

## ESTUDIO PRELIMINAR DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN SAN JULIÁN EN REFERENCIA A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Federico Otero<sup>1</sup>, Bibiana Cerne<sup>2</sup> y Claudia Campetella<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup>Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Ciencias Ambientales CONICET <sup>2</sup>Centro de Investigaciones del Mar y la Atmosfera CIMA – CONICET - UBA

Departamento de Ciencias de la Atmósfera y los Océanos, FCEyN, UBA Instituto Franco-Argentino sobre Estudios de Clima y sus Impactos UMI IFAECI 3351-CNRS-CONICET-UBA

<sup>3</sup>Servicio Meteorológico Nacional. Buenos Aires - Argentina

(Manuscrito recibido el 22 de febrero de 2016, en su versión final el 25 de agosto de 2016)

### RESUMEN

En el presente trabajo se realizó una descripción preliminar de las características de la velocidad del viento medido a 10 m en la estación meteorológica San Julián Aero, provincia de Santa Cruz, Argentina. El análisis se llevó a cabo con el fin de evaluar los cambios en el potencial eólico en la región. Se llevó a cabo un exhaustivo proceso de control de calidad de la serie de datos donde se encontraron períodos de mal funcionamiento y cambios del instrumental, haciendo que la serie no resulte homogénea. Se describió el ciclo diario y anual de cada período, como así también sus distribuciones y los valores extremos asociados a las velocidades características de los aerogeneradores. Por otro lado, para explorar si la variabilidad del viento medido a 10 m es representativa de la variabilidad del viento a la altura del rotor, se estudiaron los datos de velocidad a 40 m, 50 m y 60 m medidos en una torre cercana a la estación meteorológica de superficie. Se aplicaron distintos métodos de “Medir-Correlacionar-Predecir” (MCP) para conocer el grado de correlación direccional entre los datos de la torre y los de superficie obteniendo valores significativos en todos los casos. Esto indicaría que se podrían asumir las variabilidades de la velocidad media diaria del viento a 10 m como representativas para estimar las variaciones del viento a la altura requerida para generar energía eólica. Los resultados obtenidos manifiestan la dificultad de hacer cualquier estudio de variabilidad del viento y/o estudio de valores extremos con series cortas que son sensibles a la longitud del registro, al tipo y calidad del instrumental y además a los cambios de ubicación y altura del instrumental y a los obstáculos cercanos.

*Palabras clave: viento, variabilidad del viento, control de calidad de viento*

### PRELIMINARY WIND SPEED STUDY IN SAN JULIAN IN REFERENCE TO WIND POWER GENERATION

#### ABSTRACT

In this paper, a preliminary description of the characteristics of wind speed at 10 m in the meteorological station San Julián Aero, Santa Cruz, Argentina was performed. The analysis was conducted in order to assess the wind power generation capacity in

the region. A comprehensive quality control process of the wind data series was carried out where it was found periods of malfunction and instrumental changes, so that the series resulted not homogeneous. Daily and annual cycle of each period, as well as their distributions and extreme values associated with the characteristics speed of the wind turbines were described. On the other hand, to explore whether the variability of the wind at 10 m is representative of the variability of wind speed at the height of the rotor, wind speed data at 40 m, 50 m and 60 m measured at a nearby tower the surface station were studied. Different MCP (measure-correlate-predict) methods were applied to determine the degree of directional correlation between the data in the tower vs surface data obtaining significant values in all cases, suggesting that it could be taken the daily mean wind speed at 10 m as representative to estimate the variability of the wind at the required height to generate wind power. The results show the difficulty of making any study of wind variability and/or extreme values with short series because they are sensitive to the record length, type and quality of the instruments and also to changes in location and height of the measuring instrumental and nearby obstacles.

*Keywords: wind, wind variability, wind quality control*

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en las que se aprovecha la energía cinética del viento convirtiéndola en energía eléctrica, térmica o mecánica. El aprovechamiento de este tipo de energía ha tenido un crecimiento exponencial en las últimas décadas debido principalmente al avance tecnológico en el diseño de los aerogeneradores y al cambio en las políticas económicas y ambientales (Waimann, 2011). El uso de esta fuente de energía presenta tanto ventajas como desventajas. Dentro de las primeras, se puede mencionar que el recurso es inagotable y poco contaminante. Dentro de las segundas, hay que destacar que las zonas más propicias se encuentran dispersas y que el viento es una variable, intermitente y difícil de pronosticar localmente. Es necesario investigar, tanto en el campo tecnológico como en el estudio de la variable viento, cuáles son las regiones óptimas para la explotación del recurso. Esto requiere contar con mediciones de viento prolongadas a la altura de los rotores para conocer no sólo su valor medio y su rango de variación, sino también su variabilidad en distintas escalas espacio-temporales.

En Argentina la energía eólica aún se encuentra en la etapa inicial, tanto de conocimiento como de aprovechamiento del recurso, siendo esto evidente por la diferencia que existe entre el potencial eólico a lo largo del territorio y su aprovechamiento (Barros y otros, 1997). Los primeros estudios relacionados al conocimiento meteorológico del recurso eólico en Argentina datan de la década del '80 (Brizuela 1982; Barros 1983, 1986; Brizuela y Aiello 1988). En 1983 Barros desarrolló el primer atlas eólico del país y más tarde, Barros y otros (1997) realizaron el primer estudio de potencial eólico de Argentina. Posteriormente, el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) realizó un nuevo atlas regionalizado utilizando un modelo de conservación de masa que incluye la rugosidad del suelo y modela el perfil del viento (Mattio y Tilca, 2009). Palese y otros (2009) también realizaron un mapa eólico regionalizado circunscripto a la zona centro-este de la provincia de Neuquén. Dentro de los escasos estudios sobre el viento medido a la altura de los rotores, se pueden mencionar a Labraga (1994), quien hizo un estudio exhaustivo con la información medida en torres a la altura de los rotores para Pampa de Castillo, distante unos 40 km de Comodoro Rivadavia, y a De Bortoli y otros (2002) quienes hicieron un análisis probabilístico de la velocidad

horaria del viento.

Hoy día existen pocos estudios en Argentina que aborden el aspecto de la variabilidad del viento a partir de series temporales extensas, y los atlas de viento muestran posibles regiones apropiadas para la instalación de granjas eólicas en términos de viento medio, pero no hacen referencia a sus variabilidades. Se pueden mencionar el estudio que Palese y Lassig (2012) realizaron sobre la variabilidad interanual de la velocidad del viento en la provincia de Neuquén, y el de Oliva y otros (2007) quienes muestran una primera aproximación de la variabilidad mensual del viento en Rio Gallegos. Es decir, se desconoce el rango de variabilidad en la velocidad del viento en el resto del país. Por otro lado, la velocidad del viento observado (de aquí en más velocidad del viento) a 10 m es una variable que se mide con mucho error. Según la Guía Nro. 8 de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) (2012), la velocidad horizontal del viento a 10 m debería medirse con una exactitud de  $0,5\text{ms}^{-1}$  en velocidades inferiores a  $5\text{ms}^{-1}$  y con una exactitud mejor al 10% para velocidades mayores. La dirección requiere como mínimo una precisión de  $5^\circ$ , valores fácilmente alcanzables con el instrumental moderno. Pero aun con este instrumental más eficaz, el cambio en la ubicación del anemómetro, la interacción del flujo con el entorno y el mal funcionamiento del instrumento, permanecen produciendo errores sistemáticos en las mediciones y alteraciones en las series de datos. Se requiere de un estudio riguroso para analizar la calidad del viento medido a 10 m a través de los años para poder utilizarlo como indicador de las variabilidades del viento a nivel de las aspas. Natalini y Natalini (2013) en su estudio sobre velocidades extremas del viento en Argentina, hacen referencia a la incertidumbre en el proceso de medición del viento concluyendo que la misma dificulta la determinación del valor de la “velocidad básica de diseño”, fundamental para los cálculos estructurales.

El objetivo principal del presente trabajo es realizar una descripción preliminar de las

características de la velocidad del viento a 10 m de altura en la estación San Julián Aero (provincia de Santa Cruz). Además, explorar si existe alguna relación entre los promedios diarios de los datos medidos en dicha estación de superficie y los promedios diarios de los datos obtenidos de una torre de medición de viento a 40 m, 50 m y 60 m de altura ubicada en las cercanías de la estación. El objetivo secundario es realizar un control de calidad exhaustivo de la información registrada por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) en la estación.

## 2. DATOS Y METODOLOGÍAS

### 2.1. Información utilizada

Se trabajó con la serie de datos horarios de velocidad y dirección del viento a 10 m de la estación meteorológica San Julián Aero ( $49^\circ 19'S$ ;  $67^\circ 50'O$ , 2 msnm) perteneciente al SMN. La estación comenzó a realizar observaciones horarias a partir de enero de 1991, lo cual restringe la longitud de la serie desde el 1ro de enero de 1991 hasta el 30 de julio de 2010. A partir de la información de anemometría (procedimientos y sistemas de medición de la dirección y velocidad del viento, según Glosario de Meteorología de OMM) disponible para el período 1991-2010, se encontró que la estación realizó varios cambios de instrumental para registrar dicha variable. Desde mayo de 1991 hasta junio de 2005 se utilizaron distintos modelos de anemógrafos marca BENDIX (sin información disponible de las características técnicas) y a partir de ese momento se comenzó a utilizar un anemómetro sónico marca SIAP, cuyo rango de medición es de  $0\text{ms}^{-1}$  a  $75\text{ms}^{-1}$  con una exactitud del 97% para velocidades menores a  $35\text{ms}^{-1}$ .

Para contrastarla calidad de la información se utilizaron las componentes meridional y zonal del viento a 10 m de la base de datos del NCEP-DOE Reanalysis 2 (R2), disponible en forma gratuita en la página de NOAA (<http://www.cpc.noaa.gov/products/wesley/reanalysis2/>) (Kanamitsu y otros,

2002). Dicha información tiene una resolución de  $2,5^\circ$  de latitud por  $2,5^\circ$  de longitud y datos cada 6 horas (0, 6, 12 y 18 UTC). Se eligieron los puntos de retícula más cercanos al lugar de estudio para su comparación; uno sobre tierra ( $48^\circ 30'S; 67^\circ 30'O$ ) y otro sobre el océano ( $50^\circ 30'S; 67^\circ 30'O$ ).

