

# **Schlussbericht**

Effizienzsteigerung und Ertragsverbesserung für im Betrieb befindliche Windparks

Förderkennzeichen: FKZ 0325127A / 0325127B

Deutsche WindGuard GmbH

Universität Oldenburg ForWind - Institut für Physik

15. Mai 2015

**Zuwendungsempfänger**                      **Förderkennzeichen**

**Deutsche Windguard GmbH**                      **0325127A**

**Universität Oldenburg - Institut für  
Physik**                      **0325127B**

**Vorhabensbezeichnung:**

Effizienzsteigerung und Ertragsverbesserung für im Betrieb befindliche  
Windparks

Laufzeit des Vorhabens                      01.4.2011 – 31.3.2014,  
budgetneutral verlängert bis  
30.09.2014

Berichtszeitraum                      01.04.2011 - 31.03.2015



Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf-  
grund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

## Inhalt

I	Kurzdarstellung .....	4
I.1	Aufgabenstellung.....	4
I.2	Gesamtziel.....	5
I.3	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	6
I.4	Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele .....	6
I.5	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	8
II	Eingehende Darstellung des Vorhabens .....	10
II.1	Erzielte Ergebnisse im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	10
II.1.1	Teilprojekt Arbeitspaket 1: Erfassung der Rotor- und Betriebsdaten.....	10
II.1.2	Teilprojekt Arbeitspaket 2: Messungen Freifeld.....	25
II.1.3	Teilprojekt Arbeitspaket 3: Untersuchungen im Windkanal zur Optimierung der Gondelanemometer Messungen.....	60
II.1.4	Teilprojekt Arbeitspaket 4: Blattwinkelmessung .....	118
II.1.5	Teilprojekt Arbeitspaket 5A/B: Auswertung der Messung.....	127
II.1.6	Arbeitspaket 6 A/B: Anwendung der Ergebnisse auf ausgewählte andere Windenergieanlagen des Windparks .....	147
II.1.7	Teilprojekt Arbeitspaket 7: Übertragung der Ergebnisse auf andere Windenergieanlagen des Windparks .....	157
II.2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	164
II.3	Erfindungen, Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte .....	165
II.4	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....	165
II.5	Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans .....	165
II.6	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....	166
II.7	Erfolgte und geplante Veröffentlichungen .....	166
II.8	Literaturverzeichnis.....	167

# I Kurzdarstellung

## I.1 Aufgabenstellung

Die Nutzung der Windkraft zählt zu den wichtigsten Verfahren im Bereich der Energieerzeugung durch regenerative Energien. Das vordergründige Ziel der Branche ist, durch eine ständig voranschreitende Optimierung der Anlagen ein Höchstmaß an Effektivität in der Energieausbeute zu erreichen.

Im Rahmen der Betriebsführung von Windparks, die durch die Deutsche WindGuard GmbH seit 2001 durchgeführt wird, werden Daten der Ertragsverhältnisse in Windparks fortlaufend überprüft. Bei diesen Analysen wurde deutlich, dass die Ertragsverhältnisse der Windenergieanlagen in einem Windpark nicht durchgängig mit den Ertragsverhältnissen übereinstimmen, die sich aufgrund der jeweiligen Anlagenpositionen erwarten ließen.

Es ist bekannt, dass Windenergieanlagen (WEA) in einem Park sich gegenseitig beeinflussen, und zwar durch Abschattungseffekte, die durch im Windpark entstehende Strömungsveränderungen hervorgerufen werden. Diese so genannten „WAKE-Effekte“ können zu schwankenden Windlasten und reduziertem Energieertrag führen.

Daraus ergibt sich, dass üblicherweise die Windenergieanlagen, die von der Hauptwindrichtung aus gesehen weiter hinten im Park stehen, geringere Erträge erwirtschaften als die vorderen Anlagen, die voll im Wind stehen. Es lässt sich jedoch häufiger beobachten, dass nicht die in vorderster Reihe stehenden Windenergieanlagen den höchsten Ertrag produzieren. Abbildung 1 zeigt anhand des Beispiels eines existierenden Windparks eine solche Situation. Eine WEA an ungünstiger Position im Windpark produziert mehr Energie als die WEA an günstigeren Standorten, in der Regel sind dies die Positionen in der ersten Reihe in Hauptwindrichtung. Dies bedeutet, dass die Leistungsfähigkeit der Windenergieanlagen (Windenergieanlagen-Performance) sehr unterschiedlich ist. Daraus lässt sich ein großes Potenzial für die Ertragsoptimierung eines Windparks ableiten: Das Ziel ist es hierbei, die Erträge der schlechter produzierenden Anlagen auf das Niveau der Besseren zu bringen und so den Gesamtertrag erheblich zu steigern.

Um dieses Ziel zu erreichen, müssen Abweichungen zwischen den einzelnen WEA untersucht werden. Es ist nicht einsehbar, dass WEA in einem Windpark, die mit gleichen oder ähnlichen Komponenten ausgerüstet sind, gravierend unterschiedliche Leistungsfähigkeit aufweisen. Für die Untersuchung dieser Unterschiede müssen alle WEA in einem Windpark durch ein normiertes Leistungskurvenmessverfahren vergleichbar gemacht werden. Auf Basis der so gefundenen Performanceunterschiede werden dann die möglichen Ursachen geklärt und eine Optimierung der Windenergieanlagen im Windpark wird möglich.

Eine mögliche, nahe liegende Ursache für die unterschiedliche Anlagenperformance kann die Regelung der Rotorblattwinkel oder Generatordrehzahl sein, die Verwendung sehr unterschiedliche Komponenten aber grundsätzlich auch eine unterschiedliche Parametrisierung der einzelnen WEA. Bisher gemachte Untersuchungen zeigen bei Windparks mit inhomogener Ertragsituation z.B. deutliche Unterschiede in der Drehzahlcharakteristik und im Blattregelverhalten.

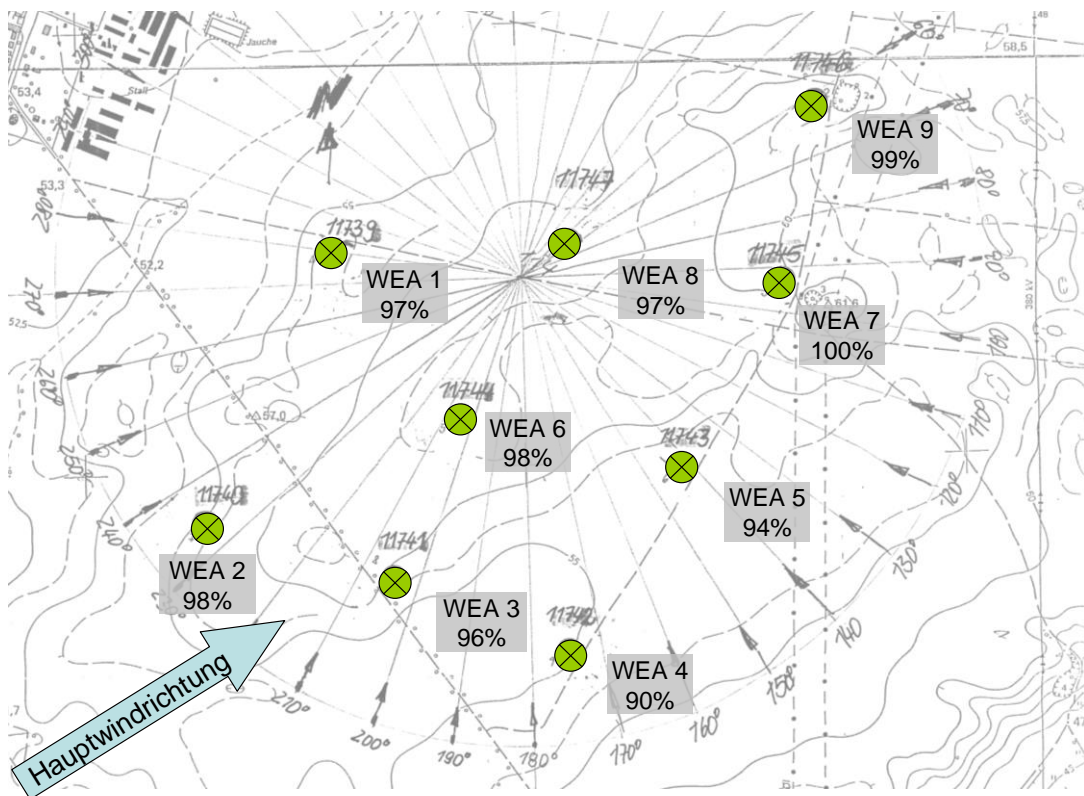


Abbildung 1: Beispiel der Ertragsverteilung in einem existierenden Windpark. Die Erträge sind auf den Ertrag der besten WEA (WEA 7, mit 100%) normiert. Die WEA mit dem geringsten Ertrag ist die WEA 4, die nur etwa 90% der besten Anlage produziert. Die WEA 7 liegt in Hauptwindrichtung hinter dem Windpark und hat somit aufgrund der Abschattung im Normalfall mit geringeren Windgeschwindigkeiten und somit niedrigeren Erträgen zu rechnen.

Da die Ertragsdifferenzen in Windparks teilweise sehr deutlich sind, kann die Optimierung der technischen Parameter gegebenenfalls erhebliche Verbesserungen hinsichtlich der Gesamtpformance eines Windparks bewirken. Eine so erzielte Ertragssteigerung könnte gerade für Windparks, die sich im Randbereich der Wirtschaftlichkeit befinden, ökonomisch sehr interessant sein, da die Verbesserung mit relativ wenig Aufwand verbunden ist.

## I.2 Gesamtziel

Ziel des Projektes war es, herauszufinden, worin unterschiedliche Leistungsfähigkeiten von Windenergieanlagen in Windparks begründet sein können. Auf Basis dieser Ergebnisse sollte die Leistungsfähigkeiten der einzelnen Windenergieanlagen und damit der Ertrag eines Windparks optimiert werden. Die Grundlage der Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Windenergieanlagen im normalen Betrieb, die Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer, sollte einer eingehenden Betrachtung unterzogen werden.

