

VORGELEGT VON

MARITA LINDE

AM 28. MÄRZ 2011

MODELLIERUNG DES EINFLUSSES VON WINDKRAFTANLAGEN AUF DAS UMGEBENDE WINDFELD

DIPLOMARBEIT ¹ IM FACH METEOROLOGIE

METEOROLOGISCHES INSTITUT
DEPARTMENT GEOWISSENSCHAFTEN
UNIVERSITÄT HAMBURG

¹Dieser Text ist mit geringen Abweichungen identisch zur eingereichten Diplomarbeit.

Betreuer

Prof. Dr. K. H. Schlünzen

Zweitgutachter

Prof. Dr. B. Leidl

Zusammenfassung

Windenergie wird aufgrund des Klimawandels als eine Methode CO_2 - freier Energiegewinnung immer wichtiger. Um den Einfluss von Windkraftanlagen auf das umgebende Windfeld zu untersuchen, werden numerische Modelle benutzt. Für diese Modelle wurden verschiedenen Möglichkeiten entwickelt, um Windkraftanlagen zu parametrisieren. In dieser Diplomarbeit wird eine dieser Parametrisierungen für das mikroskalige Modell MITRAS entwickelt und angewendet. Die Windkraftanlagen werden mit dem Wirkungsscheibenansatz dargestellt. An der Rotorscheibe wird Impuls aus der Strömung absorbiert und teilweise in turbulente kinetische Energie umgewandelt. Die Ausrichtung der Rotorscheibe passt sich der Auswirkung an. Getriebegondeln stellen ein zeitabhängiges Hindernis für die Strömung dar, das im Modell ebenfalls berücksichtigt wird. Das Modell wird mit Messungen aus der Umgebung verschiedener Windkraftanlagen in Dänemark und den Niederlanden evaluiert. Obwohl der Wirkungsscheibenansatz nicht für die Anwendung auf den nahen Nachlauf entwickelt wurde, sind die Ergebnisse plausibel. Die Darstellung des fernen Nachlaufs ist gut.

Abstract

Wind energy becomes in the frame of climate change more and more relevant since it is a method of CO_2 free energy production. Analysis of the impact of wind turbines on the surrounding wind field is mostly done with the aid of numerical models and requires a parametrization of wind deficit and increase of turbulent kinetic energy due to the rotor. Currently, modelers employ a variety of different parameterizations. In this diploma thesis such a parametrization is developed for and applied to the micro-scale model MITRAS. A wind turbine is modelled according to an actuator disk concept. The turbine's rotor disk absorbs momentum and adds turbulent kinetic energy to the wind field. The rotor turns with respect to the incoming flow direction. The model also accounts for the rotating nacelle of a wind turbine, which constitutes a time-dependent obstacle in the flow. Observation towers adjacent to two different turbine installations (Denmark, The Netherlands) provide the verification data needed to evaluate the parametrization and model performance. Despite the fact that the actuator disk concept is in general not valid for near wake, the model shows plausible results for both, the near and the far wake.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	i
Abstract	i
Inhaltsverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	vi
1 Einleitung	1
2 Modellierungsansätze für Windkraftanlagen	3
2.1 Wirkungsscheibenansatz	3
2.2 Flügelementtheorie	7
3 Hindernisauflösendes Modell MITRAS	10
3.1 Grundlegende Gleichungen	10
3.2 Approximationen	14
3.3 Modellgleichungen	15
3.4 Parametrisierung der turbulenten Flüsse	17
3.4.1 Parametrisierung der bodennahen Flüsse	19
3.4.2 Parametrisierung der bodenfernen Flüsse	20
3.5 Hindernisse in MITRAS	21
3.5.1 Gebäude	21
3.5.2 Vegetation	22
3.6 Initialisierung	23
4 Modellierungsansatz für Windkraftanlagen im Modell MITRAS	25
4.1 Modellierung von Turm und Getriebegondel	25
4.2 Modellierung des Rotors	27
4.2.1 Parametrisierung des Geschwindigkeitsdefizits	28
4.2.2 Parametrisierung der Turbulenz	30

5	Validierung des erweiterten Modells für die Windkraftanlage Nibe B	33
5.1	Validierungsdaten für die Windkraftanlage Nibe B	33
5.2	Modellgebiet und Gitter für Nibe B Simulationen	36
5.3	Modellrechnungen für die Windkraftanlage Nibe B	37
5.3.1	Basissimulation o1	38
5.3.2	Sensitivitätsstudie m1	42
5.3.3	Sensitivitätsstudie m6	48
5.3.4	Sensitivitätsstudie m8	50
5.3.5	Sensitivitätsstudie k8	55
5.3.6	Sensitivitätsstudie k9	60
6	Validierung des erweiterten Modells für die Windfarm Wieringermeer	68
6.1	Validierungsdaten für die Windfarm Wieringermeer	68
6.2	Modellgebiet und Gitter für Wieringermeer Simulationen	69
6.3	Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer	70
7	Schlussbemerkungen	78
	Danksagung	80
	Anhang A. Steuerdatei MITRAS_TAPE33	81
	Anhang B. Steuerdatei MITRAS_TAPE34	82
	Verzeichnis wichtiger Symbole	85
	Literaturverzeichnis	90
	Erklärung	93

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Abbildung zur Vor- und Nachlaufströmung	4
2.2	Stromlinienverlauf beim Wirkungsscheibenansatz	5
2.3	Geometrische Darstellung einer dreiflügeligen Windkraftanlage	8
2.4	Kräfte an einem Flügelement	9
4.1	Darstellung einer Getriebegondel durch Gitterzellen	27
5.1	Anordnung der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B	34
5.2	Vergleich verschiedener Windprofile im Modellgebiet Nibe B	37
5.3	Horizontalschnitt in 2 m über Grund für Basissimulation o1	40
5.4	Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Basissimulation o1	41
5.5	Vertikalschnitt der Windkomponente in Süd-Nord-Richtung der Basissimulation o1	42
5.6	Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie m1	44
5.7	Vertikalschnitte der turbulenten kinetischen Energie für Sensitivitätsstudie m1	45
5.8	Querschnitt der turbulenten Intensität und der turbulenten Geschwindigkeit für Sensitivitätsstudie m1	46
5.9	Querschnitt der normierten Windgeschwindigkeit für Sensitivitätsstudie m1	47
5.10	Horizontalschnitte der Differenzen der Sensitivitätsstudien m6 und m1	49
5.11	Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie m8	51
5.12	Querschnitt der normierten Windgeschwindigkeit für Sensitivitätsstudie m8	52
5.13	Querschnitt der turbulente Intensität für Sensitivitätsstudie m8	53
5.14	Querschnitt der turbulente Geschwindigkeit für Sensitivitätsstudie m8	54
5.15	Horizontalschnitte in 38 m und 50 m über Grund für Sensitivitätsstudie k8	57
5.16	Querschnitt der normierten Windgeschwindigkeit für Sensitivitätsstudie k8	58
5.17	Querschnitt der turbulente Intensität für Sensitivitätsstudie k8	59
5.18	Querschnitt der turbulente Geschwindigkeit für Sensitivitätsstudie k8	61
5.19	Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Sensitivitätsstudie k9	63
5.20	Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Basissimulation o1	64
5.21	Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie k9	65
5.22	Horizontalschnitte in 38 m und 50 m über Grund für Sensitivitätsstudie k8	66
5.23	Vertikalschnitte der turbulenten kinetischen Energie für Sensitivitätsstudie k9	67
6.1	Anordnung der Windfarm Wieringermeer	68

6.2	Modellgebiet der Windfarm Wieringermeer mit fünf Windkraftanlagen . .	73
6.3	Horizontalschnitte in 78 <i>m</i> über Grund der Windfarm Wieringermeer . . .	74
6.4	Horizontalschnitte in 78 <i>m</i> über Grund der Windfarm Wieringermeer . . .	75
6.5	Querschnitt der turbulente Intensität der Windfarm Wieringermeer	77

Tabellenverzeichnis

5.1	Schubkoeffizienten der Windkraftanlage Nibe B	36
5.2	Konfigurationen für die Windkraftanlage Nibe B	38
5.3	Untersuchte Eigenschaften des Modells	38
6.1	Schubkoeffizienten der Nordex N80/2500 Windkraftanlagen	69
6.2	Anzahl der Iterationsschritte der Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer	71
6.3	Mittelwerte des Modellgebietes der Wieringermeer Simulation	72

1 Einleitung

Windenergie wird seit vielen Jahrhunderten vom Menschen genutzt, z. B. durch Segelschiffe oder mit Windmühlen, um Getreide zu mahlen. Diese Nutzung der Windenergie ging mit der Erfindung der Dampfmaschine und der beginnenden Elektrifizierung zurück. Um auch ländliche Gebiete mit elektrischem Strom zu versorgen, wurden Anfang des 20. Jahrhunderts erste Versuche mit Windkraftanlagen zur Gewinnung von elektrischem Strom gemacht. Ende des 20. Jahrhunderts wurde in Deutschland der Ausstieg aus der Energiegewinnung durch Atomkraft politisch beschlossen. Dies führte zu einem Aufschwung für erneuerbare Energien, insbesondere für die Energiegewinnung durch Windkraftanlagen.

Heutzutage werden Windkraftanlagen meist in sogenannten Windparks oder Windfarmen aufgestellt. Aus Platz- und Kostengründen sollen die Windkraftanlagen möglichst dicht beieinander stehen, sich jedoch nicht gegenseitig beeinflussen. Um die gegenseitige Beeinflussung zu vermeiden, werden die Windkraftanlagen in Hauptwindrichtung meist in einem Abstand von drei Rotordurchmessern nebeneinander und acht bis zehn Rotordurchmessern hintereinander aufgestellt. Die Nachlaufströmung einer Windkraftanlage wird stark durch die Orographie und die meteorologischen Bedingungen an dem Standort beeinflusst. Windkraftanlagen können durch ihre aerodynamische Gestalt an meteorologische Gegebenheiten angepasst werden, so erreichen zum Beispiel Windkraftanlagen auf See ihren optimalen Wirkungsbereich bei höheren Windgeschwindigkeiten als Windkraftanlagen über Land. Um die Gegebenheiten zu berücksichtigen, muss der potentielle Standort einer Windkraftanlage im Vorfeld genau untersucht werden. Zur Wahl geeigneter Standorte werden numerische Simulationen herangezogen, die die meteorologischen und orographischen Bedingungen im Vorfeld untersuchen. Die Nachlaufströmung hat Auswirkungen auf die Umgebung und insbesondere auf das Windfeld weiterer Windkraftanlagen. Diese Effekte der turbulenten Nachlaufströmung auf meteorologische Größen werden ebenfalls mit numerischen Simulationen untersucht.

Zur Simulation mit numerischen Modellen existieren drei Klassen prognostischer Modelle (Pankus, 2000). Unterschieden wird in Reynolds-gemittelte Modelle (RANS), Grobstruktursimulationsmodelle (LES) und direkte numerische Simulationsmodelle (DNS). DNS Modelle benötigen eine sehr hohe Auflösung, um alle relevanten Prozesse der Strömung in allen Skalen abbilden zu können. Dies ist auf Grund der benötigten Rechenzeit für komplexe oder großräumige Strömungen nicht realisierbar. Da in LES und RANS Modellen

mit größerem Gitter gerechnet wird, müssen Prozesse in ihrer Wirkung parametrisiert werden. In LES Modellen wird die Turbulenz direkt dargestellt, so dass eine geringere Gitterweite als für RANS Modelle benötigt wird. Um das umgebende Windfeld einer Windkraftanlage über einen großen Bereich darzustellen, wird in dieser Arbeit ein RANS Modell gewählt.

Die zur Darstellung einer Windkraftanlage relevanten Komponenten sind der Turm, die Getriebegondel und der Rotor sowie die Drehung von Rotor und Getriebegondel in Abhängigkeit von der Anströmungsrichtung. Die durch den Rotor der Windkraftanlage verursachten Prozesse sind die Verminderung der mittelbaren Windgeschwindigkeit und das Verursachen von Turbulenz im Nachlauf.

In dieser Arbeit wird der Einfluss von Windkraftanlagen auf das umgebende Windfeld untersucht. Dazu wird das RANS Modell MITRAS zur Simulation des Windfeldes um eine Windkraftanlage, insbesondere der An- und Nachlaufströmung, genutzt. Eine neue Parametrisierung wird in MITRAS implementiert und validiert. Zunächst werden in einer Literaturstudie verschiedene Ansätze zur Parametrisierung von Windkraftanlagen und ihre Anwendbarkeit in einem RANS Modell untersucht (Kapitel 2). Die Modellphysik des verwendeten Modells MITRAS (Kapitel 3) ist entscheidend dafür, wie die Effekte der Windkraftanlagen im Modell berücksichtigt werden können. Anhand der Literaturstudie wird für MITRAS ein eigener Ansatz zur Parametrisierung von Windkraftanlagen entwickelt (Kapitel 4). Dieser Ansatz wird mit Vergleichen aus Feldmessungen und theoretischen Ansätzen validiert (Kapitel 5 und 6). Die Parametrisierung der Windkraftanlage wird anhand der Feldmessungen an der Windkraftanlage Nibe B entwickelt und mit einer Sensitivitätsstudie untersucht (Abschnitt 5). Um die ausgewählte Parametrisierung auf ihre Allgemeingültigkeit zu testen, wird zusätzlich die Windfarm Wieringermeer simuliert (Abschnitt 6). Diese Windfarm besteht aus fünf Windkraftanlagen, die sich in ihrer Optimierung und Größe und ihrem Aufbau deutlich von der Windkraftanlage Nibe B unterscheiden. Die Ergebnisse werden in Kapitel 7 zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

2 Modellierungsansätze für Windkraftanlagen

Ein ComputermodeLL kann immer nur eine Annäherung an die Natur sein. Die Prozesse der Natur können nicht vollständig dargestellt werden. Für jede Anwendung muss eine Abschätzung über die Darstellung der relevanten Prozesse gemacht werden. Für Prozesse, die nicht abgebildet werden können, müssen Parametrisierungen gefunden werden. Die verschiedenen Möglichkeiten, Windkraftanlagen zu modellieren, hängen von der Modellphysik und dem Ziel der Untersuchung ab. Das Modell und die Parametrisierung müssen entsprechend dem Untersuchungsziel gewählt werden. So können sehr hochauflösende Modelle die Aerodynamik der Rotorflügel berechnen, sind aufgrund des numerischen Aufwandes jedoch nicht in der Lage, die Vor- und Nachlaufströmung über ein größeres Gebiet als in direkter Umgebung der Anlage zu simulieren. Soll also die turbulente Nachlaufströmung einer Windkraftanlage oder gar die eines ganzen Windparks betrachtet werden, muss ein deutlich gröberes Gitter verwendet werden, um das interessierende Gebiet erfassen zu können. Der Einfluss der Windkraftanlagen auf die Strömung muss dann parametrisiert werden, da die Rotorflügel nicht vollständig aufgelöst werden können.

Abbildung 2.1 zeigt eine schematische Darstellung des Vor- und Nachlaufs einer Windkraftanlage. Der Vorlauf beinhaltet die ungestörte Anströmung und die Stausituation (~ 1 Rotordurchmesser im Luv) vor dem Rotor. Der Nachlauf gliedert sich in den nahen Nachlauf (2 - 3 Rotordurchmesser im Lee der Windkraftanlage) und den fernen Nachlauf (~ 20 Rotordurchmesser lang). Dazwischen befindet sich der flügelnahe Bereich mit wenigen Metern Abstand im Luv und Lee des Rotors.

In diesem Kapitel werden die beiden grundsätzlichen Ansätze zur Modellierung der Einflüsse von Windkraftanlagen auf die Strömung vorgestellt. Dabei sollen das Anwendungsgebiet und die Vor- und Nachteile der Ansätze betrachtet werden. Unterschieden wird in den Wirkungsscheibenansatz (Abschnitt 2.1) und die Flügelementtheorie (Abschnitt 2.2).

2.1 Wirkungsscheibenansatz

Bei Betrachtungen nach dem Wirkungsscheibenansatz wird der Rotor nicht mit einzelnen Flügeln dargestellt. Definiert wird eine infinitesimal dünne Scheibe mit dem Durchmesser

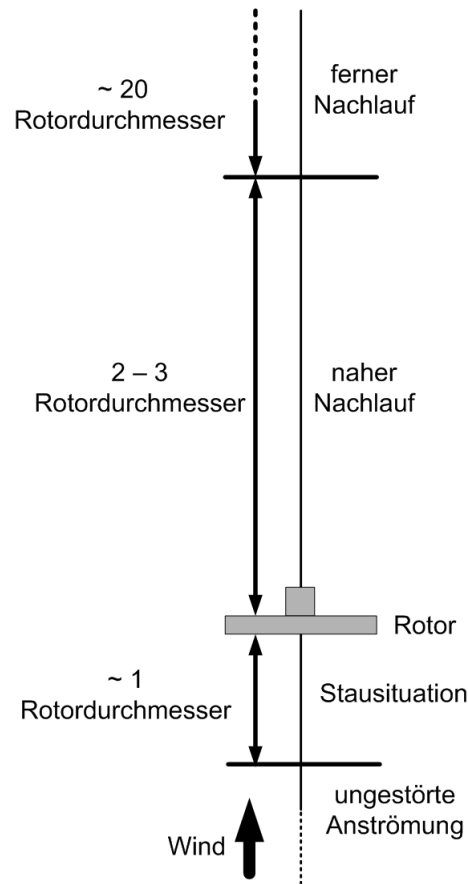


Abbildung 2.1: Schematische Abbildung der Vor- und Nachlaufströmung an einer Windkraftanlage.

und der Position des Rotors. Diese Wirkungsscheibe soll halb durchlässig gegenüber dem Wind sein. Zur Berechnung wird keine Kenntnis der Rotor-aerodynamik benötigt. Die Methode basiert auf der Betz'schen Theorie zum Wirkungsgrad von Rotoren. Diese Form der Parametrisierung wird von Molly (1978), Mikkelsen (2003), Le Chuiton (2004) und El Kasmi und Masson (2008) verwendet.

Der Wirkungsscheibenansatz wird in Abbildung 2.2 veranschaulicht. Ausgangspunkt ist die Impuls- und Massenerhaltung für eine laminare und reibungsfreie Strömung. Bewegt sich eine Luftmasse mit einer Geschwindigkeit v_1 , enthält sie die entsprechende kinetische Energie. Wird der Luftmasse kinetische Energie entzogen und mit einer Windkraftanlage in mechanische Arbeit umgewandelt, muss sich die Geschwindigkeit der Luftmasse verringern. Bei vollständiger Umwandlung der kinetischen Energie würde die Windgeschwindigkeit v_2 hinter dem Rotor Null werden und sich die Luftmassen vor dem Rotor aufstauen bzw. den Rotor umströmen. Es würden keine Luftmassen durch den Rotor strömen und

somit wäre die Leistung der Windkraftanlage Null. Ist die Geschwindigkeit vor dem Rotor und hinter dem Rotor gleich, wird keine Energie entzogen und die Leistung ist ebenfalls Null. Die maximale Leistung einer Windkraftanlage wird folglich bei Reduzierung der Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor mit $v_2 > 0$ erhalten. Die der Luftströmung entnommene kinetische Energie ist somit aus der Differenz der Windgeschwindigkeiten vor und nach dem Rotor zu berechnen.

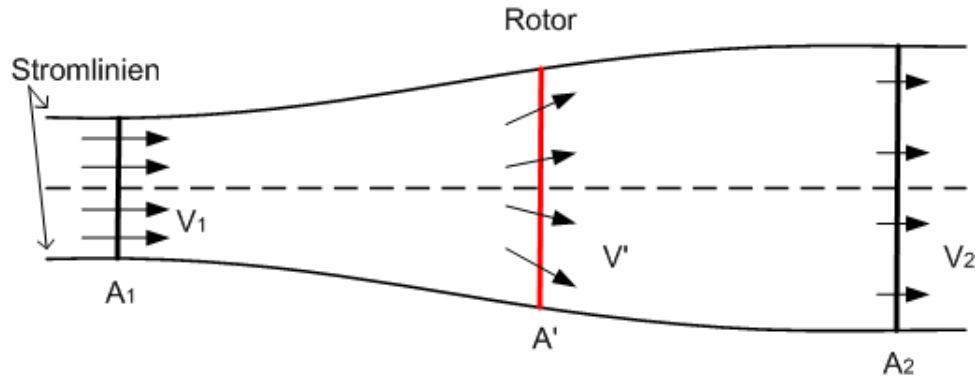


Abbildung 2.2: Verlauf der Stromlinien bei dem Wirkungscheibenansatz nach Betz.

Die Reduzierung der Windgeschwindigkeit nach dem Rotor führt zu einem Staudruck an der Rotorvorderseite. Die in der laminaren Anströmung parallelen Stromlinien werden nach außen gedrückt. Die Luftmassen durchstreichen im ungestörten Bereich vor dem Rotor die kleinere Fläche A_1 , am Rotor die Rotorfläche A' und hinter dem Rotor die größere Fläche A_2 (Abbildung 2.2). Die Leistung P einer Windkraftanlage ist also abhängig von der Rotorfläche, der pro Zeit durch die Rotorfläche strömenden Luftmasse und der Reduzierung der Windgeschwindigkeit am Rotor. Für geringe Windgeschwindigkeiten, wie sie in der Natur vorkommen, kann Luft als inkompressibles Fluid genähert werden. Dichteschwankungen sind somit ausgeschlossen und die pro Zeit durch die Fläche A_1 einströmende Luftmasse muss, bei Vernachlässigung der Umströmung des Rotors, durch die Fläche A_2 ausströmen. Dabei wirkt der Wind v' mit der Schubkraft T' (Gleichung 2.1) gegen den Rotor.

$$T' = \rho A' v' (v_1 - v_2) \quad (2.1)$$

Der Luftmasse wird so die kinetische Energie $K' = 1/2 m (v_1^2 - v_2^2)$ entzogen. Die Leistung P' einer Windkraftanlage ist der Quotient der entnommenen kinetischen Energie K' und der dafür benötigten Zeit. Die Leistung wird mit dem Massenfluss ausgedrückt

und mit der Schubkraft T' umgeformt (Gleichung 2.2). Zugleich ist die Leistung einer Windkraftanlage das Produkt der Schubkraft T' und der Windgeschwindigkeit v' . Somit folgt die Windgeschwindigkeit am Rotor als das arithmetische Mittel aus der ungestörten Anströmung und der voll entwickelten Nachlaufströmung (Gleichung 2.3).

$$P' = \frac{1}{2} \rho A' v' (v_1^2 - v_2^2) = v' T' = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) T' \quad (2.2)$$

$$v' = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (2.3)$$

Mit der Gleichung 2.3 kann die Schubkraft (Gleichung 2.1) umgeformt werden. Sie ist nur von der Rotorfläche und den Windgeschwindigkeiten in der Vor- und Nachlaufströmung abhängig.

$$T' = \rho A' v' (v_1 - v_2) = \rho A' \frac{1}{2} (v_1 + v_2) (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \rho A' (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.4)$$

Die maximal mögliche Schubkraft T_{max} am Rotor ergibt sich bei verschwindender Nachlaufströmung nach Gleichung 2.4 mit $v_2 = 0$. Das Verhältnis von Schubkraft zur maximal möglichen Schubkraft ergibt den Schubkoeffizienten c_T (Gleichung 2.5).

$$c_T = \frac{T'}{T_{max}} = \frac{\frac{1}{2} \rho A' (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A' v_1^2} = 1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} = 1 - \zeta^2 \quad (2.5)$$

Der dimensionslose Koeffizient wird in Gleichung 2.4 eingesetzt. Die für die Schubkraft resultierende Gleichung 2.6 muss als Verlustterm in die Bewegungsgleichungen eingesetzt werden.

$$T' = c_T T_1 = \frac{1}{2} c_T \rho A' v_1^2 \quad (2.6)$$

Zur Berechnung dieses Ansatzes wird nur der Schubkoeffizient c_T benötigt. Dieser wird für eine Windkraftanlage vom Hersteller angegeben oder kann nach Gleichung 2.5 aus Messungen der Vor- und Nachlaufströmung berechnet werden.

Eine Variation des Wirkungsscheibenansatzes ist der variable belastete Rotor. Hier wird der Schubkoeffizient nicht über die gesamte Rotorscheibe als konstant angenommen, son-

dern radial variiert, um die radial variierende Flügelform wiederzugeben (Conway, 1995; El Kasmi und Masson, 2008).

Der Wirkungsscheibenansatz wird mit einer groben Gitterauflösung berechnet. Die Flügel werden nicht aufgelöst. Damit ist der Ansatz gut geeignet, um den Nachlauf einer Windkraftanlage in einem großen Modellgebiet zu simulieren. Der nahe Nachlauf (2 - 3 Rotor Durchmesser nach der Windkraftanlage) wird durch die aerodynamischen Prozesse am Flügel bestimmt. In diesem Bereich kann der Wirkungsscheibenansatz durch die fehlenden aerodynamischen Details die Wirbelstruktur des Nachlaufs nicht wiedergeben. Für diesen Bereich sollte ein anderer Ansatz gewählt werden. Für die in dieser Arbeit gewünschte Betrachtung des gesamten Nachlaufs ist der Wirkungsscheibenansatz gut geeignet.

2.2 Flügelementtheorie

In der Flügelementtheorie wird die Parametrisierung über die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors gefunden. Die Methode wird von Hau (2008), Molly (1978), Mikkelsen (2003) und El Kasmi und Masson (2008) verwendet. Eine sehr hohe räumliche Auflösung wird benötigt, um die Flügel im Detail zu berücksichtigen. Dieses Verfahren wird oft genutzt, um die Belastung der Statik zu simulieren.

Der Rotor einer Windkraftanlage besteht typischerweise aus zwei oder drei Rotorblättern, angeordnet um eine horizontale Rotornabe. Um die Rotorblätter zu beschreiben, werden die Blattlänge B , die Profiltiefe c und der Einstell- oder Verwindungswinkel β benötigt (Abbildung 2.3). Die Rotorblätter rotieren mit der Winkelgeschwindigkeit Ω mit einem Anstellwinkel α um die Nabe. Die Profiltiefe und der Einstellwinkel variieren radial. Die auf das Rotorblatt wirkenden Kräfte werden an jedem Teilelement mit der Breite Δr im Abstand r zur Rotornabe beschrieben. Dabei wird angenommen, dass sich die Elemente und die dort wirkenden Kräfte nicht gegenseitig beeinflussen und dass die Strömung laminar ist.

Die Rotornabe wird als x-Achse eines kartesischen Koordinatensystems definiert. Die relative Anströmung v_{rel} des Flügelements setzt sich aus der axialen Anströmung v_a und dem aus der Rotation des Flügels resultierendem Wind $u = r\Omega$ zusammen (Abbildung 2.4). Auf das Flügelement wirkt eine Widerstandskraft F_D und eine Auftriebskraft F_L (Gleichungen 2.7 und 2.8).

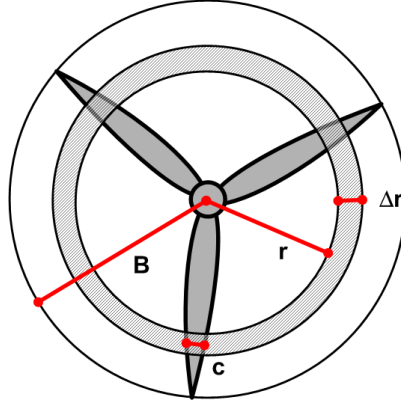


Abbildung 2.3: Geometrische Darstellung einer dreiflügeligen Windkraftanlage.

$$F_D = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c_D A \quad (2.7)$$

$$F_L = \frac{1}{2} \rho v_{rel}^2 c_L A \quad (2.8)$$

Die Koeffizienten c_D und c_L sind die Widerstands- bzw. Auftriebsbeiwerte. Diese dimensionslosen Kennzahlen sind abhängig vom Flügelprofil, dem Anstellwinkel und der Reynoldszahl der Anströmung. $A = c\Delta r$ ist die Flächenprojektion des Flügелеlements. Die wirkenden Kräfte pro Einheitsflügелеlement $F = F_L + F_D$ lassen sich in eine Tangentialkomponente F_T parallel und eine Normalkomponente F_N senkrecht zur Rotorebene aufteilen (Gleichungen 2.10 und 2.9). Der Winkel φ folgt aus der Summe des Anstell- und des Einstellwinkels $\varphi = \alpha + \beta$.

$$F_N = F_{N_L} + F_{N_D} = F_L \cos \varphi + F_D \sin \varphi \quad (2.9)$$

$$F_T = F_{T_L} + F_{T_D} = F_L \sin \varphi - F_D \cos \varphi \quad (2.10)$$

Das Flügelprofil ist nicht symmetrisch. Es entstehen Druckunterschiede an der Vorder- und Rückseite der Flügel, die nicht nur für die Auftriebskraft sorgen. Durch diesen Druckunterschied kommt es an den Flügelspitzen zu Wirbeln und somit einem induzierten Widerstand. Dieser sogenannte Blattspitzenverlust muss zum Widerstandsbeiwert hinzu addiert werden. Der Beiwert des Blattspitzenverlustes (Gleichung 2.11) berechnet sich mit der Streckung Λ des Flügelblattes (Gleichung 2.12).

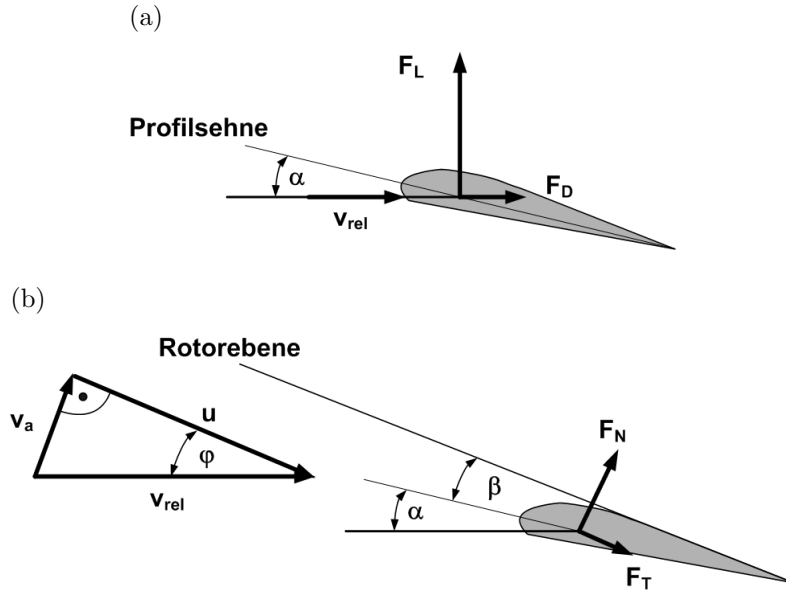


Abbildung 2.4: Kräfte und Anströmung an einem Flügелеlement. Abbildung (a) zeigt die aus der relativen Anströmung v_{rel} resultierenden Auftriebs- und Widerstandskraft. Abbildung (b) zeigt die daraus resultierenden Normal- und Tangentialkräfte.

$$c_{W,i} = \frac{c_L^2}{\pi} \cdot \frac{1}{\Lambda} \quad (2.11)$$

$$\Lambda = \frac{B^2}{A} \quad (2.12)$$

Die benötigten aerodynamischen Eigenschaften des Rotors sind oft Betriebsgeheimnisse der Hersteller. Ist jedoch die ungefähre Bauart der Flügel bekannt, können die Parameter Tabellen entnommen werden. Um die Flügel aufzulösen, muss mit sehr hoher Gitterauflösung von Millimetern bis wenigen Zentimetern gerechnet werden. Dies kann insbesondere bei großen Modellgebieten zu sehr langen Rechenzeiten führen. Berechnungen des fernen Nachlaufs sind somit schwer möglich. Da dieser Ansatz die aerodynamischen Eigenschaften beinhaltet, wird der nahe Nachlauf gut dargestellt.

Da in einem numerischen Modell des Nachlaufs einer Windkraftanlage die wirkenden Kräfte nicht für jedes Blattelement bestimmt werden können, wird die Methode mit verschiedenen Ansätzen vereinfacht. Ein Beispiel ist das Modell der rotierenden Kästchen (Groß, 2010). Hierbei werden die Flügel durch grobe Kastenlinien genähert. Für jede Gitterzelle werden die wirkenden Kräfte gemittelt.

3 Hindernisauflösendes Modell MITRAS

Das mikroskalige Transport- und Strömungsmodell MITRAS wird zur Modellierung der Windfelder im Bereich der Windkraftanlage genutzt. Es ist ein hindernisauflösendes, numerisches Modell und wurde in den Jahren von 1996 bis 1999 gemeinsam vom Alfred-Wegener- Institut für Polar- und Meeresforschung (Bremerhaven), dem Institut für Troposphärenforschung (Leipzig), dem Fraunhofer Institut für atmosphärische Umweltforschung (Garmisch- Partenkirchen) und dem Meteorologischem Institut der Universität Hamburg entwickelt. Es basiert auf dem mesoskaligem Transport- und Strömungsmodell METRAS und wird bei Panskus (2000), Deichnik (2007) und Schlünzen et al. (2011) beschrieben.

