

# Estimación del potencial eólico *off-shore* en las costas de Chile utilizando datos de escaterómetro y *Reanalysis*

Mattar, C. y Villar-Poblete, N.

*Laboratorio para el Análisis de la Biósfera (L.A.B.), Dept. Ciencias Ambientales y Recursos Naturales Renovables, Universidad de Chile, Av. Santa Rosa 11315, La Pintana, Santiago, Chile.*

---

**Resumen:** En este trabajo se presenta la primera estimación del potencial eólico *off-shore* de Chile a partir de información de velocidad del 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 píxel. Para toda la escena se estimaron los valores de generación eléctrica y factor de planta usando tres 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 son superiores al 20%, siendo un 36% para las zonas B y C. Esto demuestra el alto potencial para la generación de energía eléctrica a base de turbinas eólicas frente a las costas de Chile.

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

## **Off-Shore wind potential estimation along the coast of Chile by using scatterometer and Reanalysis data**

**Abstract:** This work presents the first offshore wind potential estimation over the coast of Chile 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 data processing were grouped into three different wind power zones named (A) located up north, (B) in the center and (C) down south-center. The mean capacity factors are higher than 20%, moreover B and C areas have an average of 36%. This work shows the high wind power potential to generate electricity by using wind off-shore technologies along the coast of Chile.

**Key words:** QuikSCAT, ERA-interim, Weibull, Rayleigh, Capacity factor.

---

\* Autor para la correspondencia: [cmattar@uchile.cl](mailto:cmattar@uchile.cl)

## 1. Introducción

La necesidad de construir una matriz energética sustentable con el ambiente está influenciando a países en desarrollo a incorporar tecnologías renovables, tanto convencionales como no convencionales. La diversificación y la descarbonización de la matriz energética ha sido un gran desafío en la última década para Chile (Mundaca *et al.*, 2013). La incertidumbre respecto de la satisfacción de la demanda en el futuro, basada en las experiencias anteriores de las crisis energéticas en Chile, ha hecho que el futuro energético del país se convierta en un punto clave no abordado para la agenda política. Por estas razones, un correcto y acabado entendimiento de las posibles alternativas de generación eléctrica es imprescindible.

La energía eólica es una de las alternativas energéticas que eventualmente puede satisfacer una porción significativa de la electricidad en el futuro. Dentro del aprovechamiento de energía eólica es posible diferenciar los grandes parques eólicos construidos sobre el continente (*On-shore*) y los que recientemente han tenido un significativo avance, como el caso del potencial eólico sobre el mar (*Off-shore*) (EWEA, 2013). Entre varios tipos de aprovechamiento de la energía eólica, el potencial eólico *off-shore* es más atractivo debido a que tiene mayores promedios de velocidades del viento y menores fluctuaciones producto de la ausencia de barreras físicas como montañas, edificios y vegetación (Pimenta *et al.*, 2008). Al mismo tiempo, sobre la superficie del mar no existe un uso alternativo determinado lo cual es una ventaja para el aprovechamiento de la energía eólica (*off-shore*) (Hong y Möller, 2011). Experiencias previas sobre las funcionalidades del potencial eólico *off-shore* han sido desarrolladas en varios países demostrando significativos resultados a nivel de gran capacidad de generación eléctrica y potencia instalada (Perveen *et al.*, 2014).

Chile tiene una longitud de costa superior a los 4.000 km donde los estudios en potencial eólico son todavía incipientes. Algunos de ellos destacan el potencial eólico *on-shore* a través de modelaciones (DGF, 2012), estaciones *in situ* (Watts *et al.*, 2011) y mediante el uso combinado de modelación de diagnóstico y estaciones *in situ* (Morales *et al.*, 2012). Sin embargo, el número de estudios sobre el potencial eólico *off-shore* de Chile todavía no

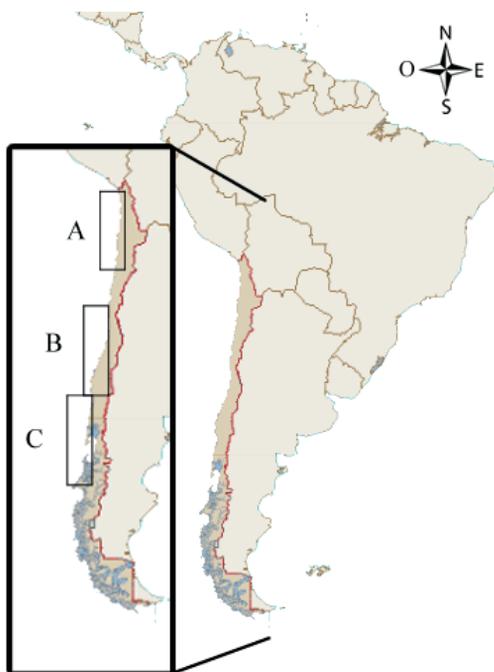
ha sido bien estudiado debido a las escasas mediciones *in situ* sobre el océano, las cuales también tienen una cobertura limitada que impiden un adecuado cálculo del potencial eólico. En este contexto, las técnicas de teledetección como escaterómetros o el uso combinado de teledetección y datos provenientes de modelos a escala global del tipo *Reanalysis*, han sido utilizadas en regiones donde no existen datos masivos de medidas *in situ* en el mar obteniendo robustos resultados en términos del potencial eólico y su rentabilidad económica (Pimenta *et al.*, 2008; Dvorak *et al.*, 2010; Hong y Möller, 2011; Veigas y Iglesias, 2013).

