

Aplicación del modelo WRFARW a la predicción de la generación de energía eléctrica en parques eólicos

Alejandro Gutiérrez, *IMFIA-FING*, Gabriel Cazes *IMFIA-FING*, José Cataldo *IMFIA-FING*,

Resumen--En la medida que la potencia eólica instalada en el sistema eléctrico nacional creciera, resulta necesario desarrollar herramientas de predicción del recurso eólico [1]. La predicción de la generación de los parques eólicos instalados y que se instalen en el futuro permitirá conocer con menor incertidumbre la cantidad de energía eléctrica que se suministrara a la red partir de la energía eólica [2]. Los aerogeneradores de mayor porte y potencia construidos en la actualidad para aprovechamientos conectados a la red, que se encuentren en una faz de desarrollo comercial disponen de torres de entre 30 y 160 metros de altura. En el este trabajo se presenta resultados de modelación numérica a partir de la aplicación WRF-ARW-versión 3.2.1, [3] en dos sitios, uno de ellos con una topografía simple y otro con topografía compleja en el cual se tiene instalado un parque eólico de 20 MW. Los resultados de la modelación numérica fueron contrastados con mediciones en campo de velocidad y dirección de viento.

Índice de términos--

Energía eléctrica.

Energía Eólica.

Predicción.

I. NOMENCLATURA

C_p . Coeficiente de potencia de un aerogenerador dado.

A Área de barrido de palas del aerogenerador (m^2)

v. velocidad a la altura del eje del aerogenerador.

ρ . densidad del aire (kg/m^3)

Δx Discretización de la grilla O-E (m)

Δy Discretización de la grilla N-S (m)

$C_{eólica}$ Capacidad eólica instalada en el sistema. (MW)

C_{total} la capacidad de generación en su totalidad instalada en un sistema eléctrico (MW)

$\zeta_{capacidad}$ Índice de penetración (%)

C_T coeficiente de empuje

a velocidad inducida

D diámetro de aerogenerador (m)

$\hat{p}(t+k/t)$ La predicción de una variable p realizada en un instante t , para un horizonte temporal de predicción $t+k$,

μ_e errores sistemáticos

ξ_e errores aleatorios

II. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, se tienen instalados en Uruguay el país 30,4 MW de potencia asociada a parques eólicos. En este trabajo se plantea desarrollar herramientas de predicción del recurso eólico con un horizonte de predicción de 24 horas [4], de forma de generar información para el despacho de cargas del sistema. En la medida que la potencia eólica instalada en el sistema eléctrico nacional creciera, resulta necesario desarrollar herramientas de predicción del recurso eólico [1]. La predicción de la generación de los parques eólicos instalados y que se instalen en el futuro permitirá conocer con menor incertidumbre la cantidad de energía eléctrica que se suministrara a la red partir de la energía eólica [2]. Se generará información para mejorar los protocolos del despacho de cargas. Desde el punto de vista del recurso eólico interesa conocer las características del flujo en la capa límite atmosférica. Los aerogeneradores de mayor porte y potencia construidos en la actualidad para aprovechamientos conectados a la red, que se encuentren en una faz de desarrollo comercial disponen de torres de entre 30 y 160 metros de altura. En el este trabajo se presenta resultados de modelación numérica a partir de la aplicación WRF-ARW-versión 3.2.1, [3] en dos sitios, uno de ellos con una topografía simple y otro con topografía compleja en el cual se tiene instalado un parque eólico de 20 MW. Los resultados de la modelación numérica fueron contrastados con mediciones en campo de velocidad y dirección de viento. Por otro lado se calculará la distribución de errores a partir de las medidas de generación de el Parque Emanuele Cambilargiu a partir del pronóstico a 24 horas.

III. APLICACIÓN DE WRF-ARW A LA PREDICCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

Predecir la energía eólica implica predecir la velocidad del flujo de la capa límite atmosférica a la altura del eje los aerogeneradores que se encuentren instalados en los parques eólicos. Luego a partir del conocimiento de la velocidad a la altura del eje, de la curva de funcionamiento de los equipos y modelando la interferencia por estelas, se infiere la generación en los parques eólicos, [5].

El presente trabajo se incluye una breve descripción de la red de medición utilizada para la validación, se describen los niveles de discretización en las grillas utilizadas, se describe la parametrización utilizada, presentándose finalmente la validación de los resultados.

A. Generación eólica y sistema eléctrico.

La generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico, se refiere a la transformación de la energía cinética contenida en el flujo del aire atmosférico en energía eléctrica.