Además se utilizaron los datos de velocidad y dirección del viento medidos por sensores ubicados en una torre localizada en San Julián ( $49^\circ 18'S$  y  $67^\circ 50' O$  a 67 msnm) ubicada a 20 km al norte de la estación meteorológica del SMN. Los datos proporcionados se encuentran separados en dos períodos, el primero de ellos desde el 28 de noviembre de 2008 hasta el 12 de marzo de 2009 (período A) y el segundo desde el 1ro de junio de 2009 al 30 de julio de 2010 (período B). Dicha estación es un conjunto NRG-NowXD (60 m) con Data Logger Symphonie de 6 sensores anemométricos calibrados NRG Max#40C ubicados a 60, 50 y 40 m de altura y 2 medidores de dirección NRG#200P, por lo tanto hay 2 canales de información de velocidad del viento por cada nivel. La velocidad mínima que registra el sensor es de  $1 \text{ ms}^{-1}$  y, si bien la velocidad máxima que puede registrar el sensor es de  $70 \text{ ms}^{-1}$ , suelen evidenciar mayores errores de medición a partir de velocidades superiores a  $50 \text{ ms}^{-1}$ . La frecuencia de muestreo del sensor es de 1 dato por segundo. Estos valores son promediados cada 10 minutos para obtener la serie final de 6 datos por hora (Oliva 2014, comunicación personal). El control operativo de la funcionalidad de la torre fue realizada por el Área de Energías Alternativas de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral. Oliva y otros (2009), en su estudio sobre el diseño de un parque eólico piloto proyectado en San Julián, explicitan con detalle las características técnicas, el montaje y el procesamiento de la información de esta estación.

## 2.2. Metodología de análisis de calidad de la información

### 2.2.1. Viento a 10 m

La información del viento a 10 m se trabajó en hora oficial argentina (HOA) y se convirtió el sistema de unidades en que se registra la información de velocidad del viento, de nudos a  $\text{ms}^{-1}$ . Se detectaron y marcaron los datos horarios faltantes, incluyendo en esta categoría a aquellos datos con información errónea por no contener dirección y/o velocidad del viento. A continuación se aplicó un control de valores sospechosos y fuera de rango, lo cual es extremadamente dificultoso de decidir en el caso del viento debido a su gran variabilidad. El criterio utilizado para su detección es el propuesto por la Agencia Ambiental de Canadá (Environment Canada) en 2004 (Wan y otros 2010) y consiste en detectar si existen valores tales que el módulo de la velocidad sea mayor que  $36 \text{ ms}^{-1}$ , que la diferencia entre las velocidades de la hora previa y la hora posterior sean mayores a  $7,7 \text{ ms}^{-1}$  o bien que el viento horario máximo sea mayor que el valor de la ráfaga extrema diaria. Dado que no existe información disponible sobre ráfagas en la estación, no se aplicó esa parte del criterio. Debemos mencionar que estos criterios se utilizaron para la región de Canadá y que debería realizarse un estudio profundo en la región para establecer y rectificar/ratificar el valor umbral para la región de estudio y constatando los valores de viento de estaciones cercanas. Por otro lado, este valor está dentro del rango de  $27 \text{ ms}^{-1}$  y  $42 \text{ ms}^{-1}$  mencionado por Lassig y otros (2011) en su estudio sobre vientos extremos en la provincia de Neuquén y es inferior al valor de la ráfaga más intensa en la región ( $58 \text{ ms}^{-1}$ , Reglamento CIRSOC 102, 2001). Con respecto a la dirección, se controló que la misma se encuentre comprendida entre  $1^\circ$  y  $360^\circ$ .

Los datos de R2 son valores en una retícula regular a intervalos discretos de tiempo con consistencia física por lo que eliminan algunos de los problemas asociados a las características específicas de la estación de superficie (Watson, 2014). Una primera aproximación para explorar la calidad de los datos consistió en la comparación de los valores de velocidad media anual del SMN con los valores medios anuales informados por la base de dato R2. Se trabajó con

las anomalías de velocidad del viento respecto a la media del período (1991-2010).

A partir de la información de la Anemometría se detectaron los períodos en los cuales los instrumentos no tuvieron un adecuado funcionamiento y períodos en donde se realizaron cambios de instrumental. Durante estos períodos no se llevaron a cabo mediciones simultáneas entre el instrumental a reemplazar y el nuevo que permitieran determinar un coeficiente de ajuste. Por lo tanto, para comprobar si existe un impacto en la serie de datos debido a los cambios de instrumental, se aplicaron distintos tipos de tests para determinar si los registros de velocidad del viento podrían considerarse como una única serie o no. En primer lugar se utilizó el test de Kolmogorov-Smirnov (Lilliefors, 1967) para conocer si alguno de los períodos tiene distribución normal. A continuación se aplicó el test de Levene, (Levene, 1960) para estudiar la homogeneidad de varianzas, que es robusto bajo no normalidad y finalmente la prueba de Mann-Whitney (Mann y Whitney, 1947) que es una prueba no paramétrica para comparar la mediana de dos muestras y determinar si la distribución de partida de los grupos es la misma. Todos los tests se realizaron con una significancia del 95 %.

### 2.2.2. Viento en la torre

Se controlaron los datos faltantes, fuera de rango y erróneos teniendo en cuenta los límites ya especificados del sensor. A continuación, acorde a lo establecido en la Sección 4.1 de las Normas Argentinas Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores (Mattio y Tilca, 2009), se realizó un análisis de consistencia de datos medidos en la torre en cada nivel; canales 1 y 2 a 60 m, canales 3 y 4 a 50 m y canales 5 y 6 a 40 m para evaluar el efecto sombra de la torre anemométrica sobre los instrumentos. Dicho análisis consiste en graficar las diferencias en las velocidades de los anemómetros ubicados en un mismo nivel como función de la dirección en

cada tiempo para así determinar qué instrumento está perturbado por la estela del otro y de la torre y, de este modo, no considerar dicha medición. En los demás casos se considera al valor de la velocidad del viento como el promedio de ambas mediciones de los respectivos canales por nivel. Una vez filtrado el efecto de sombra y, a fin de que las mediciones en la torre sean análogas a las mediciones realizadas a 10 m, se confeccionó una nueva serie de datos horarios considerando únicamente el valor de los últimos 10 minutos de cada hora acorde a lo descrito en el párrafo anterior.

### 2.2.3. Distribución de Velocidades

La distribución de Weibull es una función de dos parámetros comúnmente utilizada para ajustarse a la distribución de frecuencias de la velocidad del viento (Justus y otros 1976). Se trata de una distribución de dos parámetros; un parámetro de escala y un parámetro o factor de distribución de forma. Se utilizó el método de máxima verosimilitud para la estimación de los parámetros de Weibull siguiendo a Seguro y Lambert (2000) quienes postulan que es el método más preciso y robusto. La función de distribución de Weibull está representada por la ecuación 1.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Donde  $c$  es el parámetro de escala de Weibull, con unidades iguales a las unidades de velocidad del viento,  $k$  es el parámetro de forma (adimensional), y  $v$  es la velocidad del viento.

Se aplicó el test chi cuadrado modificado para la distribución de Weibull (Voinovab y otros 2012) junto a gráficos de probabilidad de distribución para conocer si las distribuciones de velocidad se ajustan a dicha distribución.

### 2.2.4. Variabilidad del viento a 10 m y su relación con el viento en la torre

Para describir la variabilidad del viento se calcularon los valores medios diarios, mensuales

y anuales, sin considerar las calmas. El no considerarlas, si bien genera una sobreestimación del valor medio, los autores consideran que su estudio en forma independiente aporta información valiosa por representar uno de los valores extremos de la variable viento cuyo conocimiento es muy importante en la generación de energía eólica. El estudio de calmas se llevó a cabo describiendo su ciclo diario, mensual e interanual en términos de frecuencias relativas a la cantidad de información.

Para indagar el comportamiento de los valores de viento más intensos, se calculó la frecuencia relativa de los registros que exceden un umbral determinado. Dicho umbral se eligió siguiendo la metodología propuesta por Earl y otros (2013). La misma consiste en estimar la velocidad del viento medido a 10 m tal que ajustado a nivel del rotor se corresponda con el valor para el cual alcanza su máxima potencia o velocidad nominal. Además se consideró un segundo umbral asociado al valor de corte, que representa la estimación del viento a 10 m tal que ajustado a nivel del rotor sea igual al valor a partir del cual las palas se ubican en posición bandera, permitiendo que el aire fluya y se proteja su integridad estructural. Como ejemplo se utiliza la curva de potencia de un aerogenerador IMPSA IWP 70, con aspas a 72 m de altura (Waimann, 2011), cuya velocidad nominal es  $13 \text{ ms}^{-1}$  y velocidad de corte de  $25 \text{ ms}^{-1}$ .

En este caso la extrapolación del viento desde 72 m a 10 m se realizó utilizando la ecuación del perfil logarítmico para condiciones de atmósfera con estratificación neutral (Stull, 1988), ec. (2)

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (2)$$

Donde  $v_1$  es la velocidad del viento a la altura  $h_1$ ,  $v_2$  es la velocidad del viento en altura  $h_2$  y  $z_0$  es la longitud de rugosidad considerando un valor de 0,03 m (asociado a tierra agrícola abierto sin vallas y setos; tal vez algunos edificios distantes y colinas muy suaves correspondiente a un

obstáculo de entre 0,25 y 1 m según Oke (1987)). En este trabajo se estima la velocidad del viento medio mensual a partir de la ecuación (2), por lo tanto la aproximación de atmósfera con condición de estratificación neutral es una aproximación válida en primera instancia (Gualtieri y Secci, 2014).

