

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO “OFFSHORE” EN LAS COSTAS
DE CHILE UTILIZANDO DATOS DE ESCATEROMETRO Y “REANALYSIS”**

NICOLÁS PATRICIO VILLAR POBLETE

SANTIAGO - CHILE
2013

UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS

ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO “OFFSHORE” EN LAS COSTAS
DE CHILE UTILIZANDO DATOS DE ESCATEROMETRO Y “REANALYSIS”**

**“OFFSHORE WIND POWER ESTIMATION OFF THE COAST OF CHILE
USING SCATTEROMETER AND REANALYSIS DATA”**

NICOLÁS PATRICIO VILLAR POBLETE

**SANTIAGO - CHILE
2013**

UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS

ESCUELA DE PREGRADO

**ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO “OFFSHORE” EN LAS COSTAS
DE CHILE UTILIZANDO DATOS DE ESCATEROMETRO Y “REANALYSIS”**

Memoria para optar al Título
Profesional de: Ingeniero en Recursos
Naturales Renovables.

NICOLÁS PATRICIO VILLAR POBLETE

Profesor Guía	Calificaciones
Sr. Cristian Mattar B. Ingeniero en Recursos Naturales Renovables, Dr.	7,0
Profesores Evaluadores	
Sr. Jaime Hernández P. Ingeniero en Montes, Dr.	6,8
Sr. Ricardo Marchant S. Ingeniero Agrónomo, Mg. Sc.	5,8

SANTIAGO - CHILE
2013

DEDICATORIA

A un futuro mejor.

AGRADECIMIENTOS

Al mar, el viento, el sol y las olas por ser la fuente de inspiración.

A Gitano, Patricio V., Lorena P., Sebastián V., Camila V., Matías V. y Manuel V. por acompañarme a diario y haber crecido conmigo.

Agradezco a Camila P. e Ignacia Z. por darme la fuerza moral y la tan necesaria esperanza en la recuperación de mis dos brazos. A Vicente M. y los demás kinesiólogos por guiarme en la parte física de la recuperación. Inclúyase aquí el grupo del troncazo.

Gracias a los compañeros de mi generación y de generaciones anteriores por compartirme su experiencia, al grupo de investigación del LAB, en especial a Claudio D., Andrés S., Luis O. y Dager B. por escucharme, aconsejarme, corregirme y enseñarme a resolver los problemas. A Cristian M. por guiarme en el proceso.

Debo agradecer a todos los amigos de Pichilemu y de los viajes por compartir, motivarme, contarme, escucharme y enseñarme. En especial a Denev, Rodrigo, Jace, Aaron, Mario, Ricky, Joey, Scott, Gerrit, Reese, JP Price, Lucas, Beth, Tina, Marina, Vai, Tiffany, Shanna, Iñaki, Santi, Germán, Tomás, Totó, Faya, Nico, JP Neira, Massimo y a todos los demás tan importantes que me han acompañado en el camino.

Por último, agradezco estar vivo y estar aquí. A todo aquel que se ha cruzado en mi camino por mostrarme otro punto de vista. Y al final, a todo ser constituido por el polvo de estrellas que fuimos y seremos.

INDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	1
INTRODUCCIÓN	2
Objetivo General	4
Objetivos Específicos	4
REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	5
1. Energía Renovable	5
1.1 Las renovables	5
1.2 Barreras de acceso a la matriz.....	6
1.3 Energías Renovables en el mundo	7
1.4 Contexto energético Chileno	7
2. Energía Eólica	9
2.1 Eólica <i>onshore</i> y <i>offshore</i>	9
2.2 Beneficios de la energía eólica	10
3. Energía Eólica <i>Offshore</i>	12
3.1 Historia y características básicas de los parques marinos <i>offshore</i>	12
3.2.1 Estructuras de soporte	12
3.2.2 Equipo suplementario.	13
3.2.2.1 Subestación <i>offshore</i>	13
3.2.2.2 Cableado submarino.....	13
3.2.2.3 Selección del equipamiento del parque marino	14
3.2.2.4 Evaluación del viento	15
3.2.2.5 Evaluación del oleaje y las Corrientes	15
3.2.2.5 Impactos ambientales y sociales	16
3.3 Rugosidad de la superficie	17
4. Situación de la Energía Eólica <i>Offshore</i> a nivel mundial.....	19
4.1 Eólica <i>offshore</i> en el mundo	19
4.2 Tendencias: Aerogeneradores, capacidad de los parques, profundidades y distancia a la costa.	20
4.3 Tendencia actual en Chile de las energías renovables de la energía eólica <i>offshore</i>	22

5. Teledetección y <i>reanalysis</i> en la estimación del potencial eólico <i>offshore</i>	23
5.1 Historia.....	23
5.2 Escaterometría	23
5.3 Estimación de los vientos sobre el mar usando el escaterómetro QuikSCAT ...	23
5.4 <i>Reanalysis</i> ERA-interim	24
MATERIALES Y MÉTODOS	25
Área de estudio	25
Materiales	26
Métodos	26
Objetivo específico: Generar base de datos procesada de información remota proveniente de escaterómetro y datos asimilados de <i>reanalysis</i> para la estimación del potencial eólico.	26
Objetivo específico: Estimar el potencial eólico <i>offshore</i> en las costas Chile.....	28
Objetivo específico: Analizar la factibilidad técnica de aprovechamiento del potencial eólico en Chile.....	29
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	31
Análisis y resultados.....	31
CONCLUSIONES	51
BIBLIOGRAFIA	52
ANEXOS	57
Diagrama de Flujos de Información	57

Índice de cuadros

Cuadro 1. Escenario global de energías renovables pronosticado al 2040.	7
Cuadro 2. Características de operación de las turbinas usadas como ejemplo.	29
Cuadro 3. Velocidades del viento a 80 m, QuikSCAT y ERA-interim.	43
Cuadro 4. Estadísticas de generación de energía usando ambos métodos más su comparación, QuikSCAT [MWh/año].....	47
Cuadro 5. Estadísticas de generación de energía usando ambos métodos más su comparación, ERA-interim [MWh/año].	47

Índice de Figuras

Figura 1. Proyección de la demanda chilena, presentada en la estrategia nacional de energía.....	8
Figura 2. Desglose típico de costos de parques eólicos <i>onshore</i> y <i>offshore</i>	10
Figura 3. Tipos de cimientos para sostener los aerogeneradores	12
Figura 4. Representación del sistema eléctrico de un parque	14
Figura 5. Fuerzas que afectan los materiales del aerogenerador.....	15
Figura 6. <i>Offshore</i> mundial	19
Figura 7. Capacidad instalada anual y acumulada de parques eólicos <i>offshore</i> en Europa	20
Figura 8. Capacidad nominal promedio de los aerogeneradores <i>offshore</i>	21
Figura 9. Historia del tamaño promedio de parques eólicos.....	21
Figura 10. Profundidades medias y distancia a la costa.....	22
Figura 11. Area de estudio frente a Chile, donde se indican las zonas A, B y C.....	25
Figura 12. Curvas de generación de los 3 aerogeneradores	29
Figura 13. Tres años representativos de la comparación de la serie temporal de velocidad del viento con ERA-interim y QuikSCAT.	33
Figura 14. Serie temporal de promedios anuales de velocidad del viento	34
Figura 15. Promedios mensuales del periodo 1979-2012 con datos ERA-interim	35
Figura 16. Promedios mensuales del periodo 1999-2009 con datos QuikSCAT.....	36
Figura 17. Promedios mensuales del periodo 1999-2009 con datos ERA-interim	37
Figura 18. Estadísticas a 80 m de los datos QuikSCAT	38
Figura 19. Estadísticas a 80 m de los datos ERA-interim.....	38
Figura 20. Alfa utilizado en el ajuste de los datos a la distribución de Weibull.....	39
Figura 21. Beta utilizado en el ajuste de los datos a la distribución de Weibull.....	39
Figura 22. Generación de energía estimada para los aerogeneradores en MWh/año usando ambas series de datos ajustadas a las distribuciones de Rayleigh y Weibull. Las imágenes “a.” corresponden a la turbina de 3,6 MW, “b.” corresponden a 5,0 MW y por último las “c.” a 8,0 MW.	41
Figura 23. Mapa de Factores de planta en escala de 0 a 1. Usando ambas series de datos ajustadas a las distribuciones de Rayleigh y Weibull. Las imágenes “a.” corresponden a la turbina de 3,6 MW, “b.” corresponden a 5,0 MW y por último las “c.” a 8,0 MW....	42
Figura 24. Comparación de medias por zona a 80 m, QuikSCAT azul y ERA-interim en rojo.	43
Figura 25. Distribución de probabilidad de las velocidades (PDF) del viento en la zona A de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.....	44
Figura 26. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona A, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.	45
Figura 27. Distribución de probabilidad de las velocidades (PDF) del viento en la zona B de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.....	45
Figura 28. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona B, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.	46
Figura 29. Distribución de probabilidad de las velocidades (PDF) del viento en la zonas C de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.....	46

Figura 30. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona C, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.	47
Figura 31. Comparación de la generación eléctrica QuikSCAT vs. ERA-interim.	48
Figura 32. Promedios del factor de planta con ambos métodos usando QuikSCAT y ERA-interim.	48

RESUMEN

En este trabajo se presenta la primera estimación del potencial eólico *offshore* de Chile a partir de información de viento proveniente del producto “*QuikSCAT (V04) wind vectors*” y datos de velocidad del viento del *reanalysis* ERA-interim para el periodo 1999-2009 y 1979-2012 respectivamente. Ambos conjuntos de datos fueron ajustados a las distribuciones de Weibull y Rayleigh para encontrar la probabilidad de ocurrencia y las medias, mínimas y máximas de cada serie de tiempo ajustada por pixel. Para toda la escena se estimaron los valores de generación eléctrica y factor de planta usando tres turbinas aerogeneradores de 3,6, 5,0 y 8,0 MW. Las imágenes resultantes fueron agrupadas en tres diferentes zonas de potencial a lo largo de Chile, denominadas (A) en el extremo norte, (B) en el centro y (C) en el centro-sur. Los factores de planta promedio para las 3 zonas superan el 20%, siendo un 36% para las zonas B y C. Esto demuestra el alto potencial para la generación de energía eléctrica frente a las costas de nuestro país.

Palabras clave: QuikSCAT, ERA-interim, Weibull, Rayleigh, Factor de planta.

ABSTRACT

This work presents Chile's first *offshore* wind potential estimation using long term data series from “*QuikSCAT (V04) wind vectors*” and ERA-interim's wind product between 1999-2009 and 1979-2012 respectively. Weibull and Rayleigh's distribution were used to adjust the data series from the study period to find the probability density function, mean wind speed, maximum and minimum from each data series adjusted per pixel. Power generation and a capacity factor were estimated for the whole scene using three wind turbine models corresponding to 3.6, 5.0 and 8.0 MW. The images obtained from the processing were grouped into three different wind power zone named (A) located up north, (B) in the center and (C) down south-center. Finally, mean capacity factors are over 20% but areas B and C have an average of 36%. This shows the high wind power potential to generate electricity *offshore* from Chile.

Keywords: QuikSCAT, ERA-interim, Weibull, Rayleigh, Capacity factor.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de tener una matriz energética responsable con el ambiente ha tenido una gran influencia en los países en desarrollo. Un ejemplo es Chile, que ha puesto mayor atención a las tecnologías renovables convencionales y no convencionales. Según Mundaca (2013), la diversificación y la descarbonización de la matriz energética ha sido uno de los grandes desafíos en la última década. La incertidumbre respecto de la satisfacción de la demanda energética, ha hecho que las proyecciones del país se conviertan en un punto clave para la agenda política, debido a las crisis energéticas anteriores que han ocurrido por la dependencia a la importación de combustibles fósiles (Watts y Jara, 2011).

Debido a lo anterior las energías renovables juegan un rol clave en el desarrollo del país. La energía renovable se define como una forma de energía, en la que el abastecimiento es completamente regenerado de forma natural. Entre estas se encuentran la solar, eólica, mini-hidráulica de pasada, energías del mar, geotermal y biomasa (Quraeshi, 1984; Painuly, 2001; Panwar *et al.*, 2011; Krozer, 2013). A nivel global, durante el 2001 el 13,6% del consumo de energía en el mundo era abastecido por Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y se proyecta que para el 2040 este abastecimiento será de un 47% (Singh *et al.*, 2004). El mismo autor señala que en los países con gran demanda energética, especialmente aquellos en desarrollo, la energía eólica es una de las mejores opciones para la producción eléctrica, ya que esta puede ser instalada y distribuida relativamente rápido, incluso en lugares remotos, con baja accesibilidad y áreas montañosas

La energía eólica como tipo de generación eléctrica es considerada hoy como una tecnología madura, competitiva y virtualmente libre de contaminación ampliamente usada en varios lugares del planeta (Balat, 2009). La energía eólica se basa principalmente en un sistema de aerogenerador que convierte la energía contenida en el viento a energía rotacional, la que es usada para mover un generador que la convertirá en electricidad (Balat, 2005). Estas turbinas capturan la potencia del viento con palas aerodinámicamente diseñadas que cumplirán la función de convertirla en energía mecánica rotacional (Blaabjerg *et al.*, 2004).

Las opciones para el aprovechamiento de la energía eólica a gran escala son el emplazamiento de los parques eólicos, estos existen sobre la tierra o el continente (*onshore*) y los que están ubicados en la superficie del océano (*offshore*) tienen sus bases fijadas sobre cimientos localizados sobre el fondo marino o flotando a partir de tensores (Sun *et al.* 2012). Estos últimos son más atractivos porque están en sectores con mayores velocidades y menores fluctuaciones de viento, por la ausencia de barreras físicas como montañas, edificios y vegetación (Pimenta *et al.*, 2008; Capps y Zender, 2010). Así mismo, se presentan las posibilidades de desarrollar estos en grandes extensiones, sin las limitaciones intrínsecas de los sitios densamente poblados o los sistemas de áreas protegidas en el continente (Brower *et al.*, 2012). A diferencia de otras formas de producción de energía, los impactos de la energía eólica *offshore*

son considerados como beneficiosos para el ambiente y menores en comparación con los efectos de los parques *onshore* (Kapsali y Kaldellis, 2012).

En términos generales, el potencial eólico en el planeta es abundante y se ha estimado una disponibilidad de 26.000 TWh/año, de estos una capacidad de 9.000 TWh/año podría ser utilizada debido a razones económicas entre otras (Ozgener, 2004). Al final del 2012, existían 5.538 MW de capacidad instalada de energía eólica *offshore* en el mundo, de estos 90% de estos se encuentra en Europa. Para el final del mismo año, habían 509,5 MW de capacidad instalada en China, en zonas de baja profundidad y 33,8 MW cerca de la costa en Japón.

Los estudios del potencial de las energías renovables no convencionales en Chile estiman un potencial bruto de 191.000 MW (Universidad de Chile y Universidad Federico Santamaría, 2008). No obstante, todos los beneficios mencionados de las ERNC, dentro de las que se considera la mini-hidráulica de pasada, geotérmica, eólica, biomasa y solar. Sin embargo, no se ha hecho mención, ni se ha estimado el potencial eólico *offshore* en los estudios previos, el que podría ser un gran aporte en el cumplimiento de las metas planteadas por la ley 20.257 de promoción de energías renovables y en el proceso hacia una matriz energética independiente. En Chile continental, el potencial eólico fue estimado con modelaciones (DGF y ME, Chile, 2012) y simulado a meso escala a partir de una serie de tiempo de observaciones *in-situ* sobre el continente (Morales *et al.*, 2012) pero no sobre el océano, por esto existe la necesidad de evaluar este recurso sobre el mar en grandes extensiones (Watts y Jara, 2011).

En Chile, el recurso eólico *offshore* es incipiente y no hay estimaciones sobre el mar, así mismo no existen conocimientos específicos del potencial en la zona de estudio propuesta. Adicionalmente, las mediciones *in situ* sobre el océano son escasas y tienen cobertura limitada lo que impide que se realice una estimación adecuada (Pimenta *et al.*, 2008). Por esto, no se ha tomado en cuenta el potencial eólico *offshore*, ya que no existe una base de datos accesible al público con la información necesaria para realizar la estimación del potencial existente. Debido a esta situación, nace la búsqueda de una alternativa para suplir la falta de información sobre el océano frente a las costas de Chile. Para esto, una posible manera de obtener datos puede ser a través de las herramientas y posibilidades que brinda la teledetección cuantitativa y los modelos de circulación general de la atmósfera.

Una de las posibles fuentes de datos pueden ser los valores de viento entregados por el escaterómetro QuikSCAT (Ricciardulli y Wentz, 2011) y por el *reanalysis* ERA-interim (Dee *et al.* 2011). Varios estudios han utilizado y demostrado la utilidad de ambas bases de datos para la estimación del potencial eólico *offshore*. Por ejemplo se menciona que esto ya se ha hecho anteriormente en lugares como Brasil (Pimenta *et al.*, 2008), Dinamarca (Hasager *et al.*, 2008; Karagali *et al.*, 2012), también a escala global (Capps y Zender, 2010), las costas de Estados Unidos (Musial y Butterfield, 2004; Sørensen, 2008), Korea (Jea-Kyung *et al.*, 2009), China (Hong y Moller, 2012; Jiang *et al.* 2013) y el mar Caspio (Rusu y Onea, 2013) con resultados satisfactorios. Finalmente, el *reanalysis* ERA-interim es el último modelo de asimilación de datos preparado por el “*European Centre for Medium Range Weather Forecasts*”

(ECMWF), el que tiene una cobertura desde 1979 hasta hoy. Los productos entregados por este son parámetros cada 3 horas describiendo tanto las condiciones atmosféricas como las del océano. La utilización de estos datos ha sido por ejemplo en estudios para Francia (Szczypta *et al.*, 2011) y para los vientos en la Antártica (Sanz *et al.*, 2012). Debido a la inexistencia de datos y al conocimiento del potencial eólico en Chile. En este trabajo se utilizan datos provenientes del escaterómetro QuikSCAT y el reanalysis ERA-interim que permiten el estudio del recurso eólico sobre el océano a meso escala satisfaciendo en parte las necesidades de cobertura con 0,25° y 0,75° respectivamente (Monaldo *et al.*, 2004; Hasager *et al.*, 2006) con la serie de tiempo de 11 y 34 años en el mismo orden anterior.

Objetivo General

Evaluar el potencial eólico *offshore* en Chile a través sensores remotos y reanalysis.

Objetivos Específicos

1. Generar base de datos procesada de información remota proveniente de escaterómetro y datos asimilados de *reanalysis* para la estimación del potencial eólico.
2. Estimar el potencial eólico *offshore* en las costas Chile
3. Analizar la factibilidad técnica del aprovechamiento del potencial eólico en las costas de Chile

REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

1. Energía Renovable

1.1 Las renovables

Desde las primeras revisiones sobre la disponibilidad de recursos renovables y no renovables para producción de energía se sabe, desde hace ya tres décadas que el agotamiento de las fuentes no renovables es cuestión de tiempo, mientras que los recursos renovables nos entregan la esperanza de un mejor futuro para las próximas generaciones (Quraeshi, 1984). Cabe destacar que el excesivo consumo de combustibles fósiles no solo lleva a un alza en la tasa de agotamiento de las reservas, sino que también tiene un severo impacto en el medio ambiente, resultando en aumento al riesgo de la salud y en la amenaza del cambio de clima a nivel global (Panwar, 2011).

Cada país ha debido desarrollar su espectro de energías para mantener su economía. En este sentido, algunas naciones no han tenido opciones para elegir fuentes de generación y no tuvieron otra elección más que importarlas y utilizar lo que sea que esté disponible. Sin embargo, esto debería ser llevado a cabo con un compromiso de mantener un ambiente limpio, saludable y seguro. Desafortunadamente, tanto en países desarrollados como en desarrollo, el crecimiento industrial ignoró repetidas veces los problemas ambientales asociados al modelo productivo. Hoy en día, muchos países han reconocido lo importante que son estos problemas y su relación con la contaminación ambiental. Gracias a esto, se han concentrado los esfuerzos para controlar estos problemas, a través de leyes, normas y tecnologías para disminuir la polución, remontándose ya con 3 décadas de un éxito limitado de las medidas implementadas (Quraeshi, 1984; Ocak *et al.* 2004; Meyar-Naimi y Vaez-Zadeh, 2012). Estos cambios enfocados a mejoras en materias de medio ambiente se están volviendo cada vez más políticamente aceptados a nivel global, con especial énfasis en los países desarrollados. Al mismo tiempo, y por su parte, la sociedad está en búsqueda de métodos de producción más sustentables, disminuyendo desechos, reduciendo la contaminación de los vehículos, generación de energía bien distribuida, conservación de bosques nativos y reducción de gases de efecto invernadero (Panwar, 2011).

Se identifica entonces que las renovables jugarán un rol determinante en el futuro del mundo. Aún más, que el desarrollo de este tipo de fuentes que satisfacen las demandas energéticas hará posible resolver las más cruciales tareas que se presentan en la actualidad como mejorar la seguridad con la que se provee energía y mejorar la economía de los combustibles orgánicos; resolver problemas de abastecimiento de agua y energía a nivel local; incrementar la calidad de vida y el nivel de empleabilidad de la región; asegurar un desarrollo sustentable en las áreas remotas de los desiertos y montañas; apoyar la implementación de las obligaciones de los países con respecto al cumplimiento de los tratados internacionales relacionados con el medio ambiente

(Zakhidov, 2008) por ejemplo. Adicionalmente la implementación y el desarrollo de proyectos de energía renovable en áreas rurales puede crear oportunidades de trabajo y así disminuir la migración hacia la zona urbana (Bergmann, 2008). Por último, la generación de energía de una manera descentralizada, es una de las opciones para satisfacer las necesidades a pequeña escala de la zona rural de una manera segura, accesible y ambientalmente sostenible (Reddy y Subramanian, 1980; Ravindranath y Hall, 1995).