En (1), se presenta en forma general la potencia generada por un aerogenerador

$$P = \frac{C_p A \rho v^3}{2} \quad (1)$$

La curva de potencia del aerogenerador, en la información presentada por los fabricante de aerogeneradores de acuerdo a la norma IEC 61400 [6], se tiene la potencia en función de la velocidad media a la altura del eje de aerogenerador.

Se define el índice de penetración (2) de la energía eólica en un sistema eléctrico en función de la capacidad de generación instalada como:

$$\zeta_{capacidad} = \frac{C_{eólica}}{C_{total}} \quad (2)$$

Siendo $C_{eólica}$ la totalidad de la capacidad de generación eólica instalada en un sistema, y C_{total} la capacidad de generación en su totalidad instalada en un sistema eléctrico. Dicho índice de penetración es un indicador general que caracteriza el nivel de participación de la eólica en general en el sistema [5].

En la figura 1 se presenta la demanda de energía del mayo de 2009 en Uruguay y por otro lado la simulación de la generación asociada a 500 MW de energía eólica instalados, como se puede ver la naturaleza fluctuante del recurso eólico requiere del desarrollo de herramientas de predicción para el despacho del sistema eléctrico.

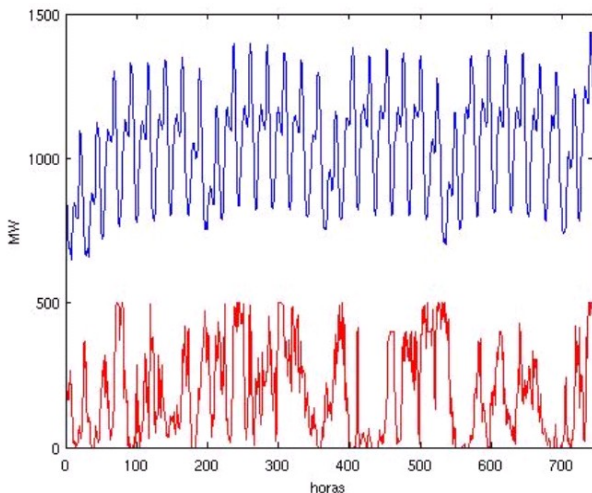


Fig 1. Demanda horaria y simulación de generación 500 MW.

De acuerdo a la potencia eólica que se plantea instalar en los próximos años en menos de 5 años 350 MW, se puede alcanzar un índice de penetración superior al 10 % lo cual implica la necesidad de disponer de herramientas de predicción del recurso eólico.

B. Predicción de muy corto plazo y corto plazo.

Desarrollar una herramienta de predicción, implica generar información de lo que sucederá en el futuro en términos de la descripción de la evolución temporal de una variable p , a partir de la información disponible en el presente y pasado.

La variable p en general será una variable que evoluciona en forma continua, y se describe y mide en términos de una serie discreta temporal $\{p_t, t \in \mathbb{Z}^+\}$. [7]

La serie temporal asociada a la generación de energía eléctrica de origen eólico p_t , puede ser la serie temporal asociada a los valores instantáneos o valores medios, de la generación de un aerogenerador, de un parque eólico o la de una zona de generación dada.

En general la información es presentada en una base horaria, en lo que se refiere a la presentación de la misma, los valores en este trabajo serán presentados en términos de valores medios horarios.

La predicción de una variable p realizada en un instante t , para un horizonte temporal de predicción $t+k$, se nota $\hat{p}_{t+t/k}$ también notaremos $\hat{p}(t+k/t)$.

Sea una variable p la cual puede ser descrita en todo momento en forma determinista por una variable x , $\{x, x \in \mathbb{R}^n\}$ (3)

$$p = h(x) \quad (3)$$

Si en particular nos interesa conocer la evolución en el tiempo de una variable p_t , en función de los valores que tomaron en el pasado $[t-m, t]$, la variable p_t y un conjunto de variables x_t , $\{x_t, x_t \in \mathbb{R}^n\}$, la formulación general del problema se puede plantear como se describe en la (4)

$$p_t = g(p_{t-1}, \dots, p_{t-m}, x_{t-1}, \dots, x_{t-m}) + e_t \quad (4)$$

Siendo e_t el error asociado en cada paso de tiempo, y m el lapso de tiempo en el pasado utilizado en términos de la información disponible para describir la evolución en el tiempo de la variable p_t .

