

## 3D-Simulation der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage

### 3D-Simulation of the Wake of a Wind Turbine

Hahm, Thomas; TÜV Nord e.V., Bereich Energie- und Systemtechnik  
Kröning, Jürgen; TÜV Nord e.V., Zertifizierungsstelle für Windenergieanlagen

#### 1. Einführung

Geringer werdende Abstände von Windenergieanlagen untereinander in Parkkonfigurationen oder bei Neuaufstellungen in der Nähe bereits bestehender Anlagen stellen in Genehmigungsverfahren in Deutschland zusehends neue Anforderungen dar. Der Nachweis einer technischen Lebensdauer der Windenergieanlagen (WEA) durch die Richtlinien (IEC, DIBt) ist hier für 20 Jahre gefordert. Es ist durch Untersuchungen (z.B. /1,2,3,7/) bekannt und gestützt, dass sich die Belastung im Nachlauf anderer WEA arbeitender Turbinen ändert.

In der Nachlaufströmung einer WEA ist die Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Umgebung erniedrigt, die Turbulenzintensität (das Verhältnis der Standardabweichung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert) jedoch erhöht. Bauten im Einflussbereich einer solchen Nachlaufströmung sind damit einer veränderten Windlast ausgesetzt. Dies wirkt sich z.B. auf die Energieausbeute einer in der Nachlaufströmung arbeitenden WEA, aber auch auf ihre mechanische Ermüdung aus. Probleme ergeben sich weiterhin, wenn es, wie im Falle von Freileitungen, zu einer erhöhten Schwingungsanregung kommen kann.

Die Strömung im Nachlauf einer pitchgeregelten WEA ist von einer Vielzahl von Parametern abhängig. Hierzu zählen Anlagenparameter wie Blattgeometrie, Pitchwinkel und Drehzahl sowie Umgebungsparameter wie Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität und -länge, Windgradienten etc.

Es ist folglich im Einzelfall ohne Detailanalyse schwierig abzuschätzen, ob ein Objekt im Einflussbereich der Nachlaufströmung einer geplanten WEA Belastungen ausgesetzt ist, die bei der Auslegung nicht berücksichtigt wurden. Beim TÜV Nord e.V. wird für diese Fragestellung die Nachlaufströmung unter Berücksichtigung der detaillierten Anlagengeometrie und -daten mit der Computational Fluid Dynamics (CFD) Software FLUENT dreidimensional berechnet.

#### 2. Modellbeschreibung

Die Flügelgeometrie der WEA wurde auf der Basis von ca. 650 Datenpunkten im Modell implementiert. Auf die Rotoroberfläche wurde ein entsprechend feines Gitter gelegt (Abb. 1), das sich von hier ausgehend zu den Rändern des Simulations-

#### 1. Introduction

*Decreasing distances in wind farm spacing and the erection of new wind turbines close to existing plants give rise to an increasing number of problems during the authorization process in Germany. The specific guidelines concerning an approved lifetime of 20 years (IEC, DIBt) are crucial to this point.*

*The effect of wake loads on other wind turbines is well known and has been studied in different works (e.g. /1,2,3,7/). In general the turbulence intensity, i.e. the ratio of the standard deviation of the wind speed distribution to its mean value, increases while the wind speed itself decreases. Objects exposed to the wake of a wind turbine are exposed to changed wind loads. This will lower for example the annual energy yield of a wind turbine and may lead to additional fatigue effects. Vibration induced fatigue may occur in the case of adjacent power lines.*

*The downstream current or wake of a pitch regulated wind turbine depends on a number of parameters. These are blade geometry, pitch angle and rotor speed on the one side and environmental parameters such as wind velocity, turbulence intensity and length, wind gradient etc. on the other side.*

*This makes it difficult to judge on whether wake influences will lead to loads not considered during the original construction process. Hence the TÜV Nord e.V. has used the Computational Fluid Dynamics (CFD) software package FLUENT as a modeling tool to predict the wake of a wind turbine on the basis of its geometry and operating data.*