El objetivo de este trabajo es la estimación del potencial eólico *off-shore* a partir de datos provenientes de escaterómetro QuikSCAT y ERA-interim *Reanalysis* a lo largo de las costas de Chile. Este trabajo se estructura de la siguiente manera: En la sección 2 se detallan los datos utilizados y el área de estudio. En la siguiente sección, se detallan los pasos metodológicos que se utilizaron para la estimación potencial eólico y su aprovechamiento. Posteriormente, en la sección 4 se muestran los resultados obtenidos y en la sección 5 se presenta una breve discusión. Finalmente, las conclusiones de este trabajo se presentan en la sección 6.

## 2. Área de estudio y datos remotos

### 2.1. Área de estudio

El área de estudio comprende la costa de Chile entre los 17°S hasta los 42°S de longitud y entre la costa hasta los 200 km hacia mar adentro. Sin embargo, la demanda eléctrica en Chile está determinada por dos grandes núcleos que corresponden al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), los cuales consumen el 99% de la energía producida en Chile. Con este fin de analizar y cuantificar el potencial eólico ubicado en las costas cercanas a estos núcleos de consumo energético, se diferenciaron tres áreas de estimación del potencial eólico. La zona 'A' que está entre las coordenadas 18° 22' 30" S, 70° 30' 0" O y 24° 22' 30" S, 69° 30' 0" O, La zona 'B' entre 24° 52' 30" S, 70° 30' 0" O y 35° 36' 45" S, 72° 36' 35" O y la zona 'C' que se encuentra entre el punto anterior y 42° 52' 30" S, 73° 45' 0" O.



**Figura 1.** Área de estudio utilizada para la estimación del potencial eólico. Se distinguen tres zonas donde se calcularon los valores promedios de cada estimación.

## 2.2. Datos de velocidad y dirección de viento

Para la estimación del potencial eólico *off-shore* se utilizaron dos fuentes de información, una proveniente de valores de velocidad del viento derivados de los datos entregados por el sensor QuickSCAT y la otra base de datos, correspondiente a grillas de información de velocidad y dirección de viento, generada por los modelos utilizados en ERA-interim *Reanalysis*. A continuación se describe cada una de las bases de datos utilizadas.

### 2.2.1. Datos QuickSCAT

Los datos provenientes de escaterómetros han demostrado su gran utilidad para la estimación del potencial eólico *off-shore* (Pimenta *et al.*, 2008; Hong y Möller, 2011). Los datos QuickSCAT (QS) corresponden al producto “QuikSCAT (V04) wind vectors”. QS es un escaterómetro lanzado en Junio de 1999, el cual entrega productos a nivel global de velocidad del viento con un error estimado en  $\pm 2$  m/seg. El sistema de QS trabaja emitiendo pulsos de microondas en la frecuencia de 13,4 GHz con un *swath* aproximado de 1.800 km. Los datos

se entregan en un grilla global de  $25 \times 25$  km<sup>2</sup> a una resolución temporal diaria (Hasager *et al.*, 2008). En este trabajo y con el fin de obtener un periodo de datos suficiente y representativo, se utilizó la base de datos histórica abarcando entre 1999 a 2011. Estos datos entregan valores de velocidad del viento a 10 m de altura de la superficie del mar, con resolución espacial de  $25 \times 25$  km, con un rango de confiabilidad entre 3 hasta los 30 m/s.

### 2.2.2. Datos de Reanalysis

Con el fin de complementar los datos entregados por el sensor QS, se utilizaron los datos generados por ERA-interim *Reanalysis* (Dee *et al.*, 2011) correspondiente al modelo de asimilación de datos preparado por el “European Centre for Medium Range Weather Forecasts” (ECMWF). Los datos del tipo *Reanalysis* han demostrado ser útiles para trabajos de prospección eólica basados en el modelamiento y diagnósticos de los campos de viento, así como estudios sinópticos (Dvorak *et al.*, 2010; Morales *et al.*, 2012; Rahn y Garreaud, 2013). En este trabajo, los datos viento derivados de ERA-interim (ERA) corresponden a una grilla global de campos de viento (dirección y magnitud) abarcando el periodo que va desde 1999 a 2012 a una resolución temporal de 6 horas. Estos datos se entregan a una altura de 10 m sobre la superficie (similar a los datos QS) y se distribuyen a una grilla espacial de  $0,75 \times 0,75^\circ$ .