La formulación entonces de la predicción en el tiempo de p , se plantea en la (5), (6)

$$\hat{x}_{t+k/t} = f_x(x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}) + e_t^x \quad (5)$$

$$\hat{p}_{t+k/t} = F(\phi_t) \quad (6)$$

Siendo Φ_t la información disponible en el presente, a partir de la cual se predice el futuro.

En particular en el caso de la energía eólica, dado los aerogeneradores instalados, se conoce la curva de funcionamiento de los equipos y por lo tanto C_p en cada caso, entonces la potencia es función de la velocidad en la capa límite atmosférica en cada uno de los puntos donde se instalen los aerogeneradores y de la densidad. (1)

Los modelos de predicción de la generación eólica, se dividen en dos tipos de abordajes [8].

Abordaje con la aplicación de modelos físicos: Se basa en la utilización de modelos numéricos de la circulación general de la atmósfera. Luego se modela la generación del parque a a partir del conocimiento de la curva de funcionamiento del aerogenerador y de las características físicas del terreno, y las direcciones para las cuales se tienen interferencias entre los equipos. Se predicen entonces los distintos estados de estabilidad de la atmósfera, los perfiles de velocidades y la temperatura.

Abordaje estadístico: Se basa en el análisis estadísticos de las principales variables asociadas a la generación de energía, como son la velocidad del viento y la temperatura en algún punto o algunos puntos de medición, así como las medidas de generación de energía eólica en los distintos puntos de la red.

Los primeros permiten generar pronósticos de mayor longitud temporal, los cuales se denominan modelos de corta duración.

Los modelos estadísticos tienen un menor horizonte temporal de validez 2 a 6 horas, los mismos se denominan modelos de muy corta duración.

La predicción con un horizonte temporal de 24 horas, esta asociada a una predicción de corta duración, para la misma se requiere de la aplicación de herramientas numéricas de simulación de la circulación general de la atmósfera.

C. Red de medición

La empresa eléctrica publica nacional UTE ha montado un sistema de medición del recurso eólico con anemómetros y veletas instalas en distintos puntos del territorio nacional. Los equipos instalados son marca NRG anemómetros de cazoletas NRG # 40 y veletas modelo NRG #200P, el sistema de medición consta de 25 puntos de medición. En la Tabla 1. se presentan la localización y características de los puntos de la red de medición que fueron utilizados a los efectos de la contrastación con las predicciones a 24 horas, generadas a partir del modelo Weather Research and Forecasting, Advanced Research (WRF-ARW).

En la Sierra de los Caracoles se tienen instalado un parque eólico de 20 MW el cual consta de 10 aerogeneradores VESTAS V80-2,0 MW. El Parque eólico allí instalado se denomina Emanuele Cambilargiu

TABLE I
UBICACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN CONSIDERADOS

Punto	Latitud (S)	Longitud (W)
Caracoles	34°37'	54°57'
Pampa	32°14'	56°12'

D. Condiciones iniciales asimilación de datos del modelo.

Se denomina asimilación a la interpolación de datos observados en una grilla de observaciones irregular a la grilla (discretizada horizontal y verticalmente) del modelo de atmósfera o océano, con el propósito de iniciar una simulación para pronóstico. La asimilación de datos es tan importante como la propia simulación, ya que todas las ecuaciones se resuelven a partir de las condiciones iniciales, estudios de error en este sentido se denominan ensemble. En las últimas décadas se han tenido significativas mejoras en los procesos numéricos debidos tanto a la mejora de los modelos numéricos como a la mejora del proceso de inicialización y de las redes de observaciones.

La interpolación procura como uno de sus objetivos filtrar, suavizar, de la condición inicial, movimientos que puntualmente puedan ser percibidos en las estaciones de observación, pero que podrían ser de escala menor a la resoluble por el modelo, y deberían ser objeto de parametrizaciones y no del cálculo resoluble en la escala de la grilla. En todo caso el problema de la interpolación de las condiciones iniciales se formula en términos de minimizar el margen de error esperado (por ejemplo, en términos de desvío standard del error) de los pronósticos.

Se encontró que una manera satisfactoria de encarar este problema de interpolación y filtrado es combinar las observaciones de un instante dado, en el que se quiere iniciar el modelo, con el propio pronóstico obtenido con el modelo para ese instante, a partir de una inicialización previa. El uso del modelo en la interpolación produce condiciones iniciales mas consistentes con el funcionamiento del modelo. Se le llama al pronóstico que se combina con las interpolaciones "interpolación de base" ("background"), la diferencia entre la interpolación que efectivamente utilizamos y esta interpolación de base, se denomina "ganancia observacional" (ganancia de información debida a las observaciones). Es claro que esta ganancia es lo que permite la incorporación de información realista y previene al modelo de realizar una simulación larga autónoma de las observaciones. En contrapartida, la interpolación de base contribuye a aportar información allí donde no hayan observaciones, y contribuye al suavizado de los campos que se mencionó.

