambientales, es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico de los aerogeneradores, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo.

En general, el recurso eólico de un emplazamiento puede entenderse aprovechable si confluyen tanto la viabilidad técnica como la viabilidad económica en un proyecto asociado a esa localización. Por otra parte, el desarrollo posterior del proyecto está supeditado a obtener las autorizaciones administrativas y permisos pertinentes, incluida la Declaración de Impacto ambiental favorable.

En Chile, no existe un estudio público del recurso eólico detallado, para la implementación de las instalaciones eólicas, los propios promotores están obligados, en cualquier caso, a llevar a cabo estudios exhaustivos que justifiquen el aprovechamiento eólico de cada emplazamiento concreto.

No obstante, existe un cierto conocimiento sobre esta materia, avalada por la experiencia y en algunos casos por estudios parciales en ciertas zonas, que permiten afirmar que el potencial neto total, sumando tierra firme y dominio marítimo de nuestras costas, es superior a los 40.000 [MW].



Universidad Técnica Federico Santa María

Este es un valor aproximado el que se obtiene a partir de los estudios existentes a nivel nacional y del paper "Evaluation of global wind power" de Archer and Jacobson. Para llegar a obtener un valor exacto es necesario hacer mediciones más precisas y extensas a lo largo de todo el país.

La potencia total de proyectos en la declarados ya sea en CONAMA (considerando aprobados, en tramitación, rechazados y desistidos), CORFO u otros medios a marzo del presente, es de 1.338 MW.

Hay que considerar que dada la coyuntura actual se están realizando muchos estudios de potencial eólico en distintas zonas, estudios que aun no están declarados por lo que el valor anterior es solo referencial.

Las inversiones en energía eólica tiene el potencial de generar beneficios relacionados con la mitigación del cambio climático. Se puede operar dentro del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio).

Las instalaciones de energía eólica se pueden construir de manera modular (por ejemplo, turbinas adicionales se pueden añadir o retirar según la demanda eléctrica) y se pueden poner en marcha con más rapidez que otras alternativas de generación central. Las plantas eólicas pueden ser construidas en un año, lo cual permite que políticos y operadores de la red eléctrica puedan responder con más precisión a proyecciones de utilización eléctrica y cambios en el consumo a corto plazo.

La energía eólica es por naturaleza dispersa y descentralizada, lo cual le brinda a la red eléctrica mayor resistencia, estabilidad y seguridad para enfrentar amenazas naturales como terremotos, erupciones volcánicas, sequías y relámpagos. En otras palabras, si un fenómeno natural ocurre en un parque eólico, la red eléctrica continúa funcionando sin interrupción. En cambio, si un fenómeno natural ocurre en una central de generación grande, la red entera podría sufrir un impacto.

La operación de centrales de energía eólica no requiere de la adquisición de combustible tangible, por lo tanto estas instalaciones no son susceptibles a la inflación. Sus costos operativos son muy bajos y esto resulta en tarifas eléctricas estables en el largo plazo.

Según un estudio de la Universidad de California, las tecnologías de energía renovable representan la mayor fuente de empleo entre las alternativas de generación centralizada. Esto se debe a que estas tecnologías son intensivas en mano de obra en vez de ser intensivas en capital y proveen una diversidad de empleos para trabajadores no especializados, semi-especializados y especializados. Por su gran potencial para crear empleo y oportunidades de negocio, las tecnologías renovables son un factor clave para asegurar el desarrollo económico rural. Por ejemplo, los proyectos de energía eólica pueden ayudar a comunidades rurales al proporcionar ingresos fiscales y puestos de trabajo en las municipalidades rurales, al igual que para crear nuevas fuentes de ingresos por arrendamientos para propietarios rurales. En algunos casos, los agricultores pueden ganar entre \$2,500 - \$5,000 anualmente por cada turbina al arrendar sus terrenos a promotores de proyectos eólicos.

Chile se enfrenta a una creciente dependencia de la energía extranjera y a una mayor vulnerabilidad de su sistema energético. Aproximadamente el 65% de la energía que utiliza Chile proviene de combustibles fósiles y en los últimos 15 años la importación de energía ha aumentado del 48% al 68%. La mayor parte de este incremento tiene su origen en la importación de petróleo, carbón y gas natural. El desarrollo de recursos de energía renovable nacionales significaría la reducción de importaciones de diesel, gas natural líquido y carbón. Esto resultará en una mejora en su balanza de pagos y en una mayor seguridad energética frente a la creciente incertidumbre de recursos globales de energía y la volatilidad que experimentan los precios de combustibles fósiles.



2.11. Recomendaciones

En el marco de programas de fomento a las energías renovables a nivel mundial, la energía eólica se ve beneficiada a través de un reconocimiento monetario de sus distintas externalidades positivas. En este contexto, diseños de mercado que incluyan productos, tales como “green energy”, pueden fomentar el factor diferenciador de estas tecnologías e incorporar al usuario final libremente en su fomento.

Recomendaciones respecto a :

- Precios.

Para incentivar la inversión en esta tecnología se requiere contar con un nivel de precios garantizados en el largo plazo. Los cambios regulatorios en las leyes 19.940, 20.018 y 20.257 no garantizan al inversionista un retorno adecuado al riesgo que asume ante la incertidumbre de los precios del mercado; y compitiendo con tecnologías que no pagan sus externalidades.-

El sistema regulatorio actual tiene incentivos para estimular la inversión siempre que el costo medio ERNC sea menor al costo medio convencional mas 0,4 UTM/MWh.

- Costos de conexión a la red de distribución.

El determinar los costos de conexión de cada generador distribuido puede ser una tarea extensa y costosa para la empresa distribuidora, lo que será traspasado a los generadores distribuidos.

