

Abschätzung des Einflusses eines Testfeldes für Windenergie in
der Mecklenburger Bucht auf die lokalen Windbedingungen in
für Sportboote relevanten Höhen

Einfluss eines Offshore-Testfeldes auf das Segelrevier der Mecklenburger Bucht

10 2023

Sonja Steinbrück
(sonja.steinbrueck@iwes.fraunhofer.de)
Dr. Lukas Vollmer
(lukas.vollmer@iwes.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
Küpkersweg 70
26129 Oldenburg
Tel.: +49 441 798 5014
www.iwes.fraunhofer.de

Vertraulichkeitsstatus

<input checked="" type="checkbox"/>	öffentlich
<input type="checkbox"/>	intern
<input type="checkbox"/>	vertraulich

Autor:in/Projektleiter:in: Sonja Steinbrück	Ort, Datum:
Unterschrift:	Oldenburg, 11. Oktober 2023
geprüft durch: Dr. Martin Dörenkämper	Ort, Datum:
Unterschrift:	Oldenburg, 11. Oktober 2023

Dokumentenhistorie

Version	Datum	Erstellung	Prüfung	Freigabe
01	01.09.2023	Sonja Steinbrück		
02	05.09.2023	Sonja Steinbrück	Dr. Lukas Vollmer	
03	11.10.2023	Sonja Steinbrück		Dr. Martin Dörenkämper

Einfluss eines Offshore-Testfeldes auf das Segelrevier der Mecklenburger Bucht

Sonja Steinbrück

Dr. Lukas Vollmer

Dr. Martin Dörenkämper

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme, IWES
in Bremerhaven

Projektnummer: 23-11-1439-3350

Projektpartner: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Kurzfassung

Die vorliegende Studie untersucht mögliche Auswirkungen des geplanten Offshore Testfelds nordwestlich von Warnemünde auf die Segelreviere im Küstenumfeld. Im Rahmen der Konsultationen zum Projekt „Nationales Testfeld Offshore-Windenergie“ (Nat-Off) sind Bedenken geäußert worden, dass die Nachlaufeffekte des Testfelds einen negativen Einfluss auf die Segelaktivitäten in der Umgebung haben könnten. Besonders in den Sommermonaten herrscht im Warnemünder Küstenumfeld ein reger Segelbetrieb, unter anderem findet jährlich eine Regatta statt. Die Abteilung Aerodynamik und numerische Windenergiemeteorologie am Fraunhofer IWES hat den Einfluss des Testfelds auf das Windregime in für Sportboote relevanten Höhen untersucht. Dabei wurden relevante reale Situationen aus den örtlichen Wetterbedingungen herausgearbeitet und mit einem einfachen Nachlaufmodell, ohne Turbulenzauflösung, simuliert. Des Weiteren wurde eine Situation, für die ein nachweisbarer Einfluss auf den Wind im Segelrevier erwartet wird, mit einem turbulenzauflösenden Modell simuliert. Die Ergebnisse beider Simulationen wurden im Hinblick auf Windgeschwindigkeits- und Turbulenzveränderungen untersucht. Durch das vereinfachte Nachlaufmodell konnte festgestellt werden in welchem Windrichtungsbereich ein Einfluss des Testfeldes auf die benachbarten Segelbahnen zu erwarten wäre. Dieser Bereich kommt statistisch in den Monaten April bis Oktober in 41,7 % der Zeit vor. Für diesen Windrichtungsbereich folgt eine mittlere Reduktion der Windgeschwindigkeit um 0,29 m/s (ca. 1 km/h). Und damit deutlich weniger als 1 Beaufort auf der selbigen Skala, d.h. es ist nicht zu erwarten, dass sich die Bewertung der Windstärke im Sinne der Beaufortskala ändert. Bezogen auf die Turbulenz wurde eine mittlere Erhöhung der Turbulenzintensität (TI) von 0,51 %-Punkte berechnet. Durch das turbulenzauflösende Modell wurde zusätzlich ein komplexeres Bild gezeigt für die Höhen unterhalb der Nabenhöhe der Turbinen, da durch eine Unterströmung des Nachlaufs der Effekt im unteren Bereich reduziert werden kann.

Zusammenfassung für Entscheidungsträger

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE wurde damit beauftragt, die konzeptionellen Vorarbeiten für die Errichtung eines Testfeldes für Offshore-Windenergie in der Ostsee, ca. 10 km nordwestlich von Warnemünde, zu prüfen. Hierzu gehörte unter anderem, potenzielle Einflüsse auf Anwohner und andere Aktivitäten in dem Gebiet zu erfassen. Gerade im Rahmen des Dialoges mit lokalen Interessengruppen wurden immer wieder Befürchtungen über einen möglichen Einfluss eines solchen Windparks auf die örtlichen Segelreviere geäußert.



Abbildung 1 Karte der Lage des nationalen Offshore-Testfeldes und der Segelbahnen, erstellt mit OpenStreetMap.

Im Küstenumfeld von Warnemünde findet vor allem ausgehend vom dortigen Sportboothafen im Sommerhalbjahr ein reger Segelbetrieb statt. Dieses ist besonders auf angrenzenden Flächen süd-östlich des geplanten Testfeldes der Fall (siehe Abbildung 1). Bedingt durch unter anderem Medienberichte [1] zur Beeinflussung von Segelaktivitäten durch Windabschattungs- (Nachlauf-) Effekte kam die Frage auf, inwiefern der Betrieb des Testfeldes Einfluss auf die örtlichen Windbedingungen haben könnte.

Das Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES) hat im Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE daher mit verschiedenen numerischen Modellierungsansätzen und Daten den möglichen Einfluss des geplanten Offshore-Testfeldes auf die Segelbahnen südöstlich des Windparks untersucht.

Erfassung und Analyse des lokalen Windregimes

Im Rahmen des Projekts wurde daher zunächst die Häufigkeit von relevanten Situationen untersucht in denen die Segelbahnen vor Warnemünde vom Testfeld beeinflusst sind. Als relevante Windrichtungen wurde der Windrichtungsbereich von westlichen bis nördlichen Winden im Bereich 250° bis 360° identifiziert. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich herrscht in 37,0 % der Zeit eines Jahres vor. Innerhalb der Segel-Saison, d. h. den Monaten April bis Oktober, sind es 41,7 % der Zeit, wenn zusätzlich die Tageszeit (06:00 bis 20:00) berücksichtigt wird, liegt der Wert bei 47,7 % des relevanten Zeitraums.

Analyse des maximalen Einflusses auf die Segelbahnen

Im nächsten Schritt wurde die maximal mögliche Beeinflussung durch das Testfeld auf die Segelbahnen mit einem vereinfachten, jedoch weit verbreiteten Ingenieurmodellierungsansatz berechnet, der die Nachlaufeffekte aus der Höhe bis zum Boden einheitlich modelliert. Hierdurch konnte der maximale und mittlere Einfluss des Windparks auf das Segelgebiet errechnet werden.

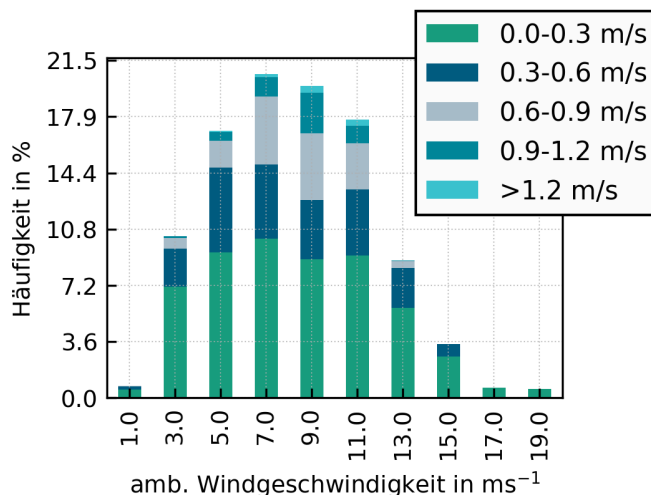


Abbildung 2 Verteilung der Windgeschwindigkeitsreduktion in den Monaten April bis Oktober für den Windrichtungsbereich 250° bis 360° in Abhängigkeit der Umgebungswindgeschwindigkeit. Die Unterteilung der Balken zeigt die Verteilung der absoluten Reduktion der Windgeschwindigkeit pro Umgebungswindgeschwindigkeit.

Abbildung 2 zeigt die Windgeschwindigkeitsreduktion in den Monaten April bis Oktober für den betrachteten Windgeschwindigkeitsbereich. Hier wird deutlich, dass sich in allen Fällen die Windgeschwindigkeit um weniger als 0,3 m/s (ca. 1 km/h) reduziert und damit deutlich weniger als 1 Beaufort auf der selbigen Skala, d.h. es ist nicht zu erwarten, dass sich die Bewertung der Windstärke im Sinne der Beaufortskala ändert. Hohe Windgeschwindigkeitsreduktionen von mehr als 10 % gegenüber der Einströmungsgeschwindigkeit sind selten.

Ein ähnlicher Trend lässt sich bei Veränderungen der Turbulenzintensität (TI), einem Maß für die Variabilität der Windgeschwindigkeit innerhalb eines bestimmten Zeitraums, erkennen. Für den Bereich der Segelbahnen haben die Modellierungen der Turbulenzintensität im Mittel eine Erhöhung von 0,3 %-Punkten bis 0,83 %-Punkten gezeigt. Selbst mit dieser Erhöhung liegen die Turbulenzlevel wesentlich unterhalb derer von typischen Onshore-Standorten.

Hochauflösende Analyse eines Maximalszenarios

In einem weiteren Schritt wurde ein Extremfall, bei dem die Windrichtung genau aus der Richtung des geplanten Windparks auf die Segelbahnen einwirkt, mit einem turbulenzauflösenden Modell untersucht. Hierbei wurde zudem eine thermisch stabil geschichtete Strömungssituation angenommen, bei der die größten Windparkeffekte zu erwarten sind.

Abbildung 3 zeigt die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (oben) und 5 m über der Wasseroberfläche (unten). Hier zeigt sich wie erwartet eine deutliche Reduktion der Windgeschwindigkeit hinter den Rotoren in Nabenhöhe. Unmittelbar über der Wasseroberfläche ist das Strömungsbild jedoch komplexer. So finden sich Bereiche mit leicht erhöhter oder niedrigerer Windgeschwindigkeit ge-

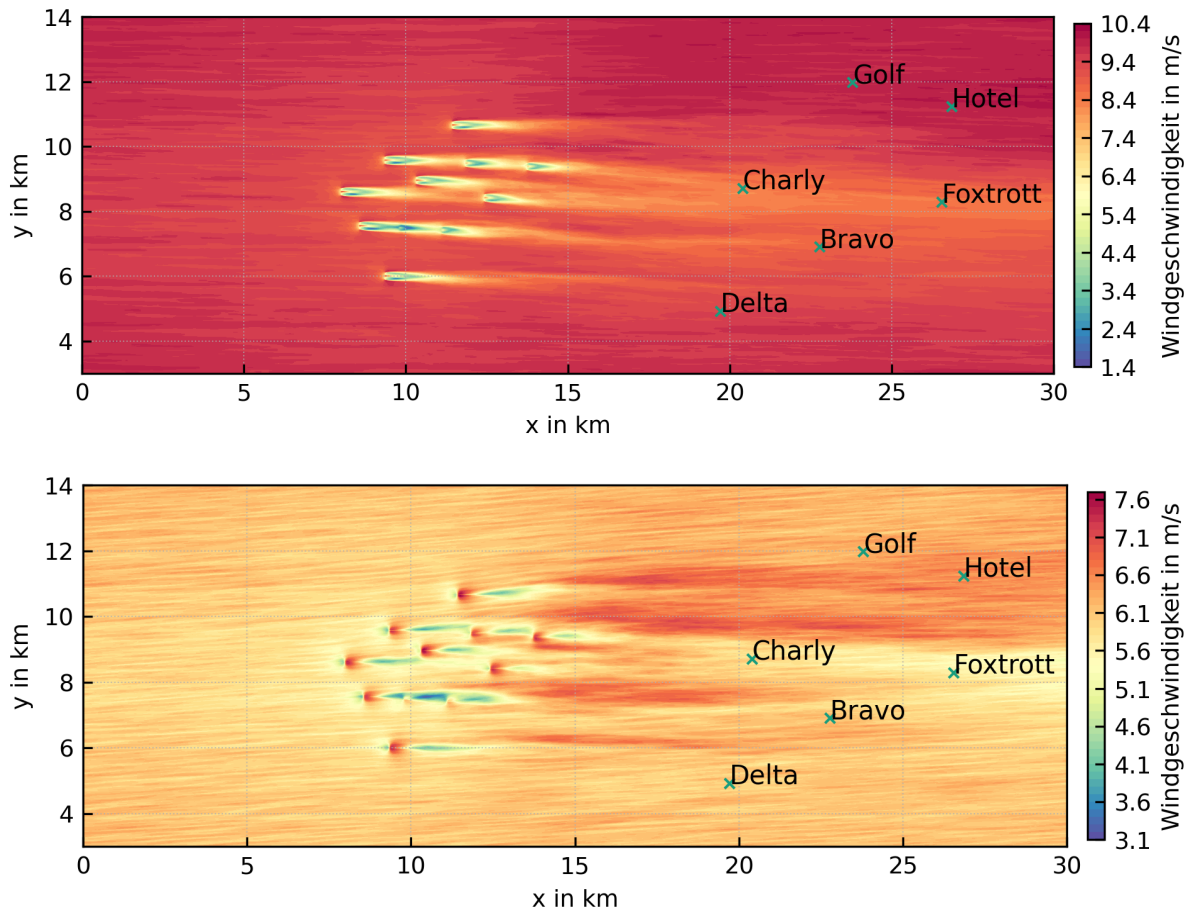


Abbildung 3 Horizontale Windgeschwindigkeit in ms^{-1} in Nabenhöhe, d.h. auf 150 m (oben) und auf 5 m (unten) über der Wasseroberfläche.

