

# **VALIDACIÓN DEL MODELO DE ESTIMACIÓN DE RESULTADOS, EÓLICOS Y ENERGÉTICOS, EN EL PARQUE EÓLICO DE SOTAVENTO**



**Laboratorio de Mecánica de Fluidos  
Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica  
E.T.S.I. Industriales  
Universidad Politécnica de Madrid**

**Antonio Crespo Martínez  
Emilio Migoya Valor  
Fermín Moreno García**

**Noviembre 2003**





## ÍNDICE GENERAL

<b>1. Introducción</b>	<b>5</b>
<b>2. Datos</b>	<b>7</b>
<b>2.1. Orografía</b>	<b>7</b>
<b>2.2. Datos de viento</b>	<b>7</b>
<b>2.2.1 Estación N6</b>	<b>7</b>
<b>2.2.2 Estación N12</b>	<b>7</b>
<b>2.3. Características de los aerogeneradores</b>	<b>8</b>
<b>2.4. Posición de los aerogeneradores</b>	<b>8</b>
<b>3. Método y programas de cálculo utilizados</b>	<b>10</b>
<b>3.1. UPMORO</b>	<b>10</b>
<b>3.2. UPMPARK</b>	<b>12</b>
<b>3.2.1 Generalidades</b>	<b>12</b>
<b>3.2.2 Modelo de estela aislada: UPMWAKE</b>	<b>13</b>
<b>3.2.3 Modelo para la interacción de varias estelas: UPMPARK</b>	<b>14</b>
<b>3.3. ITERACIÓN</b>	<b>15</b>
<b>4. Resultados</b>	<b>16</b>
<b>5. Conclusiones</b>	<b>19</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>20</b>



## ÍNDICE DE TABLAS

1) Características de los aerogeneradores del parque.	22
2) Datos de las curvas de potencia a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.	23
3) Datos de las curvas de coeficientes de empuje a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.	24
4) Posición y altura de los aerogeneradores del parque.	25
5) Coeficientes de correlación para todas las estaciones y direcciones agrupadas.	26
6a) Coeficientes de correlación para todas las direcciones agrupadas pero discriminando estaciones (aerogeneradores del 1 al 12).	27
6b) Coeficientes de correlación para todas las direcciones agrupadas pero discriminando estaciones (aerogeneradores del 13 al 24).	28
7a) Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 1 a la 8) para la turbina 1.	29
7b) Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 9 a la 16) para la turbina 1.	30
8a) Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 1 a la 8) para la turbina 13.	31
8b) Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 9 a la 16) para la turbina 13.	32
9) Coeficientes de correlación promediando, para cada aerogenerador, los resultados independientes según la dirección y la estación de medida.	33
10) Coeficientes de correlación entre las velocidades medidas en las estaciones y las estimaciones en las turbinas.	34
11) Valores medios medidos, estimados con los modelos y corregidos con las mediciones en los aerogeneradores.	35
12) Errores de las estimaciones con los modelos y con la corrección de las mediciones.	36



## ÍNDICE DE FIGURAS

1) Vista en planta de la zona a estudio.	37
2) Perspectiva tridimensional de la zona a estudio.	37
3) Curvas de nivel de la zona a estudio.	38
4) Mapa de rugosidades de la zona a estudio.	38
5) Curvas de potencia a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.	39
6) Curvas de coeficientes de empuje a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.	39
7) Posiciones de los aerogeneradores y torres de medida con altitud (amarillo para las cimas y azul para los valles).	40
8) Modelo de Jackson y Hunt: a) Flujo básico sin perturbar. b) Flujo perturbado	41
9) Regiones en que se divide el modelo de Jackson y Hunt.	41
10) Esquema del modelo de estela aislada: UPMWAKE.	42
11) (a) Vista plana del modelo de estela simple UPMWAKE (b) Vista plana del modelo de estela múltiple UPMPARK.	42
12) Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad media en las estaciones, sin discriminar direcciones ni estaciones.	43
13) Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad media en las estaciones, sin discriminar direcciones ni estaciones.	43
14) Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N12 a 40m y dirección entre 56,25° y 78,75°.	44
15) Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N12 a 40m y dirección entre 56,25° y 78,75°.	44
16) Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N6 a 46m y dirección entre 123,75° y 146,25°.	45
17) Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N6 a 46m y dirección entre 56,25° y 78,75°.	45
18) Velocidad (m/s) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 1.	46
19) Potencia (kW) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 1.	46



<b>20) Velocidad (m/s) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 13.</b>	<b>47</b>
<b>21) Potencia (kW) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 13.</b>	<b>47</b>
<b>22) Velocidades (m/s) medidas y estimadas en los aerogeneradores.</b>	<b>48</b>
<b>23) Potencia (kW) medidas y estimadas en los aerogeneradores.</b>	<b>48</b>
<b>24) Errores en velocidad y potencia en los aerogeneradores.</b>	<b>49</b>



# 1. INTRODUCCIÓN

El Laboratorio de Mecánica de Fluidos, englobado en el Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid perteneciente a la Universidad Politécnica de Madrid, ha realizado el presente estudio para Sotavento Galicia, S.A. Se trata del tercer informe del contrato suscrito entre las partes con el fin de estimar el efecto de la orografía y las estelas de 24 aerogeneradores del parque eólico de Sotavento sobre el campo de vientos de la zona. En esta fase del proyecto, el objetivo es realizar una segunda comparación entre los valores estimados y las mediciones diezminutales de los resultados eólicos y energéticos para la configuración real del parque.

Previamente se habían realizado dos estudios. Uno primero para una disposición preliminar de los aerogeneradores, el cuál fue comparado con un trabajo previo realizado por Garrad Hassan para Sotavento Galicia, S.A. con fecha 22 de junio de 1999, nº 2288/BR/01, Raftery 1999.

El segundo trabajo también realizaba una comparación de resultados estimados y medidos, aunque con menos datos de medida. Existen dos diferencias entre ambos. La primera es que en aquél la comparación de resultados se llevó a cabo **a escala global** mientras que en el presente se realiza **en cada instante diezminutal individualmente**. La segunda y más importante diferencia radica en que en el segundo informe el objetivo era elegir razonadamente el modelo más útil al objetivo final del contrato. Por tanto se compararon los resultados de emplear el programa *WAsP* y el *UPMORO* para tener en cuenta el efecto de orografía. El primero de dichos programas es comercial y ampliamente empleado y validado. Sin embargo, al tratarse de un código cerrado, no permite extraer los resultados tal y como se precisan para el objetivo final del trabajo, *la comparación de datos instantáneos*. Por ello se compararon los resultados del *UPMORO*, desarrollado por el Laboratorio de Mecánica de Fluidos que realiza este informe, con los del *WAsP* y con las medidas reales, comprobándose la idoneidad de emplear el *UPMORO* en el trabajo a realizar.

En el presente estudio, se va a estimar el efecto de la orografía y de las estelas en la producción del parque para los tipos y posiciones reales de aerogeneradores, comparando con las mediciones reales **individuales** en las turbinas. Se han usado básicamente dos programas: el *UPMORO* y el *UPMPARK*. Con el primero se pretende estudiar la influencia de la orografía en los datos de la estación. El segundo de ellos estima la incidencia de las estelas en la disminución del viento incidente sobre cada aerogenerador cuando ha tenido que pasar a través de alguna otra máquina del parque. Se tratará de combinar el *UPMORO* con el *UPMPARK* para encontrar un medio de predecir la producción del parque con lo que poder validar el cálculo de velocidades en las posiciones de los aerogeneradores. De esta forma también se puede conseguir una relación entre la velocidad incidente en el aerogenerador y la velocidad medida por el anemómetro de góndola abajo. Dicha velocidad está modificada respecto a la incidente tanto por la estela consecuencia de la extracción de cantidad de movimiento del flujo de aire como por la perturbación que la propia góndola origina en el campo fluido.

Para cumplir con los objetivos anteriores, el Laboratorio ha obtenido la siguiente información:

- Mapas 1:25.000 del Mapa Topográfico Nacional de España distribuidos por el Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG).



- Curva de potencia del aerogenerador Made AE-52.
- Curvas de coeficiente de empuje de los aerogeneradores Made AE-46/I y Made AE-52.

La información facilitada por Sotavento Galicia S.A. y extraída del informe de Garrad Hassan, Raftery 1999, ha sido:

- Medidas cada 10 minutos en media y desviación del módulo y dirección de la velocidad del viento para diversas estaciones de medida situadas en distintas posiciones y alturas dentro del parque desde mayo del 2002 hasta octubre del 2003.
- Producción de cada aerogenerador y velocidad de viento en su anemómetro de góndola, en intervalos de 10 minutos, aproximadamente durante el mismo periodo temporal en el que se disponía de datos eólicos en las estaciones de medida.
- Densidad media del aire en el emplazamiento.
- Curvas de potencia de los aerogeneradores Bazan Bonus MK-IV, Bazan Bonus 1.3 MW, Ecotecnia 44/640, Gamesa G-47, Made AE-46/I, Made AE-61, Neg-Micon Multipower 48 y Neg-Micon Multipower 52.
- Curvas coeficiente de empuje de los aerogeneradores Bazan Bonus MK-IV, Bazan Bonus 1.3 MW, Ecotecnia 44/640, Gamesa G-47, Made AE-61, Neg-Micon Multipower 48 y Neg-Micon Multipower 52.
- Características geométrica y alturas de todos los aerogeneradores del parque.
- Disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento.





## **2. DATOS**

### **2.1 OROGRAFÍA**

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como entrada por el modelo de evaluación del campo de vientos, UPMORO. Para la obtención del archivo digitalizado necesario para ejecutar los programas, se ha empleado el Autocad sobre un mapa escaneado 1:25.000 correspondiente a la zona a estudio. Dicho mapa pertenece al Mapa Topográfico Nacional de España y contiene curvas de nivel cada 10 metros.

El entorno considerado es un rectángulo de dimensiones 7'0 x 8'0 km<sup>2</sup>, entre las coordenadas UTM(km): 587x4797 y 594x4805. En la figura 1 y 2 se presenta una vista en planta y otra tridimensional del terreno a estudio. En la figura 3 puede verse la representación orográfica del área del parque mediante sus curvas de nivel tal como será empleado por los modelos de orografía. La figura 4 representa la rugosidad elegida de forma discreta para el tratamiento de dicha región.

### **2.2 DATOS DE VIENTO**

Se ha dispuesto de diversas estaciones de medida situadas en la zona a estudio durante diferentes periodos de tiempo de medida. Se ha decidido emplear las situadas en las posiciones denominadas N6 y N12, figura 7, ya que su periodo temporal de medición coincide con el correspondiente a los datos disponibles de producción y viento medido en los aerogeneradores. Además, son de los que se dispondrá en el futuro para el resto de los cálculos, con lo que las conclusiones o trabajos a realizar se podrán basar en los resultados del presente informe.

#### **2.2.1 Estación N6**

El emplazamiento se define por los siguientes valores:

- Altura de anemómetro respecto al suelo: 20 y 46 m.
- Coordenada UTMx: 590,345 km.
- Coordenada UTM<sub>y</sub>: 4799,510 km.
- Longitud: 07° 53' 07.6'' W.
- Latitud: 43° 20' 32'' N.

Se disponen de 76.005 datos comprendidos entre las 15 horas 10 minutos del día 2 de mayo del 2002 y las 11 horas del día 23 de octubre del 2003, el 97'95% del periodo considerado, el cuál debería constar de 77.592 datos. Por tanto se considera suficientemente representado el tramo temporal estudiado.

#### **2.2.2 Estación N12**

El emplazamiento se define por los siguientes valores:



- Altura de anemómetro respecto al suelo: 20 y 40 m.
- Coordenada UTMx: 590,725 km.
- Coordenada UTM<sub>y</sub>: 4800,550 km.
- Longitud: 07° 52' 50.1'' W.
- Latitud: 43° 21' 05.6'' N.

Se disponen de 79.749 datos comprendidos entre las 11 horas 50 minutos del día 3 de mayo del 2002 y las 11 horas del día 23 de octubre del 2003, el cuál debería constar de 77.468 datos. Este error se debe a que existen ciertas mediciones diezminutales con valores repetidos. Por tanto, ha sido necesario proceder, previamente a su empleo, a la depuración de estos datos.

A partir de los datos de viento cada 10 minutos, ver anexo, se puede calcular la rosa de los vientos en la estación meteorológica. Con dichas rosas se realiza la modelización del campo de vientos en el emplazamiento y la evaluación de los resultados energéticos del parque. Empleando modelos, posteriormente comentados, se puede obtener el *wind atlas*, para las estaciones meteorológicas. Los “atlas de viento” dan la frecuencia, dirección e intensidad del mismo para distintas alturas y niveles de rugosidad del terreno en cada uno de los sectores en que hemos dividido la rosa de los vientos. Estos datos se obtienen eliminando las perturbaciones locales de orografía, rugosidad y obstáculos que se encuentran alrededor de la estación meteorológica y que generan el viento local. De esta forma, conseguimos saber que valores se obtendrían, para distintas alturas y rugosidades, cuando el viento geostrofico actúa sin interferencias. Dichos valores serán los que se extrapolen a cada posición de aerogenerador y en los que influirán la orografía, rugosidad y obstáculos concretos de donde se encuentra.

## 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

En el parque de Sotavento existen 9 modelos distintos de aerogeneradores tripala de eje horizontal. Dichos modelos son los siguientes:

- NEG-MICON Multipower 48.
- NEG-MICON 900 kW.
- GAMESA G47.
- ECOTECNIA 44.
- BAZAN BONUS MK-IV.
- BAZAN BONUS 1.3 MW.
- MADE AE-46/I.
- MADE AE 52.
- MADE AE 61.

Las características geométricas y potencia nominal de cada uno de ellos se muestra en la tabla 1. Las curvas de potencia y coeficientes de empuje, para una densidad de 1'15 o 1'225 kg/m<sup>3</sup> vienen dadas en las tablas 2 y 3 y representadas en las figuras 5 y 6 respectivamente. En algunas de las curvas de potencia o empuje ha sido necesario acudir a la densidad estándar de 1'225 kg/m<sup>3</sup> ya que no se disponía de los datos para 1'15 kg/m<sup>3</sup>. Dicho valor es la densidad media de aire en el emplazamiento evaluada por Garrad Hassan, Raftery 1999.

## 2.4 POSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

En la tabla 4 se especifica la posición y el tipo de todos los aerogeneradores del parque. La distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento y las curvas de nivel se



observan en la figura 7. El color en dicha figura hace referencia a la altura en cada punto (amarillo para las zonas más altas y azul para las de menor cota). Además se ha incluido la posición de las dos torres de medida, N6 y N12.



## 3. MÉTODO Y PROGRAMAS DE CÁLCULO UTILIZADOS

Con objeto de evaluar el efecto combinado de la orografía y de las estelas en el parque se han realizado tareas de modelización que incluyen:

- Modelización del campo de vientos. A partir de los datos de viento, de topografía del emplazamiento y rugosidad del terreno, se ha elaborado mediante modelización con el código **UPMORO** un *Atlas* eólico de la zona.
- Modelización de las estelas dentro del parque mediante la utilización del **UPMPARK**.
- Cálculo de la velocidad y producción en cada aerogenerador. Se han superpuesto de forma apropiada los efectos de las estelas y la orografía, calculados por el **UPMPARK** y **UPMORO** respectivamente.

Mediante los pasos anteriores, se ha realizado una base de datos consistente en calcular la velocidad y producción (2 datos) en cada aerogenerador (24 turbinas) mediante los modelos antes mencionados (2 programas) para cada combinación de dirección (16 sectores) y velocidad (25 intervalos) en cada una de las estaciones de medida (4 mediciones, en dos posiciones y dos alturas distintas). Por tanto en total existen  $2 \times 24 \times 2 \times 16 \times 25 \times 4 = 153600$  **valores en la base de datos**. El procedimiento propuesto para emplear en Sotavento consiste en, según la medición de las estaciones, interpolar en esa base de datos para obtener los valores estimados en las turbinas. Además, puesto que se dispone de los valores reales en los aerogeneradores, esas estimaciones pueden corregirse para conseguir una mayor exactitud en las predicciones a priori, en las que no se conocen los valores en las turbinas.