En la figura 2 se presenta la distribución mundial de los sitios donde se realizan lanzamientos de sondas, a esta información se agrega la generada por los satélites

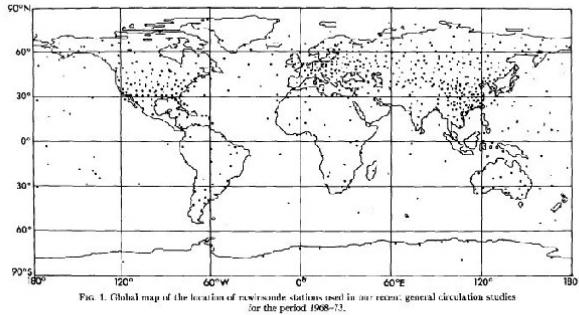


Fig 2. Distribución de puntos de lanzamientos de sondas

Los aspectos mas esenciales del proceso pueden expresarse en un ejemplo simplificado que se da a continuación. La descripción detallada del proceso se encuentra en el texto de [9]

E. WRF-ARW.

El modelo que se utilizo para la predicción a 24 horas es el WRF-ARW desarrollado por con la colaboración de distintas instituciones en Estados Unidos National Center for Atmospheric Research (NCAR), y el National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and the Forecast Systems Laboratory (FSL), Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, the University of Oklahoma, and the Federal Aviation Administration (FAA). El WRF permite realizar distintas configuraciones en las parametrizaciones del los distintos módulos del modelo.

Combinadamente las mejoras del sistema de inicialización de pronósticos, la red de observaciones (con satélites crecientemente mejores y en mayor cantidad) y de los propios modelos numéricos permitió una gran mejora de los pronósticos, particularmente en el hemisferio sur. Una medida primaria de la calidad de los pronósticos es correlacionar un mapa hemisférico pronosticado a 5 días, con las condiciones iniciales estimadas para cinco días.

En la siguiente figura se presentan los módulos del WRF, los bloques STATIC DATA corresponden a información de la base geográfica, como ser topografía y rugosidad del terreno entre otros. El bloque GRIB DATA contiene la información de condiciones iniciales y de frontera necesaria la cual se obtiene de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Los ejecutables GEOGRID UNGRIB y METGRIB corresponden a un pre procesamiento de la información la cual se ajusta a la grilla definida en la corrida específica.

El ejecutable REAL acondiciona el formato de datos para desarrollar los módulos de simulación del ejecutable WRF.

En la figura 3. se presenta el diagrama lógico de las simulación, en términos de los ejecutables.

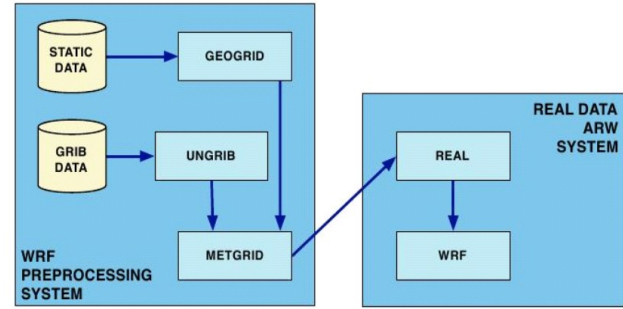


Fig 3. Módulos de ejecutables WRF

F. Grillas WRF-ARW

Se utilizaron como datos de base los pronosticos de dominio publico generados por el National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), a partir del modelo de circulación general de la atmosfera Global Forecast System (GFS). Se utilizo la información geografica de base contenida en el modelo WRF-ARW en con distintos niveles de discretización en cada caso.

El modelo numérico resuelve las ecuaciones por el método de las diferencias finitas, utilizando un grillado C de Aracawa [3] en la siguiente figura 4 se presenta el formato de la grilla.