### **I.3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde**

Die sorgfältige Planung der Anordnung der Windenergieanlagen in Windparks ist ein entscheidender Punkt für die Erwirtschaftung optimaler Energieerträge. Die Steigerung der Energieerträge ist ein zentrales Ziel der Windenergiebranche. In Betrieb befindliche Windparks laufen in einer Vielzahl der Fälle unterdurchschnittlich. Deshalb wichtig ist die Optimierung bestehender Anlagen, um dadurch eine höhere Energieausbeute zu erreichen. Das Projekt zielte auf die Leistungsverbesserungen durch relativ einfache Modifikationen an bestehenden Windenergieanlagen. Die Erkenntnisse sind zudem von Relevanz für die zukünftige Offshore-Windenergienutzung. Eine optimale Ausgestaltung der Windenergieanlagen ist hier von höchster Wichtigkeit, um die erwarteten hohen Erträge erzielen zu können.

### **I.4 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele**

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Leistungsfähigkeit einer Windenergieanlage (WEA) im Betrieb liegen im Bereich der Einstellung und Parametrierung von Rotor-aerodynamik, Drehzahlcharakteristik drehzahlvariabler Anlagen, Um- und Einschaltverhalten drehzahlstarrer Anlagen und generell verschiedener Regelparameter wie Windrichtungsnachführung etc.

Um überhaupt Modifizierungen und damit Optimierungen an einem Windpark vornehmen zu können, müssen verlässliche Daten zur vergleichenden Bewertung der einzelnen Windenergieanlagen vorliegen. Die Windenergieanlagen selbst liefern Daten zur Windgeschwindigkeit, elektrischen Leistung und Außentemperatur, woraus sich mit zusätzlichen Daten über den Luftdruck die Leistungskurven der einzelnen Anlagen errechnen lassen. Ein einfacher Vergleich der Leistungskurven führt aber noch nicht zu einer genauen Kenntnis der Anlagenperformance. Dafür muss aus den Leistungskurven und den Windmessdaten eine Ertragskurve berechnet werden.

Die von jeder WEA gelieferten Ertragsdaten werden über einen herkömmlichen Zähler ermittelt und können als verlässlich betrachtet werden. Schwierigkeiten ergeben sich jedoch in Bezug auf die Windmessdaten, die durch das Gondelanemometer auf jeder Anlage ermittelt werden. Hier können bereits geringfügige Konfigurationsunterschiede in den Anlagensteuerungen zu Messunsicherheiten und Datenverfälschungen führen. Ziel des Projektes war es daher, durch Aufbau einer zusätzlichen Windmessung auf den Gondeln der WEA eine Kontrolle der Windmessung durchzuführen und verlässliche Daten für den gesamten Windpark zu erhalten. Auf deren Basis konnten dann zunächst genauere Leistungskurven ermittelt werden, siehe Beispiel in Abbildung 2. Aus diesen können Ertragskurven berechnet werden, die einen Vergleich der Einzelanlagen ermöglichen.

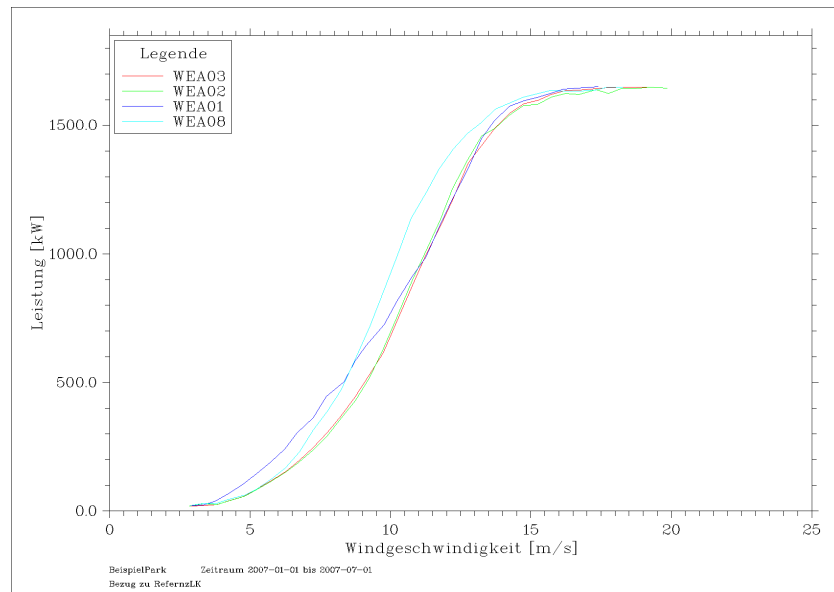


Abbildung 2: Unterschiede in den mit zusätzlichem Gondelanemometer vermessenen Leistungskurven von WEA in einem Windpark. Das unterschiedliche Leistungsverhalten spiegelt sich auch in der Ertragssituation der Anlagen wieder.

Die Vermessung mit Gondelanemometern hat einen enormen Vorteil gegenüber der Vermessung mit Meßmasten: sie kostet einen Bruchteil der ansonsten sehr aufwendigen Messungen. Gerade neuere WEA mit großen Nabhöhen verlangen hohe Meßmasten und verursachen somit hohe Kosten. Ein weiterer Vorteil der Gondelanemometer-Vermessung ist der direkte zeitliche Zusammenhang zwischen Leistung und Windgeschwindigkeit. Es lassen sich im Gegensatz zur Freifeldmessung mit einem Messmast deutlich geringere Mittelungszeiten unterhalb 10 Minuten finden. Bei gleicher Positionierung und gleicher Gondelform sind vergleichende Messungen möglich und sehr sinnvoll.

Die Vermessung von Leistungskurven mittels Gondelanemometer ist ein akzeptiertes, und in der IEC 61400-12-2 CDV standardisiertes Verfahren zur vergleichenden Beurteilung von WEA-Leistungsfähigkeiten. Wichtig ist hierbei eine eindeutige Definition des Anemometers auf der Gondel und die optimale Position, bei der Windmesssensor möglichst wenig von der Abströmung des drehenden Rotors beeinflusst ist.

Die optimale Positionierung des Gondelanemometers auf der WEA-Gondel wurde bislang kaum in realen Strömungsmessungen untersucht und es gibt nur wenig theoretische Abhandlungen zu diesem Thema. Daher wurde in diesem Vorhaben die grundlegende Untersuchung der geeigneten Position von Anemometern auf WEA-Gondeln durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde das maßstabsgetreue Modell einer WEA erstellt und im Windkanal der Deutsche WindGuard vermessen. Strömungsverlauf, -stärke, -richtung und Turbulenz wurde entlang der Gondel mit Hilfe von Strömungssensoren an einer 3-D-Lineareinheit vermessen, um das Strömungsfeld um die gesamte Gondel zu bestimmen. Zur Simulation der realen Strömungsverhältnisse war es erforderlich, die Rotornabe mit Rotorblattstummeln zu versehen und mit einer dem Modell angepassten Geschwindigkeit rotieren zu lassen.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung war die Beschreibung des räumlichen Strömungsfeldes um eine WEA-Gondel und Bestimmung der für die Windmessung am besten geeigneten Position des Gondelanemometers.

Die Untersuchung der Regelparameter einzelner WEA und der Vergleich mit Ertragswerten wurden durchgeführt. Die Blattwinkel- und Drehzahlcharakteristik haben einen gravierenden Einfluss auf den Wirkungsgrad einer WEA. Die Ermittlung der korrekten Kennwerte und die Analyse der Einflussgrößen verlangen eine komplexe Betrachtung des Betriebsverhaltens der Anlagen, Beispiele siehe Abbildung 3.

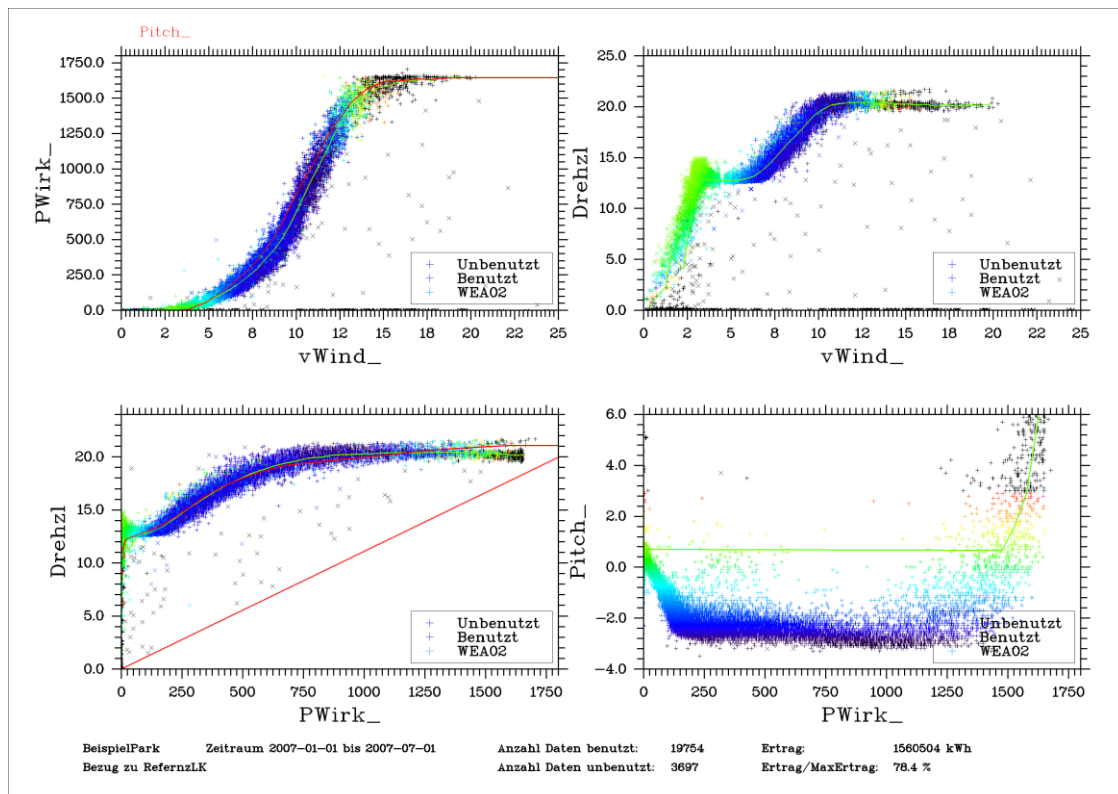


Abbildung 3: Auswertung der Leistungskurve, Drehzahl- und Blattwinkelcharakteristiken einer WEA mit Hilfe der Messungen des Gondelanemometers und der Betriebsdaten der Anlage.