### 3.1 UPMORO

El programa **UPMORO** ha sido desarrollado en el Laboratorio de Mecánica de Fluidos de la E.T.S.I. Industriales de la UPM. Su objetivo es determinar la perturbación inducida en el viento incidente por el efecto de la orografía del emplazamiento.

La corriente básica sin perturbar viene expresada por una ley logarítmica, conocida como ley de la pared.

$$u = 2.5 \times u^* \times \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$
$$k = 5.77 \times (u^*)^2$$
$$\varepsilon = 2.5 \times \frac{(u^*)^3}{z}$$

donde  $u$  es la velocidad de la corriente sin perturbar,  $u^*$  la velocidad de fricción,  $z$  la altura desde el suelo,  $z_0$  la rugosidad del terreno,  $k$  la energía cinética turbulenta y  $\varepsilon$  la disipación de la energía cinética turbulenta. Se supone que los obstáculos orográficos son lo suficientemente pequeños y suaves para que el flujo sea una pequeña perturbación sobre el que se refleja en las



ecuaciones anteriores, figura 8. El modelo de perturbación se basa en el dado por Jackson y Hunt (1975), modificado en la forma indicada por Hunt (1988), y Belcher y Hunt (1998). La atmósfera se divide en tres regiones, figura 9, delimitadas por las siguientes alturas:

$$l = \frac{z_0}{8} \times \left( \frac{L}{z_0} \right)^{0.9}$$
$$h_m = \frac{L}{\left[ \ln \left( \frac{L}{z_0} \right) \right]^{\frac{1}{2}}}$$

siendo L la longitud característica del obstáculo. El modelo linealiza las ecuaciones a resolver y supone que la velocidad se perturba de forma que:

$$u = 2.5 \times u^* \times \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) + \Delta u$$
$$v = \Delta v$$

donde v es la velocidad perpendicular a la dirección principal y las correcciones,  $\Delta u$  y  $\Delta v$ , vienen expresadas, según la zona de la atmósfera donde nos encontremos, mediante:

a)  $z > h_m$ : la perturbación corresponde a un movimiento irrotacional dado por:

$$\Delta u = 2.5 \times u^* \times \ln \left( \frac{h_m}{z_0} \right) \times \sigma(x, y, z)$$
$$\Delta v = 2.5 \times u^* \times \ln \left( \frac{h_m}{z_0} \right) \times \sigma'(x, y, z)$$

con

$$\sigma(x, y, z) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{f'(\xi, \eta) \times (x - \xi) \times d\xi d\eta}{\left[ (x - \xi)^2 + (y - \eta)^2 + z^2 \right]^{\frac{3}{2}}}$$
$$\sigma'(x, y, z) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{f'(\xi, \eta) \times (y - \eta) \times d\xi d\eta}{\left[ (x - \xi)^2 + (y - \eta)^2 + z^2 \right]^{\frac{3}{2}}}$$

siendo  $\xi$  y  $\eta$  variables de integración de la malla y  $f'$  la pendiente del terreno en la dirección y sentido del viento.

b)  $l < z < h_m$ :

$$\Delta u = 2.5 \times u^* \times \frac{\ln^2 \left( \frac{h_m}{z_0} \right)}{\ln \left( \frac{z}{z_0} \right)} \times \sigma(x, y, z)$$



$$\Delta v = 2.5 \times u^* \times \frac{\ln^2\left(\frac{h_m}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \times \sigma'(x, y, z)$$

c)  $z_0 < z < l$ :

$$\Delta u = 2.5 \times u^* \times \frac{\ln^2\left(\frac{h_m}{z_0}\right)}{\ln^2\left(\frac{l}{z_0}\right)} \times \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \times \sigma(x, y, z)$$
$$\Delta v = 2.5 \times u^* \times \frac{\ln^2\left(\frac{h_m}{z_0}\right)}{\ln^2\left(\frac{l}{z_0}\right)} \times \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \times \sigma'(x, y, z)$$

## 3.2 UPMPARK

Es un modelo desarrollado en el Laboratorio de Mecánica de Fluidos de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UPM, que en forma tridimensional resuelve las ecuaciones de Navier-Stokes, con el cierre k-ε, aplicadas a un parque eólico, suponiendo el flujo parabólico.

### 3.2.1 Generalidades

El aprovechamiento de la energía eólica en gran escala requiere la disposición de un importante número de aeroturbinas en un parque. Dada la variabilidad en la dirección del viento y las limitaciones en la disponibilidad del terreno, es difícil en muchos casos evitar que la estela o la sombra de una máquina no interfiera con las que están aguas abajo. Esta interferencia se manifiesta en una menor velocidad incidente, y en una mayor turbulencia, así como en irregularidades de la corriente en las máquinas afectadas, dando lugar a una menor producción de energía, mayores cargas dinámicas y de fatiga y fluctuaciones en la energía eléctrica producida. El efecto de la estela se añade o superpone al de la orografía y el estudio de ambos se hace necesario.

El programa UPMPARK es una herramienta de cálculo que sirve para obtener la distribución de magnitudes fluidas: velocidad, presión, temperatura, energía cinética turbulenta y su ritmo de disipación en un parque eólico. El programa tiene fundamentalmente en cuenta el efecto de las estelas. No calcula directamente el efecto de la orografía, aunque puede incorporar los cálculos hechos con otros programas o las mediciones, en parques desprovistos de aeroturbinas, y superponer los efectos orográficos y de las estelas, siempre que se cumplan ciertas condiciones, fundamentalmente que la orografía no sea muy complicada. El programa UPMPARK, propuesto por Crespo et al. (1993, 1994) y Chacón (1994) está basado en un programa anterior, UPMWAKE, que calcula el campo fluido para estelas aisladas, y ha sido presentado por Crespo et al. (1985, 1988<sup>a</sup>), Hernández (1985) y Crespo y Hernández (1989).



### 3.2.2 Modelo de estela aislada: UPMWAKE.

El modelo de estela aislada se muestra esquemáticamente en la figura 10. Una corriente incidente no uniforme que representa la capa superficial de la capa límite terrestre incide sobre la aeroturbina. Este flujo básico está descrito en Panofski y Dutton (1984) y es perturbado por la aeroturbina.

Los parámetros que describen el flujo básico son:

- La rugosidad del terreno.
- Velocidad a una cierta altura, o alternativamente la velocidad turbulenta de fricción.
- Estabilidad atmosférica a través de la longitud de Monin-Obukhov.
- Propiedades del aire al nivel del suelo.

La máquina genera perturbaciones de todas las magnitudes fluidas, fundamentalmente de velocidad y de energía cinética turbulenta, que se difunden aguas abajo de la máquina. Las ecuaciones que describen este flujo perturbado son las de conservación de:

- Masa.
- Cantidad de movimiento (tres componentes)
- Energía.
- Energía cinética turbulenta.
- Ritmo de disipación de energía cinética turbulenta.

Se imponen condiciones de contorno en el suelo, en el infinito, y en el plano normal al suelo y que contiene a la aeroturbina. En todo el contorno, excepto dentro del círculo de radio igual al de la sección expandida de la aeroturbina, se supone que las propiedades fluidas son las del flujo básico. La sección expandida de la aeroturbina tiene un diámetro ligeramente superior al de la turbina real y corresponde a una sección aguas abajo en que la depresión creada, detrás mismo de la aeroturbina, se ha convertido íntegramente en defecto de velocidad. El cálculo del diámetro expandido se hace mediante la aplicación de la clásica teoría del elemento de pala (ver por ejemplo Wilson1994). Dentro del círculo que contiene a la aeroturbina expandida se suponen conocidas todas las perturbaciones de las propiedades fluidas que introduce la máquina; en la práctica sólo se incluyen perturbaciones de velocidad normal a la aeroturbina (defecto de velocidad), de energía cinética turbulenta y de su ritmo de disipación. El programa permite además introducir perturbaciones de velocidad radial y azimutal y de temperatura (asociada al rendimiento interno de la aeroturbina), pero se ha encontrado que estos efectos son despreciables. Se supone que no hay perturbación de la presión debido a que se ha tomado como punto de partida la turbina expandida. De no hacerse esta suposición, la hipótesis de considerar las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento como parabólicas, que se verá más adelante, no sería válida y el tratamiento del problema, fundamentalmente en su parte relativa a la interacción de múltiples estela (UPMPARK), carecería de validez. Crespo et al. (1990) estudiaron el problema, sin hacer esta simplificación, suponiendo que las ecuaciones son elípticas. Usaron un código comercial y compararon con experimentos y con la aproximación propuesta, encontrando que dos o tres diámetros aguas abajo de la aeroturbina, para todas las



situaciones de interés, el método propuesto proporciona resultados idénticos al más exacto y ambos muy parecidos a los experimentos.

Se han introducido las siguientes hipótesis para tratar las ecuaciones de conservación:

- Aproximación de capa límite o flujo parabólico, consiste en despreciar la difusión turbulenta y la presión en la ecuación en la dirección principal del movimiento.
- Aproximación de Boussinesq para la flotabilidad, que consiste en considerar que las variaciones de densidad son pequeñas y asociadas fundamentalmente a las de temperatura.
- Se desprecia el transporte molecular frente al turbulento.
- Cierre de tipo  $k-\varepsilon$  para el transporte turbulento.

Las ecuaciones han sido resueltas numéricamente utilizando un método de diferencias finitas propuesto por Patankar y Spalding (1972).

Crespo et al. (1986, 1988, 1989 y 1990) han comparado los resultados obtenidos con UPMWAKE con los experimentos en túnel aerodinámico de Luken et al. (1986) y de experimentos en escala real de Taylor et al. (1985), y se ha encontrado un acuerdo muy aceptable. Más recientemente, Adams y Quarton (1996) y Schpers (1995) han validado también UPMWAKE por comparación con medidas en túnel y campo.

Crespo y Hernández (1993a, 1996), basándose en resultados de UPMWAKE, han desarrollado correlaciones para calcular la intensidad de la turbulencia en las estelas y las han comparado con mediciones en túnel de 7 autores y en escala real de 4 autores, (muchos de estos trabajos recopilados por Quarton, 1989) proponen un método sencillo para calcular el espectro a partir de los valores de  $k$  y  $\varepsilon$  obtenidos por UPMWAKE y se comparan con medidas de Hojstrup (1990), resultando buena concordancia para distancias intermedias aguas abajo.

Crespo et al.(1993b) estudiaron la superposición de estelas de aeroturbinas y de obstáculos orográficos, y propusieron un método de superposición de ambos efectos, que fue validado con las medidas experimentales del parque de Monteahumada, basándose en los cálculos orográficos efectuados con el programa WASP, y en los resultados de UPMWAKE.

### **3.2.3 Modelo para la interacción de varias estelas: UPMPARK.**

Basados en que la hipótesis de flujo parabólico es válida en la mayor parte del campo fluido (tal como se ve en Crespo et al., 1990), Chacón (1994) y Crespo et al. (1993, 1994) se desarrolló el código UPMPARK, como extensión de UPMWAKE. Las ecuaciones de conservación y el modelo turbulento de cierre son las mismas que las usadas por UPMWAKE. Todas las estelas difunden simultáneamente en un flujo ambiente como el indicado en la figura 10, que representa la capa superficial de la capa límite terrestre. Para terreno uniforme, el flujo ambiente también lo sería, sin embargo, como antes se indicó, el programa puede tener en cuenta variaciones moderadas de orografía usando el método de superposición propuesto por Crespo et al. (1993b).

Las condiciones de contorno en el infinito, en el suelo y en la sección de partida, excluyendo la sección de la primera aeroturbina, son las correspondientes al flujo básico, tal como ocurría en UPMWAKE. La aproximación de tipo parabólico nos permite proseguir nuestra integración numérica en una dirección dominante (flujo principal sin perturbar), sin que





las secciones aguas abajo influyan en las secciones aguas arriba. Partiendo pues de la sección inicial proseguimos la integración numérica, tal como indica la figura 11, hasta que llegamos a una sección en la que aparece otra aeroturbina, donde, en los correspondientes nodos, se imponen unas fuentes o sumideros de las diferentes magnitudes fluidas, fundamentalmente, defecto de velocidad, e incrementos de  $k$  y  $\epsilon$ . El número de nodos en cada sección debe ser ahora bastante mayor que para UPMWAKE, ya que debe contener toda la sección transversal del parque y llegar lateralmente hasta el infinito, o a una distancia donde las perturbaciones se hayan amortiguado. Al ser el modelo parabólico, no hay límite al tamaño del parque en la dirección principal del viento. El número de nodos necesario para un grupo de turbinas en fila es el mismo que para una turbina aislada. UPMWAKE ha sido validado por comparación con medidas en parques eólicos de Nibe, Zeebrugge, Sexbierum y Vindeby, en Crespo et al. (1993, 1993c, 1994). También ha sido aplicado al cálculo de parques eólicos en el mar en Frandsen et al. (1996) y Crespo y Gómez-Elvira (1997)

### 3.3 ITERACIÓN

En anteriores estudios se comprobó como datos medidos a menor altura proporcionaban mejores resultados que datos a alturas más cercanas a la del buje de los aerogeneradores. Este hecho parece indicar algún tipo de interferencia en las estaciones de medida. El estar situadas en las cercanías de las cimas puede dar lugar a que, como parece corroborarse en estudios preliminares de los datos, en las direcciones en que la torre y el pico se enfrentan se pierda el perfil logarítmico creciente de velocidades, produciéndose una deceleración del viento a cotas altas. Además, las estaciones de medida se encuentran en medio de las filas de aerogeneradores, con lo que las estarán afectando las estelas generadas.

Todo lo anterior ha hecho necesario modificar la versión anterior del programa para llevar a cabo un proceso iterativo necesario para corregir las velocidades de entrada al parque. La velocidad adecuada que haría válido los cálculos sería aquella en que la localización de los anemómetros diese la velocidad medida por los mismos.



## 4. RESULTADOS

El modelo propuesto analiza los efectos orográficos y de estelas mediante el estudio de las direcciones y velocidades registradas en las estaciones. Si se busca en los datos medidos la velocidad y producción en un aerogenerador para distintos instantes en que exista la misma dirección y velocidad en la estación, se comprueba como las medidas en las turbinas pueden adquirir distintos valores, (ver figuras de la 12 a la 17 comentadas posteriormente). Por tanto, existen otras razones distintas a la orografía y a las estelas que modifican los resultados: bondad de las curvas de potencia y empuje de las máquinas, errores de medida, influencia de la turbulencia y sus características,... Por tanto, *a pesar de ser magnitudes distintas*, se puede considerar que el modelo predice adecuadamente los efectos de orografía y estelas cuando los coeficientes de correlación entre las velocidades y potencias estimadas y reales sean del mismo orden de magnitud que los coeficientes de correlación entre las velocidades y potencias medidas en las turbinas respecto a las velocidades medidas en las estaciones. Además, se deberá cumplir que los valores medios medidos y estimados sean lo más cercanos posibles entre sí.

Por tanto, la primera labor comparativa realizada ha sido estimar como de predecibles son los parámetros buscados (velocidad y producción en los aerogeneradores) en función de los datos disponibles (velocidad y dirección en las estaciones) y como se ajustan las estimaciones de los modelos con las medidas. Para ello se han empleado los coeficientes de correlación entre las distintas magnitudes. Dicho coeficiente se puede calcular entre dos variables cualquiera X e Y de las que se dispone de una serie de n datos, representados por  $(x_i, y_i)$  donde i varía entre 1 y n. El coeficiente de correlación se define como:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \langle x \rangle)(y_i - \langle y \rangle)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \langle x \rangle)^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \langle y \rangle)^2}}$$

donde  $\langle x \rangle$  e  $\langle y \rangle$  son los valores medios de la serie X e Y respectivamente. Cuanto más se acercase a 1 o -1 el coeficiente de correlación, mejor sería la misma. En nuestro caso, como las relaciones son directas, las pendientes deben ser positivas. Por tanto, el número a que deberían tender estos coeficientes para que existiese buena relación sería 1. Contra más cercano a cero fuese, peor sería la correlación.