#### 2. Description of the model

*Approximately 650 data points have been used to model the shape of a single rotor blade. A corresponding fine surface grid has been established on the whole rotor surface (fig. 1). Starting from here the volume grid continuously coarsens on its way to the border of the flow domain.*

*A total of 750 000 cells was used to solve mass and momentum balances and the transport equations of the turbulence model. Wind direction, turbulence intensity and length*

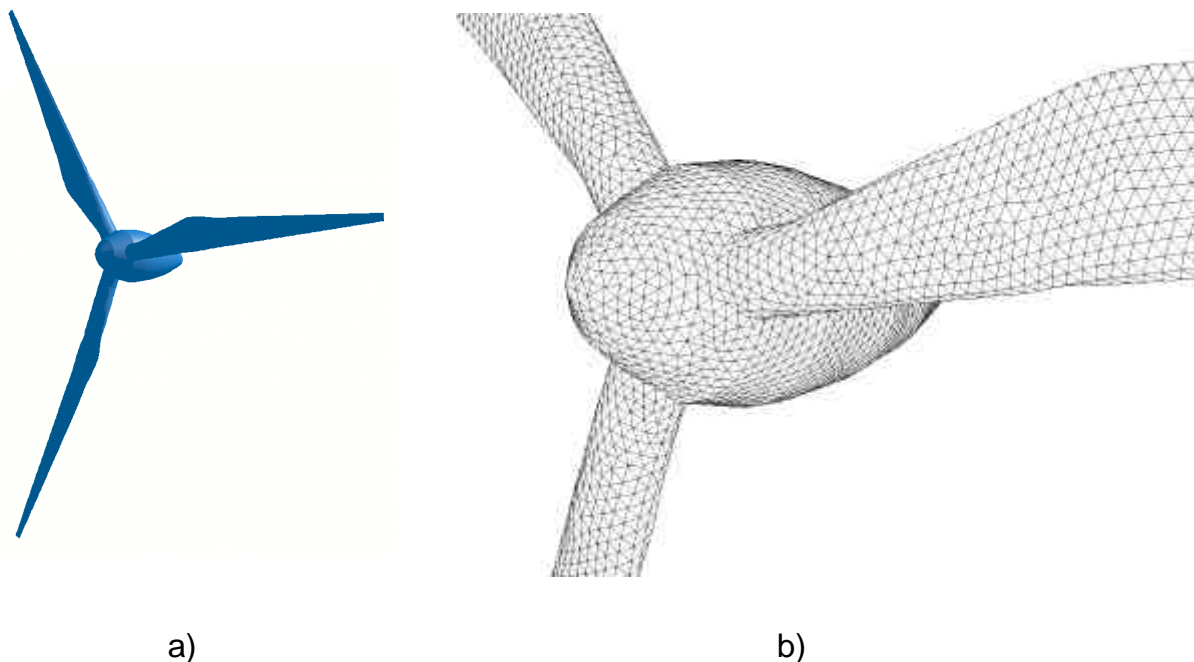


Abb. 1: Rotorgeometrie (a) und Ausschnitt aus dem Oberflächennetz des Rechenmodells (b).  
 Fig. 1: Rotor geometry (a) and detail of the rotor surface grid (b).

raumes vergrößert. Das gesamte Netz besteht aus ca. 750 000 Zellen, auf denen Massen- und Impulsbilanz sowie die Transportgleichungen für die Turbulenzgrößen gelöst werden.

Anströmgeschwindigkeit, -richtung und Turbulenzintensität des Windes können im Modell variiert werden. Anlagenseitig stehen Pitch-Winkel sowie Drehzahl als Parameter zur Verfügung. Die Ausmaße des Simulationsraumes können den Erfordernissen angepasst werden. Typischerweise wurde im Nachlauf bisher eine Strecke vom sechs- bis zehnfachen des Rotordurchmessers erfasst.