genüber der Einströmung, was durch die Unterströmung der Rotoren und großräumige Ausgleichseffekte erklärt werden kann.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das geplante Offshore-Testfeld die Windbedingungen in seltenen Fällen auch im Bereich der Segelbahnen vor Warnemünde beeinflussen kann. Dieses geschieht jedoch in einem relevanten Ausmaß (Windgeschwindigkeitsreduktion $>1 \text{ m/s}$, $>4 \text{ km/h}$) nur in weniger als 1 % der Zeit. Die Strömungsbedingungen in der Nähe von Windparks sind zudem sehr komplex, so dass nicht generell nur von einer Verringerung der Windgeschwindigkeiten im Umfeld von Windparks gesprochen werden kann, sondern sich lokal auch Bereiche mit erhöhten Windgeschwindigkeiten ergeben können. Das regionale Windklima bleibt durch die verhältnismäßig kleine Fläche des Testfelds unverändert.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	vii
Zusammenfassung für Entscheidungsträger	ix
Glossar	10
Einheiten	11
1 Einleitung	12
2 Methoden	13
2.1 Beschreibung des Standortes und der Daten	13
2.2 Verwendete Simulationsmodelle	14
2.2.1 FOXES	14
2.2.2 PALM	15
3 Ergebnisse	17
3.1 Abschätzung der Statistiken mit Hilfe des vereinfachten Nachlaufmodells FOXES	17
3.2 Simulation eines Extremfalls durch das turbulenzauflösende Strömungsmodell PALM	22
4 Zusammenfassung	31
5 Literaturverzeichnis	32

Glossar

R_{mol}	inverse Monin-Obhukov-Länge in m^{-1}
U	Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde
x	Richtung parallel zur Strömung im Modellgebiet in Metern
y	Richtung senkrecht zur Strömung im Modellgebiet in Metern
z	vertikale Richtung (u.a. im Modellgebiet) in Metern
DWD	Deutscher Wetterdienst
FINO	Forschungsplattformen In Nord- und Ostsee
FOXES	Vereinfachtes Nachlaufmodell (Farm Optimization and eXtended yield Evaluation Software)
IEA	Internationale Energieagentur (International Energy Agency)
LES	Grobstruktursimulation (Large-Eddy-Simulation)
NEWA	Neuer europäischer Windatlas (New European Wind Atlas)
PALM	turbulenzauflösendes Grobstruktur- (engl. Large-Eddy-Simulations (LES)) modell PALM
RAVE	Forschungsinitiative zum Windpark Alpha Ventus (Research at Alpha VEntus)
TI	Turbulenzintensität
TKE	turbulente kinetische Energie
UTM	globales Koordinatensystem mit Mercator Projektion (Universal Transverse Mercator)

Einheiten

Einheit	Bedeutung
m	Meter (Distanz)
km	Kilometer (Distanz)
ms ⁻¹	Meter pro Sekunde (Geschwindigkeit)
MW	Megawatt (Leistung)
h	Stunde (Dauer)

Beaufort	Knoten	ms ⁻¹	km/h	mph	Bezeichnung
0	1	0 - 0.2	1	1	Windstille
1	1-3	0.3-1.5	1-5	1-3	Leiser Zug
2	4-6	1.6-3.3	6-11	4-7	Leichte Brise
3	7-10	3.4-5.4	12-19	8-12	Schwache Brise
4	11-15	5.5-7.9	20-28	13-17	Mäßige Brise
5	16-21	8.0-10.7	29-38	18-24	Frische Brise
6	22-27	10.8-13.8	39-49	25-30	Starker Wind
7	28-33	13.9-17.1	50-61	31-38	Steifer Wind
8	34-40	17.2-20.7	62-74	39-46	Stürmischer Wind
9	41-47	20.8-24.4	75-88	47-54	Sturm
10	48-55	24.5-28.4	89-102	55-63	Starker Sturm
11	56-63	28.5-32.6	103-117	64-73	Orkanartiger Sturm
12	64-71	>32.7	>118	>74	Orkan

Tabelle 1 Tabelle zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit.¹

¹ <https://de.windfinder.com/wind/windspeed.htm>

1 Einleitung

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE wurde damit beauftragt, die konzeptionellen Vorarbeiten für die Errichtung eines Testfeldes für Offshore-Windenergie in der Ostsee, ca. 10 km nordwestlich von Warnemünde, zu prüfen. Im Küstenumfeld von Warnemünde findet ausgehend vom dortigen Sportboothafen im Sommerhalbjahr ein reger Segelbetrieb statt. Dieses ist besonders für Flächen südöstlich des Testfeldes der Fall. Bedingt durch unter anderem Medienberichte [1] zur Beeinflussung von Segelaktivitäten durch Windabschattungs- (Nachlauf-) effekte stellt sich die Frage, inwiefern der Betrieb des Testfelds den Segelbetrieb in den Regatta-Gebieten nördlich von Warnemünde stören könnte.

Die Abteilung Aerodynamik und numerische Windenergiemeteorologie am Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES) hat in den vergangenen Jahren numerische Nachlaufmodellierungswerkzeuge in verschiedenen Detaillierungsgraden (weiter-)entwickelt. Das beinhaltet auf der einen Seite der Skala turbulenzauflösende Simulationswerkzeuge, die die Umströmung und Verwirbelung hinter dem Rotor einer Windenergieanlage im Detail auflösen, jedoch sehr rechenintensiv sind [2], auf der anderen Seite aber auch schnellere Werkzeuge zur Standort- und Ertragsbewertung [3]. Das Fraunhofer IWES hat daher im Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE im Rahmen der hier vorliegenden Studie den Einfluss des Testfelds auf die Windbedingungen in für Sportboote relevanten Höhen, d.h. den Höhen unterhalb der Rotorfläche moderner Windenergieanlagen (< 30 m) berechnet.

Mit Hilfe eines analytischen Modells für die Nachlaufausbreitung [3] und Daten des "New European Wind Atlas" (NEWA) wurden Situationen herausgefiltert, in welchen die Segelreviere durch etwaige Nachlaufeffekte beeinflusst werden können. So konnte herausgearbeitet werden, wie oft relevante Windrichtungen vorherrschen und mit welcher Windgeschwindigkeitsreduktion bzw. Turbulenz-Erhöhung gerechnet werden kann. Abhängig von der Position des Segelreviers kann mit einer maximalen Reduktion der Windgeschwindigkeit von 1.24 ms^{-1} bis 1.72 ms^{-1} (zur Einordnung der Windgeschwindigkeit in ms^{-1} siehe Tabelle 1) bzw. einer maximalen Erhöhung der TI von 1.44%-Punkten bis 3.17%-Punkten gerechnet werden. Ein Fokus wurde auf die Thermik (atmosphärische Stabilität) gelegt, die maßgeblich für die vorherrschende Turbulenz ist, welche wiederum Einfluss auf die Nachlaufausbreitung hat.

Aus den Erkenntnissen durch die Simulation mit dem analytischen Nachlaufmodell konnte eine besonders relevante Situation, welche die größtmöglichen Einflüsse auf das Segelrevier erkennen lässt, herausgearbeitet werden. Zur genaueren Betrachtung wurde eine turbulenzauflösende Strömungssimulation dieser Bedingungen mit Hilfe eines Large-Eddy-Simulations (LES) Modells durchgeführt. Hierfür wurde das LES-Modell PALM [4] verwendet. Im Gegensatz zu dem analytischen Nachlaufmodell, wird im Strömungsmodell der Einfluss der Windenergieanlagen auf den Wind durch eine Impulssenke modelliert. Das Modell berücksichtigt, dass die Turbinen einen Teil des Windes abbremmen und somit den Impuls des Windes verringern.

Zudem wird im analytischen Modell die bodennahen Windbedingungen (< 30 m) stark vereinfacht dargestellt, da sie für die Leistung der Windenergieanlagen nicht relevant sind. Die Auflösung des Strömungsmodells beträgt dagegen wenige Meter, so dass unterhalb des Rotors mehrere Gitterzellen berechnet werden und eine bessere Aussage über die Veränderung der Strömung in Nähe der Meeresoberfläche möglich ist.

In Kapitel 2 werden die genutzten Modelle und das jeweilige Setup zu dieser Untersuchung erläutert. Die Ergebnisse der Simulationen sind in Kapitel 3 zu finden.

2 Methoden

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die vorhandenen Daten und dann die genutzten Modelle beschrieben.

2.1 Beschreibung des Standortes und der Daten

Der Studie liegen die Koordinaten des Testfeldes und ein beispielhaftes Layout, erarbeitet durch die Deutsche WindGuard GmbH, zugrunde [5]. Aus dem Layout und den vorliegenden Eckpunkten des Testfeldes wurden die Koordinaten der Turbinen ermittelt, entsprechend der Karte in Abbildung 2.1, und in ein universelles kartesisches Koordinatenformat (UTM) umgerechnet.

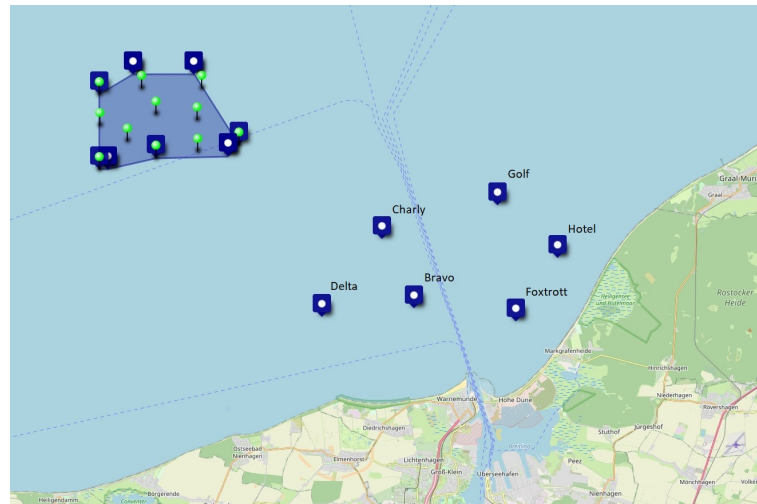


Abbildung 2.1 Karte der Lage des Testfeldes und der Segelbahnen, erstellt mit OpenStreetMap.

Der Windpark im Testfeld besteht in den Simulationen aus 11 Windenergieanlagen. Auf Grund des angenommenen Zeitpunkts der Realisierung frühestens in 2026 wurde als Anlagentyp die von der International Energy Agency (IEA) frei verfügbar gemachte 15 Megawatt Referenzanlage [6] genutzt. Der Anlagentyp zeichnet sich durch eine Nabenhöhe von 150 m, einen Rotordurchmesser von 240 m und einer Nennleistung von 15 MW aus.

Des Weiteren liegt eine nautische Karte der Warnemünder Woche in digitaler Form vor, welches eine Kennzeichnung der Mittelpunkte der Segelbahnen Alpha bis Hotel beinhaltet. Die Bahnmittelpunkte wurden ebenfalls in das UTM Format übertragen. Abbildung 2.2 zeigt die Positionen und Distanzen des Testfeldes und der Segelbahnen.

