

# EMPLEO DE MODELOS DETERMINISTAS Y ESTADÍSTICOS PARA LA PREDICCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

E. Penabad <sup>(1)</sup>, C. F. Balseiro <sup>(1)</sup>, M. Poncela <sup>(2)</sup>, A. Hermida <sup>(3)</sup>, A. Dorado <sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup> Meteogalicia. Consellería de Medio Ambiente e Desenv. Sostible – Xunta de Galicia  
San Lázaro s/n, 15781, Santiago de Compostela (A Coruña) - edu.penabad@meteogalicia.es

<sup>(2)</sup> Fundación CARTIF. Parque Tecnológico de Boecillo parcela 205.

47151 Boecillo (Valladolid) - marpon@cartif.es

<sup>(3)</sup> Parque Eólico Experimental Sotavento Galicia

27826 Momán – Xermade (Lugo) - info-tecnico@sotaventogalicia.com

## 1. INTRODUCCIÓN

El empleo de la energía eólica como una de las alternativas a las fuentes energéticas no renovables presenta diversos retos. Alguno de ellos, como la irregular disponibilidad de la fuente de energía, en este caso el viento, puede encontrar en los modelos meteorológicos un primer apoyo.

La localización de Galicia en la fachada atlántica europea la dotan de un enorme potencial para la producción de energía eólica. En concreto, en Galicia se produce alrededor de un 25% de la energía eólica de España, lo que por otra parte supone aproximadamente un 6% de la energía eólica producida en Europa y un 4% a nivel mundial.

Por otra parte, la situación de la Serra da Loba al norte de las provincias de Lugo y A Coruña aparece reflejada en el Atlas Europeo de Viento [1] como una de las de mayor potencial eólico, con vientos medios entre 6.5 y 7.5 m/s. El parque está situado en una localización de orografía compleja, caracterizado por un índice RIX de 7. Es en este entorno en el que en 1997 la Xunta de Galicia pone en marcha el proyecto de un parque eólico experimental, Sotavento Galicia S.A., que comienza a funcionar como planta de producción de energía eólica en el año 2000 con 24 aerogeneradores de diferentes tecnologías y fabricantes, con una potencia instalada total de más de 17 MW. Como parque experimental, el papel de Sotavento trasciende la producción energética para servir como entorno para la educación e investigación sobre las energías renovables en general y la energía eólica en particular.

En este trabajo se presentarán los resultados de la experiencia de Meteogalicia en predicción meteorológica destinada a la predicción de potencia eólica que, en el entorno del parque de Sotavento está en funcionamiento, de forma operativa, desde hace dos años. Además, debido a la conocida

necesidad de modelos estadísticos para la predicción de potencia, se presentarán también las líneas actualmente en desarrollo en este sentido, surgidas de la colaboración entre Meteogalicia y el Centro de Automatización, Robótica, Tecnología de la Información y de la Fabricación (CARTIF).

## 2. MODELOS DETERMINISTAS

Meteogalicia ([www.meteogalicia.es](http://www.meteogalicia.es)) nace en el año 2000 como fruto de un convenio de colaboración entre la Universidad de Santiago de Compostela y la Consellería de Medio Ambiente de la Xunta de Galicia, funcionando actualmente como el servicio meteorológico gallego. Desde entonces ha hecho un fuerte desarrollo en la implementación operativa de diversos modelos meteorológicos [2] y en la aplicación de los mismos para el suministro de predicciones meteorológicas específicas para productos determinados, como la modelización oceanográfica [3], la dispersión de contaminantes [4], o índices de incendios entre otros.

En la actualidad, Meteogalicia ha desarrollado y mantiene de forma operativa las siguientes implementaciones de sistemas de predicción numérica meteorológica:

- Predicción numérica de alta resolución (10 km) con el modelo ARPS en dos pasadas diarias (00Z y 12Z) incluidas en un ciclo de asimilación de datos 6-horario
- Predicción numérica de alta resolución (10 km) con el modelo MM5 en dos pasadas diarias (00Z y 12Z)
- Sistema de predicción por conjuntos multimodelo formado por 12 miembros obtenidos a partir de otros tantos conjuntos de parametrizaciones del modelo MM5 con resolución de 30 km en una pasada diaria (00Z)

Además de lo anterior, actualmente está en su fase final de implementación una nueva configuración de

mallas en el modelo ARPS que permitirán una resolución de 6 km para el noroeste de la Península Ibérica y de 18 km para toda la península.

