

## High Quality Wind Speed Measurements for Site Assessment

Medidas de velocidad de viento de alta precisión para estimación de recursos de lugar

Albers, Axel; Klug, Helmut; DEWI

Translation into Spanish language: Daniel Serón Galindo, DEWI

### 1. Introduction

The economy of a wind farm relies mainly on the available wind potential. As good quality wind speed measurements are rare often flow models are used to predict the wind potential. Especially in complex terrain the uncertainties of these predictions are unacceptable high for a wind farm site assessment. Even wind speed measurements quite often don't show the required accuracy if the anemometers are not calibrated according to IEA, a poor anemometer design is used, the mounting of the anemometers is not sufficient, the measurement height is too low, or the measurement period is not representative. High quality wind speed measurements with reduced uncertainties are the only way to keep the financial risk of a wind farm project within limits acceptable for financiers.

### 2. Methodology

Wind resource assessment is usually based on some kind of wind data. Often measurements of the wind climate over long periods as provided by nearby meteorological stations are transferred to the wind farm site with model calculations which consider the terrain characteristics like ground roughness, orography or wind obstacles (see e. g. [1]). Of course, the lower uncertainty limit of such kind of wind resource assessment is given by the uncertainty of the underlying meteorological data. There is no other branch where the importance of uncertainties in wind speed measurements is as great as in wind energy, as only here uncertainties in wind speed determination are directly attributed to financial risk. Thus, meteorological data appropriate for energy predictions are rare. As a consequence all meteorological stations used by DEWI for wind resource assessments are visually checked and tested on their reliability and continuity. Besides the general suitability of the meteorological station for wind potential predictions the model based on transfer of the wind climate over distances up to 100 kilometres to the wind farm location is a potential source of uncertainties. This is especially the case in regions with a complex terrain structure (large terrain inclinations and inhomogeneous terrain) and in transitional regions between land and sea. The safety of wind resource assessments can be enhanced signifi-

### 1. Introducción

*La economía de un parque eólico reside fundamentalmente en el potencial de viento disponible. Como quiera que las medidas de velocidad de viento de gran precisión son poco habituales, se utilizan a menudo modelos de flujo para la predicción del potencial eólico. Especialmente en terrenos complejos, la incertidumbre de estas medidas es inaceptablemente alta para la estimación de recursos de un parque eólico. Incluso bastante a menudo las medidas de velocidad de viento no muestran la precisión requerida si los anemómetros no están calibrados de acuerdo con la IEA, o se utiliza un anemómetro de pobre diseño, el montaje de los anemómetros no es suficiente, la altura de medida es demasiado baja o el periodo de medida no es representativo. Las medidas de velocidad de viento de alta precisión con una reducida incertidumbre son el único modo de mantener los riesgos financieros de un proyecto de parque eólico dentro de unos límites aceptables.*

### 2. Metodología

*La estimación de recursos eólicos está basada normalmente en algún tipo de datos de viento. A menudo las medidas de viento atmosférico sobre largos periodos de tiempo suministradas por estaciones meteorológicas cercanas, son transferidas al emplazamiento del parque eólico con modelos de cálculo que consideran las características del terreno, tales como la rugosidad del suelo, orografía u obstáculos para el viento (ver e.g. [1]). Desde luego, el bajo límite de incertidumbre de tales estimaciones de recursos eólicos viene dado por la incertidumbre de los datos meteorológicos subyacentes. No existe otro ámbito donde la importancia de la incertidumbre en las medidas de velocidad de viento sea tan grande como en la energía eólica, de modo que aquí las incertidumbres en la determinación de velocidad de viento están directamente atribuidas a riesgo financiero. Por lo tanto, los datos meteorológicos apropiados para predicciones de energía son bastante poco habituales. Como consecuencia todas las estaciones meteorológicas utilizadas por DEWI para la estimación de recursos eólicos son visualizadas y comprobadas en cuanto a su fiabilidad y con-*

cantly by performing wind speed measurements directly at the wind farm locations. Besides a high standard of the local wind speed measurements an extensive data evaluation is necessary to reach a wind potential prediction with high accuracy. The principal methodology of wind resource assessment on the bases of local wind measurements is indicated in Fig. 1.