Die Wetterdaten zur Bestimmung des vorherrschenden Windklimas am Standort wurden dem frei zugänglichen Neuen Europäischen Windatlas (engl. "New European Wind Atlas"(NEWA)) entnommen¹. Dieser wurde in einer umfangreichen Sensitivitätsstudie generiert und anhand von Daten von mehreren hundert Masten validiert [7], [8]. Aus NEWA wurden die Zeitreihen für Windgeschwindigkeit, Windrichtung, turbulente kinetische Energie (TKE) und der Stabilitätsparameter R_{m0l} extrahiert für den Zeitraum vom 01.01.2009 bis 31.12.2018, in einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten. Des Weiteren wurden für denselben Zeitraum Daten einer Messstation des Deutschen Wetterdienstes (DWD) in Warnemünde genutzt. Die Messstation befindet sich auf dem Dach eines Hauses in der Seestraße 15. Die Daten sollen einen Vergleich zu Messdaten in einem onshore Bereich liefern. Sie stehen zur Verfügung als die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit der Lateralkompo-

¹ <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

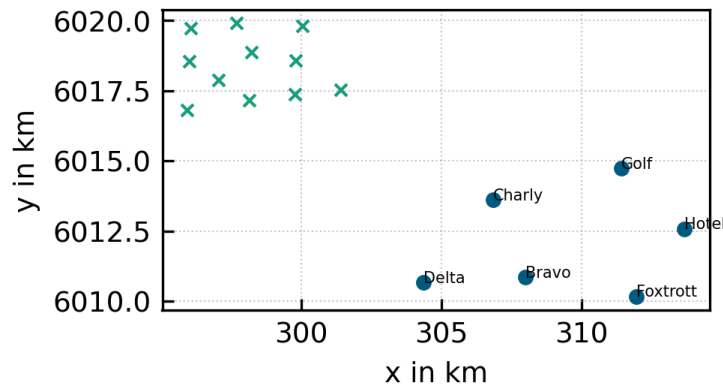


Abbildung 2.2 Darstellung der UTM Koordinaten des Testfeldes (grün) und der Segelrevier Mittelpunkte (blau).

nente (Ost-West-Richtung) und der Longitudinalkomponente (Nord-Süd-Richtung) und die absolute Windgeschwindigkeit als 10 min Werte.

2.2 Verwendete Simulationsmodelle

In diesem Abschnitt werden die im Rahmen der Studie verwendeten Modellierungsansätze vorgestellt. Hierbei handelt es sich um das

2.2.1 FOXES

Das im ersten Teil dieser Arbeit verwendete vereinfachte Nachlaufmodell ist das frei verfügbare und gut dokumentierte (Open-Source) Modell "Farm Optimization and eXtended yield Evaluation Software" (FOXES) [3]. FOXES ist ein modularisierter Code, mit dem der Benutzer verschiedene standardisierte Nachlauf- und Turbinenmodelle leicht kombinieren kann. Diese Modelle sind teils seit einigen Jahrzehnten in der Windenergieindustrie und -forschung in Anwendung.

FOXES ist in der Lage, Windzeitreihen, wie die Daten aus NEWA direkt als Input für seine Berechnungen zu verwenden. Neben der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung auf verschiedenen Höhen, wird auch die turbulente kinetische Energie (TKE) aus NEWA extrahiert, welche unter der Annahme einer isotropen Turbulenz in Turbulenzintensität (TI) umgerechnet wurde. Die niedrigste vorhandene Höhe der Input Daten liegt bei 10 m für die Windgeschwindigkeit und Windrichtung, sowie 50 m für die TKE. Die TI aus 50 m Höhe wurde mit folgenden Formeln unter Annahme eines invers logarithmischen Höhenprofils auf 10 m Höhe extrapoliert:

$$TI_{10} = \frac{1}{\ln\left(\frac{10m}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

und

$$z_0 = \frac{50m}{\exp\left(\frac{1}{TI_{50}}\right)} \quad (2.2)$$

Eine Zeitreihe von 10 Jahren (2009 bis 2018) und Daten für Höhen von 10 m bis 250 m aus NEWA wurden als Input für FOXES verwendet um das Verhalten des Testfeldes im langjährigen Mittel zu simulieren und Statistiken abzuleiten.

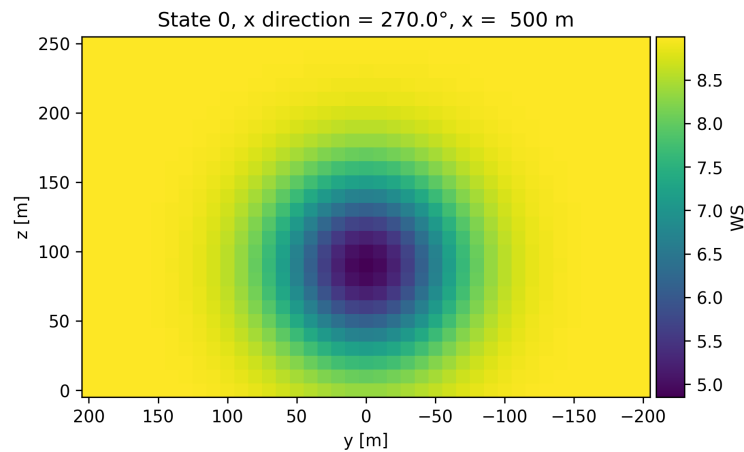


Abbildung 2.3 Beispiel eines in FOXES berechneten Nachlaufs: Schnitt der Windgeschwindigkeit in y-z-Richtung 500 m stromabwärts der Windenergieanlage.

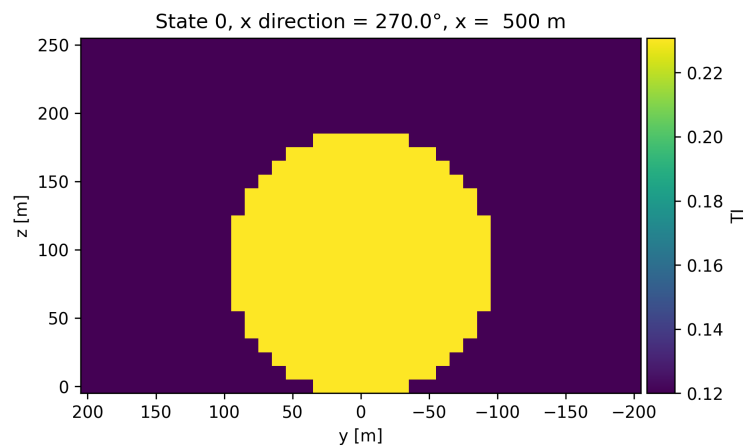


Abbildung 2.4 Beispiel eines in FOXES berechneten Nachlaufs: Schnitt der TI in y-z-Richtung 500 m stromabwärts der Windenergieanlage.

Die Reduktion der Windgeschwindigkeit im Nachlauf wird in FOXES auf Nabenhöhe der Turbine ermittelt und als Vereinfachung mit einer Gaußglockenfunktion nach [9] auf alle Höhen verteilt. Mit steigender Entfernung zur Windenergieanlage wird die Intensität des Nachlaufs durch Verbreiterung der Gaußglockenfunktion reduziert, wie in Abbildung 2.3 beispielhaft dargestellt. Die erhöhte Turbulenz wird mit dem Turbulenzmodell nach IEC Norm 61400-1 [10] berechnet. Das Modell berechnet die Erhöhung der Turbulenz als Zylinder im Nachlauf der Windenergieanlage. Auch in diesem Modell wird die Intensität der zusätzlichen Turbulenz mit Entfernung zur Windenergieanlage schwächer. Ein Einfluss des Bodens auf Turbulenzerhöhung und Windgeschwindigkeitsreduktion wird vernachlässigt, Abbildung 2.4 zeigt ein Beispiel dafür.

2.2.2 PALM

Das im Rahmen dieser Studie für detailgetreuere Ergebnisse verwendete turbulenzauflösende Grobstruktur- (engl. Large-Eddy-Simulations (LES)) modell PALM wurde an der Universität Hannover entwickelt [4] und in einer Vielzahl von Windenergiestudien getestet, benutzt und validiert [e.g 11], [12]. Neben der Simulation der atmosphärischen Strömung werden die Windenergieanlagen mit Hilfe einer Aktuatorscheibenmethode in die Strömung eingebracht [13]. Das bedeutet, dass die Windenergieanlagen nur auf Höhe des Rotors durch die Form einer Scheibe der Strömung Impuls

entziehen. Dies führt insbesondere dazu dass auch der Strömungseffekt unterhalb der Rotorebene aufgelöst wird und etwaige Veränderungen der Stärke des Nachlaufs in der Nähe der Oberfläche berücksichtigt werden.

Für die vorliegende Simulation wurde eine Auflösung von 10 m gewählt, das Modellgebiet hat eine Größe von 30 km in Strömungsrichtung, 17.25 km senkrecht dazu und einer Höhe, mit einem über der Grenzschicht gestreckten Gitter, von 3.9 km. Die Koordinaten des Testfeldes in Relation zu den Segelbahnen wurde um 30° gedreht um eine Strömung vom Testfeld in Richtung der Segelbahnen zu realisieren, die im PALM Modellgebiet parallel zur x -Richtung verläuft.

3 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Studie präsentiert, diese werden unterteilt in die verwendeten Modelle, das Nachlaufmodell FOXES und das Strömungsmodell PALM.

3.1 Abschätzung der Statistiken mit Hilfe des vereinfachten Nachlaufmodells FOXES

In Abbildung 3.1 sind die Windrosen für das gesamte Jahr und während der Segelsaison (April bis Oktober) dargestellt. Als die relevanten Windrichtungen wird der Bereich 250° bis 360° angesehen, basierend auf geometrischen Überlegungen anhand von Abbildung 2.2. Dieser Bereich ist mit 110° relativ groß festgelegt, um jeden möglichen Einfluss zu berücksichtigen. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich herrscht in 37.0% der Zeit, betrachtet auf das ganze Jahr. Innerhalb der Monate April bis Oktober sind es 41.7% der Zeit, wenn zusätzlich die Tageszeit (06:00 bis 20:00) berücksichtigt wird, liegt der Wert bei 47.7%.

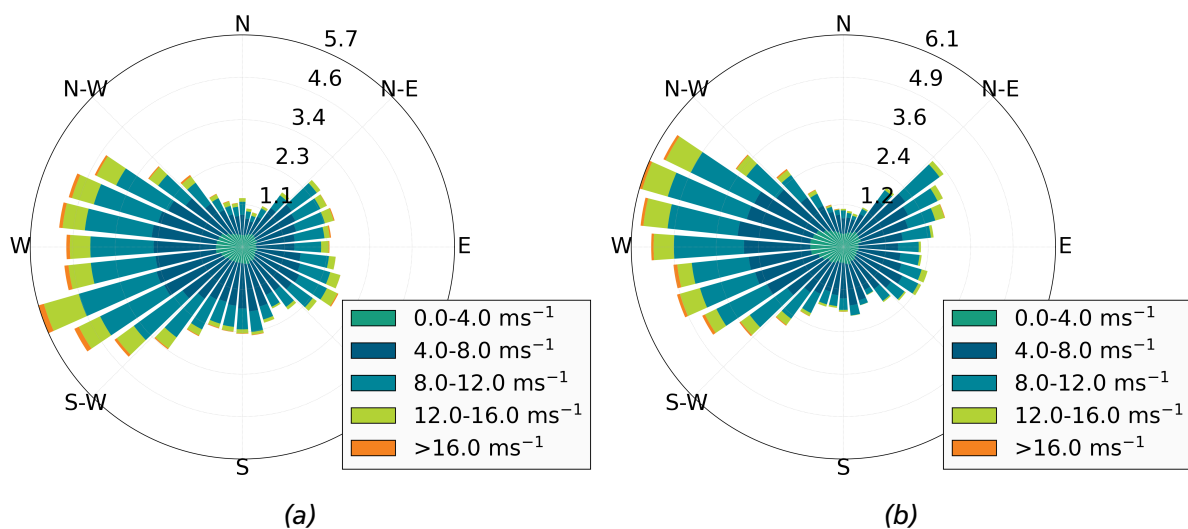


Abbildung 3.1 Verteilung der Windrichtung und Windgeschwindigkeit über (a) den gesamten Jahresverlauf und (b) die Monate April bis Oktober.

Die im folgenden dargestellten Ergebnisse wurden exemplarisch für die Segelbahn Golf für eine Höhe von 10 m berechnet. Es liegen Daten zu den Segelbahnen Bravo, Charly, Delta, Foxtrott, Golf und Hotel vor (vgl. Abbildung 2.1). Die küstennahen Bahnen Alpha und Echo wurden nicht berücksichtigt, da sie aus Sicht des Testfeldes hinter den anderen Bahnen liegen und der etwaige Einfluss durch die Entfernung nicht so groß sein kann wie an den bereits berechneten Positionen.

