



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit



## Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich Windenergie

### Verbundprojekt: Verifikation von Offshore-WEA

FKZ: 0327696A, 0327696B, 0327696C, 0327696D, 0325060

**Projektpartner:** Universität Stuttgart, Stiftungslehrstuhl Windenergie am Institut für Flugzeugbau (Koordinator);  
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg - Fakultät V - Institut für Physik - ForWind - Zentrum für Windenergieforschung;  
Leibniz Universität Hannover - Institut für Stahlbau;  
DEWI GmbH - Deutsches Windenergie - Institut;  
Institut für Meteorologie und Klimaforschung - Forschungszentrum Karlsruhe GmbH

**Zuwendungssumme:** 1.855.018 EUR  
**Laufzeit:** 01.12.2007 – 31.05.2010

# Verification of Offshore Wind Turbines

## *Verifikation von Offshore-Windenergieanlagen*

### **Summary**

The joint research project “Verification of Offshore Wind Turbines” (OWEA) at the forthcoming German offshore test site “alpha ventus” aims at verifying several key aspects in the design and operation of offshore wind turbines. The paper provides an overview of the project’s five work packages, which address offshore power curves, wind farm flow conditions, load assumptions and overall dynamics of offshore wind turbines, online load monitoring and numerical models for wind analysis and forecast. Two examples of the results obtained in the first year prior to the erection of the turbines are presented. Firstly, the industry standard wind turbine code Flex5 has been coupled successfully to a general purpose finite element code in order to analyse offshore wind turbines with arbitrary bottom-mounted support structures. Secondly, a method has been developed for using easily available turbine standard signals for on-line monitoring of fatigue loads.

### **1. Introduction**

The first German offshore wind farm, the offshore test site “alpha ventus”, is seen as the starting point of the large-scale exploitation of the offshore wind resources in German waters. The area is located 45 km north of the island of Borkum next to the research platform FINO 1 in 30 m water depth. It will comprise six offshore wind turbines each of the *Multibrid M5000* and *REpower 5M* type, to be erected in the summer of 2009. The German government supports “alpha ventus” with major research funding in the scope of the RAVE research initiative (Research at alpha ventus) [1].

One of the joint research projects is entitled “Verification of Offshore Wind Turbines” (OWEA). Under the coordination of the Endowed Chair of Wind Energy at the University of Stuttgart the consortium of universities, research centres, the two turbine manufacturers and certification institutions aim to verify essential aspects in the design and operation of offshore wind turbines. The project is expected to last from the end of 2007 until 2010/11 in order to evaluate an extensive measurement campaign, carried out by another RAVE project.

In the following five sections the paper outlines the different work packages of the OWEA project ranging from offshore power curves, wind farm flow conditions, load assumptions, overall dynamics of offshore wind turbines and online load monitoring to numerical models for wind analysis and forecast. As examples of the results obtained in the first year prior to the erection of the turbines, Section 4 elaborates the development of a design tool for the analysis of offshore wind turbines with arbitrary bottom-mounted support structures and Section 5 mentions a new method for on-line

monitoring of fatigue loads. Finally, conclusions and an outlook are provided in Section 7.

## **2. Offshore power curves**

The objective of the first work package “Power curves offshore”, led by the German Wind Energy Institute (DEWI), is to mitigate the risk in the estimation of power curves and associated uncertainties in the energy yield offshore. Engineering models for the description of the vertical structure of the maritime boundary layer suited for the prediction of energy yield and loads as well as for the use in numerical meso-scale models will be validated by analysis of detailed spatial and temporal measurements offshore. In parallel an evaluation is to be performed on the effects of specific atmospheric conditions of the offshore environment (e.g. turbulence, wind shear, stratification) on the power curves of wind turbines. Furthermore, an assessment of power curves offshore by means of remote measuring of wind speeds with LIDAR at sea will be tested and improved [2]. The results will be considered in the “Technical Guideline – Part 2: Power Curves” of the German Federation of Windpower (FGW) and will be disseminated in the wind energy community.

## **3. Offshore wind farm effects**

The flow conditions inside wind farms and loading of wind turbines operating in wake of other turbines are addressed by the second work package headed by ForWind, the Center for Wind Energy Research at the Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. The less turbulent winds offshore and the larger wind farms require a more thorough validation and improvement of the present wind farm modelling tools. Figure 1 shows the process chain of the different activities.

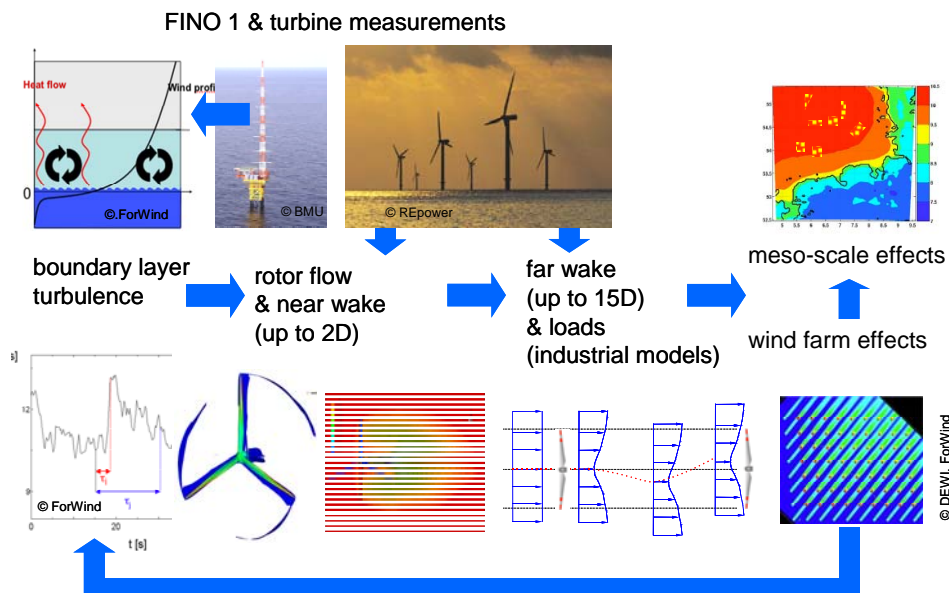


Figure 1: *Process chain of the different activities on flow conditions and wake-induced loads*

The description of the maritime boundary layer (Section 2) and the analysis of extreme wind conditions and events derived from the meteorological measurements at FINO 1 will establish the turbulent inflow for instationary CFD simulations of the rotor flow and the near wake field up to approx. 2 diameters (D) downstream. Results of these very detailed simulations can be used as input to models for the far wake deployment up to approx. 10 D downstream and associated wake-induced loads at other turbines. Such models will account for the effect of the lower ambient turbulence and the specific atmospheric stratification at offshore sites. LiDAR measurements of the wind field in the wake, load measurements at four wind turbines and evaluation of operational data (1 minute averaged) of all twelve machines should be investigated. With the data obtained engineering models and guidelines for design purposes e.g. from the previous OWID project [3] should be validated. Moreover, the near wake simulations enable simplified turbine models required for LES (Large Eddy Simulation) and RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes) simulations of the flow conditions inside large offshore wind farms. These flow simulations of the entire wind farm and its vicinity will be used again as input for the wind turbine simulations. Furthermore, they allow researchers to study the large-scale effects and expected interactions of different wind farms in the Southern North Sea.