*tinuidad. Además la adaptabilidad general de la estación metereológica para predicciones de potencial de viento en distancias superiores a 100 Km al emplazamiento del parque eólico es una fuente potencial de incertidumbres. Este es el caso especial en regiones con una compleja estructura del terreno (grandes inclinaciones de terreno y terrenos inhomogéneos) y en regiones de transición entre tierra y mar. La seguridad en la estimación de recursos eólicos puede ser mejorada notablemente llevando a cabo las medidas de viento en los propios emplazamientos de parques eólicos. Además se necesita un alto nivel en la extensiva evaluación de datos provenientes de las medidas de velocidad de viento para alcanzar una alta precisión en la predicción de potencial eólico. La principal metodología de estimación de recursos eólicos basada en medidas locales de viento se muestra en la . 1.*

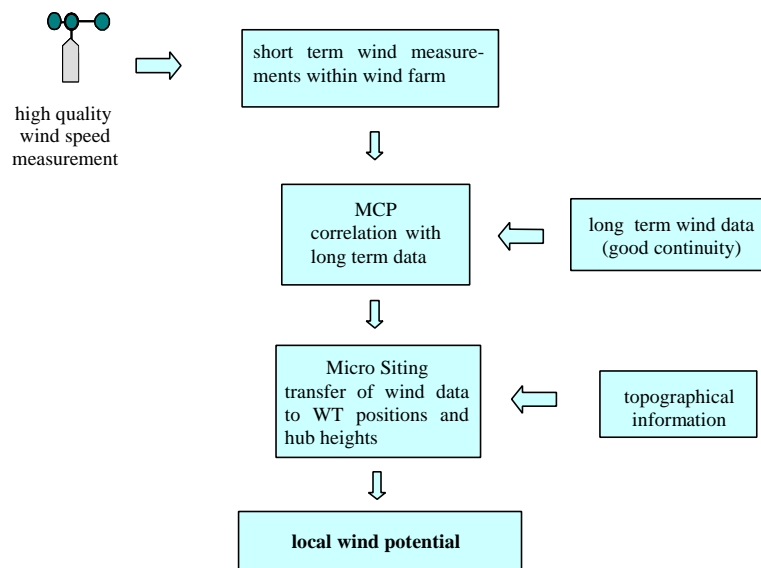


Fig. 1: Methodology of resource assessment based on local wind measurements

Fig. 1: Metodología de estimación de recursos eólicos basada en medidas locales de viento

The wind speed measurement period at the wind farm location must be long enough to cover all meteorological conditions in that region with a sufficient amount of data. This can usually be attained by measuring over a period of one year. In order to account for seasonal or long term variations of the wind potential the local short term measurements must be correlated with instantaneous measurements of a nearby meteorological station. Once the relations between the local measurements and the measurements at the meteorological station have been established, the expected long term distribution of wind data at the wind farm site is predicted by weighting the local short term measurements according to the long term wind histogram from the nearby meteorological station. This procedure is often referred to as MCP=Measure, Cor-

*El periodo de medida de velocidad de viento en el emplazamiento de el parque eólico debe ser lo suficientemente largo para cubrir las condiciones metereológicas en la región con una suficiente cantidad de datos. Esto se suele obtener midiendo en un periodo superior al año. Con el fin de contabilizar variaciones ocasionales o a largo plazo en el potencial eólico, se deben correlacionar las medidas locales de corto plazo con una estación metereológica cercana. Una vez que las relaciones entre las medidas locales y las medidas de la estación metereológica han sido establecidas, la distribución de datos de viento para un largo periodo en el emplazamiento del parque se obtiene valorando las medidas locales a corto plazo, según el histograma de viento a largo plazo de*

relate, Predict (see referring article in this issue of DEWI-Magazin). In contrast to a wind potential prediction without local wind measurements, for the MCP procedure only the continuity but not the accuracy of the long term wind measurements at the considered meteorological station is of relevance.