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Gleichungen (Abschnitt 3.1), die verwendeten Approximationen (Abschnitt 3.2), die daraus resultierenden Modellgleichungen (Abschnitt 3.3), die Parametrisierung der turbulenten Flüsse (Abschnitt 3.4) und der Hindernisse (Abschnitt 3.5), sowie die Initialisierung des Modells (Abschnitt 3.6) vorgestellt. Das Modell umfasst viele weitere Parametrisierungen, z. B. für Strahlung, Wolkenbildung oder das Fallen von Tropfen. In dieser Arbeit werden jedoch nur die für die Modellierung von Windkraftanlagen bedeutenden Parametrisierungen beschrieben.

3.1 Grundlegende Gleichungen

Das Modell MITRAS basiert auf den Erhaltungssätzen für Impuls (Gleichung 3.1), Masse (Gleichung 3.2) und skalaren Größen wie Energie, Wasser und anderen chemischen Stoffe (Gleichung 3.3). Die Gleichungen werden dreidimensional und zeitabhängig gelöst. In den Gleichungen werden der dreidimensionale Geschwindigkeitsvektor $\vec{v}$, die Dichte ρ , der Druck p , das Geopotential Φ und die molekularen Kräfte $\vec{F}$ verwendet. Die Variable χ steht für eine beliebige skalare Größe. Die Gleichungen sind für ein mit der Erde rotierendes Koordinatensystem geschrieben. Die Impulserhaltungsgleichung (Gleichung 3.1) enthält daher die Corioliskraft.

$$\underbrace{\frac{\partial \vec{v}}{\partial t}}_{1.} + \underbrace{(\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v}}_{2.} = - \underbrace{\frac{1}{\rho} \nabla p}_{3.} - \underbrace{2[\vec{\Omega} \times \vec{v}]}_{4.} - \underbrace{\nabla \Phi}_{5.} + \underbrace{\vec{F}}_{6.} \quad (3.1)$$

$$\underbrace{\frac{\partial \rho}{\partial t}}_{7.} + \underbrace{\nabla \cdot (\rho \vec{v})}_{8.} = 0 \quad (3.2)$$

$$\underbrace{\frac{\partial \chi}{\partial t}}_{9.} + \underbrace{\vec{v} \cdot \nabla \chi}_{10.} = \underbrace{Q_\chi}_{11.} \quad (3.3)$$

Die einzelnen Terme in den Gleichungen 3.1 bis 3.3 beschreiben folgende Prozesse:

1. die Änderung der Geschwindigkeit mit der Zeit an einem Ort
2. die Advektionskraft
3. die Druckgradientkraft
4. die Corioliskraft
5. das Geopotential
6. die molekularen, subskaligen Flüsse
7. die Änderung der Dichte mit der Zeit an einem Ort
8. die Divergenz der Massenflüsse
9. die Änderung einer skalaren Größe mit der Zeit an einem Ort
10. die Advektionskraft
11. Quellen- und Senkenterm für die skalare Größe.

Die prognostischen Gleichungen 3.1 bis 3.3 werden durch die diagnostischen Gleichungen des idealen Gasgesetzes (Gleichung 3.4) und die Definition der potentielle Temperatur (Gleichung 3.5) ergänzt und in Flussform gelöst. R_i ist die individuelle Gaskonstante des idealen Gases, ν_i das spezifische Volumen, T die Temperatur und p der Druck. Die potentielle Temperatur Θ berechnet sich aus der Temperatur T , dem Druck p , dem Referenzdruck P_r , der universellen Gaskonstante R und der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck c_p .

$$\nu_i = \frac{R_i T}{p} \quad (3.4)$$

$$\Theta = T \left(\frac{P_r}{p} \right)^{\frac{R}{c_p}}, P_r = 1000 \text{ hPa} \quad (3.5)$$

Daraus ergeben sich die drei Bewegungsgleichungen und die Bilanzgleichungen für skalare Größen wie z. B. Temperatur und Feuchte in prognostischer Form.

Jeder Variable ψ wird in ihren Mittelwert $\bar{\psi}$ und eine kleine Abweichung ψ' (Gleichung 3.6) aufgeteilt und über den Zeitschritt Δt und das Volumen $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$ integriert.

$$\bar{\psi} := \int_{t_a}^{t_a+\Delta t} \int_{z_a}^{z_a+\Delta z} \int_{y_a}^{y_a+\Delta y} \int_{x_a}^{x_a+\Delta x} \psi \frac{dx \, dy \, dz \, dt}{\Delta t \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z} \quad (3.6)$$

Der Mittelwert $\bar{\psi}$ der Temperatur, Feuchte, Stoffkonzentrationen, Druck und Dichte wird zusätzlich in den meso- $\tilde{\psi}$ und makroskaligen ψ_0 Anteil unterschieden (Gleichung 3.7). Dabei wird für den makroskaligen Anteil eine horizontale Ausdehnung $Dx \cdot Dy$ größer als das untersuchte Phänomen angenommen. In MITRAS wird die Fläche gleich dem Modellgebiet gesetzt.

$$\psi_0 = \int_{y_a}^{y_a+Dy} \int_{x_a}^{x_a+Dx} \tilde{\psi} \frac{dxdy}{Dx \cdot Dy} \quad (3.7)$$

Aus numerischen Gründen ist der mesoskalige Druck $\tilde{p}$ zusätzlich in p_1 und $p_2 = \tilde{p} - p_1$ aufgeteilt. Mit diesen Annahmen und Definitionen folgt mit den Gleichungen 3.6 und 3.7 die Aufteilung der meteorologischen Größen des Modells (Gleichung 3.8). Die Gleichungen werden reynoldsgemittelt und in einem bodenfolgenden Koordinatensystem gelöst. Das Gitter kann in allen Raumrichtungen nicht-äquidistant vorgegeben werden. Dies wird in der Regel in der Vertikalen genutzt. Bei einem horizontal nicht-äquidistanten Gitter wird das zu betrachtende Modellgebiet meist mit einem inneren, äquidistantem Bereich festgelegt. Dieser Bereich hat eine feine Auflösung. Die daran angrenzenden Bereiche werden mit einem Spreizungsfaktor von 1.175 und einem vergrößerten Gitter gebildet. Dabei wird von innen nach außen jede Gitterzelle um diesen Faktor gedehnt. Durch das nicht-äquidistante

Gitter kann der relevante Bereich eines Modellgebietes mit feiner Auflösung betrachtet und gleichzeitig ein großes Gebiet abgedeckt werden. Die Wellenlängen, die in diesem unterschiedlich großen Gitter aufgelöst werden können, sind verschieden. Die Lösung wird daher schwer zu interpretieren und die Auswertung muss sehr sorgfältig durchgeführt werden.

$$\begin{aligned}
 u &= \bar{u} + u' \\
 v &= \bar{v} + v' \\
 w &= \bar{w} + w' \\
 \rho &= \bar{\rho} + \rho' = \rho_0 + \tilde{\rho} + \rho' \approx \rho_0 + \tilde{\rho} \\
 p &= \bar{p} + p' = p_0 + \tilde{p} + p' = p_0 + p_1 + p_2 + p' \approx p_0 + p_1 + p_2 \\
 \chi &= \bar{\chi} + \chi' = \chi_0 + \tilde{\chi} + \chi'
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Der bodennahe Bereich wird immer feiner aufgelöst als die bodenfernen Bereiche. Durch das bodenfolgende Koordinatensystem entstehen keine teilweise im Boden liegende Gitterzellen, wodurch die Bodenrandbedingungen vereinfacht werden. Die vertikale Koordinate η (Gleichung 3.9) wird am Boden $z = z_s(x, y)$ Null und in der Höhe $\eta = z_t$. Das daraus resultierende Gitter ist nicht orthogonal. Das Rechengitter kann gegen Nord gedreht werden, um z. B. die Zahl der benötigten Gitterpunkte zu reduzieren.

$$\eta = z_t \frac{z - z_s(x, y)}{z_t - z_s(x, y)} \tag{3.9}$$

Die Gleichungen werden auf einem Arakawa-C Gitter diskretisiert. Bei dieser Gitterform werden im Mittelpunkt des Gittervolumens die skalaren Größen, wie z. B. Temperatur und Feuchte definiert. Die Geschwindigkeiten werden in den Schwerpunkten der jeweiligen Seitenfläche bestimmt. Diese Gitterform bietet eine gute numerische Stabilität und ist gut für nicht-neutrale Anwendungen geeignet.

3.2 Approximationen

Um den mathematischen Aufbau der Gleichungen zu vereinfachen und somit den numerischen Aufwand zu verringern, werden die Gleichungen approximiert. Dies geschieht mit der Skalenanalyse. Ziel ist es, die Gleichungen zu vereinfachen, ohne viel von der Genauigkeit der Ergebnisse zu verlieren. In MITRAS werden folgende Approximationen verwendet:

- Die molekulare Reibung wird vernachlässigt.
- In der Bewegungsgleichung (Gleichung 3.1) ist der Coriolisterm $-2[\vec{\Omega} \times \vec{v}]$ enthalten und tritt in den drei Komponenten u , v und w mit dem Coriolisparameter $f = 2\Omega \sin \varphi$ bzw. $f' = 2\Omega \cos \varphi$ auf. Der Parameter variiert mit der geographischen Breite φ . Da die Berechnungen mit MITRAS kleinräumig erfolgen, kann der Coriolisparameter f bzw. f' als konstant angenommen werden. Für die Windkraftanlagen Nibe A und B (Abschnitt 5.1) bei geographischer Breite 56.98° beträgt der Coriolisparameter $f \approx 1.223 \cdot 10^{-4} \frac{1}{s}$, für das Gelände der Windfarm Wieringermeer bei 52.50° geographischer Breite beträgt der Coriolisparameter $f \approx 1.157 \cdot 10^{-4} \frac{1}{s}$.
- Der makroskalige Druck p_0 wird als Gleichgewicht von Druckgradient- und Schwerkraft vorgegeben (hydrostatische Approximation):

$$\frac{\partial p_0}{\partial z} := -g\rho_0 \quad (3.10)$$

Die hydrostatische Approximation gilt für ruhende und mit horizontalen Stromlinien bewegte Luft ohne vertikale Beschleunigung und wird für den Grundzustand des Modells vorausgesetzt. Analog zur Definition des makroskaligen Drucks erfolgt die Berechnung der hydrostatischen Komponente des mesoskaligen Drucks p_1 aus der mesoskaligen Dichte (Gleichung 3.11).

$$\frac{\partial p_1}{\partial z} := -g\tilde{\rho} \quad (3.11)$$

Der dynamische Teil des Drucks p_2 wird über eine elliptische Differentialgleichung bestimmt, die aus der anelastischen Näherung der Kontinuitätsgleichung abgeleitet wird (Schlünzen et al., 2011).

- In MITRAS wird die anelastische Approximation der Kontinuitätsgleichung verwendet. Mit der Definition der Dichte und der Kontinuitätsgleichung (Gleichung 3.2) folgt mit der Annahme $\tilde{\rho} \ll \rho_0$ Gleichung 3.12.

$$\nabla \cdot (\rho_0 \vec{v}) = 0 \quad (3.12)$$

So entsteht eine Entkopplung von Druck und Dichte und im Modell können sich keine Schallwellen ausbreiten. Dies ist wünschenswert, da ihnen bisher kein Einfluss auf Wetter- und Transportvorgänge in der Atmosphäre nachgewiesen werden konnten. Durch den Ausschluss der Schallwellen kann mit längeren Zeitschritten gerechnet werden, ohne dass das Modell numerisch instabil wird.

- Die geostrophische Approximation bezeichnet ein Gleichgewicht aus Coriolis- und Druckgradientkraft. Dies gilt für Bereiche, in denen Reibungskräfte und turbulente Austauschprozesse keinen nennenswerten Einfluss mehr haben, also oberhalb der planetarischen Grenzschicht. Der daraus resultierende Wind ist der geostrophische Wind (Gleichungen 3.13 und 3.14).

$$U_g = -\frac{1}{\rho_0 f} \frac{\partial p_0}{\partial y} \quad (3.13)$$

$$V_g = +\frac{1}{\rho_0 f} \frac{\partial p_0}{\partial x} \quad (3.14)$$

Der makroskalige Druckgradient in den horizontalen Bewegungsgleichungen wird in MITRAS durch den geostrophischen Wind ausgedrückt, um die rechnerische Genauigkeit zu erhöhen.

3.3 Modellgleichungen

Durch die beschriebenen Umformungen, Anpassungen an das Modellgitter und Approximationen erhält man das in MITRAS zu lösende Gleichungssystem (Schlünzen et al., 2011):

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \rho_0 \alpha^* \bar{u}}{\partial t} = & - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_1} \left(\bar{u} \frac{\partial \dot{x}_1}{\partial x} \rho_0 \alpha^* \bar{u} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_2} \left(\bar{v} \frac{\partial \dot{x}_2}{\partial y} \rho_0 \alpha^* \bar{u} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_3} (\bar{u}^3 \rho_0 \alpha^* \bar{u}) \\
 & - \alpha^* \frac{\partial \dot{x}_1}{\partial x} \left(\frac{\partial p_1}{\partial \dot{x}_1} + \frac{\partial p_2}{\partial \dot{x}_1} \right) - \alpha^* \frac{\partial \dot{x}_3}{\partial x} \frac{\partial p_2}{\partial \dot{x}_3} + \tilde{\rho} \alpha^* g \frac{\partial \dot{x}_3}{\partial x} \frac{\partial z}{\partial \dot{x}_3} \\
 & + f (\rho_0 \alpha^* \bar{v} - \rho_0 \alpha^* V_g) - f' d' \rho_0 \alpha^* \bar{w} - \bar{F}_1
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \rho_0 \alpha^* \bar{v}}{\partial t} = & - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_1} \left(\bar{u} \frac{\partial \dot{x}_1}{\partial x} \rho_0 \alpha^* \bar{v} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_2} \left(\bar{v} \frac{\partial \dot{x}_2}{\partial y} \rho_0 \alpha^* \bar{v} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_3} (\bar{v}^3 \rho_0 \alpha^* \bar{v}) \\
 & - \alpha^* \frac{\partial \dot{x}_2}{\partial y} \left(\frac{\partial p_1}{\partial \dot{x}_2} + \frac{\partial p_2}{\partial \dot{x}_2} \right) - \alpha^* \frac{\partial \dot{x}_3}{\partial y} \frac{\partial p_2}{\partial \dot{x}_3} + \tilde{\rho} \alpha^* g \frac{\partial \dot{x}_3}{\partial y} \frac{\partial z}{\partial \dot{x}_3} \\
 & - f (\rho_0 \alpha^* \bar{u} - \rho_0 \alpha^* U_g) + f' d \rho_0 \alpha^* \bar{w} - \bar{F}_2
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \rho_0 \alpha^* \bar{w}}{\partial t} = & - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_1} \left(\bar{u} \frac{\partial \dot{x}_1}{\partial x} \rho_0 \alpha^* \bar{w} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_2} \left(\bar{v} \frac{\partial \dot{x}_2}{\partial y} \rho_0 \alpha^* \bar{w} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_3} (\bar{w}^3 \rho_0 \alpha^* \bar{w}) \\
 & - \alpha^* \frac{\partial \dot{x}_3}{\partial z} \frac{\partial p_2}{\partial \dot{x}_3} + f' \rho_0 \alpha^* (\bar{u} d' - \bar{v} d) - \bar{F}_3
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

mit dem Gittervolumen

$$\alpha^* = \frac{\partial \dot{x}}{\partial x} \frac{\partial \dot{y}}{\partial y} \frac{\partial \eta}{\partial z} \tag{3.18}$$

und den durch die Reynoldsmittelung entstandenen turbulenten subskaligen Flüsse $\bar{F}_1$, $\bar{F}_2$ und $\bar{F}_3$. Die Variablen $d = \sin \xi$ und $d' = \cos \xi$ beschreiben die Drehung des Koordinatensystems gegen Nord. Für die potentielle Temperatur gilt die Gleichung 3.19.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \rho_0 \alpha^* \tilde{\Theta}}{\partial t} = & - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_1} \left(\bar{u} \frac{\partial \dot{x}_1}{\partial x} \rho_0 \alpha^* \tilde{\Theta} \right) - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_2} \left(\bar{v} \frac{\partial \dot{x}_2}{\partial y} \rho_0 \alpha^* \tilde{\Theta} \right) \\
 & - \frac{\partial}{\partial \dot{x}_3} (\bar{u}^3 \rho_0 \alpha^* \tilde{\Theta}) + \rho_0 \alpha^* \bar{Q}_\Theta - \bar{F}_\Theta
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

3.4 Parametrisierung der turbulenten Flüsse

Durch die Reynoldsmittelung sind in den Modellgleichungen 3.15 bis 3.19 neue Unbekannte für die turbulenten subskaligen Flüsse entstanden. Durch diese ist das Gleichungssystem nicht mehr geschlossen. Ausgeschrieben erhält man folgende Gleichungen für die Flüsse:

$$\begin{aligned}\bar{F}_j = & \frac{\partial}{\partial \dot{x}} \left(\rho_0 \alpha^* \overline{u' u'_j} \frac{\partial \dot{x}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial \dot{y}} \left(\rho_0 \alpha^* \overline{v' u'_j} \frac{\partial \dot{y}}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\rho_0 \dot{\alpha} \overline{u' u'_j} \frac{\partial \eta}{\partial x} + \rho_0 \dot{\alpha} \overline{v' u'_j} \frac{\partial \eta}{\partial y} + \rho_0 \dot{\alpha} \overline{w' u'_j} \frac{\partial \eta}{\partial z} \right)\end{aligned}\quad (3.20)$$

$$\begin{aligned}\bar{F}_\chi = & \frac{\partial}{\partial \dot{x}} \left(\rho_0 \alpha^* \overline{u' \chi} \frac{\partial \dot{x}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial \dot{y}} \left(\rho_0 \alpha^* \overline{v' \chi} \frac{\partial \dot{y}}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\rho_0 \dot{\alpha} \overline{u' \chi} \frac{\partial \eta}{\partial x} + \rho_0 \dot{\alpha} \overline{v' \chi} \frac{\partial \eta}{\partial y} + \rho_0 \dot{\alpha} \overline{w' \chi} \frac{\partial \eta}{\partial z} \right)\end{aligned}\quad (3.21)$$

Die Gleichung 3.20 gilt für die drei Raumrichtungen $j = 1, 2, 3$ mit $u'_1 = u'$, $u'_2 = v'$ und $u'_3 = w'$. Die Korrelationen aus den Abweichungstermen sind die turbulenten Reynoldsspannungen und lassen sich in einem Tensor (Gleichung 3.22) zusammenfassen.

$$\tau_{ij} = -\rho_0 \overline{u'_i u'_j} \quad (3.22)$$

Der Tensor beschreibt die Verformung eines Fluidelements durch die Normalspannungen $(\overline{u'_i u'_j}, i = j)$ und die Scherspannungen $(\overline{u'_i u'_j}, i \neq j)$. Der Tensor ist symmetrisch, d. h. von den neun Unbekannten sind sechs unabhängig voneinander. Die turbulenten Flüsse der skalaren Größen (Gleichung 3.21) werden mit Gleichung 3.23 zusammengefasst. Es ergeben sich drei neue Unbekannte für $\overline{u'_i \chi}, i = 1, 2, 3$.

$$\tau_{i\chi} = -\rho_0 \overline{u'_i \chi} \quad (3.23)$$

Um die insgesamt neun unbekannten Flüsse berechnen zu können, gibt es verschiedene Schließungsansätze. In MITRAS wird das Wirbelviskositätskonzept verwendet. Dabei wird analog zum molekularen Impulsaustausch die turbulente Diffusion eingeführt, d. h.,

die Luft wird als Kontinuum mit einer turbulenten Viskosität betrachtet. Die Variablen der Reynoldsspannungen werden in Bezug zu ihren Hauptströmungsgradienten gesetzt. In MITRAS wird in bodennahe und bodenferne turbulente Flüsse unterschieden. Die bodennahen Flüsse werden für die Prandtl-Schicht parametrisiert (Abschnitt 3.4.1). Für die bodenfernen Flüsse wird die Prandtl-Kolmogorov-Beziehung verwendet (Abschnitt 3.4.2).

Mit der Einführung der Wirbelviskosität (oder der turbulenten Diffusionskoeffizienten für Impuls) K_{ij} gilt für die Reynoldsspannungen in kartesischen Koordinaten

$$\tau_{ij} = -\rho_0 \overline{u'_i u'_j} = \rho_0 K_{ij} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \delta_{ij} \rho_0 \bar{E} \quad (3.24)$$

mit dem Kroneckerdelta δ_{ij} und der turbulenten kinetischen Energie $\bar{E} = \frac{1}{2} \overline{u'_i u'_i}$. Die turbulente kinetische Energie liefert nur einen sehr geringen Beitrag zu den turbulenten Flüssen und wird daher in MITRAS an dieser Stelle vernachlässigt. Für die Berechnung der Wirbelviskosität ist sie jedoch von sehr großer Bedeutung. Für die skalaren Flüsse gilt analog Gleichung 3.25 mit dem skalaren Diffusionskoeffizienten $K_{i\chi}$.

$$\tau_{i\chi} = -\rho_0 \overline{u'_i \chi} = \rho_0 K_{i\chi} \left(\frac{\partial \chi}{\partial x_i} \right) \quad (3.25)$$

Die Diffusionskoeffizienten für skalare Größen und für Impulse sind im Allgemeinen nicht identisch. Da der Spannungstensor symmetrisch ist und für die turbulenten Elemente horizontale Isotropie angenommen wird, wird das Schließungsproblem von der Bestimmung von neun Korrelationen auf die Bestimmung von vier Diffusionskoeffizienten verlagert (Gleichung 3.26).

$$\begin{aligned} K_{11} &= K_{12} = K_{21} = K_{22} = K_{hor} \\ K_{13} &= K_{23} = K_{31} = K_{32} = K_{33} = K_{vert} \\ K_{1\chi} &= K_{2\chi} = K_{hor\chi} \\ K_{3\chi} &= K_{vert\chi} \end{aligned} \quad (3.26)$$

3.4.1 Parametrisierung der bodennahen Flüsse

In MITRAS werden die bodennahen Flüsse für den untersten skalaren Gitterpunkt berechnet, indem dort höhenkonstante Flüsse angenommen werden. Die Summe der turbulenten Flüsse ist konstant (Gleichung 3.27).

$$\sqrt{\overline{u'w'^2} + \overline{v'w'^2}} = u_*^2 = \textit{konstant} \quad (3.27)$$

Das Windprofil wird von dem logarithmischen Geschwindigkeitsgesetz mit der Höhe z und der Karmankonstante $\kappa = 0.4$ beschrieben (Gleichung 3.28).

$$\frac{\partial U(z)}{\partial z} = \frac{u_*}{\kappa z} \phi_m \quad (3.28)$$

In diesem Windprofil $U(z)$ wird die Schichtung durch die experimentell bestimmte Stabilitätsfunktion ϕ_m (Gleichung 3.29) berücksichtigt (Dyer, 1974). Diese ist abhängig von der Monin-Obukov-Länge L und der Höhe z .

$$\phi_m = \begin{cases} (1 - 16 \frac{z}{L})^{-\frac{1}{4}} & \text{für } \frac{z}{L} < 0 \quad \textit{instabil} \\ 1 + 5 \frac{z}{L} & \text{für } \frac{z}{L} \geq 0 \quad \textit{stabil} \end{cases} \quad (3.29)$$

Mit den Gleichungen 3.27 und 3.28 gilt für die Reynoldsspannungen (Gleichung 3.24) Gleichung 3.30.

$$\overline{u'w'} = -K_{vert} \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} = -u_*^2 = -K_{vert} \frac{u_*}{\kappa z} \phi_m \quad (3.30)$$

Somit berechnet sich der vertikale Diffusionskoeffizient mit Gleichung 3.31.

$$K_{vert} = \frac{\kappa u_* z}{\phi_m} \quad (3.31)$$

Analog dazu gilt für die turbulenten vertikalen Diffusionskoeffizienten der skalaren Größen die Gleichung 3.32. Sie enthält die Stabilitätsfunktion für skalare Größen ϕ_h (Gleichung 3.33).

$$K_{vert_x} = \frac{\kappa u_* z}{\phi_h} \quad (3.32)$$

$$\phi_h = \begin{cases} \phi_m^2 & \text{für } \frac{z}{L} < 0 & \text{instabil} \\ \phi_m & \text{für } \frac{z}{L} \geq 0 & \text{stabil} \end{cases} \quad (3.33)$$

Die horizontalen Diffusionskoeffizienten berechnen sich aus der vertikalen Gitterweite und dem Minimum der horizontalen Gitterweite nach Gleichung 3.34.

$$K_{hor} = \frac{MIN(\Delta x, \Delta y)}{\Delta z} K_{vert} \quad (3.34)$$

3.4.2 Parametrisierung der bodenfernen Flüsse

Die Koeffizienten der bodenfernen Flüsse oberhalb des untersten Gitterpunktes werden in MITRAS nach der Prandtl-Kolmogorov-Beziehung (Gleichung 3.35) berechnet.

$$K_{vert} = c_m l \sqrt{\bar{E}} \quad (3.35)$$

Die Proportionalitätskonstante $c_m = 0.55$ wurde empirisch bestimmt (López, 2002). Der Mischungsweg l berechnet sich nach Gleichung 3.36 als Minimum aus Mischungsweg und kleinstem Wandabstand d mit der maximalen Mischungsweglänge $\lambda = 100m$ und der Stabilitätsfunktion (Gleichung 3.29).

$$l = \left(\frac{\kappa z}{1 + \frac{\kappa z}{\lambda}} \phi_m, d \right) \quad (3.36)$$

Die turbulente kinetische Energie berechnet sich mit der prognostischen Gleichung 3.37.

$$\frac{d\bar{E}}{dt} = \underbrace{P_m}_1 + \underbrace{P_t}_2 + \underbrace{D_E}_3 - \underbrace{\epsilon}_4 \quad (3.37)$$

1. mechanische Produktion

2. thermische Produktion
3. Produktion durch turbulenten Transport
4. Dissipation

3.5 Hindernisse in MITRAS

Im Modell MITRAS werden Gebäuden und Vegetation als Hindernisse explizit aufgelöst. Bei Gebäuden handelt es sich um windundurchlässige Körper. An der Oberfläche müssen daher Haftbedingungen für den Wind erfüllt werden (Abschnitt 3.5.1). Bei der Vegetation handelt es sich um poröse Widerstände, die die Strömung verändern aber nicht völlig unterbinden (Abschnitt 3.5.2).

3.5.1 Gebäude

Gebäude werden in MITRAS explizit aufgelöst. Dafür existiert eine Gebäudemasken, die den Anteil von Atmosphärenvolumen pro Gitterzelle darstellt. Diese Maske ist auf den skalaren Gitterpunkten definiert und liefert Eins für Gitterzellen in der Atmosphäre und Null für Zellen im Gebäude. Mischzellen können nicht berücksichtigt werden. Alle Gleichungen, die an den skalaren Gitterpunkten gelöst werden, werden mit der Gebäudemasken multipliziert. Analog dazu sind an den vektoriellen Gitterpunkten Felder definiert, die Gebäudewände darstellen. Durch Multiplikation mit diesen Feldern wird der Einfluss von Gebäuden in den Gleichungen berücksichtigt.

An den Grenzflächen zwischen Atmosphäre und Gebäude gilt die Haftbedingung für die Tangentialkomponente des Windes. Die Windkomponente normal zur Gebäudefläche wird in der angrenzenden Gitterzelle gleich Null gesetzt, da die Wand für den Wind undurchdringlich ist (Bohnenstengel, 2003). Für die Flüsse in Wandnähe wird ein logarithmisches Geschwindigkeitsprofil analog zum Erdboden angenommen. Es gibt keinen Massenfluss durch die Gebäudewand hindurch (Panskus, 1995). Als Randbedingung für die Temperatur wird die Temperatur der nächsten freien Atmosphärenzelle auf die Gebäudewand geschrieben.

Die Berechnung der turbulenten kinetischen Energie in der ersten Atmosphärenzelle an der

Gebäudewand erfolgt aus der Zwangsbedingung der stetigen Impulsflüsse. Nach Fock (2010) gilt Gleichung 3.38.

$$\bar{E} = \frac{u_{*building}^2}{c_m^2} \quad (3.38)$$

Der Parameter $u_{*building}$ wird dabei angepasst und ist nicht identisch mit der Wandschubspannungsgeschwindigkeit am Erdboden. In MITRAS wird für die hier durchgeführten Modellrechnungen $u_{*building} = 0$, also reibungsfreie Wände, verwendet.

3.5.2 Vegetation

Die Parametrisierung der Vegetationseinflüsse erfolgt in MITRAS im Druck, der Turbulenz und durch Veränderungen der Strahlung. Bei der Reynoldsmittelung entsteht ein Term, in dem über die räumliche Ableitung des Drucks zeitlich gemittelt wird. Dieser Term ist in der Meteorologie üblicherweise Null, da die Druckfunktion stetig ist und Differentiation und Mittelung kommutativ sind (Schlüter, 2006). An einem subskaligem Widerstand treten jedoch Drucksprünge auf. Dieser Formwiderstand kann nach Wilson und Shaw (1977) durch einen Widerstandskoeffizienten c_d und der Blattflächendichte l_d berechnet werden (Gleichung 3.39). Bei Simulationen mit MITRAS wurden mit $c_d = 0.2$ gute Ergebnisse erzielt (Schlüter, 2006).

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}'}{\partial x_i} = c_d l_d \bar{u}_i |\vec{v}| \quad (3.39)$$

Durch den Widerstand der Vegetation entsteht zusätzliche turbulente kinetische Energie. Dies wird durch einen zusätzlichen Produktionsterm $c_d l_d |\vec{v}|^3$ in der Bilanzgleichung (Gleichung 3.37) berücksichtigt. Bei einem Gelände mit dichter Vegetation kann die kurzwellige Strahlung zudem nicht bis zum Erdboden vordringen. Der Strahlungsumsatz findet vielmehr im oberen Teil der Vegetation statt (Gleichung 3.40).

$$R_N(z) = R_N(h) \exp(-kl_i(z)) \quad (3.40)$$

Der kumulative Blattflächenindex l_i wird gemessen und gilt für die Höhe $0 < z < h$ mit der ungestört einfallenden Strahlungsflussdichte R_N . Die besten Ergebnisse werden mit

MITRAS für $k = 0.25$ erzielt (Schlüter, 2006). Die Erwärmungsrate Q_{Θ} der Blätter durch die kurzwellige Strahlung ist dabei proportional zur Divergenz der Strahlung (Gleichung 3.41).

$$Q_{\Theta} = -\frac{1}{\rho_0 c_p} \frac{dR_N}{dz} \quad (3.41)$$

Die Änderung der langwellige Strahlung durch Blätter wird in MITRAS an dieser Stelle gegenwärtig nicht berücksichtigt.

3.6 Initialisierung

Um das Modell MITRAS zu starten, müssen die Eingabedaten mit Preprozessoren vorbereitet werden. Ein geeignetes Modellgebiet und die Verteilung der Gitterpunkte werden mit dem Preprozessor GRIGAU festgelegt. Der Bereich mit äquidistantem bzw. nicht-äquidistantem Gitter wird ausgewählt. Die charakteristischen Parameter der Orographie, der Rauigkeit und die Landnutzungsklassen werden auf die Gitterpunkte interpoliert. Mit dem Preprozessor MASK wird eine Gebäudemask erstellt. Diese enthält die Atmosphärenvolumen pro Gitterzelle sowie Informationen zu Grenzflächen und Rauigkeit der Wandoberflächen. Um numerische Artefakte zu vermeiden, müssen Gebäude in horizontaler Richtung durch mindestens drei zusammenhängende Gitterzellen dargestellt werden.

Mit dem eindimensionalen Modell MITRAS 1d wird ein eindimensionales balanciertes Anfangsprofil für alle Eingabegrößen bestimmt. Zur Berechnung des Profils wird das gesamte Modellgebiet betrachtet. Es wird der niedrigste Gitterpunkt mit der größten Rauigkeit gewählt. Um die eindimensionalen Profile zu erhalten, müssen die makroskaligen Profile für Temperatur, relative Feuchte und den geostrophischen Wind vorgegeben werden. Mit der hydrostatischen Grundgleichung und dem Gesetz für ideale Gase werden daraus die Profile für Druck und potentielle Temperatur berechnet. Der Tagesgang in der Temperatur wird nicht berücksichtigt. Zu Beginn der Integration ist das vorgegebene Windprofil nicht an die thermodynamischen Größen angepasst. Die Gleichungen werden iteriert, bis das Windprofil stationär ist. Die Profile der thermodynamischen Größen bleiben unverändert.