## 4. Verification of wind turbine dynamics and loads

### 4.1 Validation of wind turbine designs

Work Package 3, coordinated by the Endowed Chair of Wind Energy, deals with the verification of wind turbine dynamics and loads as well as the enhancement of simulation models and tools.

Measurements at the onshore prototype of the *Multibrid M5000* are used to validate simulation models for the overall loads and dynamics of such very large wind turbines.

The employment of new foundation concepts, i.e. tripods for the *Multibrid M5000* and jackets for the *REpower 5M*, require the further development and thorough validation of aero-elastic design tools for the simultaneous simulation of the aerodynamic and hydrodynamic responses. Recording of the meteorological and oceanographic parameters at “alpha ventus” and very detailed load measurements at one of each machine and foundation type will be evaluated and used for validation purposes. Eigenfrequencies, load statistics and exemplary fatigue load spectra for different components will be derived from the field data and compared to simulated data.

#### 4.2 Design tool development – Coupling of FLEX5 wind turbine and finite element offshore code

Another aspect of Work Package 3 is improving current simulation tools. So far, there are only very few adequate analysis tools available to simulate the simultaneous aerodynamic and hydrodynamic responses of offshore wind turbines with multi-member support structures in an integrated manner and with an arbitrary number of degrees of freedom. Currently it is still common to apply a number of workarounds, e.g. to reduce lattice or tripod structures to an equivalent single column structure and to calculate the local member forces in a retrieval run [4], to superimpose wind and wave responses computed separately or to apply the aerodynamic loads computed in a wind turbine code as external loads at the top of the hydrodynamically loaded offshore foundation.

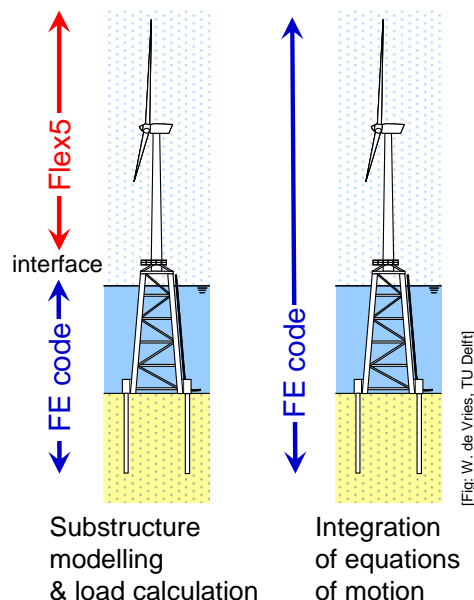


Figure 2 Approach for coupling of the wind turbine code FLEX5 and support structure FE codes

More sophisticated analysis tools offer more reliable and more cost-efficient designs of the entire offshore wind turbine. Therefore a coupling between the common industry aero-elastic wind turbine simulation tool FLEX5 and arbitrary finite element (FE) codes has been developed at the Endowed Chair of Wind Energy, which is able to simulate the offshore wind turbine with any user-defined number of physical or

modal degrees of freedom of the support structures [5, 6]. The equations of motion of the rotor-nacelle assembly and tower as well as the equations of motion of the substructure and foundation are combined to one entire set of equations in every time step of the simulation. Subsequently the complete set of equations of motion is solved in the finite element code. Figure 2 and 3 illustrate the procedure. The dynamic properties of the rotor-nacelle assembly and tower, i.e. the sub-system mass, stiffness, damping matrices and the aero-elastic rotor forces, are calculated in every time step in FLEX5 and are transmitted to the finite element code, where they are assembled in the set of equations of motion of the entire system. Next, the kinematics and member forces are determined in the FE code with an implicit integration scheme. Subsequently, the kinematics of the RNA and tower are transferred back to in FLEX5, where they are required for processing the sub-system matrices and aerodynamic forces in the next time step. As specific features of these coupling techniques the coupled codes remain almost unchanged individual executables and they communicate in every time step via shared random access memory or a DLL interface.

The current implementation has been done with the finite element code POSEIDON, developed by the Institute for Steel Constructions of the Leibniz Universität Hannover. POSEIDON is capable of arbitrary space frame structures subject to hydrodynamic loading. A shared memory interface was kindly made available by REpower System AG. In the near future the coupling will be extended to the state-of-the-art design tool for offshore platforms ANSYS® ASAS(NL)<sup>TM</sup>.

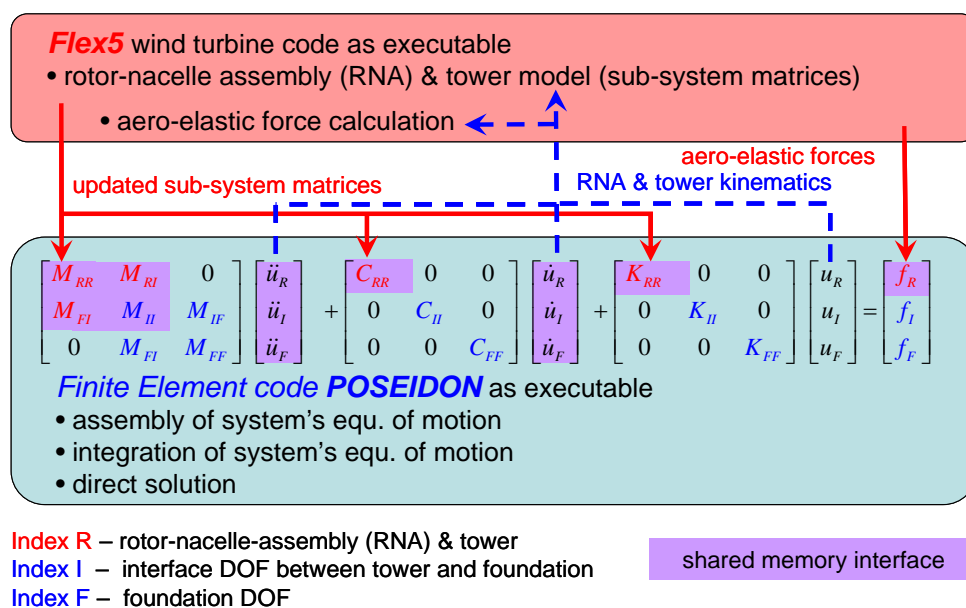


Figure 3: Communication scheme of the coupling

Validation of the coupling is done in a stepwise approach. Firstly, the coupling scheme has been tested with two coupled FLEX5 versions, one representing the rotor part and one acting as the support structure and system part. In the next step, an offshore turbine with an ordinary monopile has been modelled in FLEX5 as well as in FLEX5-POSEIDON and time series of integrated simulations in FLEX5 alone have been compared with those from the coupled FLEX5 and POSEIDON codes. The simulations of basic load conditions showed very good agreement and the small differences between both simulation set-ups could be explained by the different

integration algorithms and a different set of tower degrees of freedom used. Finally, analyses of realistic space frame support structures under wind and wave impact are still ongoing. Since measurement data from “alpha ventus” are not yet available, it is intended to consider data from an onshore prototype installation of a turbine with a jacket support structure.