Für die oben genannten Bahnen liegen Daten, berechnet durch FOXES, über die lokale Windgeschwindigkeit und die lokale TI auf 10 m Höhe vor. Diese Werte können mit den ungestörten Umgebungswerten (das heißt den Werten in Abwesenheit des Testfeldes) der Windgeschwindigkeit und TI im Zusammenhang mit der Windrichtung verglichen werden. Die Abbildungen 3.2a und 3.2b zeigen die Differenz der lokalen Windgeschwindigkeit bzw. der lokalen TI zu den ungestörten Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit zu der Windrichtung auf 10 m Höhe. Hier zeigt sich eine klare Abhängigkeit zur Windrichtung und es können die maximalen Differenzen zu der ungestörten Windgeschwindigkeit abgelesen werden. Es ergibt sich eine Reduktion der Windgeschwindigkeit von maximal 1.46 ms^{-1} und eine maximale Erhöhung der TI um 2.1%-Punkte. Durch die farbliche Gewichtung ist zusätzlich die Häufigkeit der jeweiligen Windgeschwindigkeitsreduktion bzw. TI-Erhöhung erkennbar. Es ist zu sehen, dass die höheren Werte weit weniger häufig vorkommen als

die niedrigen. Dies zeigt sich auch in den mittleren Werten, die durch eine orangefarbene Linie eingezeichnet sind.

Im Rahmen der Forschungsinitiative RAVE (Research at Alpha VEntus¹) wurde die langfristige TI Erhöhung am Messmast FINO untersucht, die sich entsprechend der Inbetriebnahme der umliegenden Windparks veränderte. Dies ist z.B. in [14] zu sehen, die TI erhöht sich von 5.6% auf 7.2% und 8.4% im Mittel, je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der umliegenden Windparks. Diese Messergebnisse geben einen Eindruck welche Größenordnung bei einem Zubau eines Windparks realistisch sind. Unter der Berücksichtigung, dass die Windparks um FINO wesentlich näher sind als das Testfeld dem Segelrevier, ist die im Nachlaufmodell berechnete maximale TI-Erhöhung von 2.10% somit plausibel.

Die Häufigkeit und Intensität der Windgeschwindigkeitsreduktion in den Monaten April bis Oktober ist in Abbildung 3.3 in Abhängigkeit zur Umgebungswindgeschwindigkeit dargestellt. Die Farbe und Einteilung der Balken beschreibt die Verteilung der Größe der Reduktion. So ist zu sehen, dass in allen Windgeschwindigkeitsbereichen die geringste Reduktion von 0-0.3 ms⁻¹ dominiert und die Reduktion von mehr als 1.2 ms⁻¹ in nur sehr wenigen Fällen auftritt.

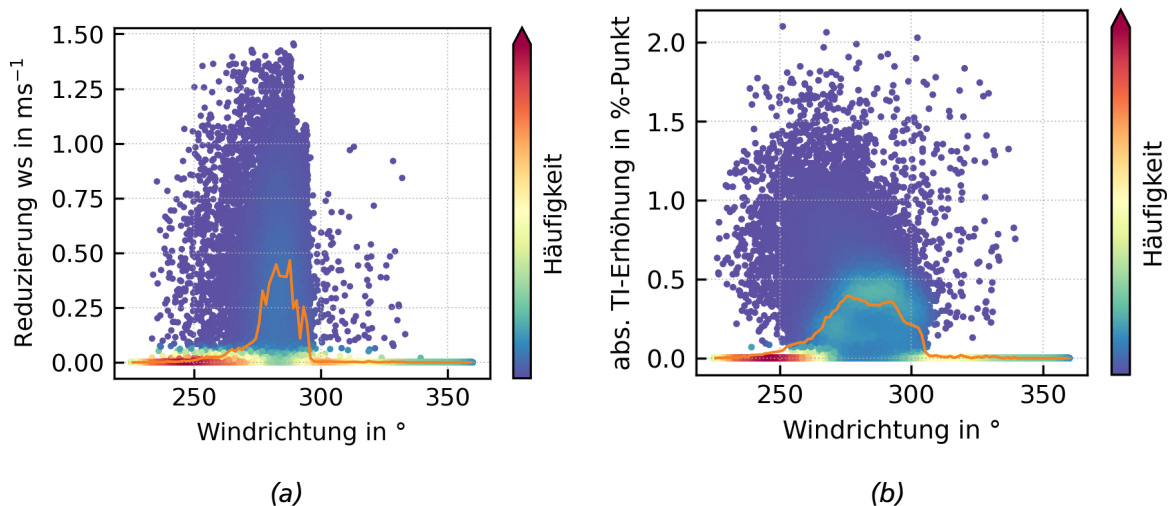


Abbildung 3.2 (a) Absolute Reduktion der Windgeschwindigkeit und (b) absolute Erhöhung der TI jeweils in Abhängigkeit zur Windrichtung im Bereich 225° bis 360°. Die farbliche Markierung zeigt die Häufigkeit der Reduktion bzw. Erhöhung, in orange ist außerdem die mittlere Reduktion bzw. Erhöhung dargestellt.

¹ <https://rave-offshore.de/de/start.html>

In Abbildung 3.4 ist das Verhältnis der lokalen Windgeschwindigkeit zur Umgebungswindgeschwindigkeit dargestellt, unterteilt in vier Bereiche für die Umgebungswindgeschwindigkeit von 4 ms^{-1} bis 12 ms^{-1} für die Monate April bis Oktober. Ein Verhältnis von eins bedeutet keine Auswirkung des Nachlaufs, ein Wert unter eins zeigt die Reduktion der Windgeschwindigkeit durch den Nachlauf des Testfeldes. Erkennbar ist hier zum einen noch einmal die Windrichtungsabhängigkeit und zum anderen, dass die niedrigen Geschwindigkeiten die höchste relative Reduktion verzeichnen. Die maximale absolute Windgeschwindigkeitsreduktion beträgt 1.46 ms^{-1} und liegt bei einer Umgebungsgeschwindigkeit von 6.83 ms^{-1} und einer Windrichtung von 289° vor. Dies findet sich als Verhältnis von 0.78, also einer maximalen Reduktion der Windgeschwindigkeit um 22% entsprechend in der Abbildung wieder.

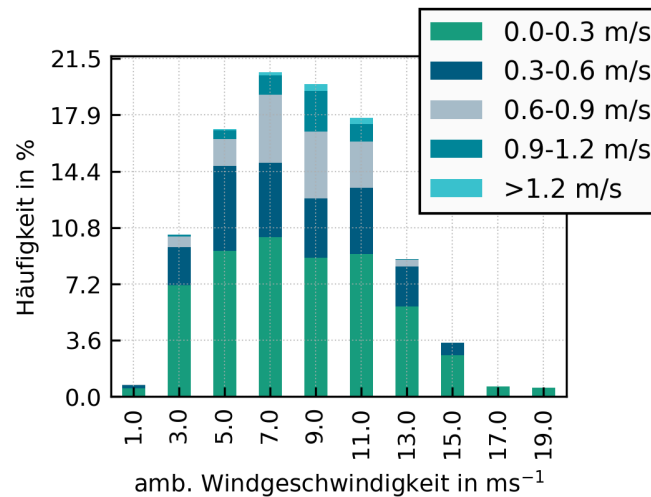


Abbildung 3.3 Verteilung der Windgeschwindigkeitsreduktion in den Monaten April bis Oktober für den Windrichtungsbereich 250° bis 360° in Abhängigkeit der Umgebungswindgeschwindigkeit an der Position Golf (ca. 10.3 km stromabwärts). Die Unterteilung der Balken zeigt die Verteilung der absoluten Reduktion der Windgeschwindigkeit pro Umgebungswindgeschwindigkeit.

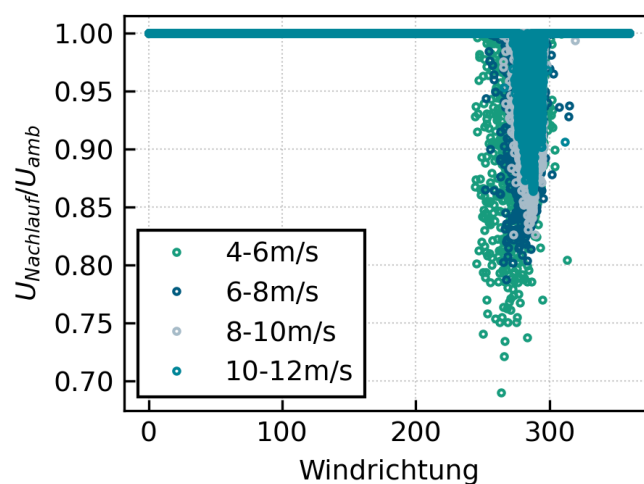


Abbildung 3.4 Verhältnis der Windgeschwindigkeit im Nachlauf U_{Nachlauf} durch die Umgebungswindgeschwindigkeit U_{amb} in Abhängigkeit von der Windrichtung und unterteilt in Windgeschwindigkeitsbereiche, an der Position Golf (ca. 10.3 km stromabwärts) für die Monate April bis Oktober.

Angelehnt an Abbildung 3.3 ist in Abbildung 3.5 eine Darstellung der TI in Abhängigkeit zur Umgebungswindgeschwindigkeit der Monate April bis Oktober zu finden. Zusätzlich zeigt Abbildung 3.6 die Abhängigkeit zu der in der Umgebung vorherrschenden TI. Analog zu der Verteilung der Windgeschwindigkeitsreduktion, dominiert auch hier die geringste Erhöhung der TI. Zusätzlich ist aus Abbildung 3.6 die grundsätzliche Verteilung der TI zu erkennen, d.h. es ist zu sehen, dass die am häufigsten vorkommenden Werte im Bereich von 5 % bis 8 % liegen.

In [14] und [15] sind jeweils Messdaten der TI am Messmast FINO ausgewertet worden. Diese zeigen offshore ohne Einfluss eines Windparks im Mittel Werte von einer TI um 6 %, mit Einfluss der Windparks jeweils eine Erhöhung von ungefähr 2 %. Diese Ergebnisse sind in einem vergleichbaren Bereich zu den Ergebnissen aus dieser Studie mit dem Nachlaufmodell.

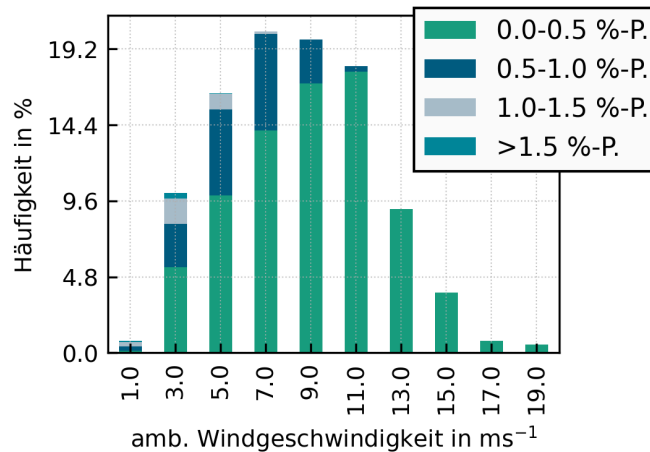


Abbildung 3.5 Verteilung der TI-Erhöhung in den Monaten April bis Oktober für den Windrichtungsbereich 250° bis 360° in Abhängigkeit der Umgebungswindgeschwindigkeit an der Position Golf (ca. 10.3 km stromabwärts). Die Unterteilung der Balken ist in Prozentpunkt berechnet und zeigt die Verteilung der absoluten Erhöhung der TI pro Windgeschwindigkeit.

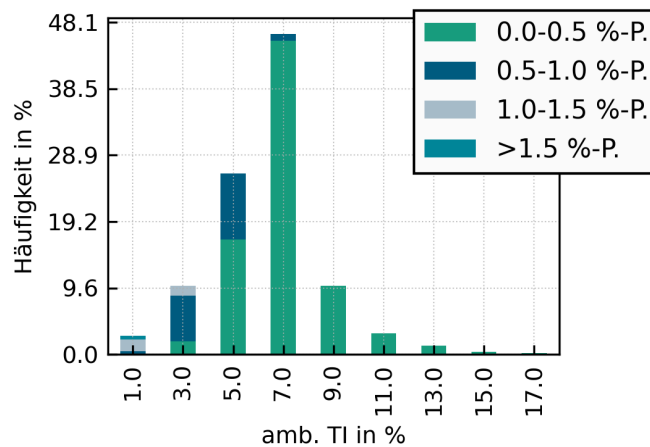


Abbildung 3.6 Verteilung der TI-Erhöhung in den Monaten April bis Oktober für den Windrichtungsbereich 250° bis 360° in Abhängigkeit der Umgebungs-TI an der Position Golf (ca. 10.3 km stromabwärts). Die Unterteilung der Balken ist in Prozentpunkt berechnet und zeigt die Verteilung der absoluten Erhöhung der TI pro Umgebungs-TI.