## 3. Método

Con los datos de velocidad del viento entregados por QS y ERA, se generó una base de datos integrada y equivalente para todo el periodo de tiempo, generando para cada píxel valores de velocidad de viento a nivel horario, ya sean dos veces al día y cada 3 horas para QS y ERA respectivamente. Para el caso de QS, los datos entregan valores de velocidad del viento, por lo tanto se procesaron los valores para cada píxel y se generó una serie de tiempo histórica. Mientras tanto, en el caso de ERA, los valores de velocidad de viento se encuentran diferenciados por componentes ( $V_x$ ,  $V_y$ ) donde fue necesario calcular la magnitud a partir de la siguiente ecuación:

$$V = \sqrt{V_x^2 + V_y^2} \quad (1)$$

Donde  $V$  es la rapidez del viento a 10 m de altura (m/s),  $V_x$  es la componente horizontal y  $V_y$  es

la componente vertical del viento. A partir de los valores de velocidad de viento procesados a 10 m de altura para QS y ERA, se estimó la velocidad del viento a 80 m. Esto es necesario para estimar el potencial eólico a una altura promedio donde se podría instalar una turbina eólica o un aerogenerador. Para este trabajo, se estimó la velocidad del viento a 80 m a partir de la ecuación 2.

$$V_{(80m)} = V_{(10m)} \frac{\ln(Z_z/Z_0)}{\ln(Z_i/Z_0)} \tag{2}$$

Donde  $V_{(80m)}$  es la rapidez estimada del viento a la altura  $Z_z = 80$  m,  $V_{(10m)}$  es la rapidez del viento a la altura  $Z_i = 10$  m y  $Z_0$  la longitud de rugosidad superficial (m). Para este cálculo se utilizó una rugosidad de superficie  $Z_0 = 0,2$  mm, valor recomendado para aguas calmas en mar abierto (Barthelmie *et al.*, 1996; Manwell *et al.*, 2002).

Los valores de velocidad de viento a 80 m obtenidos para cada píxel fueron ajustados a distribuciones de probabilidad. Esto es necesario para cuantificar la probabilidad de ocurrencia de una velocidad de viento, ponderada con la magnitud de la misma velocidad. Para los datos correspondientes a QS y ERA, cada serie de tiempo fue ajustada a dos distribuciones que han sido utilizadas para estimar las curvas de probabilidad de ocurrencia del viento, estas son Weibull y Rayleigh, distribuciones de probabilidad que ya han sido utilizadas en otros trabajos (Gokcek *et al.*, 2007; Safari *et al.*, 2010; Yaniktepe *et al.*, 2013). Para el caso de Weibull (eq(3))

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

Donde  $a$  y  $b$  son los coeficientes de forma de la distribución de Weibull para una serie de datos,  $v$  es la velocidad de viento a simular su probabilidad y  $p(v)$  es la probabilidad de ocurrencia de una determinada velocidad. En cambio, para el caso de la distribución de Rayleigh, es necesario conocer el valor de velocidad  $v$  y la media de esta serie ( $\bar{X}$ ).

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

Para el método de Weibull, se realizó una normalización y posteriormente un análisis de varianza para obtener los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$ . Una vez obtenidas las funciones de probabilidad de ocurrencia de cada una de las series para cada píxel. Estas fueron utilizadas para estimar la densidad de potencia

eólica (eq 5), suponiendo un valor de densidad del aire constante en todo el perfil equivalente a  $1,225 \text{ kg m}^{-3}$ .

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty v^3 p(v) dv \tag{5}$$

Una vez calculada la densidad de potencia eólica, se utilizaron los datos técnicos de tres aerogeneradores los cuales se detallan en la tabla 1.

**Tabla 1.** Datos de Operación de los tres aerogeneradores.

	<b>GE-3,6</b>	<b>RE-5,0</b>	<b>V8,0</b>
<b>Datos de operación</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>
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 <sup>2</sup> )	9.677	12.469	21.124

Estas características permiten calcular el potencial eólico al incorporar en la eq(5) el área efectiva del rotor. Basado en este resultado, se estimó el factor de planta de cada píxel definido como la razón entre cantidad producida derivada de cada curva de aerogenerador y la generación máxima nominal que puede producir cada una de esta (eq 6)

$$FP = \frac{PE}{PN \cdot t} \tag{6}$$

Donde,  $FP$  es el factor de planta,  $PE$ , la producción estimada,  $PN$ , la producción nominal y  $t$  el 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. Todas las estimaciones anteriores, velocidad del viento a 10 y 80 m, potencial eólico y factor de planta, fueron analizados para cada zona de estudio (A, B y C), entregando los valores medios para cada base de datos utilizada en este trabajo.