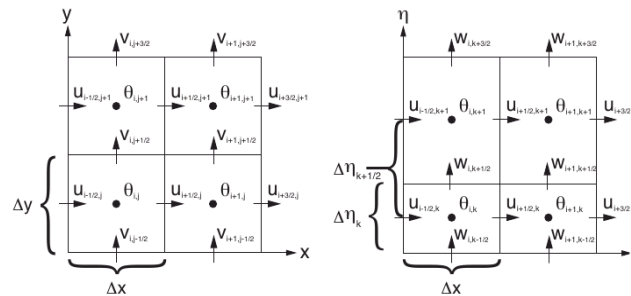


Fig 4. Grilla C de Aracawa

Se generaron grillas anidadas para dos sitios alrededor de los puntos de medición indicados en la tabla 1.

La simulación se realizo en base a un anidamiento de grillas, a las cuales se le ajustaron en cada paso las parametrizaciones asociadas. En la figura 5 se presenta el tipo de anidamiento en la grilla utilizado. Cada dominio tiene un dominio “padre”(parent-domain) al cual se referencias las simulaciones sucesivas.

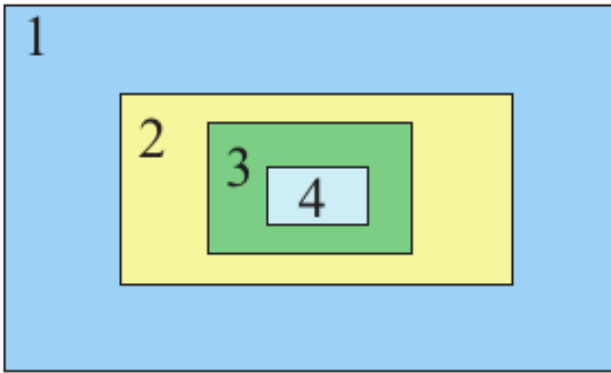


Fig 5. Configuración de dominios de grilla en formato telescópico.

Las grillas generadas tienen los siguientes niveles de discretización: 30 km, 10 km, 3.3 km, 1.1 km. En la figura 6 se presenta las superficies abarcadas por el nivel de grilla de 30 km y la figura 7 el nivel de grilla de 1,1 km ambos casos asociados a Caracoles.

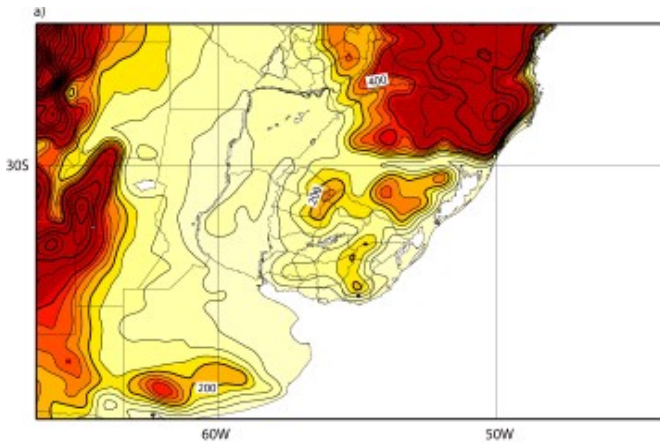


Fig. 6. Grilla de 30 km en Sierra Caracoles

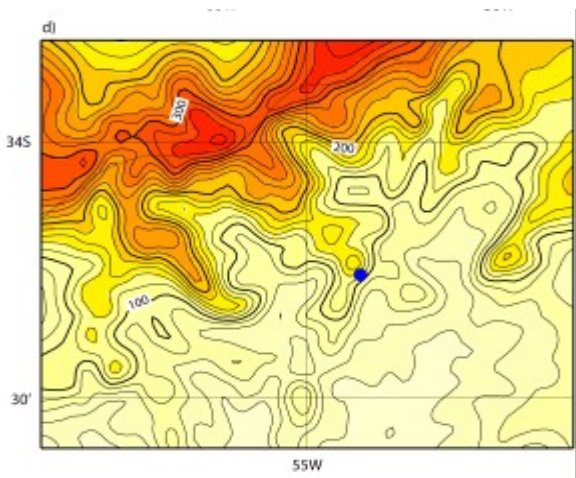


Fig. 7. Grilla de 1,1 km en Sierra Caracoles

En la tabla 2, se presentan los datos de topografía utilizados de base para el modelo.

TABLE II
DATOS DE TOPOGRAFIA UTILIZADOS.

WRF dx, dy	Datos topograficos
30 km	10 min
10 km	2 min
3.3 km	30 s
1.1 km	30 s

G. Parametrización WRF-ARW

Para la modelación se utilizó la discretización vertical por defecto con 28 niveles. Parametrización de cumulus para los tres primeros niveles [10] Kain-Fritsch, y sin cumulus para el nivel más bajo de discretización de grilla.