### 3. Validierung

Zur Validierung der Windgeschwindigkeitsverteilung in der Nachlaufströmung wurde eine 55-kW-WEA berechnet, für die aus der Literatur /4/ detaillierte Messungen vorlagen. Abb. 2 zeigt den Vergleich zwischen den Messergebnissen und der CFD-Simulation.

Es ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung insbesondere unter Berücksichtigung, dass die einzelnen Messpunkte jeweils bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten gemessen wurden. Im Gegensatz zu Modellrechnungen in /4/, in welche die Widerstandsbeiwerte der Flügel und das aus Messungen ermittelte Profil im Abstand  $2D$  als Randbedingung eingingen, konnten die Geschwindigkeitsprofile hier allein unter Vorgabe der Geometrie, des Pitchwinkels und der Drehzahl ermittelt werden. Die gemessene Erhöhung der Windgeschwindigkeit im äußeren Bereich der Nachlaufströmung ist in den vorliegenden Rechnungen qualitativ zu sehen. Eine stärkere Erhö-

scale as well as pitch angle and rotor speed of the wind turbine are part of the input data accessible by the user.

The dimensions of the flow domain can be adjusted to suit the needs of the specific problem. Typically distances of six to ten times the rotor diameter have been modelled so far.

### 3. Validation

Wake measurements of a 55-kW wind turbine, that served as representative of the pitch regulated turbine concept, were taken from the literature /4/ to validate the model. Fig. 2 shows the comparison between measurements and CFD-calculations. Taking into account that the measured wind velocities were taken at different wind conditions, i.e. varying wind speed and turbulence, a good agreement between measurement and calculated values can be seen. No drag or lift coefficients of the blade were necessary but blade geometry in conjunction with rotor speed and pitch angle. This is the main difference to calculations presented in /4/, where these coefficients as well as the measured profile of the wind velocity in  $2D$  distance were used as boundary condition in order to predict the wake wind deficit.

The model used in /4/ was not able to predict the enhancement of wind velocity observed at the borders of the wake. The CFD-calculations generally predict this effect, although the magnitude of enhancement does not match the measurement.

The CFD model predicts a higher enhance-

hung der Strömungsgeschwindigkeit im Außenbereich der Nachlaufströmung, wie sie in den Messungen auftritt, stellt sich im Entfernungsbereich 4 bis 6 D in den Rechnungen dann ein, wenn die Umdrehungsgeschwindigkeit des Rotors im Verhältnis zum Pitch-Winkel und zur Windgeschwindigkeit nicht optimal, d.h. zu gering, eingestellt ist. Eine Überhöhung auch in der gemessenen Größe zeigt sich dann in den Rechnungen. Für einen genaueren Vergleich wären detaillierte Daten zum Anlagenzustand und den Windverhältnissen zum Zeitpunkt der einzelnen Messung erforderlich.

ment of the mean wind velocity under slightly different conditions. Wind acceleration in the distance range between approximately 4 and 6 D appears in the calculation results if there is a mismatch between rotor speed on the one hand and pitch angle and wind velocity on the other, i.e. if the rotor speed is too low. The measured wind acceleration can therefore basically be simulated with the model, even at the observed high rates. A lack of data concerning wind and rotor speed of each single point of measurement however, prohibit a detailed comparison.