De cara a la aplicación de la predicción meteorológica destinada a la predicción de potencia presentada en este trabajo se ha seleccionado el modelo ARPS cuya implementación operativa se explica a continuación.

## 2.1 El modelo ARPS

El modelo ARPS (Advanced Regional Prediction System) es un modelo atmosférico desarrollado en el Center for Analysis and Prediction of Storms (CAPS) de la University of Oklahoma [5], que ha sido empleado durante los últimos años en predicción tanto a escala sinóptica como para la predicción de tormentas y en entornos muy diversos. ARPS es un modelo no hidrostático que incluye la resolución de las ecuaciones de pronóstico para las tres componentes del momento, la temperatura potencial, la presión y el contenido de agua en sus distintas fases, así como la ecuación de estado para la densidad. Para la resolución de las ecuaciones emplea una discretización de las mismas en una malla Arakawa-C con una coordinada sigma que permite niveles que siguen el terreno en la discretización espacial vertical.

El sistema de predicción con el modelo ARPS toma como condiciones iniciales y condiciones de contorno cada tres horas las salidas del modelo global GFS con un 1° de resolución. Para ello emplea un nivel intermedio de anidamiento en una malla con una resolución horizontal de 50 km ( $n_x=59$ ,  $n_y=51$ ,  $n_z=30$ ) cubriendo el suroeste de Europa y buena parte del Atlántico Oriental, hasta llegar a la malla final con 10 km de resolución, cuyas dimensiones son  $43 \times 43 \times 30$  abarcando el noroeste de la Península Ibérica, para lo cual emplea las parametrizaciones especificadas en la tabla 1. El sistema incluye un ciclo de asimilación de datos 6 horario independiente en cada malla.

Turbulencia	TKE orden 1.5 (Sung & Chang, 1986)
Microfísica	Ice microphysics
Convección	Param. de cúmulos de Kain-Fritsch
Radiación	Transferencia radiativa

Tabla 1.- Parametrizaciones empleadas en el modelo ARPS con 10 km de resolución.

Para la validación de los modelos numéricos se ha desarrollado una herramienta software que permite realizar una estadística exhaustiva de forma rutinaria, comparando los valores de los modelos con los registrados en la red de estaciones meteorológicas automáticas ([www.meteogalicia.es](http://www.meteogalicia.es)) de la Consellería de Medio Ambiente e

Desenvolvemento Sostible. Para el conjunto de las estaciones, el modelo ARPS presenta unos errores medios absolutos en temperatura de entre 1.5° para el D+0 y unos 2° para el D+3, para la velocidad de viento entre 1.5 m/s y 2.5 m/s, con unos índices de acierto superiores al 80% para la dirección de viento clasificada en octantes y en cuanto a la precipitación unos índices de acierto en la ocurrencia de lluvia también superiores al 80%, con probabilidades de detección alrededor del 60-70% y un índice de falsa alarma inferior al 20%.

## 2.2 Predicción para Sotavento

Desde 2004 MeteoGalicia colabora de forma activa con el parque eólico experimental Sotavento en la aplicación de herramientas de predicción basadas en los modelos meteorológicos operativos en MeteoGalicia. En este marco, se suministran diariamente las predicciones del modelo ARPS a 10 kilómetros de resolución, en su pasada de las 00Z, para las siguientes 72 horas de las variables meteorológicas de interés para el parque: velocidad y dirección del viento, temperatura, presión atmosférica y densidad del aire. Estas predicciones son publicadas de forma operativa junto a los datos en tiempo real en la página web del parque ([www.sotaventogalicia.com](http://www.sotaventogalicia.com)).