## 4. Resultados

### 4.1. Velocidad del viento a 80 m

La Figura 2 muestra los promedios mensuales climatológicos de velocidad del viento a 80 m a partir de los datos QS, donde se evidencian un cambio latitudinal y estacional de las magnitudes de la

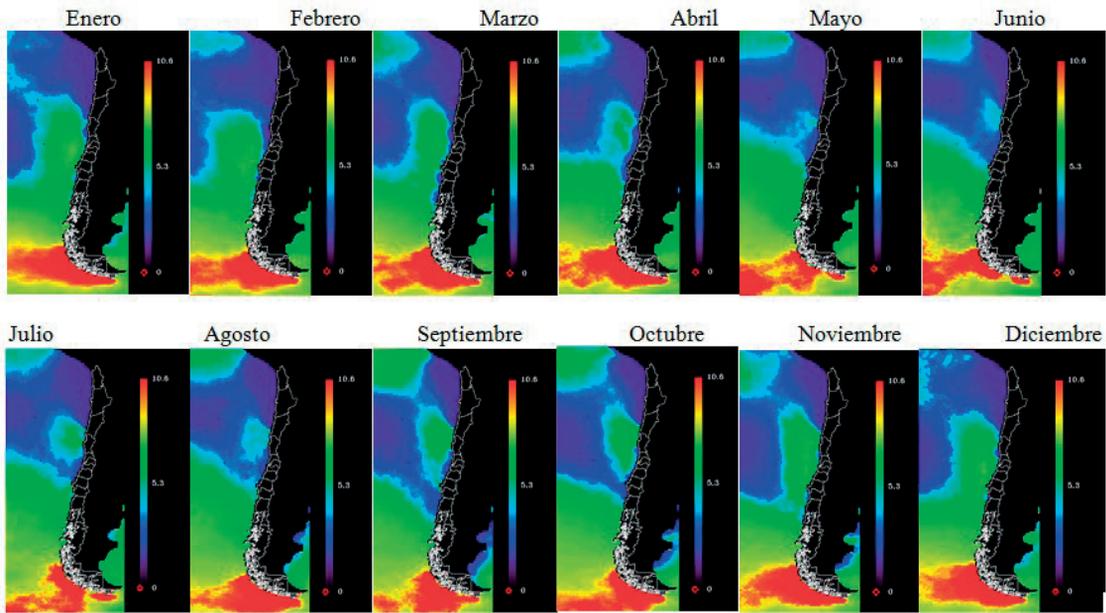


Figura 2. Velocidad del viento a 80 m de altura estimado para los datos QS entre 1999 – 2009.

velocidad del viento, siendo los meses de noviembre, diciembre y enero, los que mayor magnitud de la velocidad del viento presentan frente a las costas de Chile. Si bien es cierto que los máximos climáticos se encuentran en la zona Austral y podría tener un alto potencial eólico, los datos

provenientes de QS pueden tener cierta subestimación debido a que podrían superar los umbrales de confiabilidad.

En la figura 3 se muestran los promedios mensuales estimados para los datos provenientes de ERA, donde se evidencia un patrón similar con los datos

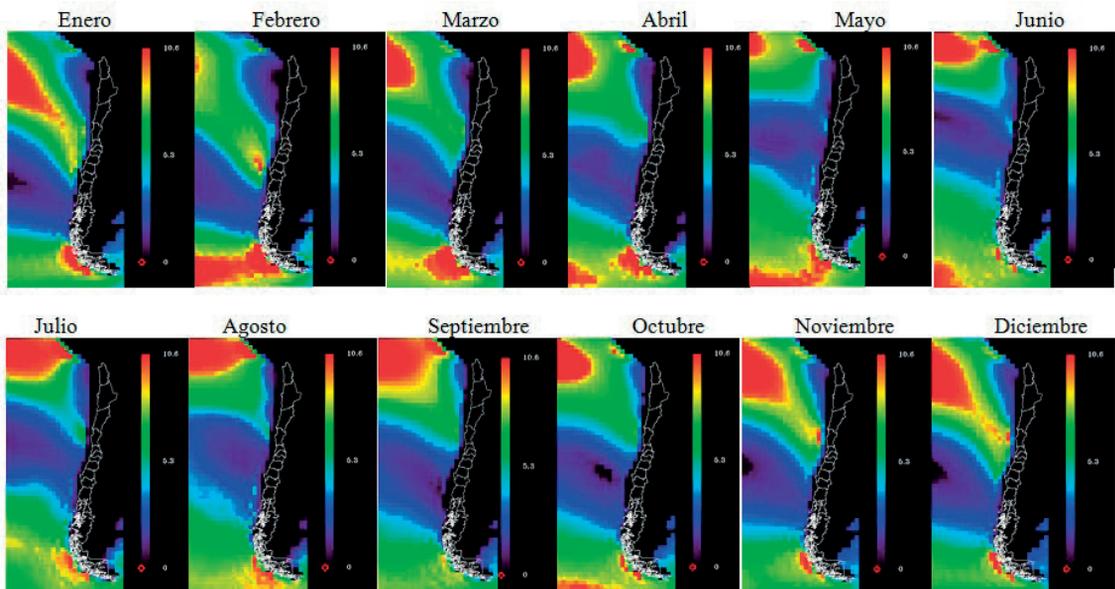


Figura 3. Velocidad del viento a 80 m de altura estimado para los datos ERA entre 1999 – 2009.

QS. En la zona norte de las costas de Chile se localizan valores mínimos, aunque estos pueden ser influenciados por eventos climáticos extremos como el fenómeno del Niño o la Niña. Al mismo tiempo, se puede observar que en los meses de noviembre a Enero se presenta una máxima de velocidad del viento en la mayor parte del a zona central de Chile. Si bien es cierto que la magnitud de la velocidad del viento varía en relación a los datos QS, esto se debe principalmente a la resolución temporal de los datos y al número de observaciones, ya que los promedios climáticos mensuales de ERA son estimados con más observaciones diarias en relación a los datos QS.