Als Vergleich zur Einschätzung der TI-Erhöhung zu Bedingungen onshore und in Küstennähe werden Daten der DWD Messstation in Warnemünde herangezogen. Die Station befindet sich auf dem

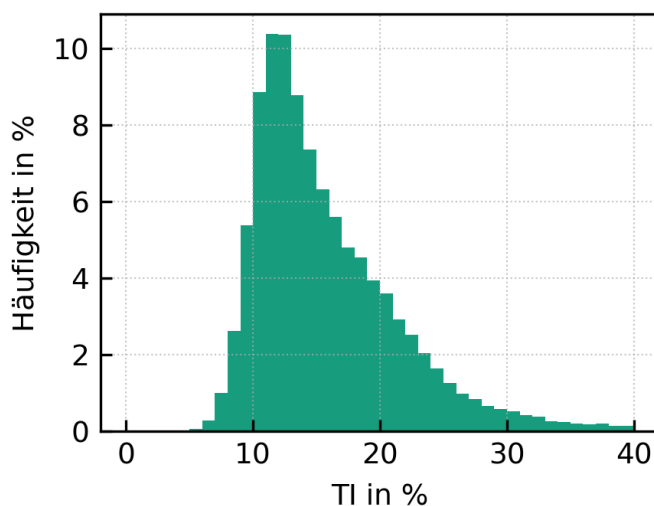


Abbildung 3.7 Verteilung der TI an der DWD Messstation Warnemünde für den Windrichtungssektor 270° bis 45° und den Zeitraum 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2018, entsprechend der verwendeten NEWA Daten.

Dach eines Hauses in der Seestraße 15 in Warnemünde und liegt günstig an der Küste für einen Vergleich der TI. Hierbei ist zu beachten, dass die TI sich erhöht sobald die Bodenoberfläche eine höhere Rauigkeit aufweist, wie es z.B. bei einem Übergang von Meer zu Land der Fall ist [16]. Abbildung 3.7 zeigt das Histogramm der aus den DWD Daten berechneten TI. Da die vom DWD veröffentlichten Daten die Standardabweichung der Lateralkomponente und der Longitudinalkomponente und die Windgeschwindigkeit als 10 min Werte beinhaltet, wurde hier die TI nach Formel 3.1 berechnet.

$$TI = \frac{\sqrt{\sigma_{LA}^2 + \sigma_{LO}^2}}{\bar{U}} \quad (3.1)$$

Wobei σ_{LA} die Standardabweichung der Lateralkomponente, σ_{LO} die Standardabweichung der Longitudinalkomponente und \bar{U} die 10 min Windgeschwindigkeit ist.

Es ergibt sich eine Verteilung der TI für die DWD-Messstation Warnemünde in der 11% bis 12% TI dominieren, also etwa 5%-Punkte bis 6%-Punkte höher als die NEWA Daten für die offshore Position des Testfeldes und damit auch wesentlich höher als die durch das Testfeld erhöhten Werte im Segelrevier. Es zeigt sich daher, dass die Küste auch bei Inbetriebnahme des Testfeldes weiterhin einen wesentlich größeren Einfluss auf die Turbulenz im Segelrevier haben wird.

In Tabelle 3.1 sind die Ergebnisse für die maximale, absolute Windgeschwindigkeitsreduktion und TI-Erhöhung für die berechneten Segelbahnen zusammengefasst. Tabelle 3.2 beinhaltet die Häufigkeit der Reduktion der Windgeschwindigkeit, unterteilt in drei Bereiche und berechnet für das gesamte Jahr, sowie die Monate April bis Oktober. Windgeschwindigkeitsreduktionen von über einem Meter pro Sekunde treten dementsprechend vor allem in der Segelsaison nur in wenigen Stunden pro Jahr auf.

Segelbahn	B	C	D	F	G	H
max. Windgeschwindigkeitsreduktion in ms^{-1}	1.69	1.53	1.24	1.56	1.46	1.72
mittlere Windgeschwindigkeitsreduktion in ms^{-1}	0.28	0.32	0.26	0.27	0.32	0.29
max. TI-Erhöhung in %-Punkt	2.12	3.17	2.86	1.44	2.10	1.48
mittlere TI-Erhöhung in %-Punkt	0.49	0.83	0.70	0.30	0.43	0.29

Tabelle 3.1 Übersicht der maximalen und mittleren absoluten Windgeschwindigkeitsreduktion und TI-Erhöhung pro Segelbahn. Die Mittelwerte sind berechnet für die Zeitpunkte in denen eine Veränderung stattfand, Zeiträume ohne Einfluss des Testfeldes sind ausgenommen.

Segelbahn	B	C	D	F	G	H
>0.1 ms^{-1}	5.9%	8.7%	4.7%	5.2%	7.2%	5.8%
	518 h	767 h	414 h	461 h	634 h	510 h
Saison zw. 6-20h	202 h	338 h	135 h	203 h	293 h	234 h
>0.5 ms^{-1}	2.7%	4.3%	2.4%	2.3%	3.1%	2.6%
	234 h	374 h	210 h	204 h	271 h	232 h
Saison zw. 6-20h	91 h	167 h	67 h	89 h	127 h	109 h
>1.0 ms^{-1}	0.4%	0.8%	0.3%	0.5%	0.5%	0.3%
	36 h	66 h	29 h	40 h	40 h	29 h
Saison zw. 6-20h	15 h	26 h	8 h	16 h	18 h	13 h

Tabelle 3.2 Häufigkeit von messbaren Windgeschwindigkeitsreduktionen in % und in Stunden pro Jahr und pro Saison (April bis Oktober) in der Zeit von 6 bis 20 Uhr.

3.2 Simulation eines Extremfalls durch das turbulenzauflösende Strömungsmodell PALM

Um zu entscheiden, welche Situation mit dem LES Modell PALM simuliert werden soll, wurde die Auswirkung der Thermik, bzw. atmosphärischen Stabilität, auf die Ergebnisse aus Kapitel 3.1 betrachtet. Die Stabilität beschreibt die vertikale Luftbewegung, so kann es z.B. bei wärmeren Temperaturen des Wassers, im Vergleich zur Luft, zu einer nach oben gerichteten Vertikalbewegung und Verwirbelung von Luftmassen kommen, da wärmere Luft aufsteigt. Diese Richtung der Vertikalbewegung wird als instabile Schichtung bezeichnet. Andersherum kann es zu einer stabilen Schichtung kommen, wenn die Luftmassen in unteren Höhen kälter sind und sich nicht nach oben bewegen. Eine stabile Schichtung zeichnet sich daher durch eine geringe Vermischung der Luftmassen aus, was auch in einer geringen TI messbar ist. Die geringe Vermischung der Luftmassen in einem stabilen Fall führt prinzipiell dazu, dass lokale Änderungen am Windfeld, wie ein Nachlauf einer Windenergieanlage, über eine längere Distanz bestehen bleiben.

In Abbildung 3.8 ist der Zusammenhang von TI und Stabilität für die Position des Testfeldes, erstellt aus NEWA Daten, dargestellt. Die Stabilität wird hier durch den Parameter R_{mol} repräsentiert, der der inversen Monin-Obukhov-Länge entspricht. Ein Wert von ungefähr 0 m^{-1} deutet auf eine neutrale Schichtung hin (vereinfacht: die Wassertemperatur entspricht etwa der Lufttemperatur), negative Werte auf eine instabile und positive Werte auf eine stabile Schichtung. Des Weiteren ist die TI-Erhöhung zwischen der Position Golf und der Umgebungs-TI markiert, wie sie durch das Nachlaufmodell berechnet wurde. Deutlich wird hier, dass die TI-Erhöhung in Zusammenhang mit der Umgebungs-TI und der Stabilität steht. So führt eine stabile Schichtung mit einer geringen TI zu einer größeren Wirkung des Nachlaufs, also einer stärkeren TI-Erhöhung. Der Zusammenhang einer stabilen Schichtung und länger bestehenden Nachläufen wurde bereits in diversen Studien mittels Simulationen aber auch messtechnisch untersucht und bestätigt [e.g. 17].

Von den Fällen in denen aus den NEWA Daten eine TI Erhöhung berechnet wurde, gab es 39 % mit neutraler bis stabiler Schichtung ($R_{mol} > 0.1 \text{ m}^{-1}$), wobei nur 4.2 % der Fälle von TI-Erhöhung und stabiler Schichtung in den Monaten April bis Oktober vorkamen.

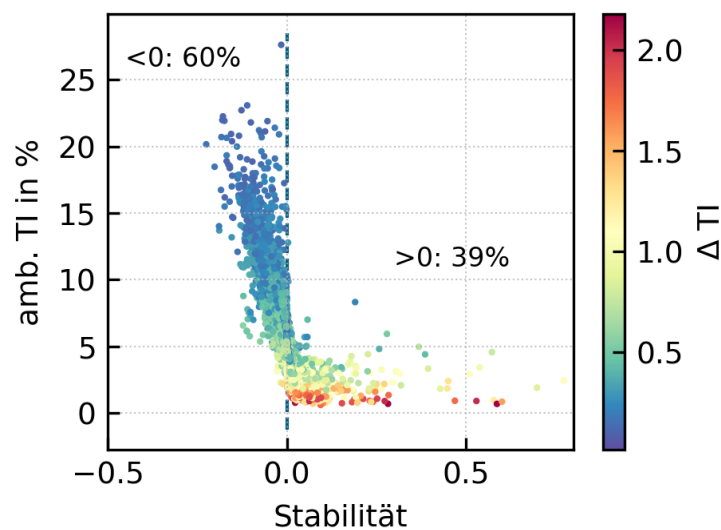
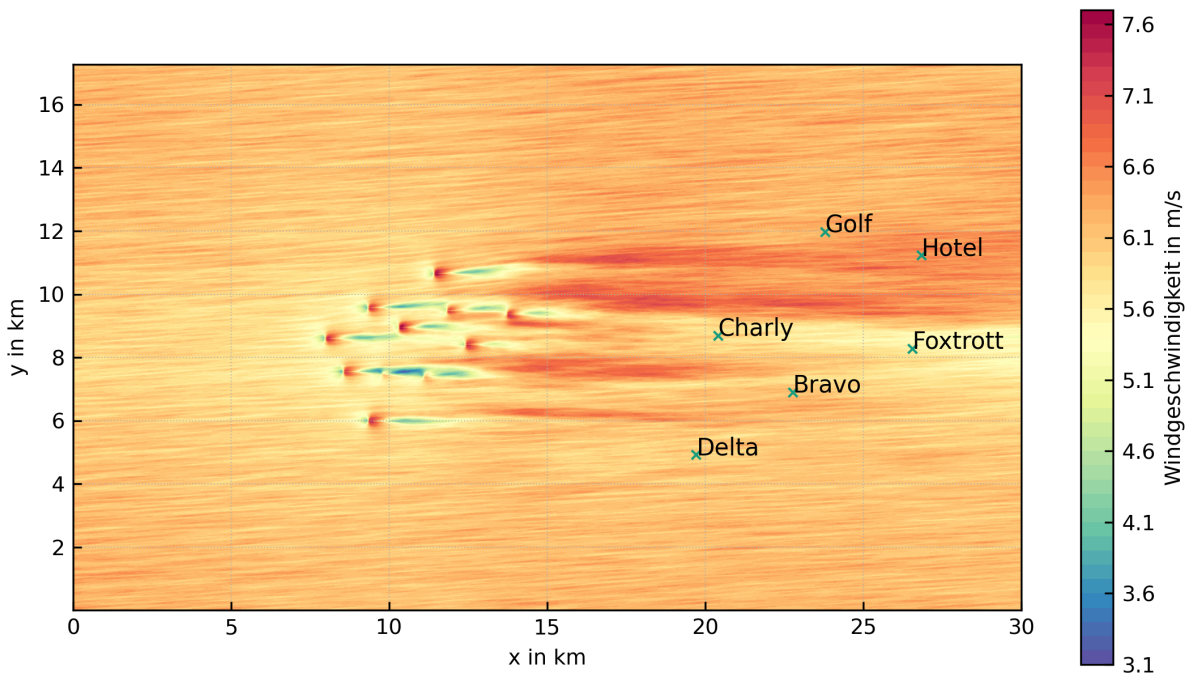


Abbildung 3.8 Darstellung der Umgebungs-TI in Abhängigkeit zur Stabilität. Farblich markiert ist die Erhöhung der TI zwischen der Position Golf und der Umgebungs-TI. Zur Orientierung ist außerdem der prozentuale Anteil der Fälle mit $R_{mol} > 0$ (eher instabil) bzw. $R_{mol} < 0$ (eher stabil) angegeben.