## 1.5 Planung und Ablauf des Vorhabens

Für die Untersuchungen des Betriebsverhaltens der WEA eines Windparks wurde der in Abbildung 1 dargestellte Windpark ausgewählt. Die Aufzeichnung der Betriebsdaten wurde schon im Vorfeld des Vorhabens im Rahmen der technischen Betriebsführung gestartet, Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten liegen somit bereits seit dem Jahr 2007 vor.

Mit Beginn des Vorhabens wurde Messtechnik für den Aufbau von Zusatzanemometern auf den WEA-Gondeln im Windpark gekauft und zu kompletten Messeinrichtungen zusammengesetzt und auf den vorgesehenen WEA montiert. Mit der Erweiterung der Auswerteverfahren und Software wurde parallel begonnen, basierend auf den bereits aufgezeichneten Messdaten.





## II Eingehende Darstellung des Vorhabens

### II.1 Erzielte Ergebnisse im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

#### II.1.1 Teilprojekt Arbeitspaket 1: Erfassung der Rotor- und Betriebsdaten

<b>Arbeitspaket</b>	A.1.: Betriebsdatenerfassung
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard	<u>Koordinator</u> , Datenerfassung aus SCADA-Datenbank, Installation Gondelanemometer und Datenlogger, Implementierung hochfrequente Datenerfassung aus Anlagencontrollern, Vorbereitung Freifeldmessung Standort Bremen Stahlwerke. Genehmigung, Stromversorgung etc. Beschaffung Sicherungsmaßnahmen

##### II.1.1.1. Beschreibung Arbeitspaket

Ziel war die Erfassung aller relevanten Betriebsdaten der einzelnen Windenergieanlagen des Testwindparks sowie der Aufbau zusätzlicher Anemometer auf dem Dach der WEA-Gondeln. Die SCADA-Betriebsdaten (Supervisory Control and Data Acquisition) der Windenergieanlagen wurden mit Hilfe des Windparkmanagementsystems WONDERv2 der Deutschen WindGuard als 10min Mittelwerte aufgezeichnet und aufbereitet. Zusätzlich wurden auf mehreren Windenergieanlagen Datenlogger installiert, die Temperatur, Feuchte, Luftdruck und die Windgeschwindigkeit mit Hilfe eines auf dem Gondeldach installierten Referenzanemometers aufzeichneten. Die Referenzgondelanemometer wurden installiert, um die Windgeschwindigkeit unabhängig vom bestehenden Gondelanemometer bestimmen zu können.

Desweiteren wurden Daten aus der Windenergieanlagen-Steuerung mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Hz erfasst, um eine spätere Auswertung auf Basis des speziellen Verfahrens der Universität Oldenburg möglich zu machen.

Im Verlauf des Projektes haben sich die Anforderungen an die zu verwendenden Messsysteme geändert, so mussten zum Beispiel aufgrund des hohen Turbulenzaufkommens Schalensternanemometer zum Teil gegen 3-D Ultraschallanemometer ausgetauscht werden.

##### II.1.1.2. Messtechnik

Der Aufbau der Messtechnik und die Aufzeichnung der Messreihen orientiert sich teilweise an den Vorgaben der IEC Norm 61400-12-2 (IEC, 2008). Dies sollte die Belastbarkeit der erzielten Ergebnisse und die Reproduzierbarkeit der durchgeführten Messungen sicherstellen.

Bei der Auswahl der Sensoren zur Windgeschwindigkeitsmessung standen für die Durchführung der hier beschriebenen Messkampagnen Thies First Class Schalensternanemometer sowie Thies Ultrasonic Anemometer 3D zur Verfügung.

Ein herkömmliches Schalensternanemometer kann 10-Minuten Mittelwerte gut wiedergeben, ist aber für die Bestimmung der Turbulenzintensität durch die konstruktiv bedingte Massenträgheit nur bedingt geeignet. Der Schalenstern läuft, einmal durch einen Windimpuls beschleunigt, auch bei einer Abschwächung des Impulses noch kurzzeitig durch sein Massenträgheitsmoment nach. So wird der 10-Minuten Mittelwert durch das Trägheitsverhalten des Schalensterns leicht nach oben hin verfälscht. Daher bietet sich zur Messung ein modernes 3D Ultraschallanemometer an. Diese Geräte unterliegen bedingt durch ihren technischen Aufbau nicht den Problemen eines herkömmlichen Schalensternanemometers. 3D Ultraschallanemometer erfassen die Geschwindigkeit in allen drei Richtungsdimensionen, bieten hohe Abtastfrequenzen und werten die Messergebnisse über einen internen Prozessor sofort statistisch aus.

Daher wurde im späteren Messaufbau an der Forschungs-Windenergieanlage das Thies Ultrasonic 3D Anemometer zur Bestimmung der Turbulenzintensität an verschiedenen Standorten genutzt. Das Thies First Class Advanced Schalensternanemometer wird als Referenzsensor während der Messreihe an einem festen Platz installiert. Im Verlauf der Messreihe wird das Thies First Class Advanced Referenzanemometer gegen ein weiteres Thies Ultrasonic 3D Anemometer ausgetauscht.

Im Testwindpark wurde zur Ermittlung der Leistungskurven in Anlehnung an die IEC Norm 61400-12-2 (IEC, 2008) ausschließlich Thies First Class Advanced Schalensternanemometer verwendet. Die Verfälschung der Mittelwerte für die Windgeschwindigkeiten im 10min Mittel sind hier zu vernachlässigen. (Twele & u.a., 2011)

Das für die Messung an der Forschungswindenergieanlage verwendete Thies Ultrasonic Anemometer 3D ermittelt unter anderem die horizontalen und vertikalen Komponenten der Windgeschwindigkeit, die Windrichtung, und die virtuelle akustische Temperatur. Die gemessenen Daten des Ultraschallanemometers wurden von einem im Anemometer integrierten Prozessor verarbeitet. Es wurden neben anderen Größen die Standardabweichung, die Varianz, die Kovarianz, die Gesamtwindgeschwindigkeit, die Windrichtung, die virtuelle Schalltemperatur sowie die Turbulenzintensität der Strömung ermittelt. Es waren bis zu 70 verschiedene Messwerte abrufbar. Im Rahmen der in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Messung waren die Windgeschwindigkeiten der einzelnen Windvektoren sowie die mittlere Windgeschwindigkeit die gewünschten Messwerte.

Die zeitliche Auflösung des hier verwendeten Thies Ultrasonic Anemometer 3D Ultraschallanemometers liegt in einem einstellbaren Bereich von 1 Hz bis 100 Hz. Es können, abhängig von der Temperatur, bis zu 285 vollständige Messzyklen pro Sekunde erfolgen. Die einzelnen Geschwindigkeitsvektoren werden mittels eines orthogonalen Koordinatensystems mit X, Y und Z-Achse ermittelt. (Adolf Thies GmbH & Co. KG, Ultrasonic Anemometer 3D 4.383.x.xx.xxx, 2011)

Um die Änderungen des Windfeldes an den verschiedenen vorgesehenen Positionen des Zusatzanemometers auf dem Gondeldach der Forschungswindenergieanlage nachvollziehen zu können, wurde zusätzlich zum verwendeten 3D Ultraschallanemometers ein Thies First Class Advanced Schalensternanemometer auf dem Gondeldach als Referenz-

messsensor aufgebaut. Der Standort dieses Referenzanemometers wurde während der gesamten Messungen nicht verändert. Das vorhandene Gondelanemometer der Anlagensteuerung war für diesen Zweck nicht geeignet, da – wie auch durch Vergleichsmessungen belegt – Abtastrate und Mittelungszeiten sich gänzlich von den selbst aufgezeichneten Daten unterscheiden. Bei der Betrachtung der Turbulenzintensitäten wurde ein erheblicher Unterschied zwischen diesem Messgerät und den zusätzlich installierten Anemometern festgestellt.

Das Thies First Class Advanced Schalensternanemometer erlaubt die Ermittlung der Windgeschwindigkeit über die Umdrehung eines horizontal montierten drehbaren dreiarmligen Schalensterns. Durch die Umdrehung wird ein elektrisches Signal erzeugt, das sich leicht in eine Windgeschwindigkeit umrechnen lässt. Eine Frequenz von 1082 Hz entspricht einer gemessenen Windgeschwindigkeit von 50 m/s. (Adolf Thies GmbH & Co. KG, Wind Transmitter "First Class" Advanced 4.3351.00.000, 2009)



Abbildung 4: Thies Ultrasonic Anemometer 3D und Thies First Class Advanced Schalensternanemometer auf dem Gondeldach der Forschungs-WEA.

In Abbildung 4 sind die auf dem Gondeldach der Forschungs-WEA in Bremen installierten Anemometer abgebildet. Im Vordergrund ist das verwendete Thies First Class Schalensternanemometer zu erkennen. Im Hintergrund ist auf einem mit Stahlseilen abgespannten Mast das Thies Ultrasonic Anemometer 3D installiert.

Zur Normalisierung der von der Luftdichte abhängigen Windgeschwindigkeiten schreibt die IEC 61400-12-2 die Ermittlung von Luftdruck, Luftfeuchte und Temperatur am Messstandort vor. Daher werden auf dem Gondeldach ein kombinierter Temperatur-Feuchtesensor der Firma Galltec + Mela GmbH und eine Druckmessdose der Firma Setra installiert. Die Sensoren sind in Abbildung 5 dargestellt. Zum Schutz vor Umwelteinflüssen und Strahlung werden der Druck sowie der Feuchte- und Temperatursensor bei der Installation auf dem Gondeldach in Gehäusen untergebracht.



Abbildung 5: Auf der Forschungs-WEA in Bremen installierte Druck-, Temperatur- und Feuchtesensoren.