To illustrate the potential of the coupled simulation codes a generic offshore wind turbine mounted on a tripod structure has been analysed. The models are based on the NREL 5MW turbine of the Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) project within the “IEA Wind Annex XXIII – Subtask 2”, an international code comparison project [7]. The eigenfrequency analysis highlights an interaction between foundation-specific and turbine-specific degrees of freedom. Figure 4 presents the response spectrum of a tripod brace node excited by various periodic aerodynamic loads originating from the rotor part. For instance, at approx. 1.6Hz the response of a mode is visible which couples the drive train torsion with the sidewise tripod motion.

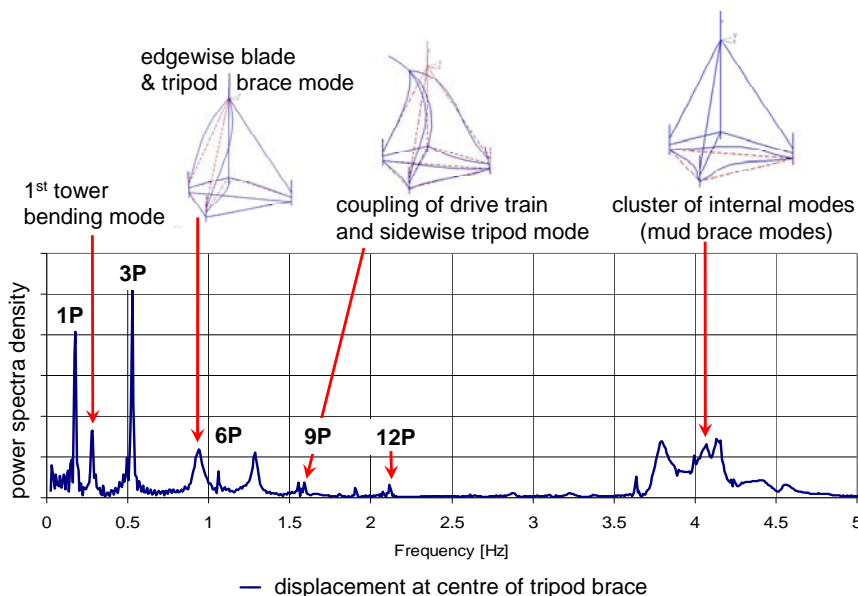


Figure 4: *Response spectrum of tripod brace excited by aerodynamic loads*

## 5. Online load monitoring

Work Package 4 “Online Load Monitoring”, also coordinated by the Endowed Chair of Wind Energy, will assist the improvement of offshore wind turbine reliability through direct measurements of the loads in the main components and by estimating loads from standard SCADA signals by means of an indirect but robust analysis technique. At sea, turbine monitoring is of high importance since the environmental conditions are harsh and repair cost and downtime should be reduced by condition based maintenance. Classical condition monitoring can at best only detect degradation and developing failures at an early stage and aims to reduce repair cost by avoiding a total breakdown and associated high collateral cost. In contrast, load monitoring tries to record the accumulated loads, which could be used for the optimisation of wind

turbine operation such as improved scheduling of maintenance cycles, site-specific optimisation of turbine parameters and long-term operation control.

The lifetime of standard measurement devices, e.g. strain gauges, is too short in comparison to the service life of the turbines and sensor replacement might not always be practical. Nevertheless, some standard signals (like rotor speed, electrical power, pitch angle, etc.), which are normally used only for turbine control, are freely available.

During the first project year in WP 4 a method was developed for using easily available signals for on-line fatigue load monitoring. Several possibilities for the fatigue load estimation from standard wind turbine signals are shown in Figure 5. The newly derived method is based on fitting suitable distributions to empirical amplitude probability density distributions, which have been derived by time series counting. Parameters of the fitted distributions can then be estimated from statistical data of standard wind turbine signals by means of trained neural networks and allow for the prediction of multi stage spectra (rainflow spectra, load duration distributions) or single stage spectra (damage equivalent loads). The method has been tested on the basis of wind turbine simulations and measured signals of a *Multibrid M5000* turbine. Results show excellent agreement of measured and predicted rainflow spectra for the investigated load components [8].

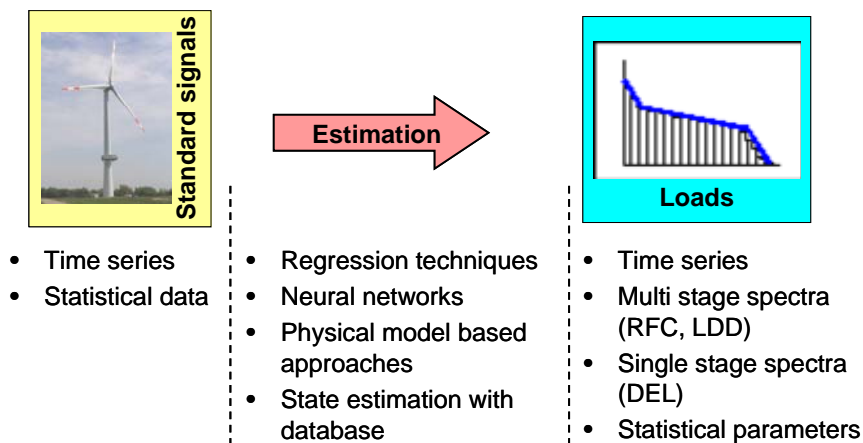


Figure 5 General scheme for fatigue load estimation from standard turbine data

## 6. Numeric models for wind analysis and forecast

The last work package (WP 5) “Verification of parameterization in numeric models for wind analysis and forecast” is carried out by the Institute for Meteorology and Climate Research, Department of Atmospheric Environmental Research (IMK-IFU).

The objective is the analysis and the improvement of the turbulence parameterization in numerical regional weather models for entire coastal regions like the southern North Sea. The use of such meso-scale models should facilitate more precise planning and energy yield prediction for offshore wind farms.

So far the turbulence description in such models is solely based on onshore data. The work will mainly use measurements at the FINO 1 platform and will extend previous work in the scope of the OWID project [9]. Special features of the sea surface like the wind speed dependent surface roughness and the moving roughness



elements (i.e. waves) will be considered. In cooperation with the description of the vertical structure of the maritime boundary layer in Work Package 1 the planned meso-scale modelling can be used as boundary conditions for the wind farm simulations in Work Package 2.

## **7. Conclusions and outlook**

The OWEA project is a joint collaboration of researchers, manufacturers and certification institutions aiming at the verification of essential aspects in the design and operation of offshore wind turbines at the German offshore test site “alpha ventus”.

During the initial year of the project first results are achieved mainly on load monitoring of fatigue loads derived from standard operational SCADA data and on the extension of design tools for offshore wind turbines. On the latter subject the industry standard wind turbine simulation code FLEX5 has been coupled successfully to the general purpose finite element code POSEIDON in order to analyse the simultaneous aerodynamic and hydrodynamic response of offshore wind turbines with arbitrary bottom-mounted support structures. The new software is already used by one manufacturer.