La parametrización de la capa límite utilizada fue la Yonsei University [11]. El modelo WRF-ARW fue corrido en el cluster de FING [12], en base a horizontes de pronósticos de 24 horas con especialización a las 12:00 GMT. La modelación se realizó en base a corridas two way nesting.

Los niveles verticales en el modelo se presentan en función de la variable adimensionalizada

H. Validación de resultados

La simulación fue realizada en el Cluster de Facultad de Ingeniería en forma serial, utilizando el gestor [13]

El modelo WRF-ARW genera pronósticos de componentes W-E y N-S, a partir de las mismas se calculó la magnitud de la velocidad en m/s y la dirección en grados. En las figuras 8 y 9 se presentan los gráficos de velocidad dirección medida y pronosticada en Caracoles para setiembre de 2009

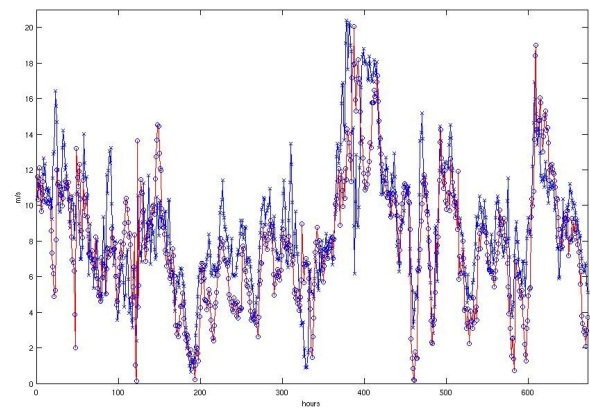


Fig. 8. En azul velocidad medida en rojo velocidad pronosticada a 24 horas en Caracoles

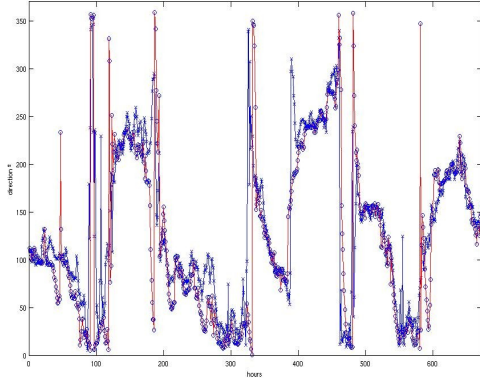


Fig. 9. En azul dirección medida en rojo velocidad pronosticada a 24 horas en Caracoles

En la Figura 10 se presenta la velocidad medida pronosticada en Pampa.

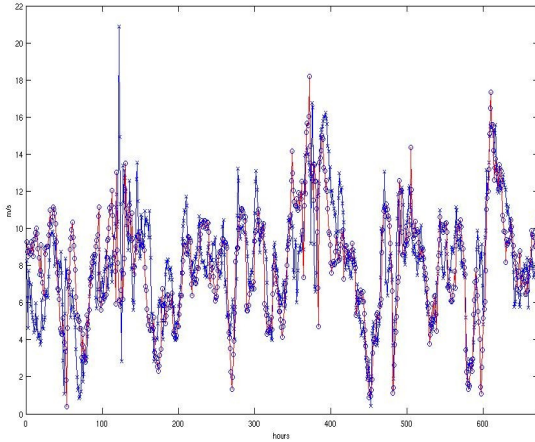


Fig. 10. En azul dirección medida en rojo velocidad pronosticada a 24 horas en Pampa

I. Cálculo de errores en forma normalizada

A los efectos de contrastar distintas herramientas de predicción así como evaluar la calidad del pronóstico, se han estandarizado la presentación de los errores, la definición de parámetros para el cálculo de errores se puede ver en [14], la misma ha sido asumida por diversos actores en la actualidad [1], [14].