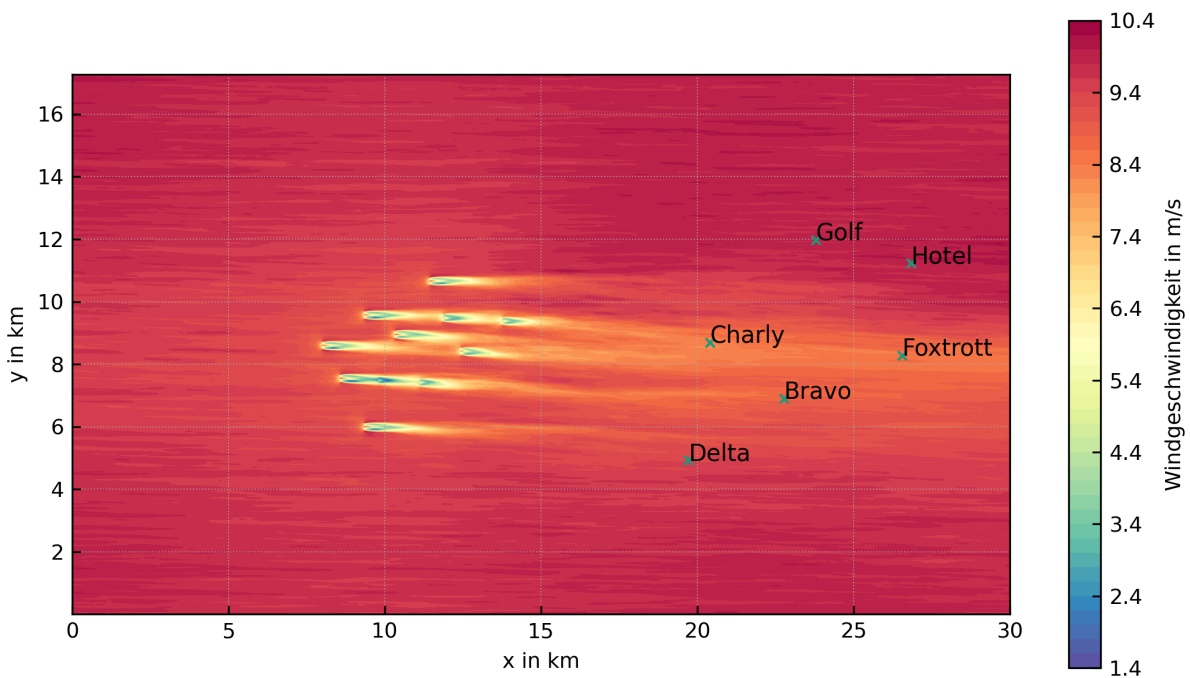
Nachfolgend, um sich eine Extremsituation anzuschauen, wurde der Fall mit der stärksten Auswirkung auf die Segelbahnen selektiert und für das Strömungsmodell PALM eine Situation mit einer stabilen Schichtung gewählt. Basierend auf der Simulation der stabilen Grenzschicht wie z.B. in [11] wurde die Strömungssimulation mit einem angepassten Modellgebiet aufgesetzt. Resultierend aus diesem Setup liegt die TI in der freien Einströmung etwa bei 3% und die Windgeschwindigkeit bei 6.2 ms^{-1} auf einer Höhe von 5 m. Abbildung 3.9a zeigt einen horizontalen Querschnitt auf der Höhe 5 m über der Wasseroberfläche, das Testfeld ist zu erkennen und der daraus resultierende Nachlauf. Als Vergleich dazu ist in Abbildung 3.9b ein horizontaler Schnitt in Höhe der Nabenhöhe der Turbinen zu sehen. Auf Nabenhöhe ist die erwartbare Reduktion der Windgeschwindigkeit im Nachlauf erkennbar, während in niedrigen Höhen zusätzliche Effekte, wie eine Unterströmung der Rotoren auftreten, die dazu führen, dass es auch Bereiche mit einer Erhöhung der Windgeschwindigkeit gegenüber der Anströmung gibt.

In den Abbildungen 3.10 und 3.11 sind die Windgeschwindigkeit und die TI im Bereich der Segelbahnen auf 5 m Höhe als horizontaler Schnitt dargestellt. Die Abbildungen zeigen jeweils die absoluten Werte und die Differenz zu den Einströmbedingungen, die vor dem Testfeld herrschen.

Auf 5 m Höhe ergibt sich im Bereich der Segelbahnen eine maximale Differenz der Windgeschwindigkeit zur Umgebungsgeschwindigkeit von $+1.43 \text{ ms}^{-1}$ und -0.73 ms^{-1} aus der Simulation. Die TI-Differenz auf 5 m beträgt $+0.74\%$ und -0.36% .



(a)



(b)

Abbildung 3.9 Horizontaler Schnitt der Windgeschwindigkeit in ms^{-1} (a) auf 5 m Höhe und (b) auf 150 m Höhe durch das gesamte Modellgebiet.

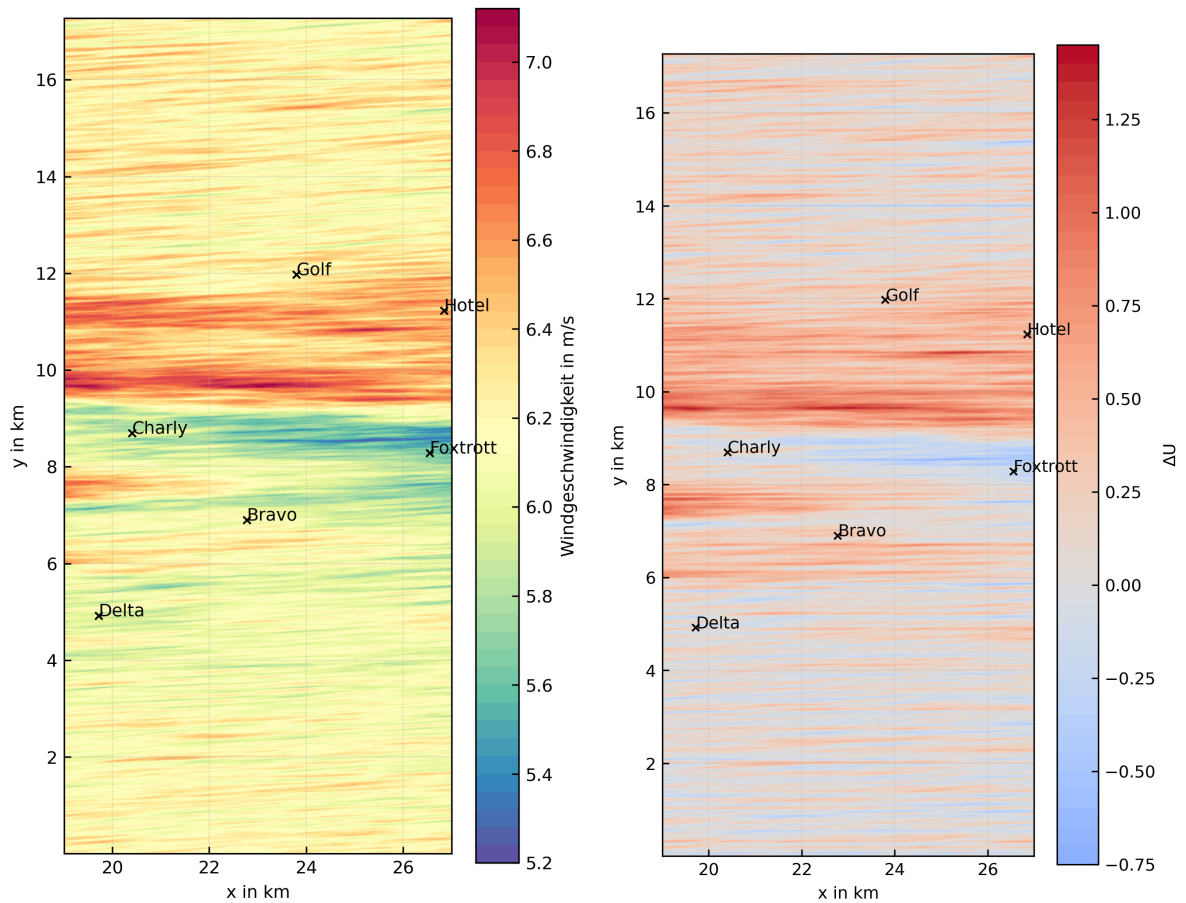


Abbildung 3.10 (a) Windgeschwindigkeit im Bereich der Segelbahnen auf 5 m Höhe. (b) Differenz der Windgeschwindigkeit zu der freien Einströmung vor dem Testfeld auf 5 m Höhe.

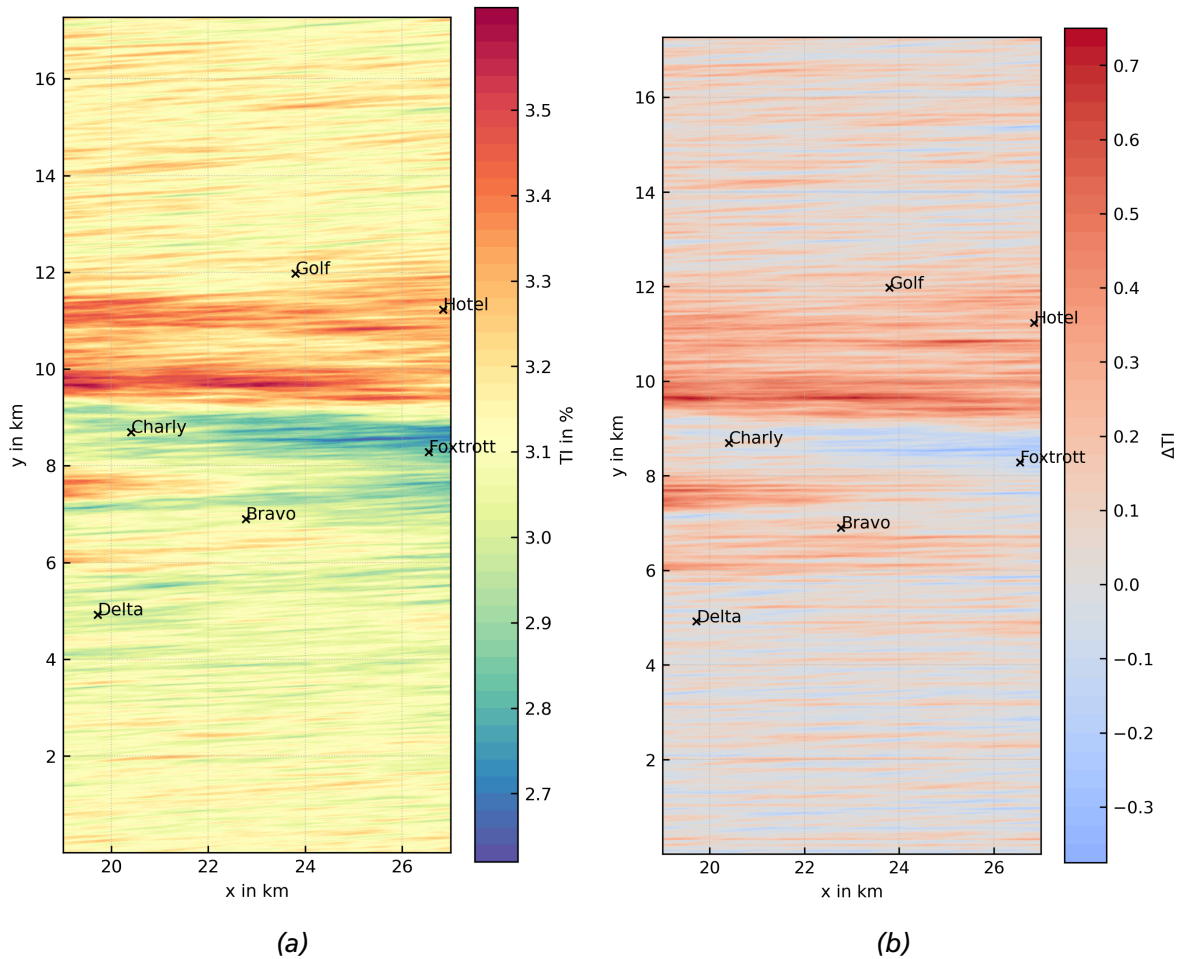


Abbildung 3.11 (a) TI im Bereich der Segelbahnen auf 5 m Höhe. (b) Differenz der TI zu der freien Einströmung vor dem Testfeld auf 5 m Höhe.

Da sich die Intensität der Veränderungen je nach Position im Segelgebiet unterscheidet werden im folgenden Vertikalschnitte an drei Positionen betrachtet. In Abbildung 3.12 zeigen die eingezeichneten Linien an welchen Stellen im Modellgebiet die Vertikalschnitte liegen. In den Vertikalschnitten wird entlang der Linie ein Schnitt in die Höhe gemacht, so dass ein x - z -Schnitt, also die Veränderung des Windes mit der Höhe in Strömungsrichtung resultiert. Die Positionen in y Richtung liegen bei 6 km, 8.64 km und 9.6 km.