En las figuras de la 12 a 17 se muestran varios ejemplos para el aerogenerador 13. Con las demás turbinas se podrían extraer figuras similares pero no añadirían nada nuevo. Se ha elegido la 13 como ejemplo al estar situada en el centro de la alineación de aerogeneradores que conforma el parque y por tanto muy influenciada por las estelas. En las figuras 12, 14 y 16 se representa la velocidad en el aerogenerador frente la velocidad en la estación, mientras que en las figuras 13, 15 y 17 se muestra la potencia de la turbina en función de la velocidad en la estación. Las figuras 12 y 13 muestran todos los datos, sin discriminar en direcciones. En principio, si se estudiasen los datos en grupos según la dirección de viento incidente, se deberían obtener mejores resultados debido a que se tienen en cuenta efectos tales como la orografía y las estelas. Por tanto se ha dividido la rosa en 16 sectores. El primero sería el norte, centrado en la dirección 0°, y siguiendo en el sentido de las agujas del reloj. Las figuras 14 y 15 muestran el caso, estudiando direcciones aisladas, que mejor correlación entre parámetros proporciona. Para el aerogenerador 13 se trata de la dirección 4 (intervalo entre 56,25° y 78,75°) de la estación 4



(N12 a 40m), con coeficientes de correlación de 0,94 y 0,92 para la velocidad y la potencia respectivamente. Las figuras 16 y 17 muestran el caso, estudiando direcciones aisladas, que peor correlación entre parámetros proporciona. Para la turbina 13 dicho caso corresponde con la estación 2 (N6 a 46m) en la dirección 7 (intervalo entre 123,75° y 146,25°), cuyos coeficientes de correlación son 0,15 y 0,25 para la velocidad y la potencia respectivamente.

En las tablas 5, 6 (a y b), 7 (a y b), 8 (a y b) y 9 aparecen resumidos diferentes coeficientes de correlación entre las velocidades medidas en las estaciones y la velocidad y potencia medida en los aerogeneradores. La tabla 5 contiene ese coeficiente de correlación para cada aerogenerador y la velocidad media de las 4 estaciones. La tabla 6 (a y b) contiene los resultados para cada aerogenerador y cada estación individual pero sin discriminar direcciones. Como ejemplo, las tablas 7 (a y b) y 8 (a y b) muestran, para el aerogenerador 1 (en un extremo del parque) y el 13 (en medio del parque eólico) respectivamente, esos coeficientes separando cada estación y dirección de viento. La tabla 9 muestra esos coeficientes de correlación promediando, para cada aerogenerador, los resultados independientes que se obtienen haciendo una clasificación según la dirección y la estación de medida. El valor medio para todo el parque cuando se relaciona la velocidad de la estación con la velocidad del aerogenerador sería de 0,7 y cuando se relaciona con la potencia de la turbina de 0,72.

Puesto que para un mismo instante no existe correspondencia unívoca entre las medidas de dirección y velocidad en las estaciones, existen 4 previsiones de velocidad y potencia en las turbinas, una para cada par (velocidad, dirección) medido en cada una de las cuatro. En el anterior informe, se justificaba el hecho de tomar como valor estimado representativo la media de esos cuatro resultados.

En la tabla 10 se muestran los coeficientes de correlación entre las velocidades medidas en las estaciones y las estimaciones de velocidad y potencia en las turbinas. Dichos valores se han obtenido discriminando según la dirección de viento incidente en cada estación, con lo cual se han obtenido los cuatro valores resultados que, al ser promediados, han proporcionado el valor resultado final. Como se puede comprobar, existen dos posibles valores para cada magnitud, el llamado sin corrección es el referido a la estimación directa de los modelos. El segundo, llamado con corrección, corrige los resultados anteriores mediante los valores medidos en los aerogeneradores. Como se explica más detalladamente en el tutorial del programa, mediante una simple regresión lineal entre los valores estimados y medidos en la góndola se minimiza el error. Actualmente se trabaja para mejorar dicha corrección. En caso de cambiar la configuración del parque, el único de que se dispondría sería el valor estimado directamente por los modelos, es decir el llamado sin corrección. Como se puede comprobar, los valores medios para todo el parque de los coeficientes de correlación para la velocidad, 0,76 sin corrección y 0,82 con corrección, y la potencia, 0,79 y 0,84 para las estimaciones sin corregir o corregidas respectivamente, son del orden de magnitud e incluso superiores a la correlación existente entre los valores medidos en las turbinas en función de la velocidad en las estaciones.

Las figuras de la 18 a la 21 muestran, para los aerogeneradores 1 (en el extremo del parque) y 13 (en medio de la configuración de aerogeneradores), la relación entre los valores medidos y estimados. Se han elegido esos dos emplazamientos por las mismas razones que anteriormente. El 1 está poco afectado por estelas al estar en un extremo de la configuración de las turbinas y el 13 es uno de los que, en principio, más se van a ver afectados. La figura 18 y 19 corresponden a la turbina 1 y la 20 y 21 a la 13. Concretamente las figuras 18 y 20 muestran las velocidades estimadas, sin y con corrección, frente a las medidas, mientras que la 19 y 21 contienen la potencia estimada, sin y con corrección, frente a la medida. En las cuatro figuras aparece además la recta regresión lineal obtenida con los datos representados. Además se incluye en rojo la línea de 45° correspondiente a una correlación perfecta. Cuanto más se acercasen las rectas de regresión a dicha línea, mejor serían las estimaciones. Se puede comprobar la buena adecuación de las predicciones a los valores reales.



Finalmente se han comprobado los valores medios del parque para cada aerogenerador. Los resultados se muestran en la tabla 11 y figuras 22 y 23. La tabla muestra los valores medios de velocidad y producción medidos, estimados con los modelos y corregidos con las mediciones en los aerogeneradores. Se puede observar como los valores estimados corregidos mediante las mediciones obtienen exactamente el mismo valor medio de las mediciones, consecuencia del proceso seguido para su obtención. Consiguientemente, en las figuras 22 y 23, en las que se compara para cada aerogenerador los valores medidos y estimados, solo se incluye la estimación del modelo sin corrección, puesto que la corregida sería igual que el valor medido. La figura 22 contiene esa comparación en velocidades y la 23 en potencias. Como se ve en las figuras de la 18 a la 21, a velocidades altas las potencias y velocidades calculadas son menores que las medidas y lo contrario ocurre a velocidades bajas. Estos efectos no se corrigen en valores medios a no ser que se haga la corrección sugerida anteriormente.

La tabla 12 y la figura 24 contienen los errores de las estimaciones con los modelos y con la corrección de las mediciones respecto al valor medido. No se incluye el error de la estimación corregida por ser idénticamente nulo por lo explicado anteriormente. El error medio en todo el parque, tomando valores absolutos; es de 5,48% en velocidades y del 7,87 % en potencias. Los errores mayores por aerogenerador se dan en las turbinas 21 y 22, por encima del 10 % en velocidades y del 20 en potencias. La 9 y la 18 también tienen errores mayores del 10 % tanto en velocidades como en potencias. La 23 y 24 tienen discrepancias mayores del 10 % sólo en potencias y la 5 solo en velocidades. Curiosamente, entre las 7 máquinas que se acaban de mencionar con mayores desviaciones respecto a las previsiones, están las 4 Bazan Bonus MK-IV. Este hecho puede llevar a pensar a algún error en los datos proporcionados para sus curvas de funcionamiento. Conviene recordar que, como se indicaba en el primer apartado de este informe, los datos de muchas de las curvas de empuje y potencia, en concreto de la Bazan Bonus MK-IV, pero también de casi todas las demás, han sido extraídos del informe previo de Garrad Hassan, Raftery 1999. Este hecho parece indicar que sería necesario que los fabricantes proporcionaran curvas más fiables y adecuadas a la densidad del emplazamiento para intentar minimizar aún más los errores.

Independientemente de todo lo anterior, una labor a realizar será corregir la velocidad medida en el anemómetro de góndola empleando las estimaciones de los modelos. Esto parece necesario ya que existe mas discrepancias en velocidades que en potencias respecto al caso perfecto para las regresiones, como se puede observar en las figuras de la 18 a la 21. De esta forma se podrán establecer unas pseudocurvas de potencia en las que se use como entrada la velocidad medida en la góndola en lugar de la velocidad incidente en el aerogenerador.



## 5. CONCLUSIONES

Se ha realizado una base de datos consistente en calcular la velocidad y producción (2 datos) en cada aerogenerador (24 turbinas) mediante los modelos antes mencionados (2 programas) para cada combinación de dirección (16 sectores) y velocidad (25 intervalos) en cada una de las estaciones de medida (4 mediciones, en dos posiciones y dos alturas distintas). Por tanto en total existen  $2 \times 24 \times 2 \times 16 \times 25 \times 4 = 153600$  valores en la base de datos. El procedimiento propuesto para emplear en Sotavento consiste en, según la medición de las estaciones, interpolar en esa base de datos para obtener los valores estimados en las turbinas. Los resultados obtenidos mediante las cuatro estaciones de medida se ponderan y se obtiene la estimación final. Además, puesto que se dispone de los valores reales en los aerogeneradores, esas estimaciones pueden corregirse para conseguir una mayor exactitud en previsiones de las cuales no se dispusiese el valor en las turbinas.

De los resultados anteriores se concluye que los modelos empleados con los datos de entrada disponibles permiten obtener una aproximación válida a los resultados reales. Se consigue un error medio, tomando valores absolutos de los errores individuales por aerogenerador; de 5,48% en velocidades y del 7,87 % en producciones. Los coeficientes de correlación natural entre las mediciones en las estaciones y en las turbinas son alrededor del 0,7. Sin embargo, con los modelos estos coeficientes, entre los valores estimados y los medidos en los aerogeneradores, mejoran hasta más de 0,8.

Se han realizado en el programa de cálculo las modificaciones indicadas como necesarias en el informe anterior. La más importante de ellas ha consistido en la corrección de la velocidad de entrada al parque para conseguir que en la localización de los anemómetros se obtuviese la velocidad medida. Esta labor ha sido necesaria ya que las estaciones de medida se encuentran en medio de las filas de aerogeneradores, con lo que las estarán afectando las estelas generadas en las turbinas. Además, ahora se obtienen resultados de igual orden de exactitud o incluso mejores con las estaciones a mayor altura, y por tanto más cercanas a la altura del buje de los aerogeneradores, que con las inferiores.

Por último, se debe hacer constar que las mayores discrepancias se producen en algunas turbinas concretas. Este hecho parece indicar que sería necesario que los fabricantes proporcionaran curvas más fiables y adecuadas a la densidad del emplazamiento para intentar minimizar aún más los errores.

En el futuro, se pretende calcular curvas de potencia cuya entrada sea la velocidad medida en la góndola en lugar de la velocidad incidente en el aerogenerador. De esta forma se tendrán en cuenta estelas y efectos locales de perturbación de la corriente en la medición de la góndola.

En Madrid a 21 de noviembre del 2003

Antonio Crespo Martínez  
Doctor Ingeniero Aeronáutico

Emilio Migoya Valor  
Doctor Ingeniero Industrial

Fermín Moreno García  
Ingeniero Industrial



## **REFERENCIAS**

Adams, B. M. and Quarton, D. D. "Dynamic Loads in Wind Farms II" Final Report of Joule Project JOU2-CT92-0094. Edited by Garrad Hassan, 1996.

Belcher, S., y Hunt, J. Ann. Rev. Fl. Mech. vol 30, pp 507-538, 1998.

Crespo, A.; Manuel, F. Moreno, D. Fraga, E. and Hernández, J. "Numerical Analysis of wind turbine wakes" Proc. of the Delphi Workshop on Wind Energy Applications. 1985.

Crespo, A. and Hernández J. "A numerical model of wind turbine wakes and wind farms." Proceedings of the EWEC ' 86, Rome, pp. 111 - 115. 1986

Crespo, A.; Hernández, J.; Fraga, E. and Andreu, C. "Experimental Validation of the UPM Computer Code to Calculate Wind Turbine Wakes and Comparison with other Models," Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27, 1988.

Crespo, A.; Hernández, J.; Fraga, E. and Andreu, C. Final Report of CEC contract EN3W / 0020 / E(B). "Analysis of Wind Turbine Wakes." 1988a.

Crespo, A. and Hernández, J., "Numerical Modeling of the Flow Field in a Wind Turbine Wake," Proceedings of the Forum on Turbulent Flows, ASME meeting, La Jolla, 1989.

Crespo, A.; Manuel, F. and Hernández, J. "Numerical modeling of wind turbine wakes." Proceedings of the ECWEC ' 90, Madrid, pp. 111 - 115. 1990.

Crespo, A.; Hernández, J.; Manuel, F.; Grau, J. C.; Chacón L.; Spanish contribution to the Final Report of the CEC Project "Full scale measurements in wind turbine arrays", jour-0064. Edited by National Power, G.J. Taylor, appendix 4, 1993.

Crespo A., and Hernández J., "Analytical correlations for turbulence characteristics in the wakes of wind turbines". Proceedings of ECWEC'93, pp. 436-439. Travemünde, Germany, 1993a.

Crespo A., Manuel F., Grau J. C. and Hernández J., "Modelization of Wind Farms in Complex Terrain". Application to the Monteahumada Wind Farm. Proceedings of ECWEC'93, pp. 440-443. Travemünde, Germany, 1993b.

Crespo A. Contribution to the Final Report contract CEC JOUR-0087-NL (CEC) "Wake and wind farm modeling". TNO-report 93-374, 1993c.

Crespo A.; Chacón, L.; Hernández J.; Manuel, F. and Grau, J. C. "UPMPARK a parabolic 3D code to model wind farms". Proceedings of EWEC'94, pp. 454-459. 1994.

Crespo A., and Hernández J. "Turbulence characteristics in wind-turbine wakes". Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 61, pp. 71-85, 1996.

Crespo A. and Gómez-Elvira, R. "Effect of the proximity of land on wind farm performance for offshore flow" Proceedings of the European Seminar OWEMES, La Maddalena, Sardinia, Italy pp. 33-41, 1997.



Chacón, L. "Modelización por ordenador de parques eólicos", Engineer's degree project, E.T.S.I.I. Universidad Politécnica de Madrid. 1994.

Frandsen, S. (editor); Chacón, L.; Crespo A.; Enevoldsen, P.; Gómez-Elvira, R.; Hernández, J; Højstrup, J.; Manuel, F.; Thomsen, K. and Sørensen, P. "Measurements on and Modeling of Offshore Wind Farms" Final Report of EU Contract JOU2-CT93-0350. Risø-R-903(EN). June 1996.

Hernández J. "Modelización de estelas de aeroturbinas" Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 1995.

Højstrup, J. "Wake Measurements on the Nibe wind-Turbines in Denmark. Appendix 1. Nibe Wake 2: Data Report. Power Spectra". Final Report on CEC contract no. EN3W.0039.UK(H1). 1990.

Hunt, J., Leibovich, S., Richards, K., y Quart, J. R. Meteorol. Soc. vol 114, pp 1435-1470, 1988.

Jackson, P., Hunt, J., y Quart, J. R. Meteorol. Soc. vol. 101, pp 929-955, 1975.

Luken, E.; Talmon, A. and Vermeulen, P. E. J. "Evaluation of Two Mathematical Wind Turbine Wake Models in Various Types of Flows" TNO Report, 86-07, 1986.

Patankar, S.V. and Spalding, D.B., "A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows," Int. Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 15, 1972.

Quarton, D. Final Report from Garrad Hassan and Partners to the Energy Technology Support Unit of the Department of Energy of the UK, contract ETSU WN 5096. "Wake Turbulence Characterization." 1989.