Sea P la potencia eléctrica de origen eólico inyectada a la red, se define el error asociado en la predicción (7)

$$e(t+k/t) = P(t+k) - \hat{P}(t+k/t) \quad (7)$$

También se puede presentar en forma normalizada como, dividido por la potencia nominal eólica instalada P_{inst} (8)

$$e(t+k/t) = \frac{1}{P_{inst}} (P(t+k) - \hat{P}(t+k/t)) \quad (8)$$

Los errores tienen dos componentes y fuentes de errores independientes, de esta forma el error puede ser presentado como la suma de errores sistemáticos μ_e y errores aleatorios ξ_e (9)

$$e = \mu_e + \xi_e \quad (9)$$

Los errores sistemáticos se calculan a partir del valor medio de los errores, ya que la componente aleatoria ξ_e tiene un valor medio igual a cero. El valor medio del error es calculado en todo el período de predicción (BIAS) (10)

$$BIAS(k) = \hat{\mu}_e(k) = \bar{e}(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} e(t+k/t) \quad (10)$$

Dos parámetros muy utilizados para medir la calidad de la predicción son la media absoluta del error (Mean Absolute Error, MAE), y la raíz del valor medio cuadrático del error (Mean Square Error) (11), (12)

$$MAE(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} |e(t+k/t)| \quad (11)$$

$$MSE(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} (e(t+k/t))^2 \quad (12)$$

J. Curva de funcionamiento

A los efectos de estimar la capacidad de pronóstico se simuló la generación considerando la medición en Caracoles a partir de la curva de funcionamiento de un aerogenerador Vestas VESTAS V80-2,0 MW figura 11.

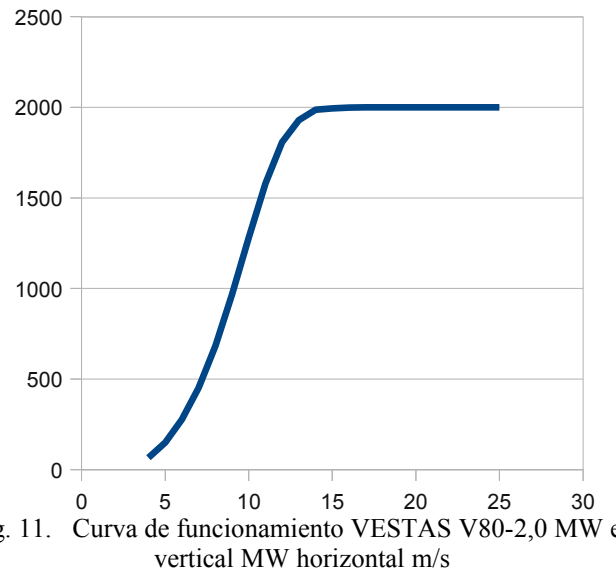


Fig. 11. Curva de funcionamiento VESTAS V80-2,0 MW eje vertical MW horizontal m/s

K. Interferencia entre aerogeneradores.

La generación de energía eólica en un parque eólico, consiste en la captación de la energía cinética por cada una del área de barrido de palas de los aerogeneradores instalados.

Las estelas son generadas por el intercambio de cantidad de movimiento producido en la superficie de barrido de palas del aerogenerador, se generan aguas abajo del generador en la dirección del viento incidente.

Un parque eólico consta de una configuración de aerogeneradores si bien en la microlocalización se busca minimizar la interferencia entre aerogeneradores por el fenómeno de estela, por criterios de optimización económica pueden darse en mayor o menor medida fenómenos de interferencia para algunas direcciones.

Como se describió la curva de funcionamiento de un aerogenerador presenta la información de la generación que inyectara el equipo dada una velocidad a la altura del eje dada.

Un factor importante a tener en cuenta es la distancia entre aerogeneradores. Desde el punto de vista del diseño del parque se asume como un valor razonable de distanciamiento entre maquinas de 2 a 3 diámetros.

La magnitud más relevante en el calculo del efecto de la estela en la atenuación de la cantidad de movimiento es la fuerza de empuje que el viento ejerce sobre el aerogenerador. Dicha fuerza es la responsable por la caída en la cantidad de movimiento del flujo incidente.

Desde el punto de vista de la presentación de la información los fabricantes presentan el coeficiente de empuje [5]

La atenuación en la velocidad media se calcula a partir de la siguientes expresiones (10) (11) , siendo C_T el coeficiente de empuje.

$$a = \frac{1 - (1 - C_T)^{1/2}}{2} \quad (10)$$

$$\Delta V = -2a V_{hub} \left(\frac{D}{x} \right)^n \quad (11)$$

Siendo a la velocidad inducida

L. Calculo distribución de errores considerando curva de generación e interferencia entre aerogeneradores.

A los efectos de analizar la capacidad de predicción del método se calculará por un lado la potencia eólica generada por el parque de acuerdo a la siguiente expresión.