Fig. 1.- Plano del parque eólico Sotavento mostrando la situación de los aerogeneradores y las torres anemométricas.

Durante este tiempo se han estado realizando de forma continua validaciones del modelo frente a los datos registrados en las torres anemométricas de las que dispone el parque, según se muestra en la figura 1. En este estudio se presentará un resumen de estas estadísticas en el período comprendido entre Abril de 2004, inicio del suministro operativo a Sotavento, hasta el mes de Febrero de 2006. Para la elaboración de estas estadísticas se han empleado los datos reales diezminutales suministrados por las torres a los que se les ha aplicado un promedio horario de cara a su comparación con las salidas horarias del modelo, así como un filtro que ha permitido detectar y eliminar la mayor parte de los datos correspondientes a errores en los sensores. Cada una de las torres dispone de anemómetro y veleta en dos niveles diferentes: 20m y 46m.

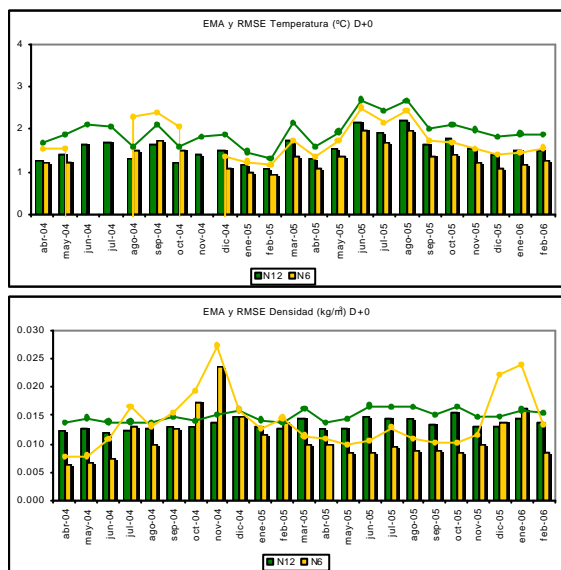


Fig. 2.- EMA (barras) y RMSE (líneas y puntos) en ambas torres para la temperatura (arriba) y la densidad (abajo).

Las principales variables meteorológicas de interés para la predicción de potencia eólica además de velocidad y dirección de viento, serán temperatura, presión y densidad del aire. En la figura 2 se muestran los errores medios absolutos (EMA) y errores cuadráticos medios (RMSE) para la temperatura y la densidad en el horizonte D+0 del modelo, esto es, en las primeras 24 horas de simulación. A continuación en las ecuaciones (1) y (2) se muestran las expresiones de dichos estimadores estadísticos:

$$EMA = \frac{\sum_{i=1}^N |Xobs_i - Xpred_i|}{N} \quad (1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Xobs_i - Xpred_i)^2}{N}} \quad (2)$$

Así, podemos observar como los errores medios en la densidad, variable directamente implicada en la producción de potencia, rondan el 1%, lo que a su vez explicaría un porcentaje similar de error en la potencia, asociado a ese error en la densidad. Podría así concluirse que, a efectos de la predicción de potencia eólica, estas variables termodinámicas (temperatura y presión, y por tanto, densidad) están correctamente descritas por el modelo atmosférico. Resultados similares han sido obtenidos para horizontes posteriores.

De esta manera, como cabe esperar, el comportamiento del modelo a la hora de predecir velocidad y dirección de viento, será el factor clave para la aplicación del mismo a la previsión de la producción de energía eólica. En las figuras 3 y 4 se muestran los resultados de la comparativa para todo el período, donde observamos que el error medio absoluto es inferior a 2 m/s en el D+0, en el entorno de los 2.5 m/s en el D+1 e inferior a 3 m/s para el D+2; en cuanto a la dirección del viento, esta presenta un EMA de unos 20° para el D+0, inferior a 40° en el D+1 y del orden de los 50° en el D+2. Para la realización de estas estadísticas de viento, se han eliminado los instantes en calma, considerando como tales aquellos en los que el valor de la velocidad de viento no ha superado el umbral a partir del cual el parque comienza a producir. En general, se han encontrado resultados análogos para las dos alturas a las que las torres registran datos de viento.