Para conocer si es posible extrapolar el comportamiento del viento medido a 10 m con el registrado a nivel de la torre (equivalente al nivel del rotor), se aplicaron distintos métodos de correlación a las velocidades medias diarias de la torre y a 10 m en los períodos coincidentes (28/11/08–25/01/09 y 01/03/10–30/07/10) incluyendo las calmas. Los algoritmos de Medir-Correlacionar-Predecir (MCP) se utilizan para predecir el recurso en el desarrollo de la energía eólica (Rogers y otros, 2005 y las referencias allí citadas). Los métodos MCP modelan la relación entre los datos de viento (velocidad y dirección) medidos en el lugar de destino (datos de torre), por lo general durante un período de hasta un año, y datos simultáneos en un sitio de referencia cercana (datos SMN). El modelo utiliza los datos a largo plazo del sitio de referencia para predecir las distribuciones de velocidad y dirección del viento a largo plazo en el sitio de destino. El objetivo del método de MCP es obtener una caracterización de las distribuciones de la velocidad del viento como una función de la dirección en el sitio de destino con el fin de determinar la producción de energía anual de un parque eólico situado en dicho sitio. Si bien no es el objetivo de este trabajo determinar la producción de energía, esta metodología resulta de gran utilidad para evaluar las correlaciones entre la información de la torre y la del SMN, ya que admite estudiarlas en forma direccional. De esta forma se obtiene información adicional que permite conocer si existe o no una dirección preferencial en la cual la extrapolación del comportamiento es más o menos válida. Se aplicó MCP considerando 16 sectores de  $22.5^\circ$  cada uno.

Los métodos MCP aplicados en este trabajo son;

- I El método Lineal por Cuadrados Mínimos, que es un método basado en una aplicación directa del procedimiento lineal de cuadrados mínimos como una relación de la forma  $y = mx + b$ .
- II El método de Cuadrados Mínimos Total, también conocido como mínimos cuadrados ortogonales, es un método de correlación que minimiza la distancia ortogonal a la línea de mejor ajuste. El ajuste de la curva lineal resultante se describe con una pendiente y el valor de interceptación, es decir, como una relación de la forma  $y = mx + b$ .
- III El método de Relación de Varianza, es un simple y robusto algoritmo de MCP propuesto por Rogers et al. (2005) en el cual se utiliza un modelo lineal de la forma  $\tilde{y} = mx + b$  y fija los dos parámetros de ese modelo lineal, de modo que la varianza de las velocidades del viento previstas para la torre  $\sigma^2(\tilde{y})$  sea igual a la varianza de las velocidades del viento observadas  $\sigma^2(y)$  siguiendo la relación  $\tilde{y} = \left(\mu_y - \left(\frac{\sigma_y}{\sigma_x}\right)\mu_x\right) + \left(\frac{\sigma_y}{\sigma_x}\right)x$  (donde  $\mu_x$ ,  $\mu_y$ ,  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  son las medias y los desvíos estándar de ambos set de datos (torre y SMN)).
- IV El método Weibull Fit que es un algoritmo MCP propuesto por van Lieshout (2010) donde se utiliza un modelo de ley de potencia de la forma  $\tilde{y} = ax^b$  donde  $x$  denota velocidades del viento observada en el lugar referencia y  $\tilde{y}$  denota la velocidad del viento en el sitio objetivo. El exponente es igual a la relación de los factores de forma de Weibull.

Los cálculos se realizaron con la versión gratuita del programa Windographer (<http://www.windographer.com>). Dado que solamente se dispone de un año de mediciones en la torre en períodos separados, no fue posible aplicar una metodología de filtrado más robusta y se utilizó la velocidad media diaria y no la horaria para eliminar las fluctuaciones debido a procesos de pequeña escala.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. Control de calidad de la información

El análisis de la información de viento a 10 m registrada por el SMN correspondiente al total de los datos (1991-2010) mostró un total de 1935 datos horarios faltantes, que representan un 1,1 % del total. Cabe mencionar que en su mayoría los datos faltantes corresponden al año 1991, el cual presenta casi un 10 % de faltantes para este año. La cantidad de información faltante en el resto de los años (1992-2010) es menor al 1 % y varios años resultaron completos. Un estudio exhaustivo del año de mayores faltantes, 1991, mostró que durante este año no fueron registradas las horas nocturnas 22, 23, 0, 1, 2, 3, 4 y 5 durante los meses de enero, febrero y marzo. A partir de este resultado se decide eliminar el año 1991 de la serie de datos, quedando la nueva serie con un total de 165101 datos correspondientes al período 1992-2010.

El control de datos fuera de rango para la velocidad del viento ( $|v| > 36 \text{ ms}^{-1}$ ) indicó que sólo 6 valores estaban fuera de rango, de los cuales ninguno de ellos superó los  $38,6 \text{ ms}^{-1}$ . Si se considera que no se realizó ningún estudio para validar dicho límite en la región y que las mediciones superan a lo sumo un 13 % a dicho valor, y teniendo en cuenta que el error aceptado por la Organización Meteorológica Mundial (2012) es de hasta el 10 %, se decide marcarlos pero no eliminarlos. El criterio de la diferencia entre horas consecutivas menores a  $7,7 \text{ ms}^{-1}$  no fue cumplido por el 2 % de los datos, los cuales se eliminaron del presente estudio.

También se realizó el análisis de consistencia de los datos de velocidad medidos en la torre. Se evaluaron las diferencias entre los diferentes canales de los sensores ubicados en la torre. El valor medio de las mismas en el nivel de 40 m mostró un valor de  $4,42 \text{ ms}^{-1}$ , mientras que el de los dos niveles restantes (50 m y 60 m) resultó ser menor a  $5 \times 10^{-2} \text{ ms}^{-1}$ . Esto reveló una discrepancia entre los valores de los 2 canales del nivel de 40 m. Para determinar cuál de los dos canales es el que no funciona adecuadamente, se los comparó con el viento en los niveles más altos, descartándose así el canal 2. No se encontraron valores fuera de rango y/o sospechosos en esta

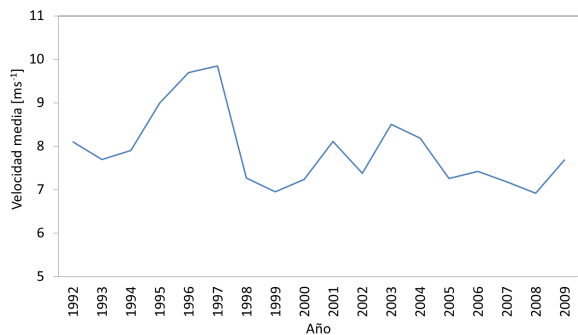


Figura 1: Velocidad media anual de viento a 10 m.

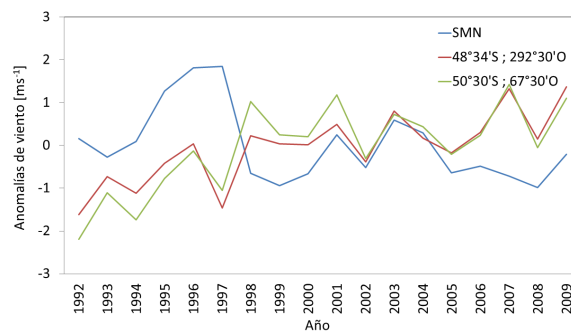


Figura 2: Anomalías anuales de velocidad del viento para San Julián Aero (línea azul) y dos puntos de la base de datos de R2 (línea roja punto sobre tierra y línea verde punto sobre el mar).

serie en el resto de los canales.

Con el fin de explorar el comportamiento de la información a través de los años se muestra en la figura 1 la velocidad media anual del viento a 10 m. Allí puede observarse un notorio aumento entre 1993 y 1997 ( $2 \text{ ms}^{-1}$  aproximadamente) y luego una fuerte disminución entre 1997 y 1998 de casi  $3 \text{ ms}^{-1}$ , momento a partir del cual oscila entre  $7 \text{ ms}^{-1}$  y  $8,5 \text{ ms}^{-1}$ . Este comportamiento induce a sospechar de la calidad de la información en este período, en el que las velocidades medias se ubican muy por encima del resto de la serie. Para verificar esto, se la comparó con la información brindada por la base de datos de R2. En la figura 2 se puede observar que las anomalías de los dos puntos (sobre tierra y sobre océano) de la base de datos de R2 presentan un comportamiento equivalente pero, al comparar los con las anomalías de la estación meteorológica, se observa una notoria discrepancia en el período 1992-1997, donde las anomalías son fuertemente positivas en la estación de superficie mientras que son negativas en los datos R2. A partir de ese momento las tres series progresan en forma aproximadamente similar excepto en el año 2007 en que los datos presentan una anomalía negativa mientras que en los datos de R2 es positiva. Estos resultados inducen a desconfiar de la calidad de la información del viento a 10 m entre los años 1992 y 1997, razón por la cual se decidió trabajar con la serie a partir de 1998, o sea solamente 13 años.

El próximo control de calidad realizado a la serie de viento a 10 m fue a partir de considerar la anemometría. Esta información indica que el instrumental tuvo un funcionamiento malo o regular entre 1994 y 1998 confirmando así la propuesta de no considerar la serie anterior a 1998. En la tabla I se muestran los períodos separados según el instrumento registrador junto al total de datos de cada período y las fechas eliminadas por mal funcionamiento de los instrumentos del SMN, como así también los períodos y cantidad de información medida en la torre. Con respecto a la información del SMN, resultan 5 períodos según el instrumental y en tres de los cuales hay sub-períodos de mal funcionamiento que fueron eliminados.

Con el fin de conocer si puede tratarse a la serie de velocidad del viento a 10 m como una serie homogénea se aplicaron distintos tipos de test. En primer lugar se verificó mediante un test de Kolmogorov-Smirnov que ninguno de los cinco períodos tiene distribución normal. Se decidió no utilizar los períodos 2 y 5 por tener cortas longitudes y por lo tanto no es posible representar el ciclo anual en forma adecuada. A continuación se compararon las varianzas de los períodos mediante el test de Levene. Se aplicó el test entre los períodos 1, 3 y 4 resultando que las varianzas de estas muestras difieren significativamente entre ellas.