Raftery, P. G., Tindal, A. J., y Hassan, U., (1999). "Assessment of the Proposed Sotavento Wind Farm, Galicia, Spain". Informe de Garrad Hassan para Sotavento Galicia, S.A., 22 de junio de 1999, nº 2288/BR/01.

Scheppers, G. Analysis of Alsvik data, contribution to the DLWFII final report, ECN. Private communication. 1995.

Taylor, G. J., "Wake measurements on the Nibe wind-turbines in Denmark. Part 2: Data collection and analysis," Final report CEC Contract No. EN3W.0039.UK(H1), National Power U.K., 1990.

Wilson, R. E., "Aerodynamic behavior of wind turbines" Chapter 5 of the book Wind Turbine Technology by Spera, D., ASME Press, 1994.



Número de unidades	Tecnólogo Tipo	Altura (m)	Diámetro (m)	Potencia nominal (kW)
4	BAZAN BONUS MK-IV	40	44	600
1	BAZAN BONUS 1.3 MW	49	62	1300
4	GAMESA G47	45	47	660
4	ECOTECNIA 44	45.25	44	640
4	NEG MICON 48	45	48	750
1	NEG MICON 900 kW	45	52	900
4	MADE AE 46/I	46	46	660
1	MADE AE 52	50	52	800
1	MADE AE 61	60	61	1320

Tabla 1: Características de los aerogeneradores del parque.





Curva de potencia Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	GAMESA G47	MADE AE-46/I	MADE AE 52	MADE AE 61	ECOTECNIA 44	BAZAN BONUS MK-IV	BAZAN BONUS 1.3 MW	NEG MICON 48	NEG MICON 900 kW
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	14.0	15.0	21.0	0.0	0.0	32.1	19.5	27.0
5	48.0	43.0	49.9	74.9	28.0	20.0	91.6	53.1	67.0
6	99.0	80.9	100.9	144.8	69.0	63.0	172.5	97.4	117.0
7	155.0	123.9	171.8	214.9	125.0	122.0	291.2	155.3	199.0
8	235.0	201.8	264.8	353.8	196.0	191.0	439.3	244.6	303.0
9	327.0	290.8	381.6	520.6	282.0	269.0	604.3	349.2	420.0
10	437.0	387.6	519.6	713.3	370.0	351.0	770.6	462.2	541.0
11	532.0	475.6	667.4	901.3	453.0	423.0	928.7	564.5	644.0
12	609.0	548.7	800.0	1062.3	528.0	490.0	1072.2	640.5	732.0
13	657.0	600.7	800.0	1184.4	578.0	543.0	1183.1	696.3	801.0
14	685.0	636.8	800.0	1259.7	608.0	574.0	1250.1	729.8	849.0
15	694.0	656.9	800.0	1301.8	626.0	592.0	1281.7	745.5	880.0
16	699.0	660.0	800.0	1320.0	637.0	610.0	1294.0	750.0	894.0
17	700.0	650.2	800.0	1319.1	638.0	608.0	1298.2	744.6	900.0
18	700.0	633.2	800.0	1301.3	635.0	596.0	1299.5	734.8	897.0
19	700.0	618.3	800.0	1262.5	628.0	574.0	1299.8	723.0	892.0
20	700.0	604.2	800.0	1224.5	620.0	545.0	1300.0	711.9	887.0
21	700.0	594.2	800.0	1184.6	610.0	521.0	1300.0	701.4	883.0
22	700.0	584.3	800.0	1152.5	600.0	504.0	1300.0	694.3	880.0
23	700.0	579.2	800.0	1128.6	592.0	493.0	1300.0	692.8	879.0
24	700.0	579.2	800.0	1112.5	586.0	475.0	1300.0	695.2	881.0
25	700.0	580.2	800.0	1096.7	579.0	453.0	1300.0	700.6	884.0

Tabla 2: Datos de las curvas de potencia a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.



Coefficiente de empuje Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	GAMESA G47	MADE AE-46/I	MADE AE 52	MADE AE 61	ECOTECNIA 44	BAZAN BONUS MK-IV	BAZAN BONUS 1.3 MW	NEG MICON 48	NEG MICON 900 kW
3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.000	1.029	0.890	1.129	1.250	0.884	0.000	0.923	0.970
5	0.887	0.890	0.800	0.969	1.165	0.774	0.898	0.819	0.840
6	0.878	0.769	0.800	0.849	1.020	0.671	0.839	0.726	0.720
7	0.878	0.650	0.810	1.184	0.910	0.829	0.944	0.855	0.880
8	0.833	0.849	0.810	0.929	0.825	0.757	0.888	0.790	0.790
9	0.811	0.769	0.810	0.849	0.755	0.683	0.801	0.729	0.720
10	0.753	0.690	0.770	0.769	0.685	0.611	0.690	0.668	0.650
11	0.662	0.610	0.700	0.680	0.615	0.539	0.602	0.600	0.570
12	0.570	0.540	0.600	0.609	0.550	0.476	0.521	0.534	0.510
13	0.396	0.470	0.420	0.530	0.490	0.417	0.453	0.471	0.450
14	0.306	0.420	0.320	0.470	0.430	0.363	0.410	0.416	0.400
15	0.243	0.370	0.260	0.410	0.375	0.318	0.357	0.369	0.350
16	0.200	0.330	0.210	0.370	0.330	0.281	0.316	0.330	0.320
17	0.166	0.290	0.180	0.330	0.295	0.250	0.283	0.298	0.290
18	0.141	0.260	0.150	0.290	0.265	0.223	0.255	0.272	0.260
19	0.120	0.240	0.130	0.260	0.240	0.202	0.233	0.250	0.240
20	0.104	0.220	0.110	0.240	0.220	0.185	0.214	0.231	0.220
21	0.090	0.200	0.100	0.220	0.205	0.172	0.198	0.215	0.210
22	0.079	0.190	0.080	0.200	0.190	0.162	0.185	0.201	0.200
23	0.070	0.180	0.080	0.190	0.175	0.153	0.174	0.189	0.180
24	0.069	0.170	0.070	0.180	0.165	0.145	0.165	0.180	0.170
25	0.056	0.160	0.060	0.170	0.155	0.138	0.156	0.171	0.170

Tabla 3: Datos de las curvas de coeficientes de empuje a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.



Posición	Tecnólogo	UTMX(m)	UTMY(m)	Altitud (m.)
1	BAZAN BONUS 1.3 MW	590281.00	4799043.00	667
2	NEG MICON 48	590361.00	4799173.00	682
3	GAMESA G47	590331.00	4799288.00	688
4	ECOTECNIA 44	590343.00	4799415.00	695
5	BAZAN BONUS MK-IV	590400.54	4799547.00	693
6	MADE AE 46/I	590445.04	4799661.00	690
7	GAMESA G47	590491.50	4799784.00	678
8	NEG MICON 48	590521.45	4799905.17	669
9	BAZAN BONUS MK-IV	590551.40	4800025.84	661
10	MADE AE 46/I	590581.35	4800146.51	658
11	ECOTECNIA 44	590640.14	4800320.53	655
12	NEG MICON 900 kW	590672.96	4800437.00	654
13	NEG MICON 48	590750.31	4800901.00	637
14	GAMESA G47	590757.47	4801057.89	635
15	ECOTECNIA 44	590601.65	4801340.02	651
16	MADE AE 52	590578.00	4801471.00	668
17	MADE AE 46/I	590553.00	4801609.50	693
18	BAZAN BONUS MK-IV	590538.22	4801749.37	698
19	GAMESA G47	590519.66	4801876.00	698
20	NEG MICON 48	590542.03	4802011.00	690
21	ECOTECNIA 44	590569.64	4802137.00	671
22	BAZAN BONUS MK-IV	590622.00	4802261.00	657
23	MADE AE 46/I	590654.00	4802387.00	646
24	MADE AE 61	590692.29	4802512.00	623

Tabla 4: Posición y altura de los aerogeneradores del parque.



Turbina	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
1	0.64	0.80
2	0.85	0.85
3	0.84	0.83
4	0.86	0.85
5	0.77	0.83
6	0.86	0.85
7	0.83	0.84
8	0.86	0.87
9	0.77	0.84
10	0.83	0.77
11	0.85	0.85
12	0.88	0.90
13	0.85	0.86
14	0.81	0.82
15	0.73	0.74
16	0.81	0.75
17	0.80	0.79
18	0.67	0.75
19	0.75	0.75
20	0.76	0.77
21	0.63	0.67
22	0.58	0.65
23	0.66	0.69
24	0.69	0.72
PROMEDIO	0.77	0.79

Tabla 5: Coeficientes de correlación para todas las estaciones y direcciones agrupadas.



Turbina	Estación	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
1	1	0.63	0.79
1	2	0.61	0.76
1	3	0.59	0.73
1	4	0.60	0.74
2	1	0.82	0.82
2	2	0.76	0.76
2	3	0.81	0.81
2	4	0.84	0.84
3	1	0.82	0.82
3	2	0.76	0.77
3	3	0.80	0.79
3	4	0.81	0.80
4	1	0.85	0.84
4	2	0.81	0.81
4	3	0.79	0.78
4	4	0.81	0.79
5	1	0.75	0.81
5	2	0.73	0.79
5	3	0.71	0.77
5	4	0.73	0.79
6	1	0.84	0.83
6	2	0.81	0.79
6	3	0.79	0.78
6	4	0.82	0.81
7	1	0.80	0.81
7	2	0.76	0.77
7	3	0.79	0.79
7	4	0.82	0.82
8	1	0.82	0.83
8	2	0.77	0.78
8	3	0.83	0.83
8	4	0.85	0.85
9	1	0.73	0.80
9	2	0.71	0.77
9	3	0.74	0.82
9	4	0.74	0.82
10	1	0.80	0.73
10	2	0.76	0.68
10	3	0.80	0.76
10	4	0.81	0.77
11	1	0.80	0.81
11	2	0.75	0.76
11	3	0.83	0.84
11	4	0.85	0.85
12	1	0.82	0.84
12	2	0.77	0.80
12	3	0.87	0.89
12	4	0.88	0.90

Tabla 6a: Coeficientes de correlación para todas las direcciones agrupadas pero discriminando estaciones (aerogeneradores del 1 al 12).



Turbina	Estación	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
13	1	0.79	0.80
13	2	0.71	0.73
13	3	0.87	0.88
13	4	0.87	0.88
14	1	0.76	0.77
14	2	0.68	0.71
14	3	0.83	0.83
14	4	0.82	0.82
15	1	0.68	0.70
15	2	0.61	0.63
15	3	0.73	0.74
15	4	0.75	0.75
16	1	0.76	0.71
16	2	0.71	0.66
16	3	0.79	0.74
16	4	0.81	0.76
17	1	0.77	0.76
17	2	0.73	0.72
17	3	0.77	0.75
17	4	0.79	0.78
18	1	0.65	0.72
18	2	0.64	0.70
18	3	0.63	0.70
18	4	0.64	0.72
19	1	0.74	0.74
19	2	0.72	0.72
19	3	0.69	0.68
19	4	0.71	0.71
20	1	0.74	0.75
20	2	0.72	0.73
20	3	0.71	0.70
20	4	0.73	0.73
21	1	0.60	0.65
21	2	0.57	0.62
21	3	0.58	0.63
21	4	0.62	0.66
22	1	0.55	0.61
22	2	0.53	0.58
22	3	0.56	0.63
22	4	0.58	0.66
23	1	0.63	0.66
23	2	0.60	0.62
23	3	0.62	0.66
23	4	0.65	0.69
24	1	0.66	0.69
24	2	0.63	0.66
24	3	0.65	0.68
24	4	0.68	0.71
PROMEDIO		0.74	0.75

Tabla 6b: Coeficientes de correlación para todas las direcciones agrupadas pero discriminando estaciones (aerogeneradores del 13 al 24).



Turbina	Estación	Dirección	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
1	1	1	0.70	0.77
1	2	1	0.85	0.92
1	3	1	0.69	0.75
1	4	1	0.70	0.76
1	1	2	-0.05	0.33
1	2	2	0.69	0.73
1	3	2	0.48	0.56
1	4	2	0.58	0.65
1	1	3	0.37	0.65
1	2	3	0.72	0.81
1	3	3	0.57	0.62
1	4	3	0.65	0.71
1	1	4	0.80	0.78
1	2	4	0.42	0.62
1	3	4	0.25	0.53
1	4	4	0.32	0.56
1	1	5	0.49	0.50
1	2	5	0.64	0.76
1	3	5	0.58	0.70
1	4	5	0.55	0.69
1	1	6	0.63	0.67
1	2	6	0.75	0.75
1	3	6	0.43	0.56
1	4	6	0.54	0.61
1	1	7	0.26	0.52
1	2	7	0.66	0.67
1	3	7	0.27	0.25
1	4	7	0.43	0.42
1	1	8	0.33	0.54
1	2	8	-0.03	0.23
1	3	8	0.05	0.29
1	4	8	-0.02	0.32

Tabla 7a: Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 1 a la 8) para la turbina 1.



Turbina	Estación	Dirección	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
1	1	9	0.54	0.70
1	2	9	0.58	0.71
1	3	9	0.54	0.71
1	4	9	0.54	0.71
1	1	10	0.80	0.87
1	2	10	0.36	0.57
1	3	10	0.22	0.43
1	4	10	0.21	0.41
1	1	11	0.87	0.91
1	2	11	0.58	0.75
1	3	11	0.55	0.66
1	4	11	0.60	0.70
1	1	12	0.85	0.90
1	2	12	0.78	0.87
1	3	12	0.56	0.73
1	4	12	0.58	0.76
1	1	13	0.74	0.85
1	2	13	0.88	0.90
1	3	13	0.83	0.88
1	4	13	0.87	0.89
1	1	14	0.75	0.82
1	2	14	0.84	0.90
1	3	14	0.80	0.84
1	4	14	0.78	0.83
1	1	15	0.87	0.90
1	2	15	0.82	0.92
1	3	15	0.78	0.86
1	4	15	0.78	0.88
1	1	16	0.36	0.72
1	2	16	0.69	0.85
1	3	16	0.65	0.77
1	4	16	0.67	0.77
PROMEDIO			0.57	0.69

Tabla 7b: Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 9 a la 16) para la turbina 1.





Turbina	Estación	Dirección	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
13	1	1	0.64	0.68
13	2	1	0.81	0.80
13	3	1	0.91	0.90
13	4	1	0.91	0.90
13	1	2	0.76	0.77
13	2	2	0.61	0.64
13	3	2	0.86	0.84
13	4	2	0.87	0.88
13	1	3	0.79	0.81
13	2	3	0.79	0.80
13	3	3	0.74	0.77
13	4	3	0.84	0.87
13	1	4	0.72	0.73
13	2	4	0.77	0.72
13	3	4	0.92	0.92
13	4	4	0.94	0.92
13	1	5	0.24	0.27
13	2	5	0.70	0.72
13	3	5	0.92	0.87
13	4	5	0.91	0.87
13	1	6	0.57	0.65
13	2	6	0.47	0.59
13	3	6	0.74	0.80
13	4	6	0.65	0.77
13	1	7	0.68	0.70
13	2	7	0.15	0.25
13	3	7	0.58	0.66
13	4	7	0.62	0.71
13	1	8	0.85	0.84
13	2	8	0.42	0.45
13	3	8	0.75	0.83
13	4	8	0.76	0.87

Tabla 8a: Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 1 a la 8) para la turbina 13.



Turbina	Estación	Dirección	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
13	1	9	0.88	0.87
13	2	9	0.65	0.66
13	3	9	0.72	0.76
13	4	9	0.73	0.78
13	1	10	0.85	0.87
13	2	10	0.82	0.81
13	3	10	0.68	0.66
13	4	10	0.59	0.57
13	1	11	0.92	0.91
13	2	11	0.87	0.86
13	3	11	0.85	0.84
13	4	11	0.87	0.85
13	1	12	0.86	0.87
13	2	12	0.88	0.89
13	3	12	0.91	0.91
13	4	12	0.91	0.91
13	1	13	0.77	0.79
13	2	13	0.93	0.91
13	3	13	0.92	0.92
13	4	13	0.92	0.91
13	1	14	0.66	0.69
13	2	14	0.86	0.86
13	3	14	0.89	0.88
13	4	14	0.85	0.85
13	1	15	0.54	0.60
13	2	15	0.87	0.88
13	3	15	0.89	0.90
13	4	15	0.90	0.91
13	1	16	0.75	0.74
13	2	16	0.68	0.70
13	3	16	0.89	0.88
13	4	16	0.90	0.89
PROMEDIO			0.77	0.78

Tabla 8b: Coeficientes de correlación discriminando estaciones y direcciones (de la 9 a la 16) para la turbina 13.