#### 4.2. Estimación del potencial eólico

Los valores de los parámetros  $a$  y  $b$  de la distribución de Weibull para cada píxel se muestran en la figura 4. La estimación del parámetro  $a$  muestra una similitud a partir de los datos QS y ERA para la zona austral de Chile. Al mismo tiempo, es posible ver magnitudes de  $a$  menores en los sectores cercanos a la costa de Chile. Sin embargo, la estimación del parámetro  $b$  muestra un comportamiento similar tanto para los datos QS como ERA. Aunque es posible apreciar, en la zona austral de Chile ciertas zonas con valores extremos que pueden atribuirse a la confiabilidad de los datos entregada por QS.

En función de los parámetros  $a$  y  $b$ , la distribución de probabilidad de Weibull y Rayleigh para cada zona se muestra en la figura 5. Para la zona A, existe un máximo de probabilidad de ocurrencia para magnitudes de velocidades bajo los 10 m/s (entre los 3 y los 6 m/s) a partir de los datos QuikSCAT.

En cambio, para los datos ERA la distribución más homogénea con un máximo menos pronunciado y concentrada bajo de los 20 m/s entre los 3 y los 13 m/s. Para esta zona, no se encontraron diferencias significativas para la distribución de probabilidad de Weibull y Rayleigh. Para la zona B, la curva obtenida de los datos QS y ERA es similar, experimentando leves diferencias entre Weibull y Rayleigh, principalmente en los valores de alta probabilidad de ocurrencia (entre 5 y 7 m/s). Estos resultados son similares a los entregados en la zona C, minimizando las diferencias entre las dos distribuciones en el caso de los datos ERA y manteniéndolas en el caso de los datos QS. No existen diferencias significativas ( $p < 0.05$ ) entre las distribuciones de probabilidad para estas dos zonas.

El factor de planta estimado para cada conjunto de datos (QS y ERA) se muestra en la figura 6, donde no se evidencian diferencias entre los FP derivados de Weibull y de Rayleigh (no mostrado en figura 6). En base a estos parámetros, es posible establecer que la mayor parte de Chile tiene un factor de planta superior al 30%. Sin embargo, en la zona norte de Chile, estos valores disminuyen inclusive por debajo del 10%. Si bien es cierto que existe una pequeña variación en la localización del FP a lo largo de la costa de Chile, no existen diferencias espaciales significativas para los tres aerogeneradores utilizados en la estimación (3,6; 5,0 y 8,0 MW).

La Figura 7 resume las estadísticas del FP para cada zona, tipo de aerogenerador y base de datos. La zona A presenta los valores menores de FP, los cuales varían entre 9 y 15% para QS y ERA, respectivamente. Sin embargo, para las zonas B y C, el comportamiento es similar, no