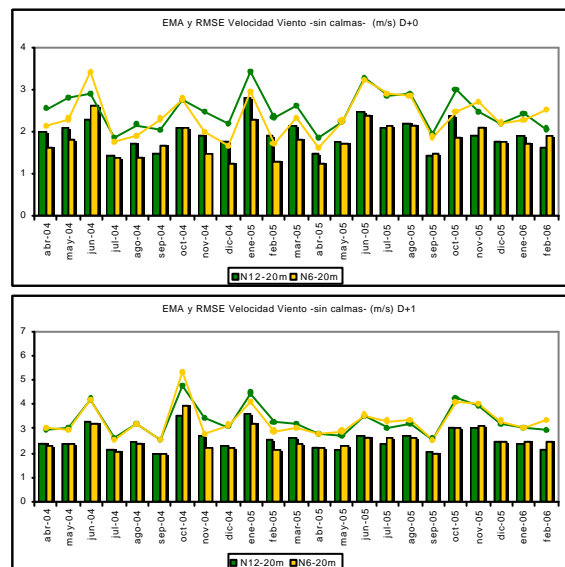


Fig. 3.- EMA (barras) y RMSE (líneas y puntos) en ambas torres para la velocidad a 20 m, para los horizontes D+0 (arriba) y D+1 (abajo).

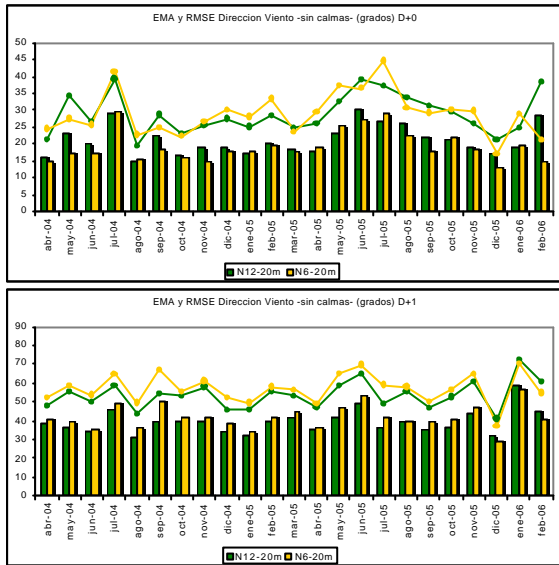


Fig. 4.- EMA (barras) y RMSE (líneas y puntos) en ambas torres para la dirección de viento a 20 m, para los horizontes D+0 (arriba) y D+1 (abajo).

### 2.3. Primera aproximación a la potencia

Una vez evaluado el modelo meteorológico, convendría conocer las habilidades del mismo para, a partir de la predicción determinista, estimar los valores de potencia producida en el parque.

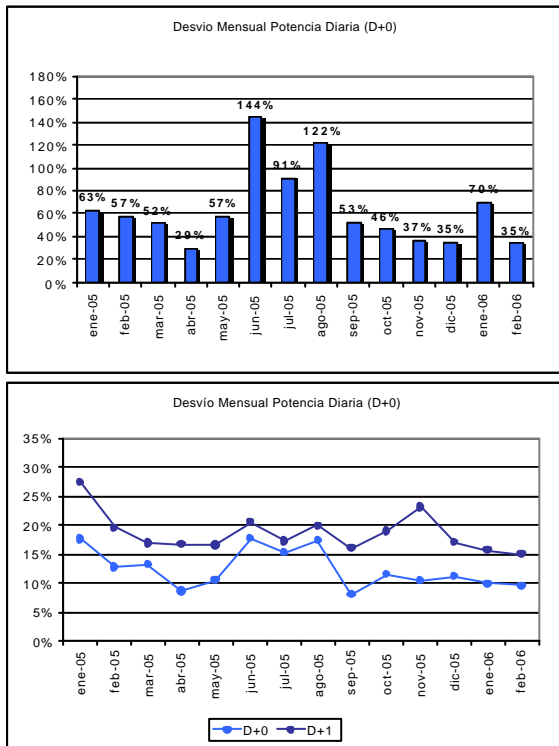


Fig. 5.- Desvíos de la potencia diaria estimada a partir de la curva de parque. Arriba: desvío respecto de la potencia total producida. Abajo: desvío respecto de la potencia nominal.