<b>Instrumento</b>	<b>Período</b>	<b>Total de datos</b>	<b>Mal funcionamiento</b>
<b>BENDIX G 1857/R 1224/I 4522</b>	<b>1: 1 abr 1998 - 25 oct 2000</b>	<b>22517</b>	
<b>BENDIX R1696/G S/N /I S/N</b>	<b>2: 1 nov 2000 - 2 may 2001</b>	<b>4363</b>	<b>may-01</b>
<b>BENDIX I 112/R1694/ G 4521</b>	<b>3: 31 may 2001 - jul 2005</b>	<b>34363</b>	<b>22 jul 2003 - 19 ago 2003</b>
			<b>oct-03</b>
<b>SIAP 20503</b>	<b>4: 1 ago 2005 - 25 ene 2009</b>	<b>29399</b>	<b>29 nov 2007 - 16 ene 2008</b>
			<b>26 ene 2009 - 05 feb 2010</b>
<b>SIAP 01571</b>	<b>5: 1 mar 2010 - 30 jul 2010</b>	<b>3611</b>	<b>-</b>

*Tabla I:* Períodos de medición por instrumental, total de datos y períodos de mal funcionamiento.

Se completó el análisis testeando las medianas de dichos períodos mediante el test de Mann-Whitney y resultando ser significativamente distintos los tres períodos, lo cual indica que no se puede considerar la serie del SMN como homogénea y deben tratárselos períodos por separado.

### 3.2. Distribuciones de la velocidad del viento

Es de suma importancia para la industria eólica conocer la distribución de ocurrencia de distintas velocidades de viento, ya que es fundamental para optimizar el diseño de los aerogeneradores. Se calcularon las distribuciones de frecuencias relativas porcentuales de velocidad sin calmas para los distintos períodos tomando  $1 \text{ ms}^{-1}$  como longitud de clase. Se ajustó cada período con una distribución teórica de Weibull (figura 3) y se verificó la bondad de ajuste mediante un test chi cuadrado para distribuciones no normales. Debido a que el test resultó negativo para las muestras horarias, se realizaron gráficos cuantíl-cuantíl con un ajuste teórico de Weibull

para conocer el grado de ajuste de las series (figura 4). Se puede notar que el ajuste resulta mejor para velocidades menores a  $15 \text{ ms}^{-1}$  en el período 1 y menores a  $20 \text{ ms}^{-1}$  en los otros dos períodos. De todos modos, para el fin de este trabajo, el ajuste resulta satisfactorio. En la tabla II se muestran los parámetros de forma (k) y de escala (c) obtenidos del ajuste para los 3 períodos junto a la media, mediana y varianza. Se registra un aumento entre el período 1 y 3 de  $0,7 \text{ ms}^{-1}$ , mientras que entre el 3 y el 4 hay una disminución de  $0,92 \text{ ms}^{-1}$  indicando el cambio en el viento medio. K muestra valores entre 1,79 y 2,12, rango de valores que también fue reportado en la literatura para el Reino Unido (Earl y otros 2013), para Turquía (Celik, 2004), para la costa de Norte América (Pryor, 2010) y algo menores para las estaciones meteorológicas del SMN en la provincia de Neuquén (Lassig y otros, 2011). El valor de este parámetro crece entre los períodos 1 y 4, este cambio se relaciona con un estrechamiento de la función de densidad de Weibull como se aprecia en la figura 3. Dicho estrechamiento se asocia a una disminución en

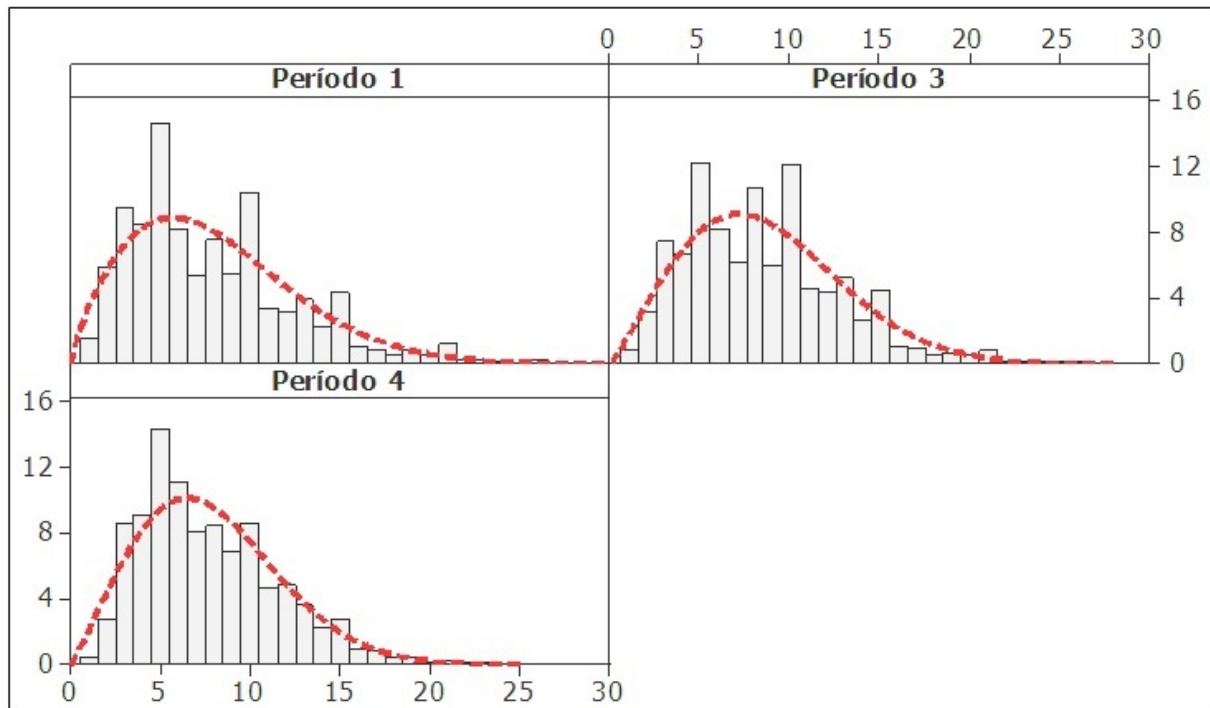


Figura 3: Distribución porcentual de velocidad para cada período (barras), ajustado con una distribución teórica de Weibull (línea punteada roja). Los valores del eje x son en  $\text{ms}^{-1}$ .

la frecuencia de ocurrencia de velocidades bajas, valores menores o iguales a  $3 \text{ ms}^{-1}$  pasan de representar el 10 % en el período 1 al 5,6 % en los períodos 3 y 4, como así también a una disminución de los valores máximos, valores mayores o iguales a  $19 \text{ ms}^{-1}$  representan el 4,1 % en el período 1, 3,1 % en el período 3 y 1,5 % en el período 4, en concordancia con la disminución de la varianza (tabla II).

Earl y otros (2013) postularon que el valor del parámetro de forma sería función del valor medio del viento y de las características locales de la ubicación de la estación. Dado que no se halló documentado un cambio en las características locales de la estación, se asume que el cambio en el valor de  $k$  estaría principalmente asociado a cambios en la velocidad del viento. Estos cambios podrían estar relacionados con la circulación atmosférica, el cambio de instrumental como así también aquellos debidos a la longitud de los registros o bien ser la combinación de todos los efectos.

### 3.3. Variabilidad del viento

Para describir la variación de la velocidad del viento a 10 m se presenta el ciclo diario, mensual y la variación anual del viento, y también se discute el comportamiento de los valores extremos, las calmas y los valores asociados a la velocidad de corte nominal. En primera instancia se calculó el valor medio y la varianza de velocidad para cada período (tabla II). La velocidad media es de  $8 \text{ ms}^{-1}$ ,  $8,6 \text{ ms}^{-1}$  y  $7,8 \text{ ms}^{-1}$  respectivamente para los períodos 1, 3 y 4. Se observa una disminución de las varianzas entre el primer y cuarto período de un 31,6 % (de  $22,17 \text{ m}^2\text{s}^{-2}$  a  $15,17 \text{ m}^2\text{s}^{-2}$ ).

El viento medio presenta un ciclo diurno bien marcado. A nivel diario, los tres períodos tienen un comportamiento semejante, donde los valores máximos se observan a la hora de mayor calentamiento entre las 13 hs y las 18 hs, mientras que los mínimos ocurren durante la noche, entre las 23 hs y las 8 hs (figura 5). El ciclo anual resultó variable para cada período (figura

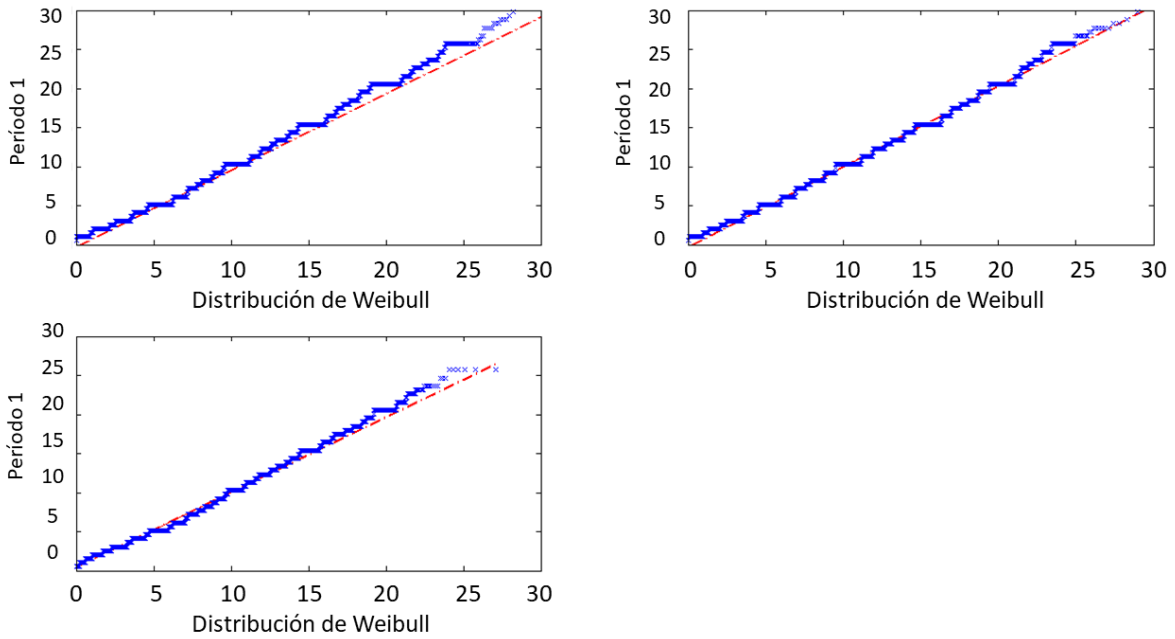


Figura 4: . Gráfico cuantíl-cuantíl para cada período (puntos azules), ajustado con una distribución teórica de Weibull (línea punteada roja). Los valores son en  $ms^{-1}$ .