Turbina	Correlación entre velocidades medidas en estación y turbina	Correlación velocidad medida estación y potencia medida turbina
1	0.57	0.69
2	0.77	0.78
3	0.74	0.74
4	0.73	0.73
5	0.68	0.73
6	0.75	0.76
7	0.74	0.75
8	0.77	0.79
9	0.68	0.74
10	0.74	0.74
11	0.74	0.75
12	0.80	0.83
13	0.77	0.78
14	0.72	0.73
15	0.63	0.63
16	0.71	0.68
17	0.70	0.71
18	0.61	0.68
19	0.70	0.69
20	0.71	0.72
21	0.62	0.65
22	0.59	0.65
23	0.64	0.67
24	0.67	0.69
PROMEDIO	0.70	0.72

Tabla 9: Coeficientes de correlación promediando, para cada aerogenerador, los resultados independientes según la dirección y la estación de medida.



Turbina	Correlación entre velocidad media en estación y turbina		Correlación entre velocidad media en estación y potencia en turbina	
	Sin corrección	Con corrección	Sin corrección	Con corrección
1	0.63	0.67	0.79	0.82
2	0.83	0.89	0.84	0.90
3	0.84	0.88	0.85	0.88
4	0.86	0.87	0.86	0.87
5	0.76	0.78	0.85	0.86
6	0.84	0.87	0.85	0.87
7	0.80	0.86	0.84	0.87
8	0.84	0.88	0.87	0.90
9	0.76	0.79	0.86	0.87
10	0.82	0.85	0.78	0.84
11	0.83	0.87	0.85	0.87
12	0.86	0.89	0.90	0.91
13	0.84	0.89	0.87	0.90
14	0.80	0.88	0.81	0.88
15	0.73	0.81	0.73	0.82
16	0.80	0.87	0.76	0.84
17	0.81	0.85	0.80	0.85
18	0.66	0.73	0.74	0.81
19	0.73	0.83	0.72	0.83
20	0.76	0.81	0.75	0.82
21	0.63	0.72	0.67	0.74
22	0.58	0.68	0.65	0.75
23	0.65	0.76	0.68	0.76
24	0.68	0.78	0.70	0.77
PROMEDIO	0.76	0.82	0.79	0.84

Tabla 10: Coeficientes de correlación entre las velocidades medidas en las estaciones y las estimaciones en las turbinas.



Turbina	Velocidad medida (m/s)	Velocidad estimada (m/s)	Velocidad corregida (m/s)	Potencia medida (kW)	Potencia estimada (kW)	Potencia corregida (kW)
1	8.16	8.45	8.16	467.4	484.3	467.4
2	8.58	8.43	8.58	294.4	279.9	294.4
3	8.97	8.62	8.97	296.0	280.2	296.0
4	8.83	8.68	8.83	243.7	241.4	243.7
5	7.85	8.63	7.85	219.2	233.6	219.2
6	9.49	8.91	9.49	258.5	261.3	258.5
7	8.67	8.54	8.67	270.9	269.7	270.9
8	8.23	8.28	8.23	260.3	267.9	260.3
9	7.20	8.06	7.20	178.9	200.6	178.9
10	8.94	8.15	8.94	212.3	217.2	212.3
11	8.00	8.20	8.00	195.8	208.7	195.8
12	7.63	8.19	7.63	299.4	313.5	299.4
13	8.00	7.84	8.00	251.8	242.3	251.8
14	8.06	7.75	8.06	231.5	221.1	231.5
15	7.86	7.94	7.86	194.3	193.4	194.3
16	8.75	8.39	8.75	318.0	313.1	318.0
17	9.32	8.68	9.32	257.8	247.9	257.8
18	7.44	8.63	7.44	200.6	231.7	200.6
19	8.76	8.78	8.76	277.2	289.9	277.2
20	8.30	8.65	8.30	279.7	295.9	279.7
21	7.58	8.37	7.58	176.3	218.0	176.3
22	6.91	8.22	6.91	143.7	208.7	143.7
23	8.47	8.26	8.47	195.3	221.5	195.3
24	8.55	8.40	8.55	372.9	428.5	372.9
PROMEDIO	8.27	8.38	8.27	254.0	265.4	254.0

Tabla 11: Valores medios medidos, estimados con los modelos y corregidos con las mediciones en los aerogeneradores.



Turbina	Error (%) velocidad estimanda	Error (%) potencia estimanda
1	3.57	3.61
2	1.78	4.90
3	3.84	5.34
4	1.63	0.91
5	10.04	6.59
6	6.14	1.09
7	1.52	0.45
8	0.70	2.92
9	11.91	12.16
10	8.78	2.33
11	2.45	6.58
12	7.27	4.72
13	1.97	3.77
14	3.84	4.46
15	1.01	0.43
16	4.10	1.53
17	6.82	3.83
18	15.99	15.53
19	0.26	4.60
20	4.31	5.80
21	10.47	23.68
22	18.96	45.27
23	2.47	13.39
24	1.79	14.90
PROMEDIO	5.48	7.87

Tabla 12: Errores de las estimaciones con los modelos y con la corrección de las mediciones.

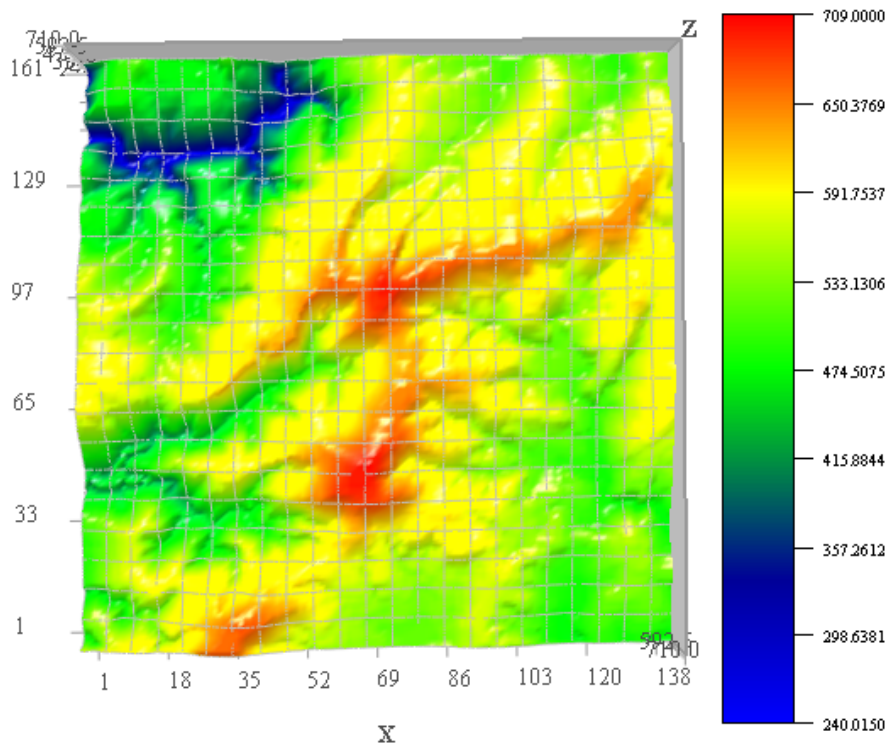


Figura 1: Vista en planta de la zona a estudio.

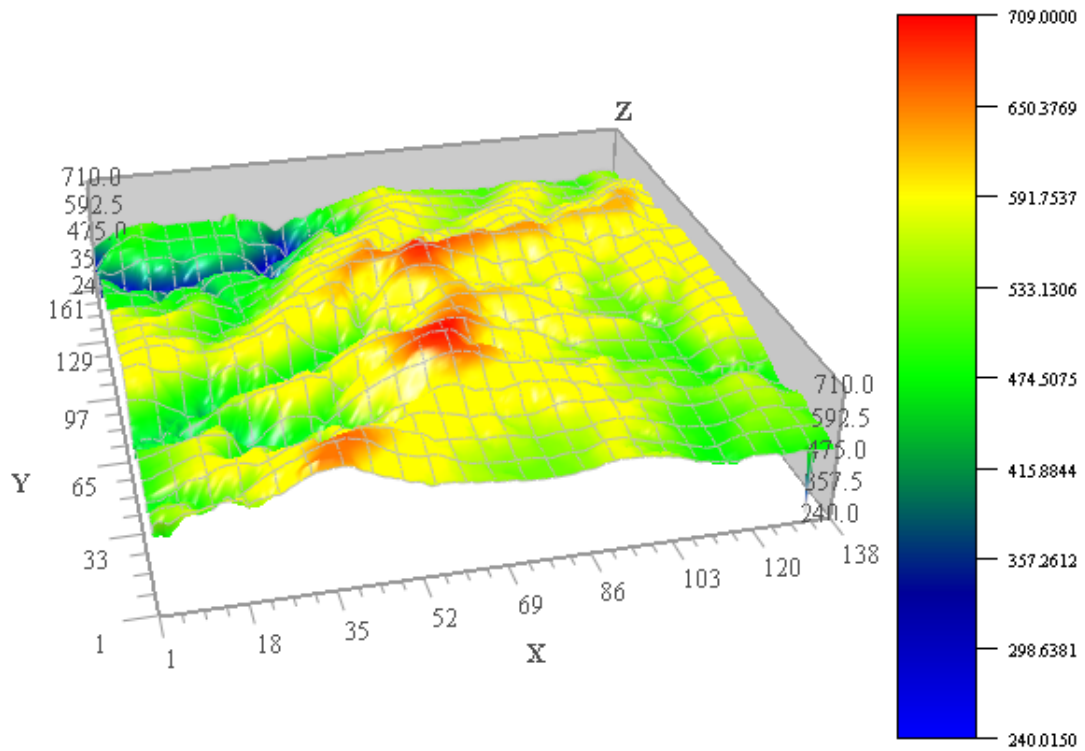


Figura 2: Perspectiva tridimensional de la zona a estudio.

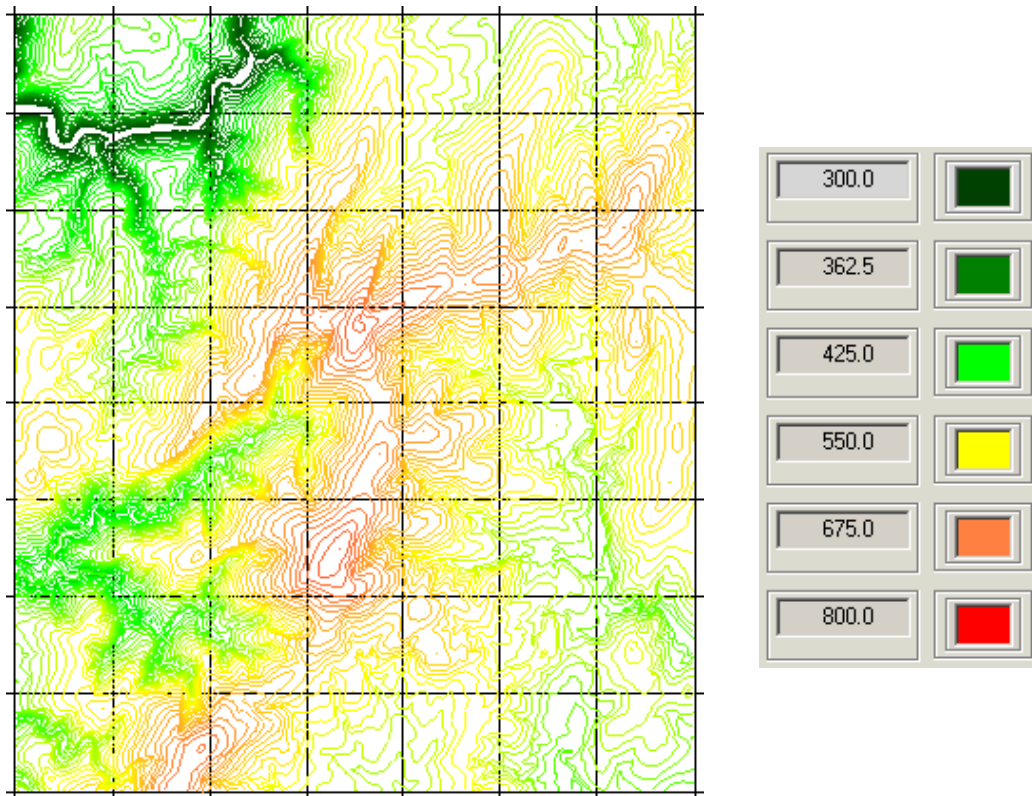


Figura 3: Curvas de nivel de la zona a estudio.

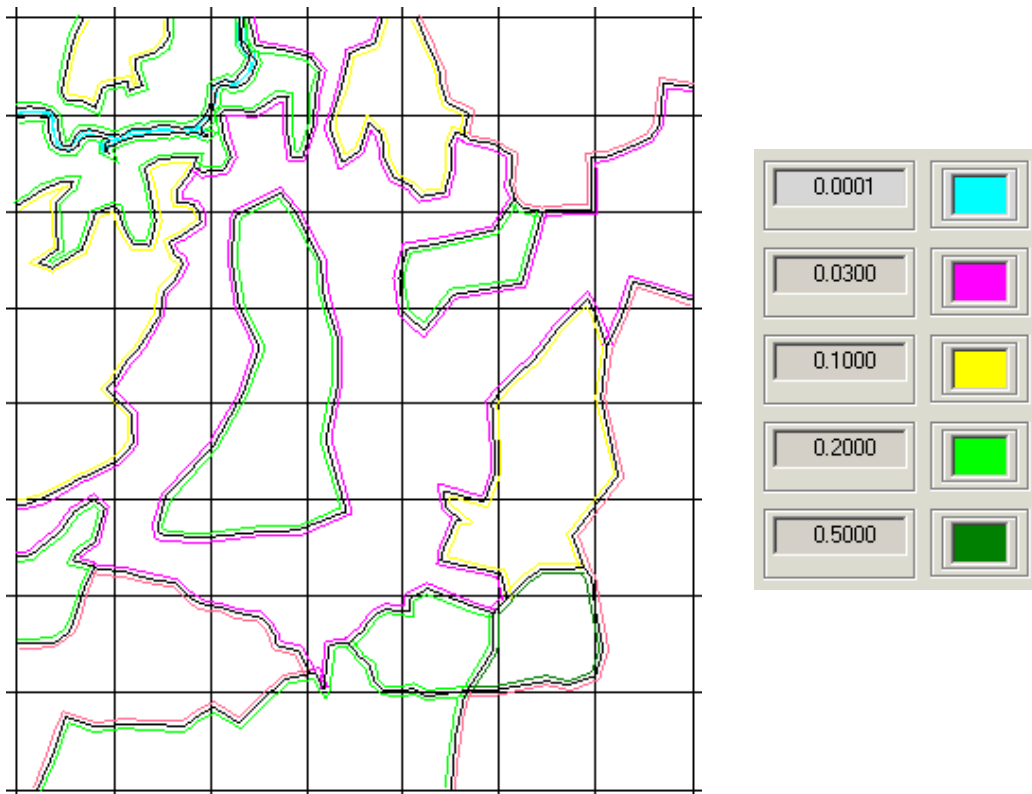


Figura 4: Mapa de rugosidades de la zona a estudio.