Apart from the consideration of the wind potential variation in time the spatial variation of the wind conditions within the wind farm area has to be dealt with when performing site assessments based on local wind measurements. The wind speed measurements at the wind farm location are usually related to the exact positions and hub heights of the planned wind turbines by means of flow calculations (micro siting). In this respect wind potential predictions based on wind measurements within the wind farm area offer a significant uncertainty reduction compared to the situation without local wind speed measurements because the wind data has to be transferred by model calculations only over distances of some hundreds of meters and not over tens of kilometres. Micro siting can also be supported by additional wind speed measurements directly at the different wind turbine positions over short periods of some weeks. For such purpose highly mobile measuring systems based on remote sensing techniques (SODAR: sound detection and ranging) come in handy [2].

### 3. Uncertainties of Wind Speed Measurements

Wind Speed measurements are among the most critical aspects for wind resource assessment. This is expressed by the fact that uncertainties in the wind speed are amplified by a factor between two and three to uncertainties in the predicted energy production because of the non linear relation between wind turbine power output and wind speed.

Due to lack of experience a lot of wind speed measurements have unacceptable high uncertainties because best practice in selection of the anemometers, anemometer calibration, mounting of the anemometers, the selection of the measurement site as well as the measurement height and the duration of the measurements was not adopted. In order to change this situation the IEA has recently published a detailed guidance for wind speed measurements and the use of cup anemometry [3].

An international anemometer calibration round robin comparison showed that uncertainties up to more than plus minus 3.5 % occurred in the calibrations in different wind tunnels [4]. This translates into 10 % uncertainty in energy yield

*estación meteorológica más cercana. Este procedimiento es a menudo conocido como MCP = Medir, Correlacionar, Predecir (ver el artículo referente a este tema en DEWI-magazine). En contraste con una predicción de potencial eólico sin medidas locales de viento, para el procedimiento MCP es sólo de importancia la continuidad y no la exactitud de las medidas de viento a largo plazo en la estación meteorológica considerada.*

*Aparte de la consideración de la variación del potencial eólico en el tiempo, se debe tener en cuenta la variación espacial de las condiciones del viento dentro de un emplazamiento de parque eólico cuando se llevan a cabo estimaciones de lugar basadas en medidas de viento locales. Las medidas de velocidad de viento en el emplazamiento de un parque eólico están normalmente relacionadas con las posiciones exactas y alturas de cubo(rotor) de los aerogeneradores proyectados mediante cálculos de flujo (micro siting). A este respecto las predicciones de potencial eólico basadas en medidas de viento dentro del recinto del parque eólico, ofrecen una importante reducción en la incertidumbre respecto a la situación sin medidas de viento locales debido a que los datos de viento tienen que ser transferidos por modelos de cálculo sobre distancias de unos cientos de metros y no sobre distancias de decenas de kilómetros. Micro siting puede ser apoyado también por medidas de velocidad de viento adicionales directamente en las posiciones del aerogenerador y durante cortos periodos de algunas semanas. Con tal propósito son utilizados los sistemas de medida de alta movilidad basados en técnicas de detección remota (SODAR: sound detection and ranging [2]).*

### 3. Incertidumbre en las medidas de velocidad de viento

*Las medidas de velocidad de viento están entre los aspectos más críticos en la estimación de recursos eólicos. Esto se plasma en el hecho de que la incertidumbre en la velocidad de viento se duplica o triplica cuando nos referimos a incertidumbre en la predicción de producción de energía, dada la relación no lineal entre la potencia generada por un aerogenerador y la velocidad de viento.*

*A causa de la falta de experiencia una gran cantidad de medidas de velocidad de viento tienen una inaceptable alta incertidumbre dado que no se adoptó una mejor práctica en la selección de anemómetros, calibración de anemómetros, montaje de los anemómetros, selección del lugar de medida así como en la altura y duración de las medidas. Con el fin de cambiar esta situación el IEA ha publicado*

prediction. The wind tunnels accepted by MEASNET [5] did not differ more than 0.5 % from the reference wind speed. MEASNET has developed a Measurement Procedure for Cup Anemometer Calibrations especially developed for wind energy applications which has been overtaken in the new IEA recommendation [3]. It is very important that each anemometer used for wind speed measurements is calibrated individually in a wind tunnel according to this recommendation.