The work in several other work packages depends to a large extent on the measurement data from the “alpha ventus” test site which are expected to become available in the winter of 2009/10. In the meantime preparatory work will be done on the basis of data from the FINO 1 platform and from land-based wind turbines of the same type as at “alpha ventus” with onshore jacket and tripod structures.

## **Acknowledgements**

The research is part of the RAVE Project “Verification of Offshore Wind Turbines” (OWEA) at the German offshore test site “alpha ventus” and is supported by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) under contract No. 0327696 (WP 1 to 4) and 0325060 (WP 5).

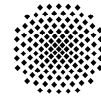
## **References**

- [1] Lange, B.; et al.: Research goes Offshore – RAVE Activities Launched at Alpha Ventus, DEWEK 2008.
- [2] Rettenmeier, A.; et al.: LiDAR Technology for the German Offshore Test Site “alpha ventus” – Joint Project in Measurement Development, DEWEK 2008.
- [3] Neumann, T.; et al.: Offshore Wind Design Parameters – Status Report on the Research Project OWID, DEWEK 2006
- [4] Seidel, M.; et. al: Integrated Analysis of Wind and Wave Loading for Complex Support Structures of Offshore Wind Turbines, Offshore Wind Conference, Copenhagen 2005.
- [5] Passon, P.: Aero-Elastic Design Tool for Bottom-Mounted Offshore Wind Turbines, UpWind Work Package 4 - Deliverable D4.3.2, SWE, University Stuttgart, 2008.
- [6] Kaufer, D.: Integrated Analysis of the Dynamics of Offshore Wind Turbines with Complex Support Structures, Diploma Thesis, SWE, University Stuttgart, 2008.
- [7] Passon, P.; et al.; OC3 Benchmark Exercise of Aero-elastic Offshore Wind Turbine Codes, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012071 doi:10.1088/1742-6596/75/1/012071
- [8] Cosack, N.; Kühn, M.: Estimating Fatigue Spectra from Standard Wind Turbine Signals, DEWEK 2008.
- [9] Emeis, S.; Türk, M.: Offshore Wind and Turbulence Characteristics – New Insights from the FINO1 Data, DEWEK 2008.

## ***Involved Institutions***

### **Universität Stuttgart**

Stiftungslehrstuhl Windenergie am  
Institut für Flugzeugbau  
Prof. Dr. M. Kühn  
Allmandring 5B  
70569 Stuttgart



**Universität Stuttgart**  
Germany

Institut für Aero- und Gasdynamik  
Dr.-Ing. T. Lutz  
Pfaffenwaldring 21  
70550 Stuttgart



### **Zentrum für Windenergieforschung (ForWind)**

Carl von Ossietzky Universität  
Oldenburg, Institut für Physik  
Prof. Dr. Joachim Peinke  
Carl-von-Ossietzky-Straße 9-11  
26111 Oldenburg



Leibniz Universität Hannover, Institut  
für Stahlbau  
Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann  
Appelstrasse 9a  
30167 Hannover



### **DEWI GmbH**

Dr. Tom Neumann  
Ebertstrasse 96  
26382 Wilhelmshaven  
DEWI GMBH



### **Forschungszentrum Karlsruhe GmbH**

Institut für Meteorologie und  
Klimaforschung - Atmosphärische  
Umweltforschung -



**Forschungszentrum Karlsruhe**  
in der Helmholtz-Gemeinschaft

**AREVA Multibrid GmbH**

Hr. J. Arndt  
Am Lunedeich 156  
D-27572 Bremerhaven



**REpower Systems AG**

Hr. B. Mazumder  
Hollesenstr. 15  
24768 Rendsburg



**Germanischer Lloyd Windenergie**

Hr. K. Argyriadis  
Steinhöft 9  
20459 Hamburg



**DEWI-OCC**

Hr. Jürgen Kroening  
Am Seedeich 9  
27472 Cuxhaven



**ISET e.V.**

Hr. Yves-Marie Saint-Drenan  
Königstor 59  
34119 Kassel



**Fördergesellschaft Windenergie e.V.**

Hr. Lennart Reeder  
Stresemannplatz 4  
24103 Kiel





Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit



**Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich  
Windenergie**

**Verifikation der Turbulenzparametrisierung und der Beschreibung der  
vertikalen Struktur der maritimen atmosphärischen Grenzschicht in  
numerischen Simulationsmodellen zur Windanalyse und -vorhersage  
(VERITAS)**

**FKZ: 0325060**

**Projektpartner:** Forschungszentrum Karlsruhe Gesellschaft mit  
beschränkter Haftung - Institut für Meteorologie und  
Klimaforschung - Atmosphärische Umweltforschung (IMK-  
IFU)

**Zuwendungssumme:** 227.424 EUR

**Laufzeit:** 01.07.2008 – 31.12.2011

# **1 Vorhabensbeschreibung**

## **1.1 Ziele**

### **1.1.1 Gesamtziel des Vorhabens**

Ziel des Vorhabens, dass sich auf das Thema 4.1 „Modellverifikation zur Beschreibung der vertikalen Struktur der atmosphärischen Grenzschicht über dem Meer und Wechselwirkung Atmosphäre-Ozean“ entsprechend der Themenpriorisierung für die Technische Forschung im Offshore Testfeld „Alpha Ventus“ (Research at Alpha Ventus, RAVE) bezieht, ist die Anpassung und Verifikation der Turbulenzparametrisierung in meso-skaligen (oder regionalen) Windanalyse und -vorhersagemodellen, die für die Deutsche Bucht Anwendung finden sollen.

In diesem Vorhaben sollen die im vorangegangenen Vorhaben OWID (FKZ 0329961) bereitgestellten und weltweit einzigartigen Wind- und Turbulenzdaten von der FINO1-Plattform dazu genutzt werden, die Turbulenzparametrisierung in regionalen numerischen Modellen (wie sie für die Windanalyse und -vorhersage in Gebieten von bis zu einigen 100 km im Quadrat eingesetzt werden) zu verifizieren. Die FINO1-Daten bieten die Möglichkeit, einige der entscheidenden Größen, die in den regionalen Modellen von der Turbulenzparametrisierung bereitgestellt werden, direkt zu bestimmen. Hierzu gehören die Turbulenzintensitäten in den drei Windkomponenten (zwei horizontale und die vertikale) und insbesondere die vertikalen turbulenten Austauschkoefizienten für Impuls und Wärme, die entscheidenden Einfluss auf die Form des vertikalen Windprofils und auf die Größe des Austauschs zwischen Atmosphäre und Ozeanoberfläche haben. Durch die mittlerweile mehrjährige Verfügbarkeit der FINO1-Daten lassen sich alle relevanten Wettersituationen in der Verifikation abdecken. Daten von den weiteren FINO-Masten und von Lidar-Messungen in RAVE werden hinzukommen.