Mit dem berechneten Profil wird das dreidimensionale Modell gestartet. Dazu wird das Profil horizontal homogen auf das Modellgebiet ausgedehnt. Zu Beginn des Modelllaufs

gibt es noch keine Orographie. Sie wächst in den ersten Integrationsminuten in das Modellgebiet hinein (Diastrophie). Dabei werden die makroskaligen Größen für jeden Zeitschritt unter Berücksichtigung horizontaler Homogenität auf das bodenfolgende Gitter interpoliert. Die kleinräumigen Größen hingegen werden durch die prognostischen Gleichungen bestimmt. Nach Beendigung der Diastrophie wird die Integration fortgesetzt bis zu dem vom Benutzer bestimmten Zeitpunkt. Wird ohne Tagesgang gerechnet, kann nach der stationären Lösung gesucht werden. Bei Erreichen dieser Lösung beendet das Modell den Modelllauf selbstständig, unabhängig von der vom Benutzer eingestellten Integrationsdauer.

4 Modellierungsansatz für Windkraftanlagen im Modell MITRAS

Eine Windkraftanlage besteht aus einem feststehenden Turm, einer sich um eine vertikale Achse drehenden Getriebegondel und einem sich um eine horizontale und um eine vertikale Achse drehenden Rotor, wobei der vertikale Drehpunkt außerhalb der Rotorebene liegt. Die Auswirkungen einer Windkraftanlage zeigen sich in einer Nachlaufströmung mit verringerter Windgeschwindigkeit und erhöhter Turbulenz. Diese Merkmale müssen in einem Modellergebnis sichtbar werden.

Das Modell MITRAS bietet die Möglichkeit, feststehende Gebäude darzustellen. Dieses kann für den Turm genutzt werden. Um die Getriebegondel darzustellen, werden in dieser Arbeit einige Veränderungen am Modell nötig (Abschnitt 4.1). Um den Rotor zu parametrisieren, werden zwei weitere Schritte unternommen (Abschnitt 4.2).

4.1 Modellierung von Turm und Getriebegondel

Gebäude werden in MITRAS mit einer Gebäudemaske $vol_{obstacle}$ dargestellt. Diese wird beim Start des Modelllaufes eingelesen und während des Modelllaufes nicht verändert. Das Modell kann also nur mit feststehenden Gebäuden umgehen. Um den beweglichen Teil, also die Getriebegondel darzustellen, muss die Gebäudemaske zeitabhängig werden. Aufgrund der zeitaufwändigen Berechnungen soll dies im Preprozessor MASK geschehen. Mit diesem Preprozessor werden die Art der Gebäude, ihre Größe und die Position im Modellgebiet festgelegt. Im Allgemeinen entstehen bei der Wahl von Größe und Position der Gebäude Gitterzellen, die nur teilweise mit einem Gebäude gefüllt sind. Im Preprozessor MASK werden daher alle Gitterzellen, die teilweise oder ganz mit einem Gebäude gefüllt sind oder an eine Gebäudezelle angrenzen, mit einem feinerem Hilfsgitter unterteilt. Die Auflösung dieses Hilfsgitters beträgt in dieser Arbeit ein Zwanzigstel des Modellgitters pro Raumrichtung. Für jedes dieser Elemente des Hilfsgitters wird der Mittelpunkt des Elements bestimmt. Liegt dieser Mittelpunkt des Elements innerhalb des Gebäudes, wird das Element des Hilfsgitters als Gebäudeteil deklariert. Sind mehr als 50 % der Elemente des Hilfsgitters innerhalb einer Gitterzelle als Gebäude deklariert, wird die gesamte Gitterzelle als Gebäudezelle markiert, andernfalls als Atmosphärenzelle. Bei Gebäuden, deren

Wandflächen nicht mit den Gitterzellengrenzen übereinstimmen, kann dieses Verfahren fälschlicherweise zu Lücken im Gebäude führen. Dies tritt insbesondere an Gebäudeecken auf. Daher muss vor jedem Modelllauf die Gebäudemasken einer Sichtprüfung unterzogen werden.

Um die Abhängigkeit der Getriebegondeln von der Windrichtung zu modellieren, wird die Gebäudemasken nicht in einer einzigen Ausrichtung gebildet. Im Preprozessor wird die Getriebegondel in fünf Grad Schritten gedreht und die jeweilige Masken ausgegeben. Dies ergibt zweiundsiebzig verschiedene Gebäudemasken. Im Modell MITRAS wird die Windrichtung des Referenzrotors (Abschnitt 4.2.1) genutzt, um die entsprechende Gebäudemasken auszuwählen und jeweils einzulesen.

Diese Art der Gebäudemasken funktioniert für eine einzelne Windkraftanlage im Modellgebiet sehr gut. In einer Windfarm mit mehreren Windkraftanlagen kann die Anströmung der verschiedenen Anlagen unterschiedlich sein. In diesem Fall muss zur Zeit die Windrichtung an einem der Referenzrotoren für alle Anlagen genutzt werden. Würde für jede Windkraftanlage die Ausrichtung der Getriebegondel einzeln bestimmt werden, müssten bei z. B. drei Windkraftanlagen $72 \cdot 72 \cdot 72 = 373248$ verschiedene Masken vorbereitet werden. Eine Darstellung durch Teilmasken pro Anlage ist nicht möglich, da im Preprozessor MASK mehrere Felder über das gesamte Modellgebiet kalkuliert werden. Diese während des Modelllaufes zu ändern, würde zu viel Rechenzeit beanspruchen.

Die relativ kleine Getriebegondel wird nur durch wenige Gitterzellen dargestellt und die Drehachse liegt in der Mitte. Bei Drehungen in fünf Grad Schritten wird die Getriebegondel daher nicht bei jeder Drehung des Windes durch andere Gitterzellen dargestellt (Abbildung 4.1). Befindet sich die Getriebegondel durch die Drehung in anderen Gitterzellen, ist dies jeweils nur eine Abweichung um eine Gitterzelle, d. h. Zellen, die vorher innerhalb des Gebäudes waren, sind jetzt atmosphärische Randzellen und ehemalige Randzellen liegen jetzt innerhalb des Gebäudes. An diesen neuen Grenzflächen müssen die Randbedingungen für Gebäude gelten. Die Randwerte werden im Modell nach dem Einlesen der neuen Gebäudemasken und Berechnen der prognostischen Größen ermittelt. Gitterzellen, die vorher in der freien Atmosphäre lagen und jetzt Randzellen sind, werden so mit sinnvollen Werten belegt. Bei Zellen, die zuvor innerhalb des Gebäudes lagen, kann es bei Berechnung der prognostischen Größen zu Schwierigkeiten kommen, da in diesen Zellen in den Feldern keine Werte definiert sind. Daher werden nach dem Einlesen der neuen Gebäudemasken diese Zellen mit den Werten ihrer benachbarten, ehemaligen Randzellen

initialisiert. Dies ist eine physikalisch sinnvolle Initialisierung, da sich eine Getriebegondel langsam mit dem Wind dreht und ihre Randbedingungen beibehält.

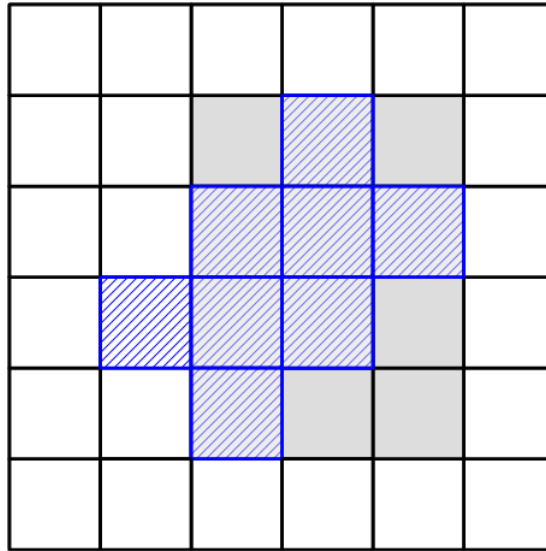


Abbildung 4.1: Darstellung einer Getriebegondel durch Gitterzellen bei südlicher Anströmung (grau) und um 45° gedreht bei südwestlicher Anströmung (blau schraffiert). Alle neuen Randzellen werden mit den Werten ihrer benachbarten, ehemaligen Randzellen initialisiert.

4.2 Modellierung des Rotors

In Kapitel 2 werden zwei grundsätzlich verschiedene Parametrisierungen für Windkraftanlagen vorgestellt. Da in dieser Arbeit der gesamte Nachlauf einer Windkraftanlage und seine Auswirkung untersucht wird, scheint der Ansatz des Wirkungsscheibenprinzips (Abschnitt 2.1) gut geeignet. Die Effekte einer Windkraftanlage und ihre Wirkung auf die mittlere Gestalt des Nachlaufs werden dargestellt. Die durch die einzelnen Rotorblätter induzierten Schwankungen können nicht gezeigt werden. Der Rotor beeinflusst das umgebende Windfeld durch die Verringerung der Windgeschwindigkeit (Abschnitt 4.2.1) und die Erhöhung der turbulenten kinetischen Energie (Abschnitt 4.2.2).

4.2.1 Parametrisierung des Geschwindigkeitsdefizits

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben wird die Geschwindigkeitsverringering bei der Wirkungsscheibenmethode durch eine zusätzliche Kraft (Gleichung 2.6) in den Bewegungsgleichungen parametrisiert. Zur Berechnung dieser Schubkraft werden die Fläche und die Position des Rotors (Abschnitt 4.2.1.1), die Geschwindigkeit in der ungestörten Anströmung (Abschnitt 4.2.1.2) und der Schubkoeffizient (Abschnitt 4.2.1.3) benötigt.

4.2.1.1 Fläche und Position des Rotors

Für die verschiedenen Windrichtungen werden vom Preprozessor MASK die verschiedenen Positionen des Rotors, entsprechend der Position der Getriebegondel (Abschnitt 4.1), in fünf Grad Schritten ermittelt. Dazu wird, analog zur Gebäudemaske, die Rotormaske $vol_{RotorMaske}$ für jede Anströmung definiert. Anders als die Gebäudemaske, wird die Rotormaske $vol_{RotorMaske}$ mit Null für Atmosphären- und Eins für Rotorzellen belegt, um die Berechnungen während des Modelllaufes zu vereinfachen. Der Mittelpunkt der Rotor-scheibe wird durch die Mitte der Getriebegondel festgelegt. Der Winkel gegenüber dem Modellgebiet ist durch die Berechnung der Anströmung der Getriebegondel und deren daraus resultierenden Orientierung bekannt, und so wird zum Berechnen der Rotorgitterzellen nur der Durchmesser des Rotors benötigt. Da der Rotor als infinitesimal dünne Scheibe definiert ist, müssen an den Seiten keine Randbedingungen betrachtet werden. Der Rotor steht immer senkrecht zur Windrichtung, so dass die Tangentialkomponente an der Vorder- und Rückseite des Rotors Null ist. Die Normalkomponente wird in den Bewegungsgleichungen mit der zusätzlich wirkenden Schubkraft T' versehen. Durch die Rotormaske sind die Position und die Fläche des Rotors bekannt.

4.2.1.2 Geschwindigkeit der ungestörten Anströmung

In der Herleitung des Wirkungsscheibenprinzips wird bei der Referenzgeschwindigkeit von einer ungestörten Anströmung weit vor der Rotorebene ausgegangen (Abschnitt 2.1). Bei einem entsprechend großen Abstand zwischen Rotor und Referenzwert ist aber nicht mehr sichergestellt, dass die Windrichtung und -stärke noch zu den Werten am Rotor passen. In der Literatur wird daher meist mit einem Abstand von einem Rotordurchmes-

ser gearbeitet, jedoch wird in einigen Arbeiten ein deutlich geringerer Abstand gewählt (Prospathopoulos, 2010). In MITRAS wurden beide Methoden in einer Sensitivitätsstudie untersucht (Abschnitt 5.2). Durch die Staulage vor dem Rotor entsteht bei Modellrechnungen mit MITRAS schon bei einem Rotordurchmesser Abstand zwischen Rotor und Referenzwert eine Entkoppelung der Werte für Windrichtung und -stärke. Ein Abstand von 1/10 Rotordurchmesser liefert mit MITRAS gute Ergebnisse (Abschnitt 5.3.5).

Eine weitere Fragestellung ist, ob mit einem einzelnen Referenzpunkt auf Rotornabenhöhe gerechnet werden sollte, oder über einen sogenannten Referenzrotor gemittelt wird. Dieser Referenzrotor wird parallel zum eigentlichen Rotor der Windkraftanlage stromauf definiert. Verschiedene Arbeiten haben gezeigt, dass über ebenem Gelände kein großer Unterschied zwischen den beiden Ansätzen besteht. Bei ausgeprägter Orographie zeigt der Referenzrotor genauere Ergebnisse (Prospathopoulos, 2010). In MITRAS wurde daher die Methode des Referenzrotors implementiert. Vom Mittelpunkt der Rotorsscheibe wird in Luv der Rotorscheibe mit 1 oder 1/10 Durchmesser Abstand der Mittelpunkt des Referenzrotors definiert. Analog zur Rotormaske $vol_{RotorMaske}$ wird die Maske für den Referenzrotor $vol_{Referenzrotor}$ berechnet.

Um die Windrichtung und -geschwindigkeit am Referenzrotor zu bestimmen, werden die Windkomponenten auf die skalaren Gitterpunkte des Arakawa-C Gitters (Abschnitt 3.1) interpoliert und über die Referenzrotorscheibe gemittelt. Die Windrichtung am Referenzrotor in 1 bzw. 1/10 Rotordurchmesser Abstand wird genutzt, um die Position des Rotors und der Getriebegondel zu bestimmen. Somit ist sichergestellt, dass der Rotor immer senkrecht zur Anströmung steht.

4.2.1.3 Schubkoeffizient

Moderne Windkraftanlagen sind für eine bestimmte Drehzahl oder bestimmtes Drehzahlintervall ausgelegt. Die Steuerung, um diese Drehzahl konstant zu halten, erfolgt durch die Blattflügeleinstellung. Damit ändert sich der Schubkoeffizient mit der Windgeschwindigkeit. Die Schubkoeffizienten und die dazugehörige Windgeschwindigkeit werden dem Modell in Tabellenform zur Verfügung gestellt (Tabelle 5.1). Anhand der Windgeschwindigkeitsklassen wird während des Modelllaufs der zur Referenzwindgeschwindigkeit passende Schubkoeffizient gewählt und somit die Schubkraft der Entwicklung des Modelllaufs automatisch angepasst.

Die wirkende Schubkraft T' (Gleichung 2.6) wird mit der Rotormaske $vol_{RotorMaske}$ multipliziert, so dass der Term nur am Rotor existiert. Die Bewegungsgleichungen (Gleichungen 4.1 bis 4.3) enthalten somit jeweils einen zusätzlichen Term.

$$u_{mitWKA}^{t+\Delta t} = u_{ohneWKA}^{t+\Delta t} - \Delta t \cdot \frac{1}{2} \cdot c_T \cdot (u_{ref}^{t+\Delta t})^2 \cdot vol_{RotorMaske} \quad (4.1)$$

$$v_{mitWKA}^{t+\Delta t} = v_{ohneWKA}^{t+\Delta t} - \Delta t \cdot \frac{1}{2} \cdot c_T \cdot (v_{ref}^{t+\Delta t})^2 \cdot vol_{RotorMaske} \quad (4.2)$$

$$w_{mitWKA}^{t+\Delta t} = w_{ohneWKA}^{t+\Delta t} - \Delta t \cdot \frac{1}{2} \cdot c_T \cdot (w_{ref}^{t+\Delta t})^2 \cdot vol_{RotorMaske} \quad (4.3)$$

4.2.2 Parametrisierung der Turbulenz

Durch das Profil der Rotorblätter wird bei Bewegung relativ zum Wind ein Überdruck an der Vorderseite und ein Unterdruck auf der Flügelrückseite erzeugt. Dies ist die Wirkungsweise eines Repellers. Der so entstehende Auftrieb wird in die Kreisbewegung des Rotors umgesetzt. Der Druckgradient führt an der Flügelrückseite und an den Flügelspitzen zu sich ablösenden Wirbeln. Diese Wirbel rollen sich zu zwei Wirbellinien auf. Gut bekannt sind diese Wirbel als sogenannte Wirbelschleppen an den Flügelspitzen von Flugzeugen (Uphoff, 2008). Die Wirbelschleppen einer Windkraftanlage beeinflussen den Nachlauf, indem sie für erhöhte turbulente Durchmischung sorgen. Die Flügelspitzen werden beim Wirkungsscheibenansatz nicht aufgelöst, so dass die Wirbelschleppen vom Modell MITRAS nicht berechnet werden können. Der Prozess der Wirbelschleppen soll daher durch einen Produktionsterm für turbulente kinetische Energie am Rotor dargestellt werden, indem eine charakteristische Geschwindigkeit der Turbulenz gefunden wird.

Beschrieben wird die Stärke von Wirbelschleppen durch die Zirkulation Γ_0 auf einer geschlossenen Kurve um die Wirbel (Holzäpfel, 2005). Bei Bewegung im Gleichgewicht, d. h., der Rotor wird nicht beschleunigt oder verzögert, gilt für die lokale Zirkulation um einen Flügel Gleichung 4.4 (Watters und Masson, 2010). Die Zirkulation variiert radial mit der Spannweite y , ebenso die Profiltiefe c und der Auftriebsbeiwert c_L . Die relative Anströmung v_{rel} setzt sich aus der Referenzwindgeschwindigkeit senkrecht zum Rotor und der Eigendrehung des Rotors zusammen.

$$\Gamma(y) = \frac{1}{2} c(y) \|\vec{v}_{rel}\| c_L(y) \quad (4.4)$$

Nach Gerz et al. (2001) ist die Zirkulationsverteilung s definiert durch das Integral über den Quotienten aus der lokalen Zirkulation und der Gesamtzirkulation (Gleichung 4.5). Da der Wirbel an einer Flügelspitze betrachtet wird, wird über die halbe Flügellänge $\frac{B}{2}$ integriert.

$$s = \frac{2}{B} \int_0^{\frac{B}{2}} \frac{\Gamma(y)}{\Gamma_0} dy =: \frac{\bar{\Gamma}}{\Gamma_0} \quad (4.5)$$

Die Zirkulationsverteilung eines Flügel wird oft als elliptische Verteilung genähert $s = \frac{\pi}{4}$ (Gerz et al., 2001). Durch Einsetzen von Gleichung 4.4 und der elliptischen Verteilung in Gleichung 4.5 und anschließendem Integrieren und Umstellen folgt die Gesamtzirkulation für einen Wirbel (Gleichung 4.6).

$$\Gamma_0 = \frac{2}{\pi} c \|\vec{v}_{rel}\| c_L \quad (4.6)$$

Um aus der Zirkulation der Wirbelschlepppe die charakteristischen Größen für die Turbulenz zu berechnen, werden Annahmen über die Gestalt des Wirbels benötigt. Ein einfaches Modell ist die Annahme eines Rankine Wirbels (Gerz et al., 2001). Der Kern dieses Wirbels rotiert wie ein fester Körper (Gleichung 4.7), außerhalb des Kerns hat die Strömung die Gestalt einer Potentialströmung (Gleichung 4.8).

$$v_{\Theta}(r) = \frac{\Gamma_0}{2\pi r_c} \frac{r}{r_c} \quad \text{für} \quad r \leq r_c \quad (4.7)$$

$$v_{\Theta}(r) = \frac{\Gamma_0}{2\pi r} \quad \text{für} \quad r > r_c \quad (4.8)$$

Der Wirbelkernradius r_c wird in der Literatur mit unterschiedlichen Größen angegeben. Die Angaben reichen von $r_c = 0.035b_0$ (Gerz und Holzäpfel, 2007) bis $r_c = 0.052b_0$ (Gerz et al., 2001). Für den anfänglichen Abstand zwischen den Wirbelschleppen nach dem Aufrollen gilt $b_0 = sB$. In dieser Arbeit wird $r_c = 0.05b_0$ verwendet (Uphoff, 2008; Winkelmans et al., 2006). Die Werte aus den Arbeiten über Flugzeuge werden übernommen,

da keine vergleichbaren Arbeiten zu Windkraftanlagen existieren. Die Gültigkeit dieser Werte sollte überprüft werden.

Als charakteristische Geschwindigkeit der Turbulenz u_{turb} wird die Tangentialgeschwindigkeit v_Θ mit dem Wirbelkernradius r_c verwendet (Gleichung 4.9). Die Profiltiefe c und die Flügellänge B werden nach Gleichung 2.12 mit der Streckung Λ des Flügelblattes ausgedrückt, wobei die Flächenprojektion des Flügels als Dreiecksfläche angenommen wird. In dieser Arbeit wird der Auftriebsbeiwert $c_L = 0.4$ und die Streckung $\Lambda = 19$ verwendet, da die Parameter für die verwendeten Typen von Windkraftanlagen nicht bekannt sind. Die verwendeten Werte wurden allgemeinen Tabellen in Molly (1978) und Hau (2008) entnommen.

$$v_\Theta = \frac{\Gamma_0}{2\pi r_c} = \frac{4 c \|\vec{v}_{rel}\| c_L}{0.05 \pi^3 B} = \frac{8 \|\vec{v}_{rel}\| c_L}{0.05 \pi^3 \Lambda} =: u_{turb} \quad (4.9)$$

Die so definierte Geschwindigkeit wird als Geschwindigkeit der induzierten Turbulenz definiert und als Quellterm zur turbulenten kinetischen Energie (Gleichung 3.37) hinzugefügt (Gleichung 4.10). Die Geschwindigkeit beschreibt die durch eine Flügelspitze an einem Wirbel entstehende Turbulenz. Um die gesamte Turbulenz der Rotorblätter an der Rotorscheibe zu berechnen, wird daher mit der Anzahl der Rotorblätter $n_{AnzahlRotorblätter}$, dem Wirbelquerschnitt A_{Wirbel} pro Rotorfläche A_{Rotor} und der Anzahl der Umdrehungen des Rotors pro Minute n_{rpm} , umgerechnet in Sekunden, multipliziert. Da auch die Rotorblattenden an der Getriebegondel die Turbulenz erhöhen, wird der gesamte Term mit zwei multipliziert und durch Multiplikation mit der Rotormaske ausschließlich an der Rotorscheibe berechnet.

$$\begin{aligned} \bar{e}_{mitWKA} &= \bar{e}_{ohneWKA} \\ &+ \underbrace{2 \cdot n_{AnzahlRotorblätter} \cdot \frac{A_{Wirbel}}{A_{Rotor}} \cdot \frac{n_{rpm}}{60 \frac{s}{min}} \cdot \frac{1}{2} \cdot u_{turb}^2 \cdot vol_{RotorMaske}}_{Produktion\ durch\ WKA} \end{aligned} \quad (4.10)$$

5 Validierung des erweiterten Modells für die Windkraftanlage Nibe B

Die Modellergebnisse von MITRAS mit Effekten von Windkraftanlagen sollen anhand von Feldmessungen evaluiert werden. Dazu wird zum einen der Nachlauf einer Windkraftanlage im Einzelbetrieb (Kapitel 5), zum anderen die Nachläufe in einer Windfarm mit fünf Anlagen (Kapitel 6) betrachtet.

Die Windkraftanlagen Nibe A und B wurden in der Nähe von Aalborg in Dänemark installiert und über Jahre betrieben (Taylor, 1990). Die Messungen an den Windkraftanlagen wurden über viele Jahre mit vier meteorologischen Masten durchgeführt, so dass ein großer Datensatz besteht, der in der Vergangenheit mehrfach für Validierungen von Modellergebnissen genutzt wurde (El Kasmi und Masson, 2008; Prospathopoulos et al., 2009). Der Datensatz der Windfarm Wieringermeer (Kapitel 6) soll künftig zur Validierung von Modellen dienen. Bei den Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B handelt es sich um relativ kleine Prototypen aus den 1970 er Jahren im Testbetrieb, während die Windfarm Wieringermeer aus großen, leistungsfähigen Windkraftanlagen besteht. Auf diese Weise wird mit der Auswahl der Validierungsdatensätze die Allgemeingültigkeit des Modellierungsansatzes für unterschiedliche Windkraftanlagen und Anordnung überprüft. Zudem sind die Modellergebnisse durch diese Validierungsfälle mit den Ergebnissen andere Modell vergleichbar.

In Abschnitt 5.1 werden die Anordnung und die Messdaten der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B beschrieben. Die Umsetzung dieser Daten in ein Modellgebiet und Gitter für die Simulationen der Sensitivitätsstudie der Windkraftanlage Nibe B wird in Abschnitt 5.2 beschrieben. Die Auswertung der Sensitivitätsstudien erfolgt im Abschnitt 5.3.

5.1 Validierungsdaten für die Windkraftanlage Nibe B

Die Windkraftanlagen Nibe A und B wurden in den 1970 er Jahren in der Nähe von Aalborg in Dänemark errichtet und bis in die 1990 er Jahre betrieben. Sie standen 200 *m* voneinander entfernt auf einer 8° gegen Nord verdrehten Achse (Abbildung 5.1). Diese Achse lag parallel zu dem 150 *m* entfernten Ufer des Limfjords mit einer 6 *km* langen offenen Wasserfläche. Landeinwärts gab es in 1 – 2 *km* Umkreis keine nennenswerte Hin-

dernisse. Die Landschaft war uniformes Weideland mit weitgehend ebener Topographie. Die meteorologischen Daten der Umgebung wurden von 1981 bis 1985 an einem 56 m hohen Mast (Mast 1) gemessen. Der meteorologische Mast stand in der Mitte zwischen den beiden Windkraftanlagen. Gemessen wurde im vierjährigen Mittel eine westsüdwestliche Anströmung von 7.1 m s^{-1} in 45 m Höhe. Die Analyse des Windprofils lässt auf eine Rauigkeitslänge von $z_0 = 0.07 - 0.1 \text{ m}$ schließen (Taylor, 1990).

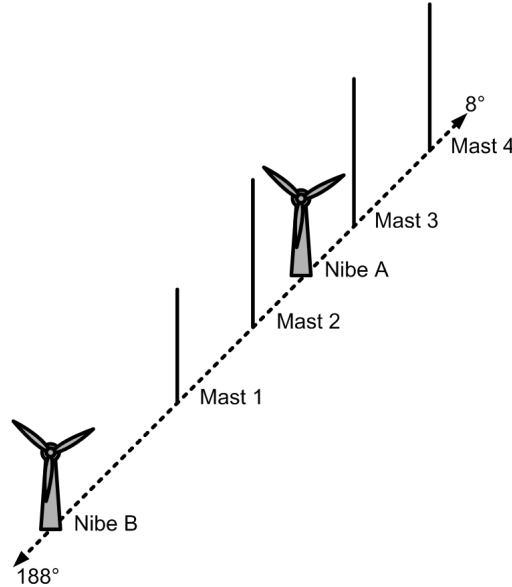


Abbildung 5.1: Anordnung der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B und den meteorologischen Masten 1 bis 4.

Die Windkraftanlagen A und B besaßen dreiblättrige Rotoren mit je 40 m Durchmesser. Die Rotornaben befand sich auf 45 m Höhe und die Rotoren drehten mit 33 Umdrehungen pro Minute. Die Flügel der Anlage B bestanden aus Holz, die der Anlage A aus Stahl und Glasfaser.

Der meteorologische Mast 1 stand 2.5 Rotordurchmesser von beiden Windkraftanlagen entfernt. Die Windgeschwindigkeit wurde in fünf Höhen gemessen (3 m, 10 m, 25 m, 45 m, 56 m). Die Windrichtung wurde in 10 m und 45 m Höhe gemessen. Während eines Projektes wurden drei weitere Masten mit 64 m Höhe installiert. Sie waren nördlich der Windkraftanlage Nibe B im Abstand von 4 Rotordurchmessern (Mast 2), 6 Rotordurchmessern (Mast 3) und 7.5 Rotordurchmessern (Mast 4) aufgebaut (Abbildung 5.1). An den Masten 2, 3 und 4 wurden die Windgeschwindigkeiten in sieben Höhen gemessen (5 m, 25 m, 31 m, 38 m, 45 m, 56 m, 64 m). Zusätzlich waren auf jedem Mast in 45 m Höhe Vortex Anemometer angebracht und die Windrichtung wurde gemessen. Die Temperatur

wurde am Mast 4 in 10 m Höhe ermittelt. Der Druck wurde an den Masten 3 und 4 in 31 m, 45 m und 56 m Höhe gemessen.

Die in dieser Arbeit verwendeten Messdaten wurden im Zeitraum von Januar 1985 bis Juli 1987 gesammelt. Diese sind Minutenmittel für die Zeiträume, in denen nur die Windkraftanlage Nibe B bei Wind aus südlicher Richtung eingeschaltet war. Ausgewertet wurden Daten innerhalb $\pm 30^\circ$ um die 188° Achse. So wurden Querschnitte durch den Nachlauf an den Positionen der meteorologischen Masten erhalten. Aus den Datensätzen wurde der Schubkoeffizient c_T des Rotors bestimmt und in Windgeschwindigkeitsklassen eingeteilt (Taylor, 1990). Der Schubkoeffizient c_T wird, wie in Abschnitt 4.2.1.3 ausgeführt, für die Simulation mit MITRAS als Eingabeprofil benötigt. Die Werte für Nibe B sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Eine weitere Klassifizierung erfolgte anhand der turbulenten Intensität der Umgebung (Taylor, 1990). Der in dieser Arbeit verwendete Datensatz zeigt am Mast 1 in 3 m Höhe eine turbulente Intensität der Umgebung von $I_0(3) = 0.10 - 0.15$.

In Taylor (1990) werden Querschnitte für die normierte Windgeschwindigkeit, die turbulenten Geschwindigkeit und die turbulente Intensität bereitgestellt. Die normierte Windgeschwindigkeit und die turbulente Geschwindigkeit sind der Mittelwert der Windgeschwindigkeit bzw. die Standardabweichung an den Messpunkten der meteorologischen Masten. Sie werden normiert mit der freien Anströmung in 45 m Höhe über Grund. Da bei südlichen Winden diese Anströmung nicht gemessen wurde, wird die Windgeschwindigkeit aus der Leistungskennlinie der Windkraftanlage Nibe B bestimmt. Zur Bestimmung der turbulenten Intensität wird die Standardabweichung mit der Windgeschwindigkeit an der Messposition normiert.

Zum Vergleich mit den Messdaten werden die Modellergebnisse in die entsprechenden Größen umgerechnet. Als freie Anströmung wird die Windgeschwindigkeit am Referenzrotor verwendet. Die Windgeschwindigkeit zur Normierung der Modellergebnisse kann sich daher von der Normierungswindgeschwindigkeit der Messungen unterscheiden und zu systematischen Abweichungen in den Ergebnissen führen. Die Standardabweichung σ_u der Modellergebnisse folgt mit Gleichung 5.1 aus der turbulenten kinetischen Energie $\bar{e}$.

$$\sigma_u = \left(\frac{2}{3} \bar{e} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (5.1)$$

Tabelle 5.1: Schubkoeffizienten der Windkraftanlage Nibe B in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

Windgeschwindigkeit [ms^{-1}]	Schubkoeffizient c_T
8.0 – 9.1	0.82 ± 0.03
9.1 – 10.1	0.77 ± 0.05
10.1 – 11.1	0.72 ± 0.03
11.1 – 12.0	0.67 ± 0.02

5.2 Modellgebiet und Gitter für Nibe B Simulationen

Das Gebiet wird in MITRAS in idealisierter Form wiedergegeben. Das Gelände wird als komplett eben dargestellt, obwohl dies in Natura nicht exakt gegeben ist, da die Orographie nicht bekannt ist. Auch wird das Gelände mit einer gleichmäßigen Rauigkeitslänge von $z_0 = 0.014 \text{ m}$ initialisiert. Dies ist in MITRAS der Standardwert für offenes Weideland. Im Bereich der beiden Windkraftanlagen und der meteorologischen Masten wird eine äquidistante Gitterauflösung von 2 Metern gewählt ($354 \text{ m} \times 202 \text{ m}$). Mit dieser Auflösung kann der Turm der Windkraftanlage in horizontaler Richtung mit je drei Gitterzellen dargestellt werden. Insgesamt wird der Nachlauf der Windkraftanlage Nibe B bis in 2000 m Entfernung simuliert ($2200 \text{ m} \times 402 \text{ m}$). Das Modellgebiet wird 8° gegen Nord gedreht, um die Linie der Windkraftanlagen und der meteorologischen Masten achsenparallel auswerten zu können. Die Modellrechnungen werden für neutrale Schichtung durchgeführt. Der Wind wird im 1d Modell mit einem Südwind von 8.5 ms^{-1} Stärke auf Rotornabenhöhe vorgegeben. Diese Windgeschwindigkeit entspricht einem Schubkoeffizienten von $c_T = 0.82$ (Tabelle 5.1). Das Windprofil wird unter Berücksichtigung der Corioliskraft mit einer Winddrehung innerhalb der Grenzschicht berechnet. In 45 m über Grund (Höhe der Rotornabe) erfolgt die Anstömung der Windkraftanlage achsenparallel von Süden. In Bodennähe kommt der Wind aus östlicherer, in der Höhe aus westlicherer Richtung.