1.2 Barreras de acceso a la matriz

A pesar de todos los beneficios y desarrollos tecnológicos para varios tipos de aplicación de este tipo de energías, las renovables han sido utilizadas solo en una pequeña parte de su potencial. Esto se debe a que existen diversas barreras a la penetración de las energías renovables en la matriz. Las que se dividen en seis grandes grupos; fallas de mercado o imperfecciones, distorsiones de mercado, las económicas y financieras, institucionales, técnicas, socio-culturales y las otras barreras que no forman parte de las clasificaciones mencionadas. Dentro de las fallas de mercado se encuentran barreras tales como, que el sector eléctrico está altamente controlado, disminuyendo los incentivos de inversión; falta de información, aumentando la incertidumbre y por ende los costos; acceso limitado a la tecnología, tanto por disponibilidad como por elevados precios entre otras.

Las distorsiones de mercado por su parte son, por ejemplo apoyos o subsidios a energías convencionales, afectan en la competitividad de la energía renovable; impuestos sobre las tecnologías, que incrementan los costos; externalidades no consideradas, la energía convencional tiene un costo de mercado menor que lo que debería costar; barreras de importación-exportación, los costos pueden elevarse por altas tasas de impuestos. Continuando con este orden, las barreras económicas y financieras son, por ejemplo los proyectos no viables económicamente, que necesitan reducción de costos en las tecnologías; altas tasas de descuento; largos periodos de retorno de capital; mercados de pequeño tamaño entre otros. Incluidos dentro de las barreras institucionales se encuentran, la falta de organizaciones que entreguen información; falta de marcos regulatorios; ambientes macro-económicos inestables; choque de intereses, llevando a los actores a hacer lobby en contra de las renovables y falta de instituciones profesionales, que permitan llevar los problemas y barreras de desarrollo a los creadores de las políticas.

En la parte técnica se pueden identificar, la falta de certificaciones de calidad y aceptación, que pueden aumentar los riesgos en las compras de tecnologías; falta de personal especializado; falta de infraestructura para realizar mantenimiento, que puede afectar a la imagen del producto; productos poco confiables, entre otros. Analizando las barreras socioculturales, se encuentran la poca aceptación de los clientes hacia algunos productos; baja aceptación social de algunas tecnologías renovables, por ejemplo cocinar con gas proveniente de desechos urbanos. Por último están las barreras que no califican dentro de las anteriores, que son las incertidumbres dentro de las políticas gubernamentales; ambientales, que los daños o contaminación producida puede ser inaceptable; altos riesgos percibidos hacia renovables, aumentan los costos

de financiamiento y las tasas de descuento; falta de infraestructura, la energía eólica por ejemplo necesita desarrollo de infraestructura como caminos y además deben conectarse a la red (Painuly, 2001).

1.3 Energías Renovables en el mundo

El cuadro 1 muestra el escenario global pronosticado para el 2040 de cada una de las energías renovables. Cuantificando a nivel global, se tiene que para el 2001 el 13,6% del consumo de energía era abastecido por ERNC y que para el 2040 será un 47%. La energía eólica es una de las promesas de las fuentes de generación, la que se puede desarrollar tanto sobre la tierra como sobre el mar, ubicándose en áreas con altos promedios de velocidad del viento. En el 2001 aportaba al marco energético a nivel mundial con un 0,4% del total de energías, pasando a un 10% del total en el 2040 (Panwar, 2011; UNDP, 2000; Dincer, 2001; Bilgen, 2004; Fridleifsson, 2001).

Cuadro 1. Escenario global de energías renovables pronosticado al 2040.

	2001	2010	2020	2030	2040
Consumo total (equivalente a millones de toneladas de petróleo)	10,038	10,549	11,425	12,352	13,310
Biomasa	1080	1313	1791	2483	3271
Grandes hidroeléctricas	22.7	266	309	341	358
Geotermia	43.2	86	186	333	493
Pequeñas hidroeléctricas	9.5	19	49	106	189
Eólica	4.7	44	266	542	688
Solar térmica	4.1	15	66	244	480
Fotovoltaica	0.1	2	24	221	784
Electricidad solar térmica	0.1	0.4	3	16	68
Marina (mareas/olas/océano)	0.05	0.1	0.4	3	20
Total Energías renovables	1,365.50	1,745.50	2,964.40	4289	6351
Contribución de las fuentes de energías renovables (%)	13.6	16.6	23.6	34.7	47.7

Fuente: Panwar, 2011.

1.4 Contexto energético Chileno

En Chile existen tres sistemas de distribución eléctrica, pero dos de estos son los principales actores. El Sistema Interconectado Central (SIC) cuenta con un 73,6% del total y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con un 25,6%, siendo el 0,8% restante correspondiente al sistema mediano de Aysén y Magallanes.

En las proyecciones del país para el 2020 según la estrategia nacional de energía (2012-2030) se estiman tasas de crecimiento del consumo eléctrico de 6 a 7%, lo que significa una necesidad 8.000 MW de energía en nuevos proyectos de generación, como se puede apreciar en la figura 1, adicional a los 16.970 MW de capacidad instalada hoy (Gov. de Chile, 2012). Con 1.069 MW de energías renovables no convencionales (ERNC), de estos 302 MW corresponden a proyectos eólicos *onshore* y 0 MW a proyectos *offshore* (CER, 2013).

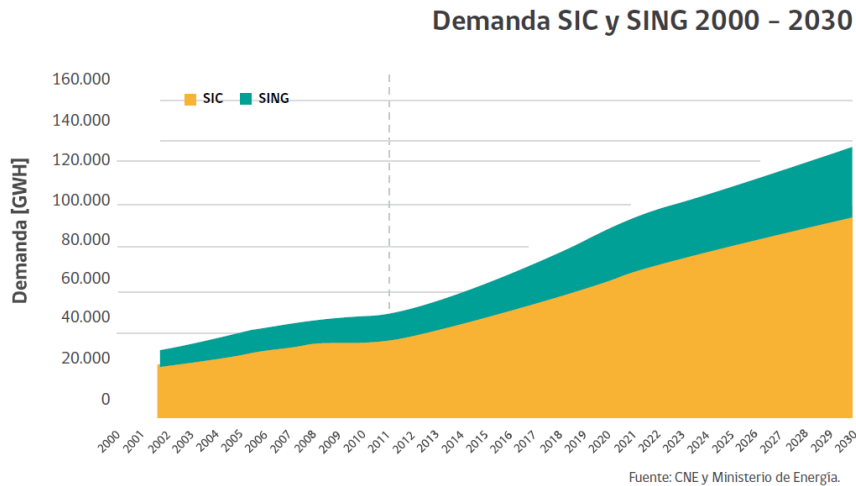


Figura 1. Proyección de la demanda chilena, presentada en la estrategia nacional de energía.

Dada la necesidad energética, queda establecida la tarea de crear los proyectos para suplir dicha energía. La que dentro del contexto de un país predominantemente importador de recursos energéticos y particularmente dependiente de los combustibles fósiles, se torna grande, imperativa y tiene la necesidad de ser planificada con proyecciones al futuro (Gob. de Chile, 2012).

La dependencia a los combustibles fósiles y su importación ha elevado los costos marginales de generación de energía y por consecuencia el precio de la electricidad. Dentro de los factores desencadenantes se ha visto el abrupto cambio de las condiciones de suministro de gas argentino y el aumento del costo de inversión en las tecnologías convencionales. De hecho Chile está dentro de los países con mayores precios de electricidad en Latinoamérica, los que además superan el promedio a pagar de la organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE) (Gob. de Chile, 2012).

De lo anterior se puede apreciar que, Chile es un país altamente expuesto en materia energética y parte de sus desafíos será contar con los recursos energéticos suficientes, independientes y competitivos para sostener su crecimiento.

2. Energía Eólica

2.1 Eólica *onshore* y *offshore*

La estimación del potencial sobre la tierra y el mar, está basado en la densidad de energía del viento (*wind power density*) y en las turbinas apropiadas. En diversas áreas la energía *onshore* se ha desarrollado en sectores agrícolas. Países como Dinamarca, Alemania y Holanda, se han elegido áreas donde se desarrolla la agricultura para implementar la energía eólica (EEA, 2009). Puesto que, la instalación de turbinas se puede combinar con otros usos tales como el desarrollo de vegetales o ganado (Pimentel *et al.*, 1994). Además se puede recalcar que estas áreas donde se desarrolla la agricultura, tienen en general pocas barreras físicas, que implican bajas alturas de rugosidad. Por consecuencia, en estos lugares se pueden diseñar parques de la manera más eficiente, sin la necesidad de disminuir la extensión o de hacer el arreglo de turbinas de una manera diferente para adecuarse a las limitantes (EEA, 2009).

En la última década, la generación eólica *onshore* ha crecido significativamente y varios países tienen o han desarrollado planes de expansión al respecto. Sin embargo, este tipo de generación está asociada a impactos visuales sobre el paisaje, la forma vida de las aves más otros tipos de impacto sobre la ecología de los lugares de emplazamiento. Estos impactos hacen que cada vez sea más difícil encontrar lugares aptos para el futuro desarrollo de los parques *onshore*. Por esto, y debido a las crecientes restricciones para el establecimiento de turbinas sobre el continente (*onshore*), surge la alternativa de emplazar parques eólicos sobre el mar (*offshore*). Consecuentemente con esto los planificadores del desarrollo de energía están considerando cambiar su enfoque hacia el gran potencial eólico disponible sobre el mar. No obstante, aun cuando las ubicaciones *offshore* eliminan los impactos del ruido hacia las comunidades por estar suficientemente lejos de estas, los impactos visuales sobre el paisaje en el horizonte siguen presentes. Entonces la elección para los planificadores de parques *onshore* u *offshore*, no queda solamente determinada por el potencial eólico sino que también por la aceptación pública (Ladenburg, 2008). Con la intención de enfrentar el problema de los potenciales impactos y mejorar la producción surge la opción *offshore*, y para mejorar los proyectos, se plantea que los parques deben ser implementados a distancias más lejanas de la costa, con el fin de disminuir aún más o eliminar completamente los impactos visuales y sonoros (Ladenburg, 2008).

La tecnología para el aprovechamiento *offshore* ha tenido una rápida expansión. La tecnología es bastante similar a la que se utiliza sobre la tierra, pero tiene diferencias importantes en cuanto a los cimientos, protección contra climas adversos y el cableado submarino. Por otra parte, los costos de capital e instalación por MW son generalmente citados como casi el doble respecto de la instalación en tierra, pero es muy probable que dentro de esta década o la próxima, la curva de aprendizaje de la tecnología permita mejorar los precios, a tal punto que la diferencia de precios entre industrias será mucho menor. A pesar de estas desventajas lo que ha generado un mayor interés sobre la extracción del potencial eólico *offshore* es que las turbinas

sobre el mar generalmente trabajan con factores de planta mayores, produciendo más electricidad por MW de capacidad instalada que aquellos sobre la tierra (Lynn, 2012).

Los costos de instalación dependen de muchos factores, incluyendo el tamaño del parque, cuanto haya que preparar el sitio para el emplazamiento y el cableado además de la dificultad que exista para conectarse a la red. El desglose de los costos en cuatro grandes áreas se presenta en la figura 2.

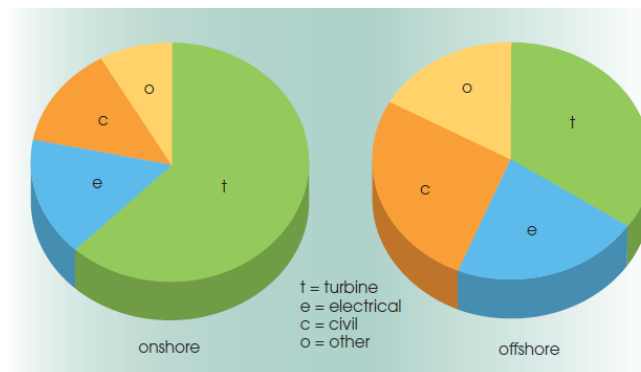


Figura 2. Desglose típico de costos de parques eólicos *onshore* y *offshore* (Lynn, 2012)

Partiendo con la situación *onshore* se tiene que:

- Turbinas (t): Las turbinas generalmente son aproximadamente dos tercios de la inversión (66%) de total de los costos.
- Eléctrico (e): El cableado en el sitio, el equipo de la subestación y la conexión a la red son un 14%.
- Civil (c): Los trabajos de obras civiles que incluyen accesos al sitio y su preparación más los cimientos para las turbinas y las construcciones respectivas son un 12%.
- Otros (o): El 8% restante corresponde a otros ítems como gestión del proyecto, costos legales y seguros.

Los porcentajes varían considerablemente dependiendo de las condiciones geográficas, del suelo, la necesidad de construcción de caminos, cercanía a puntos aptos para la conexión a la red, entre otros. Para el caso *offshore* la importancia dentro de la inversión total es mucho menor, siendo aproximadamente un tercio del total (33%). Pero los tanto los costos eléctricos como el cableado submarino y las subestaciones así como las obras civiles, por ejemplo los cimientos, son relativamente altos. Los otros costos, cubren una planificación y gestión del proyecto mucho más compleja, la contratación y calendarización de barcos de carga y grúas, despliegue del cableado y los barcos necesarios sumado a los altos precios de los seguros (Lynn, 2012).

2.2 Beneficios de la energía eólica

Para muchos gobiernos y sus ciudadanos en el mundo, el mayor beneficio de la energía eólica es evitar las emisiones causadas por la combustión de los combustibles fósiles y dañar significativamente el medio ambiente, prescindiendo de inundar grandes áreas. Por ejemplo, a principios del 2011 la “*British Wind Energy Association*” estimó que la

capacidad eólica instalada de 5.300 MW ahorra anualmente aproximadamente 5,9 millones de toneladas de CO₂ más 140.000 toneladas de óxido de sulfuro y 41.000 toneladas de óxido nítrico. Cabe destacar que este cálculo va a depender directamente de la composición de la matriz energética de cada país. Este es sin duda el principal beneficio a nivel global de la energía eólica.

Otros beneficios secundarios son:

- Rápido retorno de energía usada para producir energía: Se necesita energía para producir energía. En este contexto todos los tipos de generación eléctrica consumen energía en la construcción de las plantas generadoras y sus edificios y además pierden mucha energía debido a la baja eficiencia del ciclo termodinámico. Los parques eólicos en ese sentido gastan energía durante la producción y la instalación de las turbinas, pero en general esta es generada dentro de los primeros 3 a 5 meses de operación.
- Diversidad energética y seguridad: Los parques eólicos entregan diversidad energética a las naciones, reduciendo la dependencia a otras fuentes de generación. Se hace especial énfasis en aquellas basadas en la importación de combustibles fósiles, que provienen de áreas políticamente inestables. Un parque eólico es menos vulnerable a accidentes catastróficos o ataques terroristas que grandes y concentradas centrales de generación, incluyendo nucleares y grandes hidráulicas. La seguridad energética se asegura mejor con una amplia gama de energías y esto debería ser considerado como un beneficio industrial y social, más que uno netamente ambiental.

3. Energía Eólica *Offshore*

3.1 Historia y características básicas de los parques marinos *offshore*

La historia de la energía eólica *offshore* comienza en 1992, cuando se instaló el primer parque eólico en Dinamarca. Este se llamó Vindeby y tenía 11 aerogeneradores de 450 kW dispuestos en dos filas paralelas. Desde ese momento, la capacidad instalada y de producción en el mundo ha estado creciendo constantemente (Hasager *et al.*, 2008).

La mayoría de los diseños de los sistemas de soporte utilizados en la industria eólica *offshore* han sido extraídos desde los diseños para la extracción de petróleo y gas en el océano y de la tecnología eólica sobre la tierra. Sin embargo, la combinación de olas, viento y en algunos casos hielo, han introducido nuevos desafíos a la ingeniería de los sistemas, que han debido y deben ser necesariamente resueltos (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.1 Estructuras de soporte: El clima en el océano es diferente que sobre la tierra, los vientos son menos turbulentos pero con mayores velocidades y la diferencia de la velocidad a partir del cambio en la altura es menor. Esto permite que se utilicen torres de menor altura que en la tierra obteniendo la misma producción. Los aerogeneradores están generalmente sobre tubos de metal o torres especiales recubiertas para durar en el ambiente marino, fijos sobre cimientos para que las turbinas puedan capturar el viento sobre la superficie.

La selección de la estructura de soporte se basa en la profundidad a la cual se va a instalar, y para el diseño del cimiento se toman en cuenta las condiciones de viento y olas, la profundidad, las corrientes, propiedades del fondo marino (composición, estabilidad, pendiente, etc.) En la actualidad no existe un cimiento que sirva para todos los tipos de fondo marino, pero los más comunes son el de un pie y el que se sustenta por su propio peso gracias a la gravedad, ambos empleados en aguas poco profundas.

Un aspecto importante a clasificar es la profundidad que se separan en tres, baja profundidad de 0 a 30 m, profundidad transicional 30 a 60 m y aguas profundas desde 60 m en adelante. Por lo anterior, las estructuras de soporte pueden clasificarse en 3, para aguas poco profundas, transicional y flotadoras, presentadas en la figura 3.

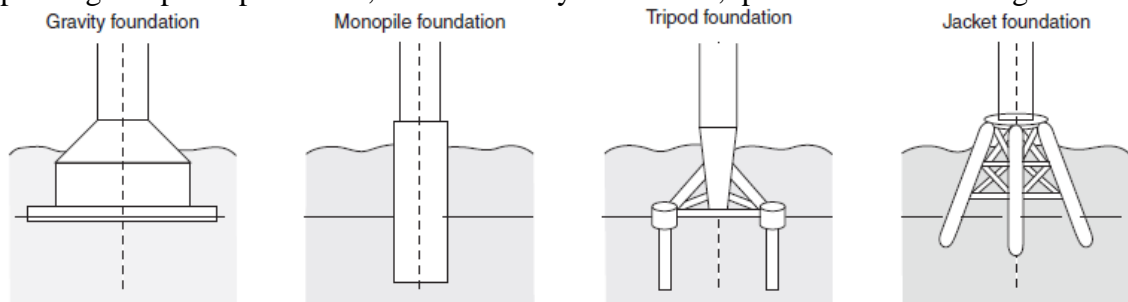


Figura 3. Tipos de cimientos para sostener los aerogeneradores (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.2 Equipo suplementario.

Además del rotor/nacela del aerogenerador y la estructura de soporte usados para un parque eólico existen elementos adicionales como un sistema recolector, cables de transmisión hacia la costa y subestaciones.

3.2.2.1 Subestación *offshore*: Las subestaciones en el mar son usadas para disminuir la pérdida eléctrica en la transmisión y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico aumentando el voltaje (por ejemplo de 100-220kV) del sistema de recolección para exportar la electricidad a la costa. Además de conectar el tendido eléctrico en un punto central y transformar la energía producida a un alto voltaje, la subestación contiene los paneles eléctricos y las otras partes eléctricas, como los sistemas para aplicar factores de corrección. La subestación normalmente es puesta en un soporte arriba de cimientos sobre el fondo y puede ser también usada como plataforma de servicio del parque eólico, incorporando muelles y helipuertos.

Las estaciones mencionadas normalmente se colocan en aquellos parques que producen en el orden de las decenas de MW, los que están ubicados a grandes distancias de la costa y donde la conexión a la red de electricidad no se hace con el sistema recolector. Sin embargo, muchos de los proyectos que existen hoy en día no tienen subestaciones. Por otra parte la subestación sobre la tierra entrega la electricidad producida por el parque a la red eléctrica. Para proyectos cercanos a la costa puede ser viable conectar el sistema de recolección directamente a la subestación en tierra, en vez de utilizar una subestación *offshore* (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.2.2 Cableado submarino: El sistema eléctrico se divide en dos, el de recolección y el de transmisión, sus extensiones corresponden a una parte determinante en el costo de la inversión. La electricidad generada por el parque eólico se entrega a través del sistema de recolección que se compone de cables inter-turbinas que llegan a la subestación como se puede observar en la figura 4. Los cables son generalmente de 30-60 kV y están diseñados para conectar múltiples turbinas.

Luego, se efectúa la transmisión a la red sobre la tierra usando cables con un diseño similar para exportar el producto, pero con un voltaje mayor de 100-220kV. Cada circuito de cables esta generalmente diseñado para 150-200MW. Dentro de las tecnologías para aislar los cables están el polietileno, el plástico etileno propileno, entre otros.

La alta confiabilidad en la duración de los cables está dada por el manejo que se hace en su instalación que consiste en enterrarlos en el fondo marino con diferentes técnicas tomadas de la exploración de gas y petróleo. Los mayores daños que pueden sufrir estos son por anclas de barcos, equipos de pesca y la exposición a la energía de las olas que puede descubrir los cables dentro de unos cuantos días. Para evitar lo anterior es que los cables son enterrados a 2m de profundidad (Kapsali y Kaldellis, 2012).