De esta forma y como un primer acercamiento al comportamiento del modelo, a petición del personal del parque y de cara a la publicación de gráficas comparativas en la página web de Sotavento, se implementó en el modelo la curva de potencia experimental obtenida a partir de los datos históricos del parque. Una vez implementada esta curva, se realizaron los cálculos mensuales de desvíos en la potencia diaria respecto de la potencia total producida y respecto de la potencia nominal del parque, tal y como se muestra en la figura 5.

Estudiando los datos de potencia y viento reales que conducen a la anterior curva de potencia (datos no mostrados en este trabajo) se observa una gran dispersión, que en gran medida, podría ser debida a diferencias en la producción de potencia en función de la dirección de procedencia del viento motivadas, entre otros factores, por el efecto apantallamiento producido por las estelas de los aerogeneradores. Para confirmar este extremo se realizó un sencillo estudio de caracterización de la curva en función de la dirección del viento, dando lugar a una curva de potencia para cada octante calculada mediante regresiones polinómicas de orden 3. De esta forma, en la figura 6, junto a la curva de parque anteriormente descrita, se puede observar en las curvas por sector obtenidas una gran variedad de comportamientos, incluso en sectores adyacentes, dando lugar a producciones energéticas muy diferentes con vientos similares.

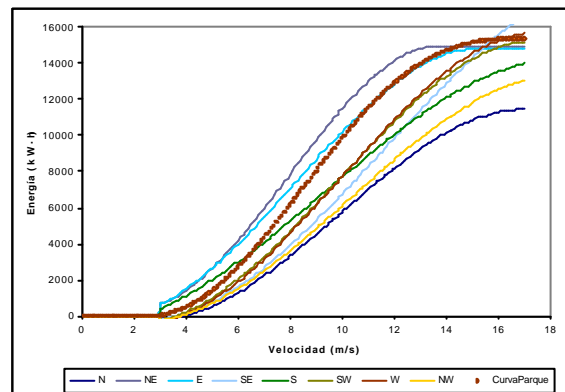


Fig. 6.- Curvas de potencia por sectores de dirección de viento (líneas) y curva de parque (puntos).

Desde esta perspectiva, cabría esperar que este conjunto de curvas por sector, al explicar mejor la variabilidad de la potencia, condujesen a una mejor estimación de la producción en el parque. Sin embargo, tal y como se muestra en la figura 7 las mejoras en la estimación de la potencia parecen tener un comportamiento estacional al aparecer sólo en los meses de otoño e invierno, y dando lugar a estimaciones incluso peores en los meses de primavera y verano. Este resultado se interpreta con la suma de un doble efecto: por una parte los vientos procedentes del este y el noreste son los de mayor eficiencia en la producción energética del parque

según se podía observar en las curvas de la figura 6; y por otra parte, el modelo de 10 km tiene una tendencia a sobrestimar los vientos de estas direcciones al no ser capaz de reproducir adecuadamente con esa resolución algunos efectos locales debidos a la topografía. De esta manera, en las situaciones de E y NE, muy frecuentes en situación anticiclónica y por tanto en los meses de primavera y verano, el modelo está sobrestimando el viento que da lugar a mayor producción energética, por lo que los errores en estos meses experimenta un aumento todavía superior.