Die ermittelten Messwerte der installierten Sensoren werden durch ein System zur Datenerfassung aufgezeichnet. Dieses ist im Inneren der Gondel installiert und beinhaltet in dem in Abbildung 6 gezeigten Schaltschrank einen Campbell CR1000 Datenlogger mit wechselbarer Speicherkarte, einen RS-232 Konverter sowie einen UMTS-Router mit Antenne, um die Daten über das Mobilfunknetz zu übertragen. Der Datenlogger zeichnet mit einer Abtastrate von 1 Hz auf.

Die Messwerte werden im Datenlogger zu 10-Minuten Mittelwerten verarbeitet und archiviert. Zweimal täglich wird über den UMTS-Router des Messsystems eine Mobilfunkverbindung aufgebaut und die gespeicherten 10-Minuten zu einer Datenbank übertragen. Dort verbleiben die Messwerte bis zur Weiterverarbeitung mit den im Forschungsprojekt angewendeten Datenverarbeitungsprogrammen.

Alle im Messsystem verbauten Sensoren wurden nach anerkannten Standards im Kalibrierlabor kalibriert. Die aus den Kalibrierprotokollen entnommenen Werte für die Steigung und die Nullpunktverschiebung werden in die Datenauswertung integriert.

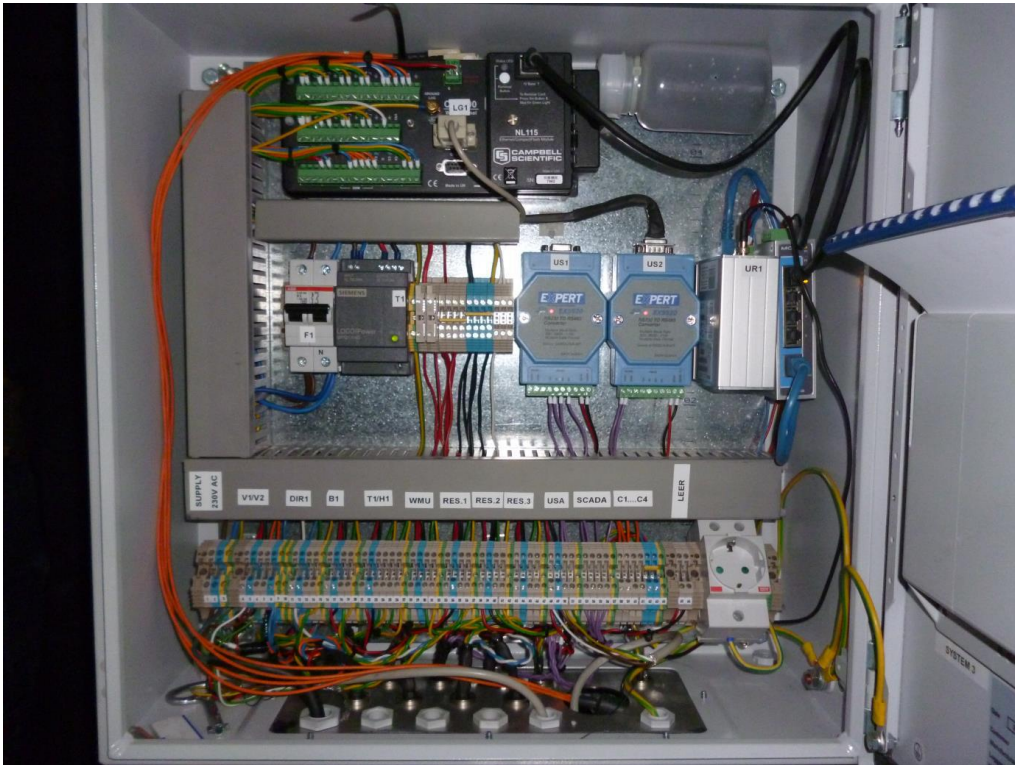


Abbildung 6: Schaltschrank mit RS-232 Konverter, Datenlogger und UMTS-Router.

Die Datenaufzeichnung der beschriebenen Sensoren, die Datenverarbeitung bis zur Datensicherung auf dem Datenbankserver der Deutschen WindGuard Consulting wird in Abbildung 7 zur besseren Nachvollziehbarkeit schematisch dargestellt.

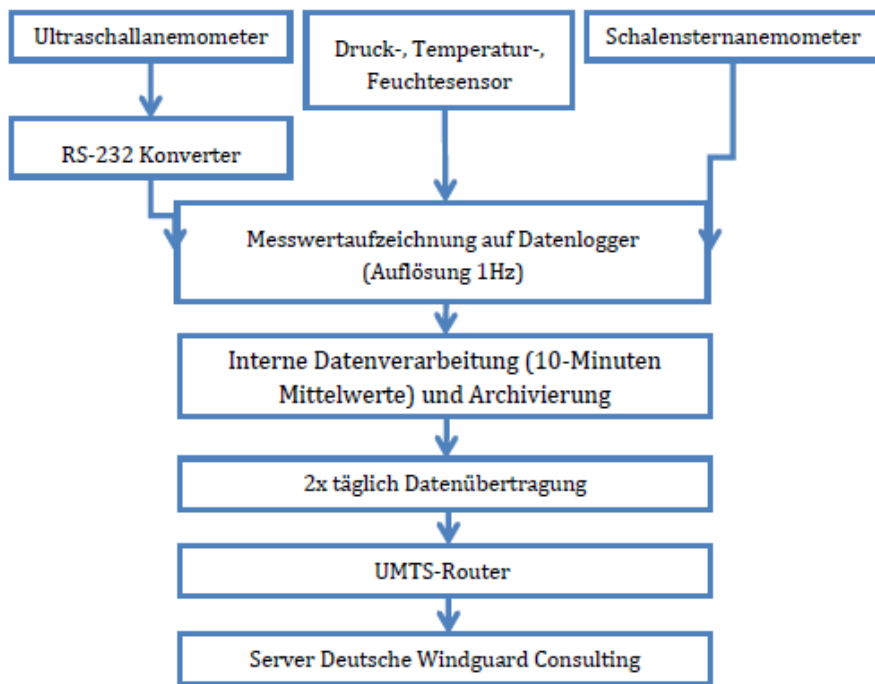


Abbildung 7: Schematischer Aufbau der Messwerterfassung

### ***II.1.1.3. Messaufbau***

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden in zwei Windparks Messaufbauten durchgeführt. Neben dem für AP 5 und 6 notwendigen Aufbau im Testwindpark mit Schalensternanemometern auf stationären Messmasten sowie der Erfassung von Luftdruck, Temperatur und Feuchte wurde zusätzlich für AP 2 und AP 3 in der Forschungswindenergieanlage Stahlwerke in Bremen ein variabler Messmast mit Ultraschallanemometer installiert. Hier wurden ebenfalls Sensoren zur Erfassung von Temperatur, Luftdruck und Luftfeuchtigkeit installiert.

### ***II.1.1.4. Messaufbau Forschungswindenergieanlage***

Unterstützend zur Freifeldmessung in AP 3 mittels eines LIDAR Systems und zur Verifikation der in AP 3 durchgeführten Messungen an einem Skalierten Gondelmodell im Großwindkanal wurde im WP Bremen Stahlwerke an einer REpower 3.4 Windenergieanlage ein wie in Kapitel II.1.1 näher beschriebenes Messsystem bestehend aus einem Thies 3D Ultraschallanemometer, einem Thies First Class Schalensternanemometer sowie Sensoren zur Ermittlung von Luftdruck, Temperatur und Feuchte beschafft.

Das Thies Ultrasonic Anemometer 3D wird an einem in zwei Raumachsen variablen Schienensystem auf einem höhenverstellbaren Mast installiert, um verschiedene Standorte ohne größere Umbaumaßnahmen vermessen zu können. Das in Abbildung 8 gezeigte Schienensystem wurde so entworfen, dass es sich am Ende der Messung ohne Schäden zu hinterlassen wieder vom Dach der Gondel entfernen lässt. Hierfür wurden technische Zeichnungen erstellt. Das Schienensystem wurde in einem Ortsansässigen Metallverarbeitenden Betrieb angefertigt. Als Blitzschutzmaßnahme wurde das komplette Schienensystem an die zentrale Erdungsschiene der Windenergieanlage angeschlossen.



Abbildung 8: Schienensystem auf dem rückwärtigen Gondeldach der REpower 3.4M 104 in Bremen mit Temperatur-, Feuchte- und Druckmessung.

Die Positionierung der Messung an den verschiedenen Standorten orientiert sich jeweils an den allgemein anerkannten Erkenntnissen von Troels F. Pedersen, die auch für die Leistungsmessungen nach IEC 61400-12-2 angewendet werden.

Hierbei wird der direkte Einfluss des Rotor vermieden, indem man durch eine geometrische Bestimmung des Standortes über den Blattdurchmesser an der Nabe sowie die maximale Ausprägung der Blattgeometrie genügend Abstand zum Rotor hält und eine Höhe nutzt, die dem direkten Einfluss des Strömungsabriss an der maximal ausgeprägten Blattgeometrie nicht ausgesetzt ist. Außerdem muss das Anemometer so installiert werden, dass es frei angeströmt werden kann und nicht von der Grenzschicht der Gondel beeinflusst wird. Für die Messung nach IEC wird außerdem der Aufbau des Anemometers entlang der Spiegelachse der Gondel empfohlen. (vgl. Pedersen, 1994, S. 4-5; IEC, 2008)

Eine Messung auf dem vorderen Gondelteil scheidet aufgrund der Standortbestimmung nach Pedersen aus, da durch den großen Durchmesser des Rotorblattflansch und der Geometrie der Rotoren im Bereich nahe der Nabe hier keine verwertbare Anströmung zu erwarten ist. Der mittlere und hintere Gondelteil wird durch das Ultraschallanemometer auf dem variablen Messmast erfasst und vermessen. Laut Troels F. Pedersen lassen sich im mittleren Gondelteil verwertbare Messergebnisse erwarten.

In Abbildung 9 wurde anhand einer Zeichnung der Gondel und der Maße der Rotorblätter einer REpower 3.4M 104 der Standort des Anemometers nach Troels F. Pedersen bestimmt. Die dargestellte Fläche entspricht der zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Ausgabe der IEC 61400-12-2.