As important as the anemometer calibration is the selection of the anemometers. Poor anemometer design causes high uncertainties of the wind speed measurements, even if they are individually calibrated in the wind tunnel. The reason is that in turbulent air under real atmospheric conditions the anemometers behave differently as in the wind tunnel. Investigations have shown that some anemometers are extremely sensitive for flow inclinations which under real conditions occur even in flat terrain due to turbulent flow [6] (Fig. 2). In complex terrain these effects are of major importance and lead to over or underestimation of the real wind conditions. Only few anemometer designs avoid these effects.

recientemente una guía detallada para las medidas de velocidad de viento y el uso de anemómetros de copa [3].

Una memoria internacional para la calibración de anemómetros mostró que las incertidumbres mayores de  $\pm 3.5\%$  ocurrían en calibraciones en diferentes túneles de viento [4]. Esto se traduce en un 10% de incertidumbre en la predicción de producción de energía. Los túneles de viento aceptados por MEASNET [5] no difieren en más del 0.5% de la velocidad de viento de referencia. MEASNET ha desarrollado un procedimiento de medida para calibraciones de anemómetros de copa, especialmente ideado para aplicaciones de energía eólica, y adoptado en la nueva recomendación IEA [3]. Es muy importante que cada anemómetro utilizado para las medidas de velocidad de viento sea calibrado individualmente en un túnel de viento según esta recomendación.

Tan importante como la calibración de anemómetros es la selección de estos. Un diseño pobre de anemómetro produce altas incertidumbres en las medidas de velocidad de viento, incluso si son calibrados individualmente en el túnel de viento.

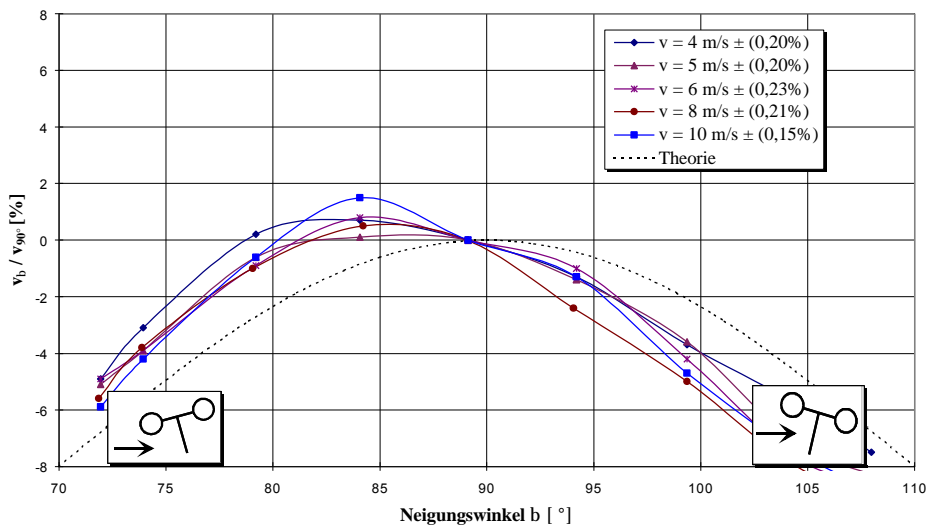


Fig. 2: Difference between wind speed as indicated by a certain kind of cup anemometer and true wind speed in a wind tunnel for different tilt angles and wind speeds.

Fig. 2: Diferencia entre la velocidad de viento dada por un determinado tipo de anemómetro de copa y la velocidad de viento real para diferentes ángulos de inclinación y velocidades.

Another source of errors in wind speed measurements is the mounting of the anemometers (Fig. 3). Preferably one anemometer should be top mounted (on a pole exceeding the mast) to avoid flow distortion. Booms should be mounted so that the flow field disturbance due to the booms at the mast is minimised. If a lightning

La razón es que en régimen turbulento bajo las condiciones atmosféricas reales, el anemómetro se comporta de forma distinta que en el túnel de viento. Algunas investigaciones han demostrado que algunos anemómetros son extremadamente sensibles a las inclinaciones del flujo, las cuales se producen bajo condiciones

protection is necessary the same rule should be followed. To avoid flow inclination effects the accuracy of the horizontal mounting of the anemometers is important as well.