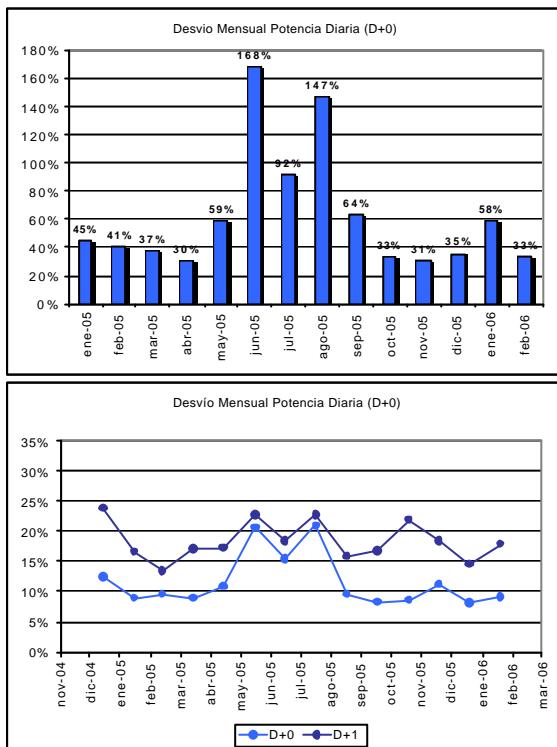


Fig. 7.- Desvíos de la potencia diaria estimada a partir de las curvas de potencia por sectores. Arriba: desvío respecto de la potencia total producida. Abajo: desvío respecto de la potencia nominal.

De esta forma, se ha conseguido de manera sencilla al calcular una curva para cada sector, eliminar en gran medida los errores debidos a la variabilidad asociada a la dirección. Así, el siguiente paso sería tratar de eliminar los errores sistemáticos asociados a la predicción del viento, para lo cual se realizó un estudio similar al anterior para obtener una curva de potencia para cada sector en función de la velocidad de viento predicha, en lugar de empleando el valor del viento real. Los desvíos obtenidos con la potencia calculada con este nuevo conjunto de curvas se muestran en la figura 8 en la que observamos un comportamiento similar, en cuanto al desvío, en los meses de otoño e invierno y unas mejoras significativas en los meses de primavera y verano, confirmando así que los errores en estos meses están asociados al doble efecto antes descrito.

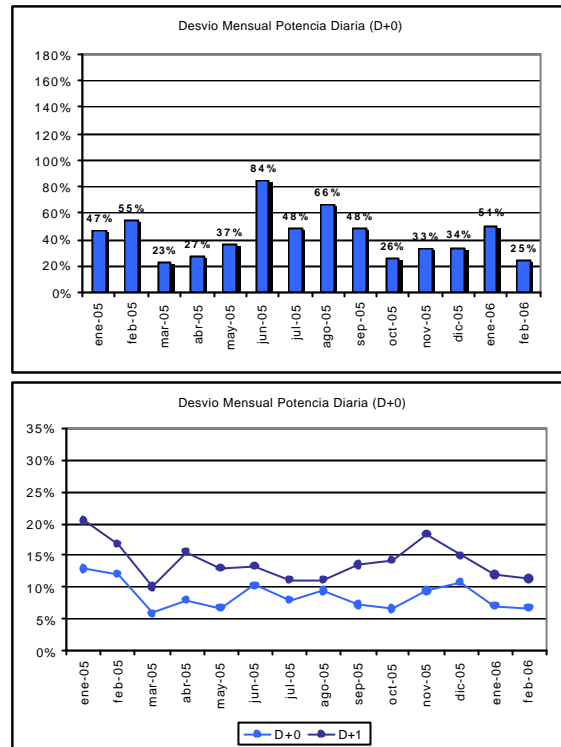


Fig. 8.- Desvíos de la potencia diaria estimada a partir de las curvas de potencia por sectores calculadas a partir del viento predicho. Arriba: desvío respecto de la potencia total producida. Abajo: desvío respecto de la potencia nominal.

Una última confirmación del origen de los mayores errores en la predicción de potencia en los sectores E y NE se produce al calcular los desvíos sin tener en cuenta los instantes horarios en los que el viento predicho presenta una dirección entre 22.5° y 90°. En esta ocasión, se obtendrían, para los meses de verano, desvíos respecto de la potencia total en el entorno del 30% al 40% y de un 5% respecto de la potencia nominal, claramente muy inferiores de los obtenidos originalmente.