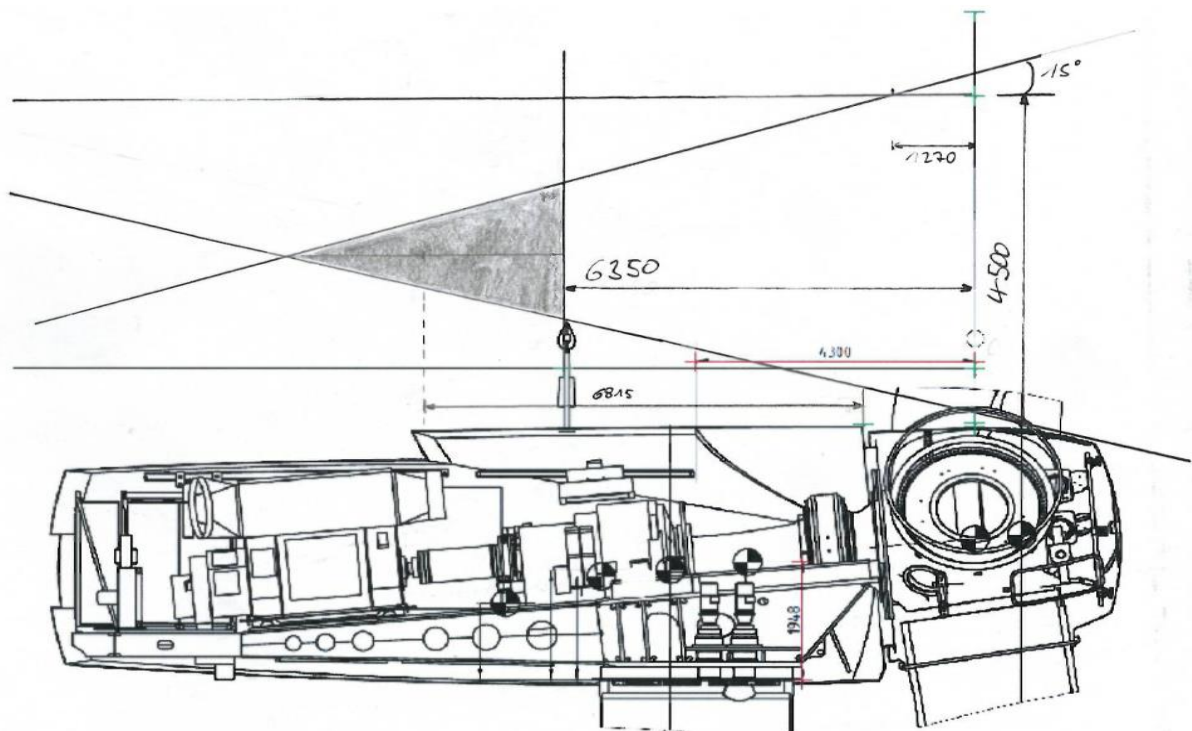


Abbildung 9: Möglicher Standort des Messmastes innerhalb der grauen Fläche ermittelt nach T. Pedersen (Firma REpower Systems SE mit eigenen Änderungen). Die dargestellte Fläche entspricht der zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Ausgabe der IEC 61400-12-2.

Danach wurden mehrere Standorte auf der Gondel vermessen. Die Installationshöhe des Ultraschallanemometers am Messstandort orientiert sich an der geometrisch ermittelten Höhe nach Pedersen und an der Höhe der bereits auf der Anlage installierten Windmesseinrichtungen. Diese Auswahl soll einerseits die Auswahl der vorhandenen anlageneigenen Anemometerstandorte überprüfen, gleichzeitig aber auch eine zu starke Beeinflussung der Messung durch den Nachlaufdrall des Rotors und der durch die Gondel verursachte Turbulenz sowie den zusätzlichen Strömungsabriss im Bereich der Auftriebsgeometrie der Rotorblätter ausschließen. Der auftrieb wirksame Bereich der Rotorblätter der REpower 3.4M 104 mit 50,8 m Länge beginnt in etwa 4,5 m Abstand zur Spinnerverkleidung. Bis zu dieser Entfernung weist der zuvor fast runde Blattwurzelbereich nur eine wenig auftrieb wirksame Geometrie auf.

Auf der hinteren Gondelplattform war zusätzlich zu beachten, dass sich im Podestübergang die Auslassöffnungen für die Ventilation der Getriebeölkühlung befinden. Die hier zusätzlich erzeugte Strömung soll die Messung möglichst nicht beeinflussen. Dies ist bei Definition der minimalen Messhöhe ebenfalls zu beachten.

Die Empfehlung von Troels F. Pedersen spricht sich für eine Messung in der Spiegelachse der Anlage aus. Die anlageneigenen Windmesseinrichtungen befinden sich jeweils links und rechts nahe an den Kanten der Gondel. Daher wurden zusätzlich verschiedene Standorte in der Spiegelachse der Windenergieanlage und im Bereich beider Kanten vermessen.

Außerdem werden die Erkenntnisse der Messung von (Diznabi, 2011) an einer Stallge-regelten Windenergieanlage aus dem Jahr 2011 mit in die Standortwahl einbezogen. Hierbei wurden mehrere Punkte entlang der Spiegelachse der Anlage auf ihr Turbulenz-verhalten hin untersucht. Babak Diznabi kam zu dem Ergebnis, das sich die Turbulenzin-ten-sität im hinteren, weit vom Rotor entfernten Bereich verändert. Die Einflüsse durch den Strömungsabriss lassen nach, dafür steigen die Beeinträchtigungen der Strömung durch den Nachlaufdrall des Rotors mit zunehmendem Abstand zu ebendiesem.

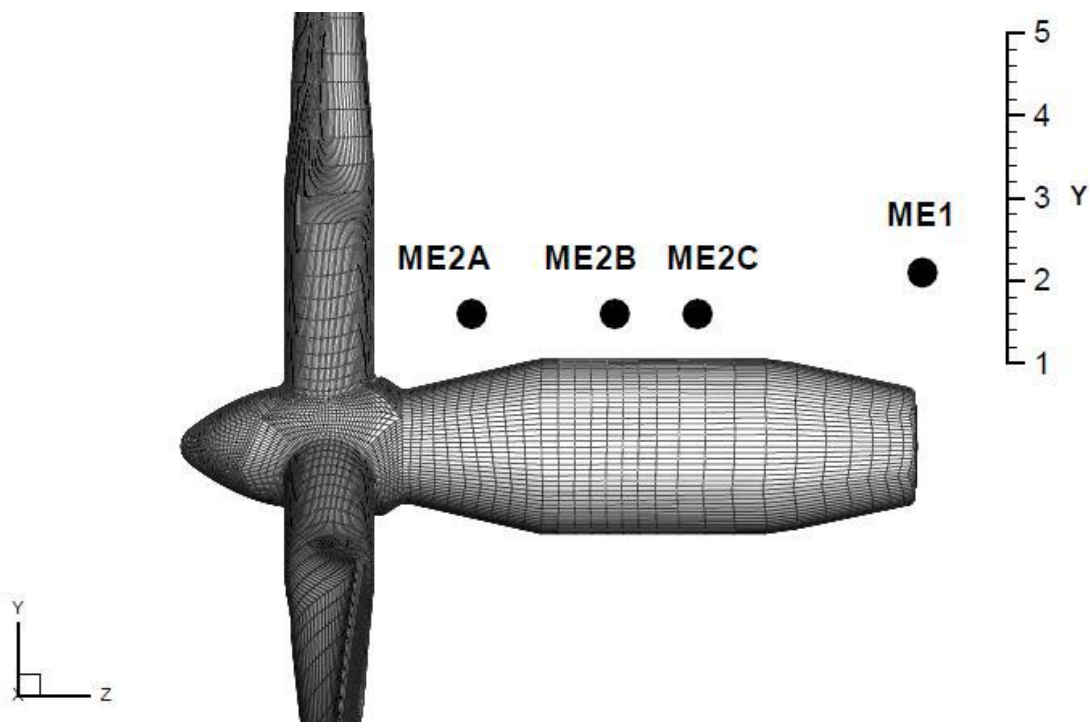


Abbildung 10: : Anemometerstandorte der Strömungsmessung nach Babak Diznabi (Diznabi, 2011)

In der aktuellen Messung auf der Gondel der REpower 3.4M 104 wird der Messpunkt, welcher analog zum Messpunkt 2A in Abbildung 10 liegen würde, ausgelassen, da hier aufgrund der großen Nähe zum Rotor keine aussagekräftigen Ergebnisse zu erwarten sind. (Diznabi, 2011; vgl. Pedersen, 1994)

Die anderen Messpunkte aus Abbildung 10 werden in ähnlicher Aufteilung mitvermes-sen. Für die Bestimmung der Messhöhe wurde die durch die Methode von Troels F. Pe-dersen bestimmte Höhe als Ausgangsposition angenommen.

Des Weiteren musste beachtet werden, dass ein Anemometer konstruktiv bedingt nicht in jeder beliebigen Höhe installiert werden kann. Der Mast darf nicht schwingen, die Konstruktion an sich soll aber nicht zu mächtig ausfallen, da sie sonst die Strömung ver-ändert und das Anemometer beeinflusst.

Aufgrund dieser Tatsache konnte die ursprünglich geplanten Messungen nicht durch-gängig innerhalb der nach der Methode von Troels F. Pedersen bestimmten Höhen durchgeführt werden.

Die Gondel der REpower 3.4M 104 ist vollständig aus Glasfaserverbundwerkstoffen ge-fertigt und im Bereich des Gondeldaches nicht vollständig ausgesteift. Im Betrieb der An-

lage schwingt das Gondeldach. Diese Schwingungen übertragen sich auf das auf dem Dach aufliegende Schienensystem des Messmastes und versetzten diesen ebenfalls in Schwingungen. Das 3D Ultraschallanemometer sollte ursprünglich auf einer Höhe von 3,20 m installiert werden.

Um Messfehler durch zu starke Schwankungen und eventuelle Schäden am 3D Anemometer zu vermeiden wurde eine Messhöhe von 2,0 m gewählt. Diese Höhe gewährleistet mit einer entsprechenden Abstimmung des Messmastes einen sicheren Standort und plausible Messergebnisse. Die Standorte der Messung wurden nicht verändert, die Messung wurde durch die Anpassung nur 1,0 m unterhalb der empfohlenen Höhe durchgeführt. Gleichzeitig wurde aber darauf geachtet, dass die Installationshöhe des 3D Ultraschallanemometers oberhalb der anlageneigenen Windmessenrichtungen angeordnet war. Das Anlageneigene Ultraschallanemometer ist in einer Höhe von 1,48m installiert. Das Referenzanemometer wurde am Mastausleger in einer Höhe von 1,26m installiert.