reales incluso en terrenos llanos debido al flujo turbulento [6] (Fig. 2). En terrenos complejos estos efectos son de mayor importancia y llevan a una sobre- o subestimación de las condiciones reales de viento. Sólo unos pocos diseños de anemómetro logran evitar estos efectos. Otra fuente de error en las medidas de velocidad de viento es el montaje de los anemómetros (Fig. 3). Preferiblemente se debe montar un anemómetro en lo más alto (sobre un soporte que exceda la altura del mástil) para evitar distorsión de flujo. Los soportes deben ser montados de modo que la perturbación de campo de flujo debida a los soportes del mástil sea minimizada. Si es necesaria una protección de pararrayos se debe seguir la misma regla. Para evitar los efectos de inclinación de flujo, también es importante la precisión en el montaje horizontal de los anemómetros



Fig. 3: Left picture: best practice of anemometer mounting (mast lying on the ground before the erection); the anemometer is positioned on a long pole exceeding the mast. The lightning receptor as well as the vane are mounted far away from the anemometer. Right picture: poor practice of anemometer mounting, the anemometer on the right picture is mounted too close to the mast structure and is not aligned absolutely vertically.

Fig. 3: Izquierda: práctica correcta en el montaje de anemómetros (mástil en reposo sobre el suelo antes de su elevación); el anemómetro está posicionado en un soporte largo, superando la altura del mástil. Tanto el pararrayos como el sensor de dirección de viento están montados lejos del anemómetro. Derecha: : práctica pobre en el montaje de anemómetros, el anemómetro de la figura derecha está montado muy cercano a la estructura del mástil y no está alineado verticalmente.

Best practice wind speed measurements over a period of at least one year reduce the financial risk of a wind farm significantly as the uncertainties of proper wind speed measurements are much lower than flow model predictions. A representative position within the wind farm area has to be chosen. For large wind farms in complex terrain two or three representative met mast positions should be preferred. At least one measurement should be performed at hub height of the planned turbines because extrapolation from a lower height to hub height causes additional uncertainties. The uncertainty attributed with the height extrapolation can also be reduced

Las mejores prácticas en las mediciones de velocidad de viento a lo largo de un periodo de por lo menos un año reducen significativamente el riesgo financiero de un parque eólico, ya que las incertidumbres de las medidas correctas de velocidad de viento son mucho menores que las predicciones de modelo de flujo. Se debe elegir una posición representativa del área del parque eólico. Para grandes parques eólicos en terreno complejo se deben elegir dos o tres posiciones representativas para los mástiles meteorológicos. Por lo menos una medición se debe realizar a la altura del cubo de las turbinas planificadas porque la extrapolación desde una

significantly with accompanying measurements of the vertical air temperature profiles, as the atmospheric stability is one of the main parameters determining the wind speed profile [7], besides the topographic conditions (see Fig. 4).

altura inferior a la del cubo provoca incertidumbres adicionales. La incertidumbre asociada a la extrapolación de alturas se puede reducir significativamente acompañando medidas de los perfiles verticales de temperatura del aire, ya que la estabilidad atmosférica es uno de los principales parámetros a la hora de determinar el perfil de velocidad de viento [7], además de las condiciones topográficas (ver Fig. 4).

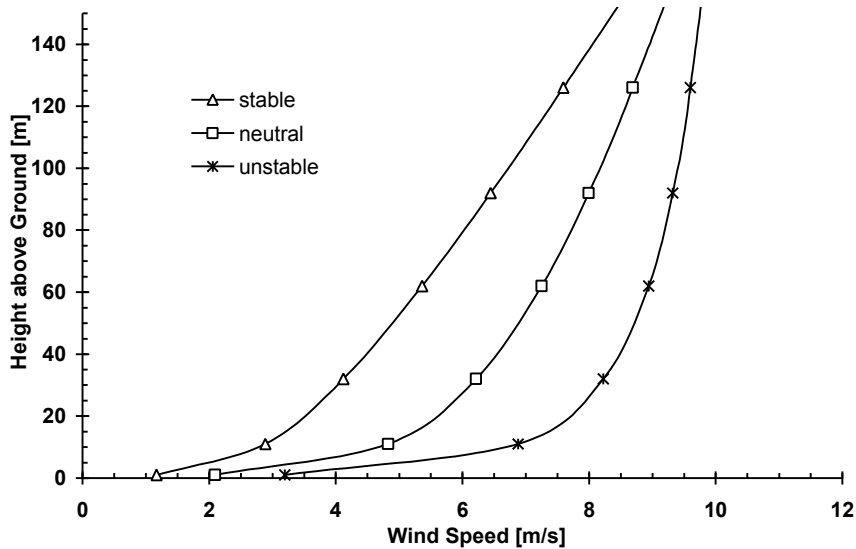


Fig. 4: Typical shape of vertical wind speed profiles for different atmospheric stability.