### 3. POTENCIA. MODELOS ESTADÍSTICOS

A pesar de las mejoras obtenidas basadas en el estudio del modelo meteorológico, este se muestra aún insuficiente para las exigencias del parque y del mercado energético, tal y como apunta la literatura [6,7]. Durante el año 2005, surge la colaboración entre MeteoGalicia y CARTIF para elaborar nuevos desarrollos que cubran las necesidades de la predicción de energía eólica.

El objetivo del trabajo de CARTIF ha sido realizar una herramienta software de predicción energética de parques eólicos para operar en los mercados eléctricos basada en medidas in situ como son la potencia de salida de los aerogeneradores y variables meteorológicas y las salidas del modelo meteorológico desarrollado por MeteoGalicia.



La estrategia planteada para el desarrollo de la herramienta ha sido la siguiente:

- En lugar de estimar un único modelo para predicción se utilizarán una batería de modelos y la predicción final será una combinación lineal de los predictores independientes, de manera análoga a como se realiza en SIPREÓLICO [8].
- Con el fin de garantizar el funcionamiento en tiempo real de la herramienta se han desarrollado una serie de modelos para cuando se disponga tanto de datos en tiempo real del parque como de predicciones meteorológicas, otro conjunto de modelos que opera únicamente con datos en tiempo real y otro conjunto de modelos que utilizan como entrada únicamente las predicciones meteorológicas.
- A diferencia del modelo planteado en (Sánchez, 2005) [8] no nos basaremos únicamente en modelos estadísticos de series temporales sino que también se recurrirá a otras técnicas como son las redes neuronales, SVM (support vector machine) y reconocimiento de patrones.

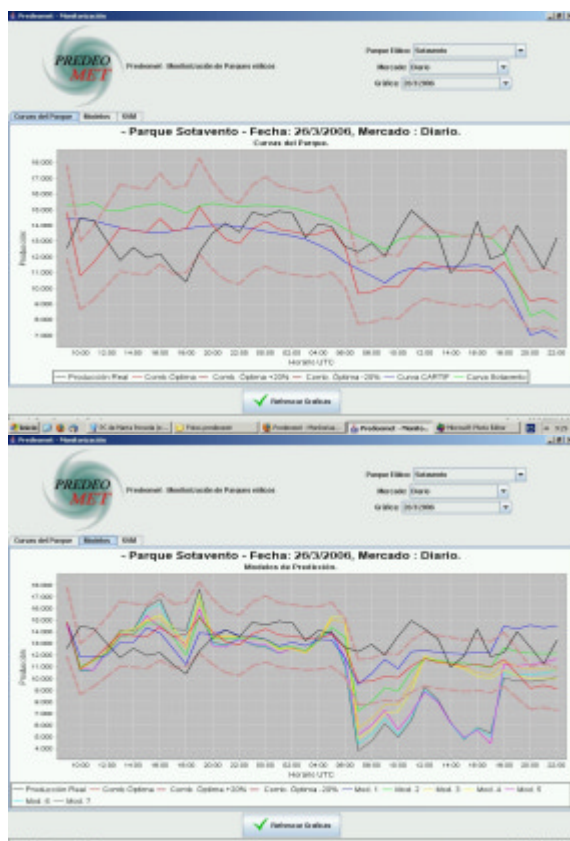


Fig. 9.- Ejemplo de salida gráfica de la herramienta estadística de predicción PREDEOMET.

Los modelos implementados para el parque eólico de Sotavento han sido 7 modelos paramétricos basados en Filtro de Kalman que utilizan los datos de potencia de salida del parque, y las predicciones

de velocidad y dirección de viento; una SVM que emplea los datos de potencia del parque y las predicciones de velocidad de viento y dos curvas de potencia, la suministrada por el propio parque de Sotavento que tiene como entrada únicamente la predicción de velocidad de viento y una curva no paramétrica ajustada con los datos de predicción tanto de velocidad como de dirección de viento. En la figura 9 se muestra la salida de la herramienta para un día concreto. En la parte superior se muestra la salida obtenida con las dos curvas de parque, frente a la predicción final obtenida como combinación óptima de todos los modelos ejecutados en cada instante, y frente a la potencia real obtenida en el parque. En la parte inferior se muestra un resultado análogo con los modelos basados en filtro de kalman.