Das zur Verifizierung der Messdaten benötigte Thies First Class Advanced Schalensternanemometer wird fest auf einen Mastarm der anlageneigenen Windmessenrichtungen auf dem vorderen Teil des Gondeldaches installiert. Dort verbleibt es für die Dauer der kompletten Messkampagne. In Abbildung 11 sind die installierten Anemometer zu sehen. Im Hintergrund ist das Thies Ultrasonic Anemometer 3D auf dem zur Stabilisierung mit Stahlseilen abgespannten Messmast installiert. Die Stabilisierung des Mastes soll ein zu starkes Schwingen des Ultraschallanemometers verhindern. Im Vordergrund ist das Thies First Class Advanced Schalensternanemometer angebracht. Es befindet sich auf einem Ausleger des Mastes für das Anlageneigene 2-D Ultraschallanemometer.



Abbildung 11: Vollständiger Messaufbau im rotorabgewandten Bereich der Gondel mit (von links) Gondelanemometer, Referenzanemometer (v\_cup\_Ref) und Prüfanemometer (v\_usa\_DWG).

### II.1.1.5. Messkampagne Forschungs-Windenergieanlage

Die Messungen an den verschiedenen Standorten auf dem Gondeldach wurden immer nach dem nachfolgend in Abbildung 12 dargestellten Schema durchgeführt.

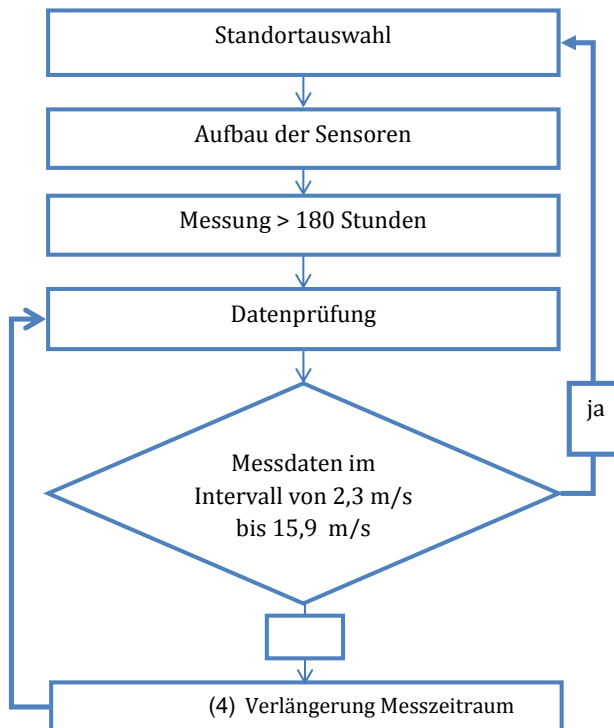


Abbildung 12: Ablauf der Einzelmessungen

Die Messung orientiert sich in Aufbau und Auswertung in Teilen an der IEC Norm 61400-12-2. Dies geschieht zu besserer Reproduzierbarkeit der Messung und der Vergleichbarkeit der ermittelten Daten und lässt gleichzeitig später die Erstellung einer Korrelation zwischen den anlageneigenen Anemometern und dem Messaufbau zu.

Im Schnitt werden an jedem vermessenen Standort des Ultraschallanemometers zehn Tage lang Daten mit einer Abtastrate von 1 Hertz auf dem installierten Campbell Datenlogger aufgezeichnet. Die Messung muss laut IEC 61400-12-2 ausreichende Daten von 1 m/s unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit der Anlage bis zum 1,5 fachen der Windgeschwindigkeit die für 85 % der Nennleistung der Anlage benötigt werden, enthalten.

Aus der elektrischen Leistungskennlinie in Abbildung 13 geht hervor, dass die REpower 3.4M 104 zum Erreichen von 85% ihrer Nennleistung von 3400 kW einer Windgeschwindigkeit von ca. 9,8 m/s benötigt. Die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei 3,3 m/s.

Daher sollten in der vorliegenden Messung, unter Berücksichtigung der Leistungskennlinie der REpower 3.4M 104, Daten in einem Intervall von ca. 2,3 m/s bis mindestens 14,7 m/s enthalten sein (IEC, 2008) (vgl. Hau, 2008, p. 555).

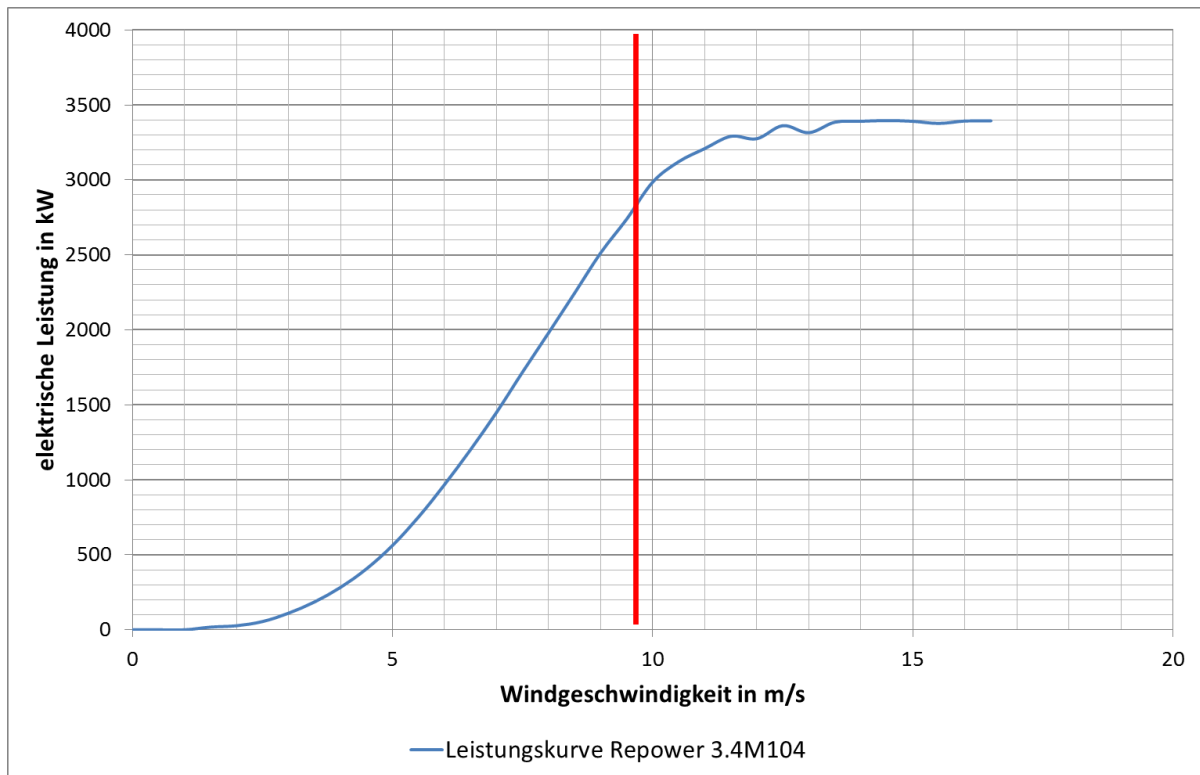


Abbildung 13: Leistungskennlinie REpower 3.4M104 R300109 mit Festlegung 85% der Nennleistung.

Die Windgeschwindigkeiten vor Ort werden während der Messung online über die SCADA-Daten der Anlage überwacht. Sollten während der avisierten zehn Tage dauernden Messung die benötigten Windgeschwindigkeiten nicht erreicht werden kann der Zeitraum noch variabel verlängert werden.

#### **II.1.1.6. Messaufbau Testwindpark**

Im Testwindpark wurde die durch die IEC 61400-12-2 (IEC, 2008) empfohlene Position für das Referenzanemometer auf dem Gondeldach ermittelt. Als Anemometer wurde ein Thies First Class Advanced Schalensternanemometer verwendet. Die Sensoren wurden in unmittelbarer Nähe zum Mast ebenfalls auf den zur Messung vorgesehenen Testanlage Anlagen installiert. Der Standort der Messung orientiert sich an den allgemein anerkannten Erkenntnissen von Troels F. Pedersen, die auch für die Leistungsmessungen nach IEC 61400-12-2 angewendet werden.

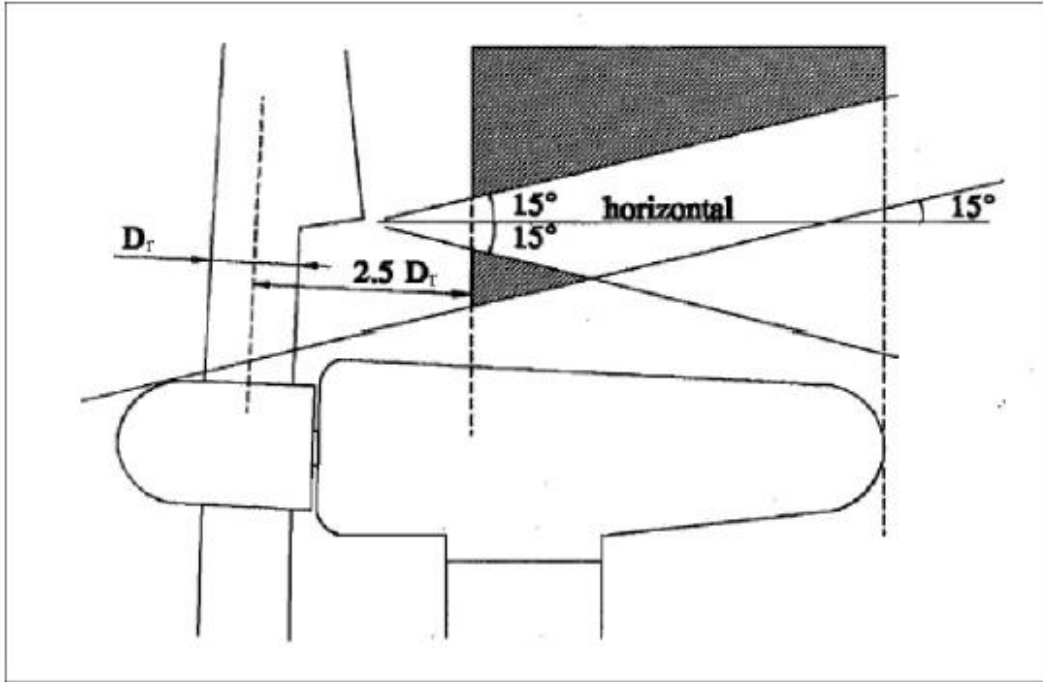


Abbildung 14: Empfohlene Position eines Gondelanemometers nach IEC 61400-12-2 power performance measurements of electricity producing wind turbines Ed.1 (2008). Die dargestellte Fläche entspricht der zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Ausgabe der IEC 61400-12-2.