Diese Verifikation und eine daraus folgende eventuelle Anpassung der Turbulenzparametrisierung ist notwendig, da die bestehenden Parametrisierungen in den regionalen Modellen auf Turbulenzdaten beruhen, die über Land oder im

Windkanal gewonnen wurden. Die atmosphärische Turbulenz über See weist jedoch zwei für die Ausbildung der Turbulenz relevante Besonderheiten auf. Zum einen ist die Rauigkeit der Meeresoberfläche sehr gering aber windgeschwindigkeitsabhängig, zum anderen spielt die Geschwindigkeitsverhältnis zwischen Windgeschwindigkeit und Wellengeschwindigkeit (das so genannte Wellenalter) eine entscheidende Rolle. Die hier vorgeschlagenen Arbeiten sind nicht Thema im Projekt OWID gewesen, sondern sollen an dieses anschließen. Das im Teilprojekt des DEWI in OWID bearbeitete Grenzschichtmodell PHOENICS für Windparks, das prinzipiell auf einem vergleichbaren Turbulenzparametrisierungsverfahren aufbaut, ist für Gebiete von maximal einigen Kilometern im Quadrat konzipiert und soll die Modifikationen einzelner WEAs auf das Geschwindigkeits- und Turbulenzfeld simulieren, um Windparks zu optimieren. Das Entstehen interner Grenzschichten und damit verbundener vertikaler Windscherungen kann in diesen Windparkmodellen allein nicht simuliert werden. Die im vorliegenden Antrag gemeinten regionalen Modelle jedoch können beispielsweise das Windfeld in der gesamten Deutschen Bucht berechnen und dann dazu benutzt werden, die korrekten Randbedingungen bezüglich interner Grenzschichten, Wind und Turbulenz - auch über die Höhe der FINO-Masten hinaus - für Windparkmodelle wie PHOENICS oder LES-Modelle bereitzustellen. Die regionalen Modelle sind somit ein wichtiges Glied in der Kette von den weltweiten Wetterbeobachtungen bis hin zu den kleinräumigen Windparkmodellen. Ebenfalls unabdingbar sind regionale Windfeldmodelle für die zeitgenaue Vorhersage des Windfeldes, eine Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb eines in größere Stromnetzstrukturen integrierten Windparks durch einen Stromproduzenten. Durch den Einsatz regionaler Windfeldmodelle wird die Wirtschaftlichkeit der geplanten Offshore-Stromerzeugung berechenbarer und es werden notwendige Grundlagen für Finanzierung und Versicherung der geplanten Offshore-Projekte geschaffen. Belastbare Werkzeuge wie Simulationsmodelle zur Berechnung der Wind- und Turbulenzfeldes in der Deutschen Bucht dürften eine essentielle Voraussetzung für die Bereitschaft der Industrie sein, in größerem Maßstab in diese Technologie zu investieren.

### **1.1.2 Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen**

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 jährlich 70 bis 85 TWh Strom durch Offshore-Windenergie zu erzeugen. Dies würde annähernd 20% des nationalen Strombedarfs entsprechen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung von CO<sub>2</sub> Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bedeuten. Eine Erzeugung dieser Strommenge durch Windenergieanlagen im Inland erscheint wegen der unzureichenden Zahl geeigneter Standorte, einer begrenzten Akzeptanz durch die Bevölkerung und den dort geringeren Windressourcen nicht möglich. Daher fördert die Bundesregierung die Errichtung eines Testfelds für Offshore-WEA durch die Stiftung Offshore-Windenergie und die Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH (DOTI). Das Bundesumweltministerium hat im September 2007 ein 50 Millionen Euro-Programm zur Windenergieforschung in dem Offshore-Testfeld alpha ventus (vormals Testfeld Borkum-West) gestartet, in dem noch 2008 zwölf Testanlagen der 5 MW-Klasse errichtet werden sollen. Das Programm beschäftigt sich seit Oktober 2007 unter dem Titel "RAVE – research at alpha ventus" vor allem mit den ingenieurwissenschaftlichen Herausforderungen von Offshore-Windkraftwerken. Zu den Forschungsthemen gehören unter anderem die Untersuchung der Strömungsverhältnisse im Windpark, die Erfassung der Belastungen aus Wind und Wellen, die Weiterentwicklung und Anpassung von Windanlagenkomponenten an Offshore-Bedingungen.

Das hier beantragte Vorhaben passt sich in die Thematik des Forschungsverbundes RAVE (Research at Alpha Ventus) ein. Dabei ist die Zusammenarbeit mit den in RAVE vertretenen EAWE (European Academy of Wind Energy)- Forschungseinrichtungen Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), Universität Stuttgart und Forschungszentrum Windenergie (ForWind) vorgesehen.

### **1.1.3 Wissenschaftliche und/oder technische Arbeitsziele des Vorhabens**

Es wird zunächst eine Auswahl relevanter Wettersituationen getroffen. Hierzu zählen Schwachwindlagen, Lagen mit mittlerer Windgeschwindigkeit und Sturmlagen. Für jede dieser Lagen werden jeweils Fälle gesucht, bei denen die Wassertemperatur deutlich unter, ungefähr auf gleichem Niveau und deutlich über der Lufttemperatur liegt. Ebenfalls von Interesse sind Wetterlagen mit ablandigem Wind, bei denen im offshore-Testfeld im Bereich der Nabenhöhe Inversionen auftreten. Eine weitere



Charakteristik wird die zeitliche Andauer der jeweiligen Lage sein, da diese bestimmt, ob Luftströmung und Wellenhöhe im Gleichgewicht stehen und welches Wellenalter (Verhältnis von Wellengeschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit) vorherrscht.

Für jede dieser ausgewählten realen Wetterlagen wird das beim Antragssteller vorhandene numerische regionale Simulationsmodell WRF gestartet und für einen Zeitraum von ca. 2 bis 3 Tagen betrieben. Aus den Modellergebnissen werden Zeitreihen charakteristischer Turbulenzparameter wie die komponentenweisen Turbulenzintensitäten und des Austauschkoeffizienten bestimmt und mit FINO1-Messdaten aus den entsprechenden Wetterlagen verglichen. Der Vergleich wird zu einer Bewertung der existierenden Turbulenzparametrisierungen in Hinblick auf ihren Einsatz unter maritimen Bedingungen und in Küstennähe führen. Der Vergleich mit Turbulenzmessdaten von Masten an Land (z.B. 200 m-Mast des Forschungszentrums Karlsruhe oder 99 m-Mast des deutschen Wetterdiensts am Richard-Aßmann Observatorium Lindenberg) soll diese Auswertungen stützen und helfen, die für offshore-Verhältnisse relevanten Phänomene herauszuarbeiten.

Im Falle größerer Abweichungen werden die Ursachen der Abweichung analysiert und es wird versucht werden, diese Ursachen zu beseitigen. Dies kann entweder durch die spezifische Einstellung der Eingangsparameter für die Turbulenzparametrisierung für maritime Verhältnisse gelingen, oder das Parametrisierungsverfahren als solches muss modifiziert werden. Kleinere Modifikationen sollen in dem Vorhaben ausgetestet werden und es soll ein Weg zu einer Turbulenzparametrisierung aufgezeigt werden, der sowohl für die Simulation rein maritimer Bedingungen als auch für den Einsatz in Küstennähe geeignet ist. Diese Einsatzmöglichkeit in Küstennähe bedingt, dass eventuelle Modifikationen des Turbulenzparametrisierungsverfahren so gestaltet werden müssen, dass bei Annäherung an die Küste die Verfahren für offshore- und onshore-Bedingungen stetig ineinander übergehen.