Fig. 4: Típica forma de los perfiles verticales de velocidad de viento para diferentes condiciones de estabilidad atmosférica.

If one of the met masts is positioned close to the wind farm area (like M1 or M2 in Fig. 5) it can be used as a wind speed reference mast during the operation of the wind farm for the verification of the energy production. If energy production is guaranteed in a contract of a wind farm project the parties should decide on the position of the met mast and that an independent accredited consultant should do the wind speed measurements (see Ref. [8] for details).

Si uno de los mástiles meteorológicos está situado cerca del área del parque eólico, (como M1 ó M2 en la Fig. 5) se puede usar como mástil de referencia de velocidad de viento durante la operación del parque eólico, para la verificación de la producción de energía. Si la producción de energía se garantiza en un contrato de proyecto de parque eólico, las partes deben decidir sobre la posición del mástil meteorológico y permitir que un acreditado profesional independiente realice las medidas de velocidad de viento (ver Ref. [8] para más detalles).

The typical uncertainty range of wind measurements as well as the different uncertainty sources are summarised in Tab. 1. The lower uncertainty limit given in that table can be reached by adopting best practice in the wind speed measurements according to the new IEA recommendation [3]. The upper limits are likely to occur when ignoring the necessity of a sufficient layout of the measurements.

Los típicos rangos de incertidumbre de las medidas de viento así como las distintas fuentes de incertidumbre, están resumidas en la Tab. 1. El límite más bajo de incertidumbre puede ser alcanzado al adoptar las mejores prácticas en las medidas de velocidad de viento, según la nueva recomendación IEA [3]. Los límites superiores suelen producirse cuando se ignora la necesidad de una suficiente planificación en las medidas.

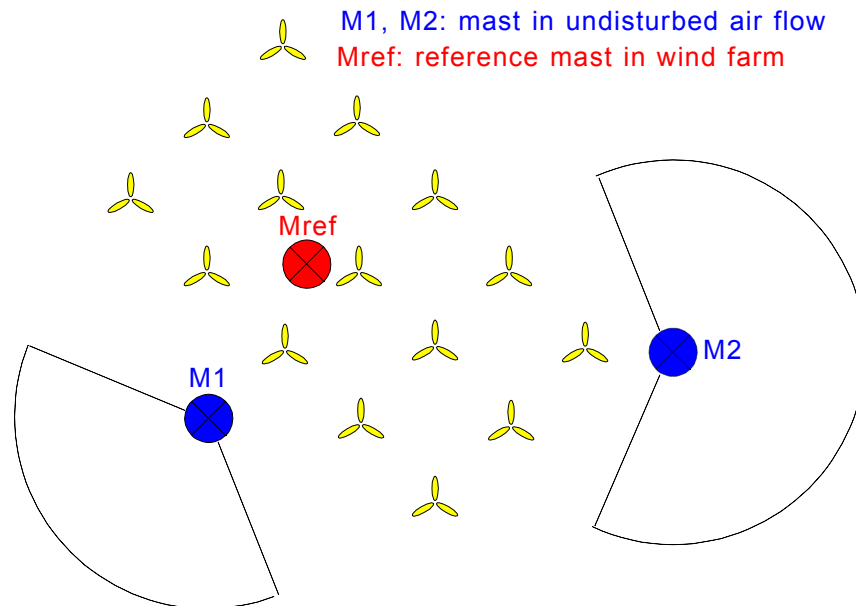


Fig. 5: Possible mast positions for wind speed measurements before and after the operation of the wind farm.

Fig. 5: Posibles posiciones de mástil para las medidas de velocidad de viento antes y después de la operación de un parque eólico.