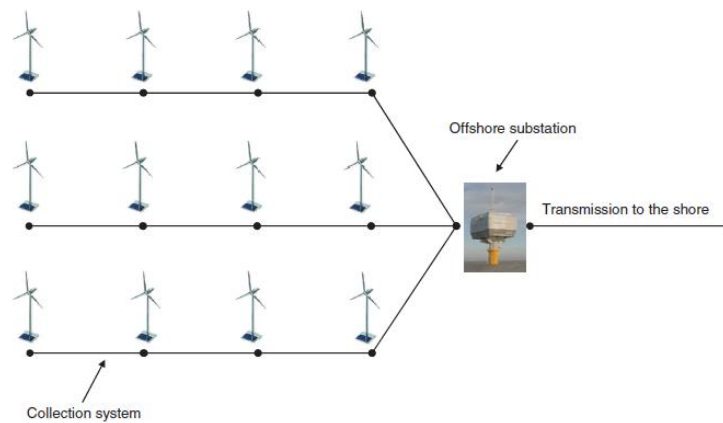


Figura 4. Representación del sistema eléctrico de un parque (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.2.3 Selección del equipamiento del parque marino: El estándar internacional está descrito en la IEC 61400-3 “Requerimientos para el diseño de aerogeneradores *offshore*”, la que provee los parámetros que deben ser considerados durante el diseño para asegurar la seguridad de los sistemas, los componentes y las estructuras de soporte de los aerogeneradores.

La decisión más crítica y determinante para la implementación del proyecto de un parque eólico *offshore* es la selección del sitio y la evaluación de las condiciones junto (ver figura 5) con los recursos locales, los que son determinados por limitantes de factibilidad técnica, económica y legal. Con lo anterior, la selección del sitio determina la elección de un aerogenerador apropiado además de la estructura para los cimientos. Entonces el aerogenerador es elegido en una etapa inicial del proyecto para poder planificar los demás elementos que conformaran el parque, como las estructuras de soporte, infraestructura eléctrica, etc. Por otra parte los aerogeneradores se ajustan a varias necesidades al mismo tiempo, y la oferta no es muy grande, entonces la elección del modelo se basa en la eficiencia, el control, la carga, la confiabilidad, los servicios y la mantención (Kapsali y Kaldellis, 2012).

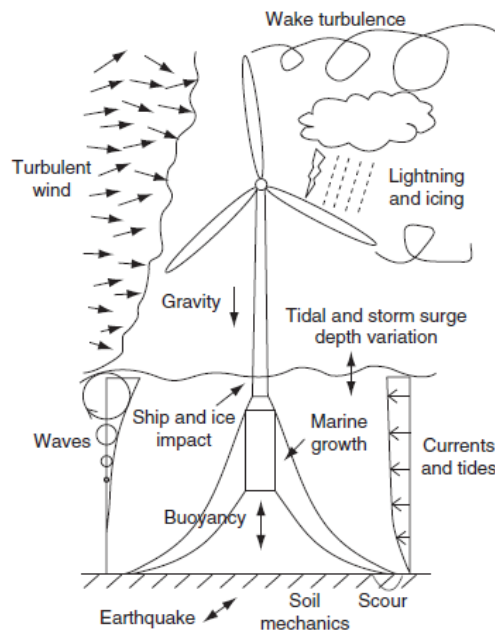


Figura 5. Fuerzas que afectan los materiales del aerogenerador (Kapsali y Kaldellis, 2012)

3.2.2.4 Evaluación del viento: La información del viento en el sitio de emplazamiento no solo sirve para calcular las fuerzas a las que tiene que sobrellevar la maquinaria, sino que también para calcular la cantidad de electricidad que puede producir, que permitirá ver la factibilidad económica del proyecto. Además con esta se debe definir la disposición de los aerogeneradores encontrando el punto óptimo entre la producción energía, los costos y la capacidad técnica.

Generalmente, las estadísticas meteorológicas más significativas a obtenerse son la serie de tiempo de velocidades, la función de densidad de la velocidad y dirección, intensidades de turbulencias y las ráfagas extremas. Para esto, se debería utilizar una torre meteorológica o bases de datos *offshore*, incluyendo boyas meteorológicas, percepción remota (*Laser Imaging Detection and Ranging (LIDAR)* y *Sonic Detection and Ranging SODAR*) y plataformas de observación, para evaluar el potencial eólico y establecer prioridad de actividad en las zonas.

Adicionalmente, modelos a meso escala e información satelital a nivel global pueden ser usados para hacer evaluaciones preliminares de largo plazo en las áreas bajo investigación. Sin embargo, los métodos mencionados están asociados a un cierto grado de incerteza en la producción de energía (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.2.5 Evaluación del oleaje y las Corrientes: El diseño de un parque eólico también requiere de la evaluación a largo plazo de las condiciones de las olas y las corrientes, no solo por el efecto de estas sobre los aerogeneradores y sus sistemas de soporte sino que para evaluar la accesibilidad de los barcos en la etapa de construcción y mantenimiento.

En general, las olas en mar abierto se generan cuando el viento sopla sobre la superficie del agua. Mientras la velocidad del viento crece, la altura de la ola lo hace también, aunque hay un desfase de tiempo en este fenómeno, lo que hace que grandes olas y altas velocidades de viento no coincidan absolutamente. Los factores de las olas

a analizar son las alturas y periodos significativos; dirección, altura y periodo de las olas generadas en el lugar; dirección, altura y periodo de la marejada presente, creada lejos del lugar en estudio y la pendiente de todas las olas. Por otra parte, las corrientes son producidas por los cambios en las mareas, diferencias de temperatura, lluvias, escorrentías, topografía del fondo marino y el viento sobre la superficie. Las corrientes pueden transportar arena, deteriorando las estructuras bajo el agua y afectar o cambiar las condiciones del fondo marino durante la construcción o mantenimiento de las actividades del parque.

Las medidas de las olas y las corrientes son llevadas a cabo utilizando diferentes técnicas y equipos, dependiendo netamente de las necesidades del proyecto como costo, precisión, duración, etc. Estos métodos son medición de los perfiles de las corrientes (*Acoustic Doppler Current Profiler (ACDP)*), boya direccional, un arreglo de sensores de presión, sistema de ultrasonido, eco sonda, radar de olas, *synthetic apertura radar (SAR)* (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.2.2.5 Impactos ambientales y sociales: Una pequeña descripción de los impactos es presentada en este apartado. En comparación a otras formas de generación de energía, los efectos de la energía eólica *offshore* son considerados como beneficiosos para el ambiente y considerablemente menores comparados con los efectos *onshore*. Sin embargo, los proyectos *offshore* incluyen plataformas, turbinas, cables, subestaciones, barcos, excavaciones y las actividades relacionada a la construcción. De estas pueden haber varios impactos en las fases de construcción, operación y retiro de maquinaria: principalmente ruidos, impacto visual, impacto sobre la fauna. Dentro de estos impactos, muchos aún son inciertos y están siendo investigando, especialmente los efectos sobre la avifauna y los mamíferos marinos y los peces (Kapsali y Kaldellis, 2012).

Con respecto al ruido generado, los parques *offshore* están lejos de poblaciones humanas. Entonces, lo más probables que no se vean afectadas por el ruido de los aerogeneradores. Sin embargo, los animales marinos pueden verse afectados por el ruido de la construcción y de la operación de los aerogeneradores. Por ejemplo, durante la instalación de los cimientos, el ruido percibido puede generar la muerte o daño permanente a sus sistemas auditivos e impactar la vida marina. Cualquier efecto del ruido va a depender exclusivamente de la sensibilidad de cada especie o de su habilidad para adaptarse a este (Ladenburg, 2008).

Con respecto a los impactos visuales, los aerogeneradores en general generan preocupación por el cambio en el paisaje. Sin embargo, los *offshore* al ubicarse lejos de la costa tienen una ventaja por sobre los de tierra al estar alejados de las poblaciones humanas. Con el desarrollo de las nuevas tecnologías flotantes se plantea que se podrá eliminar completamente el impacto visual, implementándolos fuera del rango de visión. Por otra parte, se debe poner especial atención en donde ponerlos porque el paisaje de la costa es único y tiene algunas de las áreas más valoradas. Así mismo se debe considerar que el impacto está dado por la distancia, el número de turbinas y la orientación del arreglo (Bishop y Miller, 2007). La distancia entre el observador y la instalación tendrá siempre la mayor influencia en el impacto visual. Por último, los impactos en la vida silvestre pueden ser sobre las aves, los mamíferos y los peces. Desde el punto de vista de la ecología, los ecosistemas de poca

profundidad tienen un alto valor y son importantes zonas para la reproducción, descanso y para aves marinas migratorias (Kapsali y Kaldellis, 2012).

Bajo el agua, el ruido generado por la construcción y operación son una amenaza para los mamíferos marinos como por ejemplo las ballenas azules (Galleti *et al.*, 2012). Mientras que las emisiones acústicas solo son emitidas ocasional y temporalmente en la fase de construcción, pero el ruido y la vibración se mantienen en la etapa regular de operación. Hasta ahora, la pregunta de que si estos ruidos solo molestan o dañan permanentemente a estos animales sigue siendo un enigma. Sin embargo, es sabido que los mamíferos marinos dependen fuertemente de su sistema auditivo, por ejemplo para comunicarse con su misma especie, buscar alimento, orientación y son por lo tanto especialmente sensible a las emisiones de ruidos.

La otra cara de la moneda es que con la introducción de los cimientos, se introduce un sustrato que permite generar un nuevo hábitat para organismos bentónicos. Los que atraen pequeños peces por ser su fuente de alimento. Junto con la aparición de estos, animales bentónicos más grandes, peces pelágicos y aves marinas son atraídas de las áreas adyacentes. Por consecuencia la construcción de un parque eólico modificará las relaciones de las comunidades bentónicas, cambiando la biodiversidad existente en el área, creando un nuevo ecosistema local (Kapsali y Kaldellis, 2012).

3.3 Rugosidad de la superficie

A diferencia de las superficies sobre la tierra, la rugosidad del mar no es constante y varia, dependiendo fuertemente, de la velocidad del viento, que va generando ancho, altura y forma de la ola. Consecuente con lo anterior la altura de rugosidad Z_0 incrementa con el aumento de la velocidad del viento. Las olas son generadas principalmente por la fricción ejercida del viento sobre la superficie del océano, transportando momento desde la atmosfera a la columna de agua (Bye y Wolff, 2008).

La rugosidad de la superficie, donde los parques eólicos son implementados resulta ser un factor clave en la eficiencia de producción de electricidad. Esto sucede porque, la capacidad de la atmósfera para transferir momento desde el flujo en altura depende de la intensidad de las turbulencias, las que incrementan con el aumento de la rugosidad de la superficie. Es por esto que en los parques *offshore*, esta transferencia es menor que sobre la tierra, donde la turbulencia es mucho mayor. Como consecuencia de esto, el espacio entre turbinas de un parque *offshore* debe ser mayor que en uno *onshore*, al igual que la distancia entre parques adyacentes (Emeis, 2013). Otro factor importante dentro de la eficiencia de los parques eólicos corresponde a la estabilidad atmosférica, porque la intensidad de las turbulencias es mucho mayor para estratificaciones inestables que para aquellas estables. La estabilidad sobre el océano depende del tipo de advección térmica, que corresponde al movimiento horizontal de la masa de aire. La advección de aire frío por sobre el caliente normalmente resulta en capas inestablemente estratificadas mientras que la advección de aire caliente por sobre el frío da origen a capas establemente estratificadas. Como en promedio las distancias entre turbinas y entre parques pueden ser menores para estratificaciones más inestables que para las estables, se aconseja que al menos las distancias entre

parques eólicos que dependen de la dirección del viento sean mayores para la dirección del viento que se relaciona con la advección de aire caliente (Emeis, 2013).

4. Situación de la Energía Eólica *Offshore* a nivel mundial

4.1 Eólica *offshore* en el mundo

La energía eólica *offshore* en el mundo se divide en 12 países, la suma de potencia instalada es de 5.538 MW de la que el 90% corresponde a Europa. Otros países que también aportan son China y Japón. Para el final del 2012 la capacidad instalada en China era de 509,5 MW, principalmente en zonas de baja profundidad y 33,8 MW cerca de la costa en Japón, como se ve en la figura 6.

De los 12 países en el planeta con instalaciones de eólica *offshore*. China al contar con casi 510 MW, es el tercer mercado más grande detrás de Inglaterra (2,948 MW) y Dinamarca (921). Japón, por su lado está recién comenzando a explotar su potencia.

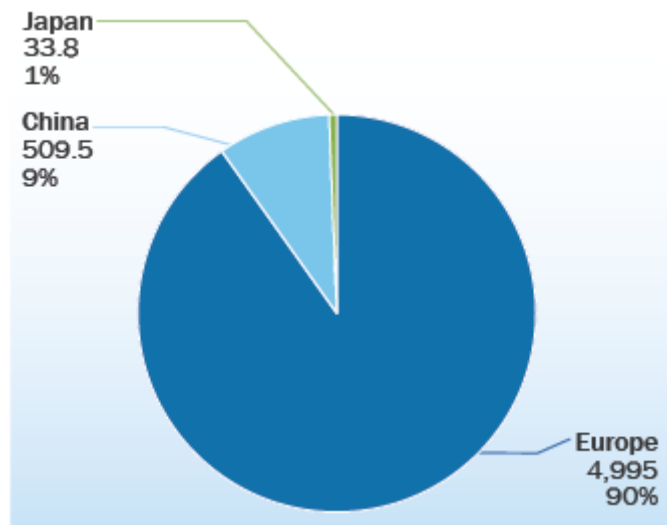


Figura 6. *Offshore* mundial (EWEA, 2013).

Con 5 GW instalados al final del 2012, Europa es la potencia dentro de la tecnología eólica *offshore* (ver figura 7). Siendo esto solo el comienzo del desarrollo industrial, se espera que la capacidad instalada se multiplique hasta llegar a 40 GW para el 2020, produciendo 148 TWh anualmente, cubriendo sobre el 4% de la demanda eléctrica de Europa, evitando así 87 millones toneladas de emisiones de CO₂. Por último para el 2030 se esperan 150 GW, supliendo el 14% de la demanda de Europa (EWEA, 2013).

En Europa existen un total de 1.662 turbinas instaladas y conectadas en 55 parques eólicos, en 10 países. La mayor capacidad instalada corresponde a Inglaterra con 2.947,9 MW, el 58,9% del total. Le sigue Dinamarca con 921 MW (18,4%), Bélgica (80MW: 7,6%), luego Alemania (280MW: 5,6%), Holanda (246,8MW 4,9%), Suecia (163,7MW: 3,3%), Finlandia (26.3MW: 0,6%), Irlanda (25.2 MW), Noruega (2.3 MW) y Portugal (2 MW).

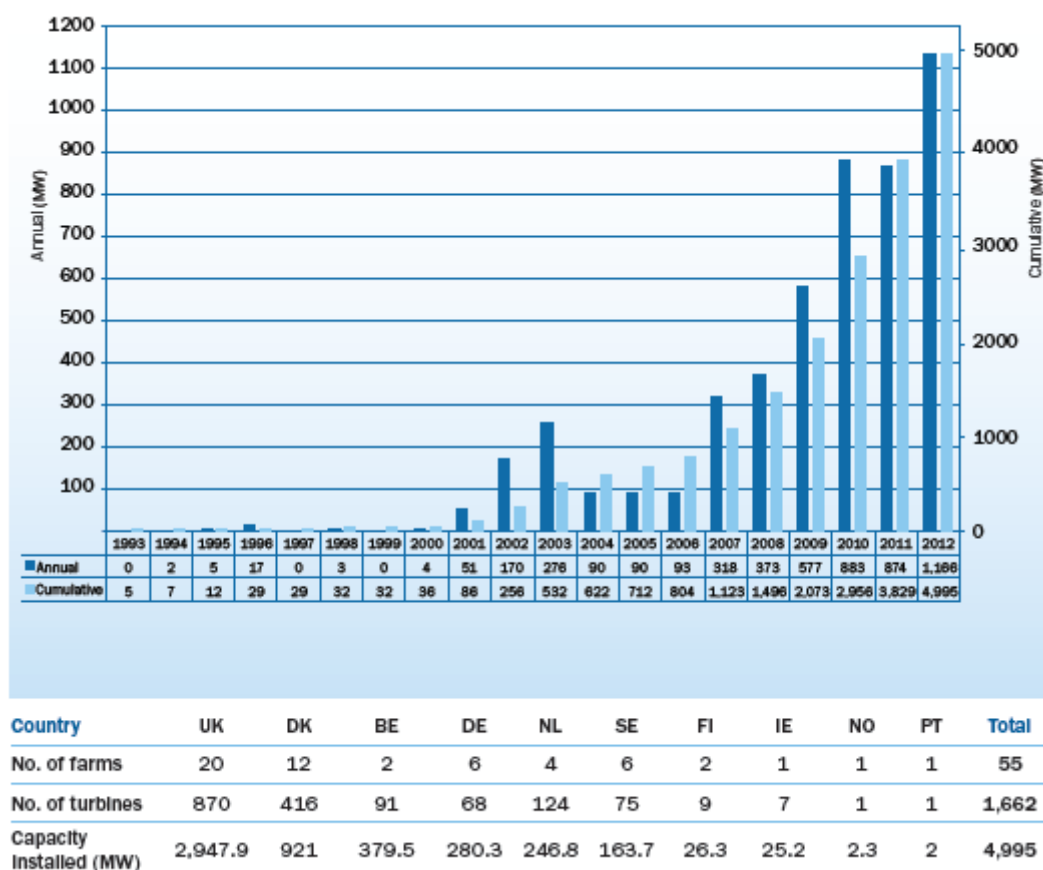


Figura 7. Capacidad instalada anual y acumulada de parques eólicos *offshore* en Europa (EWEA, 2013).

4.2 Tendencias: Aerogeneradores, capacidad de los parques, profundidades y distancia a la costa.

Desde 1991 el tamaño promedio de los aerogeneradores instalados en aguas europeas ha tenido un continuo crecimiento. Durante el 2012, la capacidad de las turbinas instaladas fue de 4 MW, 11% mayor al año anterior. Dentro de los parques en construcción el 2013, se ve que la capacidad de turbinas se mantendrá alrededor de los 4 MW debido a la dominancia en el mercado del modelo 3.6 MW de Siemens. La evolución se puede apreciar en la figura 8.

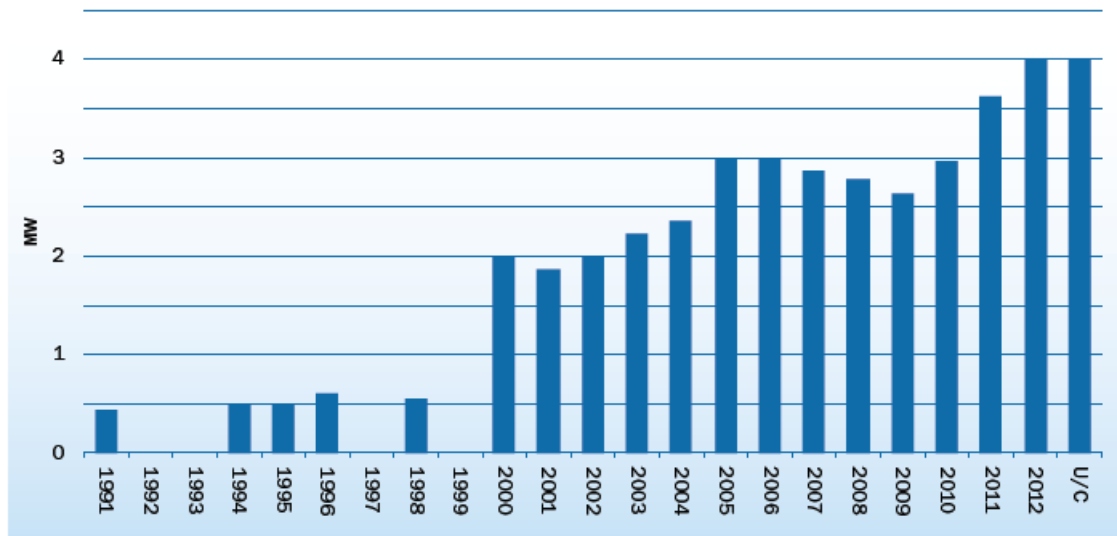


Figura 8. Capacidad nominal promedio de los aerogeneradores *offshore*.

El tamaño de los parques eólicos está creciendo tanto en términos del tamaño del proyecto como del tamaño de las turbinas. Para el 2011 el tamaño promedio de los parques eólicos era 199 MW; en el 2012 fue 271 MW, siendo el aumento un 36%. No se espera un gran crecimiento a corto plazo, pero, si es de esperar que a mediano plazo existan parques eólicos sobre los 500 MW. El registro histórico se puede ver en la figura 9.