Abbildung 5.2 zeigt drei Profile des 1d Modells für verschiedenen Rauigkeitslängen für die Windgeschwindigkeit im Vergleich zu den Messdaten (Taylor, 1990). Die von Taylor (1990) gefundene Rauigkeitslänge von $z_0 = 0.07 - 0.1 \text{ m}$ zeigt im 1d Modell einen schwächeren Windgradienten in Bodennähe als die Feldmessungen. In MITARS wird für Weideland üblicherweise eine Rauigkeitslänge von $z_0 = 0.014 \text{ m}$ verwendet. Dieses Profil spiegelt den

Gradienten der Windgeschwindigkeit am besten wieder. Daher wird in dieser Arbeit eine Rauigkeitslänge von $z_0 = 0.014 \text{ m}$ verwendet.

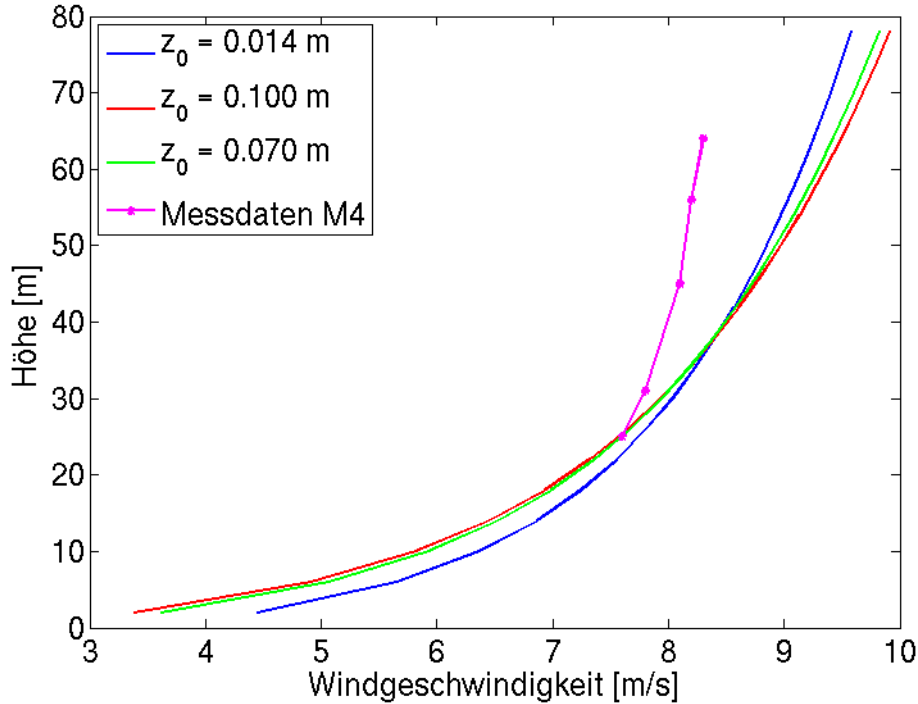


Abbildung 5.2: Vergleich von Windprofilen für verschiedenen Rauigkeitslängen im Modellgebiet der Windkraftanlage Nibe B. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

5.3 Modellrechnungen für die Windkraftanlage Nibe B

Für die Windkraftanlage Nibe B werden in diesem Abschnitt die verschiedenen Modellierungen von Windkraftanlagen in Sensitivitätsstudien untersucht und mit den Feldmessungen evaluiert. Die Modellkonfigurationen der verschiedenen Sensitivitätsstudien sind in Tabelle 5.2 aufgeführt. In dieser Arbeit wird eine Auswahl der durchgeführten Sensitivitätsstudien ausgewertet.

Der Basisrechnung o1 dient zur Untersuchung der Umgebung der Windkraftanlagen und der Reaktion der Strömung auf die Hindernisse ohne den Rotor. So kann in den weiteren Sensitivitätsstudien zwischen Effekten durch den festen Turm und Effekten des Rotors und der Getriebegondel unterschieden werden. Die untersuchten Modelleigenschaften der

Tabelle 5.2: Konfigurationen der Sensitivitätsstudien für die Windkraftanlage Nibe B.

Beschreibung der Windkraftanlage	o1	m1	m6	m8	k8	k9
Türme	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Getriebegondel	nein	nein	nein	ja	ja	ja
Definition der Rotorscheibe	nein	ja	ja	ja	ja	ja
Abstand des Referenzrotors	1 R	1 R	1 R	1 R	0.1 R	0.1 R
Produktion durch Zirkulation	nein	nein	ja	ja	ja	ja

Sensitivitätsstudien sind in Tabelle 5.3 aufgelistet. Die Sensitivitätsstudie k9 unterscheidet sich von der Sensitivitätsstudie k8 einzig durch einen behobenen Indexfehler in der Behandlung von Gebäuden in MITRAS. Der Fehler wurde im Rahmen dieser Arbeit in Zusammenarbeit mit Andrea Gierisch behoben. Der Fehler in der Gebäudebehandlung verursachte eine übermäßig hohe Windgeschwindigkeit an Südost-Ecken von Gebäuden in Bodennähe. Näheres zu den Ergebnissen ist den Abschnitten 5.3.1 und 5.3.6 zu entnehmen.

Tabelle 5.3: Untersuchte Eigenschaften des Modells für die Sensitivitätsstudien der Windkraftanlage Nibe B.

Sensitivitätsstudie	untersuchte Eigenschaft des Modells
o1	Umströmung der Hindernisse
m1	Ausbildung des Nachlaufes
m6	Einfluss der Turbulenz
m8	Einfluss der Getriebegondel
k8	Abstand des Referenzrotors
k9	Gebäudebehandlung korrigiert

5.3.1 Basissimulation o1

Die Umgebung der Windkraftanlage wird zunächst ohne vollständig eingeschaltete Windkraftanlagen, nur mit den Türmen ohne Getriebegondel und Rotor simuliert.

Abbildung 5.3 zeigt die turbulente kinetische Energie in einem Horizontalschnitt durch das gesamte Modellgebiet in 2 m über Grund. Im südlichen Teil der Abbildung sind die

Positionen der beiden Türme der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B sowie die Positionen der vier meteorologischen Masten zu erkennen. Von Süden her lautet die Reihenfolge: Nibe B, Mast 1 und 2, Nibe A und nördlich davon die Masten 3 und 4. Die turbulente kinetische Energie ist im nahezu gesamten Modellgebiet gleichmäßig, nur an den Türmen der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B treten höhere Werte auf. Aus der turbulenten kinetischen Energie wird die turbulente Intensität berechnet (Abschnitt 5.1). Die turbulente Intensität in 3 m über Grund am Mast 1 beträgt $I_0(3) = 0.1197$ und entspricht somit der gemessenen turbulenten Intensität (Abschnitt 5.1). Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden Schnitte durch den äquidistanten Bereich des Modellgebietes betrachtet.

Abbildung 5.4 zeigt Horizontalschnitte durch den äquidistanten Bereich des Modellgebietes in 2 m über Grund. Im südlichen Teil der einzelnen Abbildungen ist der Turm der Windkraftanlage Nibe B, im nördlichen Bereich der der Anlage Nibe A zu erkennen. Die Abbildungen sind mit skaliertem Seitenverhältnis erstellt. Abbildung 5.4a zeigt die Windgeschwindigkeit. Hier fällt die Asymmetrie an der Gebäudeumströmung deutlich auf. Da der Fehler in der Gebäudebehandlung des Modells erst zum Ende dieser Arbeit behoben wurde, konnten die Sensitivitätsstudien aus Zeitgründen nicht wiederholt werden. Das Windmaximum tritt daher in allen Modellrechnungen für die Windkraftanlage Nibe B bis auf Sensitivitätsstudie k9 auf. Das extreme Maximum der Windgeschwindigkeit zeigt sich auch in den Abbildungen für die einzelnen Windkomponenten deutlich. Indiziert wird es durch die fehlerhafte Berechnung der Windkomponente in Ost-West-Richtung u (Abbildung 5.4b). Die Nord-Südkomponente v muss zum Ausgleich extrem hoch werden und liefert somit den Hauptbeitrag zur Windstärke (Abbildung 5.4c). Als Reaktion hierauf zeigt die vertikale Komponente w ein starkes Absinken und in der Nachbarzelle ein entsprechendes Aufsteigen (Abbildung 5.4d). Da dieses Verhalten nur in der untersten Gitterzelle auftritt, wird die Lösung des Nachlaufs auf Höhe des Rotors nicht wesentlich beeinflusst (Abschnitt 5.3.6). Dies ist in Abbildung 5.5, einem Vertikalschnitt der Windkomponenten in Süd-Nord-Richtung quer zum Nachlauf eine Gitterzelle (4 m) im Luv der Windkraftanlage, zu erkennen. Hier zeigt sich das Windmaximum an der südöstlichen Gebäudeecke in der untersten Gitterzelle. Die vertikal begrenzte Ausdehnung des extremen Maximums ist gut zu erkennen.

An den anderen Gebäudeecken entstehen die für Gebäudeumströmung typischen leichte Erhöhungen der Windgeschwindigkeit. Das weitere Modellgebiet ist homogen in der Windgeschwindigkeit.

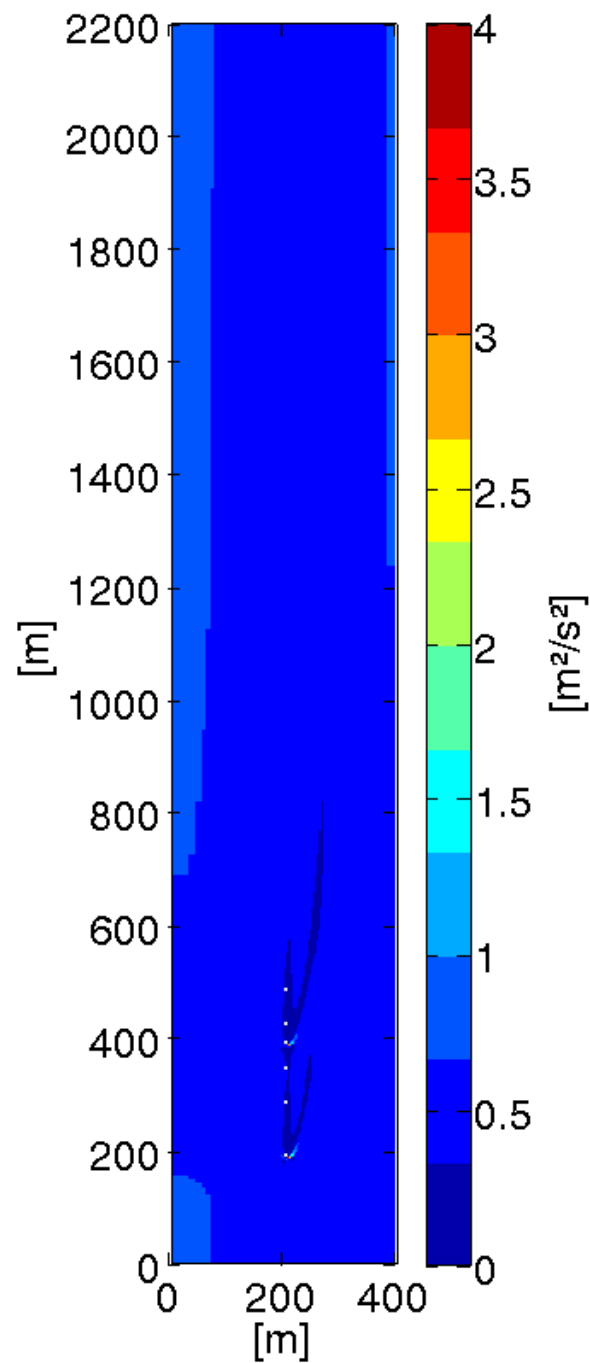


Abbildung 5.3: Horizontalschnitt der turbulenten kinetischen Energie in 2 m über Grund für Basissimulation o1. Die Abbildung zeigt das gesamte Modellgebiet mit den Türmen der Windkraftanlagen Nibe A und Nibe B und den vier meteorologischen Masten.

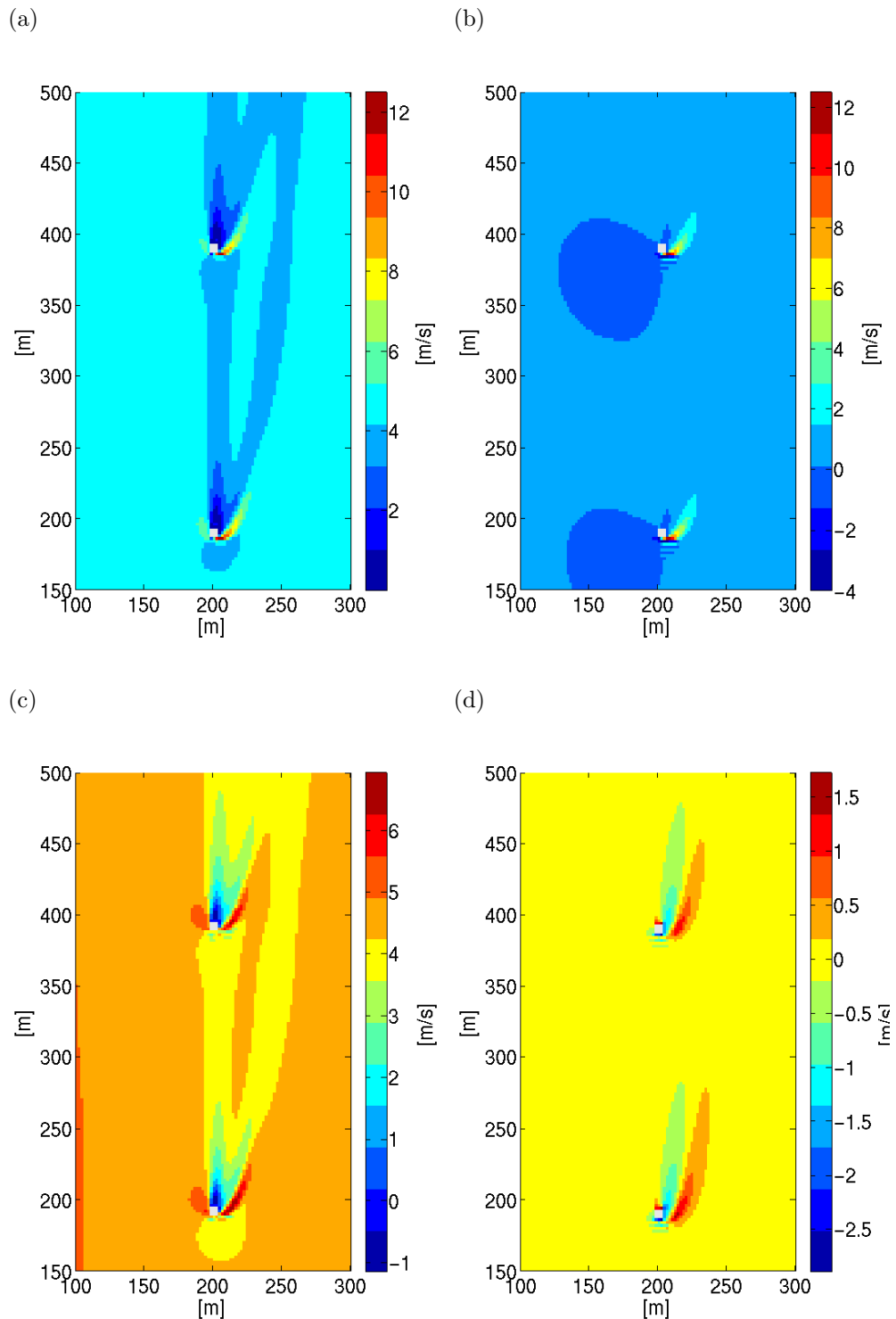


Abbildung 5.4: Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Basissimulation o1, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit $|f|$, (b) die Windkomponente u in West-Ost Richtung, (c) die Windkomponente v in Süd-Nord Richtung und (d) den Vertikalwind w .

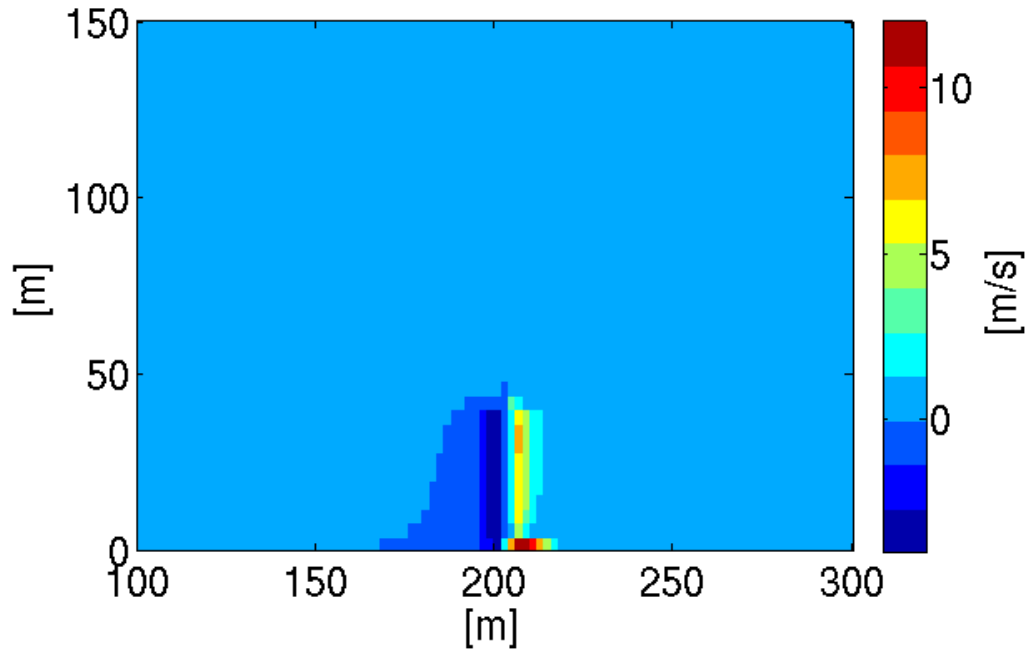


Abbildung 5.5: Vertikalschnitt der Windkomponente u in Süd-Nord-Richtung der Basissimulation o1, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters quer zum Nachlauf einer Gitterzelle (4 m) im Luv des Turms der Windkraftanlage Nibe B.

5.3.2 Sensitivitätsstudie m1

Im Modellgebiet der Sensitivitätsstudie m1 sind die Windkraftanlagen analog zum Basislauf o1 durch Türme ohne Getriebegondel realisiert. Die Anfangsbedingungen sind mit den Bedingungen des Basislaufs o1 identisch. Neu hinzu kommt die Parametrisierung des Rotors durch die Rotorscheibe. An dieser Rotorscheibe wird ein zusätzlicher Term in den Bewegungsgleichungen definiert (Abschnitt 4.2.1). Durch diesen Term wird Impuls der mittleren Strömung entnommen. Der entnommene Impuls hängt von der Stärke des Referenzwindes ab. Wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, ist der Referenzrotor in Sensitivitätsstudie m1 einen Rotordurchmesser stromauf der Rotorscheibe positioniert (40 m). Der Durchmesser des Referenzrotors wird gleich dem Rotordurchmesser gewählt. In dieser Modellrechnung wird keine zusätzliche Produktion von Turbulenz durch den Rotor berücksichtigt, so dass die zu beobachtenden Effekte ausschließlich durch die Impulsreduktion zustande kommen.

Abbildung 5.6 zeigt Horizontalschnitte durch den äquidistanten Modellbereich in 38 m

über Grund. Dieser Horizontalschnitt erfolgt eine Gitterzelle (4 m) unterhalb der Turmspitze und 7 m unterhalb der Rotornabe. Der Betrag des Horizontalwindes (Abbildung 5.6a) zeigt ein extrem ausgeprägtes Minimum im nahen Nachlauf bis zu einer Entfernung von zwei Rotordurchmessern im Lee der Windkraftanlage Nibe B. Das Minimum hat eine ringförmige Gestalt und beträgt 0 ms^{-1} . Im Zentrum des Ringes beträgt die Windstärke etwa 2 ms^{-1} . Die Erklärung für dieses Verhalten findet sich in Abbildung 5.6b. Dargestellt ist die Hauptwindkomponente v in Süd-Nord Richtung. Im Abstand bis zu einem Rotordurchmesser stromab der Windkraftanlage ist die Windkomponente negativ, d. h. von Nord nach Süd gerichtet. Dies ist der Hauptwindrichtung entgegengesetzt und bedeutet, dass nach diesen Modellergebnissen der Rotor von beiden Seiten angeströmt wird. Dieses Verhalten wäre technisch nicht erwünscht, da der Rotor damit in einem windstillen Bereich steht und keine Leistung liefern könnte. Zu erklären ist dieses Phänomen durch eine zu stark modellierte Impulsreduktion durch den Rotor. Der Impuls der Strömung wird vollständig absorbiert, so dass die Windstärke Null wird und eine Rückströmung stromabwärts des Rotors entsteht. Einen Rotordurchmesser stromaufwärts der Rotorscheibe ist die Windgeschwindigkeit nahezu ungestört und somit deutlich stärker als in der Stausituation direkt am Rotor. So wird der absorbierende Term unrealistisch hoch. Die Wahl der Referenzscheibe scheint daher ungeeignet und sollte so gewählt werden, dass die Windstärke am Rotor besser repräsentiert wird.

Abbildung 5.6c zeigt die Abweichungen vom mittleren Druck. Die Stausituation im Luv des Rotors ist mit einem deutlichen Druckabfall zu einem Druckminimum im Lee des Rotors zu erkennen. Der Drucksprung beträgt rund 60 Pa und entspricht somit der Größenordnung des Druckfalls an einem windundurchlässigen Hindernis wie dem Turm der Windkraftanlage Nibe A. Dies unterstreicht die unrealistischen Ergebnisse der Modellrechnung.

Die turbulente kinetische Energie (Abbildung 5.6d) zeigt vier lokale Maxima im Nachlauf der Windkraftanlage Nibe B. Die beiden stärksten Maxima sind im Randbereich des Rotors zu lokalisieren. Hier entsteht durch die Windscherung zwischen der Staulage vor dem Rotor und der nahezu ungestörten Strömung eine hohe mechanische Produktion. Die anderen beiden Maxima liegen einen Rotordurchmesser stromabwärts der Windkraftanlage beiderseits der Modellachse und schließen somit seitlich an den windstillen Bereich an. Auch hier ist die mechanische Produktion der turbulenten kinetischen Energie besonders groß. Im vertikalen Schnitt entlang der Nachlaufströmung (Abbildung 5.7a) ist dieser Bereich ebenfalls zu erkennen. In dieser Abbildung ist auch ein Maximum der turbulenten

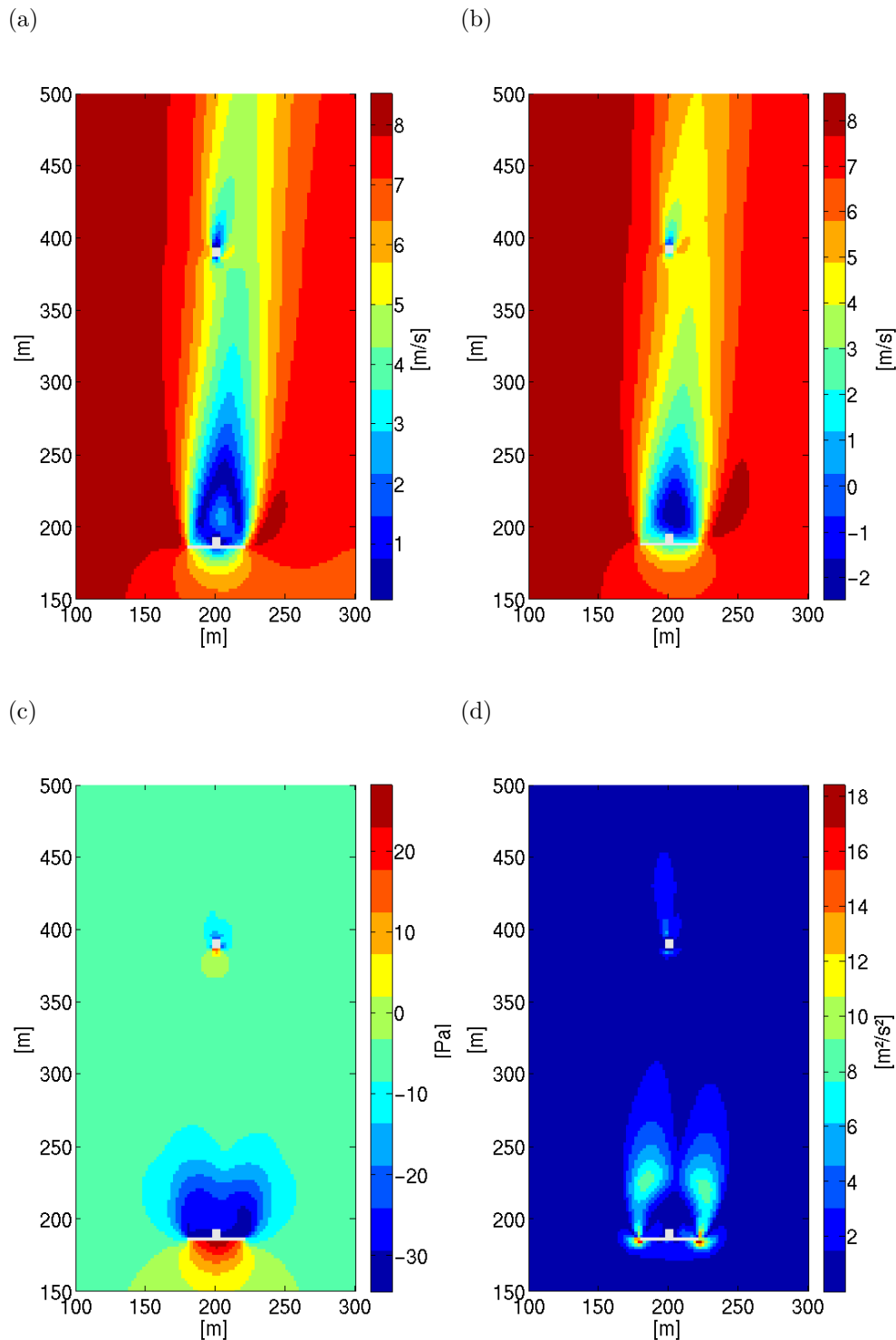


Abbildung 5.6: Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie m1, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit f , (b) die Windkomponente v in Süd-Nord Richtung, (c) die Abweichung vom mittleren Druck und (d) die turbulente kinetische Energie $\bar{e}$.

kinetischen Energie am oberen Rand des Rotors zu erkennen. Hierzu ist in dem vertikalen Schnitt senkrecht zur Nachlaufströmung (Abbildung 5.7b) zu erkennen, dass am gesamten Rand des Rotors die turbulente kinetische Energie durch erhöhte mechanische Produktion erhöht ist.

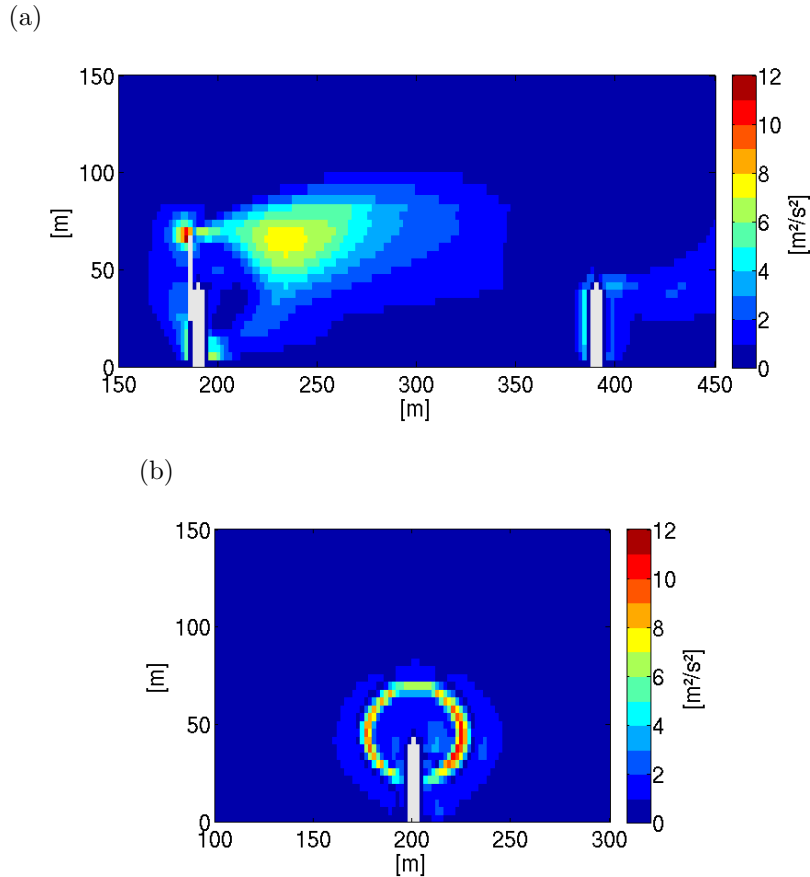


Abbildung 5.7: Vertikalschnitte der turbulenten kinetischen Energie für Sensitivitätsstudie m1, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters (a) mittig entlang des Nachlaufs und (b) quer zum Nachlauf durch den Turm der Windkraftanlage Nibe B.

Um die Werte für die turbulente kinetische Energie zu überprüfen, sollen die Ergebnisse der Modellrechnung mit den Feldmessungen der Windkraftanlage Nibe B verglichen werden. Die Feldmessungen für Nibe B sind in Form von Querschnitten des Nachlaufs an vier Messmasten bereitgestellt. Die Werte werden als turbulente Geschwindigkeit und turbulente Intensität dargestellt (Taylor, 1990). Zum Vergleich werden die Modellergebnisse, wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, umgerechnet.

In Abbildung 5.8a ist der Querschnitt durch den Nachlauf auf Höhe der Rotornabe für die

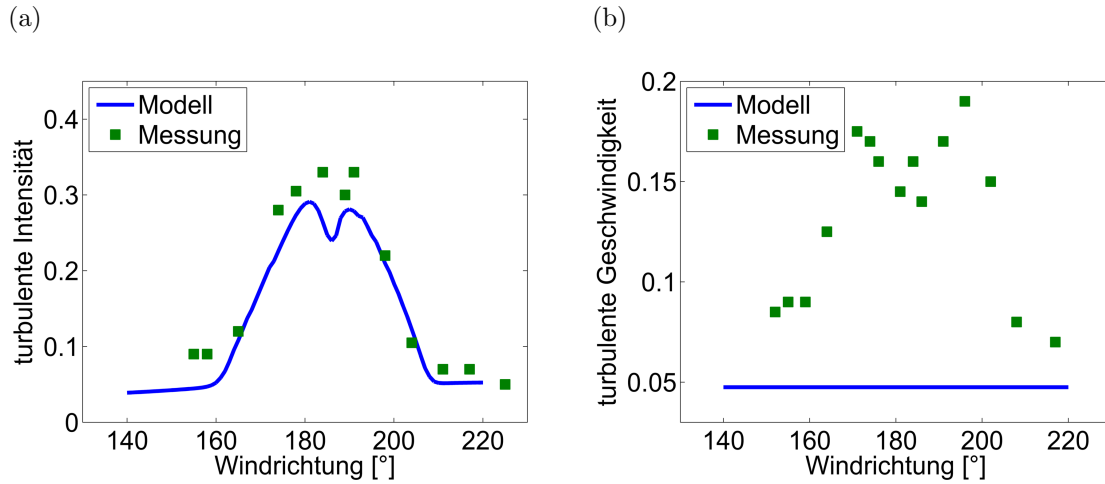


Abbildung 5.8: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie m1. Die Abbildungen zeigen (a) die turbulente Intensität und (b) die turbulente Geschwindigkeit am meteorologischen Mast 1 (100 m im Lee der Windkraftanlage Nibe B). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen der Mast 1 nicht immer im direkten Nachlauf stand. Die Modellergebnisse sind an der Position des Mastes 1 entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

turbulente Intensität am Mast 1 dargestellt (100 m stromab der Windkraftanlage Nibe B). Mit dem meteorologischen Mast 1 wurde an einer Position gemessen, da der Wind nicht konstant aus einer Richtung kam, mäandrierte der Nachlauf um den Mast. So kann eine mittlere Gestalt des Nachlaufs gezeigt werden. Die Messungen der turbulenten Intensität zeigen ein klar abgegrenztes Maximum. Die Modellergebnisse zeigen eine Struktur mit einem doppelten Maximum. Die Werte für die turbulente Intensität außerhalb der direkten Nachlaufströmung werden unterschätzt, ebenso der Maximalwert. Gut wiedergegeben wird die Position der Flanken, dem Übergang zwischen der turbulenten Nachlaufströmung und der relativ turbulenzarmen umgebenden Strömung.