#### 4. CONCLUSIONES

En este trabajo se han presentado los resultados obtenidos en la experiencia práctica de MeteGalicia en la aplicación, de manera operativa desde Abril de 2004, de un modelo numérico de predicción meteorológica al entorno del parque eólico experimental Sotavento. Las estadísticas de las variables meteorológicas predichas comparadas con los valores registrados en el parque nos permiten concluir que por una parte, a efectos de producción de energía eólica, temperatura y presión, y por tanto densidad, están correctamente predichas, mientras que por otra parte, las predicciones de velocidad y dirección de viento ofrecen errores razonables pero con un impacto muy grande en la predicción de potencia.

A partir de los datos obtenidos durante este período de funcionamiento se ha realizado un estudio de la influencia de estos errores en la predicción de potencia, de forma que mediante procedimientos sencillos (regresiones polinómicas) se han conseguido reducir enormemente los principales errores en la potencia: por una parte, mediante la realización de una curva por sectores se ha reducido, la variabilidad debida a la dirección del viento; y por otra parte, mediante la estimación de curvas de potencia a partir del viento predicho han reducido los errores procedentes de la falta de habilidad del modelo de 10 km en resolver efectos locales en la escala del parque.

Por otra parte se ha puesto en marcha en colaboración con CARTIF una herramienta de predicción eólica que opera en tiempo real basada en modelos estadísticos adaptativos que utiliza como entradas al sistema los datos de producción del parque y las predicciones de velocidad y dirección de viento suministradas por MeteGalicia.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer la colaboración de los compañeros de sus respectivas instituciones, y en especial las inestimables aportaciones y debates de Pablo Carracedo, Breogán Gómez y Vicente Pérez-Muñuzuri.

## REFERENCIAS

- [1] I.Troen and E.Lundtang Petersen: European Wind Atlas, *Department of Meteorology and Wind Energy, Riso National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark.*
- [2] M.J. Souto, C.F. Balseiro, V. Pérez-Muñuzuri, M. Xue e K. Brewster. Impact of Cloud Analysis on Numerical Weather Prediction in the Galician Region of Spain. *Journal of Applied Meteorology* 42, 129-140 (2003)
- [3] C.F. Balseiro, P. Carracedo, B. Gómez, P.C. Leitão, P. Montero, L. Naranjo, E. Penabad e V. Pérez-Muñuzuri. Tracking the "Prestige" oil spill. An operational experience in simulation at Meteogalicia. *Weather*, 58 p. 452- 458(2003)
- [4] E. Penabad, V. Pérez-Muñuzuri, J.A. Souto, J.J. Casares, J.L. Bermúdez e F.L.Ludwig. A comparison of Lagrangian dispersion models coupled to a meteorological model for high stack air pollution forecast. "Air Pollution X", C.A. Brebbia, J.F. Martín-Duque (eds.) WIT Press, 73-82 (2002).
- [5] M. Xue, K.K. Droegemeier, V. Wong. The Advanced Regional Prediction System (ARPS) – A multi-scale nonhydrostatic atmospheric simulation and prediction model. Part I: Model Dynamics and Verification. *Meteorology and Atmospheric Physics*, 75, pp. 161-193, 2000.
- [6] G Giebel. R Brownsword, G Kariniotakis. The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power:A Literature Overview. *Working paper of ANEMOS project*
- [7] H. Madsen, G. Kariniotakis, H.Aa. Nielsen, T.S Nielsen, P. Pinson. A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models. *Working paper of ANEMOS project.*
- [8] I. Sanchez. Short-term prediction of wind energy production *International Journal of Forecasting* (2005), en publicación