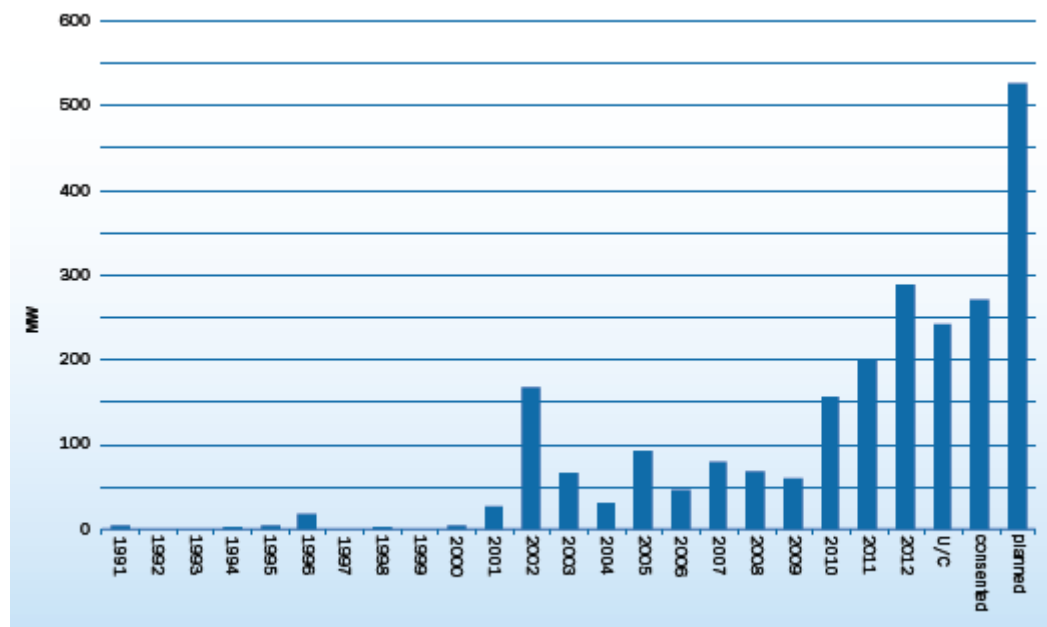


Figura 9. Historia del tamaño promedio de parques eólicos (EWEA, 2013).

Con el pasar de los años, los parques son cada vez construidos más lejos de la costa y a mayores profundidades. La tendencia es clara y se puede ver en la figura 10, más aún se anuncian proyectos a más de 200 km de la costa y a profundidades de hasta a 215m (EWEA, 2013).

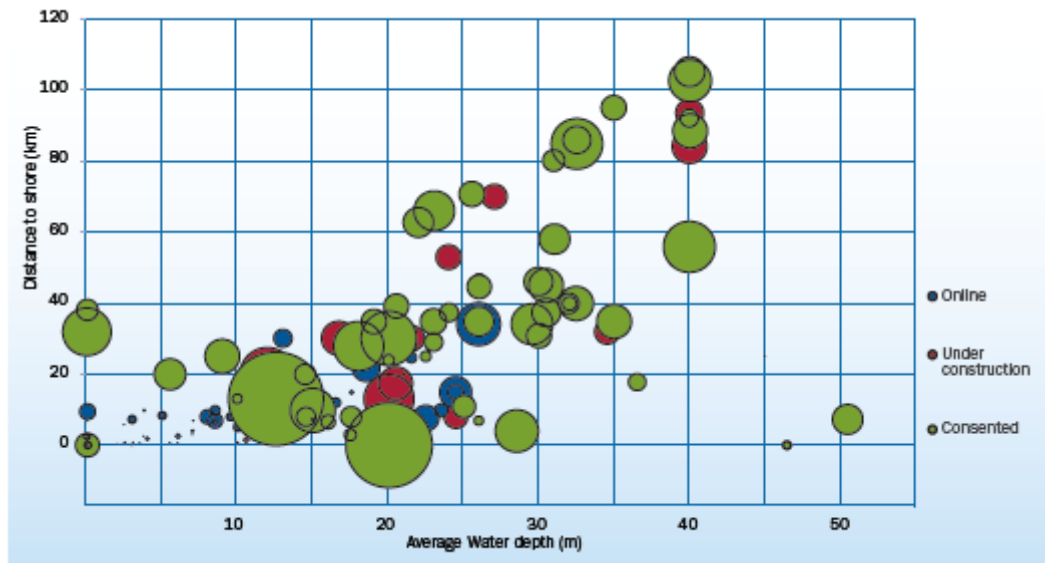


Figura 10. Profundidades medias y distancia a la costa (EWEA, 2013).

4.3 Tendencia actual en Chile de las energías renovables de la energía eólica *offshore*.

La energía eólica *offshore* en Chile es incipiente y no hay nada, lo único que hay es *onshore* con 302 MW en operación y 490 MW en construcción (CER, 2013). Por otra parte los estudios del potencial de las energías renovables no convencionales señalan un potencial bruto de 191.000 MW, con un potencial técnicamente factible de 10.803 MW. Dado el carácter innovador de las ERNC, se plantea que la penetración en la red será más dinámica cuando se diseñen programas con visión a largo plazo; y que reconociendo su carácter estratégico en el desarrollo económico y sustentable del país, establezca incentivos y mecanismos de promoción adecuados para la innovación tecnológica.

El desarrollo de tecnologías que aprovechasen el potencial disponible sería una importantísima contribución a la seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico, nacional, disminuyendo la vulnerabilidad y dependencia, incrementando la competitividad y la productividad de las empresas, además reduciendo los impactos ambientales locales asociados a la producción y uso de la energía. Como complemento, estaría siendo un avance en el cumplimiento de la agenda ambiental nacional y un gran aporte a la mitigación del cambio climático. Se ha estimado que concretando los potenciales de ERNC se estarían reduciendo los gases de efecto invernadero entre 16 y 22 millones de toneladas de CO₂ por año (U. Chile, 2008).

5. Teledetección y *reanalysis* en la estimación del potencial eólico *offshore*

La teledetección se propone como la manera de afrontar el problema de la estimación del potencial eólico sobre el mar. Para este estudio se definirá teledetección como los sensores transportados en satélites que toman mediciones sobre el mar.

5.1 Historia

La historia de la percepción remota de los vientos sobre el océano se desarrolló casi en paralelo con los avances en la industria de la energía eólica *offshore*. De hecho, en 1991 la agencia europea del espacio (ESA) lanzó el satélite ERS-1 equipado con un *Synthetic Aperture Radar* (SAR) y *Specialized Microwave Radar* (escaterómetro) para comenzar con las mediciones del viento. En conjunto con esto se desarrollaron algoritmos para crear mapas con la estimación del viento a partir de los datos recolectados con la teledetección. Algunos años antes de lo mencionado, en 1987, se lanzó el primer satélite de microondas pasivas (SSM/I), con el objetivo de mapear los vientos sobre el océano, desde ese entonces existe una serie de tiempo de las velocidades del viento, a diferentes resoluciones dependiendo de los instrumentos vigentes para cada periodo. También se debe mencionar que una década antes, se lanzó el satélite SeaSAT que operó por tres meses demostrando la capacidad del escaterómetro, SAR y microondas pasivas para mapear vientos sobre el océano (Hasager, 2008).

5.2 Escaterometría

Los escaterómetros utilizan un método indirecto para medir la velocidad del viento sobre el océano, porque la atmosfera no afecta substancialmente a la radiación emitida y recibida sobre el radar. Estos instrumentos transmiten pulsos de microondas y reciben la retrodispersión de la superficie del océano. Los cambios en la velocidad del viento generan cambios en la rugosidad de la superficie, modificando la sección transversal (*cross-section* (σ_o)) y magnitud de la retrodispersión recibida por el radar. Los escaterómetros miden la retrodispersión, permitiendo la estimación de la sección transversal normalizada de la superficie del océano. La sección transversal de la retrodispersión varía tanto con la velocidad del viento como con la dirección de este, cuando se miden con ángulos de incidencia moderados. Al medir múltiples y casi simultáneos σ_o de varias direcciones, se puede resolver simultáneamente la velocidad y dirección del viento (NASA, 2001).

5.3 Estimación de los vientos sobre el mar usando el escaterómetro QuikSCAT

Este escaterómetro fue lanzado en Junio de 1999, con el propósito de llenar el vacío generado por la pérdida de su antecesor “*NASA Scatterometer*” (NSCAT). Funciona entregando observaciones de la velocidad y dirección del viento en el rango cercano a la superficie con radar de microondas, bajo cualquier condición climática sobre los

océanos de la tierra (NASA, 2001). Tiene un ancho de barrido cercano a los 17° , lo que significa que cuando pasa por el ecuador, dos tercios del planeta son cubiertos en su paso ascendente; cuando el satélite va desde el norte hacia el sur y de la misma manera en el sentido inverso. Esta fracción es mayor en las latitudes altas, y aun cuando son llamadas órbitas polares, el satélite no va más allá de los 81° de latitud. La combinación de la trayectoria con el ancho de barrido, cubren aproximadamente todo el planeta dos veces por día (Hasager *et al.*, 2008).

5.4 Reanalysis ERA-interim

El reanalysis ERA-interim es el último modelo de asimilación de datos preparador por el “*European Centre for Medium Range Weather Forecasts*” (ECMWF). Este proyecto fue realizado para reemplazar ERA-40. Cubre desde 1979 hasta hoy, siendo extendido en tiempo real, con un desfase de aproximadamente tres meses. Los productos que entrega son una gran variedad de parámetros cada 3 horas describiendo tanto las condiciones atmosféricas como las del océano. El método de asimilación y sus detalles se pueden revisar en Dee *et al.* (2011). Estos datos han sido usados y validados por ejemplo en Francia (Szczypta *et al.*, 2011), los vientos en la Antártica (Sanz *et al.*, 2012).

MATERIALES Y MÉTODOS

Área de estudio

El área de estudio corresponde a la superficie sobre el océano pacífico que se encuentra frente a las costas de Chile en su extensión de norte a sur, desde el borde costero hasta aproximadamente 2.000 km al oeste. La que se encuentra dentro del rectángulo que tiene como coordenadas de esquina ($14^{\circ}37'00''\text{S}$, $85^{\circ}15'00''\text{O}$) y ($59^{\circ}37'30''\text{S}$, $65^{\circ}15'00''\text{O}$).

Dentro del área mencionada se evaluaron tres cuadrantes distribuidos a lo largo del país denominadas con las letras A norte, B centro y C sur, esto con el objetivo de contextualizar el estudio y analizar aquellas áreas que son potenciales núcleos productores energía, todas ubicadas frente a las zonas de consumo y distribución eléctrica. La figura 11 muestra el área A enfrenta al Sistema Interconectado del Norte Grande, la B y C enfrentan al Sistema Interconectado Central, que se divide en dos para tener unidades con superficies comparables. Por consecuencia tres zonas fueron escogidas. Las que derivan en las siguientes latitudes. La zona 'A' está entre los puntos $18^{\circ}22'30''\text{S}$, $70^{\circ}30'0''\text{O}$ aproximadamente el límite norte de Chile y $24^{\circ}22'30''\text{S}$, $69^{\circ}30'0''\text{O}$, en la región de Antofagasta. La zona 'B' entre $24^{\circ}52'30''\text{S}$, $70^{\circ}30'0''\text{O}$ en la región recién mencionada y $35^{\circ}36'45''\text{S}$, $72^{\circ}36'35''\text{O}$, en la región del Bio-Bío. Por último la zona 'C' se encuentra entre el punto anterior y $42^{\circ}52'30''\text{S}$, $73^{\circ}45'0''\text{O}$ en la región de Los Lagos.

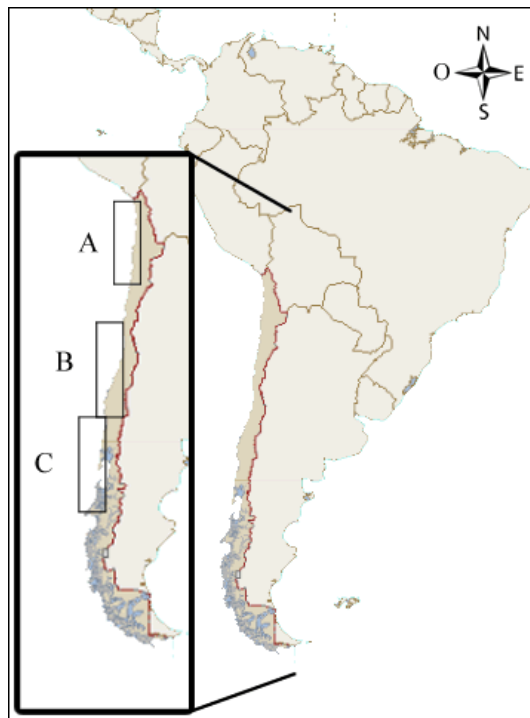


Figura 11. Área de estudio frente a Chile, donde se indican las zonas A, B y C.

Materiales

Los materiales a utilizar corresponden a información proveniente de datos escaterométricos del producto “*QuikSCAT (V04) wind vectors*” (Ricciardulli y Wentz, 2011) procesados por Remote Sensing Systems. Esta corresponde a datos globales diarios estimados a 10 metros de altura con una resolución de $25 \times 25 \text{ km}^2$, con umbrales de confiabilidad desde los 3 hasta los 30 m/s, valor por sobre el cual la velocidad del viento puede ser sobrestimada. Las latitudes bajas tienen hasta 2 datos diarios de velocidad y dirección, mientras que para las latitudes altas disponen de 2 (Hasager *et al.*, 2008). Los datos disponibles cubren el periodo Julio de 1999 a Noviembre del 2009. El radar trabaja emitiendo pulsos de microondas en la frecuencia de 13.4 GHz, cubriendo aproximadamente 1.800 km de ancho en cada pasada. Estos datos han sido validados comparándolos con los de *National Center of Environmental Prediction* (NCEP) en Ricciardulli y Wentz (2011), donde mejoran el algoritmo y liberan la versión QuikSCAT (V04) de los datos.

Por otra parte también se utilizarán datos globales de los vectores que componen el viento, U y V cada 3 horas del *reanalysis* ERA-interim (Dee *et al.*, 2011) en el periodo 1989-2012 y cada 6 horas entre 1979-1989. Este es el último modelo de asimilación de datos preparado por el “*European Centre for Medium Range Weather Forecasts*” (ECMWF). La preparación de estos datos se basa en un modelo de pronóstico calculado con 12 horas de antelación de la hora y la variable en cuestión al que se le ingresan los parámetros medidos directamente para calibrar el resultado. Los datos utilizados cubren el periodo desde el 1 de Enero de 1979 hasta el 31 de Diciembre del 2012, a 10 metros de altura con resolución de 0.75 grados, con 8 y 4 datos diarios según corresponde.

Métodos

Objetivo específico: Generar base de datos procesada de información remota proveniente de escaterómetro y datos asimilados de *reanalysis* para la estimación del potencial eólico.

Se construyó una base de datos a partir de QuikSCAT y *reanalysis* con el objetivo de presentar mapas de viento horarios sobre el océano frente a Chile. Con la información explicada en el apartado de materiales para poder suplir, en parte, la falta de información que se presenta a nivel de nuestro país tanto temporal como espacialmente, de la variable viento sobre el mar. Utilizando estos datos se estimó y evaluaron los factores relevantes para la energía eólica tales como la velocidad mínima, máxima, promedio y desviación estándar.

Para cumplir con este objetivo se debieron descargar los datos del escaterómetro QuikSCAT, que son aproximadamente 8.000 y están ubicados en el servidor con el *File Transfer Protocol* (FTP) con dirección <ftp://ftp.ssmi.com/qscat>. Estos están en el formato *Hierarchical Data Format* (HDF) comprimido, lo cual se procesó mediante

la generación de programas en lenguaje *Interactive Data Language* (IDL) que asegure contar con la información en el formato requerido. Posteriormente, debieron ser re-escalados convirtiéndolos a velocidad en m/s multiplicándolos por su respectivo factor de escala, obtenido desde la descripción del producto. Luego, debido a que corresponden a imágenes a escala global con resolución 1440x720 pixeles, se debieron agrupar los datos por cada pixel de la zona de estudio en un archivo independiente que contiene toda la serie de tiempo. Esta información servirá para realizar los cálculos del potencial eólico en las áreas respectivas y otros estudios en el futuro.

Posteriormente se descargaron los datos de ERA-interim disponibles en http://data-portal.ecmwf.int/data/d/interim_full_daily (Dee *et al.*, 2011). Estos datos corresponden a los vectores U y V del viento que se entregan por separado, los cuales fueron descargados previa selección del producto (tipo de dato requerido) y fecha, con un límite de cantidad de archivos en las descargas, el que permite descargar solo un año de cada producto a la vez, y un periodo de espera que corresponde a la preparación del archivo *network Common Data Form* (netCDF). Estos también fueron re-escalados con su respectivo factor de escala. Luego se procesaron los vectores haciendo la suma vectorial para obtener el módulo de la velocidad del viento, ecuación 1, que luego fue agrupada separando los datos por cada pixel en un archivo que contiene toda la serie de tiempo. El producto de este objetivo es la base de datos de velocidad del viento a 80m de altura.

$$Vel = \sqrt{(U^2 + V^2)} \quad (1)$$

Donde

Vel, es la rapidez del viento a 10 m de altura (m/s). Según la convención meteorológica del viento U y V son los vectores en los que se descompone el viento, U, es positivo para un viento desde el oeste al este y V es positivo para un viento de sur a norte.

The meteorological convention for winds is that U component is positive for a west to east flow (west wind) and the V component is positive for south to north flow (south wind)

La base de datos generada se utilizó para el cálculo de la velocidad del viento a 80 metros de altura sobre el mar. Para este cálculo se utilizó una rugosidad de superficie $Z_0=0.2\text{mm}$, valor recomendado para aguas calmas en mar abierto (Barthelmie *et al.*, 1996; Manwell *et al.*, 2002). Para esto se utilizó la ecuación 2, información que posteriormente sirvió para estimar la densidad de energía por cada píxel.

$$V_z = V_i \frac{\ln(Z_z/Z_0)}{\ln(Z_i/Z_0)} \quad (2)$$

Donde

V_z es la rapidez estimada del viento a la altura Z_z (m/s), V_i es la rapidez del viento a la altura Z_i (m/s), Z_z , la altura para la cual se quiere estimar la rapidez (m), Z_0 , la longitud de rugosidad superficial (m), Z_i , la altura para la cual se disponen datos (m)

Objetivo específico: Estimar el potencial eólico *offshore* en las costas Chile

Para ambos conjuntos de datos, ERA-interim y QuikSCAT por separado, se utilizaron las distribuciones de probabilidad de Weibull y Rayleigh para ajustar los datos para obtener las respectivas curvas de probabilidad de ocurrencia de velocidad del viento (Safari y Gasore, 2010), usando las ecuaciones 3, Weibull, y 4, Rayleigh respectivamente.

$$p(v) = \left(\frac{\beta}{\alpha}\right) \times \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{\beta-1} \times \left(e^{-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^\beta}\right) \quad (3)$$

Donde,

$P(v)$, es la función de probabilidad de ocurrencia, v , es la velocidad en m/s, α , es el parámetro de escala, β , es el parámetro de forma.

$$p(v) = \left(\frac{\pi}{2}\right) \times \left(\frac{v}{\bar{x}^2}\right) \times \left(e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{x}}\right)^2}\right) \quad (4)$$

Donde,

$P(v)$, es la función de probabilidad de ocurrencia, v , es la velocidad en m/s, \bar{x} , es el promedio.

Para el método de Weibull se realizó un análisis de varianza para obtener los coeficientes de este, que luego fueron usados para obtener α y β con la ecuación 5.

$$\alpha = e^{-\left(\frac{\beta}{A}\right)}; \beta = A \quad (5)$$

Donde,

α , es el parámetro de escala, β , es el parámetro de forma.

Con el fin de realizar el cálculo de la potencia eólica se utilizó la ecuación 6, asumiendo la densidad del aire constante igual a 1,225 (kg m^{-3}).

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty v^3 \times p(v) dv \quad (6)$$

Donde,

P/A , es la potencia, ρ , es la densidad del aire, v , es la velocidad del viento en m/s y $p(v)$, es la función de probabilidad de ocurrencia.

Los productos obtenidos, de este objetivo, con el procesamiento de información son mapas *offshore* de velocidad del viento y potencial eólico en el área de estudio. A partir de la información obtenida se caracterizó el recurso eólico por zona de estudio analizando las medias, máximas, mínimas y desviación estándar. Al mismo tiempo se generaron mapas de probabilidad de ocurrencia por zona.

Objetivo específico: Analizar la factibilidad técnica de aprovechamiento del potencial eólico en Chile

Se estimó la generación eléctrica, en función de las curvas de producción características para un año promedio, de cada una de las tres turbinas eólicas seleccionadas como ejemplo. Esto se hizo a partir de los resultados promedio de distribución probabilística de la velocidad del viento con Weibull y Rayleigh evaluados en la función de generación de cada turbina. Los aerogeneradores corresponden a los modelos ((GE-3,6 MW) – (RE-5,0 MW) – (V8,0 MW)) los que fueron diseñados específicamente para la utilización *offshore* y sus características se presentan en el cuadro 2. Estas turbinas fueron escogidas para evaluar la producción eléctrica y el factor de carga situándose en tres alternativas tecnológicas con diferente capacidad de producción.

Cuadro 2. Características de operación de las turbinas usadas como ejemplo.

Datos de operación	GE-3,6 MW ^(A)	RE-5,0 MW ^(B)	V8,0 MW ^(C)
Capacidad Nominal (kW)	3.600	5.075	8.000
Vel. Arranque (m/s)	3,5	3,5	4
Vel. De Corte (m/s)	27	30	25
Vel. Nominal (m/s)	14	14	14
Nº de aspas	3	3	3
Diámetro de Rotor (m)	111	126	164
Área de barrido (m ²)	9.677	12.469	21.124

(A) GE-3,6 MW http://www.ceoe.udel.edu/windpower/resources/ge_36_brochure_new.pdf

(B) RE-5,0 MW http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf

(C) V8,0MW <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/OffshoreProductBrochure/OffshoreProductBrochure/>

Fuente: Elaboración propia

Las curvas de generación eléctrica de cada turbina aparecen detalladas en la figura 12.