## **1.2 Stand von Wissenschaft und Technik; bisherige Arbeiten**

### **1.2.1 Stand von Wissenschaft und Technik**

Windenergieanlagen (WEA) nutzen den Wind in der atmosphärischen Grenzschicht (AGS) zur Stromerzeugung. Derzeit sind Anlagen mit einer Nennleistung im Bereich von 6 MW mit Nabenhöhen und Rotordurchmessern um 130 m (z.B. Enercon E-126) realisierbar. 2007 wurden in Deutschland onshore bereits acht WEA mit mehr als 5 MW installierter Leistung errichtet (Ender 2008). Zur Ermittlung von Leistungskennlinien sowie zur Optimierung des Energieertrags als auch zur Minimierung von Ermüdungen der Anlagen müssen Mittelwert und vertikaler Gradient der Geschwindigkeit und die Größe und Struktur der Turbulenz des Windes (Böen) über die volle Rotorfläche der WEA bekannt sein, die sich bei dem geplanten Offshore-Windpark Alpha Ventus von ca. 30 m bis 150 m über Meeresniveau befinden wird.

Die AGS lässt sich über See grob in die oberflächennahe, je nach Windgeschwindigkeit und thermischer Schichtung bis zu ca. 80 m hohe Prandtl-Schicht und die darüber liegende Ekman-Schicht einteilen. Die Prandtl-Schicht, in der der Wind ohne Richtungsänderung mit der Höhe zunimmt, lässt sich wiederum in drei Unterschichten einteilen (Sjöblom und Smedman 2003): eine untere, direkt von den Wellen beeinflusste Schicht, eine (nicht immer vorhandene) Übergangsschicht, und in eine eigentliche Prandtl-Schicht im engeren Sinne, in der die von onshore-Grenzschichten her bekannten Gesetze gelten. In der Ekman-Schicht wird mit zunehmender Höhe diese Windzunahme geringer und der Wind dreht leicht nach rechts (Nordhalbkugel). Da Windmessungen offshore immer nur punktuell und maximal bis 100 m Höhe zur Verfügung stehen werden (FINO-Plattformen 1 bis 3), wird eine genaue Simulation und Vorhersage des Wind- und Turbulenzfeldes mit numerischen Modellen für die Begleitung des weiteren Ausbau von offshore-Windparks unabdingbar sein. Durch die geplanten LIDAR-Messungen im Kontext von RAVE werden zukünftig vermutlich punktuell auch Wind- und Turbulenzwerte für die obere Hälfte der Rotorfläche (100 bis 150 m über dem Meeresniveau) zur Verfügung stehen. Die numerische Simulation von Wind und Turbulenz setzt die Implementierung und Verifizierung von Turbulenzparametrisierungen in den numerischen Modellen voraus, da die kleinen zeitlichen und räumlichen Skalen der

Turbulenz in regionalen Simulationsmodellen nicht explizit aufgelöst werden können. Eine explizite Modellierung der Turbulenz wäre nur in sogenannten Large-Eddy-Simulationen (LES) möglich (siehe z.B. Mason 1994). Da diese Modelle eine räumliche Gitterweite von maximal einigen Metern haben, ist ihr Einsatz für größere Gebiete wie große Windparks oder gar die gesamte Nordsee bei den heutigen Computerressourcen nicht denkbar.

Die korrekte Beschreibung oder Vorhersage des Vertikalprofils der Windgeschwindigkeit über einer horizontal homogenen Oberfläche, wie sie der Ozean darstellt, setzt die genaue Kenntnis des vertikalen turbulenten Impulsflusses voraus. Dieser Fluss wird in regionalen Simulationsmodellen bisher durch das Produkt eines Austauschkoeffizienten mit dem mittleren vertikalen Windgradienten beschrieben. Der mittlere vertikale Windgradient wird dabei im Modell direkt berechnet während der Austauschkoeffizient aus mittleren Größen in einem komplexen Rechenverfahren parametrisiert wird.

Es steht zwar heutzutage eine Reihe von verschiedenen regionalen numerischen Modellen mit Turbulenzparametrisierung zur Verfügung (siehe z.B. Pielke 2002), jedoch basieren alle in ihnen enthaltenen Turbulenzparametrisierungsverfahren auf Messdaten, die über flachem Land mit einheitlicher Vegetation gewonnen wurden. Grundlegend für diese Turbulenzparametrisierungsverfahren ist die Monin-Obukhov-Ähnlichkeitstheorie und das logarithmische Windprofil mit den dazugehörigen Korrekturfunktionen für thermisch nicht-neutrale Luftschichtungen (Businger et al. 1971, Dyer 1974). Zu diesen numerischen Modellen gehört auch das weit verbreitete Modell MM5 (Grell et al. 1994) und dessen Nachfolge-Modell WRF (Weather Research and Forecast model, Michalakes et al. 2004), welche über See ebenfalls von logarithmischen Profilen ausgehen (Bao et al. 2000). Allerdings kann man mit speziellen Wellenmodellen (z.B. Schwab et al. 1984), die an solche regionalen Modelle angekoppelt werden können, eine wellenalterabhängige (siehe unten) Rauigkeit und eine effektive Windgeschwindigkeit relativ zur Wellengeschwindigkeit berechnen, die dann in das Grenzschichtmodell von MM5 eingehen (Details sind in Powers und Stoelinga (2000) beschrieben).

Bisherige Verifikationen der Turbulenzparametrisierungsverfahren haben – im wesentlichen mangels geeigneter Messdaten über See - ebenfalls nur für den Einsatz über Land stattgefunden. Zudem ist es überhaupt nicht klar, ob und wie diese Profilkfunktionen auf andere Oberflächenformen, insbesondere auch auf die Meeresoberfläche, übertragen werden können (Stensrud 2007, S. 58). Die Turbulenz über See weist einige Besonderheiten auf. Hierzu gehört insbesondere die Tatsache, dass die Turbulenzintensität mit größerer Windgeschwindigkeit (über ca. 12 m/s) auf Grund der anwachsenden Wellenhöhe wieder ansteigt (in Türk und Emeis (2007) wird das auch für die an FINO1 gewonnen Daten gezeigt), was über Land nicht der Fall ist. Insgesamt liegt die Turbulenzintensität aber deutlich niedriger als über Land. Zudem spielt bei geringeren Windgeschwindigkeiten auch das so genannte Wellenalter (das Verhältnis der Wellengeschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit) eine entscheidende Rolle (siehe beispielsweise Oost et al. 2002). Nur bei „jungen“ Wellen („Windsee“, Windgeschwindigkeit höher als Wellengeschwindigkeit) kann man erwarten, dass man Parametrisierungsansätze, die sich über festen Landoberflächen bewährt haben, auch für den Ozean übernehmen kann. Bei „alten“ Wellen („Dünung“, Wellengeschwindigkeit höher als Windgeschwindigkeit) dagegen ist die Meeresoberfläche keine nur bremsende sondern auch eine antreibende Fläche für die Luftbewegung. Wind- und Turbulenzprofile können dann nicht mehr über die von Land bekannten Ansätze vollständig beschrieben werden.