In den Abbildungen 3.13 bis 3.15 sind die Differenz der Windgeschwindigkeit sowie der TI zu den Einströmbedingungen entlang der Strömungsrichtung und in die Höhe zu sehen. In den Plots, die die Höhe bis 300 m zeigen, ist der obere Rand der Rotorfläche (270 m) der Turbinen inkludiert, so dass der Weg den der Nachlauf nimmt erkennbar ist. Es ist zu sehen, dass der Nachlauf hinter den Turbinen sich zunächst Richtung Boden ausdehnt, dann aber die Strömung in Bodennähe sich erholt und es sogar zu leicht höheren Geschwindigkeiten kommen kann als im Einströmbereich vor dem Testfeld.

In den unteren Höhen kann ein komplexeres Verhalten der Nachläufe beobachtet werden. Gerade im Fall einer stabilen Schichtung resultiert dies in stärkeren Windgradienten im Bereich der Segelbahnen, die dazu führen können, dass die Windgeschwindigkeit sich über 100 m Entfernung um bis zu maximal 2 ms^{-1} ändert.

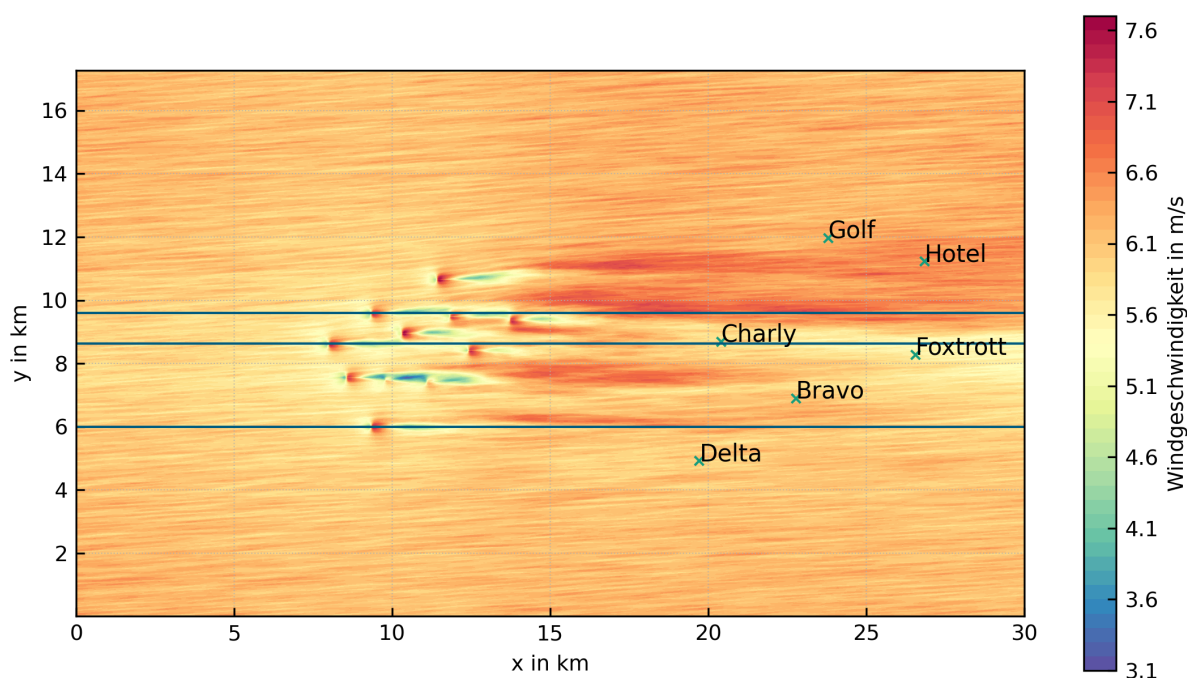


Abbildung 3.12 Horizontaler Schnitt auf 5 m Höhe durch das gesamte Modellgebiet. Dargestellt ist die Windgeschwindigkeit in ms^{-1} und die Positionen der folgenden Vertikalschnitte.

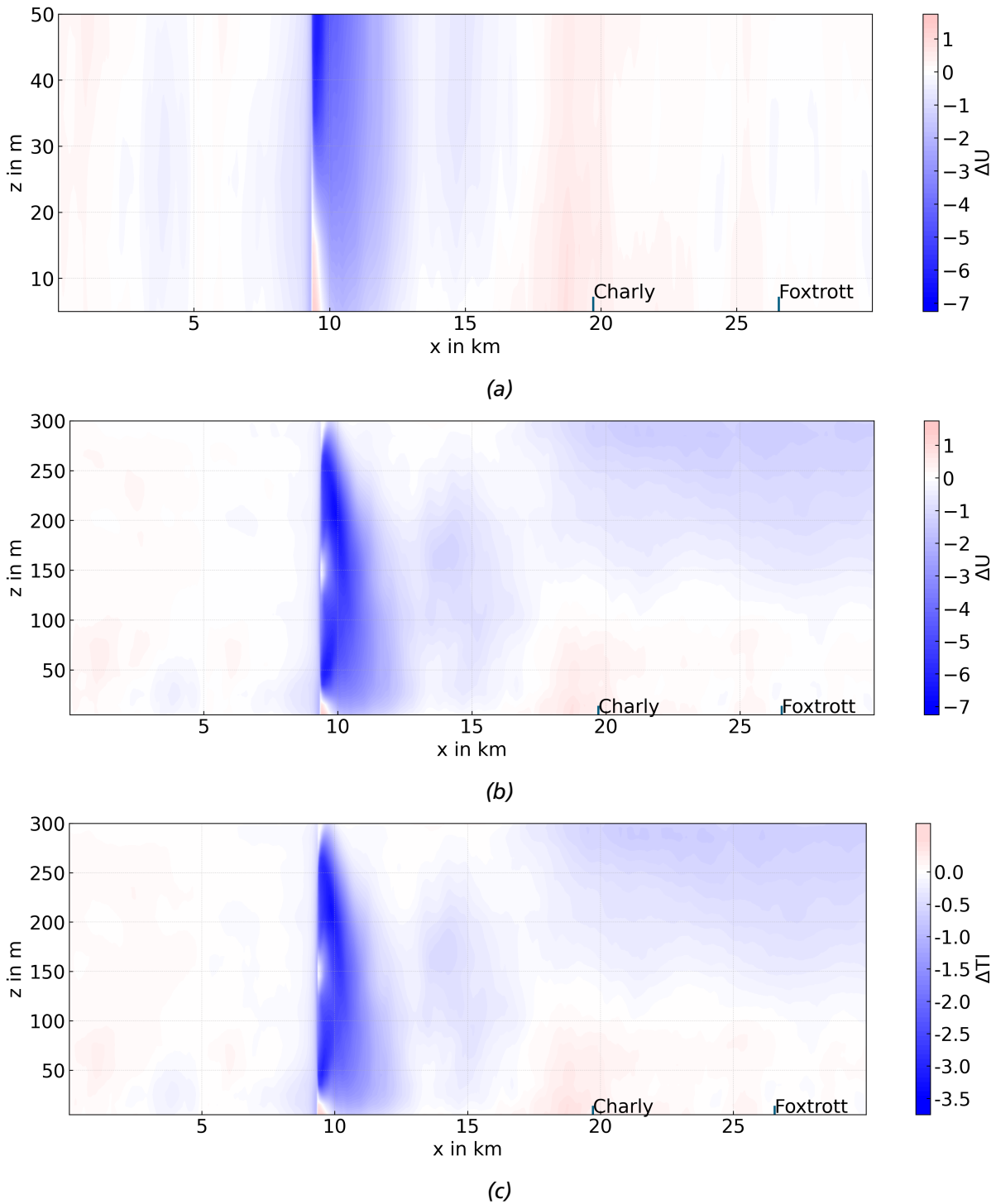
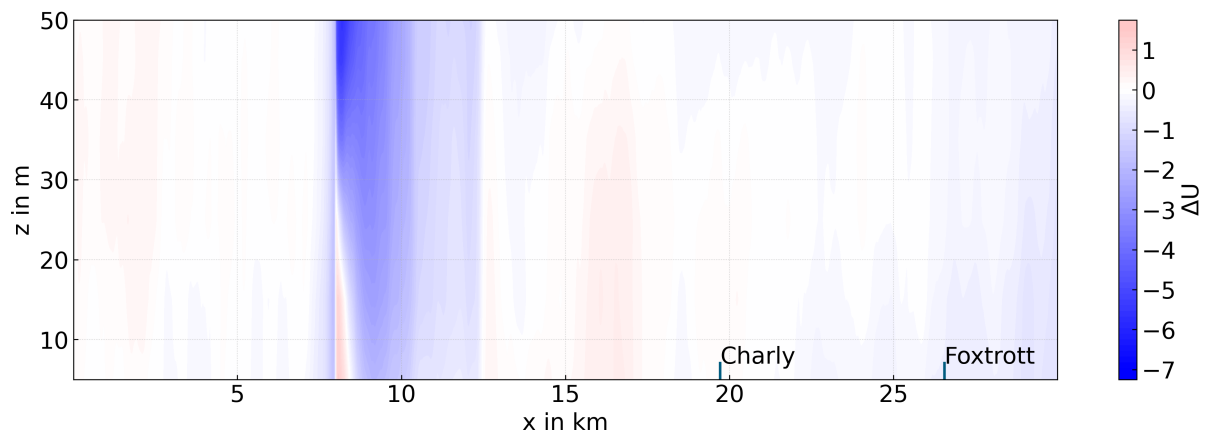
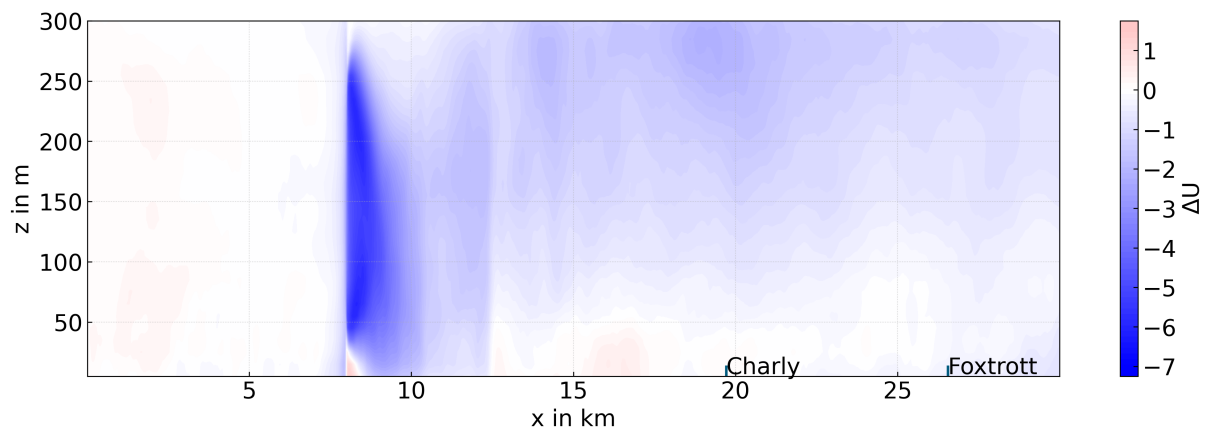


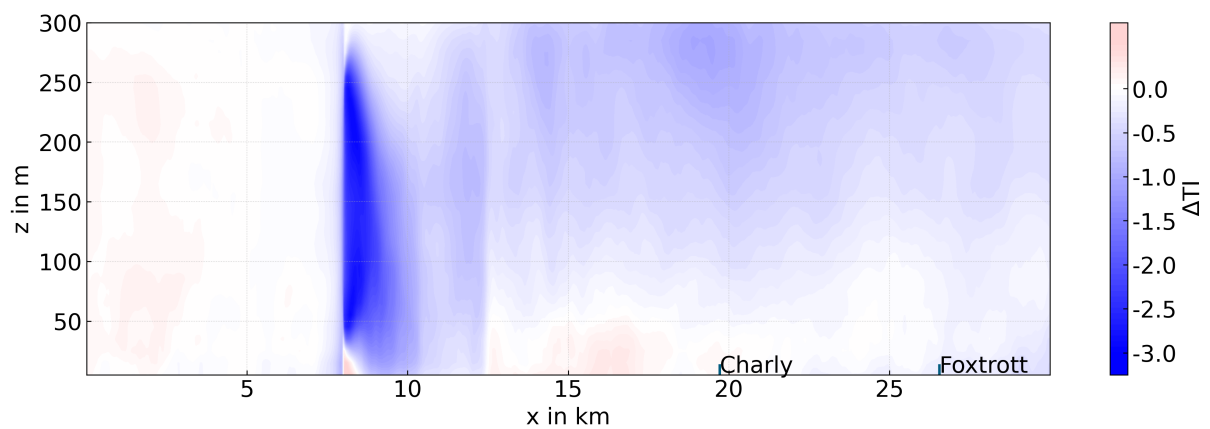
Abbildung 3.13 Vertikalschnitte an y-Position 6 km von (a) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), begrenzt auf die unteren 50 m, (b) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe und (c) der Differenz der TI zur TI der Einströmung ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe.