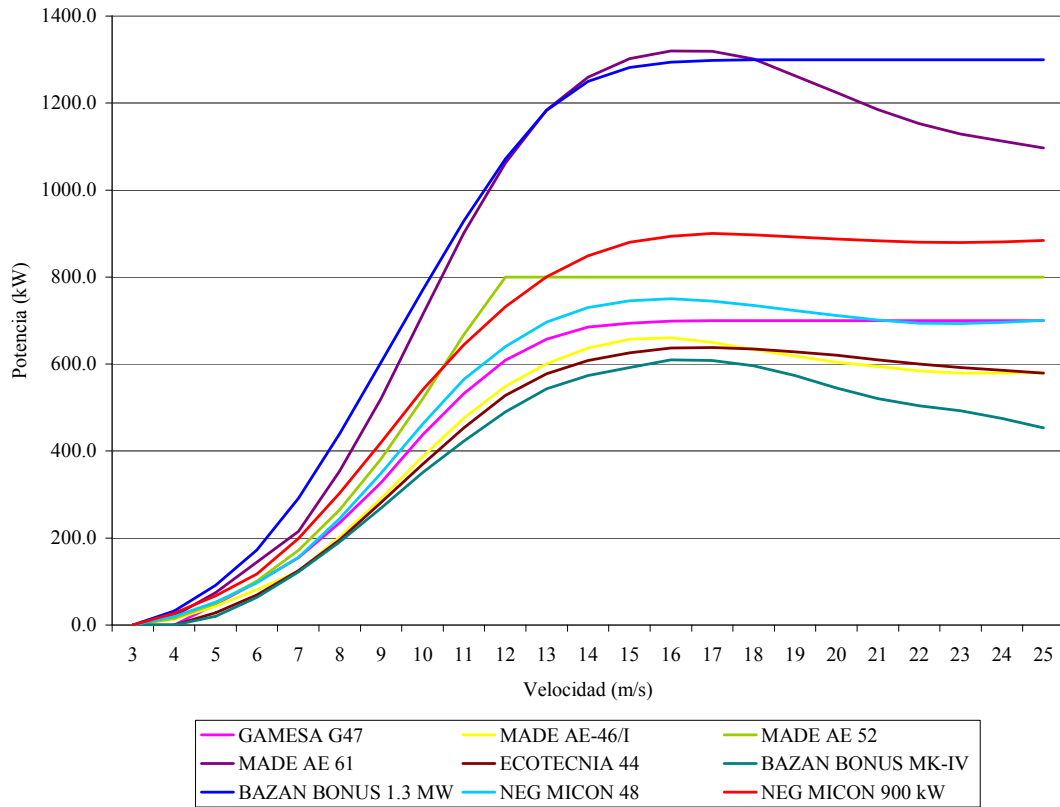


Figura 5: Curvas de potencia a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.

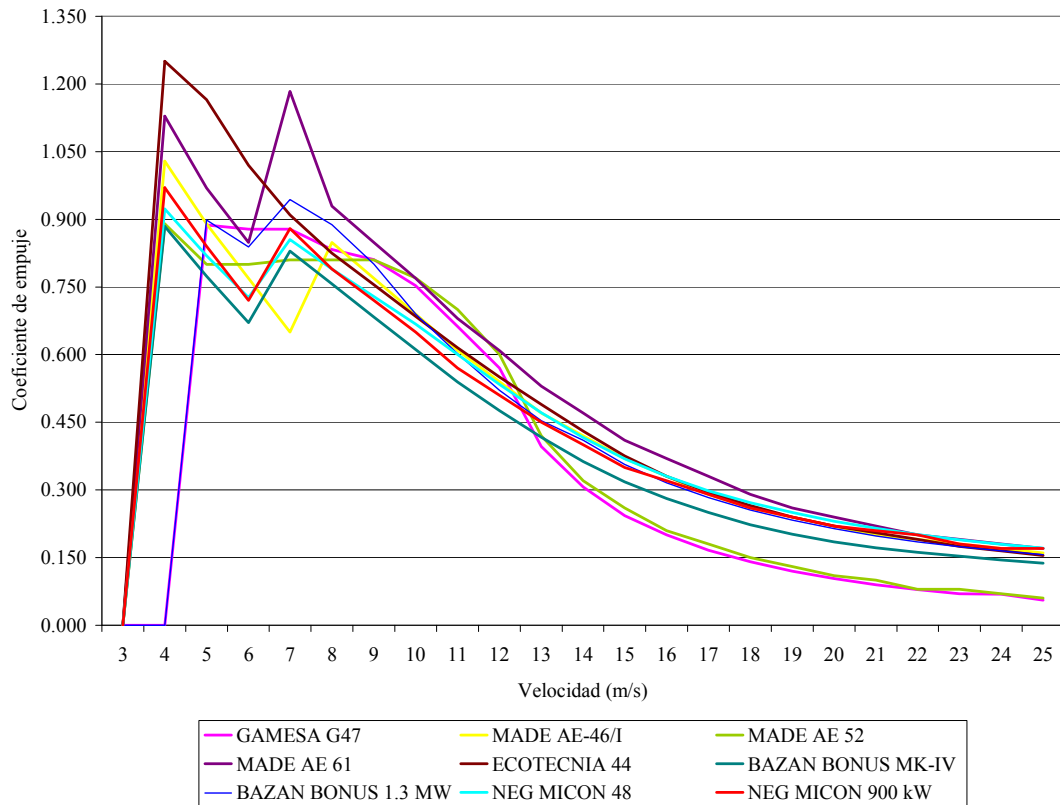


Figura 6: Curvas de coeficientes de empuje a distintas densidades para los aerogeneradores del parque.

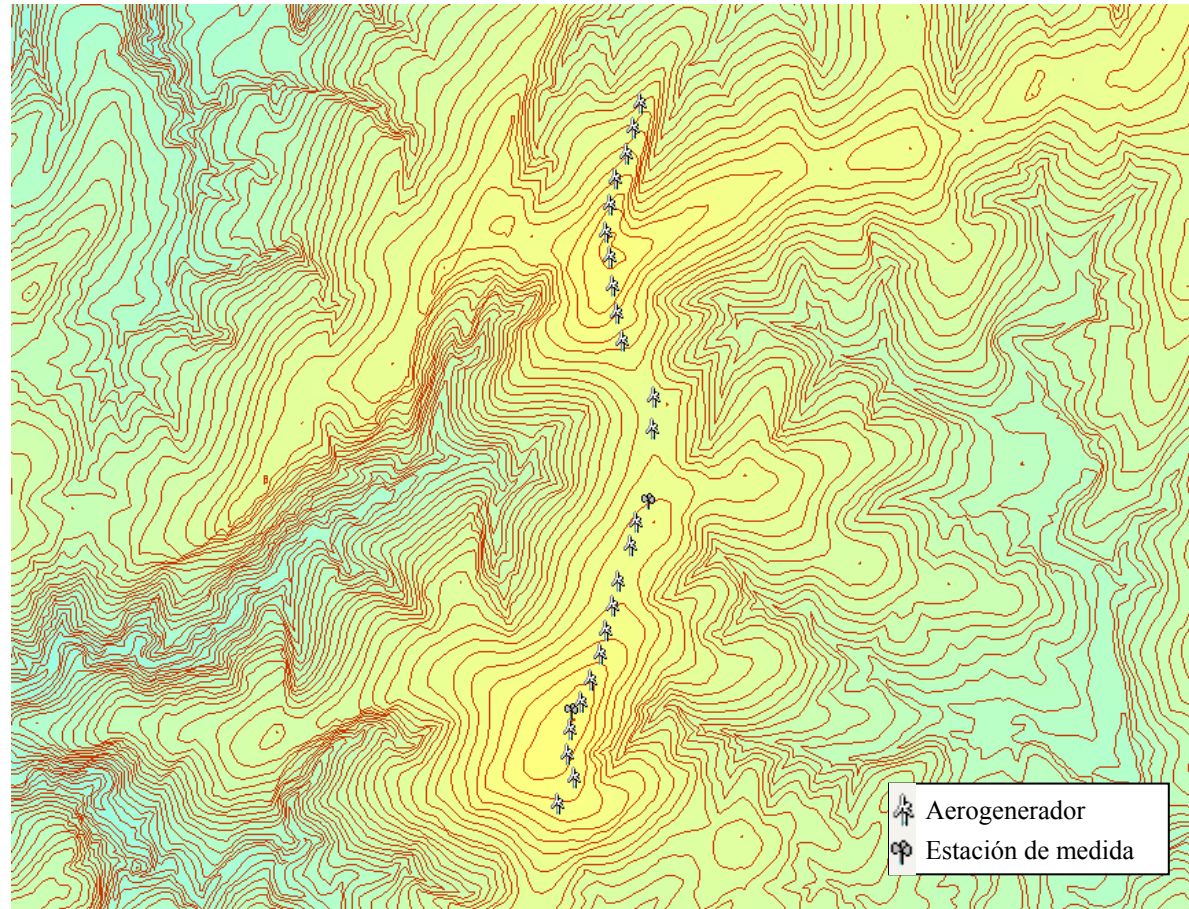


Figura 7 Posiciones de los aerogeneradores y torres de medida con altitud (amarillo para las cimas y azul para los valles).

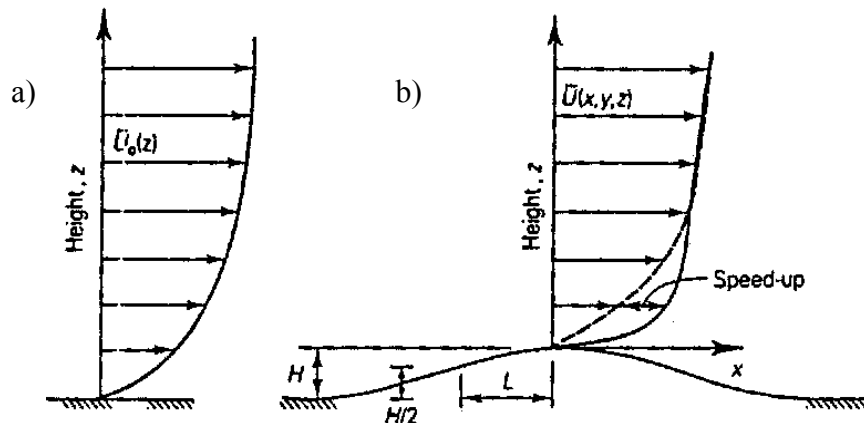


Figura 8: Modelo de Jackson y Hunt: a) Flujo básico sin perturbar. b) Flujo perturbado.

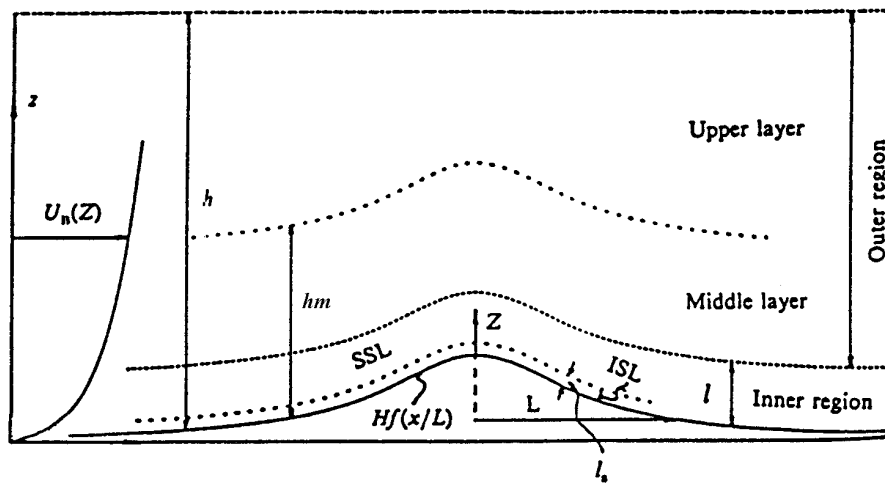


Figura 9: Regiones en que se divide el modelo de Jackson y Hunt.

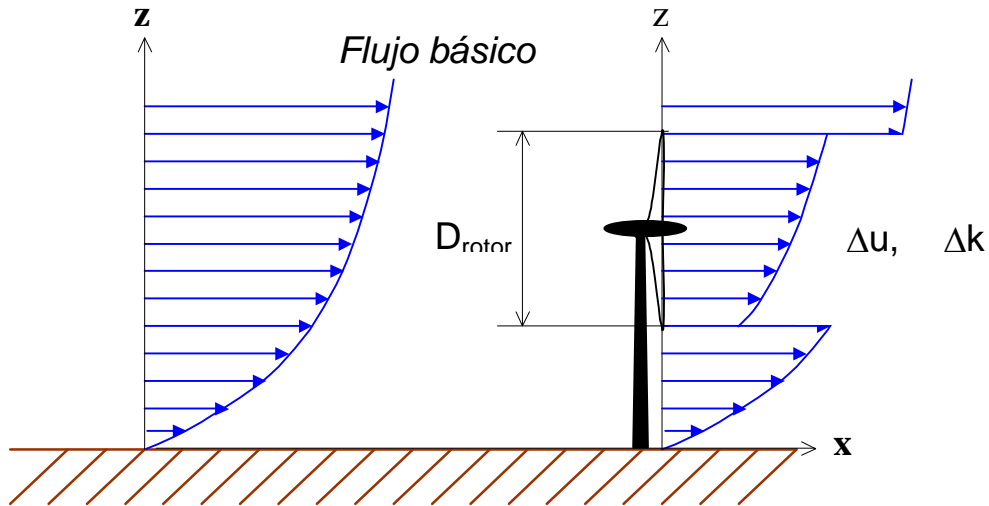


Figura 10: Esquema del modelo de estela aislada: UPMWAKE.

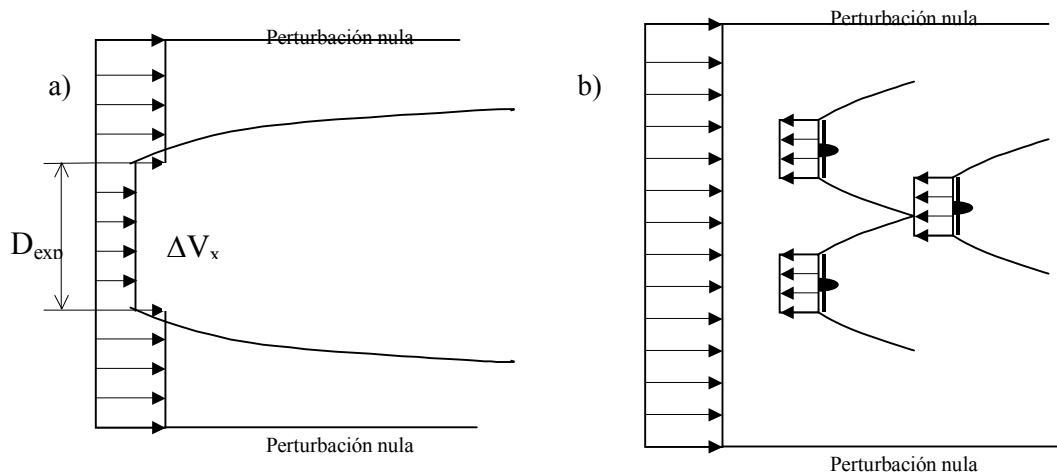


Figura 11: a) Vista plana del modelo de estela simple UPMWAKE. b) Vista plana del modelo de estela múltiple UPMPARK.