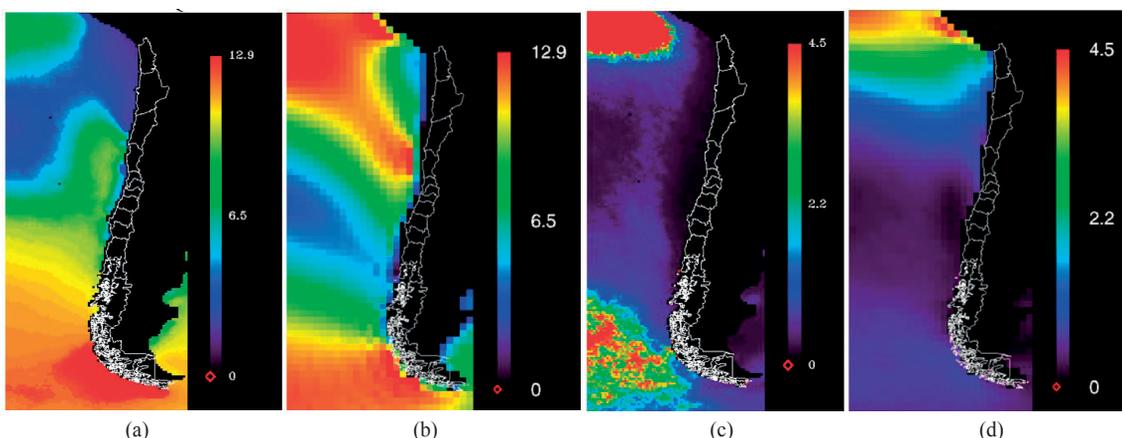
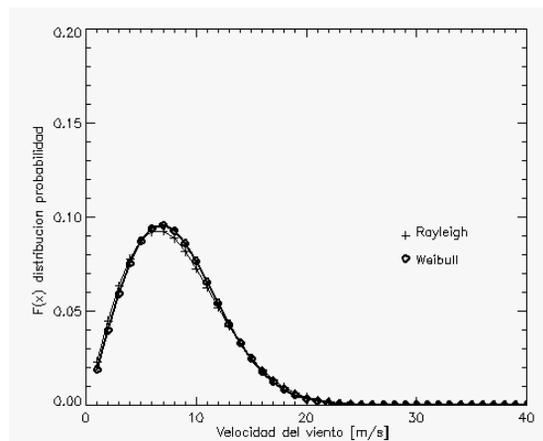
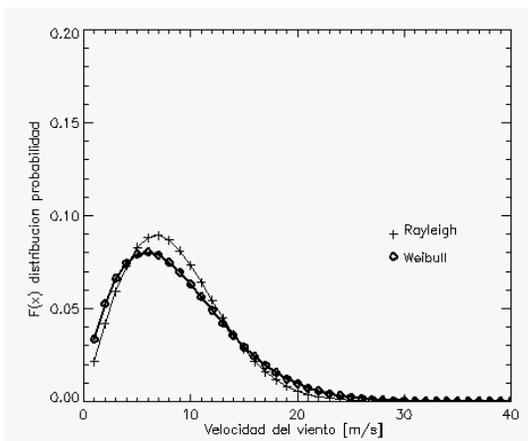
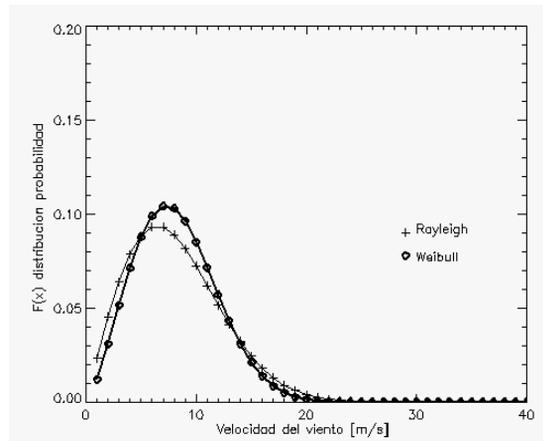
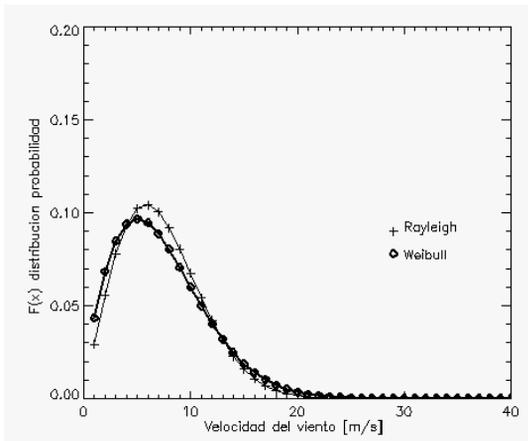
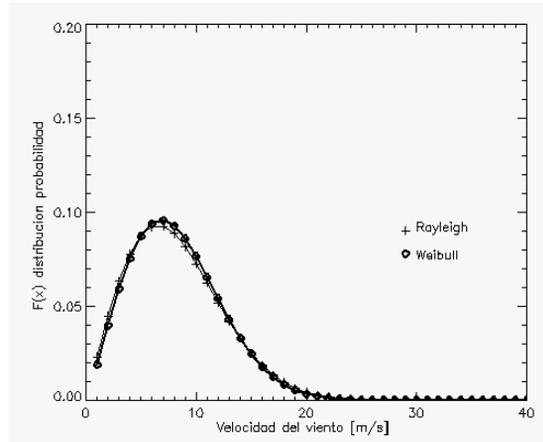
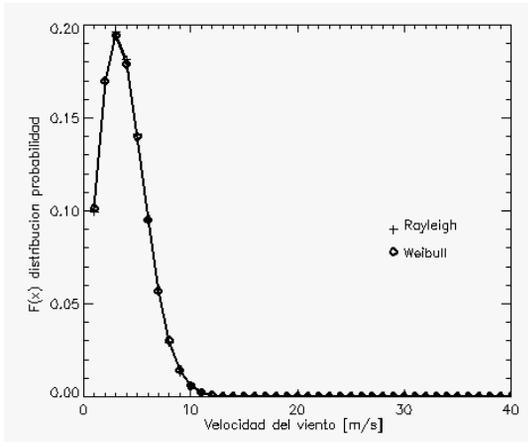
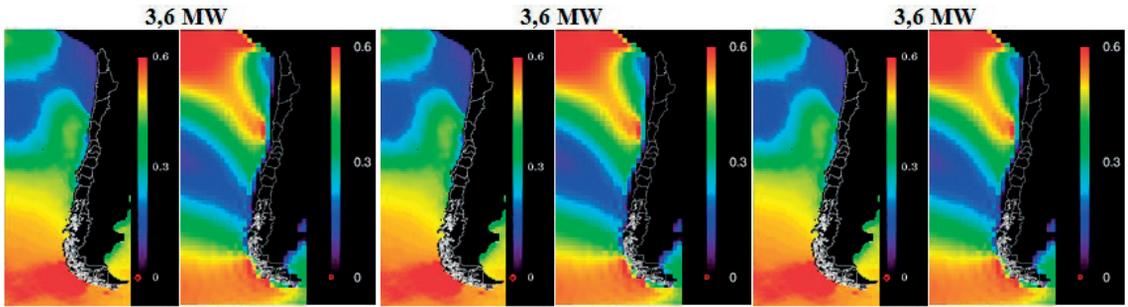


Figura 4. Parámetros  $a$  (a,b) y  $b$  (c,d) ajustados de la distribución de Weibull para los datos QS (izquierda) y ERA (derecha).