<b>Período</b>	<b>parámetro de escala (c) [<math>ms^{-1}</math>]</b>	<b>parámetro de forma (k)</b>	<b>Mediana [<math>ms^{-1}</math>]</b>	<b>Media [<math>ms^{-1}</math>]</b>	<b>Varianza [<math>m^2s^{-2}</math>]</b>
<b>1</b>	<b>9,00</b>	<b>1,79</b>	<b>7,20</b>	<b>7,98</b>	<b>22,17</b>
<b>3</b>	<b>9,70</b>	<b>2,10</b>	<b>8,23</b>	<b>8,58</b>	<b>18,72</b>
<b>4</b>	<b>8,79</b>	<b>2,12</b>	<b>7,20</b>	<b>7,76</b>	<b>15,17</b>

Tabla II: Parámetro de escala (c), de forma (k), Mediana, media y varianza de los períodos en consideración del viento a 10 m.

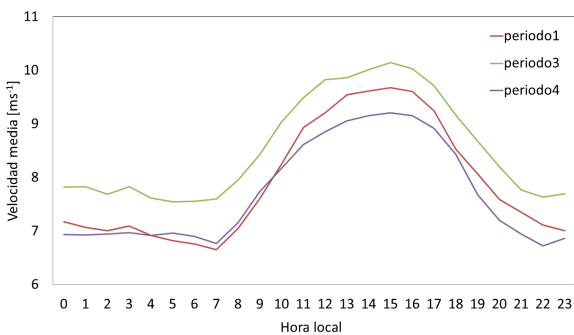


Figura 5: Ciclo diario de velocidad de cada período.

6). Como características generales, se observan las mayores velocidades en verano, con máximos relativos en julio para los períodos 1 y 3. Además, un cambio en la época de ocurrencia de los valores mínimos entre marzo y junio en el período 1 que luego se traslada a los meses de julio a septiembre durante el periodo 4.

Para la generación de energía es de suma importancia determinar si existen períodos de velocidades débiles o calmas. Debido a que las aspas de los molinos se encuentran ubicadas a 72 m de altura para el IMPSA IWP 70, no podemos

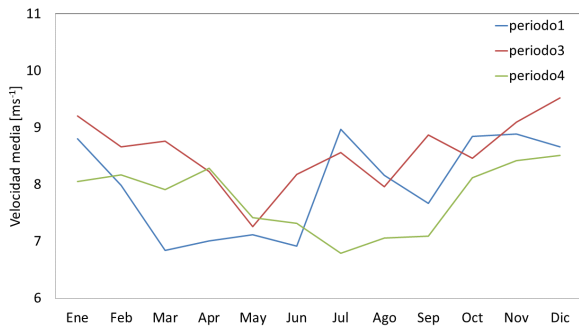


Figura 6: Ciclo anual de velocidad de cada período.

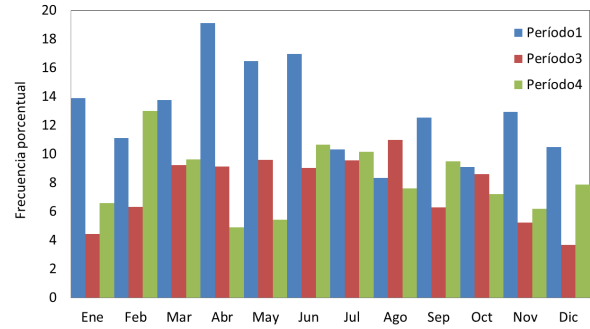


Figura 8: Ciclo anual de calmas porcentuales relativas a la cantidad de datos por mes de cada período.

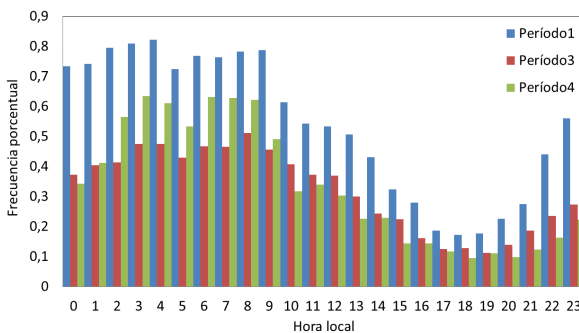


Figura 7: Ciclo diario de calmas porcentuales relativas a la cantidad de datos de cada hora de cada período.

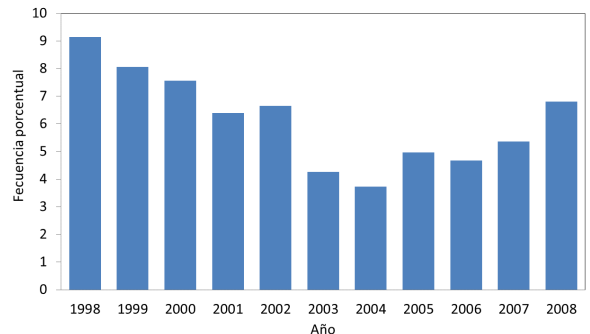


Figura 9: Porcentaje anual de calmas.

asegurar que vientos menores a  $0,5 \text{ ms}^{-1}$  a 10 m sean también menores a  $0,5 \text{ ms}^{-1}$  a 72 m, pero podríamos asumir que serán débiles. Se encontraron 8238 datos de calma (9,2%) en los 3 períodos analizados. El ciclo diurno de calmas, para los períodos 1, 3 y 4 se muestra en la figura 7 (frecuencias relativas a la cantidad de datos horarios mensuales de cada período). Allí se puede observar que la menor cantidad de calmas se presentan en las horas diurnas (frecuencias menores al 0,2% entre las 14 y las 17 hs) alcanzando las máximas frecuencias entre las 23 hs y las 6 hs, siendo más frecuentes en el período 1 y menos en el período 3. El ciclo anual se muestra en la figura 8, en ella se observa que durante el período 1 las mayores frecuencias ocurren durante el otoño (entre 15% y 20% aproximadamente), mientras que en el período 4 ese es el momento de menores frecuencias (entre 5% y 9%) y el período 3 presenta

un comportamiento intermedio, con frecuencias entre el 4% y 11% durante todo el año. Finalmente se estudió la variabilidad interanual, en la figura 9 donde se puede apreciar que la frecuencia de calmas disminuyó su ocurrencia entre 1998 y 2004 un 5% aproximadamente, año a partir del cual se observa un incremento progresivo llegando a 7% en 2008. Este último comportamiento no es el esperable debido al cambio de instrumental, ya que según Chiodi y Ricciardelli (2014) el porcentaje de ocurrencia de calmas disminuye con la utilización de anemómetros sónicos.

Para explicar el comportamiento de los vientos más fuertes se los catalogó por umbrales relacionados con la potencia que produce el aerogenerador utilizado como ejemplo en el presente trabajo. Dichos umbrales en el nivel de 72 m para el aerogenerador de ejemplo son: el valor nominal de  $13 \text{ ms}^{-1}$  y el valor de

corte de  $25 \text{ ms}^{-1}$ , los mismos se corresponden con velocidades de  $10 \text{ ms}^{-1}$  y  $19 \text{ ms}^{-1}$  a  $10 \text{ m}$  estimados a partir del perfil logarítmico. En la tabla III se muestran las frecuencias acumuladas de ocurrencia de velocidades mayores o iguales a la nominal y a la de corte calculadas a partir de toda la información, o sea con calmas incluidas. Con respecto a la velocidad nominal, se observa un gran aumento de frecuencias entre el período 1 y el período 3 (de  $20,4\%$  al  $33\%$ ) que luego vuelve a disminuir alcanzando el  $25,3\%$ . Esto concuerda con el aumento de la velocidad media del período 3 ya mencionada. Sin embargo, los valores de velocidad mayores a  $19 \text{ ms}^{-1}$ , si bien son poco frecuentes, disminuyen notoriamente su ocurrencia con el tiempo. En la figura 10a se muestra la frecuencia mensual de vientos mayores a  $10 \text{ ms}^{-1}$ . En los tres períodos se observan las máximas en verano, pero el período 1 registra la máxima absoluta en el mes de julio. Las mínimas frecuencias ocurren entre marzo y junio para el período 1, en mayo para el período 3 y entre julio y septiembre para el período 4. En la velocidad de corte (figura 10b) se observa en el período 1 una relación similar a las frecuencias de viento de la velocidad nominal, con máximos en julio, octubre y noviembre y mínimo en marzo. Por su parte, los períodos 3 y 4 muestran máximas relativas en otoño y primavera y mínimas en invierno y si bien siempre son poco frecuentes, es apreciable la disminución de eventos en el período 4. La evolución diurna de estos valores de velocidad no presenta diferencias en las horas de ocurrencia entre los períodos, donde las máximas frecuencias se observan entre las 13 hs y las 18 hs (resultados no mostrados).

Se debe tener cautela al analizar los resultados obtenidos. Watson (2014) sugiere que las conclusiones sobre la disminución del viento a nivel global, producidas a partir de observaciones, deben ser consideradas con precaución debido a la poca confiabilidad de la calidad y a las inhomogeneidades de la información medida. Además, las conclusiones elaboradas a partir de bases de datos analizados muestran resultados conflictivos con las observaciones y entre ellas en

algunas regiones. Aceptando en primera instancia la confiabilidad de los datos de velocidad de viento a  $10 \text{ m}$  del SMN, con el tratamiento propuesto, los resultados hallados indicarían que existe en el último período una disminución en la frecuencia de vientos mayores a  $10 \text{ ms}^{-1}$  (de  $33,2\%$  al  $20,4\%$  de las horas), lo cual impactaría en una menor producción de energía, mientras que la disminución en las frecuencias de vientos mayores a  $19 \text{ ms}^{-1}$  produciría el efecto contrario. Con respecto a las horas en que el aerogenerador trabaja pero no a su máxima potencia (entre  $3 \text{ ms}^{-1}$  y  $10 \text{ ms}^{-1}$ ) se observa en la tabla III que aumentó su ocurrencia un  $1,8\%$ .