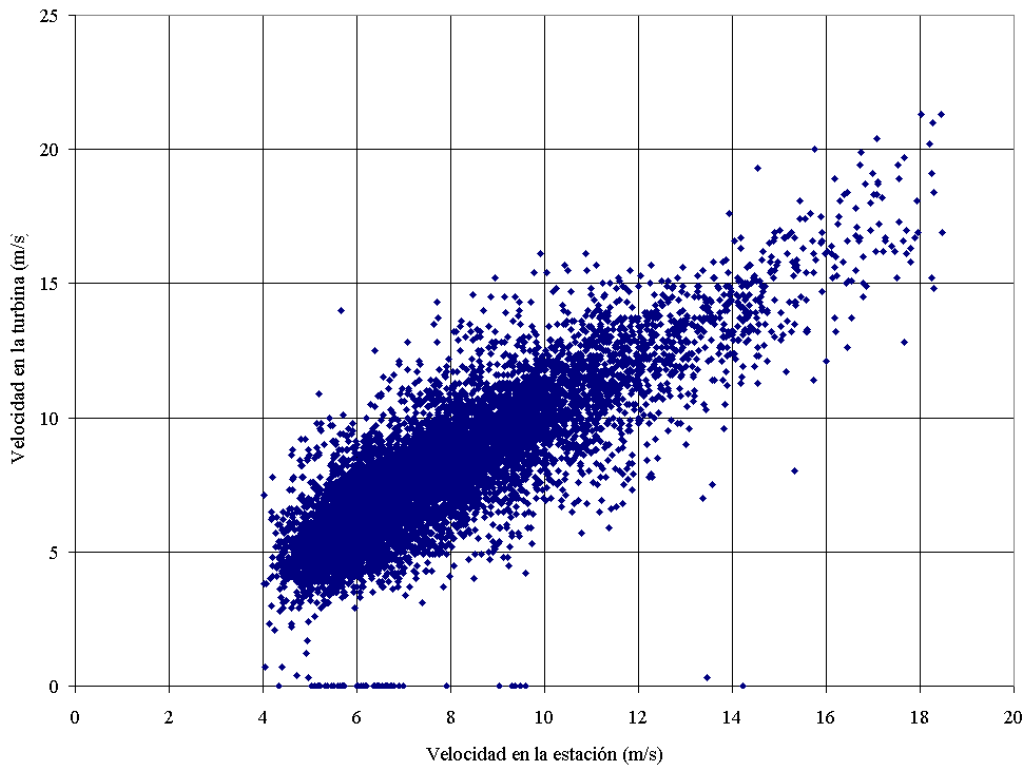


Figura 12: Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad media en las estaciones, sin discriminar direcciones ni estaciones.

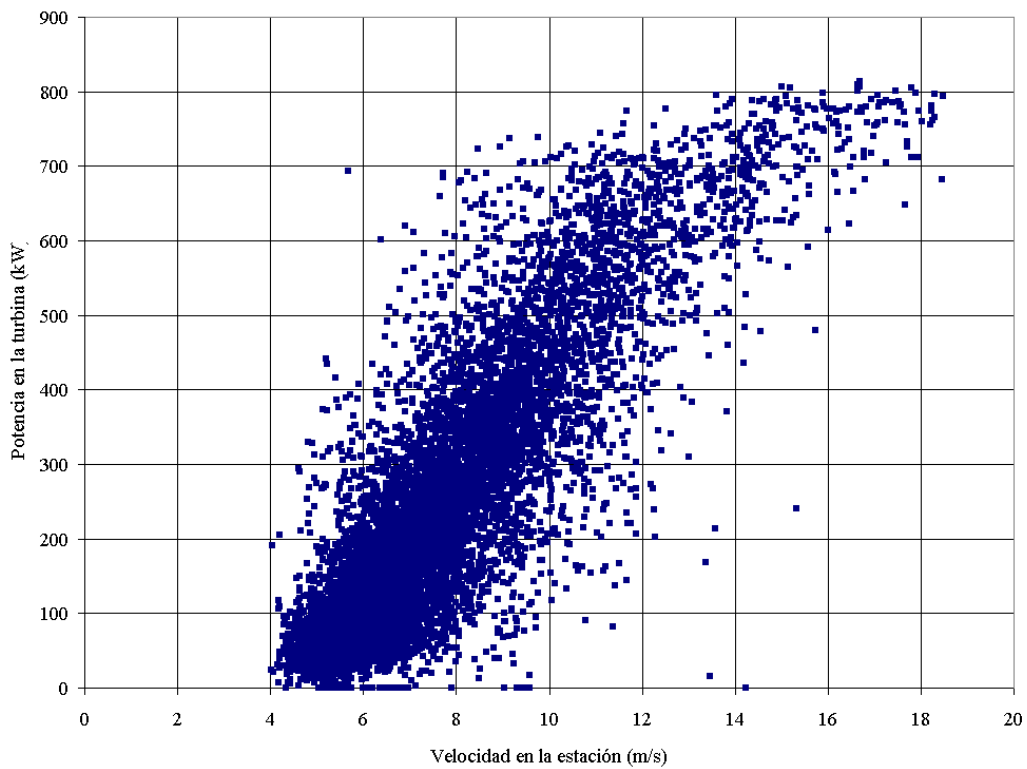


Figura 13: Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad media en las estaciones, sin discriminar direcciones ni estaciones.

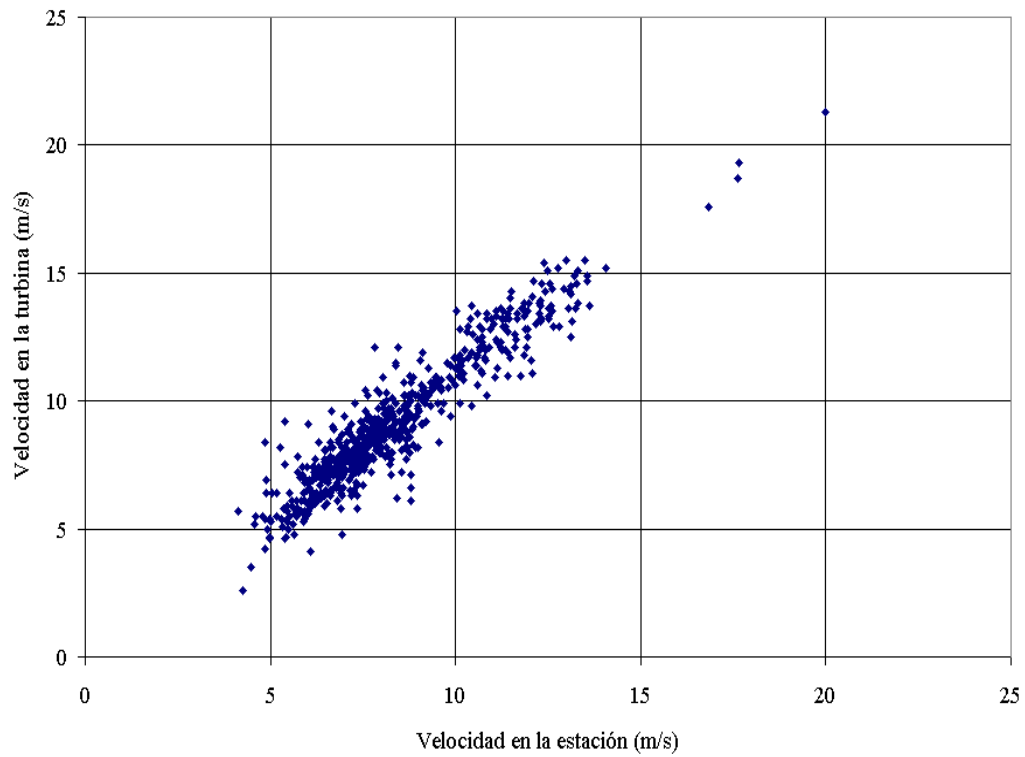
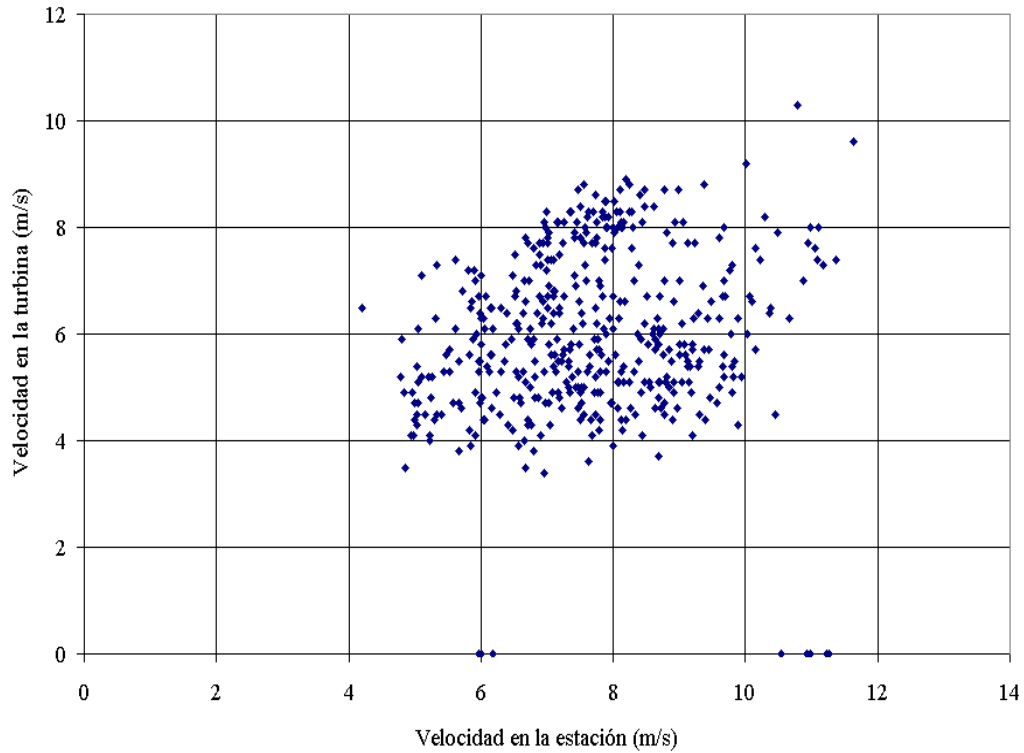


Figura 14: Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N12 a 40m y dirección entre  $56,25^\circ$  y  $78,75^\circ$ .



Figura 15: Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N12 a 40m y dirección



entre  $56,25^\circ$  y  $78,75^\circ$ .

Figura 16: Velocidad en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N6 a 46m y dirección entre  $123,75^\circ$  y  $146,25^\circ$ .

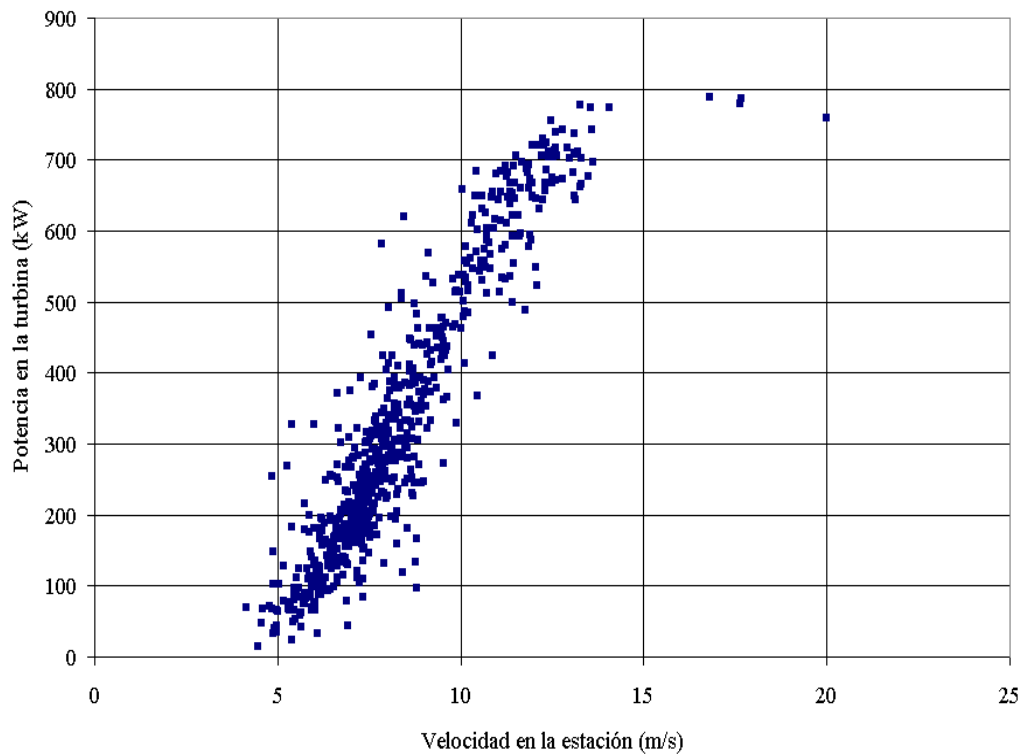




Figura 17: Potencia en la turbina 13 frente a la velocidad en la estación N6 a 46m y dirección entre  $56,25^\circ$  y  $78,75^\circ$ .

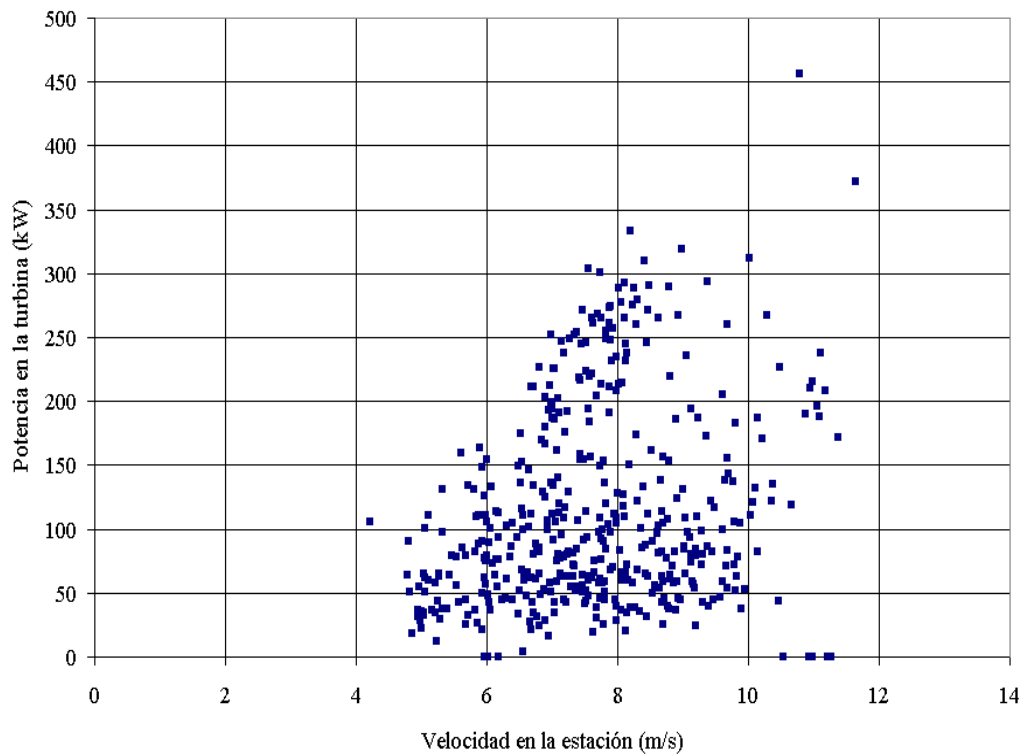






Figura 18: Velocidad (m/s) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 1.