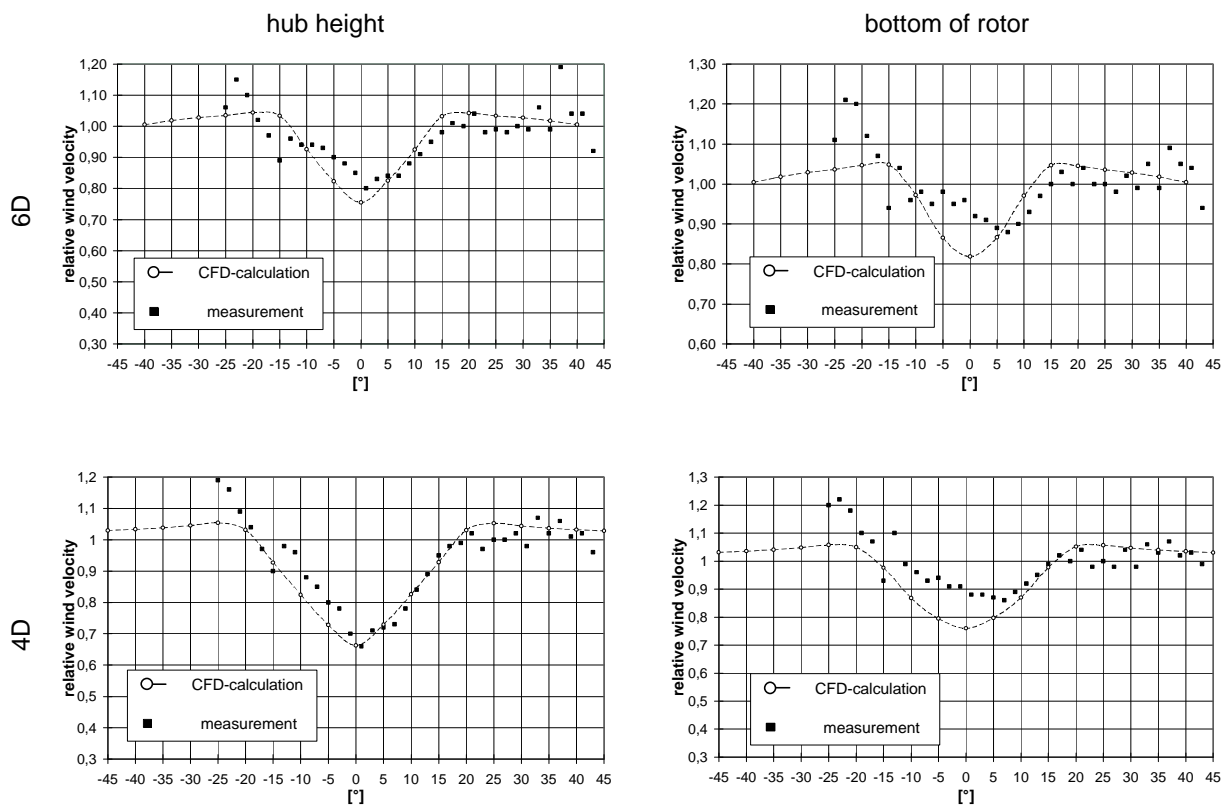


Abb. 2: Verhältnis von Windgeschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit in der ungestörten Strömung. Die Gradangabe bezeichnet den Winkel zwischen der Windrichtung und der Achse Rotornabe-Messpunkt. (Messungen aus /4/).

Fig. 2: Ratio of wind velocity and ambient wind speed. Degrees refer to the angle between the wind direction and the axis from rotor hub to the point of measurement. (Measurements: /4/).

Die Rechnungen geben auch den hier gemessenen relativ hohen Öffnungshalbwinkel der Nachlaufströmung von etwa 10° gut wieder. Dieser Wert, wie auch die Geschwindigkeitsverteilung insgesamt ist vom Momentenübergang von der Strömung an die WEA abhängig, also dem Pitchwinkel und der Winkelgeschwindigkeit der Anlage im Verhältnis zum Wind, sowie von der örtlichen Turbulenzintensität, die eine Quervermischung und damit Homogenisierung in der Nachlaufströmung bewirkt. Dieser Zusammenhang lässt sich anhand der Arbeitszustände eines Rotors anschaulich machen (Abb. 3).