In Abbildung 5.8b ist ein Querschnitt durch die normierte turbulente Geschwindigkeit des Nachlaufs am Mast 1 dargestellt. Die Messungen zeigen ein doppeltes Maximum (Taylor, 1990). Dies ist in den Modellergebnissen nicht zu erkennen, da die turbulente kinetische Energie in den Modellergebnissen so gering ist, dass sie normiert quasi konstant ist. Dies ist ein Hinweis auf eine im Modell zu gering modellierte turbulente kinetische Energie. Die Ergebnisse für die turbulente Intensität und die normierte turbulente Geschwindigkeit

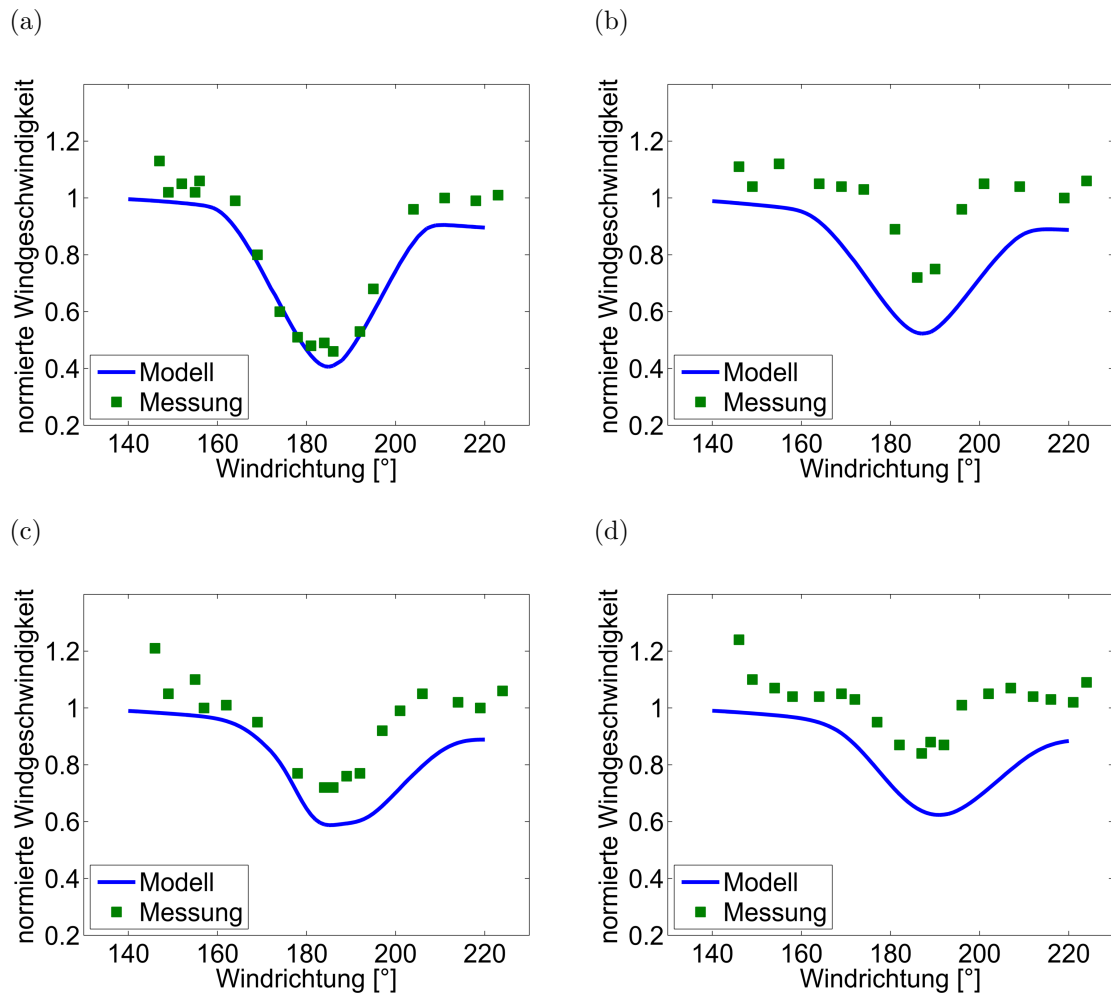


Abbildung 5.9: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie m1. Die Abbildungen zeigen die normierte Windgeschwindigkeit am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

zeigen an den Messmasten zwei bis vier ein analoges Verhalten (ohne Abbildung).

In Abbildung 5.9 werden die Querschnitte durch den Nachlauf für die normierten Windgeschwindigkeit (Abschnitt 5.1) an den vier Masten gezeigt (100 m, 160 m, 240 m und 300 m im Lee von Windkraftanlage Nibe B). Am Mast 1 zeigen die Messungen für den Kern des

Nachlaufs ein ausgeprägtes Minimum (Abbildung 5.9a). Die Flanken sind klar abgegrenzt gegenüber der ungestörten Strömung. Die Messungen zeigen in der ungestörten Strömung eine normierte Windgeschwindigkeit größer eins. Dies wird in Taylor (1990) nicht erläutert, kann jedoch in der Wahl des Wertes der freien Anströmung begründet sein (Abschnitt 5.1). Die Ergebnisse der Sensitivitätsstudie m1 zeigen in der ungestörten Strömung geringere normierte Windgeschwindigkeiten. Dies kann in der Wahl des Referenzwertes zur Normierung begründet sein. Die Position der Flanken und damit die Breite des Nachlaufs wird gut wiedergegeben. Das Minimum der Modellergebnisse am Mast 1 hat eine etwas geringere Amplitude als die Messwerte. Insgesamt haben die Modellergebnisse einen Offset im Vergleich zu den Messwerten. In der weiteren Nachlaufströmung wird an den Masten zwei bis vier (Abbildungen 5.9b bis 5.9d) die normierte Windgeschwindigkeit im Modell generell zu niedrig gezeigt. Die Amplitude und die generelle Struktur werden gut wiedergegeben.

Die Horizontalschnitte der Windgeschwindigkeit deuten darauf hin, dass zu viel Impuls an der Rotorscheibe absorbiert wird. Desweiteren scheint an der Rotorscheibe nicht genügend Impuls in turbulente kinetische Energie umgesetzt zu werden. Die Werte für die turbulente Geschwindigkeit sind zu gering, während die der turbulenten Intensität einen Offset aufweisen. So wird das turbulente Auffüllen des Nachlaufs nicht simuliert. Desweiteren wird durch die fehlende Existenz der Getriebegondel der Nachlauf stark beeinflusst. Das unrealistische Windminimum mit der Rückströmung am Rotor liegt nicht im Bereich der Messmasten, hat aber mit Sicherheit ebenfalls Einfluss auf die Gestalt und Werte der normierten Windgeschwindigkeit.

5.3.3 Sensitivitätsstudie m6

In Modellrechnung m6 ist die Windkraftanlage Nibe B genau wie in Modellrechnung m1 durch eine Rotorscheibe und einen Turm ohne Getriebegondel parametrisiert. Alle Bedingungen, so auch die Position des Referenzrotors, sind identisch zu den Bedingungen der Modellrechnung m1. Anders als in Modellrechnung m1 wird in Modellrechnung m6 an jeder Gitterzelle der Rotorscheibe ein Teil des entnommenen Impulses in turbulente kinetische Energie umgesetzt. Diese zusätzliche Energie wird gemäß den Gleichungen 4.9 und 4.10 an jeder Gitterzelle des Referenzrotors durch einen zusätzlichen Quellterm zur turbulenten kinetischen Energie hinzu addiert.

Der zusätzliche Produktionsterm in der turbulenten kinetischen Energie ist klein, gemessen am Gesamtwert der turbulenten kinetischen Energie. So sind augenscheinlich zunächst keine Änderungen zu den Abbildungen der Modellrechnung m1 zu erkennen. Werden jedoch die Differenzen der einzelnen Größen zwischen diesen beiden Modellrechnungen gebildet, sind Unterschiede zu erkennen. In Abbildung 5.10 wird die Differenz m6 minus m1 für die turbulente kinetische Energie (Abbildung 5.10a) und die Windgeschwindigkeit (Abbildung 5.10b) dargestellt. Positive Werte bedeuten somit höhere Werte in Modellrechnung m6. Die Abbildungen zeigen einen $100\text{ m} \times 100\text{ m}$ großen Ausschnitt aus dem Modellgebiet in direkter Umgebung der Windkraftanlage Nibe B.

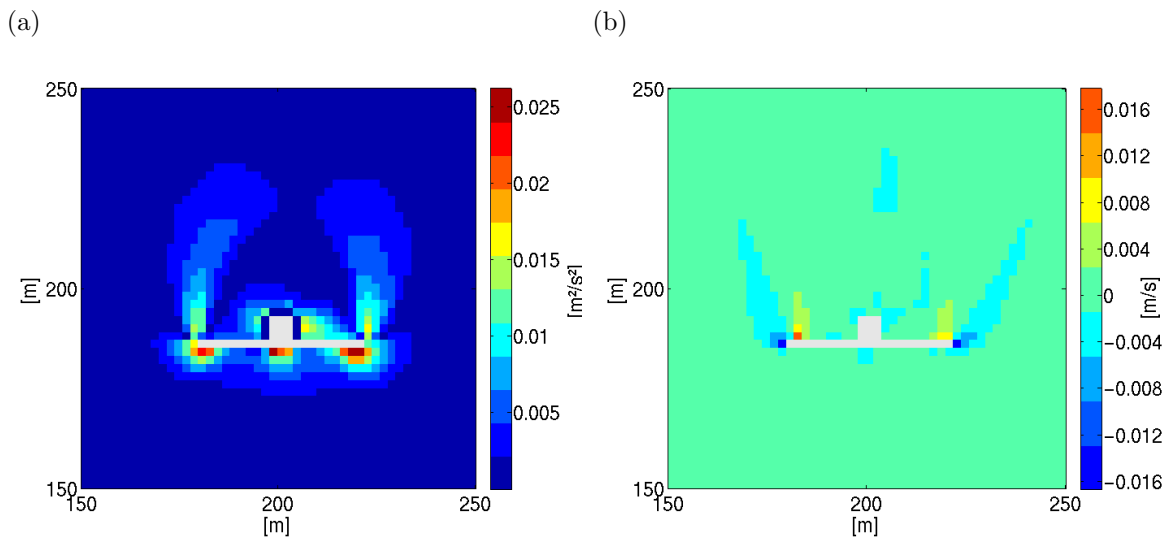


Abbildung 5.10: Horizontalschnitte der Sensitivitätsstudien m6 und m1 in 38 m über Grund. Die Abbildungen zeigen für die direkte Umgebung der Windkraftanlage Nibe B die Differenzen (a) der turbulenten kinetischen Energie $\bar{e}$ und (b) der Windgeschwindigkeit ff .

In Abbildung 5.10a wird deutlich, dass in der direkten Umgebung der Rotorscheibe die turbulente kinetische Energie durch den zusätzlichen Produktionsterm (Gleichungen 4.9 und 4.10) in Sensitivitätsstudie m6 gegenüber Sensitivitätsstudie m1 leicht erhöht ist. Dies wirkt sich durch eine etwas größere turbulente Durchmischung auch auf das Windfeld aus. Abbildung 5.10b zeigt eine Abschwächung des Windes in der Umströmung des Rotors und eine Zunahme in dem äußeren Bereich der Nachlaufströmung. So wird das Windgeschwindigkeitsminimum in Sensitivitätsstudie m6 etwas schwächer. Im Kern der Nachlaufströmung werden geringe Effekte erzielt, so dass der Einfluss des Produktionsterms der turbulenten kinetischen Energie auf das Windfeld nicht so stark wie benötigt

zum Tragen kommen. Das in den Messungen gefundene, etwas flachere Minimum der Windgeschwindigkeit in der Mitte des Nachlaufs stellt sich nicht ein. Dieser Bereich wird vermutlich stark durch Turbulenzproduktion an der Getriebegondel beeinflusst, so dass dieser Parameter zur korrekten Darstellung des Nachlaufs benötigt wird.

5.3.4 Sensitivitätsstudie m8

In Sensitivitätsstudie m8 werden der Einfluss der Getriebegondel auf die Windgeschwindigkeit und die turbulente kinetische Energie des Nachlaufs einer Windkraftanlage untersucht. Dazu wird bei der Windkraftanlage Nibe B neben Turm und Rotorscheibe zusätzlich auch die Getriebegondel dargestellt. Wie in Sensitivitätsstudie m6 wird am Rotor ein Teil des entnommenen Impulses in turbulente kinetische Energie umgewandelt. Alle Bedingungen sind identisch zur Sensitivitätsstudie m6.

Anders als in den Sensitivitätsstudien m1 und m6 ist in Sensitivitätsstudie m8 die Ausrichtung des Rotors und der Getriebegondel abhängig von der Windrichtung am Referenzrotor. Bei Drehung des Rotors mit dem Wind ändert sich auch die Position des Referenzrotors. Die Position wird, ausgehend vom Mittelpunkt des Rotors, in einem Abstand von einem Rotordurchmesser (40 m) im Luv des Rotors gewählt. Während der Modellsimulation dreht der Südwind am Referenzrotor um 4.99° Richtung Westen. Somit wird vom Modell eine andere Rotormaske gewählt (Abschnitt 4.2.1.1). Die Position der Getriebegondel ändert sich bei dieser kleinen Winddrehung nicht (Abschnitt 4.1). Die Winddrehung im Modellgebiet entsteht durch Impulstransport aus den höheren Schichten in den Nachlauf der Windkraftanlage. Nach Emeis (2010) wird der entnommene Impuls größtenteils durch vertikalen Impulstransport ausgeglichen. Aufgrund der Corioliskraft existiert eine Winddrehung mit der Höhe, so dass sich die Windrichtung im Lee einer Windkraftanlage ändert. Durch die turbulente Durchmischung ändert sich das umgebende Windfeld ebenfalls.

Durch einen Fehler im Preprozessor MASK ist die Rotorscheibe bei geänderter Ausrichtung zwei Gitterzellen tief statt einer. Dadurch wird der Impuls an zwei, in Windrichtung direkt hintereinander liegenden, Gitterzellen entnommen. Abbildung 5.11a zeigt ein Windmaximum am Rotor, welches durch die doppelte Rotorscheibe entsteht. Die Windkomponente v wird hier nicht nur stark reduziert bzw. gleich Null, sondern sogar negativ (Abbildung 5.11b). Das bedeutet, dass der Rotor von der Rückseite mit rund 8 ms^{-1}

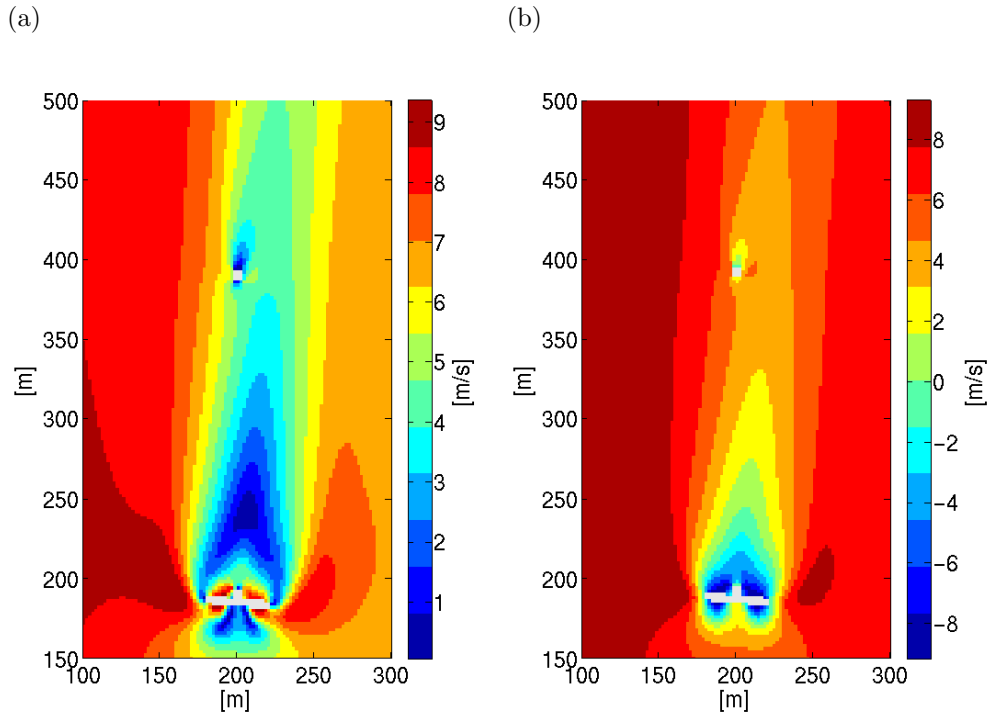


Abbildung 5.11: Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie m8, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit ff und (b) die Windkomponente v in Süd-Nord Richtung.

angeströmt wird. Diese Strömung von Norden ist so stark ausgeprägt, dass sie sich der eigentlichen Hauptanströmung entgegen bis südlich des Rotors (eigentlich die Luvseite) durchsetzt. Der Bereich mit Strömung von Norden ist etwa eineinhalb Rotordurchmesser lang und reicht von etwa einem halben Rotordurchmesser südlich und bis zu einem Rotordurchmesser nördlich des Rotors. In der ungestörten Strömung bleibt die Anströmung aus Süd erhalten. Auch im Nachlauf wird durch den Impulstransport in der Vertikalen die Strömung aus Süden aufrecht erhalten. Die Auswirkungen auf die normierte Windgeschwindigkeit zeigen sich in einem wesentlich größeren Bereich. In Abbildung 5.12 wird die normierte Windgeschwindigkeit als Querschnitt durch den Nachlauf an den vier meteorologischen Masten gezeigt (100 m, 160 m, 240 m und 300 m im Lee der Windkraftanlage). Die Minima im Kern des Nachlaufs sind klar abgegrenzt. Ebenso sind die Flanken im Bereich des Übergangs vom Nachlauf zur ungestörten Strömung deutlich zu erkennen. Die Position des Minimums und die der Flanken wird an den weiter entfernten Masten gegenüber den Messungen verschoben. Dies liegt an der durch den vertikalen Impulstransport gedrehten Windrichtung. Die Breite des Nachlaufs wird vom Modell gut wiederge-

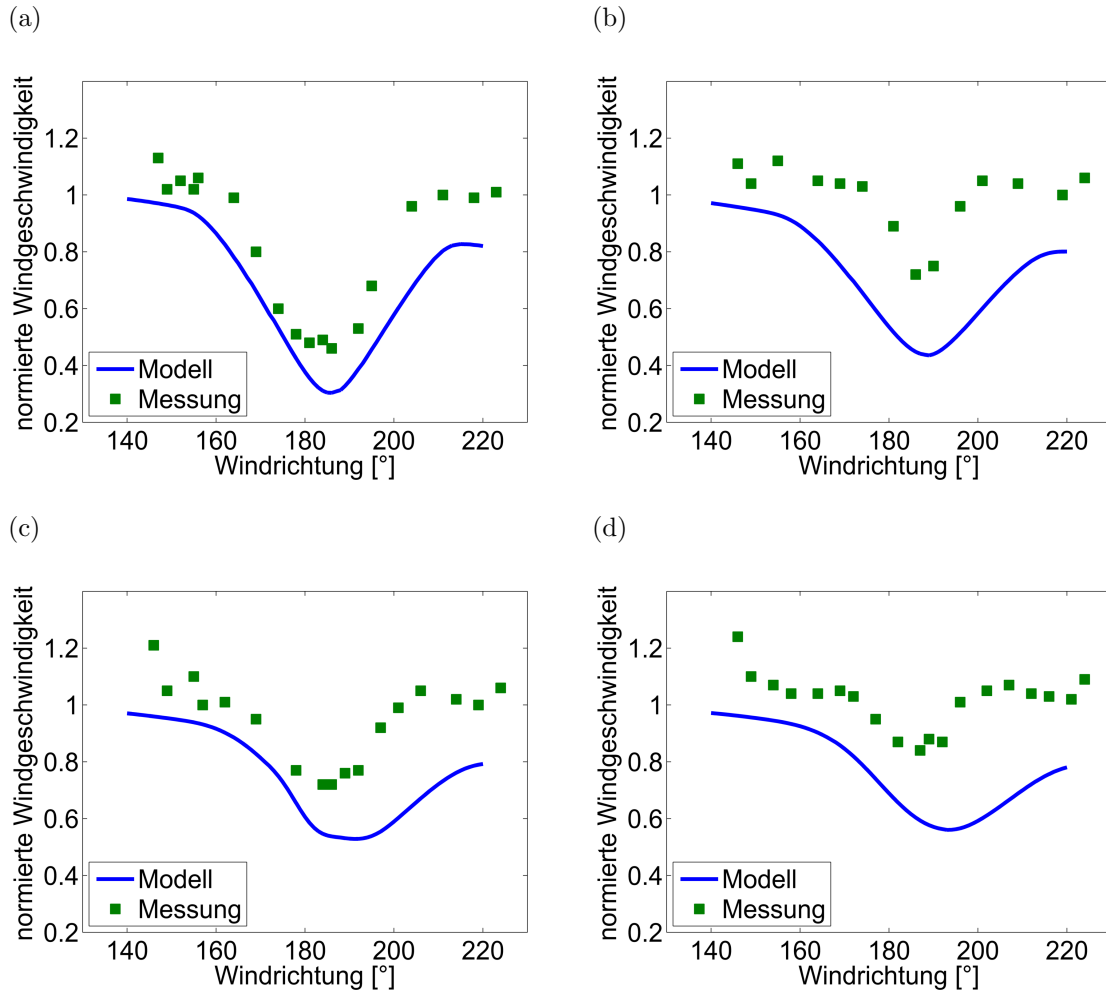


Abbildung 5.12: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie m8. Die Abbildungen zeigen die normierte Windgeschwindigkeit am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

geben. Die Amplitude in den Modellergebnissen ist aufgrund der starken Absorption an allen vier Masten größer als die gemessene Amplitude. Modellergebnisse und Messungen zeigen an allen vier Masten einen Offset. Dies verstärkt den Eindruck der nicht optimal gewählten Position des Referenzrotors aus Abschnitt 5.3.2.

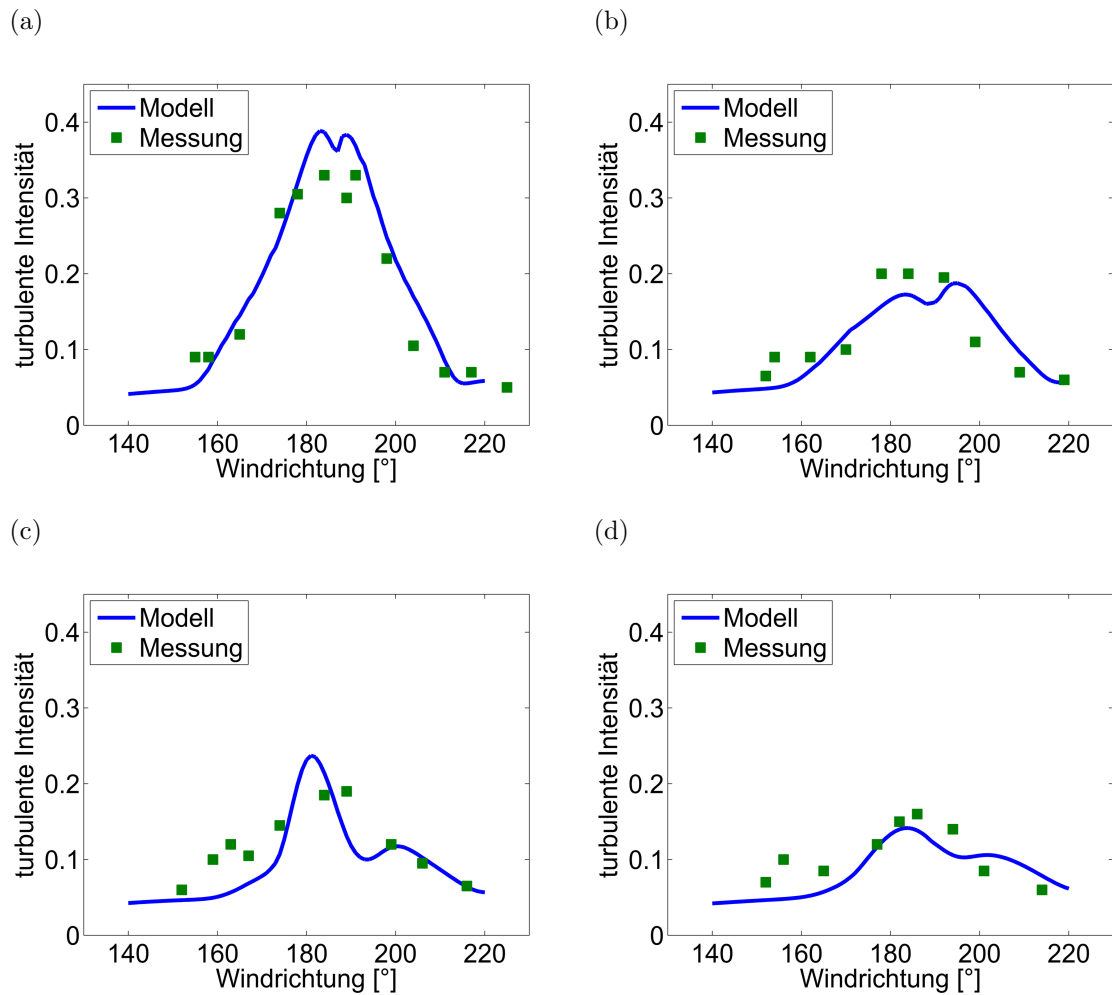


Abbildung 5.13: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie m8. Die Abbildungen zeigen die turbulente Intensität am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

Die Auswirkung der Getriebegondel auf die turbulente kinetische Energie wird durch den Vergleich der turbulenten Intensität (Abbildung 5.13) und der turbulenten Geschwindigkeit (Abbildung 5.14) mit den Ergebnissen aus Sensitivitätsstudie m1 deutlich. Abbildung 5.13 zeigt die turbulente Intensität an den meteorologischen Masten 1 bis 4. Ein Vergleich

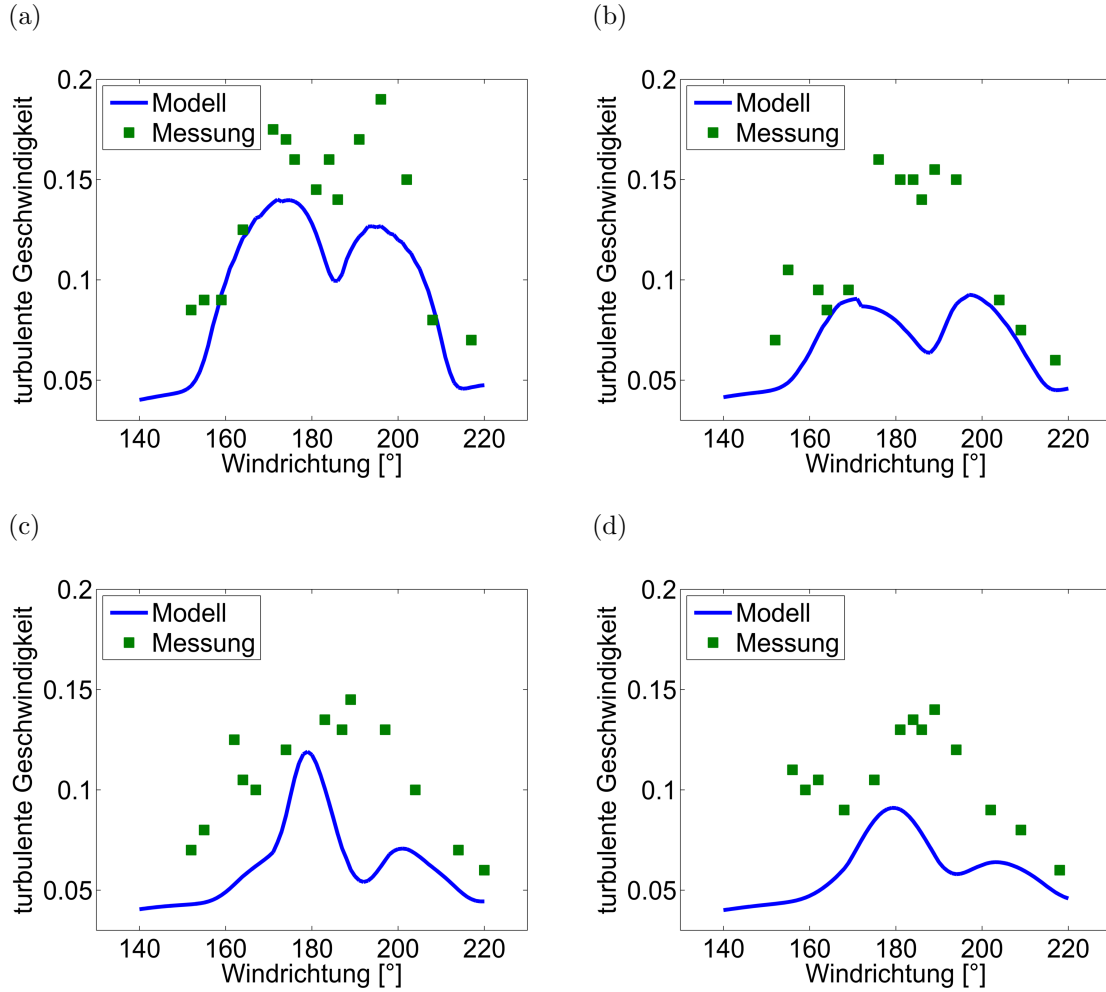


Abbildung 5.14: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie m8. Die Abbildungen zeigen die turbulente Geschwindigkeit am meteorologischen (a) Mast 1 (100 *m* im Lee), (b) Mast 2 (160 *m* im Lee), (c) Mast 3 (240 *m* im Lee) und (d) Mast 4 (300 *m* im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

der turbulenten Intensität am Mast 1 für Modellrechnung m8 (Abbildung 5.13a) mit der entsprechenden Abbildung der Modellrechnung m1 (Abbildung 5.8a) zeigt eine Zunahme der turbulenten Intensität im Kern des Nachlaufs. Die Amplitude der Modellergebnisse übersteigt die Amplitude der Messergebnisse. Ein entsprechendes Bild zeigt sich auch am

Mast 3 (Abbildung 5.13c). Am Mast 2 und 4 (Abbildungen 5.13b und 5.13d) werden die Amplituden gut wiedergegeben. An keinem der Masten ist ein Offset zwischen den Modellergebnissen und den Messungen zu erkennen. Am Mast 1 wird die Position der Flanken zum Übergang der ungestörten Strömung gut wiedergegeben.

Abbildung 5.14 der turbulenten Geschwindigkeit zeigt die deutlichsten Unterschiede zu der Abbildung der Sensitivitätsstudie m1 (Abbildung 5.8b). In Sensitivitätsstudie m1 kann in den normierten Werten der turbulenten Geschwindigkeit keine Amplitude festgestellt werden. Die Amplitude der turbulenten Geschwindigkeit in Sensitivitätsstudie m8 am Mast 1 stimmt gut mit der Amplitude der Messungen überein (Abbildung 5.14a). Die Modellergebnisse zeigen das in den Messungen gefundene doppelte Maximum (Taylor, 1990). Die Position der Flanken und somit auch die Breite des Nachlaufs werden gut wiedergegeben. Die Modellergebnisse zeigen einen Offset. An den Masten 2, 3 und 4 sind die Amplituden deutlich größer als bei der Sensitivitätsstudie m1. Am Mast 2 wird, wie am Mast 1, die Position und die Breite des Nachlaufs gut bestimmt (Abbildung 5.14b). Jedoch ist hier, genau wie an Mast 3 und 4, die Amplitude der Messungen nicht gut wiedergegeben.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsstudie m8 zeigen in der normierten Windgeschwindigkeit und in den turbulenten Geschwindigkeit einen Offset, so dass die Frage, ob die Position des Referenzrotors sinnvoll ist, nicht beantwortet werden kann. Deutlich wird in den Ergebnissen der turbulenten Geschwindigkeit die enorm wichtige Rolle der Getriebegondel für den Nachlauf. Dieser Einfluss beschränkt sich nicht auf den nahen Nachlauf (2 - 3 Rotordurchmesser im Lee der Windkraftanlage), sondern zeigt auch deutliche Veränderungen im fernen Nachlauf. Zur Überprüfung der Position des Referenzrotors sollte der Abstand zwischen Rotor und Referenzrotor verringert werden.