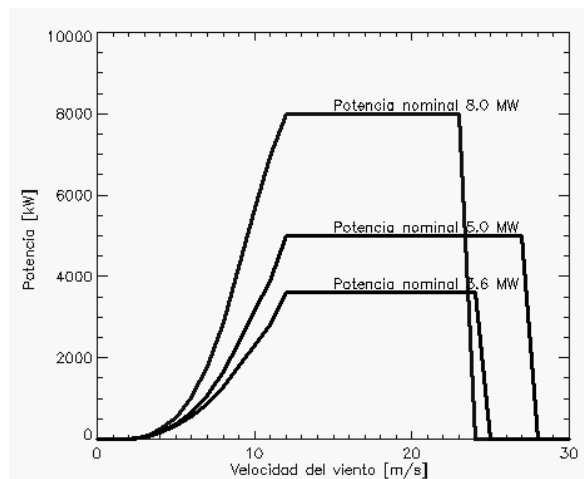


Figura 12. Curvas de generación de los 3 aerogeneradores.

Fuente: Elaboración propia

Para la estimación del factor de planta o la eficiencia de producción se utilizó la ecuación 7, la que corresponde a la cantidad producida estimada sobre el máximo nominal a producir de cada turbina. Este cálculo se debió hacer en cada pixel de las tres áreas de estudio.

$$FP = \frac{PE}{PN * T} \quad (7)$$

Donde, FP es el factor de planta, PE, la producción estimada, PN, la producción nominal y T tiempo.

Finalmente para analizar la factibilidad técnica se evaluaron las cantidades producidas los factores de planta encontrados y su relación con las zonas de productividad determinadas. El producto de este objetivo son cartografías de la posible generación eléctrica en la zona de estudio con cada una de las turbinas. Para terminar y sintetizar la metodología se presenta un diagrama de flujos en anexos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis y resultados

Resultados del Objetivo 1

La generación de la base de datos con la que se trabajó para obtener los resultados corresponde al cumplimiento del primer objetivo. A continuación se presentan los análisis que a esta se le hicieron para comparar los dos grupos de datos.

Para los años mostrados en la figura 13 se muestra que las dos series, tanto ERA-interim como QuikSCAT, están en fase, o sea tienen un comportamiento similar, no obstante de las diferentes escalas de resolución espacial. En las zonas B y C se observan comportamientos muy similares del viento con alta correlación (figura 13) mientras que en la zona A se evidencian mayores diferencias dentro de la serie de datos. De las dos primeras zonas también se puede ver que el viento alcanza mayores velocidades durante el año.

Al analizar los gráficos de promedios anuales de velocidad de viento en la figura 14, se puede evidenciar que los años correspondientes al fenómeno de “El Niño” (1982-1983, 1986-1988, 1991-1993, 1997-1998, 2009-2010 (NOAA, 2013)) presentan un menor promedio anual de velocidad con respecto al año anterior en los datos de ERA-interim pero para QuikSCAT no se observan tales diferencias. El fenómeno de “La Niña” (1988-1990, 1999-2001 y 2010-2012 (NOAA, 2013)) no presenta una tendencia clara mientras que los años denominados neutrales donde no están presentes los fenómenos anteriores se evidencian los mayores promedios anuales de velocidad.

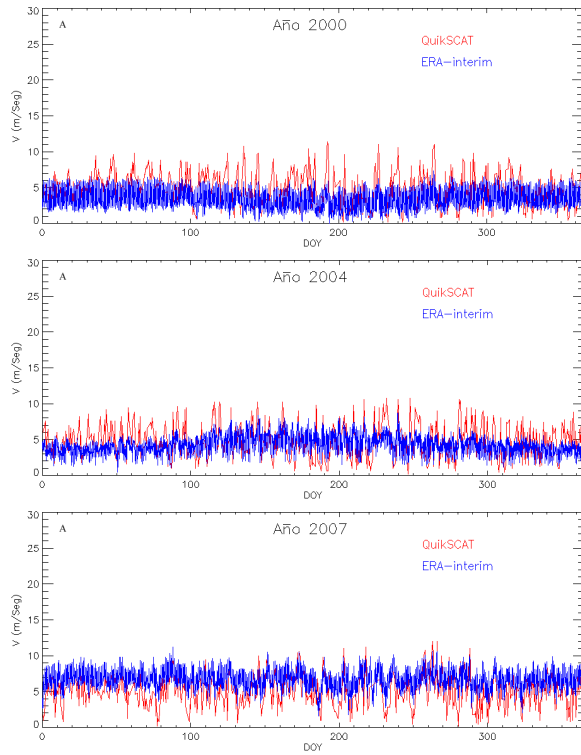
El cambio de los promedios de velocidad del viento latitudinalmente a lo largo de las costas, si bien es uno de los factores más importantes en el análisis espacial, no demuestra la variación en la distribución temporal y por esta razón se realizaron los promedios mensuales. Los promedios mensuales de ERA-interim en la figura 15 obtenidos desde la serie de datos de 34 años muestran una marcada diferencia latitudinal entre las épocas de los meses de Noviembre a Marzo y de Mayo a Septiembre mientras que los Abril y Octubre se identifican como meses transicionales. El efecto latitudinal puede tener relación con el desplazamiento del anticiclón del pacífico sur, este se mueve hacia el norte en invierno cuando los promedios de velocidad disminuyen en las latitudes más bajas del área de estudio y se desplaza hacia el sur de Noviembre a Marzo cuando los promedios de velocidad del viento aumentan en las latitudes bajas de la zona en estudio. Por otra parte de Marzo a Junio se evidencian promedios más altos de velocidad del viento en las zonas más australes del estudio.

En la figura 16, correspondiente a los promedios mensuales de QuikSCAT, se evidencian los mayores promedios de velocidad en la zona austral, esta no se determinó como zona de estudio por el hecho de que existe evidencia que la zona austral es

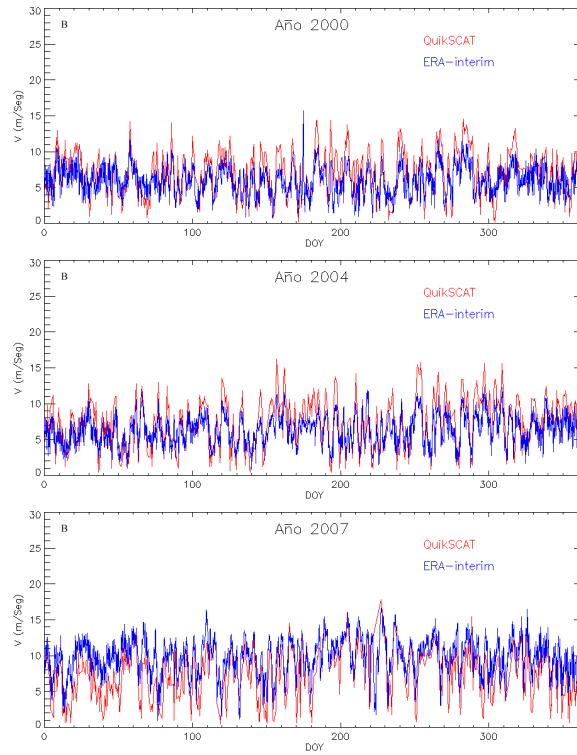
corredor de mamíferos marinos tales como ballenas (Galleti *et al.*, 2012) y por esta razón ya se ha impedido el desarrollo de este tipo de energía. Por otra parte en los meses de Noviembre a Marzo se observa como patrón un mayor promedio de velocidades frente a las costas de Chile desde la Región de Coquimbo hacia el sur. Cabe mencionar que la forma en que se distribuye la intensidad de la velocidad espacialmente tiene alta similitud con la distribución espacial de la corriente de Humboldt.

Cabe destacar que los promedios mensuales no deben ser iguales necesariamente entre los dos grupos de datos porque analizan periodos diferentes, ERA-interim desde 1979-2012 y QuikSCAT 1999-2009, por esto también se hizo el análisis de promedios del set de datos ERA-interim con el periodo de datos de QuikSCAT (1999-2009) y se presenta en la figura 17. En las tres figuras 15-17 se aprecian las diferencias latitudinales de la velocidad del viento y muestran mayores promedios frente a la región de Coquimbo hacia el sur entre Noviembre y Marzo junto con una disminución de la intensidad en la misma área entre Mayo y Agosto.

Zona A.



Zona B



Zona C

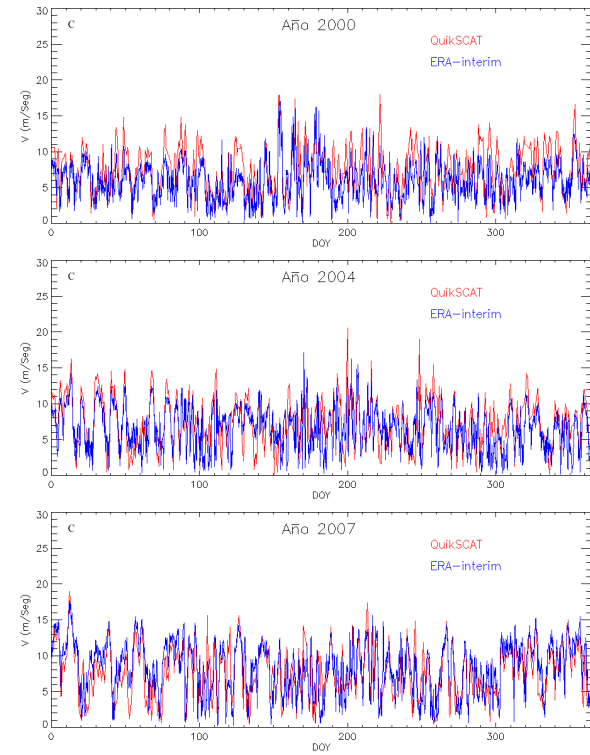


Figura 13. Tres años representativos de la comparación de la serie temporal de velocidad (m/s) del viento con ERA-interim y QuikSCAT. En el eje horizontal *day of the year* (DOY) o día del año y en el eje vertical Velocidad (m/s)

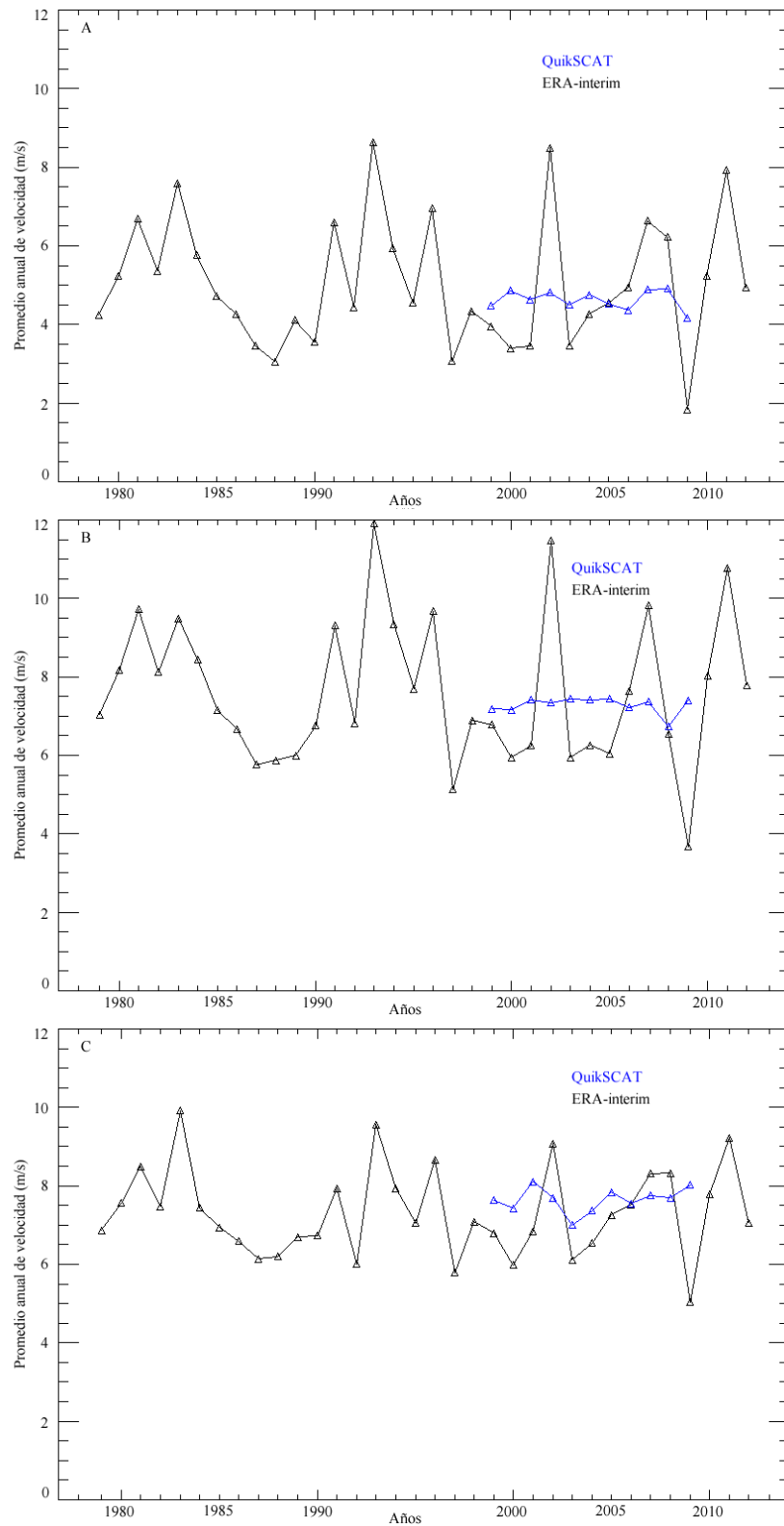


Figura 14. Serie temporal de promedios anuales de velocidad (m/s) del viento. En el eje vertical se presenta el promedio anual de velocidad del viento (m/s) y en el horizontal los años.

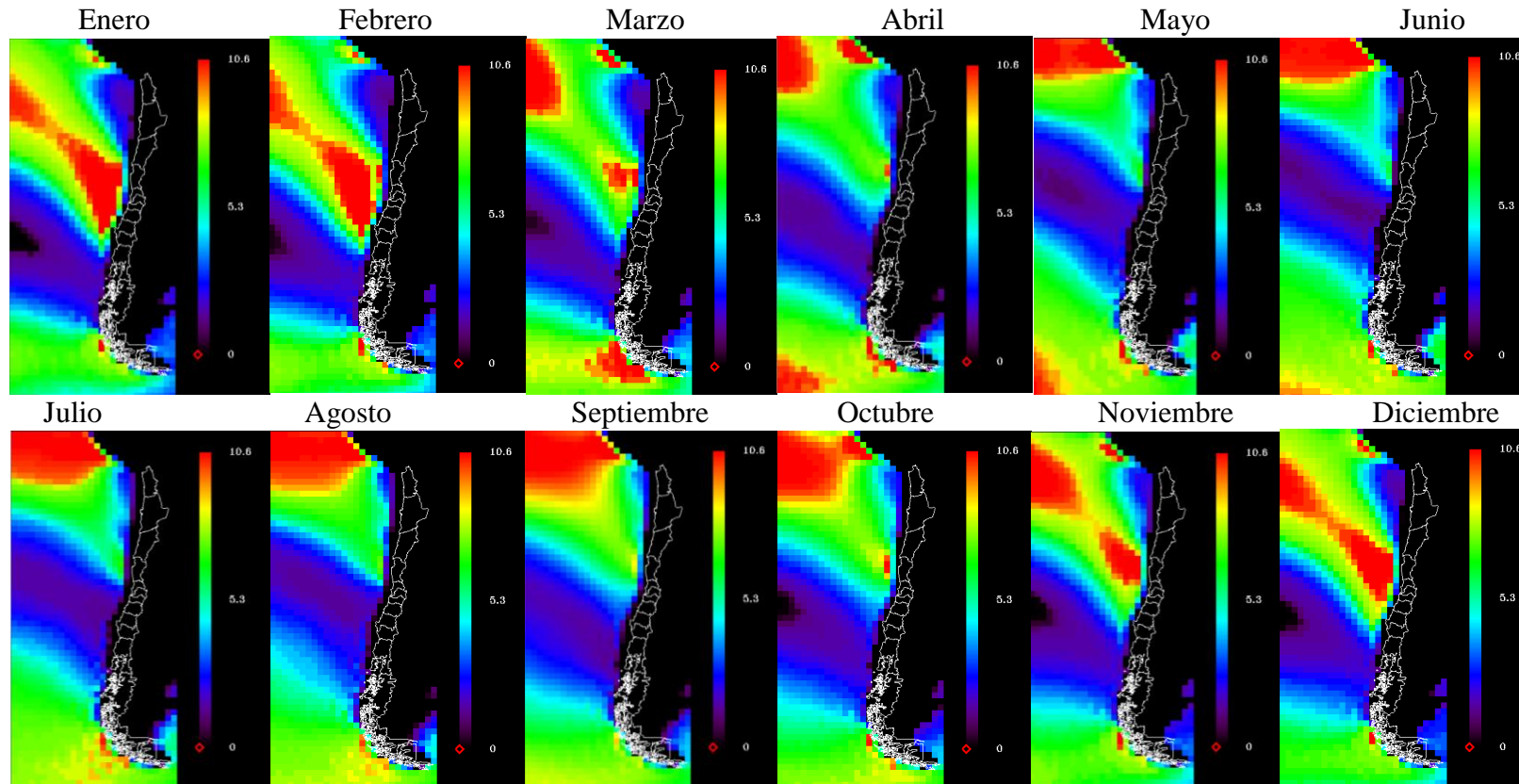


Figura 15. Promedios mensuales de velocidad del viento (m/s) del periodo 1979-2012 con datos ERA-interim.

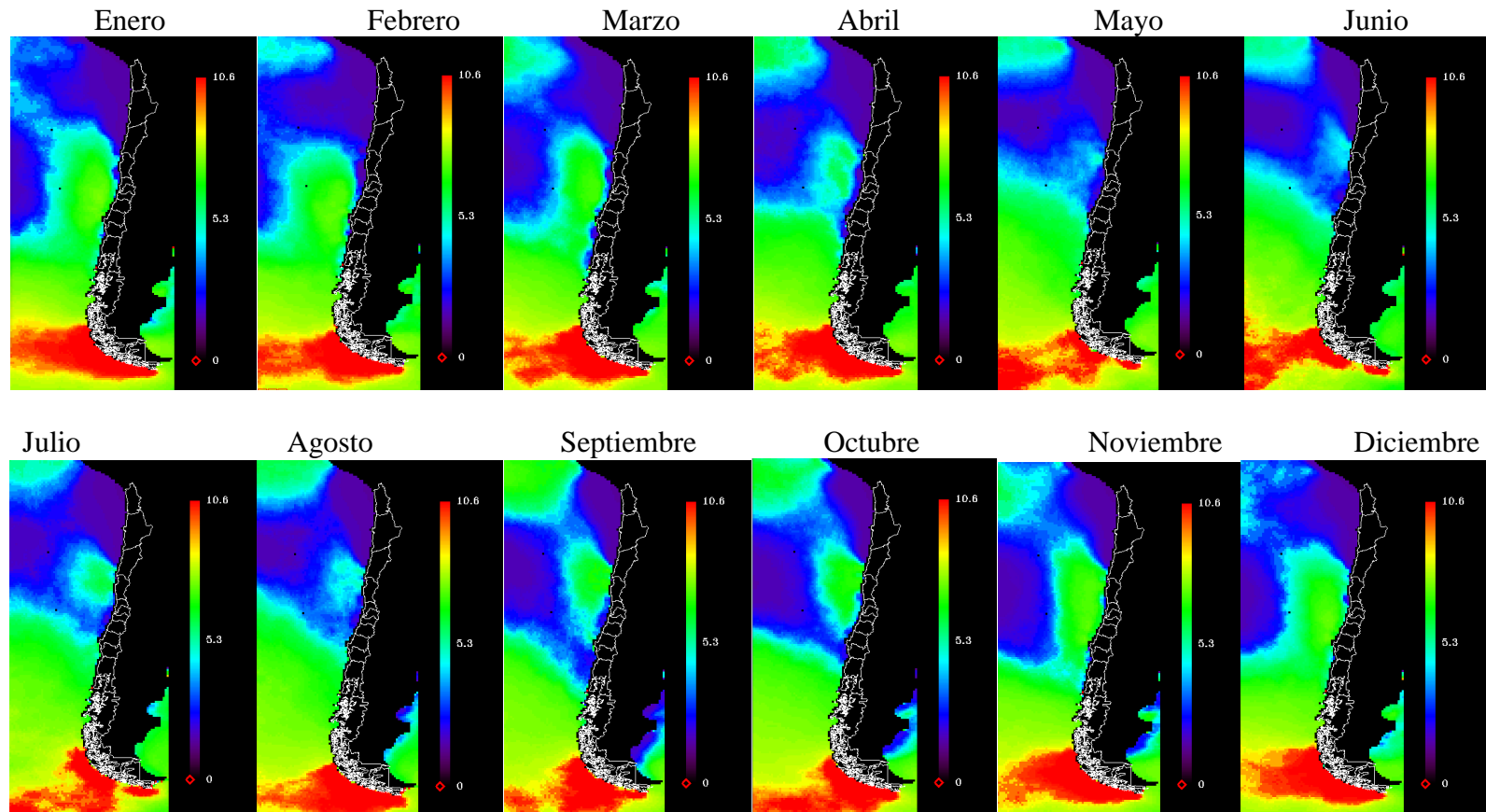


Figura 16. Promedios mensuales de velocidad del viento (m/s) del periodo 1999-2009 con datos QuikSCAT.