The high opening half angle of the wake of roughly 10° is well predicted by the model. This value similar to the whole velocity distribution in the wake does depend on the amount of momentum transferred to the turbine. Changes in pitch angle and rotor speed will therefore affect the wake. Different turbulence intensities furthermore have an impact on the velocity distribution inside the wake, as higher values tend to smooth the velocity profile. Fig. 3 shows the correlation between momentum transfer and shape of the wake in terms of the working states of a rotor.

#### 4. Berechnungsbeispiele

Anhand zweier graphischer Ergebnisdarstellungen sollen typische Anwendungsfälle für die CFD-Rechnungen kurz aufgezeigt werden. Der erste Fall (Abb. 4) zeigt eine WEA, die in der Nachlaufströmung einer größeren vorgelagerten Anlage arbeitet. Die Isolinien zeigen das Geschwindigkeitsprofil, mit dessen Hilfe diese besondere Lastsituation analysiert werden kann.

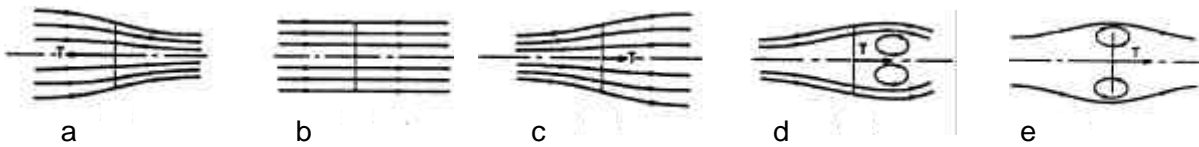


Abb. 3: Arbeitszustände eines Rotors: a) Propeller; b) kein Schub; c) WEA; d) WEA, turbulent; e) Wirbelringbildung. (Quelle: /5/).

Fig. 3: Working states of a rotor: a) propeller; b) zero-thrust; c) windmill; d) turbulent windmill; e) vortex ring. (source: /5/).

Der zweite Fall betrifft die Schwingungserregung von Freileitungen. Zu einer Anregung kommt es bevorzugt bei einer Anströmung mit einer Geschwindigkeit von 1 bis 7 m/s /6/. Wenn die Nachlaufströmung einer Windenergieanlage das natürliche Geschwindigkeitsprofil an der Freileitung in diese Richtung verschiebt, können Dämpfungsmaßnahmen an der Leitungsaufhängung erforderlich werden. In Abb. 5 ist jedoch erkennbar, dass die Nachlaufströmung über die Freileitung hinwegzieht, ohne diese zu beeinflussen.

#### 4. Calculation examples

Two examples will be presented to demonstrate typical applications. The first case (fig. 4) shows a wind turbine operating in the wake of a second larger turbine. The shown contours of constant mean velocity in conjunction with other parameters help to analyse the special wake loads.

The second case deals with the excitation of vibrations in a power line. Wind speeds in the range of 1 to 7 m/s are most likely to cause these vibrations /6/. If there is a considerable shift to these wind speeds due to wake loadings on the power line, the installation of vibratory dampers might be indicated. In the case presented here, the wake clearly passes the power line without causing any interference, as can be seen in fig. 5.