Es necesario establecer una metodología uniforme para determinar los costos de conexión para todos los casos.

- Reglamento de potencia de suficiencia.

La normativa vigente en Chile (DS 62) no presenta una clara definición de la aplicación del pago por capacidad a energías que no estén dentro del tipo de las convencionales, como son la hidráulica y la térmica.

- Mecanismos de Apoyo

En países desarrollados la incorporación de sistemas de generación con ERNC ha estado fuertemente ligada a distintos medios de incentivos y subvención; se han desarrollado mecanismos de apoyo que son compatibles con el desarrollo de mercados competitivos.

- Derechos de explotación y usos de terrenos

Se debe trabajar en una legislación que permita obtener los derechos de explotación y usos de terrenos para la energía eólica.

– Reforzamiento de la institucionalidad: parece indispensable la existencia de una Agencia nacional de energías renovables con suficiente autonomía y recursos humanos, técnicos y financieros.

– Desarrollo de catastros, mediciones y exploraciones de recursos naturales energéticos.

– Establecimiento de un sistema de administración geográfica computacional que gestione la información técnica de los recursos energéticos y ofrezca servicios a los potenciales inversionistas.

– Integración de los proyectos energéticos en regiones, con los planes de desarrollo estratégico regional (turismo, agro-industria, minería, pesca).

– Perfeccionamiento de mecanismos e instrumentos regulatorios para facilitar el aprovechamiento de las ERNC.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Generación de infraestructura para incorporar las ERNC al Sistema Interconectado Central (SIC) y a sistemas de generación distribuida.



2.12. Referencias y Bibliografía

- Estudio Corfo (año 1993): "La Energía del Viento en Chile" (Depto. Geofísica, U. de Chile)
- Estudio de Comisión Nacional de Energía "Mejoramiento de la Información Eólica" Parte 1: Zonas Norte a Región V (año 2001) Depto. Geofísica, U. de Chile
- Estudio de Comisión Nacional de Energía "Mejoramiento y Administración de la Información Eólica Parte II: Zonas Centro-Sur hasta X (año 2005) CERE-UMAG, U. de Magallanes
- Proyecto CORFO: Caracterización y aprovechamiento de la energía del viento en Chile. CONICYT. Proyecto FONDEF D0111165. Centro de Estudios de los Recursos Energéticos. Universidad de Magallanes. CERE/UMAG (año 2002-2005)
- Proyecto CORFO: "Evaluación del Recurso Eólico En el Norte Chico Para su aprovechamiento en la Generación de Electricidad". Proyecto FONDEF D05I10038 Centro CEAZA –La Serena Geofísica-U. de Chile Modelación Mesoescala –MM5 (4 km). Modelación KAMM (1 km) (año 2006-2009)
- Simulación preliminar de desempeño operacional y comercial de centrales de generación eléctrica geotérmica y eólicas. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Universidad de Chile. Año 2003
- "Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile", N-13 Temas de Desarrollo Humano Sustentable, PNUD.
- Global Wind Report. 2007. GWEC, Global Wind Energy Council.
- Comparative Costs of Energy Coal, CCGT, Wind. Alex Klein. Vestas. 2006.
- Wind and Solar Power Systems. Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York.
- Evaluation of global wind power. Cristina L. Archer and Mark Z. Jacobson. JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH, VOL. 110, D12110, doi:10.1029/2004JD005462, 2005.
- Renewable Energy Industry Status Report, Año 2006, Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA), New Zealand.
- Annual energy outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008).
- E. Hau, Wind Turbines, Springer,
- Wind Power and the CDM. Emerging practices in developing wind power projects for the Clean Development Mechanism.
- S. Heier, Wind Energy Conversion Systems, Wiley, 2006.
- H. Holttinen et al, "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power", IEA Wind Summary Paper", Global Wind Power Conference September 18-21, 2006, Adelaide, Australia.
- Comparación de Costos de la Electricidad. Rodrigo Garcia. Megawind, www.megawind.cl
- Vestas, www.vestas.com
- Windpower. Danish wind industry association
- German Wind Energy Association (BWE)
- Renewables 2007 Global Status Report. REN 21
- Dewi (German Wind Energy Institute)
- U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Summary Report
- Proyecto "Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables". GEF-PNUD-CNE. Chile
- Energía Eólica. Pedro Fernandez. Universidad de Cantabria.
- The Intermittency Analysis Project, California Energy Commission, July 2007
- Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply, European Wind Energy Association, 2006
- Smart Generation: Powering Ontario with Renewable Energy, David Suzuki Foundation, 2005



Universidad Técnica Federico Santa María

- Summary of Carbon-Free and Nuclear – Free: A Roadmap for US Energy Policy, by Dr. Arjun Makhijani, Institute for Energy and Environment Research, 2007
- Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and What Happens When the Wind Doesn't Blow? Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts, 2006
- Spain's Gain from Wind Power is Plain to See, Ambrose Evans-Pritchard, UK Telegraph, April 8, 2008
- UK Renewable Energy Strategy: Consultation Document, June 2008. www.berr.gov.uk/renewableconsultation.
- Kammen, D.M., Kapadia, K, and M. Fripp (2004) *Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?* Rael Report, University of California, Berkeley. Available at <http://ist-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables.jobs.pdf>
- Renewable Energy and Energy Efficiency: Economic Drivers for the 21st Century. Dr. Roger Bedezek and the American Solar Energy Society 2007. www.ases.org
- New Energy for America: The Apollo Jobs Report, For Good Jobs and Energy Independence by the Apollo Alliance 2004. www.apolloalliance.org
- Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Distributed Resources, Rocky Mountain Institute, 2006