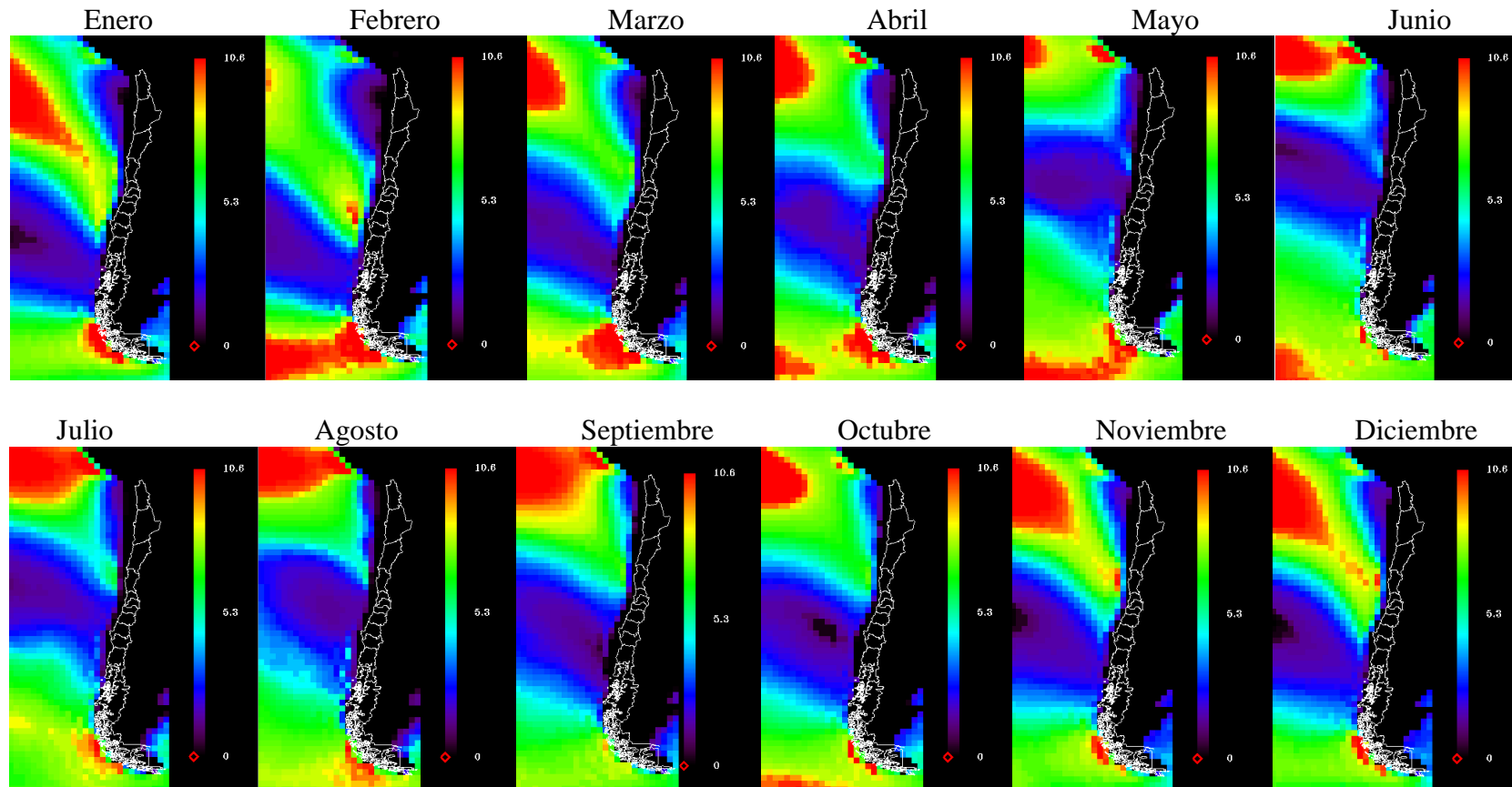


Figura 17. Promedios mensuales de velocidad del viento (m/s) del periodo 1999-2009 con datos ERA-interim.

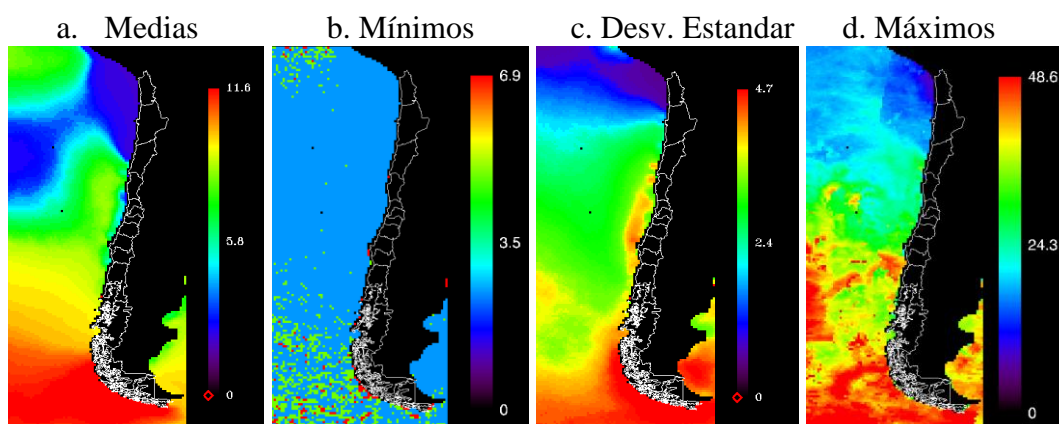


Figura 18. Estadísticas de velocidad del viento (m/s) a 80 m de los datos QuikSCAT.

En la imagen “a. Medias”, de las figuras 18 y 19, se pueden apreciar los cambios latitudinales de la velocidad del viento para todo el periodo de estudio entregadas por QuikSCAT y ERA-interim. Además en estas se evidencia que en las áreas más próximas al continente hay una menor velocidad del viento la que aumenta según su distancia a la costa. Por otra parte, se puede encontrar las estadísticas espacializadas de “b. Mínimos”, “c. Desviación estandar” y “d. Máximos” que se explican más adelante. Adicionalmente se debe mencionar que según Ricciardulli y Wentz (2011), los creadores de la versión 4 del set de datos QuikSCAT, los valores mayores a 30 m/s no deben ser considerados para cualquier uso, porque el algoritmo de estimación no responde adecuadamente, por esto esta razón fueron filtrados en un principio para las estimaciones de estadísticas descriptivas como también para el cálculo del potencial eólico.

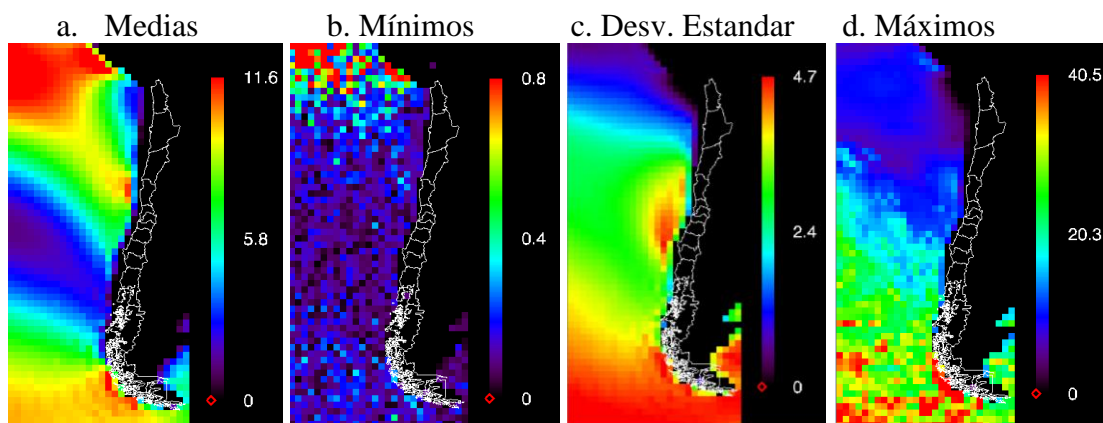


Figura 19. Estadísticas de velocidad del viento (m/s) a 80 m de los datos ERA-interim.

A diferencia de los máximos de QuikSCAT, los de ERA-interim si son validos y pueden ser usados para la estimación del potencial eólico. La zona enfrentada a Chile entre la región de Coquimbo y la región del Bio-Bío tiene los valores de desviación estandar más altos y se pueden ver en la imagen correspondiente (figura 18c. y 19c.) entre los meridianos 28° S y los 40° S. Esta misma área ha sido definida en Garreaud y Muñoz (2005), con un promedio de velocidad del viento que varía entre 7 y 8,5 m/s en los periodos estivales. Llamándola también la anomalía del viento meridional (Rahn, 2012).

Resultados del Objetivo 2

El cumplimiento del segundo objetivo corresponde a la estimación del potencial eólico *offshore* en Chile, presentado a continuación.

El valor de alfa representado espacialmente en la figura 20, corresponde al parámetro de escala (Ozerdem y Turkeli, 2005) el que explica la escala en la distribución de probabilidades y actúa en el eje de las abscisas del gráfico de probabilidad de ocurrencia (Velocidades del viento). Entonces, si alfa es alto la distribución de probabilidades se ajusta hacia una existencia de mayor probabilidad de ocurrencia para velocidades mayores, manteniendo siempre el área bajo de la curva PDF con un valor de 1.

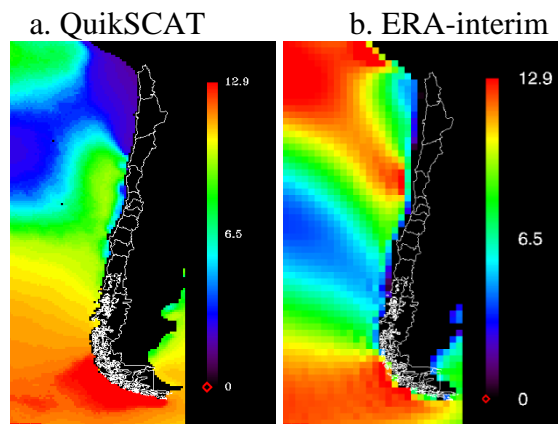


Figura 20. Alfa utilizado en el ajuste de los datos a la distribución de Weibull.

El valor de Beta representado en la figura 21, corresponde al parámetro de forma (Ozerdem y Turkeli, 2005), que explica cómo se distribuye la forma de la distribución, por ejemplo si la curva tiene una forma más ancha (varias velocidades tienen altas probabilidades de ocurrir), o más angosta (las probabilidades de ocurrencia se concentran en una velocidad por sobre las demás). Es un efecto comparable con el de alfa, pero beta ocurre en el eje de las ordenadas (probabilidad) y alfa actúa en el eje de las abscisas (Velocidades del viento).

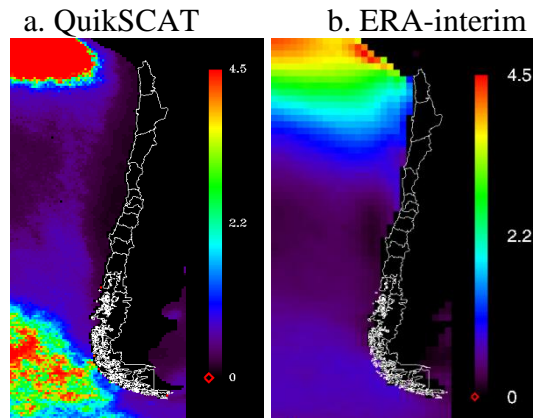


Figura 21. Beta utilizado en el ajuste de los datos a la distribución de Weibull.

En la figura 22 se presentan los mapas de generación eléctrica para las turbinas de 3,6; 5,0 y 8,0 MW, que fueron obtenidos mediante el ajuste de los datos de QuikSCAT y ERA-interim a las curvas de Rayleigh y Weibull para obtener las curvas de probabilidad de la velocidad del viento que posteriormente se usaron para estimar la cantidad de energía se puede generar con cada una de las turbinas seleccionadas como ejemplo. Además en la figura 23 se encuentran los factores de planta que representan la cantidad producida en un año con respecto a la capacidad nominal. Todos los resultados presentados en las imágenes se calcularon a partir de los ajustes a las mismas curvas de probabilidad y por lo tanto presentan características similares entre sí. Cabe destacar, que con el método de ajuste de Weibull los valores, en general, son para todos los casos mayores que los obtenidos con Rayleigh.

Se evidencia en la imagen de la figura 22 especialmente en los resultados del ajuste de Rayleigh para ERA-interim, que en la región de Coquimbo existe un mayor potencial aproximadamente a 150 km de las costas, evidenciado por el color rojo de la escala que implica una producción estimada de aproximadamente 39.000 MWh/año con el aerogenerador de 8 MW con una eficiencia cercana al 50%.

Adicionalmente se remarca el efecto del continente en la producción de energía, ya que se evidencia una disminución de las velocidades promedios en las zonas más próximas a tierra. Por otra parte, la porción norte de Chile, en este caso la Zona A, está generalmente bajo la influencia del anticiclón del pacífico sur, lo que mantiene generalmente alta la presión atmosférica, esta además tiene bajos valores de velocidad del viento. De lo anterior se puede concluir que existe una relación entre el centro de alta presión y las bajas velocidades en comparación a las otras áreas del estudio.

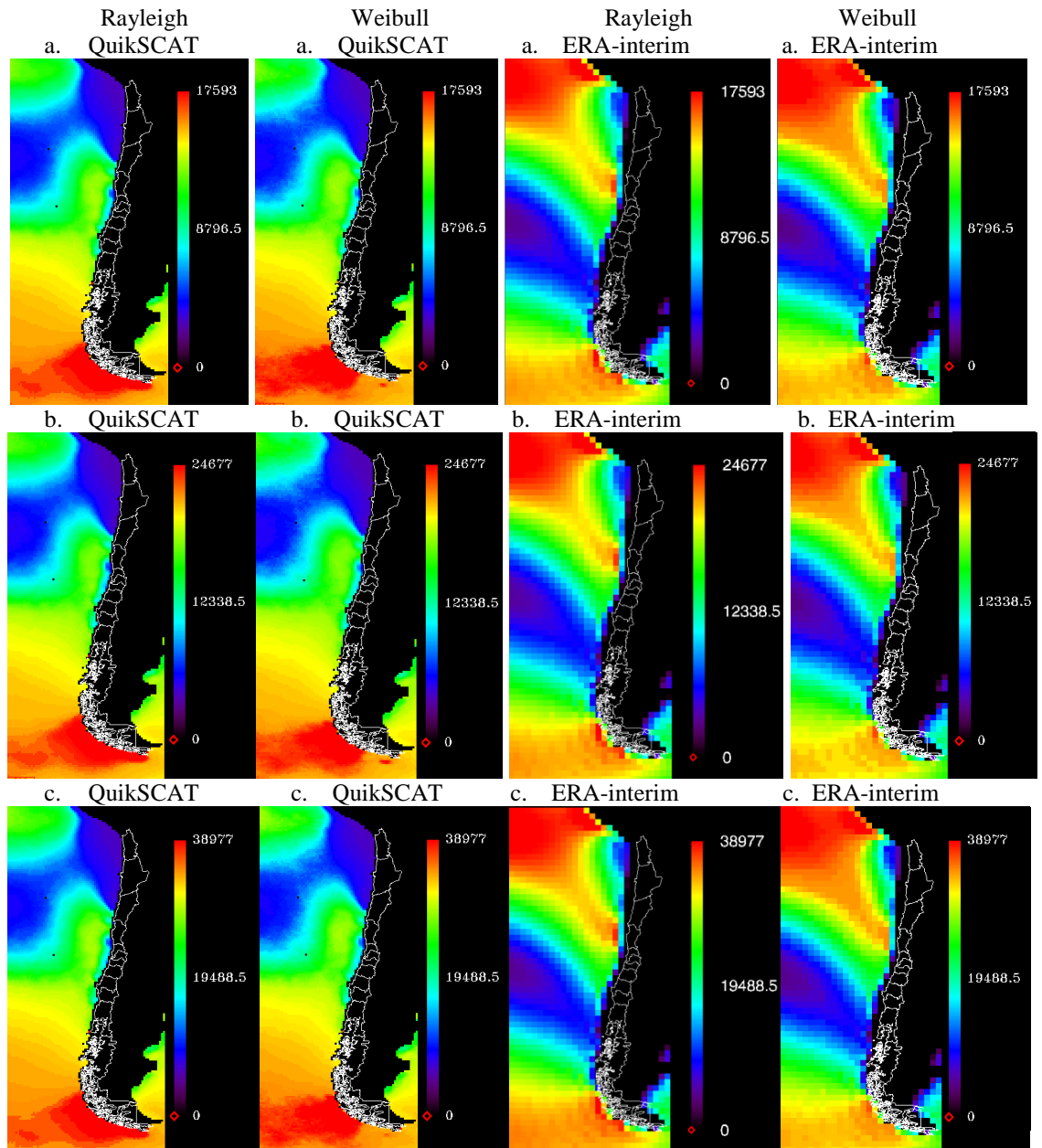


Figura 22. Generación de energía estimada para los aerogeneradores en MWh/año usando ambas series de datos ajustadas a las distribuciones de Rayleigh y Weibull. Las imágenes “a.” corresponden a la turbina de 3,6 MW, “b.” corresponden a 5,0 MW y por último las “c.” a 8,0 MW.

Resultados del Objetivo 3

El cumplimiento del tercer objetivo corresponde a la evaluación de la factibilidad técnica del potencial eólico *offshore* en Chile, presentado a continuación.

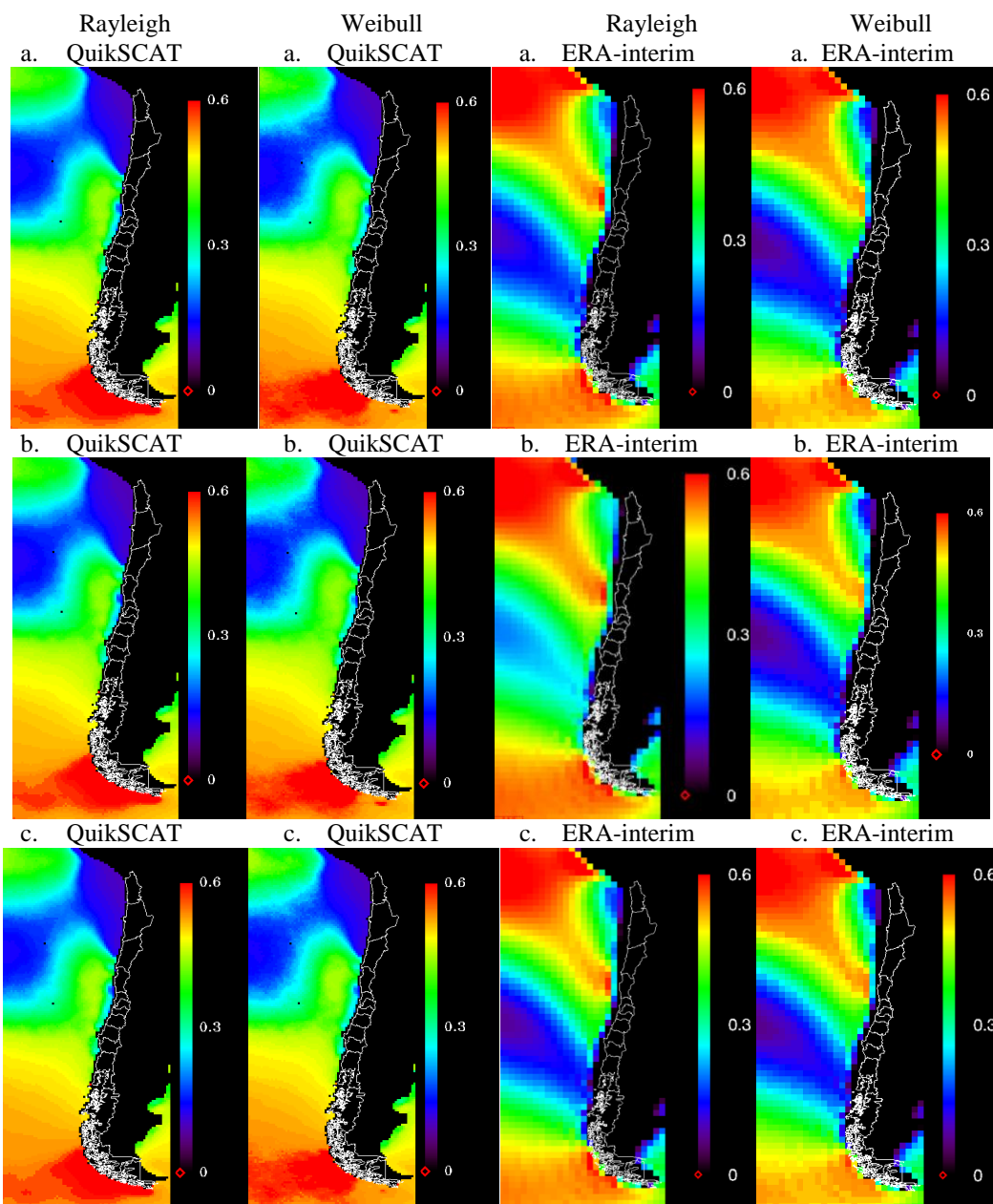


Figura 23. Mapa de Factores de planta en escala de 0 a 1. Usando ambas series de datos ajustadas a las distribuciones de Rayleigh y Weibull. Las imágenes “a.” corresponden a la turbina de 3,6 MW, “b.” corresponden a 5,0 MW y por último las “c.” a 8,0 MW.