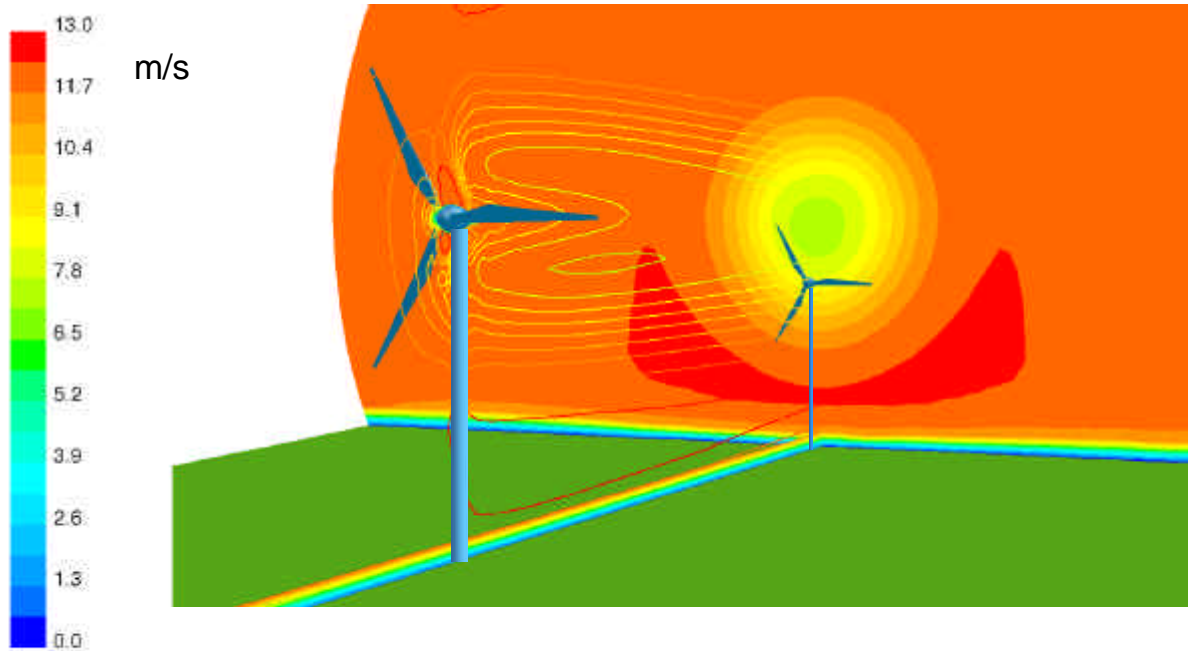


Abb. 4: Isolinien der Windgeschwindigkeit hinter einer Windenergieanlage (Abstand 4 D). In Windrichtung und in der Ebene der 2. Anlage (ausgefüllt). 13 % Turbulenzintensität, 12,5 m/s Windgeschwindigkeit.

Fig. 4: Contours of velocity magnitude in the wake of a wind turbine (distance 4 D). Shown in wind direction and in the plane of the second turbine (filled). Turbulence intensity 13 %, 12,5 m/s wind speed.