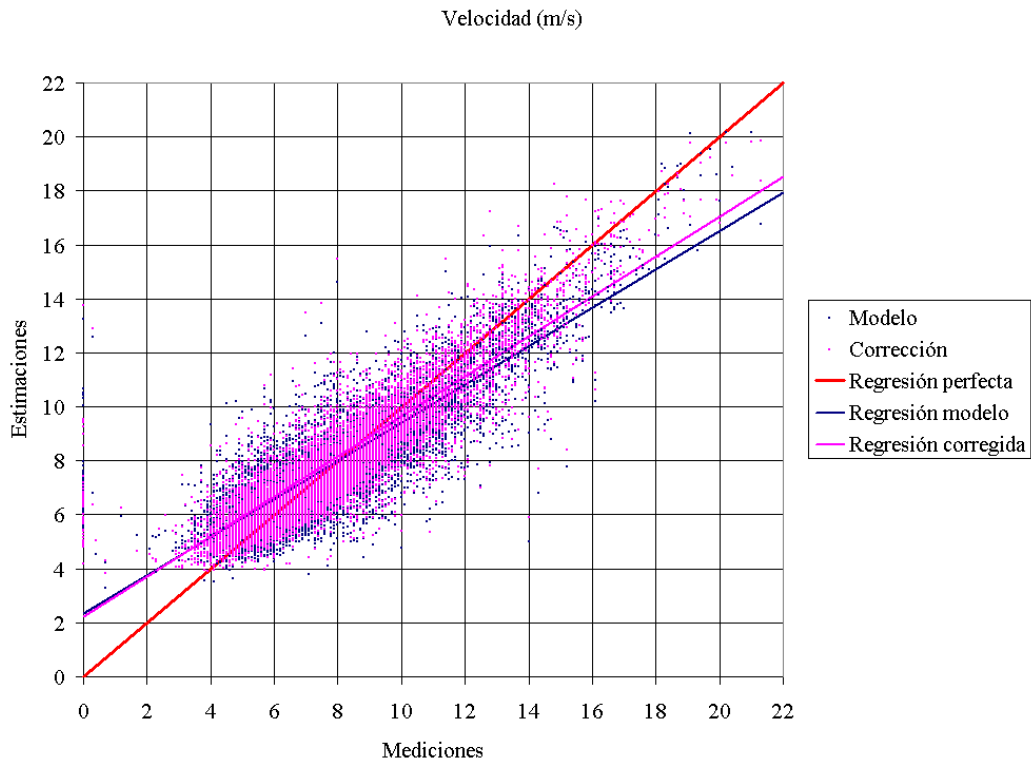


Figura 19: Potencia (kW) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 1.

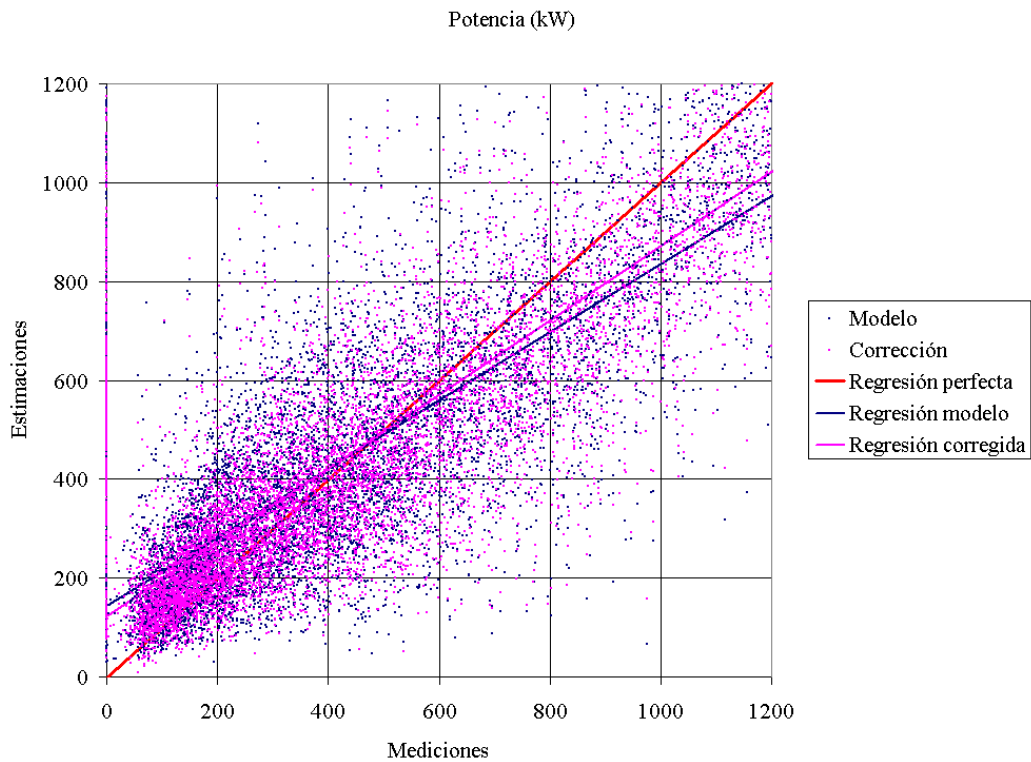
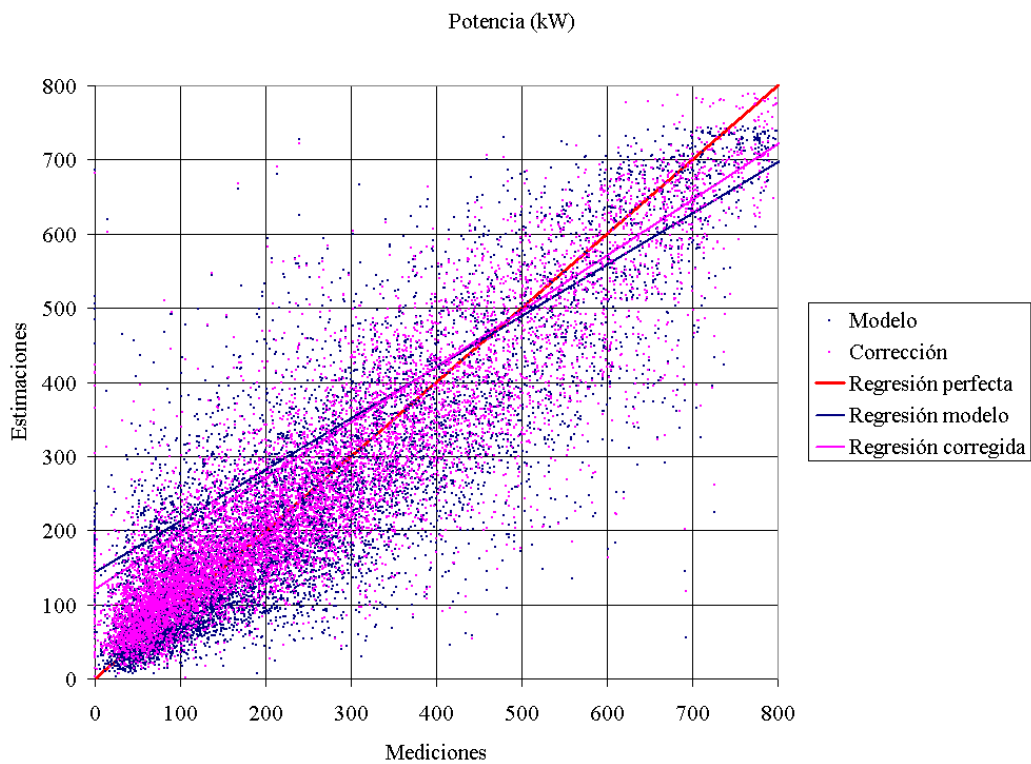


Figura 20: Velocidad (m/s) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 13.



Figura 21: Potencia (kW) medida, estimada y corregida en el aerogenerador 13.



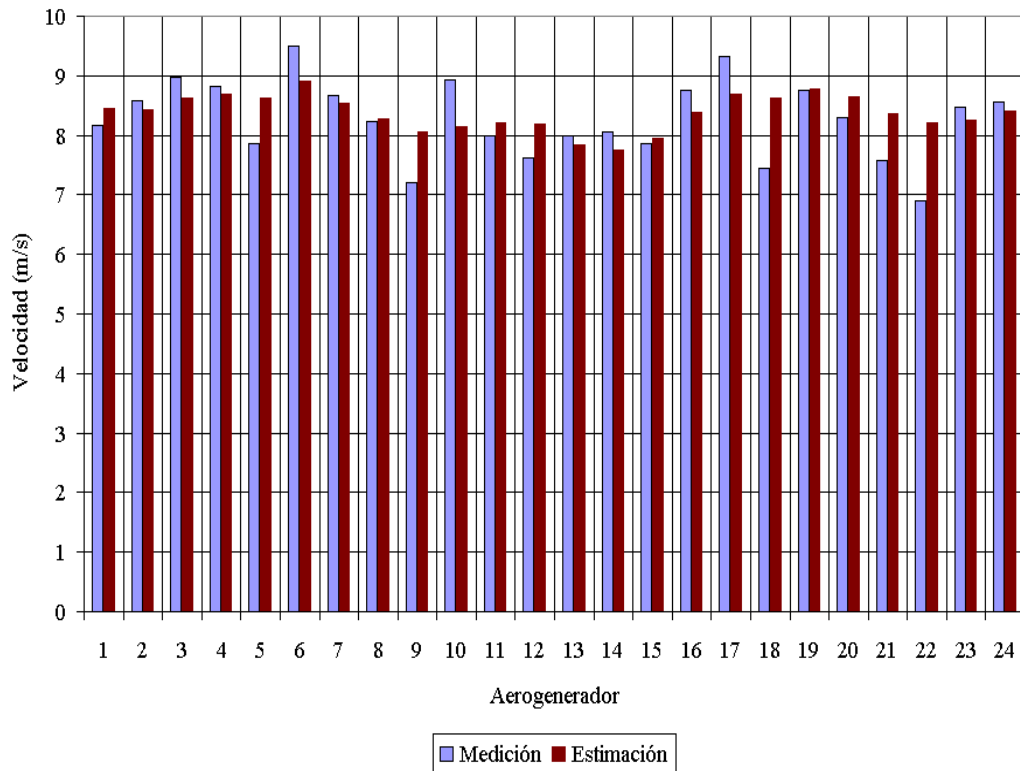


Figura 22: Velocidades (m/s) medidas y estimadas en los aerogeneradores.

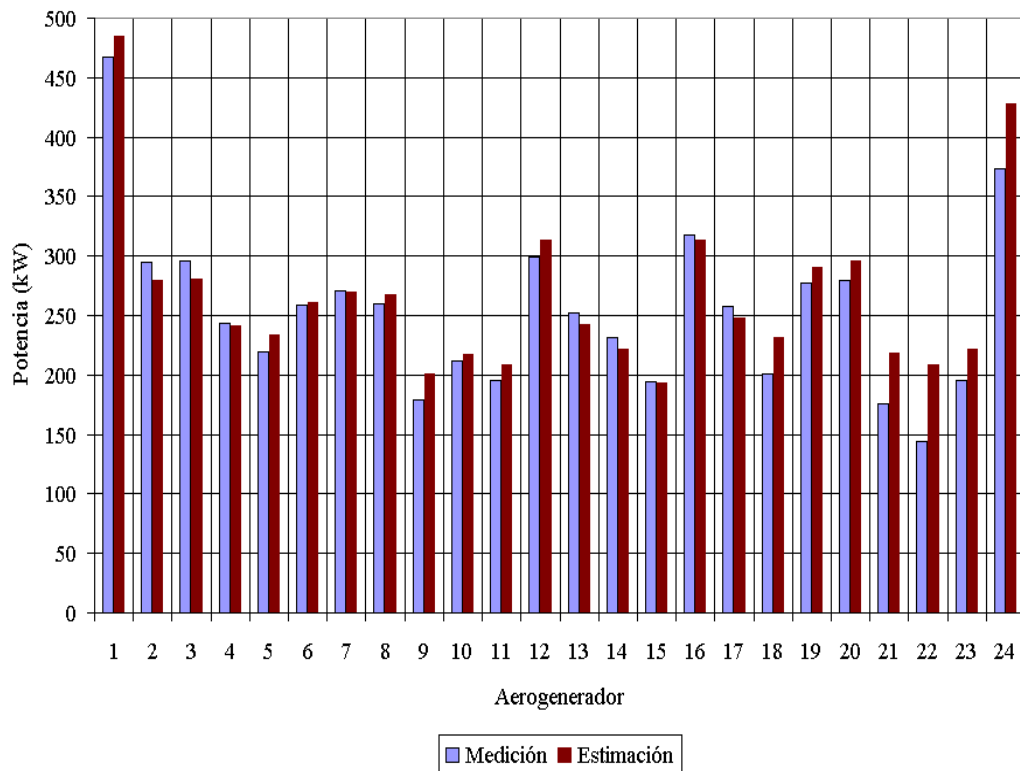


Figura 23 Potencia (kW) medidas y estimadas en los aerogeneradores.

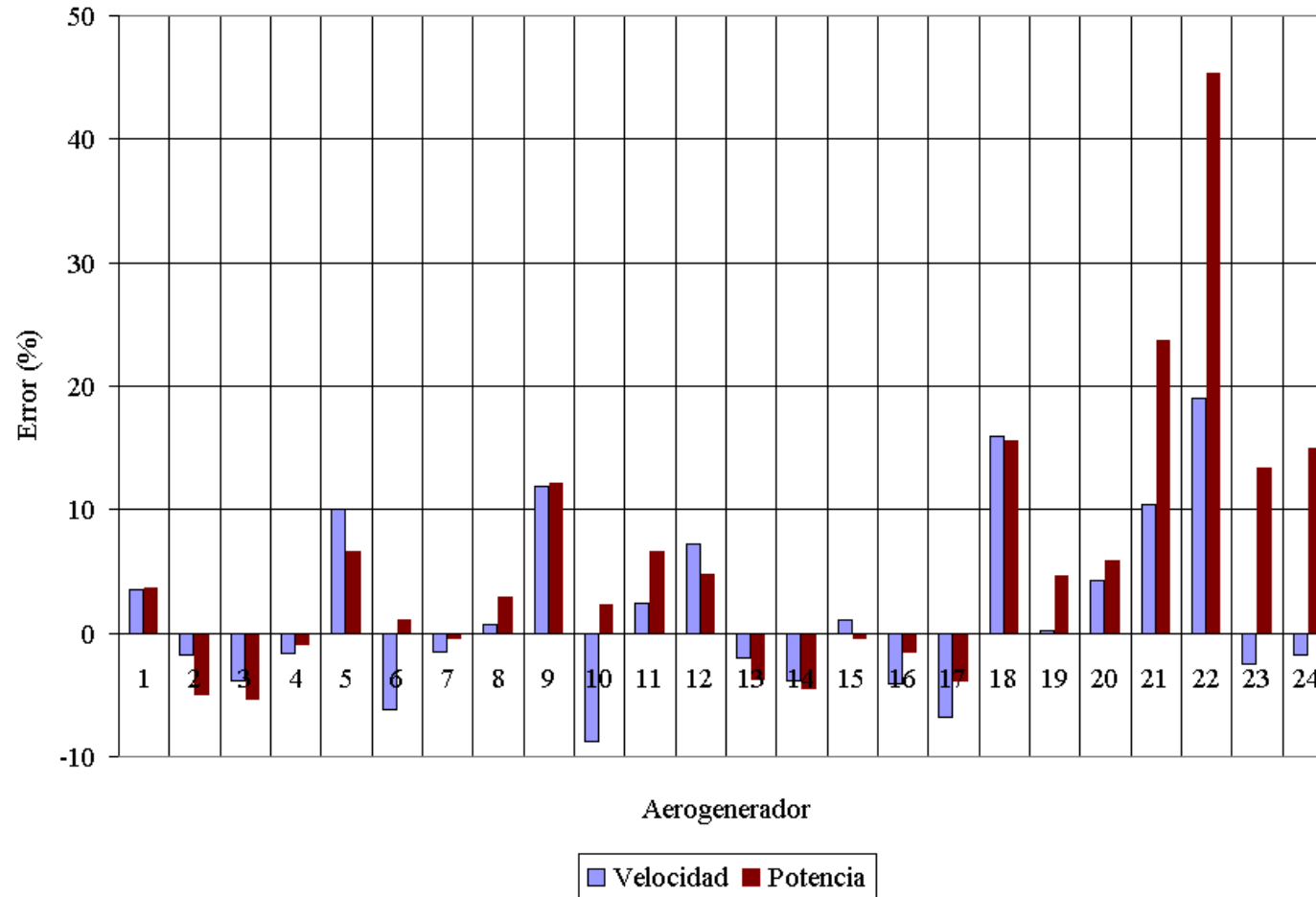


Figura 24: Errores en velocidad y potencia en los aerogeneradores.