5.3.5 Sensitivitätsstudie k8

Sensitivitätsstudie k8 und m8 unterscheiden sich in zwei Einstellungen. Zum einen ist in Sensitivitätsstudie k8 der Fehler der doppelten Rotorscheibe (Abschnitt 5.3.4) im Preprozessor MASK behoben, zum anderen wird der Abstand des Referenzrotors zum Rotor verringert. Dies geschieht, um sicher zu stellen, dass die Werte für die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit zwischen Rotor und Referenzrotor nicht entkoppelt sind (Abschnitt 4.2.1.2). In Sensitivitätsstudie k8 wird ein Abstand von 1/10 Rotordurchmesser

verwendet. Alle weiteren Bedingungen sind identisch zur Sensitivitätsstudie m8.

Abbildung 5.15a zeigt einen Horizontalschnitt der Windgeschwindigkeit eine Gitterzelle (4 m) unterhalb der Getriebegondel. Anders als in den Abbildungen 5.6a und 5.11a beinhaltet der windstille Bereich hier nur die Strömung im Lee des Turms der Windkraftanlage Nibe B. Der Nachlauf des Rotors zeigt Windgeschwindigkeiten zwischen 5 ms^{-1} und 6 ms^{-1} . Abbildung 5.15b zeigt den entsprechenden Horizontalschnitt in 50 m Höhe (2 m unterhalb der Oberkante der Getriebegondel). Hier zeigt sich das Minimum der Windgeschwindigkeit direkt im Lee der Getriebegondel. Der Turm der Windkraftanlage Nibe A wird ohne Getriebegondel dargestellt und ist daher in dieser Abbildung nicht zu erkennen. Die zu starke Impulsabsorption, wie in den Sensitivitätsstudien m1, m6 und m8, wird nicht beobachtet. Der Rotor wird somit nicht von beiden Seiten angeströmt. Insgesamt zeigt die Sensitivitätsstudie k8 eine Strömung von Süden und scheint daher realistischer als die Sensitivitätsstudien m1, m6 und m8. Durch die geringere Impulsabsorption ist der Impulstransport aus größerer Höhe in den Nachlauf hinein nicht so groß wie in Sensitivitätsstudie m8. Die Windrichtungsänderung am Referenzrotor der Sensitivitätsstudie k8 beträgt 4.1° nach Westen.

Die Abbildungen 5.15c und 5.15d zeigen die Abweichungen vom mittleren Druck in 38 m und 50 m über Grund. Der Drucksprung von rund 60 Pa an einem windundurchlässigen Hindernis (Abschnitt 5.3.2) zeigt sich hier nur noch direkt am Turm bzw. der Getriebegondel. Dies steht im Gegensatz zur Sensitivitätsstudie m1, bei der ein derartig hoher Drucksprung auch am Rotor auftrat. Im Bereich des Rotors beträgt der Drucksprung in Sensitivitätsstudie k8 nun rund 30 Pa.

Abbildung 5.16 zeigt die Querschnitte durch den Nachlauf auf Rotornabenhöhe für die normierte Windgeschwindigkeit an den vier meteorologischen Masten. Diese Abbildungen unterscheiden sich deutlich von den entsprechenden Abbildungen der Sensitivitätsstudie m8 (Abbildung 5.12). An den Masten 2 (Abbildung 5.16b), 3 (Abbildung 5.16c) und 4 (Abbildung 5.16d) wird die Verringerung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf sehr gut bestimmt. Die Amplitude und die Position der Flanken sind gut wiedergegeben. Die Amplitude am Mast 1 (Abbildung 5.16a) wird in den Modellergebnissen etwas zu gering wiedergegeben, die Position der Flanken stimmt jedoch gut mit den Messungen überein. Die normierte Windgeschwindigkeit außerhalb des Nachlaufs wird an allen Masten zu gering wiedergegeben. Die Modellergebnisse und Messungen haben an allen Masten einen Offset von 0.12. Dieser ist geringer als in den Sensitivitätsstudien mit einem Abstand von

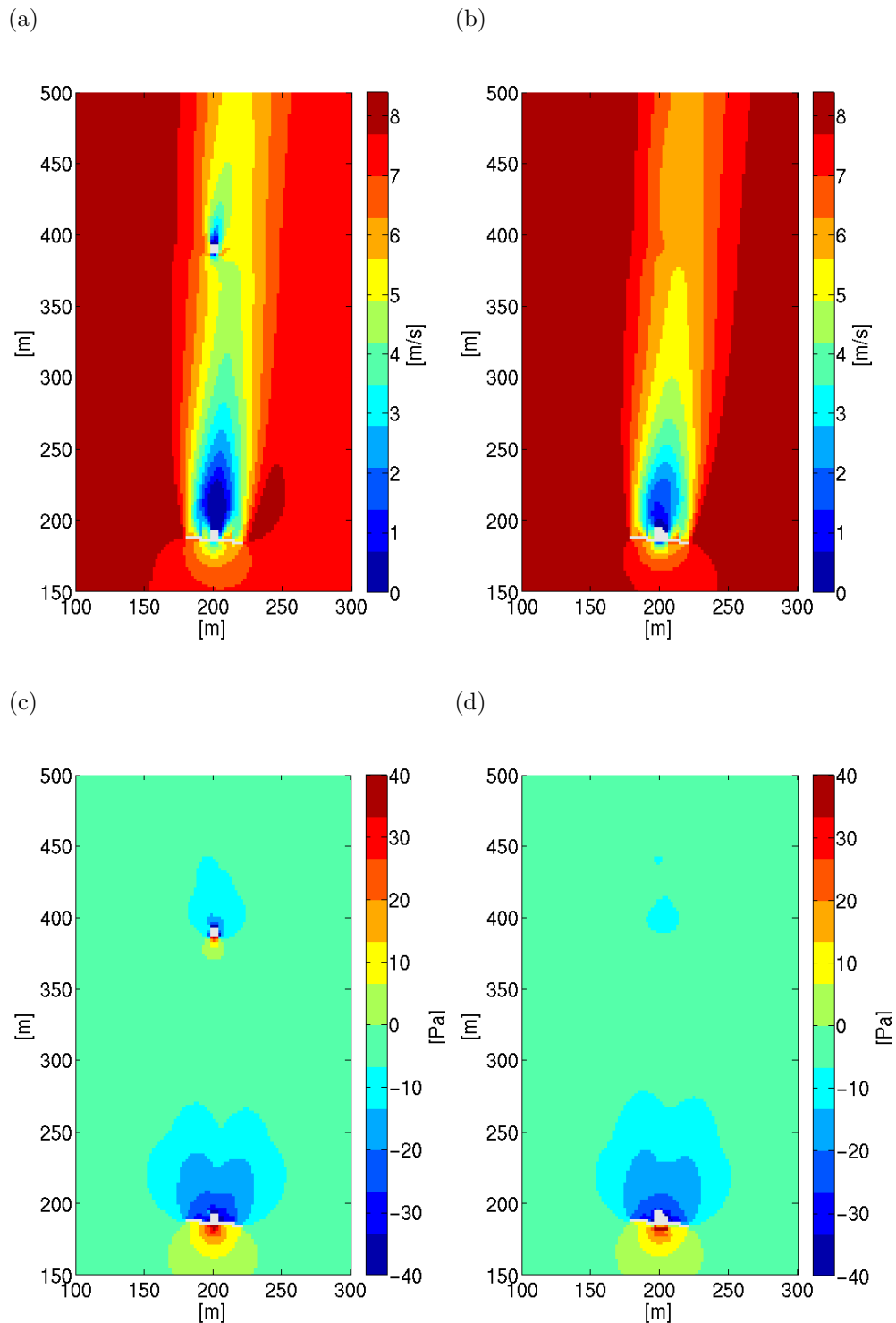


Abbildung 5.15: Horizontalschnitte in 38 m und 50 m über Grund für Sensitivitätsstudie k8, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für die Windgeschwindigkeit ff in (a) 38 m und (b) 50 m über Grund und die Abweichung vom mittleren Druck $p_1 + p_2$ in (c) 38 m und (d) 50 m über Grund.

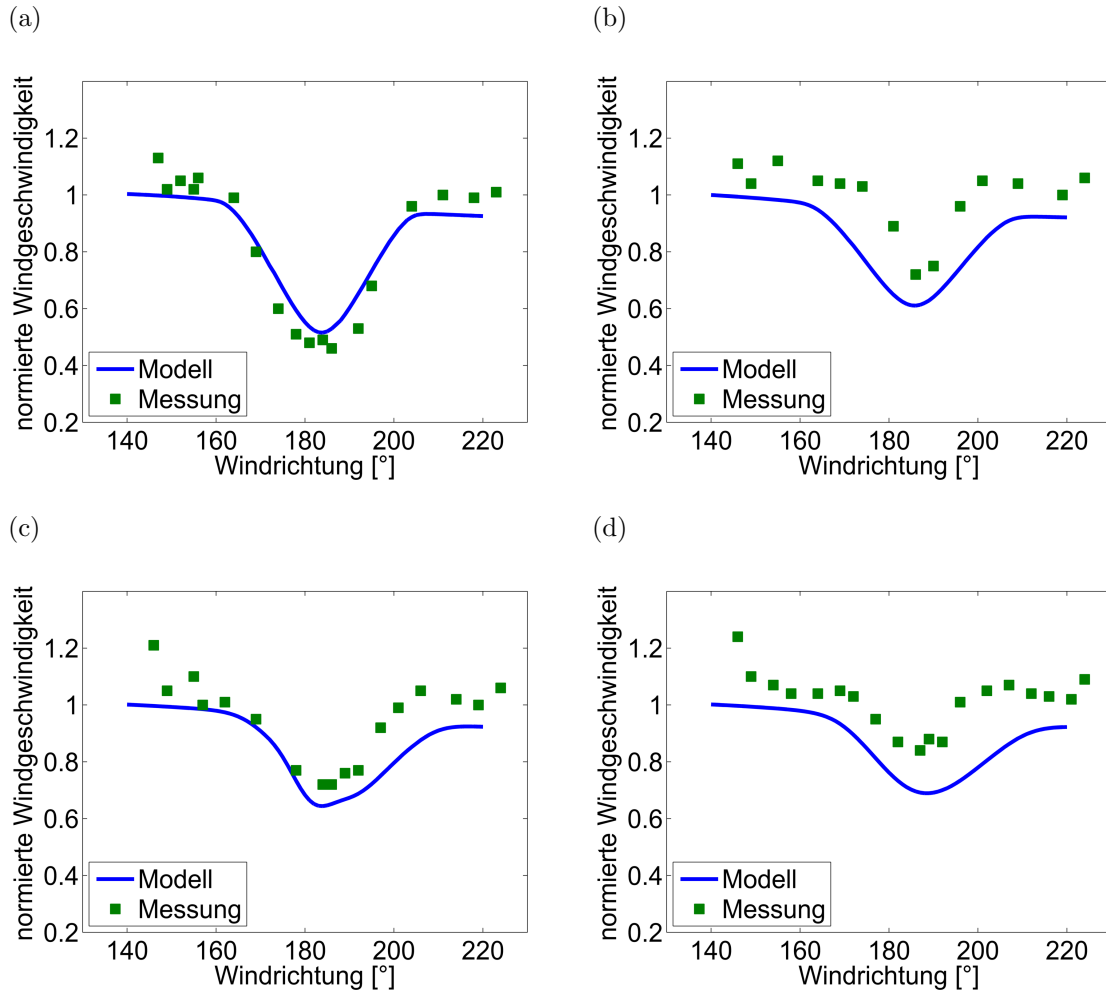


Abbildung 5.16: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie k8. Die Abbildungen zeigen die normierte Windgeschwindigkeit am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

einem Rotordurchmesser und ist somit in der Wahl des Referenzrotors begründet.

Abbildung 5.17 zeigt die Querschnitte durch den Nachlauf auf Rotornabenhöhe für die turbulente Intensität an den vier meteorologischen Masten. Die Amplituden der Modellergebnisse an den Masten 1 (Abbildung 5.17a) und 2 sind gegenüber den Messungen (Ab-

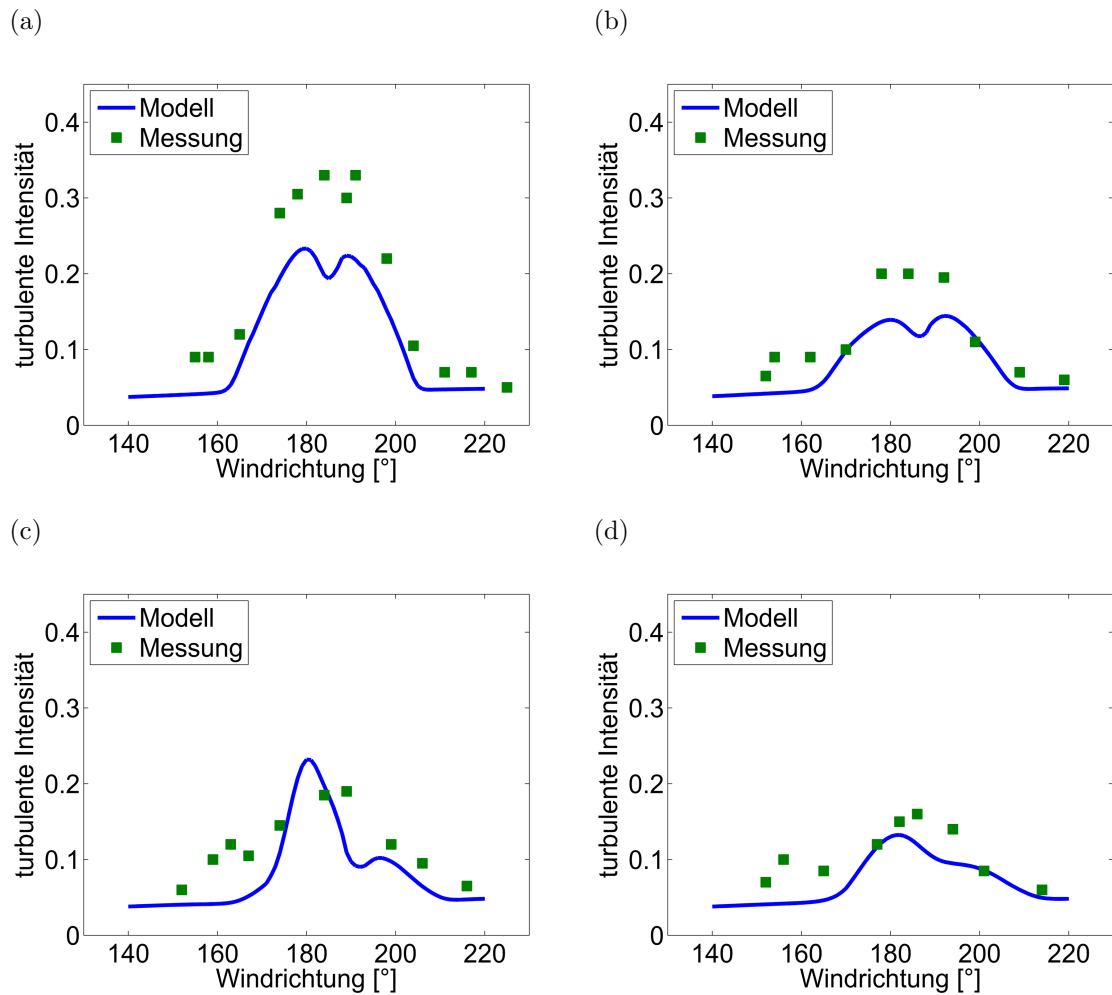


Abbildung 5.17: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie k8. Die Abbildungen zeigen die turbulente Intensität am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

bildung 5.17b) zu gering. Der Übergang zwischen der turbulenten Nachlaufströmung und der turbulenzarmen umgebenden Strömung wird jedoch gut wiedergegeben. Am Mast 3 (Abbildung 5.17c) wird die Amplitude der turbulenten Intensität überschätzt. Mast 3 steht einen Rotordurchmesser im Lee des Turms der Windkraftanlage Nibe A. Da Nibe A

ohne Getriebegondel dargestellt wird, sind die Querschnitte auf Höhe der Turmspitze von Nibe A gelegen. Bei der erhöhten Turbulenz am Mast 3 handelt es sich also um die turbulente Strömung an der Turmspitze der Windkraftanlage. Im fernen Nachlauf am Mast 4 (Abbildung 5.17d) stimmen Amplitude und Position der Flanken gut mit den Messungen überein.

Die turbulente Geschwindigkeit der vier meteorologischen Masten der Sensitivitätsstudie k8 wird in Abbildung 5.18 dargestellt. Die Struktur mit dem doppelten Maximum an den Masten 1 (Abbildung 5.18a) und 2 (Abbildung 5.18b) ist gut zu erkennen. Am Mast 1 ist die Amplitude der Messungen mit den Modellergebnissen gut getroffen. Insgesamt haben die Werte einen Offset. Die Amplitude am Mast 2 wird zu gering simuliert. Mast 3 (Abbildung 5.18c) zeigt ebenfalls ein doppeltes Maximum. Dies ist in den Feldmessungen nicht so klar zu erkennen. Die Amplitude und die Position der Flanken stimmen nicht gut überein. Dies kann in dem turbulenten Nachlauf der Turmspitze von Windkraftanlage Nibe A begründet sein. Die Modellergebnisse am Mast 4 (Abbildung 5.18d) können den Querschnitt durch den Nachlauf und die Amplitude nicht widerspiegeln.

Die Position des Referenzrotors hat entscheidende Auswirkungen auf die Gestaltung des Nachlaufs der Windkraftanlage Nibe B. Bei einem Abstand von $1/10$ Rotordurchmesser zum Rotor kann die Windgeschwindigkeit im fernen Nachlauf gut dargestellt werden. Das Minimum der normierten Windgeschwindigkeit am Mast 1 (100 m im Lee der Windkraftanlage) ist bei dieser Wahl des Referenzrotors nicht vollständig dargestellt. Der Mast 1 ist jedoch 2.5 Rotordurchmesser im Lee der Windkraftanlage errichtet und steht somit im nahen Nachlauf. Aufgrund der fehlenden aerodynamischen Details ist der Wirkungsscheibenansatz für den nahen Nachlauf nicht gut geeignet, so dass dieses Ergebnis zufriedenstellend ist. Die turbulente kinetische Energie des Nachlaufs der Windkraftanlage wird nicht vollständig bestimmt.

5.3.6 Sensitivitätsstudie k9

In Sensitivitätsstudie k9 wird die Windkraftanlage Nibe B wie in Sensitivitätsstudie k8 durch den Rotor mit Impulsabsorption und Produktion von turbulenter kinetischer Energie und den Turm mit Getriebegondel dargestellt. Alle Bedingungen sind identisch mit den Bedingungen der Sensitivitätsstudie k8. Die beiden Sensitivitätsstudien unterscheiden sich einzig durch einen behobenen Fehler in der Behandlung von Gebäuden in der unters-

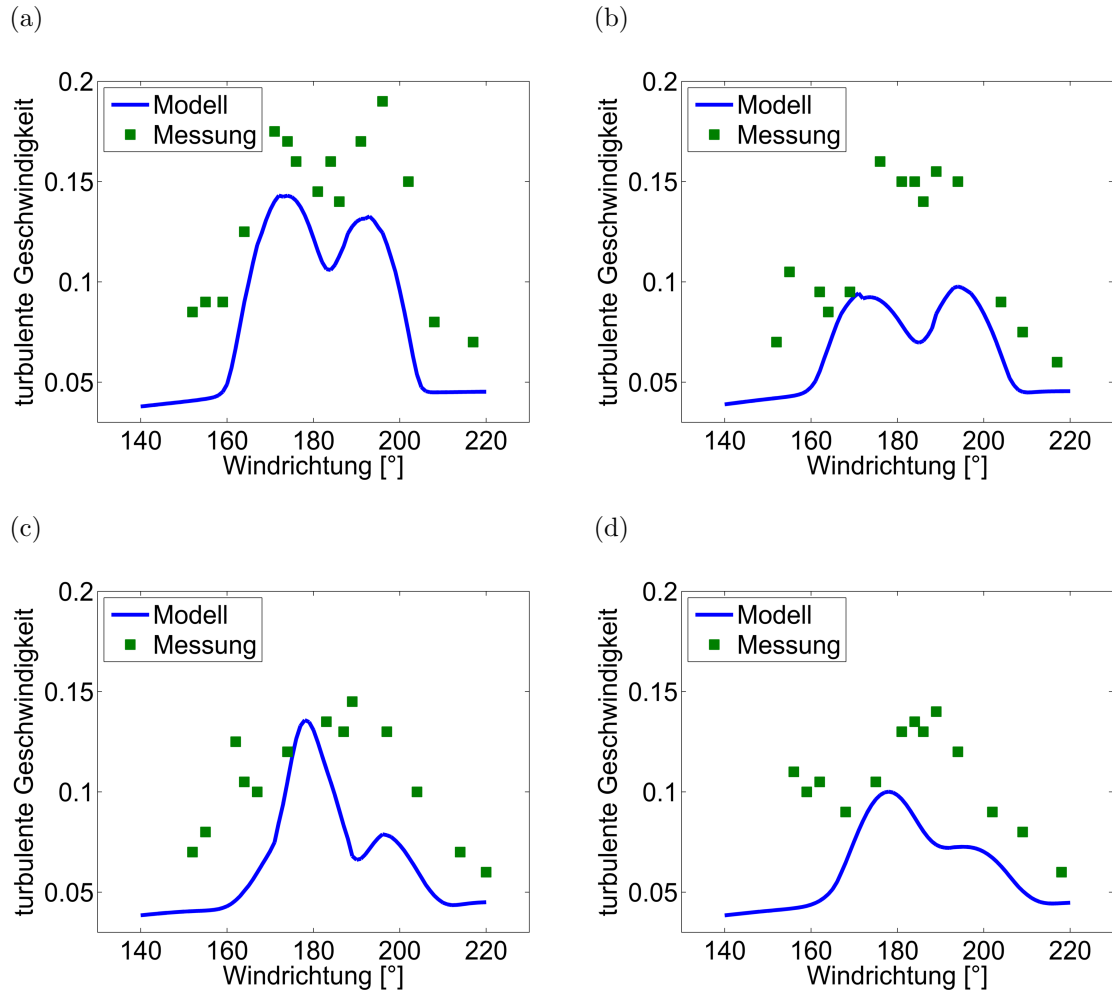


Abbildung 5.18: Querschnitt durch den Nachlauf für Sensitivitätsstudie k8. Die Abbildungen zeigen die turbulente Geschwindigkeit am meteorologischen (a) Mast 1 (100 m im Lee), (b) Mast 2 (160 m im Lee), (c) Mast 3 (240 m im Lee) und (d) Mast 4 (300 m im Lee). Aufgetragen sind die Werte der Messungen für verschiedene Anströmungen, bei denen die Masten nicht immer im direkten Nachlauf standen. Die Modellergebnisse sind an der Position der Masten entnommen. Die Messungen wurden aus Taylor (1990) übernommen.

ten Gitterzelle (Abschnitte 5.3 und 5.3.1). Aus Zeitgründen konnten in dieser Arbeit nicht alle Sensitivitätsstudien mit dem korrigierten Modell wiederholt werden.

In Abbildung 5.19 werden Horizontalschnitte durch den äquidistanten Bereich des Modellgebiets in 2 m über Grund gezeigt. Die maximale Windgeschwindigkeit in dieser Höhe

(Abbildung 5.19a) beträgt 5.5 ms^{-1} statt der im Basislauf o1 gefundenen 12 ms^{-1} (Abbildung 5.4a). Um die Unterschiede zu verdeutlichen, sind in Abbildung 5.20 die Ergebnisse des Basislaufs o1 mit gleicher Skalierung wie in Abbildung 5.19 dargestellt. Das Maximum in der untersten Gitterzelle der südöstlichen Gebäudeecke wie im Basislauf o1 existiert in Sensitivitätsstudie k9 nicht. Sensitivitätsstudie k9 zeigt eine Geschwindigkeitsabnahme im Nachlauf des Turms (Abbildung 5.19a), die Umströmung des Turms (Abbildung 5.19b und 5.19c) und die daraus resultierenden Auf- und Abwinde (Abbildung 5.19d). Die einzelnen Windkomponenten sind entsprechend der Anströmung von Süden bzw. aufgrund der Corioliskraft in Bodennähe geringfügig von Südosten fast symmetrisch um den Turm der Windkraftanlage angeordnet. Der Beitrag der West-Ost Komponente des Windes, u , (Abbildung 5.19b) zur Windgeschwindigkeit ist gering im Verhältnis zur Süd-Nord Komponente des Windes, v , (Abbildung 5.19c). Die Vertikalkomponente w (Abbildung 5.19d) zeigt ein symmetrisches Verhalten am Turm mit einem leichten Absinken vor und neben dem Turm und einem Aufsteigen im Lee. Die Vertikalgeschwindigkeit ist klein verglichen mit den Werten des Basislaufs o1 (Abbildung 5.4d).

Abbildung 5.21 zeigt Horizontalschnitte durch den äquidistanten Bereich des Modellgebietes für die Windgeschwindigkeit (Abbildung 5.21a) und die Abweichung vom mittleren Druck (Abbildung 5.21b) in 38 m über Grund. In dieser Höhe existieren augenscheinlich nur geringe Differenzen in der Windgeschwindigkeit zur Sensitivitätsstudie k8 (Abbildung 5.15a). Der Drucksprung am Turm ist in Sensitivitätsstudie k9 etwas geringer als in Sensitivitätsstudie k8 (Abbildung 5.15c) und beträgt rund 50 Pa . Somit sind die Auswirkungen des behobenen Fehlers hauptsächlich im bodennahen Bereich zu erkennen.

In Abbildung 5.22 werden die Horizontalschnitte der turbulenten kinetischen Energie in 38 m (Abbildung 5.22a) und 50 m (Abbildung 5.22b) über Grund dargestellt. Beide Abbildungen zeigen je zwei lokale Maxima der turbulenten kinetischen Energie im Nachlauf der Windkraftanlage Nibe B. Die Maxima befinden sich jeweils etwa einen Rotordurchmesser im Lee des Rotors beidseitig der Mittelachse des Nachlaufs. In diesem Bereich beginnt sich das Windminimum aufzufüllen (Abbildung 5.21a). Zwei weitere Maxima befinden sich jeweils direkt am Rand des Rotors und zeigen die starke Produktion turbulenter kinetischer Energie zwischen der Staulage vor dem Rotor, der ungestörten Strömung und dem Nachlauf. Beide Horizontalschnitte der turbulenten kinetischen Energie zeigen die Strukturen der Wirbelschleppen im Nachlauf einer Windkraftanlage (Abschnitt 4.2.2). Die Werte der turbulenten kinetischen Energie sind nicht so hoch wie die der Sensitivitätsstudie m1 (Abbildung 5.6d), da die Impulsabsorption in Sensitivitätsstudie k9 nicht so extrem ist

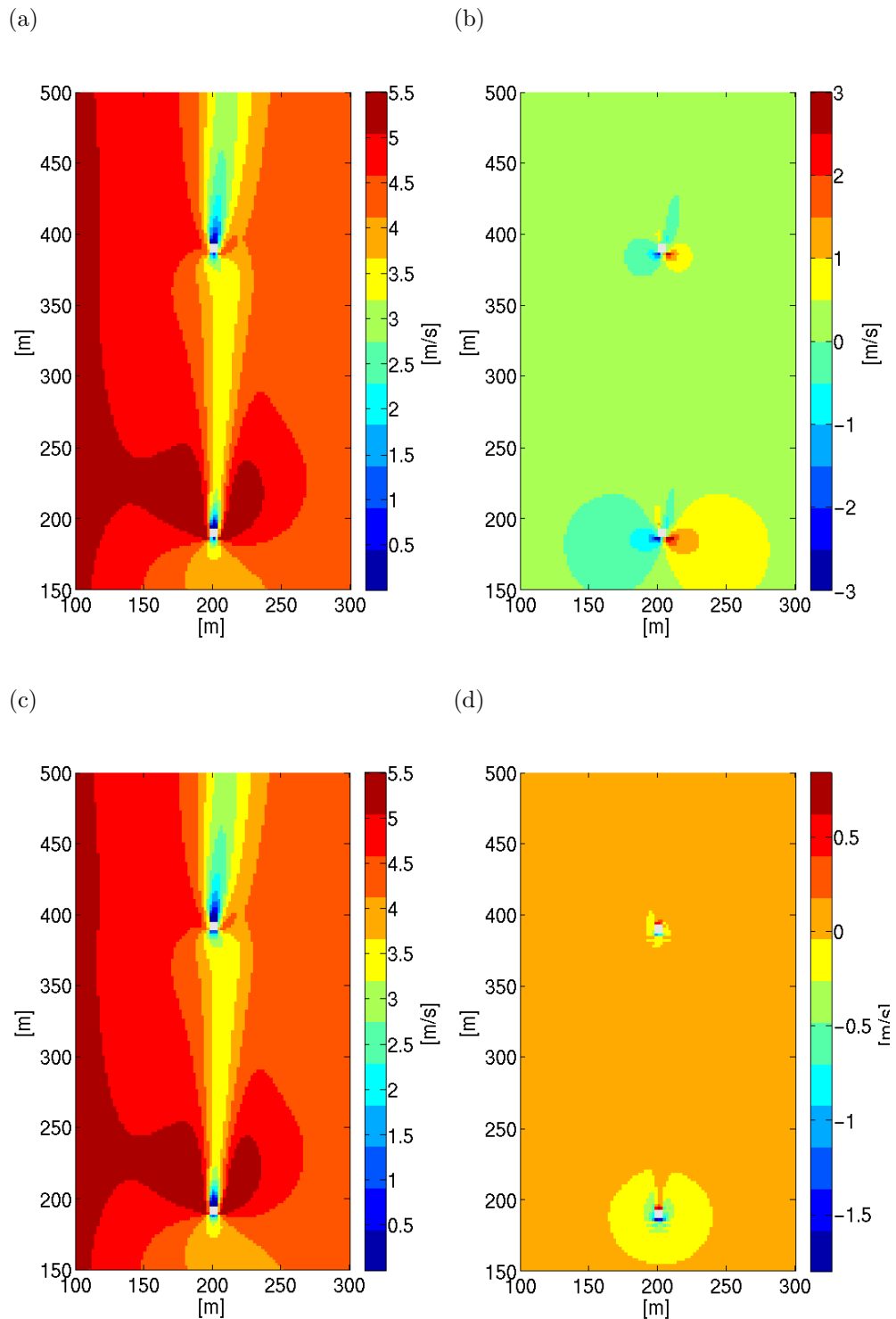


Abbildung 5.19: Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Sensitivitätsstudie k9, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit ff , (b) die Windkomponente u in West-Ost Richtung, (c) die Windkomponente v in Süd-Nord Richtung und (d) den Vertikalwind w .

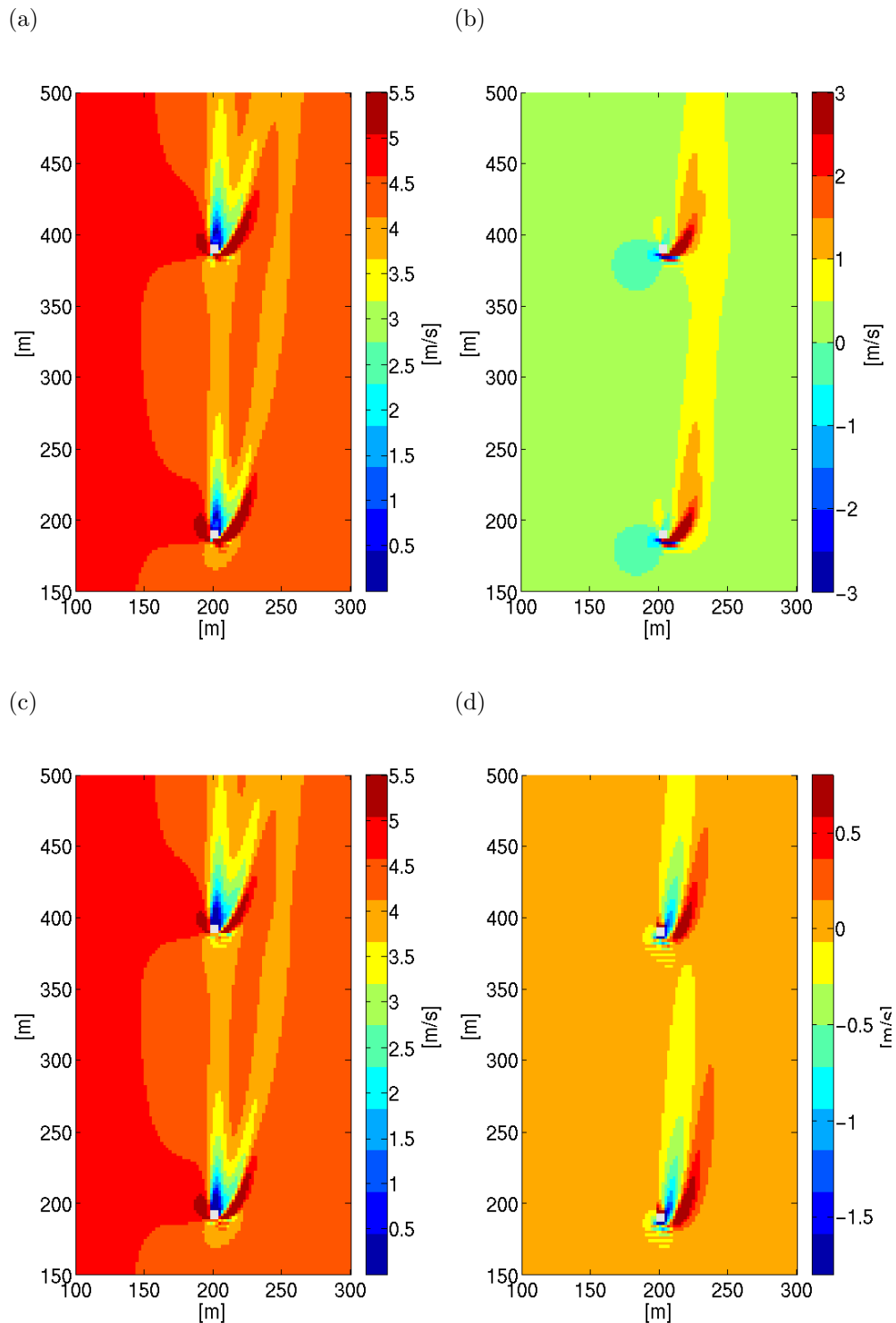


Abbildung 5.20: Horizontalschnitte in 2 m über Grund für Basissimulation o1, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit ff , (b) die Windkomponente u in West-Ost Richtung, (c) die Windkomponente v in Süd-Nord Richtung und (d) den Vertikalwind w . Gezeigt wird Abbildung 5.4 mit einer anderen Skalierung.