Abbildung 15: Installierte Messsystem auf dem Gondeldach einer der Testanlagen im Testwindpark

Der zur Datenerfassung notwendige Datenlogger wurde mit der entsprechenden Mobilfunkausstattung im inneren der Gondel verbaut, siehe Abbildung 16.



Abbildung 16: Installationsort des Datenloggers im Inneren einer Testanlage.

#### ***II.1.1.7. Erfassung von 1-Hz Betriebsdaten aus SCADA (Data Supervisory Control and Data Acquisition)***

Für die in AP 5B geplante Auswertungsmethodik der Universität Oldenburg werden hochfrequente Betriebsdaten der für die Erprobung vorgesehenen Testanlage WEA benötigt. Benötigt werden Leistung, Drehzahl, Blattwinkel und Windgeschwindigkeiten der jeweiligen WEA. Eine Erfassung parallel zum verbauten Anlagencontroller stellte sich als schwierig und finanziell sehr aufwendig heraus. Besonders die möglichst genaue Erfassung der Leistungsdaten stellte sich als sehr problematisch heraus. Für eine eigenständige Messung sind spezielle Strommesszangen notwendig, die die Ströme an sechs verschiedenen Stellen in der Anlage erfassen. Diese können nur durch kurzzeitigen Abbau der Leistungskabel installiert werden. Dies ist sehr zeitaufwendig und darf nur durch das beteiligte Wartungsunternehmen Vestas durchgeführt werden um eventuelle Anlagenschäden zu vermeiden. Des Weiteren sind Strommesszangen notwendig, die aufgrund der geringen Platzverhältnisse in der WEA an den vorgesehenen Messstellen, auch in nicht optimaler Einbauposition ein möglich stabiles, fehlerarmes Ergebnis liefern. Diese Messgeräte sind als sehr kostenintensiv einzuordnen. Ein kurzfristiger Umbau des Systems innerhalb des Windparks scheidet aufgrund des hohen Installationsaufwandes aus.

Daher wurde nach eingehender Betrachtung von einem solchen Messaufbau Abstand genommen. Stattdessen wurde auf die in der WEA verbaute Messtechnik zurückgegriffen. Diese liefert ebenfalls hinreichend genaue Ergebnisse die sich im Rahmen des Projektes verwerten lassen. Hier muss allerdings eine Möglichkeit geschaffen werden ohne den Betrieb der Windenergieanlage zu stören, hochfrequent Daten aus dem Anlagencontroller zu entnehmen. Die Kommunikation in der Anlage zum Steuern und Daten ausle-

sen wird am Controller in der Gondel mittels einer Optischen Schnittstelle realisiert. Diese Schnittstelle wird genutzt um ein Steuerungspaneel oder einen mit entsprechender Software ausgestatteten PC mit der Anlage zu verbinden und diese zu steuern. Über diese optische Schnittstelle kann mit einer entsprechenden Software der Controllerinterne Datenstrom mit einer Auflösung von 1Hz mitgeschnitten werden. Zur Datenerfassung aus dem Anlageneigenen Controller musste ein Optokoppler »VCP to UART« der Firma Quantec Networks, der über eine 9pin D-Sub-Buchse auf USB Adapter die Daten an einen mit entsprechender Software ausgestatteten PC liefert, beschafft werden. Die notwendige Software musste für die entsprechenden Anforderungen designet werden, des Weiteren wurden für den Einsatz in Maschinenhäusern geeignete tragbare Computer (Panasonic Toughbook CF-52 MK2) beschafft. Die Stromversorgung wurde über die ebenfalls in den Anlagen verbauten Messsysteme zur Erfassung der Meteorologischen Daten hergestellt.



Abbildung 17: Optische Schnittstelle VCP-UART zur Kommunikation mit den Testanlagen



## II.1.2 Teilprojekt Arbeitspaket 2: Messungen Freifeld

<b>Arbeitspaket</b>	A.2.: Messung Freifeld
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard GmbH
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard GmbH	<u>Koordinator</u> , Auswertung LIDAR Daten, Erstellung einer Korrekturfunktion, Standortvermessung Gondelanemometer, Turbulenzermittlung
Deutsche WindGuard Consulting	Installation LIDAR, Datenerfassung LIDAR

### II.1.2.1. Beschreibung Arbeitspaket

Zusätzlich zu den in AP 1 geplanten Windmessungen sollen an den Anlagen kurzzeitige LIDAR-Messungen stattfinden, um eine Kalibrierfunktion für das Gondelanemometer bzw. das Referenzgondelanemometer zu erstellen und die mit diesen Anemometern erstellten Leistungskennlinien zu verifizieren. Damit soll eine komplexe Beschreibung des Windfeldes sowie eine Leistungskurvenvermessung an der jeweiligen Anlage durchgeführt werden. Im Verlauf des Projektes stellte sich heraus, dass aufgrund der in AP 3 durchgeführten Untersuchungen an einem skalierten Gondelmodell der REpower 3.4M 104 (R 300109) eine Verifikation der im Großwindkanal erzielten Ergebnisse im Freifeld notwendig ist. Die im Großwindkanal erzielten Ergebnisse zur Bestimmung des idealen Anemometerstandortes anhand der Turbulenzintensität wurden unter realen Bedingungen geprüft. Daher wurde eine Referenzmessung auf der Forschungs-WEA in Bremen installiert. Um eine Korrekturfunktion zum Gondelanemometer der REpower 3.4M 104 (R 300109) erstellen zu können, wurde die im Testwindpark geplante Freifeldmessung mit einem LIDAR in an die Forschung-Windenergieanlage verlagert.

### II.1.2.2. Messaufbau

Abbildung 18 zeigt den Standort der betrachteten REpower WEA am Standort Bremen Industriehäfen. Der Standort der WEA ist in einem Windrichtungsbereich von 170°-200° von einer benachbarten Windenergieanlage des Typs PowerWind 90 abgeschattet. Die benachbarte WEA ist 300m von der Windenergieanlage REpower R300109 entfernt.

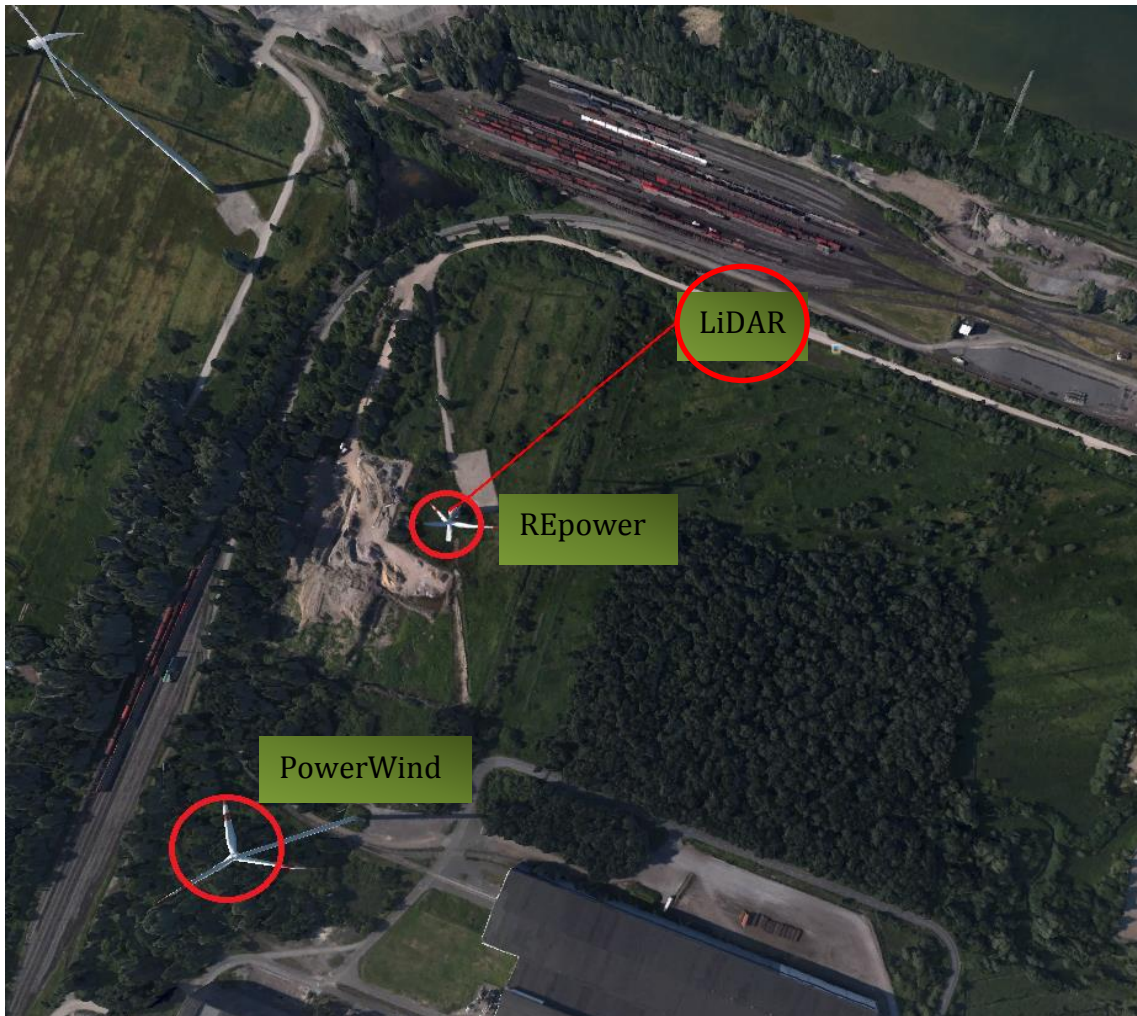


Abbildung 18: Standort der Windkraftanlage REpower 3.4M 104 am Standort Bremen Industriehäfen.