### 3.4. Descripción y análisis de la velocidad del viento en la torre

En la figura 11 se muestra la diferencia de las velocidades en función de la dirección sólo para el nivel de  $60 \text{ m}$  y el período B. Claramente se observa el efecto de distorsión del fluido por la torre ubicado alrededor de los  $50^\circ$  y los  $150^\circ$ , dicho efecto se filtró al no considerar el anemómetro ubicado a sotavento en estos casos. Esta técnica se aplicó para reconstruir la serie de velocidad de viento en  $60 \text{ m}$  y  $50 \text{ m}$  en ambos períodos, mas no en el nivel de  $40 \text{ m}$  por el mal funcionamiento de uno de sus canales. Se decidió no eliminar, en primera aproximación, a dicho nivel a pesar de estar perturbado para describir la estructura vertical de la velocidad del viento en forma aproximada.

A continuación, se calculó la velocidad media del viento horario y el desvío estándar para ambos períodos analizados de la torre. En la tabla IV se observa que el viento medio aumenta con la altura pasando de  $8,3 \text{ ms}^{-1}$  en  $40 \text{ m}$  a  $8,7 \text{ ms}^{-1}$  en  $60 \text{ m}$  para el primer período y de  $8,7 \text{ ms}^{-1}$  a  $9,2 \text{ ms}^{-1}$  en el segundo período. Se debe tener en cuenta que los períodos difieren en la cantidad de información y en la época del año lo que daría lugar a la diferencia en las velocidades medias entre ambos. Es notoria la gran dispersión de los valores horarios como puede notarse en los valores del desvío estándar que son del mismo orden que el de la velocidad media, indicando

Periodo	$\geq 3 \text{ ms}^{-1}$ y $< 10 \text{ ms}^{-1}$	$\geq 10 \text{ ms}^{-1}$ y $< 19 \text{ ms}^{-1}$	$\geq 19 \text{ ms}^{-1}$
<b>1</b>	55,5	20,4	2,5
<b>3</b>	50,4	33,2	1,6
<b>4</b>	57,3	25,3	0,07

Tabla III: Porcentaje total de horas entre umbrales para los tres periodos de viento a 10 m.

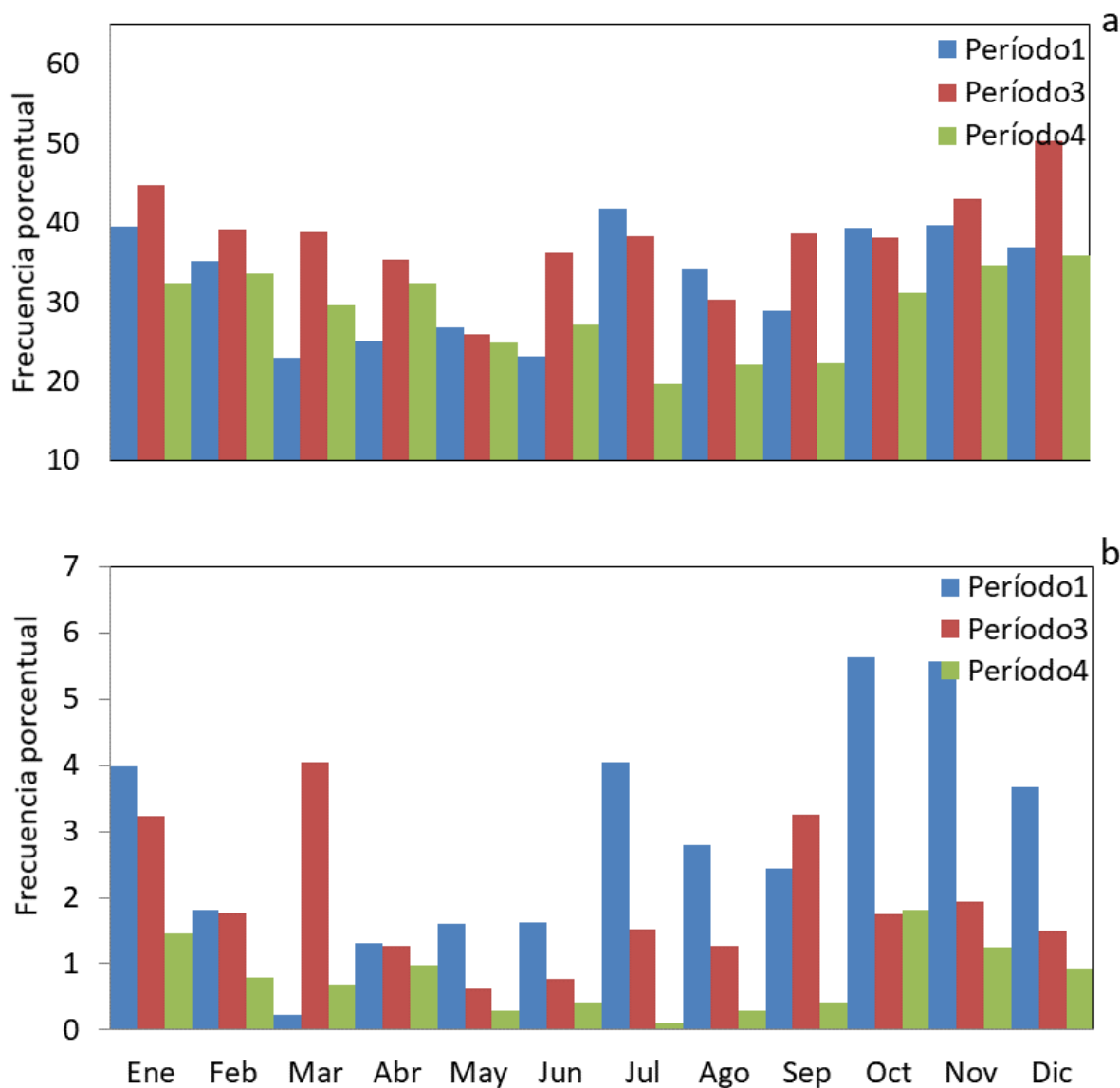
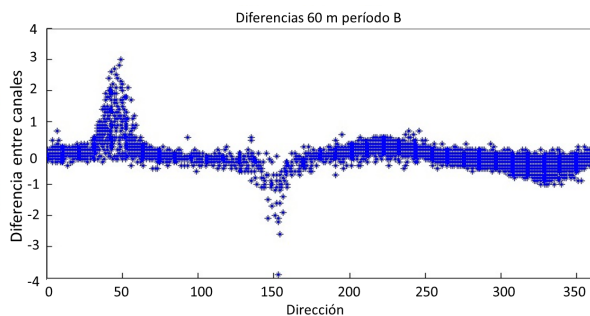


Figura 10: a) Frecuencias porcentuales relativas a la cantidad de datos de cada mes de velocidades mayores a  $10 \text{ ms}^{-1}$  para los tres periodos. b) Igual que en a) para velocidades mayores a  $19 \text{ ms}^{-1}$ .



*Figura 11:* Diferencia de velocidad viento entre los canales 1 y 2 del nivel de 60 m según la dirección durante el período B.

una gran variabilidad inter horaria.

Se calcularon las distribuciones de frecuencias relativas porcentuales de velocidad sin calmas para períodos de los datos medidos en la torre. Al igual que para los datos de velocidad a 10 m, se ajustó cada período con una distribución teórica de Weibull (figura 12) y se verificó la bondad de ajuste mediante el test chi cuadrado. El test resultó negativo para el período A, mientras que resultó positivo para el período B, donde se puede apreciar cómo ajustan los datos a la distribución teórica de Weibull y cómo en el período A los valores de velocidad entre  $5 \text{ ms}^{-1}$  y  $8 \text{ ms}^{-1}$  sobrepasan los valores de la distribución teórica. En la tabla IV se muestran los parámetros de forma y de escala obtenidos del ajuste para la altura de 60 m.

A partir de este momento se trabajó con solo con el período B por ser el más completo de ambos. Se examinó el ciclo diurno de la velocidad (figura 13) donde se puede observar que las mayores velocidades se encuentran a 60 m y que los máximos ocurren durante las horas de máximo calentamiento, mientras que los mínimos se observan durante las horas nocturnas en todos los niveles. En el momento de mayor viento, los valores medios del nivel de 50 m y 60 m registran valores semejantes y una mínima diferencia con el nivel de 40 m, mientras que en las horas nocturnas se pueden apreciar mayores diferencias entre los niveles, resultado esperable teniendo en

cuenta que a la hora de máximo calentamiento la mezcla turbulenta es muy efectiva (Stull, 1998).

### 3.5. Análisis de la velocidad del viento medido en distintos niveles y su correlación con los datos a 10 m

A partir de los resultados descriptos anteriormente se puede inferir subjetivamente que hay una buena relación entre la velocidad del viento a 10 m y la velocidad en la torre. Esto induce a estudiar si se podría asumir que las variabilidades del viento medio diario a 10 m son representativas de las del nivel del rotor. Se trabajó con valores medios diarios para suavizar los posibles efectos de pequeña escala que pudieran obscurecer los resultados buscados. Por otro lado, al calcular el promedio diario se reduce el efecto de no linealidad entre las respuestas de los distintos sensores a las bajas velocidades de viento (Salgado y otros, 2013).