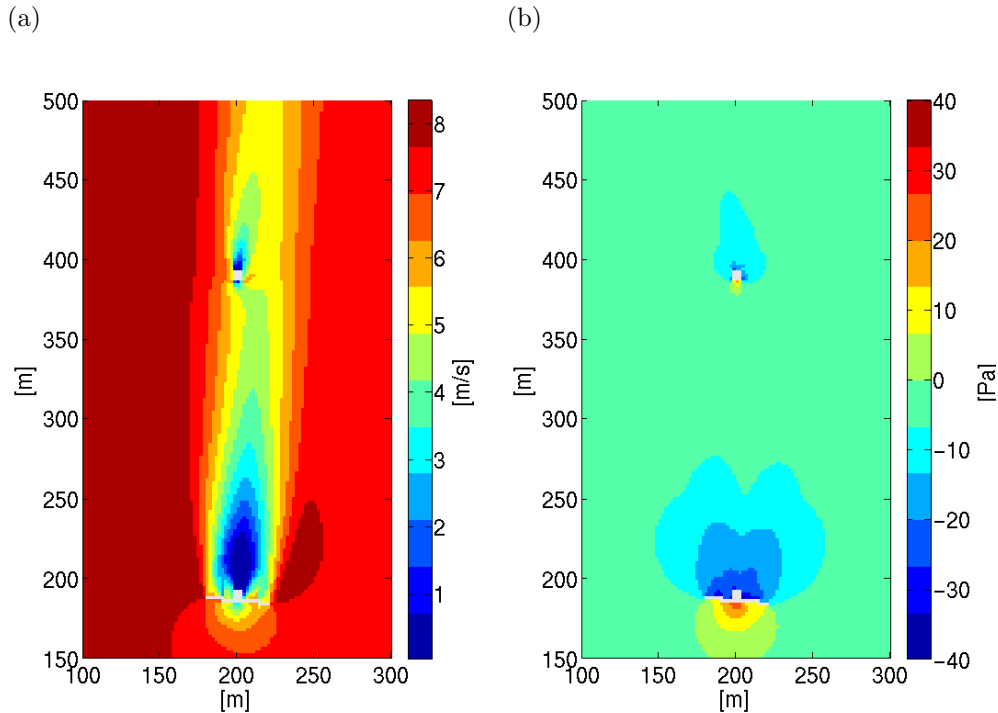


Abbildung 5.21: Horizontalschnitte in 38 m über Grund für Sensitivitätsstudie k9, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für (a) die Windgeschwindigkeit ff und (b) die Abweichung vom mittleren Druck $p_1 + p_2$.

und daher keine Gegenströmung im rotornahen Bereich entsteht. Die Windgeschwindigkeitsgradient zwischen dem Nachlauf und der umgebenden Strömung sind somit nicht so extrem ausgeprägt ist und die mechanische Produktion ist geringer.

In Abbildung 5.22a ist im nördlichen Teil des Gebietes der Turm der Windkraftanlage Nibe A zu erkennen. Die turbulente kinetische Energie zeigt hier kein symmetrisches Bild. Die höheren Werte der turbulenten kinetischen Energie an der Nord-Westseite des Turms werden durch seine Darstellung im diskreten Gitter und der im Nachlauf von Nibe B nicht genau gitterachsenparallel kommenden Strömung verursacht. Der Turm wird quadratisch dargestellt und so führt die verschobene Anströmung zu unterschiedlicher Turbulenz an den Gebäudeecken. Dies wurde in der Sensitivitätsstudie k8 analog gefunden (ohne Abbildung) und erklärt die, den Messungen gegenüber, abweichenden Amplituden der turbulenten Intensität und der turbulenten Geschwindigkeit am Mast 3 der Sensitivitätsstudie k8 (Abbildungen 5.17c und 5.18c).

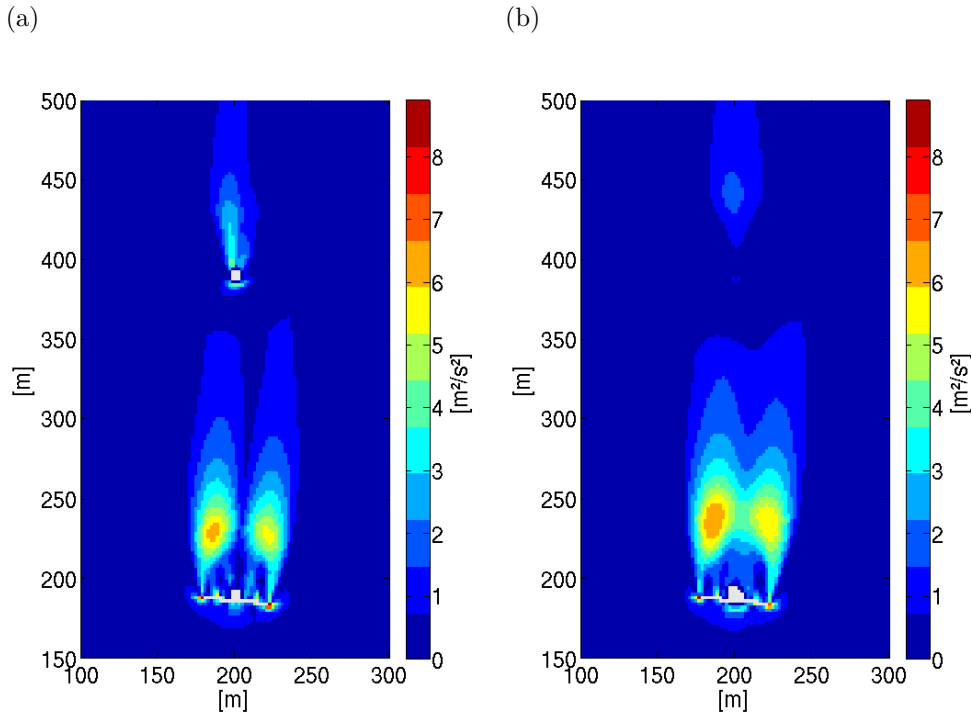


Abbildung 5.22: Horizontalschnitte in 38 *m* und 50 *m* über Grund für Sensitivitätsstudie k9, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters für die turbulente kinetische Energie in (a) 38 *m* und (b) 50 *m* über Grund.

Abbildung 5.23a zeigt einen Vertikalschnitt der turbulenten kinetischen Energie durch den äquidistanten Bereich des Modellgebietes entlang der Mittelachse des Nachlaufs. Wie in Abbildung 5.22 ist auch hier der Bereich des sich auffüllenden Minimums in der Windgeschwindigkeit durch erhöhte turbulente kinetische Energie gekennzeichnet. Erhöhte turbulente kinetische Energie ist auch direkt am Rotor zu erkennen. Dies zeigt sich auch in Abbildung 5.23b, einem Querschnitt durch die Mitte des Turmes der Windkraftanlage Nibe B. Die Produktion der turbulenten kinetischen Energie im Randbereich des Rotors ist nicht so stark ausgeprägt wie in Sensitivitätsstudie m1 (Abbildung 5.7b). Durch die im Vergleich zu den Sensitivitätsstudien m1 und m6 geänderte Position des Referenzrotors sind die Windgeschwindigkeit und der Staudruck am Rotor verändert, so dass die Differenz der Windgeschwindigkeit zwischen Nachlauf und ungestörter Umströmung geringer ist. Im Nachlauf des Rotors kann eine Erhöhung der turbulenten kinetischen Energie gegenüber der ungestörten Umgebung betrachtet werden. Dieser Effekt wird durch die Parametrisierung der turbulenten kinetischen Energie über den Zirkulationsansatz erreicht (Abschnitt 4.2.2).

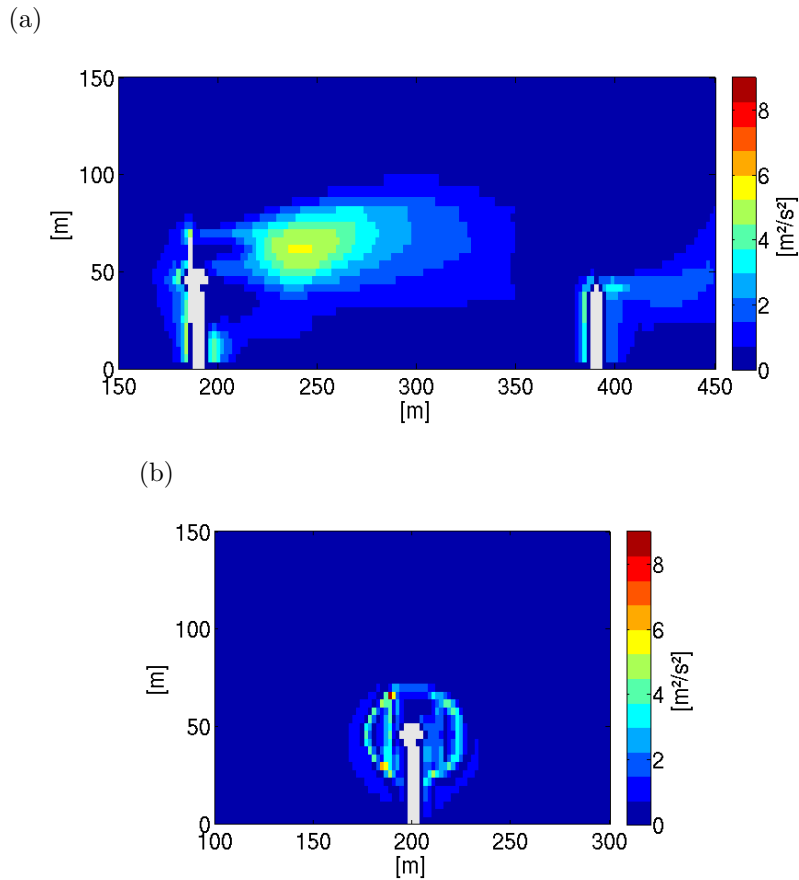


Abbildung 5.23: Vertikalschnitte der turbulenten kinetischen Energie für Sensitivitätsstudie k9, Ausschnitt im äquidistanten Bereich des Modellgitters (a) mittig entlang des Nachlaufs und (b) quer zum Nachlauf durch den Turm der Windkraftanlage Nibe B.

In Sensitivitätsstudie k9 konnte in 2 m über Grund eine realistische Strömung dargestellt werden. Die Auswirkung auf die Ergebnisse in Rotorhöhe sind gering. Durch einen geringeren Staudruck vor dem Turm der Windkraftanlage ändert sich der Druck in der Höhe nur um wenige Pascal.

Der ferne Nachlauf wird mit 1/10 Rotordurchmesser Abstand zwischen der Rotorscheibe und dem Referenzrotor gut dargestellt. Die Abweichungen der normierten Geschwindigkeit zwischen den Messungen und den Modellergebnissen im nahen Nachlauf erklären sich aus dem gewählten Modellierungsansatz. Dieser ist für den Bereich bis 3 Rotordurchmesser im Lee der Windkraftanlage aufgrund der fehlenden aerodynamischen Details nicht geeignet. Die Wirbelschleppen an den Flügelspitzen des Rotors und die allgemein erhöhte Turbulenz im Nachlauf der Windkraftanlage werden gut wiedergegeben.

6 Validierung des erweiterten Modells für die Windfarm Wieringermeer

Die Windfarm Wieringermeer dient zur Erfassung von Validierungsdaten für Simulationsmodelle von Nachlaufströmungen und Design von Windfarmen (Machielse et al. (2007)). In Abschnitt 6.1 werden die Anordnung und die Messdaten der Windfarm Wieringermeer beschrieben. Die Umsetzung dieser Daten in ein Modellgebiet und Gitter für die Simulation der Windfarm wird in Abschnitt 6.2 beschrieben. Die Auswertung der Simulation erfolgt im Abschnitt 6.3.

6.1 Validierungsdaten für die Windfarm Wieringermeer

Die Windfarm Wieringermeer besteht aus fünf Nordex N80/2500 Windkraftanlagen mit je 2.5 MW Leistung und einem meteorologischen Mast (MM3). Die Windkraftanlagen sind in einer Reihe errichtet (Abbildung 6.1). Die Reihe ist 95° gegen Nord gedreht und somit nahezu Ost-West ausgerichtet. Die Windkraftanlagen sind mit T5 bis T9 nummeriert, wobei T5 die westlichste ist. Das Zentrum der Windfarm ist 1200 m westlich der IJsselmeerküste. Die Umgebung der Windfarm besteht aus offenem Weideland. 1600 m südlich der Linie stehen vier weitere Windkraftanlagen. Die Windkraftanlagen der Windfarm haben je 305 m Abstand zueinander. Ihre Nabenhöhe und der Rotordurchmesser betragen je 80 m. Es handelt sich um dreiblättrige Rotoren deren Rotordrehzahl zwischen 10.9 und 19.1 Umdrehungen pro Minute variiert.

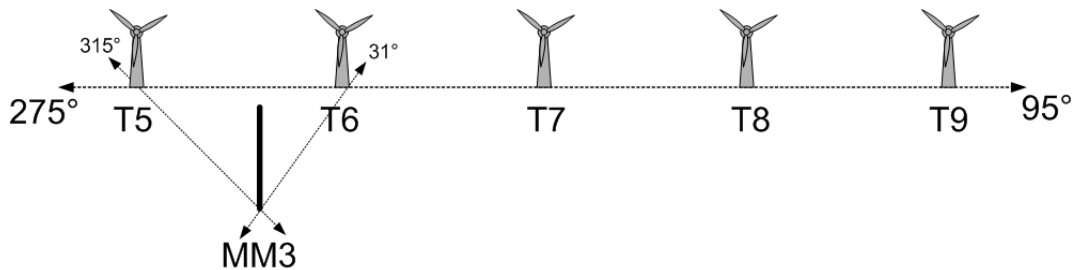


Abbildung 6.1: Anordnung der Windfarm Wieringermeer und dem meteorologischen Messmast MM3.

Der meteorologische Messmast ist südlich der Windfarm platziert. Die Windrichtung und Windstärke werden in 52 m, 80 m und 109.1 m Höhe gemessen. Die Temperatur, der Druck

und die Feuchte werden in 78.4 m Höhe gemessen. Der meteorologische Messmast steht bei Wind aus Nordost (31°) im Nachlauf von T6 mit 2.5 Rotordurchmesser Abstand und bei Wind aus Nordwest (315°) im Nachlauf von T5 mit 3.5 Rotordurchmesser Abstand. Im Dreijahresmittel wurde auf 71.6 m Höhe ein Wind von 7 ms^{-1} aus südwestlichen bis nordwestlichen Richtungen gemessen. An allen Getriebegondeln wird die Windrichtung und -geschwindigkeit gemessen. Die in dieser Arbeit verwendeten Messungen sind zehn Minutenmittel und wurden über den Zeitraum von zwei Jahren gesammelt.

Für die Nordex N80/2500 Windkraftanlagen wird die relative Windgeschwindigkeit ζ im Nachlauf angegeben (Machielse et al. (2007)). Nach Gleichung 2.5 kann der Schubkoeffizient aus dieser Größe berechnet werden (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Schubkoeffizienten der Nordex N80/2500 Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

Windgeschwindigkeit [ms^{-1}]	relative Windgeschwindigkeit ζ	Schubkoeffizient c_T
5.0	0.67	0.55
9.0	0.71	0.50
13.0	0.85	0.28

6.2 Modellgebiet und Gitter für Wieringermeer Simulationen

Das Modellgebiet wird idealisiert mit ebenem Gelände und der Rauigkeitslänge für offenes Weideland im Modell MITRAS dargestellt, da die Topographie nicht angegeben ist. Die Messungen der turbulente Intensität in der ungestörten Anströmung stimmen mit den Werten für ebenes offenes Weideland überein (Machielse et al., 2007). Das Modellgebiet wird mit äquidistantem Gitter (6 m) gerechnet und misst 406 m x 2000 m. Das Modellgebiet ist 5° gegen Nord gedreht, um die Linie der Windkraftanlagen achsenparallel auswerten zu können.. Im 1d Modell (Abschnitt 3.6) wird Westwind mit 9 ms^{-1} auf Rotornabenhöhe bei neutraler Schichtung vorgegeben. Aus der Corioliskraft resultiert eine Anströmung in Bodennähe aus südlicherer, in der Höhe aus nördlicherer Richtung. Profile aus den Messungen für die Windgeschwindigkeit, die Feuchte und die Temperatur sind nicht veröffentlicht.

6.3 Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer

Die Ergebnisse von MITRAS mit der Parametrisierung von Windkraftanlagen sollen für eine Windfarm validiert werden. Da die Parametrisierung der Windkraftanlagen in MITRAS anhand der Feldmessungen der Windkraftanlage Nibe B entwickelt wurden, wird mit dem Validierungsfall der Windfarm Wieringermeer die Allgemeingültigkeit der Parametrisierung überprüft, indem ausschließlich der Schubkoeffizient c_T und die Gebäudegrößen verändert werden. Somit wird mit der Windfarm Wieringermeer zugleich die Unabhängigkeit der Modellergebnisse von der Größe und Art der simulierten Windkraftanlage überprüft.

Die Konfiguration der Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer entspricht der Konfiguration der Sensitivitätsstudie k9 der Windkraftanlage Nibe B (Abschnitt 5.3.6). Die Windkraftanlagen werden durch Türme mit Getriebegondeln und einer Rotorscheibe dargestellt. An der Rotorscheibe wird die Produktion der turbulenten kinetischen Energie durch die Zirkulation der Wirbelschleppen beschrieben (Abschnitt 4.2.2) und durch einen zusätzlichen Term in den Bewegungsgleichungen Impuls aus der Strömung absorbiert (Abschnitt 4.2.1). Der Fehler in der Gebäudebehandlung in der untersten Gitterzelle wurde behoben (Abschnitt 5.3). Die Getriebegondeln der Windkraftanlagen sind klein und können mit 6 m Gitterweite nicht dargestellt werden. Der Abstand zwischen Rotor und Referenzrotor beträgt 1/10 Rotordurchmesser.

Als Eingabegrößen für die fünf Nordex N80/2500 Windkraftanlagen werden der Schubkoeffizient c_T (Tabelle 6.1) und die Gebäudedaten wie die Höhe des Turms, der Rotordurchmesser und die Anzahl der Umdrehungen pro Minute des Rotors benötigt. Diese Daten werden in Machielse et al. (2007) bereitgestellt. Für den Auftriebsbeiwert c_L und die Streckung Λ des Flügels werden die in Abschnitt 4.2.2 gefundenen Werte verwendet.

Die Modellrechnung wird nach 15 Minuten und 51 Sekunden aufgrund numerischer Instabilitäten abgebrochen. Die Instabilitäten entstehen in der Nord-West Ecke des Modellgebietes innerhalb weniger Iterationsschritte. Die letzte Ausgabe von Modellergebnissen ist nach 14 Minuten erfolgt. In den knapp 2 Minuten zwischen der Ausgabe und dem Modellabbruch wurden etwa 3200 Iterationsschritte durchgeführt, so dass in der verwendeten Ausgabe die numerische Instabilität keine Rolle spielt. Bei der Simulation einer stationären Situation ist ein RANS Modell nach 1000 Iterationsschritten von der Initialisierung unabhängig (Verein Deutscher Ingenieure, 2005). Die Berechnung der Ausga-

Tabelle 6.2: Anzahl der Iterationsschritte zu den Ausgabezeitpunkten der Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer.

Modelllaufzeit zum Ausgabezeitpunkt [<i>min</i>]	Zahl der Iterationsschritte <i>jn</i>
0.01	9
2.00	2994
4.00	6316
6.00	9642
8.00	12969
10.00	16296
12.00	19624
14.00	22951

be nach 14 Minuten beinhaltet etwa 23000 Iterationsschritte, so dass diese und einige früher terminierte Lösungen ausgewertet werden können. In Tabelle 6.2 sind die Ausgabezeitpunkte und die Anzahl der durchgeführten Iterationsschritte aufgeführt. Tabelle 6.3 zeigt Mittelwerte über das gesamte Modellgebiet für die Ausgabezeitpunkte. Aufgetragen sind die Divergenz sowie die Mittelwerte der einzelnen Windkomponenten. Die zeitliche Entwicklung zeigt eine stationäre Lösung die zum letzten Ausgabezeitpunkt nicht von numerischen Instabilitäten beeinflusst ist.

Abbildung 6.2 zeigt die Abweichungen vom mittleren Druck zum Ende der Initialisierungsphase (eine Sekunde Modelllaufzeit). In Abbildung 6.2a wird ein Horizontalschnitt durch das gesamte Modellgebiet in 78 *m* über Grund (2 *m* unterhalb der Turmspitze) dargestellt. Die Drucksprünge an den Türmen und den Rotorscheiben sind gut zu erkennen. Abbildung 6.2b zeigt einen Vertikalschnitt durch die unteren 200 *m* des Modellgebietes. Die Abbildung ist ein Schnitt mittig durch die Türme der Windkraftanlagen. Zum dargestellten Zeitpunkt sind alle fünf Windkraftanlagen angeschaltet, wie die Drucksprünge an den Rotoren zeigen.

Die Schubkoeffizienten c_T der Windkraftanlagen werden in Tabellenform für verschiedenen Windklassen an das Modell MITRAS übergeben (Abschnitt 4.2.1.3; Tabelle 6.1). Die Tabelle der Schubkoeffizienten der Nordex N80/2500 Windkraftanlagen gibt für Windgeschwindigkeiten unter 5 ms^{-1} eine Abschaltung der Windkraftanlagen vor, da in Machielse et al. (2007) keine Daten für die Anlaufgeschwindigkeit angegeben sind. Die vorgegebenen Eingabegrößen sind in Anhang A. aufgelistet. Die Windgeschwindigkeit von 5 ms^{-1}

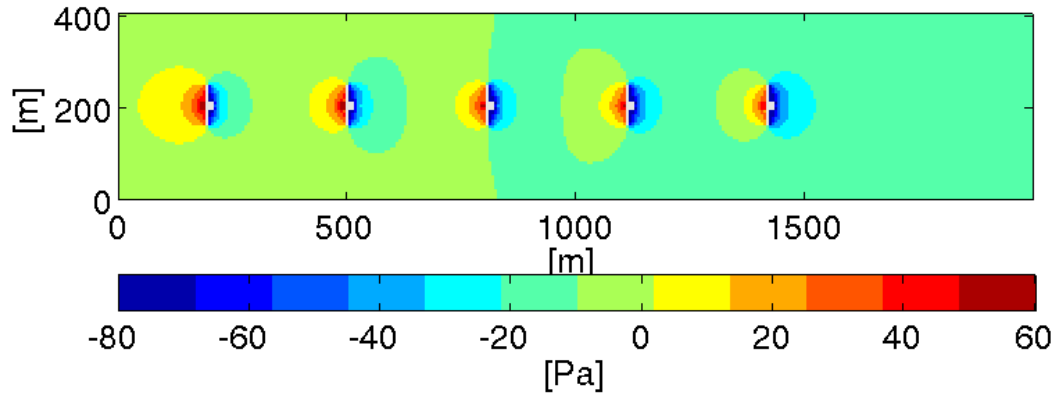
Tabelle 6.3: Mittelwerte des Modellgebietes der Wieringermeer Simulation.

Iterationsschritt	Divergenz	$u_{mittel} [ms^{-1}]$	$v_{mittel} [ms^{-1}]$	$w_{mittel} [ms^{-1}]$
9	0.841310^{-6}	10.17	-1.34	-0.4710^{-5}
2994	0.332210^{-4}	9.84	-1.34	0.1410^{-1}
6316	0.367810^{-4}	9.77	-1.34	-0.3210^{-1}
9642	0.340010^{-4}	9.75	-1.35	0.3910^{-1}
12969	0.339610^{-4}	9.75	-1.35	0.4110^{-1}
16296	0.322910^{-4}	9.75	-1.35	0.4110^{-1}
19624	0.329810^{-4}	9.75	-1.35	0.4110^{-1}
22951	0.329910^{-4}	9.75	-1.35	0.4110^{-1}

wird für die Windkraftanlagen T6, T8 und T9 kurz nach Beginn der Modellrechnung am Referenzrotor unterschritten und bleibt an diesen Anlagen bis zum Abbruch der Modellrechnung unterhalb des Schwellwertes. Die Windkraftanlage T5 befindet sich in der ungestörten Anströmung und bleibt daher durchgehend angeschaltet. Die Windkraftanlage T7 steht, anders als Windkraftanlage T6, etwas weiter entfernt von Windkraftanlage T5. Der Abstand zwischen den Windkraftanlagen T5 und T7 beträgt 610 m (etwa 7.6 Rotordurchmesser). In diesem Bereich wird das Impulsminimum im Nachlauf der Windkraftanlage T5 wieder aufgefüllt. Dabei wird nach 6 Minuten Modelllaufzeit der Schwellwert zum Einschalten der Windkraftanlage T7 überschritten. Zu den Ausgabezeitpunkten nach 6 und 8 Minuten Modelllaufzeit sind die Windkraftanlagen T5 und T7 angeschaltet. Danach sinkt die Windgeschwindigkeit im Staudruck vor dem Rotor der Windkraftanlage T7 unter den Schwellwert und die Windkraftanlage T7 wird wieder abgeschaltet.

Abbildung 6.3 zeigt Ausschnitte des Modellgebietes mit den fünf Windkraftanlagen der Windfarm Wieringermeer. Dargestellt wird die Abweichung vom mittleren Druck in 78 m über Grund nach 8 und 14 Minuten Modelllaufzeit. In Abbildung 6.3a (8 Minuten Modelllaufzeit) sind die Drucksprünge an den angeschalteten Windkraftanlagen T5 und T7 zu erkennen. Die Position der Rotoren zeigt die in Abschnitt 5.3.4 gefundenen Winddrehung im Nachlauf einer Windkraftanlage. Der Rotor der in der ungestörten Anströmung stehende Windkraftanlage T5 ist genau nach Westen ausgerichtet, der Rotor der im Lee stehenden Windkraftanlage T7 ist um 5° nach Norden gedreht. Die Drucksprünge an den abgeschalteten Windkraftanlagen sind gering im Vergleich zu den Drucksprüngen an den eingeschalteten Windkraftanlagen. Abbildung 6.3b (14 Minuten Modelllaufzeit) zeigt den

(a)



(b)

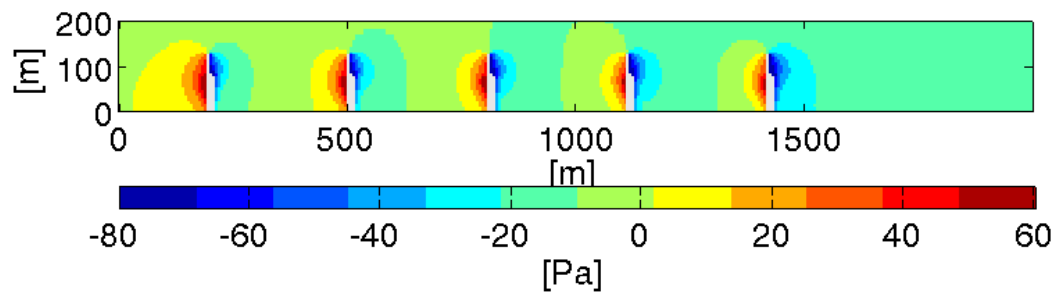
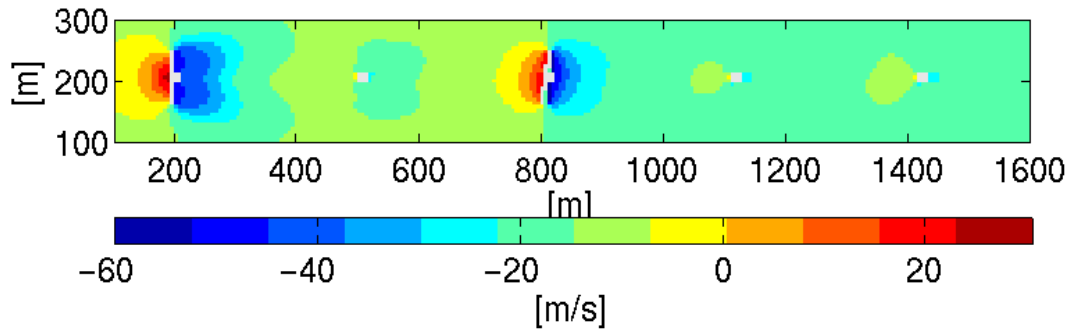


Abbildung 6.2: Modellgebiet der Windfarm Wieringermeer mit fünf Nordex N80/2500 Windkraftanlagen. Die Abbildungen zeigen die Abweichung vom mittleren Druck nach neun Iterationsschritten (einer Sekunde Modelllaufzeit) für (a) einen Horizontalschnitt des gesamten Modellgebietes in 78 m über Grund und (b) einen Vertikalschnitt der unteren 200 m des gesamten Modellgebietes mittig durch die Windkraftanlagen. Zu diesem Ausgabezeitpunkt sind alle Windkraftanlagen angeschaltet.

Drucksprung am Rotor der eingeschalteten Windkraftanlage T5. Die in der ungestörten Anströmung stehende Windkraftanlage T5 bleibt während der Modelllaufzeit nach Westen ausgerichtet.

Abbildung 6.4a zeigt einen Horizontalschnitt der Windgeschwindigkeit nach 14 Minuten Modelllaufzeit. Im fernen Nachlauf der Windkraftanlage T5 überwiegen Windgeschwin-

(a)



(b)

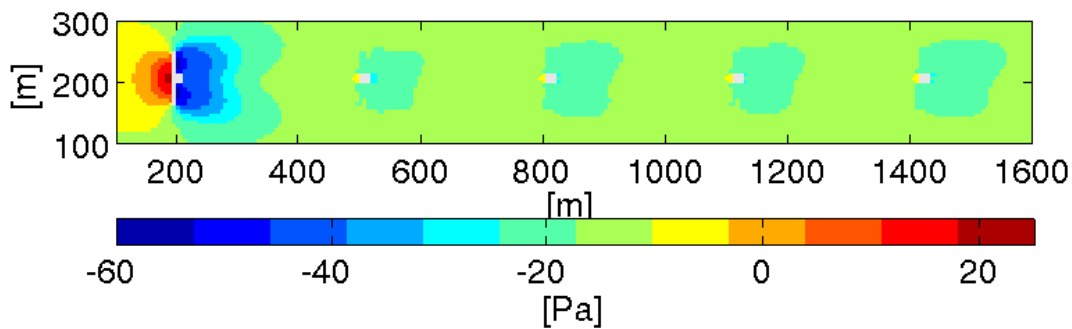
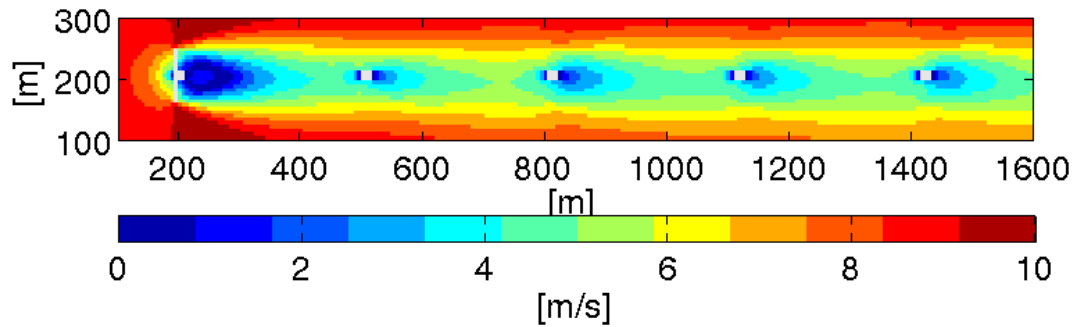


Abbildung 6.3: Horizontalschnitte in 78 m über Grund der Windfarm Wieringermeer mit fünf Nordex N80/2500 Windkraftanlagen. Die Abbildungen zeigen die Abweichung vom mittleren Druck nach (a) 8 Minuten Modelllaufzeit mit den dann automatisch eingeschalteten Windkraftanlagen T5 und T7 und (b) 14 Minuten Modelllaufzeit mit der einzigen dann automatisch angeschalteten Windkraftanlage T5.

digkeiten von $4 - 5 \text{ m s}^{-1}$, also unterhalb des Schwellwertes zum Anschalten der Windkraftanlagen.