Los resultados muestran diferentes escenarios de velocidades de viento sobre el mar, que se pueden identificar tanto para el norte, como para el centro y sur del país. La velocidad del viento aumenta desde el norte hacia el sur siendo casi el doble en la zona C con respecto a la A, estas velocidades son presentadas con mayor detalle en el cuadro

3 y se pueden visualizar los cambios en el comportamiento del viento en las todas las imágenes ya presentadas. En el cuadro 3 se comparan las estadísticas de velocidad obtenidas con ERA-interim y QuikSCAT, encontrándose que la zona A tiene la menor velocidad promedio y que B y C tienen las mayores velocidades promedio, además en la figura 28 se presenta un gráfico comparando las medias obtenidas por zonas.

Cuadro 3. Velocidades del viento a 80 m, QuikSCAT y ERA-interim.

ZONA	QuikSCAT			ERA-interim		
	'A'	'B'	'C'	'A'	'B'	'C'
MEDIA \pm D.E.	4,76 \pm 2,39	8,13 \pm 4,16	8,92 \pm 4,37	6,67 \pm 2,45	8,12 \pm 3,40	8,01 \pm 4,38
MAX	12,95	22,59	30,41	15,84	21,67	23,95
MIN	0,24	0,25	0,29	0,03	0,04	0,03

Con respecto al analisis de las estadísticas del cuadro 3 y la figura 24 se puede mencionar que las velocidades máximas aumentan desde el norte hacia el sur, en los resultados de ambos conjuntos de datos, correspondiendo al cambio latitudinal del viento encontrado en las medias. Porque, en la zona A las velocidades son menores que en la B y C, las que se encuentran más cercanas a la latitud 40°-50°S en la que se encuentra el cinturón de viento casi constante durante todo el año, comunmente llamado los “*roaring forties*”(Deshpande *et al.*, 2010).

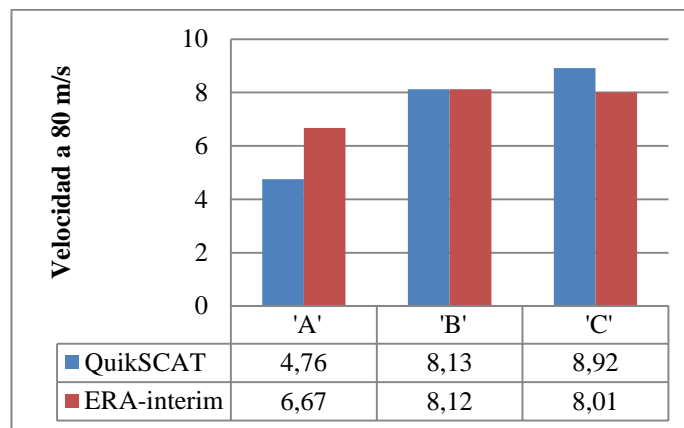


Figura 24. Comparación de medias por zona a 80 m, QuikSCAT azul y ERA-interim en rojo.

Analizando las diferencias de los resultados de los promedios encontrados en las zonas A y C usando ambos conjuntos de datos, se plantea que las variaciones se pueden deber a que los datos de QuikSCAT tienen un periodo de medición de 11 años (1999 a 2009) en comparación a ERA-interim que tiene 34 años (1979 a 2012). Esto podría explicar una posible influencia de diferentes ciclos climáticos como El Niño y La Niña, entre otros (Rahn, 2012). Debido a esto, el comportamiento histórico de la variable en estudio puede verse mejor representado o más homogeneizado en los resultados obtenidos a partir de ERA-interim. Sin embargo los resultados de QuikSCAT tienen mejor resolución espacial lo que permite hacer análisis más localizados.

Ahora, para representar el comportamiento del viento en los 11 y 34 años de estudio de QuikSCAT y ERA-interim respectivamente, se presenta la distribución de la

probabilidad de velocidades del viento (PDF) en las figuras 25, 27 y 29. También se presenta la probabilidad acumulada de ocurrencia (CDF) de la velocidad del viento de las áreas A, B y C junto con las velocidades de arranque, nominal y de corte en el mismo gráfico en las figuras 26, 28 y 30. Las velocidades de arranque, nominal y de corte son las que controlan y permiten la producción de electricidad, de las turbinas aerogeneradores. Estos gráficos fueron preparados utilizando un pixel de la zona que cumpliera con el requisito de tener el mismo promedio de velocidad que el área en estudio. La variación entre conjunto de datos viene dada por la diferente resolución espacial y temporal.

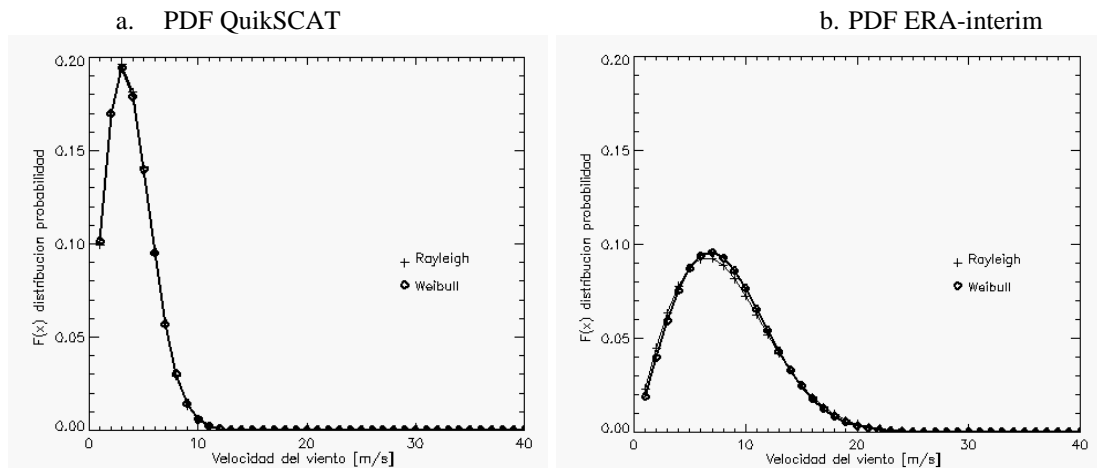


Figura 25. Distribución de probabilidad de la velocidades (PDF) del viento en la zona A de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

Se puede observar en la figura 25 que la probabilidad de ocurrencia para la zona A es considerablemente diferente en ambos conjuntos de datos, siendo mucho más probable tener velocidades bajo los 10 m/s, entre los 3 y los 6m/s en los datos de QuikSCAT, mientras que para ERA-interim se tiene una distribución más homogénea con un peak menos pronunciado y concentrada debajo de los 20 m/s entre los 3 y los 13 m/s.

En la figura 26, se presenta la probabilidad acumulada de velocidad del viento en la zona A, la que es bastante similar en los análisis de ambos conjuntos de datos, siendo siempre menor que la velocidad nominal. Sin embargo, la zona tiene una probabilidad de 0.7 para QuikSCAT y 0.6 para ERA-interim de tener velocidades sobre los 3 m/s y bajo los 12 m/s.

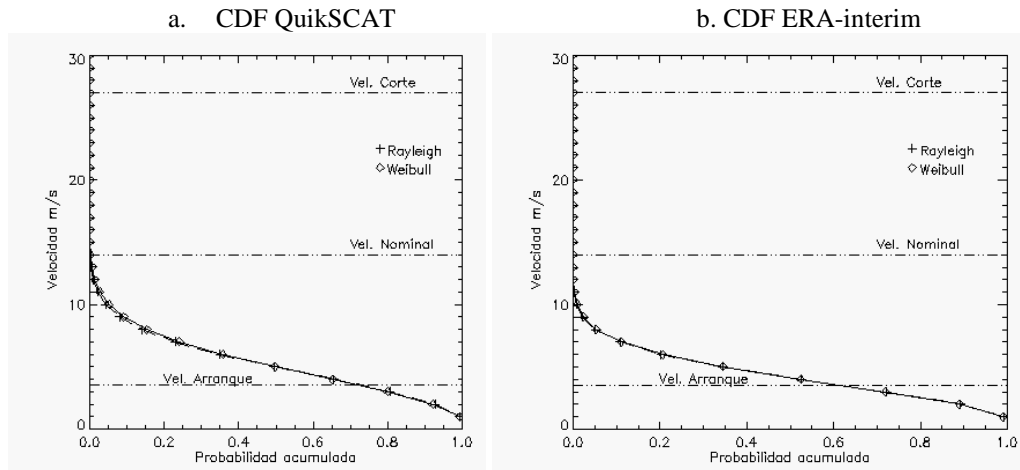


Figura 26. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona A, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

Para la zona B se encontró que la curva de probabilidades, figura 27, está más desplazada hacia la derecha en los datos de ERA-interim, lo que significa que en el periodo de estudio de estos datos la probabilidad de ocurrencia de mayores velocidades fue más alta. Ahora, a diferencia de la zona A, en esta área las curvas de Weibull y Rayleigh no se comportaron tan similarmente, evidenciando que con mayores velocidades los métodos se alejan más en sus resultados.

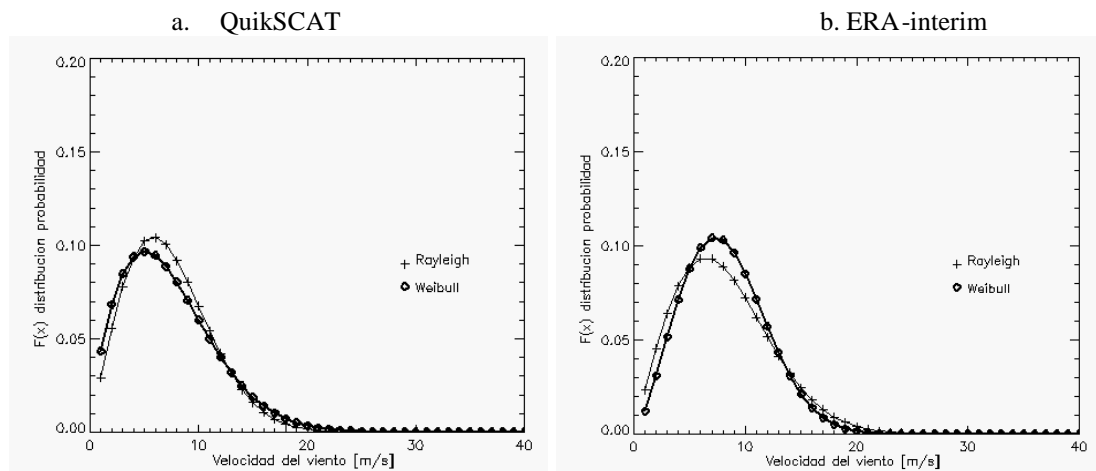


Figura 27. Distribución de probabilidad de la velocidades (PDF) del viento en la zona B de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

En la probabilidad acumulada de velocidad del viento para la zona B, figura 28, se tiene una probabilidad aproximada de 0,17 para QuikSCAT y de 0,15 para ERA-interim de superar la velocidad nominal, que sería el umbral para comenzar a producir a máxima capacidad, en el caso de los aerogeneradores seleccionados para el estudio. Adicionalmente, se tiene que existe una probabilidad aproximada de 0,85 para ambos conjuntos de datos de estar produciendo electricidad, con velocidades mayores a la velocidad de arranque 3 m/s.

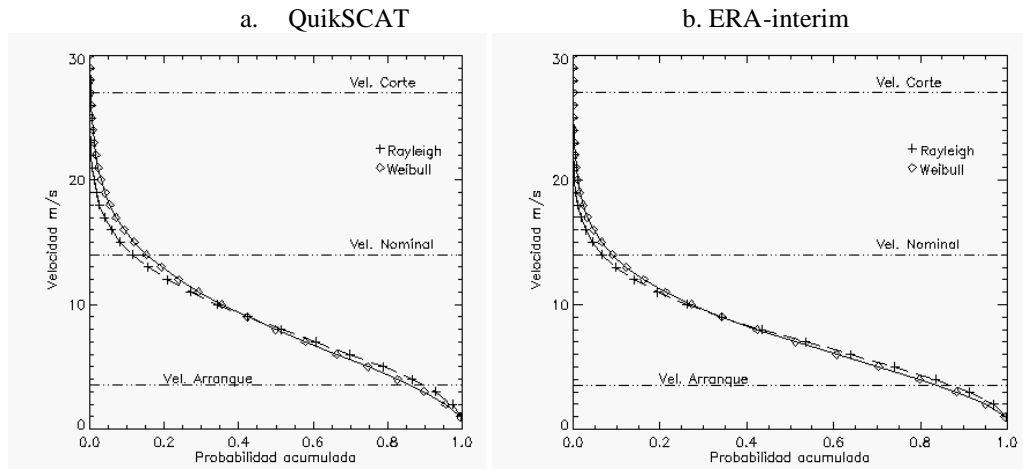


Figura 28. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona B, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

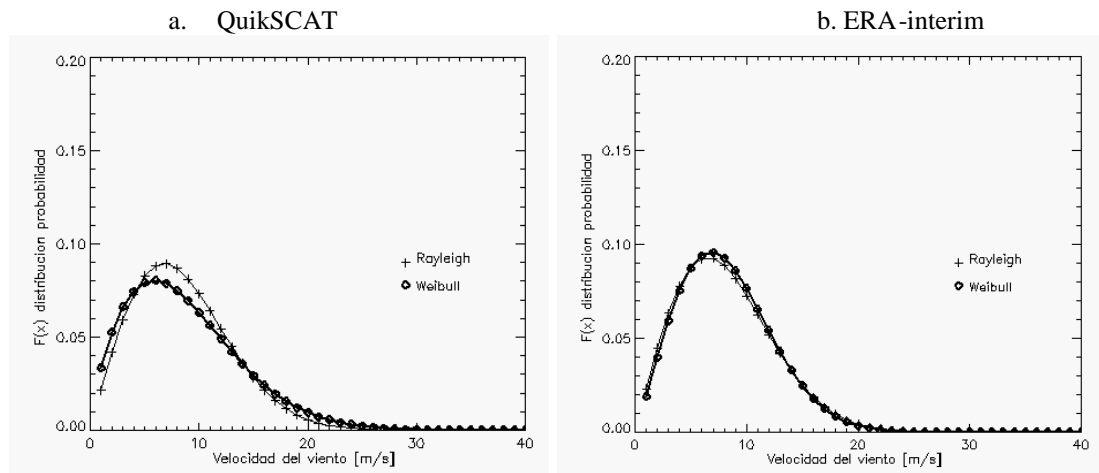


Figura 29. Distribución de probabilidad de la velocidades (PDF) del viento en la zonas C de Estudio, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

De la distribución de probabilidad del viento en la zona C, figura 29, se puede observar que para el conjunto de datos de QuikSCAT hay una leve, pero mayor probabilidad de que existan velocidades más altas. Es por esto que la curva es más achatada y tiene un peak menos marcado que la que se presenta para ERA-interim. Con respecto a la probabilidad acumulada de la misma zona, figura 30, se tiene que hay una probabilidad de 0,2 de superar la velocidad nominal y una probabilidad de 0,9 de superar la velocidad de arranque, lo que estaría asegurando la producción en aproximadamente un 90% del tiempo.

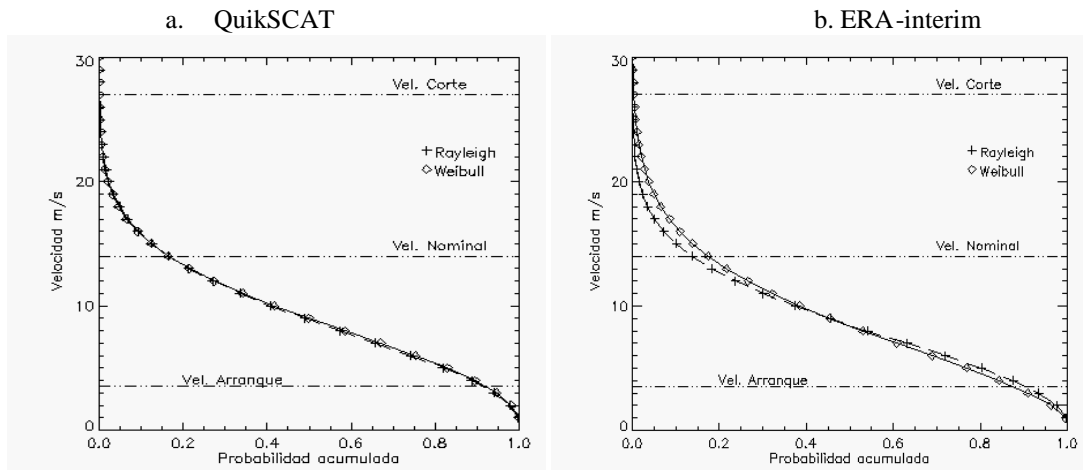


Figura 30. Probabilidad acumulada de velocidad (CDF) del viento en la zona C, (a) QuikSCAT y (b) ERA-interim.

Al asociar las probabilidades de la ocurrencia de las velocidades del viento a las tecnologías escogidas, se obtienen tres valores de generación de energía y tres de factores de planta para cada zona, los que se presentan en los cuadros 4 y 5.

Cuadro 4. Estadísticas de generación de energía usando ambos métodos más su comparación, QuikSCAT [MWh/año].

ZONA	Turbina	Weibull [MWh/año]	Rayleigh [MWh/año]	Promedio [MWh/año]	Diferencia [MWh/año]
'A'	3,6 MW	3.074,4 ± 1.418,8	2.917,1 ± 1.364,7	2.995,8	157,2
	5,0 MW	3.877,3 ± 1.907,0	3.657,6 ± 1.820,5	3.767,5	219,7
	8,0 MW	6.333,5 ± 3.251,2	5.956,2 ± 3.113,1	6.144,8	377,3
'B'	3,6 MW	11.199,9 ± 1.601,6	11.021,0 ± 1.623,8	11.110,5	178,9
	5,0 MW	15.186,8 ± 2.272,3	14.818,6 ± 2.279,8	15.002,7	368,2
	8,0 MW	24.917,4 ± 3.624,2	24.601,3 ± 3.718,1	24.759,4	316,1
C'	3,6 MW	13.056,3 ± 966,7	12.889,6 ± 784,1	12.973,0	166,7
	5,0 MW	17.749,1 ± 1.327,4	17.479,5 ± 1.177,8	17.614,3	269,6
	8,0 MW	29.182,7 ± 2.247,5	28.830,1 ± 1.720,5	29.006,4	352,6

Cuadro 5. Estadísticas de generación de energía usando ambos métodos más su comparación, ERA-interim [MWh/año].

ZONA	Turbina	Weibull [MWh/año]	Rayleigh [MWh/año]	Promedio [MWh/año]	Diferencia [MWh/año]
'A'	3,6 MW	8,892.1 ± 2,271.9	9,365.1 ± 2,013.2	9,128.6	473.1
	5,0 MW	11,674.0 ± 3,145.7	12,492.9 ± 2,811.2	12,083.5	818.9
	8,0 MW	19,726.7 ± 5,396.5	20,810.8 ± 4,634.7	20,268.8	1,084.1
'B'	3,6 MW	13,079.7 ± 3,423.4	12,668.2 ± 2,912.4	12,874.0	411.5
	5,0 MW	17,654.5 ± 4,831.3	17,220.9 ± 4,172.8	17,437.7	433.6
	8,0 MW	29,344.8 ± 7,852.2	28,258.2 ± 6,570.4	28,801.5	1,086.6
C'	3,6 MW	12,834.9 ± 1,655.6	12,623.9 ± 1,541.6	12,729.4	211.0
	5,0 MW	17,357.6 ± 2,357.0	17,106.6 ± 2,205.3	17,232.1	251.0
	8,0 MW	28,747.5 ± 3,747.1	28,219.4 ± 3,472.7	28,483.5	528.1

De los cuadros 4 y 5 se puede establecer que para los datos de QuikSCAT, en promedio la zona C produciría una mayor cantidad de energía y que a su vez tiene los mayores factores de planta. Por el contrario la zona A es la que menos energía generando. Adicionalmente, analizando los resultados de ERA-interim se tiene que la zona B y C

tendrían una producción bastante pareja, en términos de cantidad de MW para todos los aerogeneradores utilizados como ejemplos. Las diferencias en la producción se pueden ver gráficamente en la figura 31.

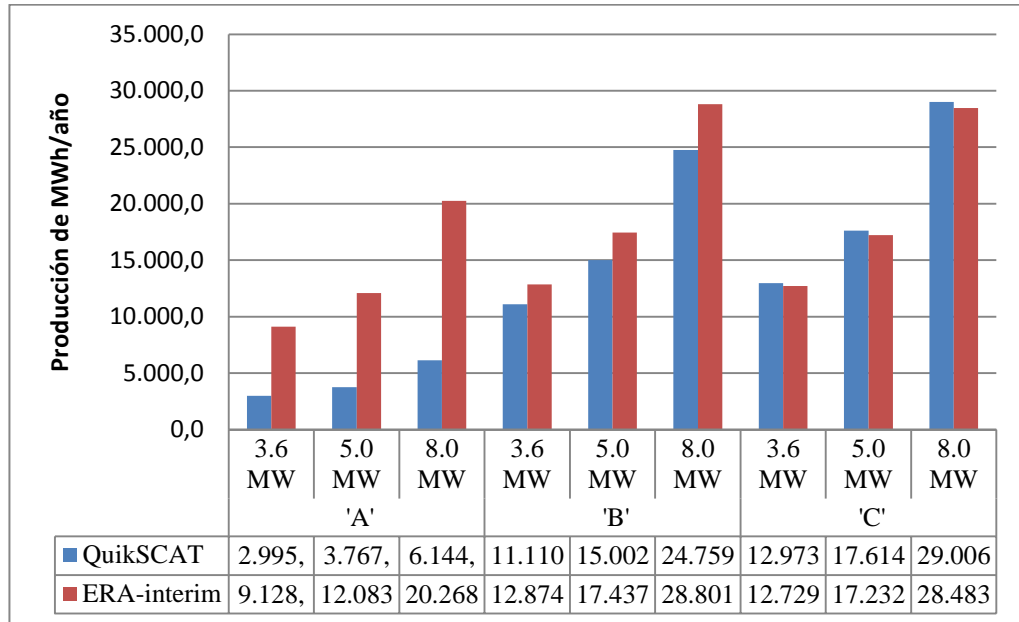


Figura 31. Comparación de la generación eléctrica QuikSCAT vs. ERA-interim.