Se aplicaron los métodos MCPa los datos de velocidad media diaria de viento a 10 m y las del viento medido en la torre (período B) a 60 m, nivel más cercano al rotor. Los coeficientes de correlación direccional entre los datos de la torre a 60 m y los del SMN (tabla V) superan en casi todas las direcciones y metodologías MCP el valor de 0,8 siendo muy pequeña la diferencia entre ellos. Sólo la dirección entre  $146,25^\circ$  y  $168,75^\circ$  (SSE) indica un valor de correlación un poco menor (entre 0,787 y 0,801 según la metodología). Para completar el análisis con los otros niveles de la torre, se realizó un diagrama de dispersión entre los datos de la torre y los datos medidos a 10 m. En la figura 14 se muestran los gráficos correspondientes a todos los niveles y períodos, donde se aprecia claramente el buen ajuste que hay entre las series a nivel de valores medios diarios para todas las direcciones. Por lo tanto podríamos decir que se sería aceptable utilizar la serie de viento medio diario a 10 m del SMN para estimar las variaciones del viento medio diario a la altura requerida para generar energía eólica. Este postulado debería ser confirmado a futuro por estudios realizados con series de mediciones en torres y por SMN

Periodo	40 m		50 m		60 m			
	Media [ms <sup>-1</sup> ]	Desvío [ms <sup>-1</sup> ]	Media [ms <sup>-1</sup> ]	Desvío [ms <sup>-1</sup> ]	Media [ms <sup>-1</sup> ]	Desvío [ms <sup>-1</sup> ]	Parámetro de escala [ms <sup>-1</sup> ]	Parámetro de forma
<b>A</b>	8,3	4,44	8,5	4,41	8,7	4,59	9,9291	2,0405
<b>B</b>	8,7	4,29	9,1	4,28	9,2	4,45	10,4213	2,1532

Tabla IV: Valores medios de velocidad, desvío estándar para los tres niveles de la torre. Parámetro de escala (c), de forma (k) para ambos periodos.

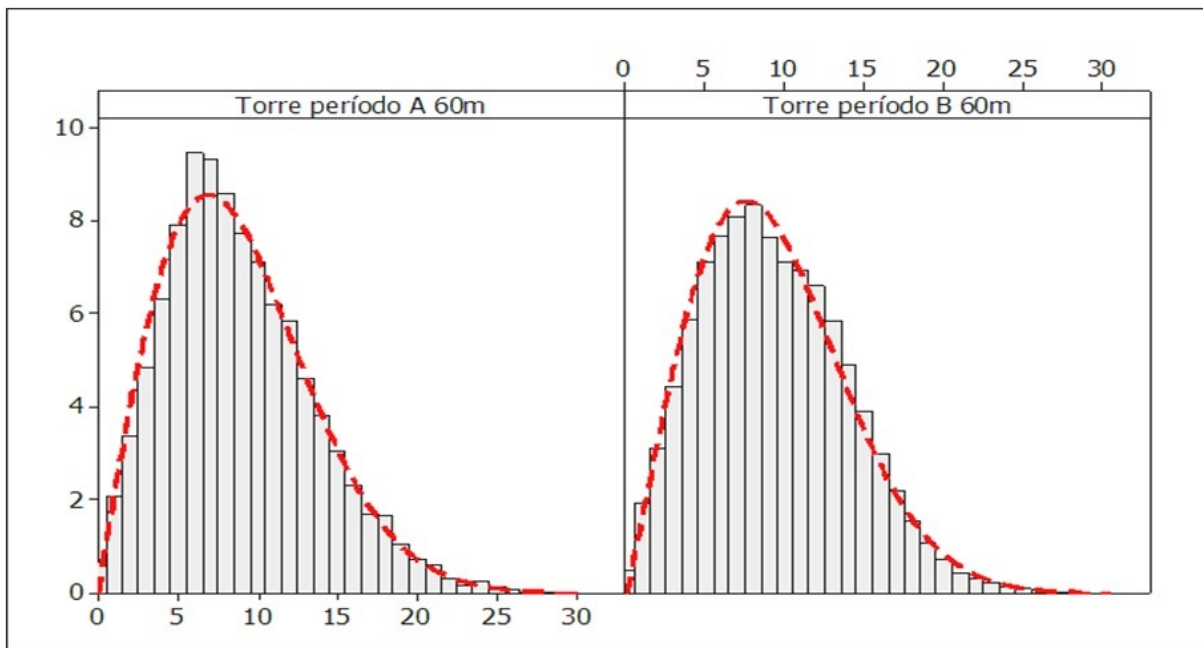


Figura 12: Distribución porcentual de velocidad para cada período de la torre (barras), ajustado con una distribución teórica de Weibull (línea punteada roja). Los valores del eje x son en ms<sup>-1</sup>.



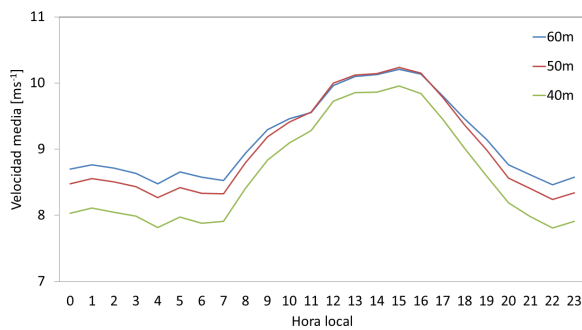


Figura 13: Ciclo diario de velocidad para cada altura en la torre del período B. Los valores de velocidad son promedio de ambos canales de medición a excepción del canal de 40 m.

más largas y sin cambio de instrumental, las que permitirían además explorar las variabilidades de escalas más larga.

#### 4. CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

En el presente trabajo se mostró que sería posible asumir, en primera aproximación, que el promedio diario de la velocidad del viento a 60 m, 50 m y 40 m posee variabilidades semejantes que el de la velocidad del viento medido a 10 m en la estación meteorológica de superficie cercana San Julián Aero. Dado las cortas longitudes de las series medidas en torres, solamente es posible realizar estudios con metodologías estadísticas sencillas sobre la variabilidad de la velocidad del viento y los resultados presentados deberían ser considerados con cautela.

Se llevó a cabo un exhaustivo proceso de control de calidad de la serie de viento a 10 m del SMN. Los resultados encontrados indicaron que debido al mal funcionamiento del instrumental, la serie se redujo drásticamente siendo utilizable solo desde 1998, momento a partir del cual y hasta 2010 hay periodos cortos no utilizables. Debido a las reparaciones, cambios de modelo y tipo de instrumental la serie resultó no ser homogénea dando lugar a 5 períodos, dos de los cuales resultaron ser muy cortos por lo que fueron descartados del estudio, debiendo trabajar separadamente cada período.

Se describieron el ciclo diario y anual de los tres períodos. Los valores mostraron que las mayores velocidades ocurren a la hora de máximo calentamiento, observándose una disminución de  $1 \text{ ms}^{-1}$  entre el primer y último período. Con respecto al ciclo anual, se notaron distintas características para cada período, como el notorio cambio que se observó respecto de la posición del mínimo, que muda del otoño en el primer período a la primavera en el último. El resultado obtenido señala que los cambios en la época de ocurrencia de los máximos y mínimos sugiere la idea de que tal vez las variaciones en los patrones de circulación de la atmósfera podrían ser los responsables, al menos en parte. Para verificar esta hipótesis se requeriría contar con una serie más larga de observaciones efectuadas con el mismo instrumento o bien recurrir a las bases datos de reanálisis, considerando previamente una validación con las observaciones para mostrar su representatividad.

Las calmas también presentaron cambios no esperados entre los períodos analizados, si se considera el cambio de instrumental, ya que los anemómetros sónicos poseen mayor exactitud y se esperaría una disminución en su ocurrencia como lo señalan otros autores. Esto surge al evaluar la variabilidad interanual, donde se encontró una disminución progresiva hasta 2004 (más de un 5% de ocurrencia) que luego se invierte en coincidencia con el momento en que se instala el anemómetro sónico, aumentado en un 3% en 4 años.

Este cambio notorio en las velocidades bajas también fue observado como un cambio en el parámetro de forma de la distribución Weibull entre los períodos, asociados con una disminución en la cantidad de eventos extremos. Los resultados fueron verificados con los umbrales definidos en función de la producción de energía eólica (velocidad nominal y de corte). Allí pudo observarse una disminución en la frecuencia de velocidades mayores a la nominal del 33,2% en el período 3 al 25,3% en el período 4. Esto también fue registrado en la velocidad de corte, donde los valores disminuyen notoriamente su

<b>Sector/R<sup>2</sup></b>	<b>Linear Least Squares</b>	<b>Total Least Squares</b>	<b>Variance Ratio</b>	<b>Weibull Fit</b>
348,75°-11,25°	0,906	0,903	0,903	0,904
11,25°-33,75°	0,906	0,903	0,903	0,904
33,75°-56,25°	0,906	0,903	0,903	0,904
56,25°-78,75°	0,906	0,903	0,903	0,904
78,75°-101,25°	0,906	0,903	0,903	0,904
101,25°-123,75°	0,906	0,903	0,903	0,904
123,75°-146,25°	0,942	0,941	0,941	0,934
146,25°-168,75°	0,801	0,787	0,790	0,791
168,75°-191,25°	0,949	0,948	0,949	0,949
191,25°-213,75°	0,892	0,888	0,889	0,887
213,75°-236,25°	0,871	0,863	0,866	0,867
236,25°-258,75°	0,914	0,911	0,912	0,912
258,75°-281,25°	0,906	0,903	0,903	0,904
281,25°-303,75°	0,906	0,903	0,903	0,904
303,75°-326,25°	0,906	0,903	0,903	0,904
326,25°-348,75°	0,906	0,903	0,903	0,904

*Tabla V:* Coeficientes de correlación direccionales entre el viento medio diario a 10 m y el viento medio diario a 60 m del período B de la torre.