Zudem ist die thermische Schichtung der atmosphärischen Grenzschicht, die die Turbulenzintensität und –struktur entscheidend mit prägt, über See anderen zeitlichen Verläufen unterworfen als über Land. Auf See dominiert der von der Temperaturdifferenz Wasser-Luft geprägte Jahresgang der Schichtung während über Land der Tagesgang dominierend ist. Nicht zuletzt muss – wie die FINO1-Daten bereits zeigen - wegen der Nähe des projektierten Windparks von der Küste (45 km) bei ablandigem Wind auch mit der Ausbildung von internen Grenzschichten und stärkeren Windscherungen an deren Grenzflächen gerechnet werden. Das Vorhandensein von solchen vertikalen Windscherungen dürfte beispielsweise einen deutlichen Einfluss auf die Verifikation von Leistungskennlinien im Testfeld Alpha Ventus haben, da die Geschwindigkeit in Nabenhöhe dann nicht mehr für die gesamte Rotorfläche repräsentativ sein muss. Bei hohen Windgeschwindigkeiten

kann die Gicht die Impuls- und insbesondere die Wärme- und Feuchteflüsse von und zur Meeresoberfläche zusätzlich beeinflussen (siehe z.B. Andreas et al. 1995).

Numerische Simulationsmodelle zur Analyse und Vorhersage des Windfeldes in Gebieten wie der Deutschen Bucht benötigen daher ein angepasstes Turbulenzparametrisierungsverfahren, das sowohl den Bedingungen über See gerecht wird, als auch in der Lage ist, einen stetigen Übergang zu den Bedingungen über Land zu gewährleisten, damit der Küsteneinfluss und die Lage und Höhe eventueller Windscherungen sicher berechnet werden kann. Die Daten der Wind- und Turbulenzmessungen von der FINO1-Plattform bieten jetzt die zuvor nicht da gewesene Möglichkeit die Turbulenzparametrisierung in den numerischen Modellen für eine Anwendung auf die Deutsche Bucht zu überprüfen und bei Bedarf für eine maritime Grenzschicht in Küstennähe anzupassen und zu verifizieren. Aus den Ultraschall-Anemometer-Messungen an der FINO1-Plattform stehen der turbulente Impulsfluss und aus den gesamten Windmessungen an dieser Plattform der mittlere vertikale Windgradient als Messwerte zur Verfügung. Daraus kann durch Quotientenbildung der Austauschkoefizient berechnet werden und mit dem im Modell parametrisierten verglichen werden.

### **1.2.2 Bisherige Arbeiten des Antragstellers**

Dr. Emeis arbeitet seit 1985 experimentell und mit numerischen Simulationsmodellen zu Fragen der Wind- und Turbulenzverhältnisse in der atmosphärischen Grenzschicht über verschiedenen Oberflächenformen. Dabei spielen sowohl Fragen der Luftqualität als auch der Nutzung erneuerbarer Energien eine Rolle. Von 2004 bis 2008 hat er das Teilprojekt „Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für WEA in der Deutschen Bucht auf Basis der FINO1-Messdaten“ des BMU-Verbundvorhabens OWID (FKZ 0329961) geleitet (erste Ergebnisse finden sich in Türk und Emeis 2007). Neben luftqualitätsbezogenen Arbeiten, beispielsweise zum turbulenten Schadstofftransport (aus Messungen: Reitebuch et al. 2000, aus Messungen zusammen mit numerischen Modellsimulationen: Dosio et al. 2001), zur Bestimmung der Höhe der Inversion mit Fernerkundungsverfahren (Emeis et al. 2004a, 2007a) und zur Bestimmung von Emissionsquellstärken für Luftschadstoffe

durch den kombinierten Einsatz von Fernerkundungsmessungen und inverser numerischer Modellierung (Schäfer et al. 2004), und Übersichtsartikeln zu Messverfahren mit Fernerkundung (Emeis et al. 2007c, Emeis 2008, Emeis et al. submitted) sind die folgenden Arbeiten von besonderer Relevanz für den vorliegenden Antrag:

### **Experimentelle Arbeiten und Datenauswertung zur atmosphärischen Turbulenz**

Während eines Auslandsaufenthalts 1991 am dänischen Forschungszentrum Risø befasste er sich erstmals mit Fragen der Windenergie (Emeis und Frandsen 1993). In Risø wertete er Turbulenzmessungen an einer Geländestufe aus und analysierte die Auswirkungen dieser Geländestruktur auf die Turbulenz (Emeis et al. 1995). Seit 1997 führt er Messungen des vertikalen Wind- und Turbulenzprofils mit Doppler-SODAR-Geräten durch (Reitebuch und Emeis 1998), überwiegend im norddeutschen Flachland und im Mittelgebirgsraum. Die Messungen, die bis in einige hundert Meter Höhe reichen, erfolgten teilweise im Auftrag der Windkraftindustrie. Dabei konnte er zeigen, dass in der Ekman-Schicht oberhalb der Prandtl-Schicht (über Land oberhalb von 50 bis 80 m über Grund) die Wind- und Turbulenzprofile nicht mehr ausreichend durch eine Extrapolation der Gesetze der Prandtl-Schicht (logarithmisches Windprofil, Potenzgesetz) beschrieben werden können, sondern einer eigenen Behandlung bedürfen (Emeis 2001a, 2001b, 2005). Eine speziell auf die Windkraftnutzung ausgerichtete Auswertung dieser Forschungsergebnisse ist in (Emeis 1999, 2001c, 2002) publiziert worden. Auswertungen von Wind- und Turbulenzprofilen aus SODAR-Messungen über Großstädten hat er ebenfalls veröffentlicht (Emeis 2004a, 2007b). An der Fragestellung, inwieweit Windmessungen mit dem akustischen Fernerkundungsverfahren SODAR für die Erstellung von Leistungskennlinien von WEAs benutzt werden können, arbeitete er in dem EU-Projekt WISE (WInd energy Sodar Evaluation) mit (Antoniou et al. 2003).

### **Arbeiten mit numerischen Simulationsmodellen bezüglich Turbulenzparametrisierung**

Dr. Emeis befasst sich seit 1985 ebenfalls mit regionalen (meso-skaligen) numerischen Simulationsmodellen. Zuerst hat er an der Parametrisierung des

Druckwiderstand subskaliger Orographie durch die Einführung einer effektiven Rauheitslänge in diesen Modellen gearbeitet (Emeis 1987). Dabei hat er auch den Einfluss der Turbulenzparametrisierung auf die Simulation eines Leewirbels hinter einem kleinskaligen Hindernis (Größenordnung 10 m) herausgearbeitet. Ist der parametrisierte Turbulenzgrad und damit der turbulente vertikale Impulsaustausch zu stark, so kann das Modell den Leewirbel nicht simulieren (Emeis 1994). Die Frage der Turbulenzparametrisierung in mesoskaligen Modellen ist in Emeis (2004b) weiter entwickelt worden. Dabei ist eine Ableitung der Größe des Austauschkoefizienten, wie er in den Turbulenz-Parametrisierungen regionaler numerischer Strömungssimulationsmodelle benötigt wird (siehe oben unter 1.2.1) aus Messungen der Turbulenz und des mittleren vertikalen Windgradienten aus SODAR-Messungen versucht worden. Dieser Ansatz zur Validierung von Austauschkoefizienten soll jetzt in dem hier beantragten Vorhaben mit den Turbulenzmessungen an den FINO-Plattformen weiterentwickelt werden.