Abbildung 6.4b zeigt einen Horizontalschnitt der turbulenten kinetischen Energie an den fünf Windkraftanlagen in 78 m über Grund. Die Wirbelschleppen der eingeschalteten

(a)



(b)

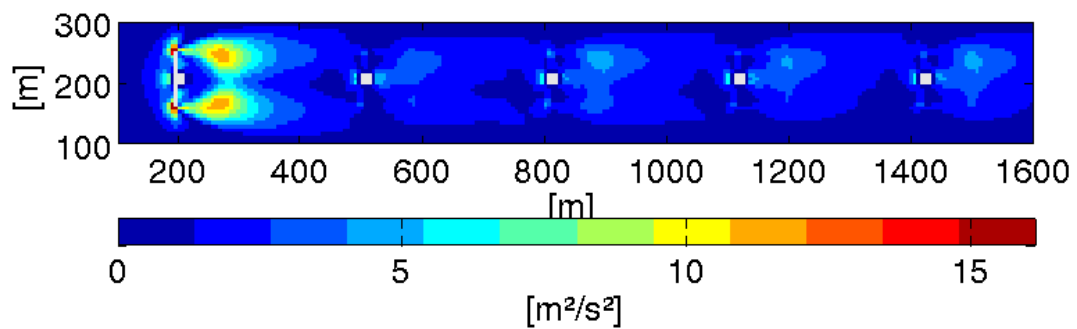


Abbildung 6.4: Horizontalschnitte in 78 m über Grund der Windfarm Wieringermeer mit fünf Nordex N80/2500 Windkraftanlagen. Die Abbildungen zeigen nach 14 Minuten Modelllaufzeit die einzige angeschaltete Windkraftanlage T5 für (a) die Windgeschwindigkeit f und (b) die turbulente kinetische Energie $\bar{e}$.

Windkraftanlage T5 sind deutlich zu erkennen. Die automatisch ausgeschalteten Windkraftanlagen zeigen eine der Umgebung gegenüber leicht erhöhte turbulente kinetische Energie. Dies ist eine realistische Darstellung der Natur, da an den Flügeln der Windkraftanlage auch im ausgeschalteten Zustand immer etwas turbulente kinetische Energie produziert wird. Erreicht wird diese Darstellung durch die Turbulenzparametrisierung der

Wirbelschleppen (Abschnitt 4.2.2). Die Höhe der Werte der turbulenten kinetischen Energie im ausgeschalteten Zustand kann nicht überprüft werden, da keine Messwerte für den Nachlauf vorliegen.

Die Turbulenz im Nachlauf einer Nordex N80/2500 Windkraftanlage soll mit Feldmessungen validiert werden. In Machielse et al. (2007) wird die turbulente Intensität als Querschnitt durch den Nachlauf an zwei Positionen bereitgestellt. Da nur an einem meteorologischen Mast Messungen durchgeführt wurden, wurden die Querschnitte im Nachlauf der Windkraftanlagen T5 und T6 gemessen wenn die Windrichtung entsprechen war. Die Modellergebnisse der turbulenten kinetischen Energie werden analog zu Abschnitt 5.1 in die turbulente Intensität umgerechnet. Abbildung 6.5 zeigt die beiden Querschnitte mit dem Vergleich zwischen den Feldmessungen und den Modellergebnissen. In Abbildung 6.5a wird der Nachlauf 2.5 Rotordurchmesser im Lee einer Windkraftanlage gezeigt. Abbildung 6.5b zeigt den Nachlauf 3.5 Rotordurchmesser im Lee einer Windkraftanlage. Da alle fünf Windkraftanlagen identisch sind und die Querschnitte relativ zum Nachlauf angegeben sind, werden die Modellergebnisse im Nachlauf der Windkraftanlage T5 im entsprechenden Abstand entnommen.

In Abbildung 6.5a ist der Übergang zwischen ungestörter Strömung und dem turbulenten Nachlauf durch die Flanken deutlich gekennzeichnet. Die Position der Flanken stimmt mit den Messungen gut überein, so dass die Breite des Nachlaufs gut wiedergegeben ist. Auch die Struktur mit dem doppelten Maximum wird gut gezeigt. In den Modellergebnissen wird die turbulente kinetische Energie gegenüber den Feldmessungen überschätzt. Die Messung wurde im nahen Nachlauf der Windkraftanlage durchgeführt. Hier wird der Nachlauf stark von den aerodynamischen Details des Rotors bestimmt, die in dieser Parametrisierung nicht berücksichtigt werden. Die Wiedergabe der turbulenten Intensität in den Modellergebnissen ist somit als sehr gut zu bewerten. Da die Messungen ohne Fehlerbalken angegeben werden, kann keine Quantifizierung der Modellergebnisse durchgeführt werden.

Abbildung 6.5b zeigt in der ungestörten Strömung keinen Offset zwischen den Feldmessungen und den Modellergebnissen. Die Position der Flanken und damit die Breite des Nachlaufs ist gut getroffen. Das Maximum wird in den Modellergebnissen überschätzt. Die Struktur des doppelten Maximums wird nicht gezeigt. Aufgrund der Anordnung der Windfarm Wieringermeer wird der Querschnittes 0.3 Rotordurchmesser (knapp 27 m) vor der Windkraftanlage T6 aus den Modellergebnissen entnommen. Dieser Bereich ist

bereits durch die Stausituation vor der Windkraftanlage beeinflusst (Abbildung 2.1).

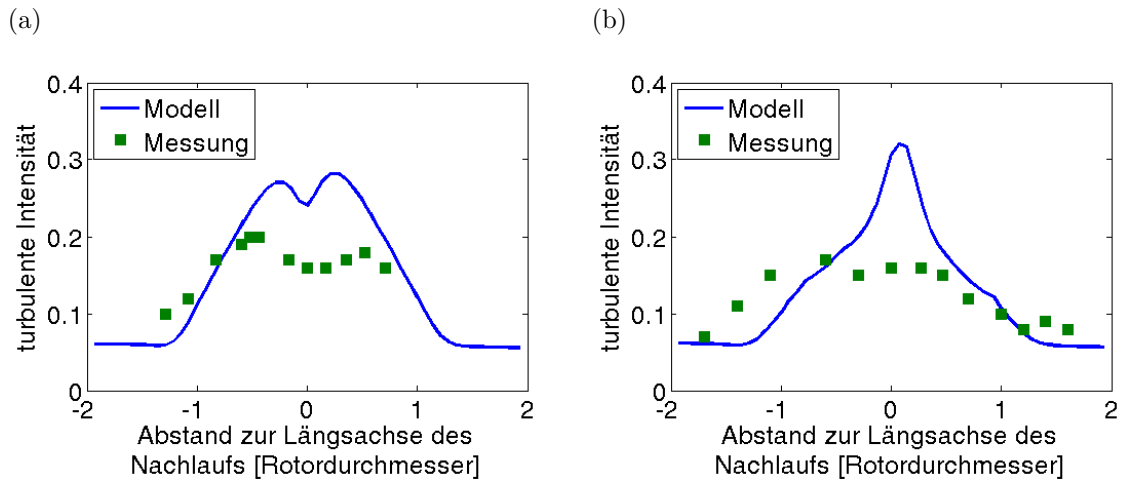


Abbildung 6.5: Querschnitt durch den Nachlauf der Windfarm Wieringermeer. Die Abbildungen zeigen die turbulente Intensität im Nachlauf einer Windkraftanlage in (a) 2.5 (200 m) und (b) 3.5 (280 m) Rotordurchmesser im Lee. Die Messungen wurden aus Machielse et al. (2007) übernommen.

7 Schlussbemerkungen

Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Einflusses von Windkraftanlagen auf das umgebende Windfeld. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Gestalt des Nachlaufs gelegt. Um Windkraftanlagen in MITRAS darzustellen, wurde eine Parametrisierung anhand des Wirkungsscheibenprinzips entwickelt. Die bestehende Möglichkeit der Gebäudebehandlung wurde um eine zeitabhängige Darstellung der Getriebegondel erweitert. Der Rotor der Windkraftanlage wirkt auf die Windgeschwindigkeit und die turbulente kinetische Energie, so dass diese beiden Prozesse parametrisiert sind. Zur Bestimmung der Impulsabsorption wird die Fläche und die Position der Rotorscheibe und des Referenzrotors benötigt. Hierfür wurde der Preprozessor MASK genutzt. Diese Daten werden mit einer neuen Eingabedatei an das Modell MITRAS übergeben. Der Schubkoeffizient c_T und die zur Berechnung der Turbulenz benötigten Parameter werden dem Modell in einer weiteren Eingabedatei vorgegeben. Die entwickelten Parametrisierungen wurden in Sensitivitätsstudien untersucht und gegen zwei Feldmessungen validiert.

In Sensitivitätsstudie m1 wird die Windkraftanlage ausschließlich durch den Turm und die Impulsabsorption an einer Rotorscheibe dargestellt. Diese Parametrisierung stellt den Einfluss einer Windkraftanlage deutlich dar. Das Minimum im Nachlauf der Windkraftanlage ist deutlich dargestellt. Das Auffüllen des Nachlaufs in größerer Entfernung zur Windkraftanlage durch Impulstransport aus der umgebenden Strömung wird nicht vollständig simuliert, da der turbulente Transport zu gering ist. In dieser Parametrisierung wird Turbulenz nur durch die Windscherung im Übergangsbereich zwischen dem Nachlauf und der ungestörten Strömung produziert und somit unterschätzt.

In den Sensitivitätsstudien m6 und m8 wird der Einfluss der Turbulenz auf den Nachlauf einer Windkraftanlage untersucht. Dabei zeigt sich, dass der Einfluss der Getriebegondel auf die Darstellung des fernen Nachlaufs enorm ist. Durch die turbulenten Ablösungen an der Getriebegondel entsteht im Zentrum des Nachlaufs eine höhere Durchmischung, welche zu einem deutlicheren Auffüllen des Minimums in der Windgeschwindigkeit führt. So wird der Nachlauf in seiner Länge und Intensität realistischer dargestellt. Durch die Turbulenzparametrisierung am Rotor wird die Struktur der Wirbelschlepe im Nachlauf der Windkraftanlage mit den turbulenten Ablösungen am Rand des Rotors und an der Getriebegondel, sowie erhöhter Turbulenz im Flügelbereich gut dargestellt.

Einen sehr großen Einfluss auf die Darstellung des Nachlauf hat die Wahl des Referenzrotors. Hier ist der Abstand zwischen der Rotorscheibe und dem Referenzrotor in Sensitivitätsstudien variiert worden. In dieser Arbeit wurden die besten Ergebnisse mit einem Abstand von $1/10$ Rotordurchmesser erzielt. Bei einem größeren Abstand entsteht eine Entkoppelung der Windgeschwindigkeit und -richtung zwischen den Positionen des Referenzrotors und der Rotorscheibe. Mit dem Abstand von $1/10$ Rotordurchmesser wird der ferne Nachlauf (mehr als 3 Rotordurchmesser im Lee) der Windkraftanlagen gut wiedergegeben. Die Breite und Position des Nachlaufs wird gut bestimmt. Die Amplitude des Windminimums, der turbulenten Geschwindigkeit und der turbulenten Intensität wird gut wiedergegeben. Die systematischen Abweichungen zwischen den Messungen und den Modellergebnissen resultieren wahrscheinlich aus unterschiedlichen Normierungsbedingungen. Der nahe Nachlauf (weniger als 3 Rotordurchmesser im Lee) einer Windkraftanlage ist stark von den aerodynamischen Details des Rotors abhängig. Die Parametrisierungen des Wirkungsscheibenprinzip beschreiben diese Details nicht. Die Ergebnisse der Modellrechnungen geben in diesem Bereich trotzdem eine recht gute Abschätzung des Nachlaufs, auch wenn die Amplituden der einzelnen Größen etwas unterschätzt werden.

Durch die Modellrechnung der Windfarm Wieringermeer wurde gezeigt, dass die Parametrisierungen nicht ausschließlich für eine Art Windkraftanlagen gilt, sondern durch Änderung frei verfügbarer Parameter auch auf andere Windkraftanlagen übertragbar ist. Die Ergebnisse der turbulenten kinetischen Energie für Windkraftanlagen sind gut. Die turbulente kinetische Energie wird in einem RANS Modell parametrisiert und daher nicht perfekt wiedergegeben. Um genauere Ergebnisse zu erhalten müsste ein LES Modell gewählt werden. Eine Quantifizierung der Modellergebnisse sollte vorgenommen werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die wichtigsten Parameter zur Darstellung des Nachlaufs einer Windkraftanlage die Darstellung der Getriebegondel und die Impulsabsorption an der Rotorscheibe sind. Die Turbulenzparametrisierung durch die Zirkulation der Wirbelschleppen zeigt relativ kleine Beiträge zur Gestalt des Nachlaufs. Die Wahl der Parameter zur Berechnung der Wirbelschleppen sollte gegebenenfalls in weiteren Sensitivitätsstudien untersucht werden.

Danksagung

Zunächst möchte ich mich bei Frau Prof. Dr. K. Heinke Schlünzen für die hervorragende Betreuung meiner Diplomarbeit bedanken. Ganz besonders möchte ich mich dafür bedanken, dass ich die Möglichkeit erhielt, im Rahmen meiner Diplomarbeit an der 1st EAWE / WAUDIT summer school in Pamplona und der Meteorologentagung DACH 2010 in Bonn teilzunehmen.

Für die Übernahme des Zweitgutachtens danke ich Herrn Prof. Dr. Bernd Leidl.

Herrn Prof. Dr. Michael Schatzmann danke ich für die Organisation meiner Teilnahme an der 1st EAWE / WAUDIT summer school in Pamplona.

Mein großer Dank gilt Andrea Gierisch, die für mich eine wichtige Anlaufstelle war. Die intensive Zusammenarbeit reichte von einfachem Zuhören, über technische Tipps und Tricks bis hin zum absoluten Teamwork bei hartnäckigen Problemen. So konnten wir zum Beispiel zusammen einen gravierenden Modellfehler in MITRAS auffinden, der zu unrealistischen Ergebnissen im bodennahen Bereich geführt hatte.

Mein Dank für die Zusammenarbeit gilt allen Mitarbeitern der MeMi-Gruppe. Insbesondere möchte ich mich bei Dr. Mohamed Salim für die Berechnung von Windkraftanlagen im Preprozessor MASK, Volker Reinhardt für die Hilfestellungen im Modell MITRAS, Björn Hendrik Fock für das Bereitstellen der Matlab Toolbox, Malte Uphoff für die Tipps zur Parametrisierung von Wirbelschleppen und Clemens Spensberger für die LaTeX Vorlage bedanken.

Dr. Niklas Röber danke ich für die Aufbereitung meiner Modellergebnisse zu einem Video für meinen Vortrag auf der Meteorologentagung DACH 2010.

Für die zahlreichen Modellrechnungen gilt mein Dank dem Deutschen Klimarechenzentrum für die Bereitstellung der Rechner und der Rechenzeit im Rahmen des Kontingents der Universität Hamburg.

Herrn Bernd Gade danke ich für das Korrekturlesen.

Tobias Böttcher und Birgitt und Harald Linde danke ich für die Unterstützung meines Studiums.

Anhang A. Steuerdatei MITRAS_TAPE33

Dieser Anhang zeigt die Eingabedaten für Windkraftanlagen anhand der Windfarm Wieringermeer. Zunächst wird die Anzahl der Windkraftanlagen im Modellgebiet festgelegt. Jede Windkraftanlage erhält eine laufende Nummer. Zudem wird für jede Windkraftanlage der Rotordurchmesser, die Anzahl der Rotorumdrehungen pro Minute, der Auftriebsbeiwert und die Streckung angegeben. Der Schubkoeffizient kann für verschiedene Anzahlen von Windgeschwindigkeitsklassen angegeben werden.

```
'=====
'==== Begin TAPE33 ====  MITRAS  wind turbine  data  =====
'=====
' number of wind turbine:                wka_number ==> ' 5          '
'-----
' serial number of wind turbine:                jw ==> ' 1          '
' rotor diameter:                rotor_dia ==> ' 80          '
' rotor round per minute:                rotor_rpm ==> ' 19          '
' rotor lift coefficient:                rotor_cl ==> ' 0.4          '
' rotor leaf area index                rotor_area ==> ' 19          '
' rotor thrust coefficient:                number of data ==> ' 5          '
' data of rotor thrust coefficient:    wind speed    thrust coefficient  '
'                                     0.0            0.0
'                                     5.0            0.55
'                                     9.0            0.50
'                                     13.0           0.28
'                                     17.0           0.00
'-----
' serial number of wind turbine:                jw ==> ' 2          '
' rotor diameter:                rotor_dia ==> ' 80          '
' rotor round per minute:                rotor_rpm ==> ' 19          '
' rotor lift coefficient:                rotor_cl ==> ' 0.4          '
' rotor leaf area index                rotor_area ==> ' 19          '
' rotor thrust coefficient:                number of data ==> ' 5          '
' data of rotor thrust coefficient:    wind speed    thrust coefficient  '
'                                     0.0            0.0
'                                     5.0            0.55
'                                     9.0            0.50
'                                     13.0           0.28
'                                     17.0           0.00
'-----
```

Anhang B. Steuerdatei MITRAS_TAPE34

Dieser Anhang ist ein Ausschnitt einer Eingabedaten zu den Positionen von Rotorscheibe und Referenzrotorscheibe. Die Datei wird vom Preprozessor MASK erstellt. Angegeben werden für jede Windkraftanlage die laufende Nummer entsprechend der Steuerdatei MITRAS_TAPE33, eine Angabe zur Ausrichtung des Rotors und die Anzahl der als Rotorscheibe bzw. Referenzrotorscheibe markierten Gitterzellen. Die Indizes der Gitterzellen werden in der Reihenfolge ji, jj, jk angegeben. Die Ausrichtung der Rotorscheibe wird als Winkel zwischen der Rotorfläche und Nord angegeben. Somit entspricht ein Winkel von 0° einer Anströmung aus Westen. Im Beispiel dargestellt ist eine Anströmung aus Süden mit der Winkelangabe 270°.

```
...
rotor
1 270.0000000000000000 13
64 40 13
65 40 12
65 40 13
65 40 14
66 40 11
66 40 12
66 40 13
66 40 14
66 40 15
67 40 12
67 40 13
67 40 14
68 40 13
referenz
1 270.0000000000000000 13
64 39 13
65 39 12
65 39 13
65 39 14
66 39 11
66 39 12
66 39 13
66 39 14
66 39 15
```

67 39 12

67 39 13

67 39 14

68 39 13

rotor

2 270.0000000000000000 13

...

referenz

2 270.0000000000000000 13

...

rotor

1 275.0000000000000000 13

...

referenz

1 275.0000000000000000 13

...

...

Verzeichnis wichtiger Symbole

A	-	Flächenprojektion eines Flügelements
A'	-	Rotorfläche nach dem Wirkungsscheibenansatz
A_1	-	Querschnittsfläche der ungestörten Anströmung nach dem Wirkungsscheibenansatz
A_2	-	Querschnittsfläche des Nachlaufs nach dem Wirkungsscheibenansatz
A_{Rotor}	-	Rotorfläche
A_{Wirbel}	-	Querschnittsfläche einer Wirbelschleppe
b_0	-	Abstand der Wirbelschleppen
B	-	Länge eines Rotorblattes
c	-	Profiltiefe eines Rotorblattes
c_d	-	Widerstandskoeffizient der Vegetation
c_D	-	Widerstandskoeffizient einer Windkraftanlage
c_L	-	Auftriebsbeiwert einer Windkraftanlage
c_m	-	Proportionalitätskonstante
c_p	-	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck
c_T	-	Schubkoeffizient
$c_{W,i}$	-	Beiwert des Blattspitzenverlust
d, d'	-	beschreibt die Drehung des Koordinatensystems gegen Nord
D_E	-	Produktion turbulenter kinetischer Energie durch turbulenten Transport
Dx	-	Modellgebietsgröße in x-Richtung
Dy	-	Modellgebietsgröße in y-Richtung
$\bar{e}$	-	massenspezifische turbulente kinetische Energie
$\bar{E}$	-	turbulente kinetische Energie
f, f'	-	Coriolisparameter
ff	-	horizontale Windgeschwindigkeit
F	-	Kraft auf ein Flügelement
F_D	-	Widerstandskraft
F_L	-	Auftriebskraft

F_N	- Kraft normal zur Rotorebene
F_{N_D}	- Widerstandskraft normal zur Rotorebene
F_{N_L}	- Auftriebskraft normal zur Rotorebene
F_T	- Kraft tangential zur Rotorebene
F_{T_D}	- Widerstandskraft tangential zur Rotorebene
F_{T_L}	- Auftriebskraft tangential zur Rotorebene
$\vec{F}$	- molekulare Kräfte
$\bar{F}_j$	- gemittelte molekulare Kräfte in die drei Raumrichtungen
$I_0(3)$	- turbulente Intensität im Modellgebiet Nibe B
K'	- kinetische Energie am Rotor
K_{ij}	- Diffusionskoeffizient
K_{hor}	- horizontaler Diffusionskoeffizient
K_{vert}	- vertikaler Diffusionskoeffizient
l	- Mischungsweglänge
l_d	- Blattflächendichte
l_i	- kumulative Blattflächenindex
L	- Monin-Obukov-Länge
$n_{AnzahlRotorblätter}$	- Anzahl der Rotorblätter
n_{rpm}	- Anzahl der Rotorumdrehungen pro Minute
p	- Druck
$\bar{p}$	- gemittelter Druck
$\tilde{p}$	- mesoskaliger Druck
p'	- mikroskaliger Druck
p_0	- makroskaliger Druck
p_1	- hydrostatischer Anteil des mesoskaligen Drucks
p_2	- dynamischer Anteil des mesoskaligen Drucks
P	- Leistung
P'	- Leistung am Rotor
P_r	- Referenzdruck
P_m	- mechanische Produktion turbulenter kinetischer Energie
P_t	- thermische Produktion turbulenter kinetischer Energie
Q_χ	- Quellen- oder Senkenterm für skalare Größen

Q_{Θ}	-	Erwärmungsrate von Blättern
r	-	Abstand des Flügелеlements zur Rotornabe (Kapitel 2.2), Wirbelradius (sonst)
r_c	-	Wirbelkernradius
R	-	universelle Gaskonstante
R_i	-	individuelle Gaskonstante
R_N	-	Flussdichte einfallender Strahlung
s	-	Zirkulationsverteilung
t	-	Zeit
T	-	Temperatur
T'	-	Schubkraft am Rotor
T_1	-	Schubkraft der ungestörten Anströmung
T_{max}	-	maximale Schubkraft am Rotor
u	-	Anströmung des Rotors durch Eigendrehung (Abschnitte 2.2 und 4.2.2), Windkomponente in x-Richtung (sonst)
$\bar{u}$	-	gemittelte Windkomponente in x-Richtung
u'	-	mikroskalige Windkomponente in x-Richtung
u_*	-	Wandschubspannungsgeschwindigkeit am Boden
$u_{*building}$	-	Wandschubspannungsgeschwindigkeit an Gebäuden
u_{turb}	-	charakteristische Geschwindigkeit einer Wirbelschleppe
U_g	-	geostrophische Windkomponente in x-Richtung
v	-	Windkomponente in y-Richtung
$\bar{v}$	-	gemittelte Windkomponente in y-Richtung
v'	-	mikroskalige Windkomponente in y-Richtung, Windgeschwindigkeit am Rotor
v_1	-	Windgeschwindigkeit der ungestörten Anströmung
v_2	-	Windgeschwindigkeit im Nachlauf
$\vec{v}$	-	Windvektor für die drei Raumkomponenten
v_a	-	Anströmung senkrecht zum Rotor
v_{rel}	-	Anströmung des Rotors durch Wind und Eigendrehung
$vol_{obstacle}$	-	Gebäudemasse
$vol_{Referenzrotor}$	-	Masse des Referenzrotors

$vol_{RotorMaske}$	-	Maske der Rotorscheibe
V_g	-	geostrophische Windkomponente in y-Richtung
w	-	Windkomponente in z-Richtung
$\bar{w}$	-	gemittelte Windkomponente in z-Richtung
w'	-	mikroskalige Windkomponente in z-Richtung
x	-	Raumkoordinate in West-Ost-Richtung
$\dot{x}$	-	transformierte Koordinate von x
y	-	radiale Koordinate am Rotorblatt (Abschnitt 4.2.2), Raumkoordinate in Süd-Nord-Richtung (sonst)
$\dot{y}$	-	transformierte Koordinate der Raumkoordinate y
z	-	vertikale Raumkoordinate
z_s	-	Höhe der Geländeoberfläche über dem Meeresspiegel
z_t	-	Höhe der Modellobergrenze über dem Meeresspiegel
z_0	-	Rauigkeitslänge
α	-	Anstellwinkel eines Rotorblattes
α^*	-	transformiertes Gittervolumen
β	-	Einstell- oder Verwindungswinkel eines Rotorblattes
Γ	-	lokale Zirkulation
$\bar{\Gamma}$	-	mittlere Zirkulation
Γ_0	-	Gesamtzirkulation
Δr	-	Flügelelement
Δt	-	infinitesimaler Zeitschritt
$\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$	-	infinitesimales Volumen
ε	-	Dissipation
ζ	-	Verhältnis der Windgeschwindigkeit im Nachlauf zur un- gestörten Anströmung
η	-	transformierte, bodenfolgende Koordinate von z
Θ	-	potentielle Temperatur
κ	-	Karmankonstante
Λ	-	Streckung eines Rotorblattes
ν_i	-	spezifisches Volumen
ξ	-	Drehwinkel des Koordinatensystems gegen Nord

ρ	- Dichte
$\bar{\rho}$	- gemittelte Dichte
ρ'	- mikroskalige Dichte
$\tilde{\rho}$	- mesoskalige Dichte
ρ_0	- makroskalige Dichte
σ_u	- Standardabweichung des mittleren Windes
τ_{ij}	- Spannungstensor
$\tau_{i\chi}$	- Spannungstensor
φ	- geographische Breite (Kapitel 3), Summe des Anstell- und des Einstellwinkels (sonst)
ϕ_m	- vertikale Stabilitätsfunktion
ϕ_h	- horizontale Stabilitätsfunktion
Φ	- Geopotential
χ	- beliebige skalare Größe
$\bar{\chi}$	- gemittelte skalare Größe
$\tilde{\chi}$	- mesoskalige skalare Größe
χ'	- mikroskalige skalare Größe
χ_0	- makroskalige skalare Größe
ψ	- beliebige Größe
$\bar{\psi}$	- gemittelte Größe
$\tilde{\psi}$	- mesoskalige Größe
ψ'	- mikroskalige Größe
ψ_0	- makroskalige Größe
Ω	- Winkelgeschwindigkeit des Rotors
$\vec{\Omega}$	- Winkelgeschwindigkeit der Erde

Literaturverzeichnis

- Bohnenstengel, S. Einfluss thermischer Effekte auf die Zirkulation in einer Straßenschlucht. *Diplomarbeit, Universität Hamburg*, 2003.
- Conway, J. T. Analytical solutions for the actuator disk with variable radial distribution of load. *Journal of Fluid Mechanics*, 1995.
- Deichnik, K. Modellierung der Ausbreitung von Emissionen aus einem Stall. *Diplomarbeit, Universität Hamburg*, 2007.
- Dyer, A. J. A review of flux-profile relationship. *Bound. Lay. Met.*, 7, 362-372, 1974.
- El Kasmi, A und Masson, C. An extended $k - \epsilon$ model for turbulent flow through horizontal-axis wind turbines. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 2008.
- Emeis, S. A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 2010.
- Fock, B. H. Stetigkeit Diffusionskoeffizienten / Mischungsweglänge. *Arbeitsnotizen*, 2010.
- Gerz, T und Holzäpfel, F. Gutachten zum Gefährdungspotential durch Wirbelschleppen an der 3. Start- und Landebahn des Flughafen München. *Planfeststellungsverfahren 3. Start- und Landebahn, Flughafen München Gesellschaft*, 2007.
- Gerz, T, Holzäpfel, F, und Darracq, D. Aircraft wake vortices – a position paper. *WakeNet position paper*, 2001.
- Groß, G. Numerical simulations to the diurnal variation of wakes behind wind turbines. *Meteorologische Zeitschrift, Vol. 19, No. 1*, 2010.
- Hau, E. *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 4., vollständig neu bearbeitete Auflage edition, 2008.
- Holzäpfel, F. Aircraft wake vortex evolution and prediction. *Habilitationsschrift, Technische Universität München*, 2005.
- Le Chuiton, F. Actuator disc modelling for helicopter rotors. *Aerospace Science and Technology*, 2004.

- López, S. D. Numerische Modellierung turbulenter Umströmungen von Gebäuden. *PhD Thesis, Alfred - Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung Bremerhaven*, 2002.
- Machielse, L. A. H, Eecen, P. J, Korterink, H, van der Pijl, S. P, und Schepers, J. G. ECN test farm measurements for validation of wake models. *Energy research Centre of the Netherlands*, 2007.
- Mikkelsen, R. Actuator disc methods applied to wind turbines. *PhD Thesis, Technical University of Denmark*, 2003.
- Molly, J.-P. *Windenergie in Theorie und Praxis - Grundlagen und Einsatz*. Verlag C. F. Müller Karlsruhe, Kälte, Wärme, Klima aktuell; Band 18 edition, 1978.
- Panskus, H. Konzept zur Evaluation hindernisauflösender mikroskaliger Modelle und seine Anwendung auf das Modell MITRAS. *PhD Thesis, Universität Hamburg*, 2000.
- Panskus, H. Ein mikroskaliges diagnostisches Strömungs- und Ausbreitungsmodell für komplex bebautes Gelände - Evaluierung und Validität-. *Diplomarbeit, Universität Hamburg*, 1995.
- Prospathopoulos, J. M. Diskussion nach dem Vortrag in Pamplona. *Persönliche Mitteilung*, 2010.
- Prospathopoulos, J. M, Politis, E. S, Rados, K. G, und Chaviaropoulos, P. K. Enhanced CFD modelling of wind turbine wakes. *Extended abstracts for Euromech colloquium 508*, 2009.
- Schlünzen, K. H, Fock, B. H, Reinhardt, V, und Spensberger, C. Concepts and realization of the mesoscale and microscale model family. *MEMI Technical Report 4, Entwurf*, 2011.
- Schlüter, I. *Simulation des Transports biogener Emissionen in und über einem Waldbestand mit einem mikroskaligen Modellsystem*, volume 39. 2006.
- Taylor, G. J. Wake measurments on the Nibe wind turbines in Denmark. *Contractor report ETSU WN 5020, National Power - Technology and Environment Center*, 1990.
- Uphoff, M. Parametrisierung flugzeuginduzierter Vermischung in einem mesoskaligen Modell. *Universität Hamburg*, 2008.
- Verein Deutscher Ingenieure. Prognostische mikroskalige Windfeldmodelle, Evaluierung für Gebäude- und Hindernisumströmung. *VDI-Richtlinien VDI 3783 Blatt 9*, 2005.

Watters, C. S und Masson, C. Modeling of lifting-device aerodynamics using the actuator surface. *International Journal for numerical Methods in Fluids*, 2010.

Wilson, J. D und Shaw, R. H. A higher order closure model for canopy flow. *Journal of Applied Meteorology* 16, 1977.

Winckelmans, G, Cocle, R, Dufresne, L, Capart, R, Bricteux, L, Daeninck, G, Lonfils, T, Duponcheel, M, Desenfans, O, und Georges, L. Direct numerical simulation and large-eddy simulation of wake vortices: going from laboratory conditions to flight conditions. *European Conference on Computational Fluid Dynamics ECCOMAS CFD 2006*, 2006.

Erklärung

Hiermit versichere ich, Marita Linde, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Einer Veröffentlichung dieser Arbeit stimme ich zu.

Hamburg, den 28. März 2011