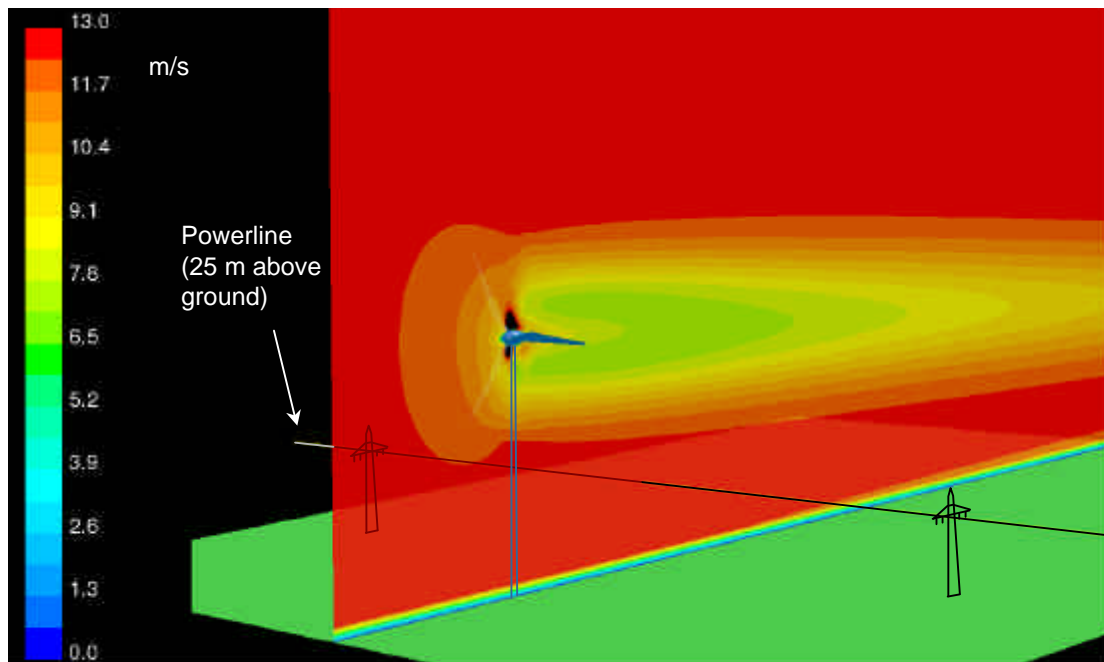


Abb. 5: Nachlaufströmung in der Nähe einer Freileitung. Umgebungsgeschwindigkeit 12,5 m/s.

Fig. 5: Wake in the vicinity of a power line. Ambient wind speed 12.5 m/s.

## 5. Ausblick

Die CFD-Simulation der Nachlaufströmung ist in der Lage, das Windgeschwindigkeitsprofil hinter einer WEA basierend auf der Anlagengeometrie und den Betriebsdaten vorherzusagen. Spezifische Situationen unter Berücksichtigung der Windverhältnisse sowie des Pitchwinkels und der Winkelgeschwindigkeit der Anlage können analysiert werden. Der dreidimensionale Ansatz bietet die Möglichkeit, beliebige Objekte im Einflussbereich der Anlage ebenso wie die

## 5. Outlook

Based on rotor geometry and operating data, CFD calculations are able to predict the wind velocities inside the wake of a wind turbine. Specific operating conditions allowing for different pitch angles and rotor speeds might be analysed. The three dimensional approach offers the possibility to include landscape topography and other objects located in or near the wake into the calculations.

Topographie der Landschaft in einem weiteren Schritt in das Modell zu integrieren. Detaillierte Messdaten über die Verteilung der Turbulenzintensität lagen für die bislang simulierten Anlagen nicht vor. Hier besteht noch Bedarf für eine genauere Validierung der Rechnungen. Der Verlauf der Turbulenzintensität in axialer Richtung ist aber in prinzipieller Übereinstimmung mit verschiedenen Modellen, wie sie z.B. in /7/ aufgelistet und verglichen wurden. Diese Modelle geben jedoch in den einzelnen Abständen von der Anlage jeweils nur einen Wert für die Turbulenzintensität an und weichen teilweise erheblich voneinander ab, so dass sie zur Validierung nicht geeignet sind.

*There were no detailed measurements of the turbulence intensity of the modelled wind turbines available. This point requires further examination. However, the turbulence intensity in the wake direction is basically in agreement with different other models listed and compared e.g. in /7/. As these models only predict single averaged values along the wake axis and differ from one another, they can not be used to validate the CFD-calculations.*

### References

- /1/ Dahlberg, J.A.; Poppen, M.;  
Load/fatigue effects on a Wind Turbine Generator in a Farm; EWEC 1991.
- /2/ Seifert, H.; Hinsch, Ch.; Söker, H.;  
Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windkraftanlagen; VDMA-Forschungsbericht, Deutsches Windenergie-Institut 1998.
- /3/ Stiesdal, H.;  
Wake loads on the BONUS 450 kW Mk II turbine; Proceedings 14th British Wind Energy Conference 1992.
- /4/ Beyer, H.G. et. al.;  
Messungen von Windgeschwindigkeit und Turbulenz in der Nachlaufströmung eines 55 kW Windenergiekonverters mit variabler Drehzahl; DEWEK '92, Deutsche Windenergie-Konferenz 1992; Wilhelmshaven 1993.
- /5/ Wilson, R.E.W.;  
Applied Aerodynamics of Wind Power Machines; Oregon State University, 1974
- /6/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschoppe, J.;  
Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /7/ Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds);  
European Wind Turbine Standards II; ECN Solar & Wind Energy, Petten, Netherlands