(a)



(b)



(c)

Abbildung 3.14 Vertikalschnitte an y -Position 8.62 km von (a) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), begrenzt auf die unteren 50 m, (b) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe und (c) der Differenz der TI zur TI der Einströmung ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe.

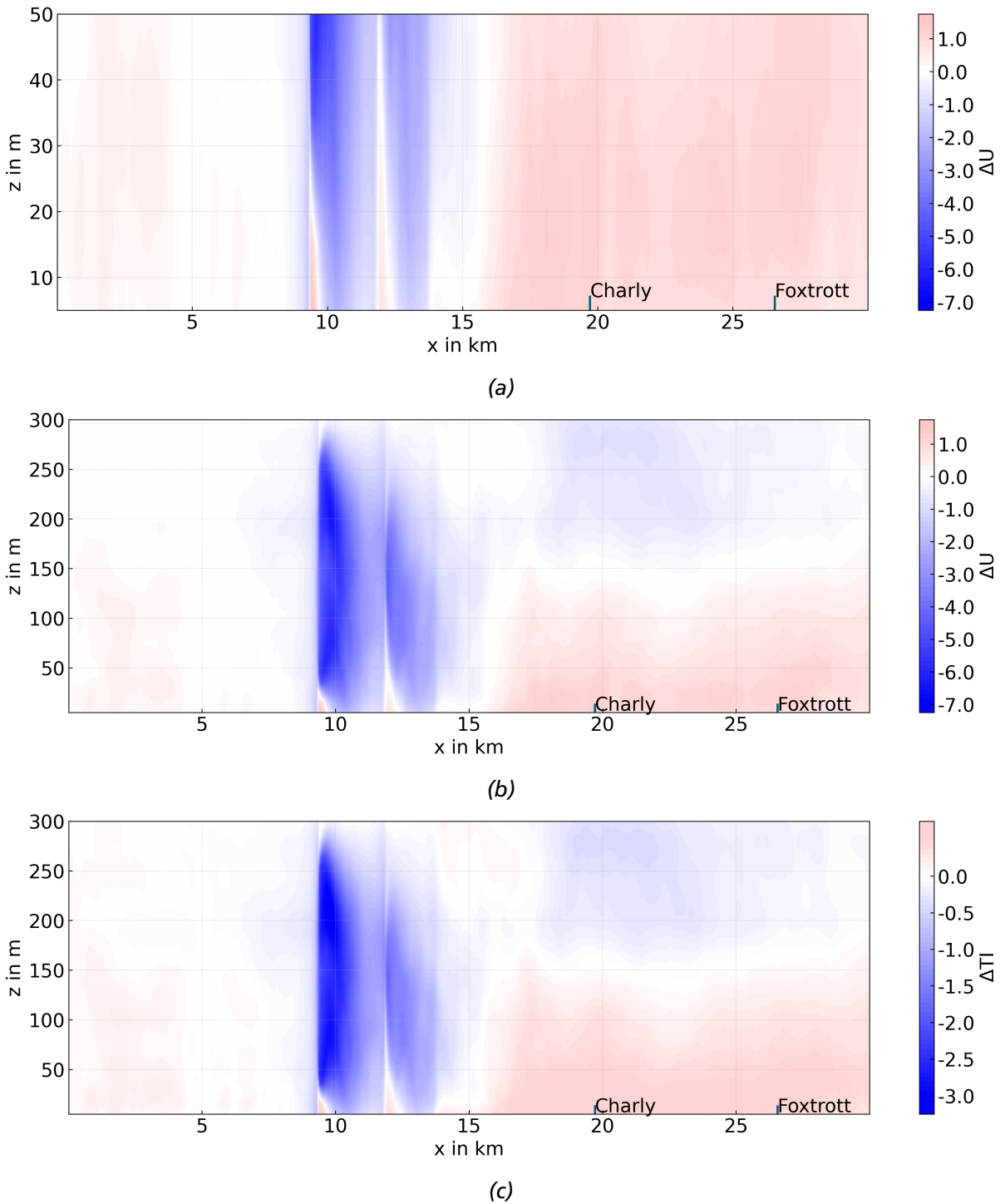


Abbildung 3.15 Vertikalschnitte an y-Position 9.6 km von (a) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), begrenzt auf die unteren 50 m, (b) der Differenz der Windgeschwindigkeit zur Einströmgeschwindigkeit ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe und (c) der Differenz der TI zur TI der Einströmung ($x = 5$ km), bis 300 m Höhe.

4 Zusammenfassung

Um die möglichen Auswirkungen des geplanten Offshore-Testfeldes auf die Segelaktivitäten vor Warnemünde zu untersuchen, wurden zwei verschiedene Modelle genutzt. Zuerst wurde ein analytisches Nachlaufmodell mit 10 Jahren an Wetterdaten als Input genutzt, um die Windgeschwindigkeit und TI an der Position der Segelbahnen zu untersuchen. Die Ergebnisse ergeben eine Reduktion der Windgeschwindigkeit und eine Erhöhung der TI für den Windrichtungssektor des Testfeldes. Die maximale absolute Windgeschwindigkeitsreduktion liegt für die Bahn Golf bei 1.46 ms^{-1} , wobei die Reduktion um mehr als 1.2 ms^{-1} nur in wenigen Fällen auftritt. Die häufigste Reduktion bewegt sich in einem Bereich von bis zu 0.6 ms^{-1} . Die Erhöhung der TI wurde mit maximal 2.1%-Punkten berechnet, wobei der größte Anteil bei einer Erhöhung von bis zu 0.5%-Punkten liegt. Die TI liegt damit allerdings weiterhin wesentlich niedriger als an Binnenstandorten. Auch ist der Einfluss der Turbulenz von der Küstenlinie weiterhin der dominierende Faktor in den Segelgebieten.

Aufgrund des Zusammenhangs von der TI-Erhöhung zur Stabilität wurde im nächsten Schritt eine stabile Schichtung in einem turbulenzauflösenden Strömungsmodell simuliert. Durch die höhere Auflösung des Bereiches unterhalb der Rotorfläche ergeben sich hier nicht nur eine Windgeschwindigkeitsreduktion bzw. eine TI-Erhöhung, sondern ein komplexeres Bild im Bereich der Segelbahnen. Die LES stellt auch die Unterströmung der Rotoren hinter dem Testfeld dar, so ist zu sehen, dass im nahen Nachlauf eine Reduktion der Windgeschwindigkeit stattfindet, aber in größeren Distanzen unterhalb der Nabenhöhe durchaus höhere Windgeschwindigkeit als noch vor dem Testfeld auftreten. Die Ergebnisse des analytischen Modells FOXES können daher als Information für die Auswirkungen im Maximalfall angesehen werden.

Bei Betrachtung der Häufigkeiten des Einflusses des Testfeldes auf das Segelrevier können unterschiedliche Situationen betrachtet werden. So kommt eine Reduktion der Windgeschwindigkeit von über 0.1 ms^{-1} häufiger vor als eine von über 1 ms^{-1} . Ein Wert von 0.1 ms^{-1} ist ein messbarer Wert in einer Simulation, wobei so eine Veränderung vor Ort sehr wahrscheinlich nicht spürbar und schwer zu messen ist. Eine Veränderung von 1 ms^{-1} ist dagegen spürbar, das häufigste Auftreten eines solchen Wertes von über 1 ms^{-1} ist an Position der Bahn Charly berechnet worden. Dies betrifft 0.8% der Zeit auf das gesamte Jahr betrachtet, bzw. während der Monate April bis Oktober und unter der Berücksichtigung der Tageszeit kommt so eine spürbare Reduktion der Windgeschwindigkeit in 26 Stunden im Jahr vor, was 0.9% der Zeit bedeutet.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das Offshore-Testfeld die Windbedingungen auch im Bereich der Segelbahnen vor Warnemünde beeinflusst. Dieses geschieht jedoch in einem relevanten Ausmaß (Windgeschwindigkeitsreduktion $>1 \text{ ms}^{-1}$) nur in weniger als 1% der Zeit. Die Strömungsbedingungen in der Nähe von Windparks sind sehr komplex, so dass nicht generell von einer Verringerung der Windgeschwindigkeiten gesprochen werden kann, sondern sich lokal auch Bereiche mit erhöhten Windgeschwindigkeiten bedingt durch die Windenergieanlagen ergeben können. Das großskalige Windklima bleibt durch das Testfeld unverändert.

5 Literaturverzeichnis

- [1] C. Kemmling. „Segelreporter: Mehr Flauten auf der Nordsee.“ (2021), Adresse: <https://segelreporter.com/panorama/offshore-windparks-bis-zu-5-knoten-weniger-wind-der-einfluss-von-windraedern-auf-see/> (besucht am 15. 02. 2022).
- [2] M. Dörenkämper, B. Witha, G. Steinfeld, D. Heinemann und M. Kühn, „The impact of stable atmospheric boundary layers on wind-turbine wakes within offshore wind farms,“ *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Jg. 144, S. 146–153, 2015.
- [3] „FOXES: Farm Optimization and eXtended yield Evaluation Software.“ (2023), Adresse: <https://github.com/FraunhoferIWES/foxes> (besucht am 19. 07. 2023).
- [4] „The PALM model system.“ (2023), Adresse: <https://palm.muk.uni-hannover.de/trac> (besucht am 19. 07. 2023).
- [5] Deutsche Windguard, *Nationales Offshore-Testfeld, Lageplan Vorplanung*, Grafische Darstellung, Entwurf vom 12. März 2021.
- [6] E. Gaertner, J. Rinker, L. Sethuraman u. a., „Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine,“ International Energy Agency, Techn. Ber., 2020. Adresse: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>.
- [7] A. N. Hahmann, T. Sile, B. Witha u. a., „The making of the New European Wind Atlas – Part 1: Model sensitivity,“ *Geoscientific Model Development*, Jg. 13, Nr. 10, S. 5053–5078, 2020. DOI: 10.5194/gmd-13-5053-2020.
- [8] M. Dörenkämper, B. T. Olsen, B. Witha u. a., „The Making of the New European Wind Atlas – Part 2: Production and Evaluation,“ *Geosci. Model Dev.*, Jg. 13, S. 5079–5102, 2020. DOI: 10.5194/gmd-13-5079-2020.
- [9] N. G. Nygaard, L. Poulsen, E. Svensson und J. Pedersen, „Large-scale benchmarking of wake models for offshore wind farms,“ *Journal of Physics: Conference Series*, Jg. 2265, 2 2022.
- [10] IEC-61400-1, „Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements,“ International Electrotechnical Commission, Techn. Ber., 2019.
- [11] O. Maas und S. Raasch, „Wake properties and power output of very large wind farms for different meteorological conditions and turbine spacings: a large-eddy simulation case study for the German Bight,“ *Wind Energy Science*, Jg. 7, Nr. 2, S. 715–739, 2022. DOI: 10.5194/wes-7-715-2022. Adresse: <https://wes.copernicus.org/articles/7/715/2022/>.
- [12] B. A. M. Sengers, M. Zech, P. Jacobs, G. Steinfeld und M. Kühn, „A physically interpretable data-driven surrogate model for wake steering,“ *Wind Energy Science*, Jg. 7, Nr. 4, S. 1455–1470, 2022.
- [13] B. Witha, G. Steinfeld, M. Dörenkämper und D. Heinemann, „Large-eddy simulation of multiple wakes in offshore wind farms,“ *Journal of Physics: Conference Series*, Jg. 555, Nr. 1, S. 012 108, 2014. DOI: 10.1088/1742-6596/555/1/012108. Adresse: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/555/1/012108>.
- [14] M. Ortensi. „Wind farm wake effects on the wind conditions and the fatigue loads of the offshore wind farm Alpha Ventus.“ (2021), Adresse: https://rave-offshore.de/files/downloads/konferenz/Workshop-2021/Ses2_2_RAVE2021_alphaVentus_Ortensi.pdf (besucht am 21. 08. 2023).
- [15] V. Pettas, M. Kretschmer, A. Clifton und P. W. Cheng, „On the effects of inter-farm interactions at the offshore wind farm Alpha Ventus,“ *Wind Energy Science*, Jg. 6, Nr. 6, S. 1455–1472, 2021. DOI: 10.5194/wes-6-1455-2021. Adresse: <https://wes.copernicus.org/articles/6/1455/2021/>.

- [16] M. Dörenkämper, M. Optis, A. Monahan und G. Steinfeld, „On the offshore advection of boundary-layer structures and the influence on offshore wind conditions,“ *Boundary-Layer Meteorology*, Jg. 155, S. 459–482, 2015.
- [17] A. Platis, S. K. Siedersleben, J. Bange u. a., „First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms,“ *Scientific reports*, Jg. 8, Nr. 1, S. 2163, 2018.