**Figura 5.** Distribución de probabilidad de las velocidades del viento en las zonas A (tipe), B (medio) y C (bajo) correspondientes a los datos QS (izquierda) y ERA (derecha) para las distribuciones de Rayleigh y Weibull.



**Figura 6.** Factores de planta (0 – 1) estimado utilizando la distribución de Weibull para los tres tipos de aerogeneradores a partir de los datos QS (izquierda) y ERA (derecha).

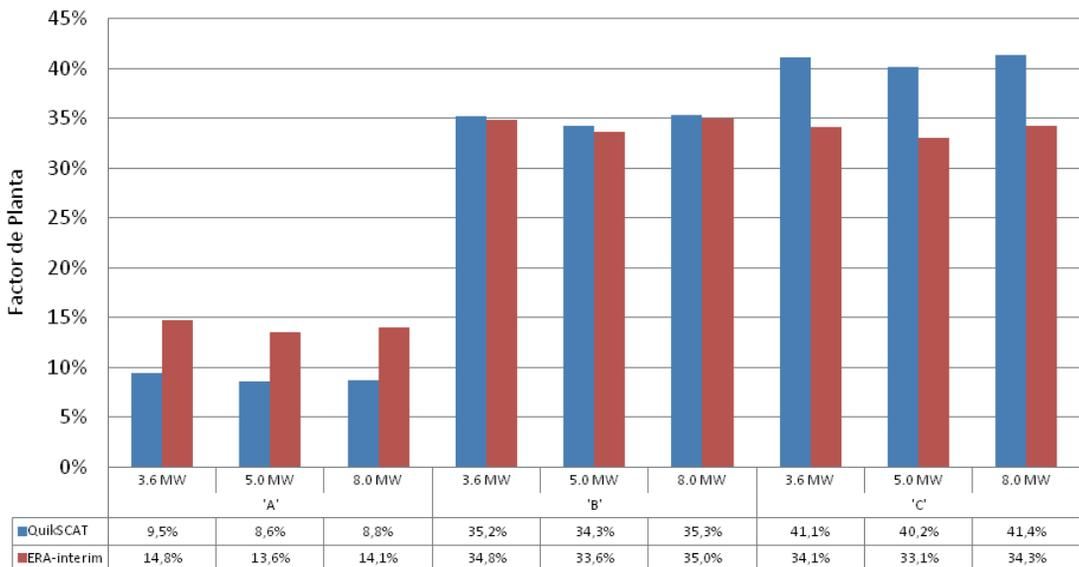
encontrándose diferencias significativas en los valores medios de FP ( $p < 0.05$ ). Estos valores pueden evidenciarse entre un 35 y un 40%. Para la zona B, los valores de FP son similares para los datos QS y ERA. En cambio, para la zona C, ciertas diferencias son posibles de evidenciar para los diferentes conjuntos de datos, siendo los datos QS los que presentan un mayor FP (promedio 5%) que los datos ERA.

### 5. Discusión

La estimación del potencial eólico *off-shore* de Chile es un avance en el estudio de energías renovables para la diversificación de la matriz energética. Para esta estimación se utilizaron datos

provenientes de escaterómetro (QS) y *Reanalysis* (ERA), debido a la inexistencia de una red de datos de velocidad y dirección de viento *in situ*. Estos datos pueden sobre/sub estimar el potencial eólico debido a los efectos de resolución espacial (tamaño de la grilla de datos) y la frecuencia de datos disponible para el cálculo de los factores de planta. Aunque existen diferencias entre ambos conjuntos de datos, éstas son evidenciables en zonas alejadas de la costa (más de 200 km), ya que en la franja costera de Chile ambos conjuntos de datos se comportan de manera similar.

En función del conjunto de datos procesado (1999 – 2012), la zona A (zona norte de Chile) presenta magnitudes de velocidad del viento menores en comparación con las zonas B y C. Los FP en



**Figura 7.** Valores promedios de los Factores de Planta a partir de las distribuciones de Rayleigh y Weibull utilizando usando QS y ERA para los tres tipos de turbinas estudiadas en Chile.

esta zona son inferiores al 15% aunque deben ser validados a nivel *in situ*. En cambio, las zonas B y C (centro y sur de Chile), muestran valores de FP superiores al 35%, lo cual condiciona estos sectores para el aprovechamiento del potencial eólico *off-shore*.