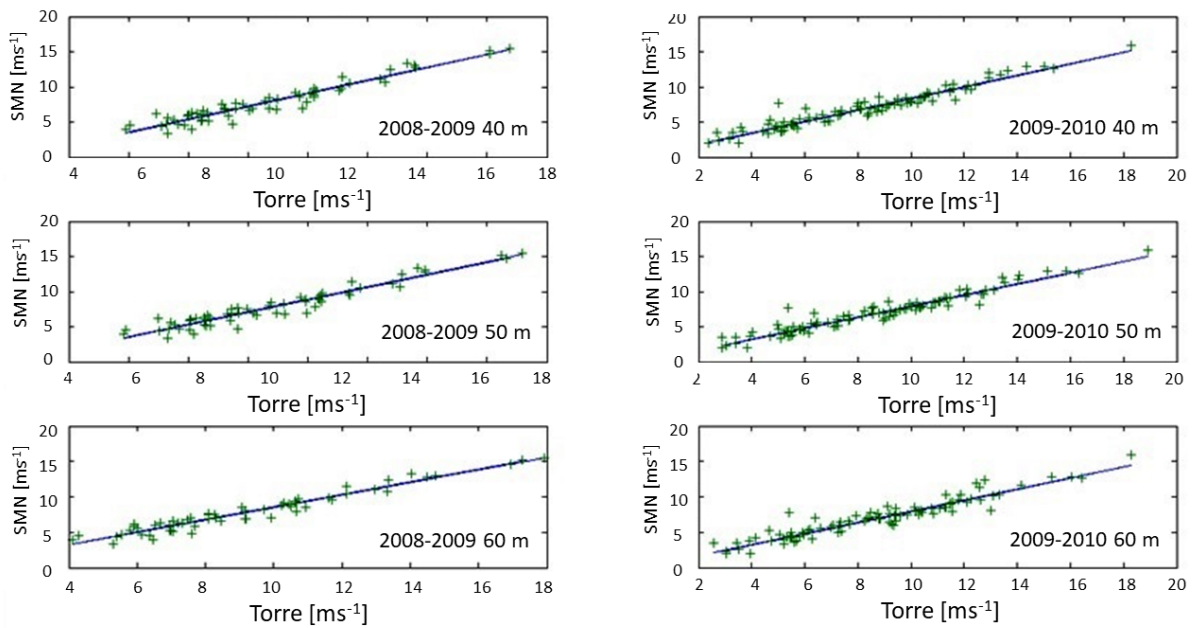


Figura 14: Diagramas de dispersión entre el viento medio diario a 10 m y a 40 m, 50 m y 60 m para períodos coincidentes. Período 2008-2009 (A) Período 2009-2010 (B).

ocurrencia con el tiempo. Por lo tanto, según estos resultados, habría menos horas en la que el aerogenerador trabajaría a potencia máxima pero también menos horas en las que no produciría energía por vientos muy fuertes.

Los resultados de este trabajo manifiestan la dificultad de hacer cualquier estudio de variabilidad del viento y/o estudio de valores extremos con series cortas ya que son sensibles a la longitud del registro, al tipo y calidad del instrumental y además a los cambios de ubicación y altura del instrumental y a los obstáculos cercanos (problemas no documentados en el presente trabajo). Por otro lado, se documentaron comportamientos en la velocidad del viento que podrían no estar asociados a los problemas mencionados y podrían deberse a cambios/ciclos en los patrones de circulación atmosféricos, tales como los aumentos de calmas registradas con instrumental más sensible, el cambio mensual en la ocurrencia de eventos extremos, o la disminución progresiva de vientos muy fuertes coincidiendo con lo señalado por otros autores para el viento sobre terreno.

Para poder esclarecer esta hipótesis se requiere de una serie más larga de mediciones efectuadas con el anemómetro sónico y una comparación con lo que ocurre en otras estaciones meteorológicas de la región.

Se exploró la hipótesis de que las variabilidades de la velocidad del viento medio diario a 10 m son representativas de la del nivel del rotor encontrando una buena correlación direccional con información disponible por lo cual podría ser aceptada en primera aproximación. Este postulado debería verificarse con una serie larga de datos medidos con el anemómetro sónico y en la torre a distintas alturas. Más aún, con dicha información se podrá ampliar el estudio a variabilidades de mayor escala temporal y al cálculo de tendencias.

Agradecimientos: Los autores agradecen a la Fundación Agencia de Desarrollo de Puerto San Julián, a la Universidad Nacional de la Patagonia Austral y al Servicio Meteorológico Nacional por facilitar la información utilizada

y al Ing. Rafael Oliva por sus comentarios sobre el instrumental de la torre. También agradecen a los revisores por sus sugerencias para enriquecer este trabajo. El presente trabajo fue financiado con los proyectos UBACyT: 20620130200013BAUBACyT20020120100284, y PIP 112-201201-00480CO.

## REFERENCIAS

- Barros, V., Frumento, O., Rivero, M., y Camilloni, I., 1997. Estudio del potencial eólico en la República Argentina para el Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa (PAEPRA). PROINSA, EVARSA y EMASA-Subsecretaría de Energía de la Nación.
- Barros, V., 1986. Atlas de potencial eólico del sur Argentino. CREE (Centro Regional de Energía Eólica). Chubut, Argentina, 80 págs.
- Barros, V., 1983. Evaluación del potencial eólico en la Patagonia. Meteorológica XIV,1 y 2,473-484.
- Brizuela, A., 1982. Evaluación preliminar del recurso eólico en Argentina. Red Solarimétrica. CNIE., 1-19.
- Brizuela, A., y Aiello, J., 1988. El recurso eólico en la provincia de Buenos Aires. 1º Parte. Estadística de vientos. Red Solarimétrica, CNIE, Buenos Aires, 1-172.
- Celik, A. N., 2004. A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. Renewable energy, 29, 4, 593-604.
- Chiodi, R., y Ricciardelli, F., 2014. Three issues concerning the statistics of mean and extreme wind speeds. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 125, 156-167.
- CIRSOC (Centro de Investigaciones de los Reglamentos Nacionales para Obras Civiles), 2001. Proyecto de Reglamento CIRSOC 102: Acción del viento sobre las construcciones, 116 págs.
- De Bortoli, M., Canavesio O., Benitez, F., y Makuch, F., 2002. Análisis de velocidades de viento atmosféricas medias horarias anual extrema a través del análisis probabilístico de registros cortos. Avances en energías renovables y medio ambiente, 6, 1, 23-28.
- Earl, N., Dorling, S., Hewston, R., y Von Glasow, R., 2013. 1980–2010 variability in UK surface wind climate. Journal of Climate, 26,4, 1172-1191.
- Gualtieri, G., y Secci, S., 2014. Extrapolating wind speed time series vs. Weibull distribution to assess wind resource to the turbine hub height: A case study on coastal location in Southern Italy. Renewable Energy, 62, 164-176.
- Justus, C. G., Hargraves, W. R., y Jakin A., 1976. Nationwide assessment of potential output from wind powered generation. J. Appl. Meteorology, 15, 673-678
- Kanamitsu M., Ebisuzaki W., Woollen J., Yang S-K, Hnilo J.J., Fiorino M., y Potter G. L., 2002. NCEP-DOE AMIP-II Reanalysis (R-2). Bulletin of the American Meteorological Society, 11, 1631-1643
- Labraga J., 1994. Extreme winds in the Pampa del Castillo Plateau, Patagonia, Argentina, with reference to wind farm settlement. Journal of applied meteorology, 33, 85-94.
- Lassig, J. L., Palese, C., y Apcarian, A., 2011. Vientos extremos en la provincia de Neuquén. Meteorológica, 36,2,, 83-93.
- Levene, H., 1960. Robust tests for equality of variances. Contributions to probability and statistics: Essays in honor of Harold Hotelling, 2, 278-292.
- Lilliefors, H.W., 1967. On the Kolmogorov-Smirnov test for normality with mean and variance unknown. Journal of the American Statistical Association, 62, 399-402.
- Mann, H. B., y Whitney, D. R., 1947. On a test of whether one of two random variables is stochastically larger than the other. The annals of mathematical statistics, 50-60.
- Mattio H. y Tilca F., 2009. Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores, CREE. Chubut. Argentina 1-33.
- Natalini, B. y Natalini, M.B., 2013. Revisión de velocidades de viento extremas en

- tres localidades del sur de Argentina. *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, 13, 2, 235-248.
- Oke, T. R., 1987. *Boundary layer climates*. 2nd. Methuen, 289 págs
- Oliva J., Lescano R., Triñanes, P., Gonzalez J.F., y Mattio, H., 2009. Consideraciones de diseño para un parque eólico piloto en Puerto San Julián, Santa Cruz. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. 13, 117,124.
- Oliva J., Lescano R., Triñanes P. y Cortez N., 2007. Sistemas eólicos híbridos-mediciones y simulaciones para su diseño teniendo en cuenta la variabilidad estacional del recurso en Patagonia. *Avances en energías renovables y medio ambiente*. 11, 29-34.
- OMM (Organización Meteorológica Mundial), 2012. *WMO GUIDE TO METEOROLOGICAL INSTRUMENTS AND METHODS OF OBSERVATION* WMO-No.8, 716 págs.
- Palese, C. y Lassig J., 2012. Variabilidad del viento en Neuquén. *Congremet XI*, Mendoza 15 Págs.
- Palese, C., Gardiol, J.M. y Lassig J., 2009. Mapas de velocidad media del viento en el centro-este de la provincia de Neuquén. *Meteorológica* 34, 1, 17-27.
- Pryor, S. C., y Barthelmie, R. J., 2010. Climate change impacts on wind energy: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14,1, 430-437.
- Rogers A.L., Rogers J.W., y Manwel 2005. Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 93 243-264
- Salgado, L.M, Farrugia, R.N., Galdies, C. y Sant, T., 2013. *Wind Energy*, 37, 6, 605-616
- Seguro, J. V., y Lambert, T. W., 2000. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85,1, 75-84.
- Stull, R., 1988. *An introduction to boundary layer meteorology*. Boston: Kluwel Academic Publishers.670 págs.
- Van Lieshout P, 2010. Improvements in AEP Calculations Using IEC 61400, *Windtech International*, 6, 3.
- Voinovab V.,Pyaab N., Shapakovc N., y Voinovb Y., 2013. Goodness-of-Fit Tests for the Power-Generalized Weibull Probability Distribution. *Communications in Statistics - Simulation and Computation*, 42,5, 1003-1012.
- Wan, H., Wang, X. L., y Swail, V. R., 2010. Homogenization and trend analysis of Canadian near-surface wind speeds. *Journal of Climate*, 23, 5, 1209-1225.
- Waimann C., 2011. Generación de campos de viento en capas bajas a partir del modelo WRF/CIMA para su aplicación a la explotación de energía eólica. Tesis de Licenciatura en Ciencias de la Atmósfera, FCEN, UBA, 135 págs.
- Watson S.,2014. Quantifying the variability of wind energy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3,4, 330-342.

Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo la licencia Creative Commons, que permite el uso ilimitado, distribución y reproducción en cualquier medio, siempre que la obra original sea debidamente citada.