## **Literatur:**

Andreas, E.L., J.B. Edson, E.C. Monahan, M.P. Rouault, and S.D. Smith, 1995: The spray contribution to net evaporation from the sea: A review of recent progress. *Bound.-Layer Meteorol.*, **72**, 3–52.

Antoniou, I. (Ed.), H.E. Jørgensen (Ed.), F. Ormel, S. Bradley, S. von Hünenbein, S. Emeis, G. Warmbier, 2003: On the Theory of SODAR Measurement techniques (final reporting on WP1, EU WISE project NNE5-2001-297). Risø National Laboratory, Roskilde (DK). Risø-R-1410(EN). 59 pp.

Bao, J.-W., J.M. Wilzak, J.-K. Choi, L.H. Kantha, 2000: Numerical simulations of air-sea interaction under high wind conditions using a coupled model: a study of hurricane development. *Mon. Wea. Rev.*, **128**, 2190-2210.

Businger, J.A., J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley, 1971: Flux profile relationships in the atmospheric surface layer. *J. Atmos.*, **28**, 181-189.

Dyer, A.J., 1974: A review of flux-profile relations. *Bound.-Lay. Meteorol.*, **1**, 363-372.

Dosio, A., S. Emeis, G. Graziani, W. Junkermann, A. Levy, 2001: Assessing the meteorological conditions in a deep Alpine valley system by a measuring campaign and simulation with two models during a summer smog episode. *Atmos. Environment*, **35**, 5441-5454.

Emeis, S., 1987: Pressure Drag and Effective Roughness Length with Neutral Stratification. *Bound.-Lay. Meteorol.* **39**, 379-401.

Emeis, S., 1994: Bestimmung und Parametrisierung des Druckwiderstands an Hindernissen in der atmosphärischen Grenzschicht. *Ber. Dtsch. Wetterd.*, **191**, 189 S.

Emeis, S., 1999: Wind weht nicht nur an der Küste. *Spektrum der Wissenschaft*, Nov. 99, 90-91.

Emeis, S., 2001a: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar. *Meteorol. Z.* **10**, 141-149.

- Emeis, S., 2001b: Measurement of the available wind energy with sodar. *Ind. J. Power & River Valley Develop.* **51**, 244-249.
- Emeis, S., 2001c: Windprofile im Binnenland. *Erneuerbare Energien* 6/2001, S. 36-39.
- Emeis, S., 2002: Wenn des Nachts der Wind aufdreht. *Neue Energie* **12** Heft 7 (Juli 2002), 100-103.
- Emeis, S., 2004a: Vertical wind profiles over an urban area. *Meteorol. Z.*, **13**, 353-359.
- Emeis, S., 2004b: Parameterization of turbulent viscosity over orography. *Meteorol. Z.* **13**, 33-38.
- Emeis, S., 2005: How well does a Power Law Fit to a Diabatic Boundary-Layer Wind Profile? *DEWI-Magazin*, **26**, 59-62.
- Emeis, S., 2008: Examples for the determination of turbulent (sub-synoptic) fluxes with inverse methods. *Meteorol. Z.*, **17**, 3-11.
- Emeis, S., Frandsen, S., 1993: Reduction of Horizontal Wind Speed in a Boundary Layer with Obstacles. *Bound.-Lay. Meteorol.* **64**, 297-305.
- Emeis, S., Frank, H. P., Fiedler, F., 1995: Modification of Air Flow over an Escarpment - Results from the Hjordemaal Experiment. *Bound.-Lay. Meteorol.* **74**, 131-161.
- Emeis, S., Chr. Münkkel, S. Vogt, W.J. Müller, K. Schäfer, 2004: Atmospheric boundary-layer structure from simultaneous SODAR, RASS, and ceilometer measurements. *Atmos. Environ.*, **38**, 273-286.
- Emeis, S., C. Jahn, C. Münkkel, C. Münsterer, K. Schäfer, 2007a: Multiple atmospheric layering and mixing-layer height in the Inn valley observed by remote sensing. *Meteorol. Z.*, **16**, 415-424.
- Emeis, S., K. Baumann-Stanzer, M. Piringer, M. Kallistratova, R. Kouznetsov, V. Yushkov, 2007b: Wind and turbulence in the urban boundary layer – analysis from acoustic remote sensing data and fit to analytical relations. *Meteorol. Z.*, **16**, 393-406.
- Emeis, S., M. Harris, R.M. Banta, 2007c: Boundary-layer anemometry by optical remote sensing for wind energy applications. *Meteorol. Z.*, **16**, 337-347.
- Emeis, S., K. Schäfer, C. Münkkel, submitted: Surface-based remote sensing of the mixing-layer height – a review. Submitted to *Meteorol. Z.*
- Ender, C., 2008: Wind Energy Use in Germany – Status 31.1.2.2007. *DEWI-Magazin*, **32**, 32-46.
- Grell, G., J. Dudhia, D. R. Stauffer, 1994: A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5). NCAR Tech. Note TN-398+STR, 122 pp. [Verfügbar von UCAR Communications, P.O. Box 3000, Boulder, CO 80307.]
- Mason, P., 1994: Large-eddy simulation: a critical review of the technique. *Quart. J. Roy. Meteor. Soc.*, **120**, 1-26.
- Michalakes, J., J. Dudhia, D. Gill, T. Henderson, J. Klemp, W. Skamarock, W. Wang, 2004: The Weather Research and Forecast Model: Software Architecture and Performance. Proceedings of the Eleventh ECMWF Workshop on the Use of High Performance Computing in Meteorology. 25–29 October 2004, Reading, U.K., Ed. George Mozdzynski.
- Oost, W.A., G.J. Komen, C.M.J. Jacobs, C. Van Oort, 2002: New Evidence for a Relation between Wind Stress and Wave Age from Measurements during ASGAMAGE. *Bound.-Lay. Meteorol.*, **103**, 409-438.
- Pielke, R.A. Sr., 2002: *Mesoscale Meteorological Modeling*. 2<sup>nd</sup> edition. Academic Press, 676 S.
- Powers, J.G., M.T. Stoelinga, 2000: A Coupled Air-Sea Model: Experiments in Atmospheric Sensitivity to Marine Roughness. *Mon. Wea. Rev.*, **128**, 208-228.



Schwab, D.J., J.R. Bennett, P.C. Liu, and M.A. Donelan, 1984: Application of a simple wave prediction model to Lake Erie. *J. Geophys. Res.*, **89**, 3586–3592.

Sjöblom, A., A.-S. Smedman, 2003: Vertical structure in the marine atmospheric boundary layer and its implication for the inertial dissipation method. *Bound.-Lay. Meteorol.*, **109**, 1-25.

Stensrud, D.J., 2007: *Parameterization Schemes. Keys to Understanding Numerical Weather Prediction Models*. Cambridge Univ. Press, Cambridge (UK), 459 S.

Türk, M., Emeis, S., 2007: The dependence of offshore turbulence intensity on wind speed. *DEWI-Magazin*, **30**, 10-13.