## 6. Conclusiones

Este trabajo presenta una estimación preliminar del potencial eólico *off-shore* de Chile. Dos bases de datos provenientes de *Reanalysis* (ERA-interim) y de sensores escaterométricos (QuickSCAT) fueron analizados en un periodo superior a los 10 años de datos diarios. Se caracterizaron tres zonas para el aprovechamiento del recurso eólico, dividiendo las costas de Chile en tres secciones que se caracterizan por tener diferentes velocidades de viento considerando la zona norte (A), centro (B) y sur (C). Los resultados de velocidad promedio climatológica para las zonas A, B y C son 4,7, 8,1 y 8,9 m/s. La generación eólica se evaluó mediante las características de tres aerogeneradores, siendo el factor de planta más alto el que se obtiene para la turbina de tipo 8,0 MW. Los factores de planta más altos para QS se estimaron en: 9,5, 35,1 y 41,1% para las zonas A, B y C respectivamente. En el caso de los datos de ERA se estimaron los siguientes valores: 14,8, 35,0 y 34,3% para las zonas A, B y C, respectivamente. La mayor generación eléctrica para cada zona entre las tres tecnologías sería de 6.144, 24.759 y 29.006 MWh/año de A, B y C, respectivamente usando QuikSCAT y de 9.872, 24.377 y 23.871 MWh/año con ERA-interim. Los resultados muestran el enorme potencial de las costas de Chile para el aprovechamiento del recurso eólico *off-shore* y la posibilidad de diversificar la matriz energética para un desarrollo sostenible.

## Agradecimientos

Esta publicación ha sido en parte financiada por el Programa U-INICIA Concurso de Reforzamiento de Inserción Productiva de Nuevos Académicos VID 2012; código U-INICIA 4/0612 Universidad de Chile. Programa U-Viajes, VID-UCHile, Beca Santander Universidad de Chile 2013 para jóvenes investigadores. Los autores agradecen a NASA *Ocean Vector Winds Science Team* y a ERA-interim Reanalysis por lo datos entregados.

## Referencias

- Barthelmie, R.J., Courtney, M.S., Højstrup, J., Larsen, S.E. 1996. Meteorological aspects of offshore wind energy: observations from the Vindeby wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 62(2-3): 191-211. doi:10.1016/S0167-6105(96)00077-3
- Dee, D.P., Uppala, S.M., Simmons, A.J., Berrisford, P., Poli, P., Kobayashi, S., ... Vitart, F. 2011: The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *Q. J. R. Meteorol. Soc.* 137: 553-597. doi:10.1002/qj.828
- DGF. 2012. Explorador de Energía Eólica, de <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2>
- Dvorak., M., Archer, C., Jacobson, M. 2010. California offshore wind energy potential, *Energy Renewable*, 35(6): 1244-1254. doi:10.1016/j.renene.2009.11.022
- European Wind Energy Association (EWEA). 2013. The European offshore wind industry - key trends and statistics. *Official Report*.
- Gökçek, M., Bayülken, A., Şükrü, B. 2007. Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kriklareli, Turkey. *Renewable Energy*, 32(10): 1739-1752. doi:10.1016/j.renene.2006.11.017
- Hasager, C.B., Barthelmie, R.J., Christiansen, M.B., Nielsen, M., Pryor, S.C. 2006. Quantifying offshore wind resources from satellite wind maps: study area the North Sea. *Wind Energy*, 9(1-2): 63-74. doi:10.1002/we.190
- Hong, L., Möller, B. 2011. Offshore wind energy potential in China: Under technical, spatial and economic constraints. *Energy*, 36(7): 4482-4491. doi:10.1016/j.energy.2011.03.071
- Manwell J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. 2002. Wind energy explained: theory, design and application. West Sussex, UK: Ed. Wiley. doi:10.1002/0470846127
- Morales, L., Lang, F., Mattar, C. 2012. Mesoscale wind speed simulation using CALMET model and reanalysis information: An application to wind potential. *Energy Renewable*, 48: 57-71. doi:10.1016/j.renene.2012.04.048
- Mundaca, L. 2013. Climate change and energy policy in Chile: Up in smoke?, *Energy Policy*, 52, 235-248. doi:10.1016/j.enpol.2012.08.073
- Perveen, R., Kishor, N., Mohanty, S. 2014. Off-shore wind farm development: Present status and challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29: 780-792. doi:10.1016/j.rser.2013.08.108
- Pimenta, F., Kempton, W., Garbine, R. 2008. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil, *Renewable Energy*, 33(11): 2375-2387. doi:10.1016/j.renene.2008.01.012

- Rahn, D., Garreaud, R. 2013. A synoptic climatology of the near-surface wind along the west coast of South-America, *International Journal of Climatology*, 34(3): 780-792 . doi:10.1002/joc.3724
- Safari, B., Gasore, J. 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. doi:10.1016/j.renene.2010.04.032
- Viegas, M., Iglesias, G. 2013. Wave and offshore wind potential for the island of Tenerife, *Energy Conversion and Management*, 76, 738-745. doi:10.1016/j.enconman.2013.08.020
- Watts, D., Jara, D. 2011. Statistical analysis of wind energy in Chile, *Renewable Energy*, 36(5): 1603-1613. doi:10.1016/j.renene.2010.10.005
- Yaniktepe, B., Koroglu, T., Savrun, M. 2013. Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Osmaniye, Turkey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21: 703-711. doi:10.1016/j.rser.2013.01.005