Uncertainty Component	Typical Uncertainty Range [%]
Wind Tunnel Calibration of Anemometer	0.5-3
Selection of Anemometer (Influence of Vertical Inflow and Turbulence)	0.5-4
Mounting of Anemometer	0.2-3
Selection of Measuring Site	0.5-5
Selection of Measuring Period	0.3-3
Data Recording and Evaluation	0-2
Correlation with Long Term Data (MCP)	0.5-5
Transfer to WT's Positions and Hub Heights (Micro Siting)	1-10
Total Uncertainty of Wind Speed Determination	1.5-14
<b>Uncertainty in Terms of Energy Prediction</b>	<b>3-30</b>

Tab. 1: Uncertainties in wind speed determination and the prediction of the wind farm production if measurements are performed within the wind farm area. Lower values refer to best practice.

Tab. 1: Incertidumbres en la determinación de la velocidad de viento y en la predicción de la producción de un parque eólico, cuando las medidas se llevan a cabo en el emplazamiento del parque eólico. Los valores bajos corresponden a las mejores prácticas.

#### 4. Conclusions

The large uncertainty range of wind speed measurements given in Tab. 1 implies that only measurements of high quality can contribute significantly to reduce the financial risk of wind farms. At the current state-of-the-art an uncertainty as low as 1-2 % in the wind speed determination and about 3 % in terms of energy production can be reached. This is considerably lower than the typical uncertainty of model based resource assessments (without local wind measurements) of about 10 % in energy production in flat terrain and about 20-30 % in complex terrain [8]. Hence, the costs of on site wind speed measurements in the order of 0.1 % of the total wind farm investment costs are rather

#### 4. Conclusiones

El amplio rango de incertidumbre de las medidas de velocidad de viento dado en la Tab. 1 implica que sólo las medidas de gran calidad pueden contribuir significativamente a reducir el riesgo financiero de los parques eólicos. En la actualidad se puede alcanzar una incertidumbre del 1-2% en las determinaciones de velocidad de viento y del 3% en términos de la producción de energía. Esto es considerablemente más bajo que la típica incertidumbre de los modelos básicos de estimación de recursos (sin medidas locales de viento), de en torno al 10% en la producción de energía para terrenos llanos y en torno al 20-30% en terrenos complejos

low compared to the associated reduction of financial risk. Consequently it must be recommended to plan wind farms on the bases of high quality wind measurements within the wind farm area, especially in regions with complex terrain.

*[8]. Por otro lado, los costes de las medidas de viento in-situ del orden del 0.1% de los costes totales de inversión del parque eólico son bastante bajos en comparación con la reducción asociada en el riesgo financiero. Por esta razón se recomienda planificar parques eólicos basándose en las medidas de velocidad de viento de alta calidad dentro del emplazamiento del parque eólico, especialmente en regiones con un terreno complejo.*

## 5. References

- [1] Troen, I; Petersen E. L.: European Wind Atlas, Risø National Laboratory, 1989
- [2] Albers, A.; Asimakopoulos, D. N., Berteotti, C., Beyrich, F; Handwerker, J.; Helmig, C. G., Kalaß, D.; Klug, H., Mellert, V.; Schomburg, A., Tombrou, M., Waldl, H. P., Weisensee, U.: SODAR for Siting and Operating of Wind Energy Converters, SOSOWEC, report, (JOU2-CT93-0424). DEWI, February 1995.
- [3] International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1999
- [4] T. J. Lockhart: Uncertainty in Anemometer Calibration Methods, Proceedings of EWEC 97, Dublin, 1997 p. 333-336
- [5] Molly, J. P.: MEASNET: Network of European measuring institutes. – DEWI Magazin (1998) 12, p. 75-79
- [6] Klug, H.; Albers, A.; Hinsch, C.: How complex can a wind speed measurement be? : Proceedings of the IEA-Expert Group Meeting Power Performance in Complex Terrain, Athens, Dec. 1997.
- [7] Strack, M.; Albers, A.: Analysis and extrapolation of the wind profile measured at the DEWI 130-m-meteorological-mast, DEWI Magazin (1996) 8, p. 65-75
- [8] Albers, A.; Gerdes, G.: Wind Farm Performance Verification, DEWI Magazin (1999) 14, S 24-35