La comparación de los factores de potencia por zona se presenta en la figura 32. La zona A es menor, con un 9% para QuikSCAT y un 14% para ERA-interim. Al mismo tiempo, muy diferente de la B y la C en cuanto a los factores de potencia obtenidos con las tres turbinas, que tienen 35% y 40% respectivamente para QuikSCAT, como 34% y 34% para ERA-interim. Pero las otras dos tienen un comportamiento muy similar como se puede observar en la figura mencionada.

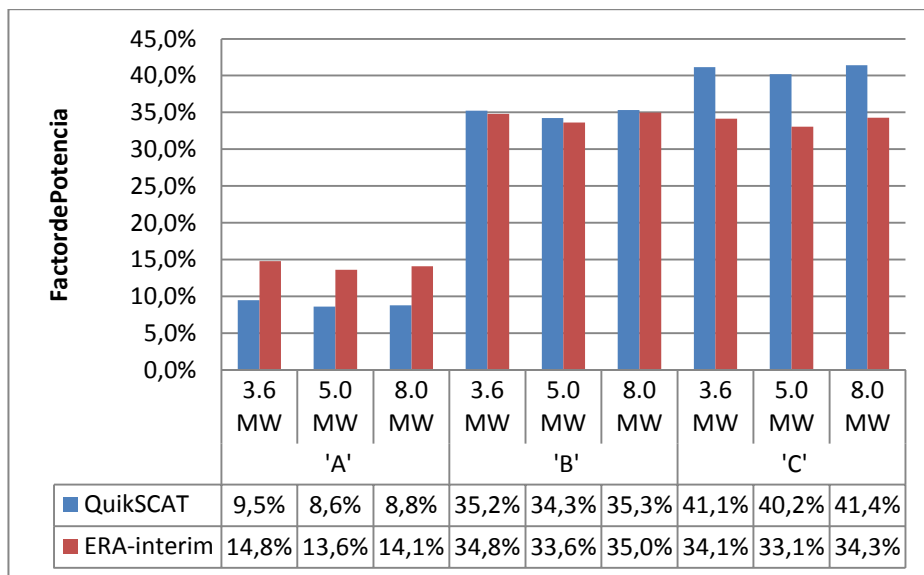


Figura 32. Promedios del Factor de Planta con ambos métodos usando QuikSCAT y ERA-interim.

En este trabajo se estimó el potencial eólico *offshore* utilizando datos de escaterómetro y del *reanalysis* ERA-interim, analizando su factibilidad técnica a groso modo y se ha creado una base de datos con la velocidad, dirección y fecha del dato de viento tanto de los 34 años de ERA-interim, como de los 11 años de QuikSCAT. Esta base de datos, permitirá en el corto plazo desarrollar investigaciones sobre el viento, como por ejemplo la influencia y los cambios producidos por El Niño y La Niña, o simplemente usar los datos obtenidos como input en modelos para el planeamiento de parques eólicos, como también para el análisis del efecto en las surgencias en el mar sobre otras variables de la naturaleza, para lo cual también se necesitan las direcciones de viento. Igualmente se debe mencionar que, aun cuando la frecuencia de los datos no logran describir el ciclo diurno ni nocturno del viento sobre la superficie, estos son los responsables de entregar una gruesa aproximación del comportamiento del viento dada la inexistencia de estos datos.

Por otra parte, en el área que enfrenta a Chiloé hacia el sur se pueden evidenciar altas velocidades y que tiene un gran potencial que supera con certeza (figura 31) el potencial de las áreas más al norte. Sin embargo, no se hizo el análisis de estas áreas por el hecho de que los proyectos eólicos que ya han sido propuestos en dichas zonas, como por ejemplo los de Chiloé, han sido rechazados por la institucionalidad ambiental del estado chileno y son rechazados por gran parte de la opinión pública, dado que son importantes corredores de emblemáticos mamíferos marinos que dependen altamente de su audición, además está comprobado que los aerogeneradores si generan impactos de ruido en el ambiente (Saidur *et al.*, 2011). A este hecho también se le debe considerar que el sonido se transporta más rápidamente en el agua, entonces los impactos en estos animales pueden llegar a ser desastrosos en términos de orientación y comunicación, aun así estos efectos siguen siendo estudiados.

Otro tema interesante de abordar dada la temática del estudio es la clasificación de áreas aptas para el desarrollo de parques eólicos, dicho de otra manera, una zonificación de zonas aptas para el desarrollo de parques eólicos *offshore* sería un producto ideal que acompañase a esta memoria. Sin embargo, un estudio de dichas características implica tiempo y recursos que pueden incluso superar los ya invertidos en esta investigación, puesto que se debería considerar la opinión pública, la fauna existente local, la fauna que transita ya se sea tanto marina (ballenas, delfines, entre otros) como aérea (aves), tránsito de barcos y buques, el fondo marino, la legislación vigente, además de múltiples condiciones *in-situ* a ser estudiadas.

Las tecnologías actuales de los aerogeneradores *offshore* pueden tener limitaciones respecto a los cables de conexión hacia el sistema central interconectado por las características geográficas de la batimetría. En la actualidad, es posible encontrar experiencia pilotos como Hywind que ha demostrado excelentes niveles de productividad. A pesar del posible impacto de los cables de conexión, estos serían infinitamente más cortos y con un menor impacto en comparación a conectar todo Chile con un nuevo sistema eléctrico para traer la energía de los extremos hacia el centro. Por otra parte, la vida útil de un aerogenerador es de 20 años, esto implica que en cualquier análisis de costo o beneficio que se efectúe, debería ser considerado dentro de la misma escala de tiempo y así considerando los altos precios de la

electricidad en el país los flujos de caja de los proyectos deberían tender a ser positivos.

En lo social, la tendencia de los vientos no ha sido muy debatida ni comentada, esto se puede aseverar cuando se compara con la opinión pública generada respecto del calentamiento global donde se analizan los cambios en la temperatura y las precipitaciones. Sin embargo, para la industria eólica está claro que los vientos cambian significativamente todos los años y dentro de periodos más largos de tiempo en los que pueden influir ciclos o eventos a diferentes escalas temporales como La Niña y El Niño.

Por último, el periodo de datos disponible para QuikSCAT corresponde solo a una parte del periodo de datos existentes para ERA-interim, esto podría explicar las diferencias en los resultados, además se les debe considerar que tienen distintas resoluciones espaciales, puesto que nueve pixeles QuikSCAT abarcan el área de un pixel ERA-interim. Para superar estas dificultades y comparar los datos en los mismos periodos de tiempo, se plantea que en estudios posteriores sería posible realizar la investigación con ERA-interim usando las mismas fechas disponibles para QuikSCAT. Otro tema a tratar en futuras investigaciones respecto de la estimación del recurso eólico basada en QuikSCAT es que, el paso ascendente y descendente siempre fue aproximadamente en el mismo horario, por lo tanto no midieron la variación sistemática de las velocidades del viento entre horarios de pasada. Este problema, sin embargo podría ser solucionado incluyendo datos de otros satélites con diferentes horarios de pasada.

CONCLUSIONES

En este trabajo se estimó el potencial eólico *offshore* en las costas de Chile utilizando datos de escaterómetro QuikSCAT y *reanalysis* ERA-interim. El potencial eólico sobre el mar quedó demostrado de forma espacial y temporal, además fue analizado en tres áreas denominadas A, B y C. También se ha creado una base de datos con la velocidad, dirección y fecha del dato de viento de los 34 años (1979-2012) de ERA-interim, y de los 11 años (1999-2009) de QuikSCAT. La que suple la inexistencia de información espacial del viento en Chile.

Del procesamiento de los datos se obtuvieron mapas de velocidad promedio tanto climatológica como mensual, mínimas, desviación estándar y máximas para ambos conjuntos de datos. Adicionalmente se generaron mapas de producción de energía eléctrica estimada y los respectivos factores de planta, usando como ejemplo tres modelos de turbinas aerogeneradoras de 3,6; 5,0 y 8,0 MW con el objetivo de situarse en tres alternativas tecnológicas. La mayor velocidad promedio a 80 m encontrada para QuikSCAT fue de $8,92 \pm 4,37$ m/s en la zona C y de $8,12 \pm 3,40$ m/s para ERA-interim en la zona B. Los mayores máximos encontrados estaban en la zona C y fueron 30,41 m/s para QuikSCAT y 23,95 m/s para ERA-interim.

Con respecto a la producción de electricidad, en la zona A se encontró una gran diferencia en la cantidad estimada de electricidad con cada conjunto de datos, puesto que con la turbina de 8,0 MW los datos de ERA-interim estiman una producción de 20,268 MWh/año con un factor de potencia de 14,1% mientras que los datos QuikSCAT producen 6,144 MWh/año con un factor de potencia de 8,8%. Por lo demás, las zonas B y C presentan comportamientos más similares con factores de potencia que van desde el 33% al 41% con una producción estimada para la turbina de 8,0 MW de aproximadamente 28,000 MWh/año.

En Chile el desarrollo de los parques eólicos *offshore* está en un estado incipiente. En el mundo y especialmente en Europa, esta tecnología está siendo bastante utilizada y se encuentra en continuo crecimiento. La utilización de este tipo de energía busca evitar la continua combustión de los combustibles fósiles demandada para la producción de electricidad en la actualidad, que claramente es necesaria para suplir la demanda eléctrica de la sociedad y las industrias. Pero con el traspaso de las matrices de energía en el mundo hacia tecnologías renovables complementarias entre sí, se estaría contribuyendo a un mejor futuro para las siguientes generaciones, donde la relación de la sociedad y las industrias sea sostenible y responsable con los recursos naturales del planeta. Por esto la estimación del potencial eólico *offshore* contribuye evidenciando la cantidad de energía que se puede producir de una manera menos contaminante, abriendo con esto las posibilidades, teóricas hasta el momento, del ingreso de una nueva fuente de energía renovable en la matriz eléctrica Chilena.

BIBLIOGRAFIA

- Balat, M. 2005. Usage of energy sources and environmental problems. *Energy Exploration and Exploitation* 23:141–68.
- Balat, M. 2009. Review of modern wind turbine technology. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 31(17):1561–1572.
- Barthelmie, R.J., M.S. Courtney, J. Hojstrup and S.E. Larsen 1996. Meteorological aspects of offshore wind energy: observations from the Vindeby wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 62(2):191-211.
- Bergmann, A., S. Colombo and N. Hanley, 2008. Rural versus urban preferences for renewable energy developments. *Ecological Economics* 65:616–625.
- Bilgen, S., K. Kaygusuz and A. Sari. 2004. Renewable energy for a clean and sustainable future. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 26(12):1119–1129.
- Bishop, I.D. and D.R. Miller. 2007. Visual assessment of offshore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renewable Energy* 32: 814–831.
- Blaabjerg, F., R. Teodorescu, Z. Chen and M. Liserre. 2004. Power converters and control of renewable energy systems. Pp 18–22. *Proceedings of 6th International Conference on Power Electronics (ICPE'04)*. Busan, Korea, October.
- Brower, M., D. Bernadett, K. Elsholz, M. Filippelli, M. Markus, M. Taylor. et al. 2012. *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project*. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, EEUU. 280p.
- Bye, J. and J. Wolff. 2008. Charnock dynamics: a model for the velocity structure in the wave boundary layer of the air-sea interface. *Ocean dynamics* 58: 31-42.
- Capps, S. and C. Zender. 2010. Estimated global ocean wind power potential from QuikSCAT observations, accounting for turbine characteristics and siting. *Journal of Geophysical research* 115: 1-13.
- CER, Centro de Energías Renovables, 2013. Estado de proyectos ERNC en Chile. Disponible en: <http://cer.gob.cl/boletin/octubre2013/ReporteCER-%20Oct-dise%fl0.pdf> Leído el 4 de Noviembre del 2013.
- Dee, D.P., S.M. Uppala, A.J. Simmons, P. Berrisford, P. Poli, S. Kobayashi. et al. 2011. The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system” *Q. J. R. Meteorol. Soc.* 137: 553–597.

Deshpande, C., P. Vimlesh and A. Kamra. 2010. The ultrafine particles over the southern mid-latitude Indian Ocean — wind-generated or advected down with subsidence? *Atmospheric research* 96(4): 544–552.

Dincer, I. 2001. Environmental issues II, Potential solutions. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 23(1):83–92.

Departamento de Geofísica, U. de Chile (DGF) y Ministerio de Energía, Gob. de Chile (ME). 2012. Explorador Eólico Versión 2012. Disponible en: http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/info/Documentacion_Explorador_Eolico_V2_Full.pdf Leído el 11 de Junio del 2013.

European Environment Agency (EEA). 2009. Europe's onshore and offshore wind energy potential; An assessment of environmental and economic constraints. EEA Technical report series: ISSN 1725-2237. Disponible en: <http://www.energy.eu/publications/a07.pdf> Leído el 10 de Agosto de 2013.

Emeis, S. 2013. Wind Energy Meteorology, Atmospheric Physics for Wind Power Generation. Capitulo VI, 196 p. Disponible en: <http://www.springer.com/energy/renewable+and+green+energy/book/978-3-642-30522-1> Leído el 12 de Agosto del 2013.

Gobierno de Chile. 2012. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html> Leído el 3 de Agosto del 2013.

European Wind Energy Association (EWEA). 2013. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012. Report. Disponible en: <http://www.ewea.org/policy-issues/offshore/> Leído el 1 de Agosto del 2013.

Fridleifsson, I.B. 2001. Geothermal energy for the benefit of the people. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 5:299–312.

Garreaud, R. and R. Muñoz. 2005. The Low-Level Jet off the West Coast of Subtropical South America: Structure and Variability. *American Meteorological Society, Monthly weather review* 133: 2246–2261.

Hasager, C.B., P.A. Nielsen, P. Astrup, E.D. Barthelmie, E. Dellwik. et al. 2006. Offshore wind resource estimation from satellite SAR wind field maps. *Wind Energy* 8:403–419.

Hasager, C.B., A. Peña, M.B. Christiansen, P. Astrup, M. Nielsen, F. Monaldo. et al. 2008. Remote Sensing Observation Used in Offshore Wind Energy. *IEEE journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing* 1(1): 67-79.

- Galletti, B., C. Carlson, E. Cabrera, and R. Brownwell. 2012. Chilean blue whales off Isla Grande de Chiloé, 2004-2010: distribution, site-fidelity and behavior. *Journal of Cetacean Research and Management* 12(3):353–360.
- Hong, L. and B. Möller. 2012. Feasibility study of China's offshore wind target by 2020. *Energy* 48:268-277.
- Jea-Kyung, J., Y. Byoung-Min, R. Ki-Wahn and L. Jun-Shin. 2009. Offshore wind resource assessment around Korean Peninsula by using QuikSCAT satellite data. *Journal of the Korean Society for Aeronautical & Space Sciences* 2009 37(11):1121-1130.
- Jiang, D., D. Zhuang, Y. Huang, J. Wang and J. Fu. 2013. Evaluating the spatio-temporal variation of China's offshore wind resources based on remotely sensed wind field data. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24:142–148.
- Kapsali, M. and J. Kaldellis. 2012. Offshore wind power basics. *Comprehensive Renewable Energy* (2):431-468.
- Karagali, I., A. Peña, M. Badger and C.B. Hasager. 2012. Wind characteristics in the North and Baltic Seas from the QuikSCAT satellite. *Wind Energy*, doi: 10.1002/we.1565.
- Krozer, Y. 2013. Cost and benefit of renewable energy in the European Union. *Renewable Energy* 50: 68–73.
- Ladenburg, J. 2008. Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy. *Renewable Energy* 33: 111–118.
- Lynn, P. 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy: An Introduction*. First Edition. John Wiley & Sons, Ltd. Published 2012 by John Wiley & Sons, Ltd. Queensland, Australia. 240p.
- Manwell, J.F., J.G. McGowan and A.L. Rogers. 2002. *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons, Baffins Lane, Chichester, West Sussex, PO19 8SQ, United Kingdom. 590p.
- Meyar-Naimi, H. and S. Vaez-Zadeh. 2012. Sustainable development based energy policy making frameworks, a critical review. *Energy Policy* 43: 351–361.
- Monaldo, F.M., D.R. Thompson, W.G. Pichel and P. Clemente-Colon. 2004. A systematic comparison of QuikSCAT and SAR ocean surface speeds. *IEEE Trans Geosci Remote Sensing*, 42:283–291.
- Morales, L., F. Lang and C. Mattar. 2012. Mesoscale wind speed simulation using CALMET MODEL and Reanalysis information: An application to wind potential. *Energy Renewable* 48:57 – 71.

- Mundaca, L. 2013. Climate change and energy policy in Chile: Up in smoke? *Energy Policy* 52:235-248.
- Musial, W. and S. Butterfield. 2004. Future for offshore wind energy in the United States. *Proc. of Energy Ocean* 2004. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/36313.pdf> . Leído el 14 de agosto de 2013.
- National Aeronautics and Space Administration (NASA). 2001. NASA Quick Scatterometer, QuikSCAT Science Data Product, User's Manual. Overview and Geophysical Data Products Jet Propulsion Lab., California Inst. Technol., Pasadena.
- National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA). 2013. Multivariate ENSO Index (MEI) Disponible en: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/> . Leído el 14 de agosto de 2013.
- Ocak, Z., S. Ocak, S. Bilgen, S. Keles and K. Kaygusuz. 2004. Energy utilization, environmental pollution and renewable energy sources in Turkey. *Energy Conversion and Management* 45 (6):845–864.
- Ozgener, O. K. Ulgen and A. Hepbasli A. 2004. Wind and wave power potential. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 26(9):891–901.
- Ozerdem, B. and H. Turkeli. 2005. Wind energy potential estimation and micrositting on Izmir Institute of Technology Campus, Turkey. *Renewable energy* 30:1623-1633.
- Painuly, J. 2001. Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy* 24(1): 73–89.
- Panwar, N., S. Kaushik and S. Kothari, S. 2011. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3): 1513–1524.
- Pimenta, F., W. Kempton and R. Garvine. 2008. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of southeastern Brazil. *Renewable Energy* 33(11): 2375–2387.
- Quraeshi, S. 1984. Renewable energy – The key to a better future. *Solar & Wind Technology* 1(1): 25-35.
- Rahn, D. 2012. Influence of large scale oscillations on upwelling-favorable coastal wind off central Chile. *Journal of geophysical research* 117. D19114, doi:10.1029/2012JD018016.
- Ravindranath, N.H. and D.O. Hall. 1995. Biomass, energy, and environment: a developing country perspective from India. Oxford University Press. New York, NY, USA. 376p.

Reddy, A.K. and D.K. Subramanian. 1980. The design of rural energy centers. *Indian Academy of Science* 2(3):109–130.

Ricciardulli, L. and F.J. Wentz. 2011. Reprocessed QuikSCAT (V04) Wind Vectors With Ku-2011 Geophysical Model Function. Report # 043011, Remote Sensing Systems, Santa Rosa, CA, 8p.

Rusu, E. and F.Onea. 2013. Evaluation of the wind and wave energy along the Caspian Sea. *Energy* 50:1-14.

Saidur, R., Rahim, N.A., Islam, M.R. and Solangi, K.H. 2011. Environmental impact of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15:2423–2430.

Safari, B. and J. Gasore. 2010. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy* 35(12): 2874-2880.

Sanz, J., J. Buchlin, J. Beeck, J. Lenaerts and M. Broeke. 2012. Evaluation of the antarctic surface wind climate from ERA reanalyses and RACMO2/ANT simulations based on automatic weather stations. *Climate Dynamics* 40(12):353-376.

Singh, S., T.S. Bhatti and D.P. Kothari. 2004. Indian scenario of wind energy: problems and solutions. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 26(9):811–819.

Sun, X., D. Huanga and G. Wu. 2012. The current state of offshore wind energy technology development. *Energy* 41:298-312.

Szczypta, C., J. Calvet, C. Albergel, G. Balsamo, S. Boussetta, D. Carrer. et al. 2011. Verification of the new ECMWF ERA-Interim reanalysis over France. *Hydrol. Earth Syst. Sci.* 15: 647–666.

Sørensen B. 2008. A new method for estimating off-shore wind potentials. *International Journal of Green Energy* (5):139–47.

Universidad de Chile y Universidad Federico Santamaría. 2008. Aporte potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008 - 2025. Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile, Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica, Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María. Disponible en: http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3%2000027.pdf . Leído el 1 de Agosto de 2013.

Watts, D. and D. Jara. 2011. Statistical analysis of wind energy in Chile. *Renewable Energy* 36: 1603-1613.

Zakhidov, R.A. 2008. Central Asian countries energy system and role of renewable energy sources. *Applied Solar Energy* 44(3):218–23.

ANEXOS

Diagrama de Flujos de Información