La generación eólica en un parque dado localizado en los sitios evaluados, se calcula a partir de la serie histórica de velocidad y temperatura, modelando la interferencia entre aerogeneradores, (11) (12)

$$P_t^{eolica} = \sum_{aero=1}^{aero=N} P^{aero}(v_t^{aero}, \rho_t) \quad (12)$$

Siendo $P^{aero}(v_t, \rho_t)$ la potencia generada por el aerogenerador calculada a partir de la curva de funcionamiento dada por el fabricante, en función de la velocidad en la capa límite atmosférica la corrección por densidad del aire asociada a variaciones de temperatura, fue despreciada.

En la figura 12 se presenta el histograma de errores cometidos en el pronostico a 24 de la generación en el Parque Emanuele Cambilargiu cuando se tenían instalados 10 MW Setiembre 2009.

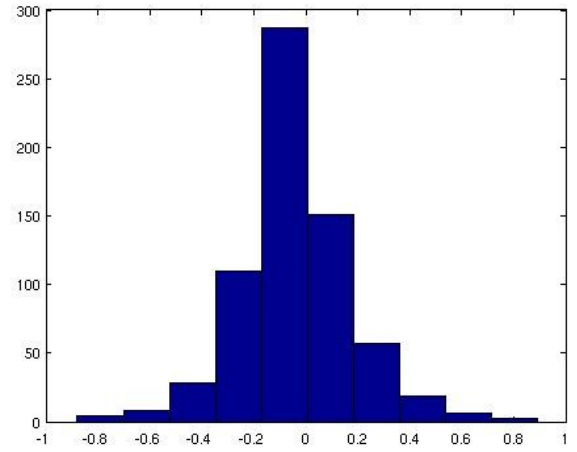


Fig. 12. Distribución normalizada de errores

IV. CONCLUSIONES

La capacidad de predicción de la dirección del viento en los sitios modelados fue evaluada positivamente. Los pronósticos de velocidad en Pampa sitio de topografía plana presentan una gran correlación con los medidos para el primer nivel de grilla 30 km, nos justificándose mayores niveles de discretización de la grilla. En el caso de la Sierra de los Caracoles sitio con topografía compleja, aún en el caso de la grilla más fina 1.1 km se tuvieron niveles de correlación menores que en el caso de Pampa. El nivel de discretización de la grilla no fue suficiente para asimilar la afectación de la topografía en el sitio, en este caso se plantea desarrollar una modelación con aplicaciones de WRF con parametrizaciones asociadas Large Eddies Simulation (LES), sin parametrización de la capa límite lo que implicará implementar corridas con one way nesting . La distribución de errores con la simulación sin incorporar simulaciones con LES, fue considerada aceptable para el nivel de desarrollo de la herramienta.

V. REFERENCIAS

- [1] Fox Brendan “Wind Power Integration, Connection and system operation”. The Institution of Engineering and Technology, United Kingdom, 2007.
- [2] ANEMOS Estudio sobre la predicción de energía eólica en la UE, Mayo 2007, IDAE, España
- [3] Skamarock, June 2008 A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR/TN-475+STR NCAR T
- [4] Matthias Lange, Ulrich Focken, “Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction” 2005 Springer, Oldenburg, Germany.
- [5] Rodríguez Amenedo J.L, Burgos Díaz J.C, Arnalte Gómez S. “Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica” Rueda Madrid 2003
- [6] IEC 61400-12, “Wind turbine generator systems. Wind turbine power performance testing”. 1ª Edición. 1998-02.
- [7] Pinson Pierre “Estimation of the uncertainty in wind power forecasting” Mines Paris 2006(Scanlan, 1985)
- [8] Monteiro .C A quick guide to power forecasting State of Art, Argonne National Laboratory, U.S November 2009
- [9] Eugenia Kalnay Atmospheric Modeling Data Assimilation and Predictability 2003
- [10] Kain- Fritsch scheme. The representation of cumulus convection in numerical models. Meteor. Monogr., No. 24, Amer. Meteor. Soc., 165-170.
- [11] Hong, S. Y., Y. Noh and J. Dudhia, (2006): A New Vertical Diffusion Package with an Explicit Treatment of Entrainment Processes. *Mon. Wea. Rev.*, 134, 2318–2341.
- [12] <http://www.fing.edu.uy/cluster/index.php>
- [13] http://www.fing.edu.uy/cluster/index.php/como_ejecutar_trabajo#Serial
- [14] Madsen, H. et al “A protocol for standardising the performance of a short-term wind power prediction”, http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS_D2.3_EvaluationProtocol.pdf, 2004