### ***II.1.2.3. Technische Daten der Windenergieanlage***

Die betrachtete WEA ist eine Windenergieanlage der Firma Senvion SE, ursprünglich REpower Systems SE, Modell REpower 3.4M 104. Die Anlage wurde als Forschungswindenergieanlage geplant und gebaut. Betreiber und Eigentümer sind die Deutsche WindGuard GmbH und die Universität Bremen. An der Anlage sollen diverse Untersuchungen zur Verlängerung der Anlagenlebensdauer, der Leistungsfähigkeit und der Umweltverträglichkeit stattfinden. Daher bietet sich hier die Gelegenheit auf einem modernen Anlagentyp eine Bestimmung der Turbulenzintensität durchzuführen. Tabelle 2 zeigt die technischen Daten der REpower 3.4M 104 am Standort Bremen Stahlwerke.

Technische Daten WEA	Wert
Nennleistung	3.4 MW
Nabenhöhe	128 m
Rotordurchmesser	104 m
Anzahl der Rotorblätter	3
Rotorblattlänge	50.8 m
Überstrichene Fläche	8495 m <sup>2</sup>
Fläche Gondel in 2 Ebenen	ca. 40 m <sup>2</sup>
Länge Gondel	ca. 13 m
Tiefe Gondel	ca. 4.3 m
Leistungsregelung	Blattwinkelgeregelt
Anlaufgeschwindigkeit	3.5 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s

Tabelle 2: Technische Daten der REpower 3.4M 104

#### II.1.2.4. Betriebsdaten

Die Betriebsdaten der WEA, die von der Anlagensteuerung erfasst werden, werden mit Hilfe des Windparkmanagementsystems WONDER der Deutschen WindGuard aufgezeichnet und aufbereitet. Die Betriebsdaten umfassen die Jahre 2013 bis 2014. Zusätzlich wird auf der REpower R300109 ein Datenlogger installiert, welcher die Windgeschwindigkeit des DWG Gondelanemometers aufzeichnen. Tabelle 3 zeigt die Eingabedaten von WONDER und Datenlogger, die für die Auswertung verwendet wurden. Zusätzlich zu den Windmessungen an der Anlage finden LIDAR-Messungen vor der Anlage statt (Abbildung 18). Diese Messungen dauerten vom 13.12.2013 bis zum 09.04.2014 und waren notwendig, um ein Verhältnis zwischen dem Referenzgondelanemometer/ den Windmessungen an der Gondel und der freien Strömung/ zu erstellen.

Daten von WONDERv2	Daten vom Datenlogger
Absolute Windrichtung [ ° ]	Windgeschwindigkeit v_Ref [m/s]
Blattwinkel [ ° ]	Windgeschwindigkeit v_DWG [m/s]
Getriebedrehzahl [U/min]	Luftdruck [hPa]
Gondelposition [ ° ]	Außentemperatur [°C]
Windgeschwindigkeit [m/s]	Relative Luftfeuchte
Wirkleistung [kW]	

Tabelle 3: Eingabedaten von SCADA und Datenlogger

### ***II.1.2.5. Messung Turbulenzintensitäten an verschiedenen Standorten***

Bei der Auswahl der Standorte wurden die bereits erläuterten Messpunkte der Messung von (Diznabi, 2011), die Standortempfehlung von Troels F. Pedersen sowie die Standorte der anlageneigenen Anemometer berücksichtigt. Daraus ergaben sich die in Abbildung 22 schematisch dargestellten Standorte der Messpunkte sowie der Standort des Referenzanemometers R. Der Messaufbau wird in II.1.1 näher erläutert. Um die Einzelmessungen auf der Gondel untereinander vergleichbar zu machen, wurde ein Referenzanemometer auf der Gondel installiert. Dieses Anemometer verblieb über die komplette Messkampagne an einem Ort und diente dem Ausschluss von Umwelteinflüssen auf die durchgeführten Messungen. Es werden bei den durchgeführten Messungen daher nur die Relationen der Turbulenzintensitäten und Windgeschwindigkeiten gemessen durch das Referenzanemometer und das Anemometer im variablen Messaufbau betrachtet.

Das Ultraschallanemometer *usa\_DWG* wurde an 8 verschiedene Positionen auf der Gondel installiert. Diese Positionen wurden auf der Grundlage der Geometrie der Anlage und den Empfehlungen zur Gondelanemometer-Installation nach (IEC, 2005) gewählt. Laut diesen Empfehlungen sollte das Gondelanemometer an der Spiegelachse der Gondel installiert werden, weil die Vibrationen von der Anlage dort kleiner sind. Es sollte auch über der Grenzschicht der Gondeloberfläche und unter dem Bereich, in dem die Blattwirbel, die von der Änderung vom zylindrischen zum profilierten Teil der Rotorblätter verursacht, dominieren, installiert werden. Außerdem sollte das Gondelanemometer mindestens 1,5 Blattdurchmesser hinter der Blattwurzel positioniert werden, allerdings gleichzeitig den Nachlauf durch andere Sensoren vermeidend. Schließlich sollte das Gondelanemometer mehr als 1 m vor dem leeseitigen Ende der Gondel positioniert sein. Abbildung 19 zeigt die Grenzlinien (L1, L2, L3, L4), die die empfohlenen Bereiche für die Installation des Gondelanemometers abgrenzen.

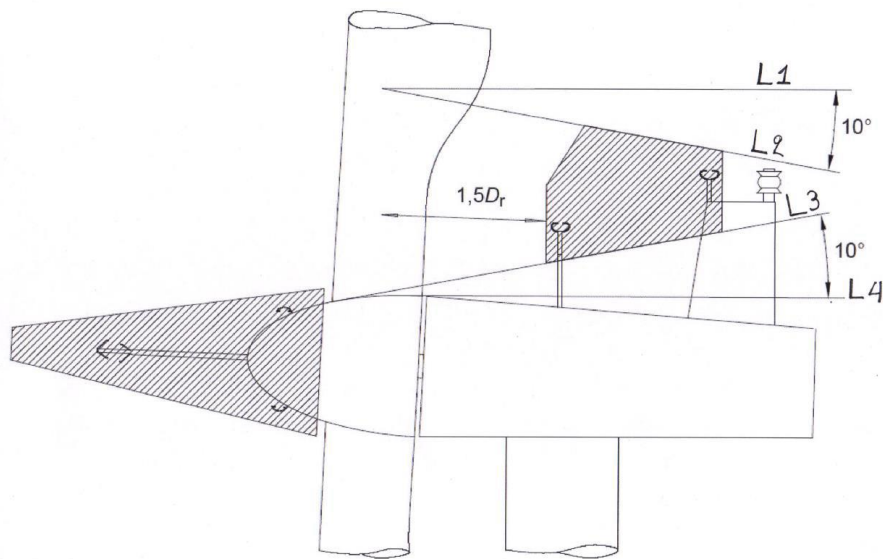


Abbildung 19: Möglicher Standort des Messmastes innerhalb der grauen Fläche (IEC 61400-12-2 2013-03, mit eigenen Ergänzungen). Die schraffierten Flächen unterscheiden sich von der in der früheren Version der IEC-Richtlinie vorgeschlagenen Positionen.

Wie in Abbildung 19 gezeigt, beginnt die obere Grenzlinie L1 direkt unterhalb des auftriebswirksamen Bereichs der Rotorblätter. Für die REpower WEA mit 50,8 m Rotorblattlänge beginnt die obere Grenzlinie in etwa 7 m Abstand zur Spinnerverkleidung (siehe Abbildung 20).

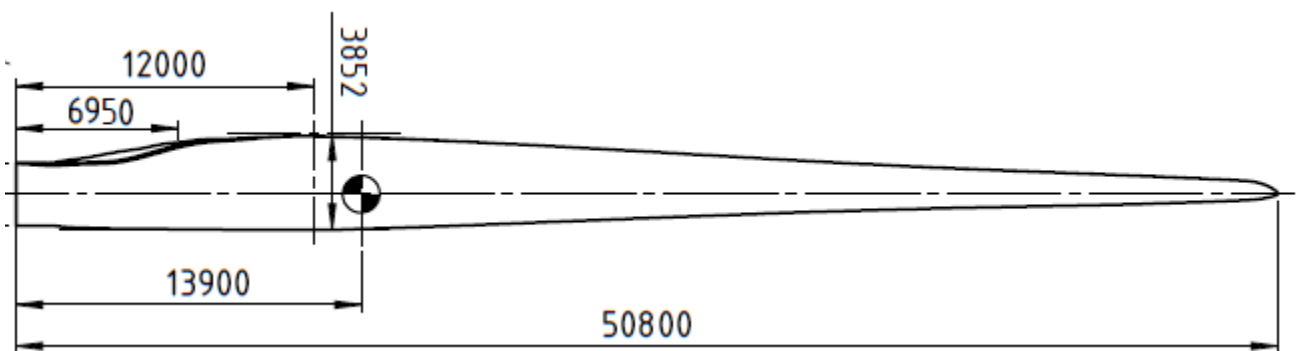


Abbildung 20: Technische Zeichnung Rotorblatt REpower 3.4M 104 (Firma Senvion SE).

Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die Gondelpositionen, an denen das Ultraschallanemometer usa\_DWG installiert wurde. An Position P8 ist das Ultraschallanemometer auf einer Höhe von 2,5 m von dem Gondeldach installiert. Die restlichen Positionen befinden sich auf einer Höhe von 2.0 m über dem Gondeldach. Messungen in Höhen größer als 2,5 m von dem Gondeldach wurden nicht durchgeführt, da die Installation der Gondelanemometer in diesen Höhen schwierig ist und es zu starken Vibrationen und Instabilitäten kommen kann. Vgl. II.1.1.4.

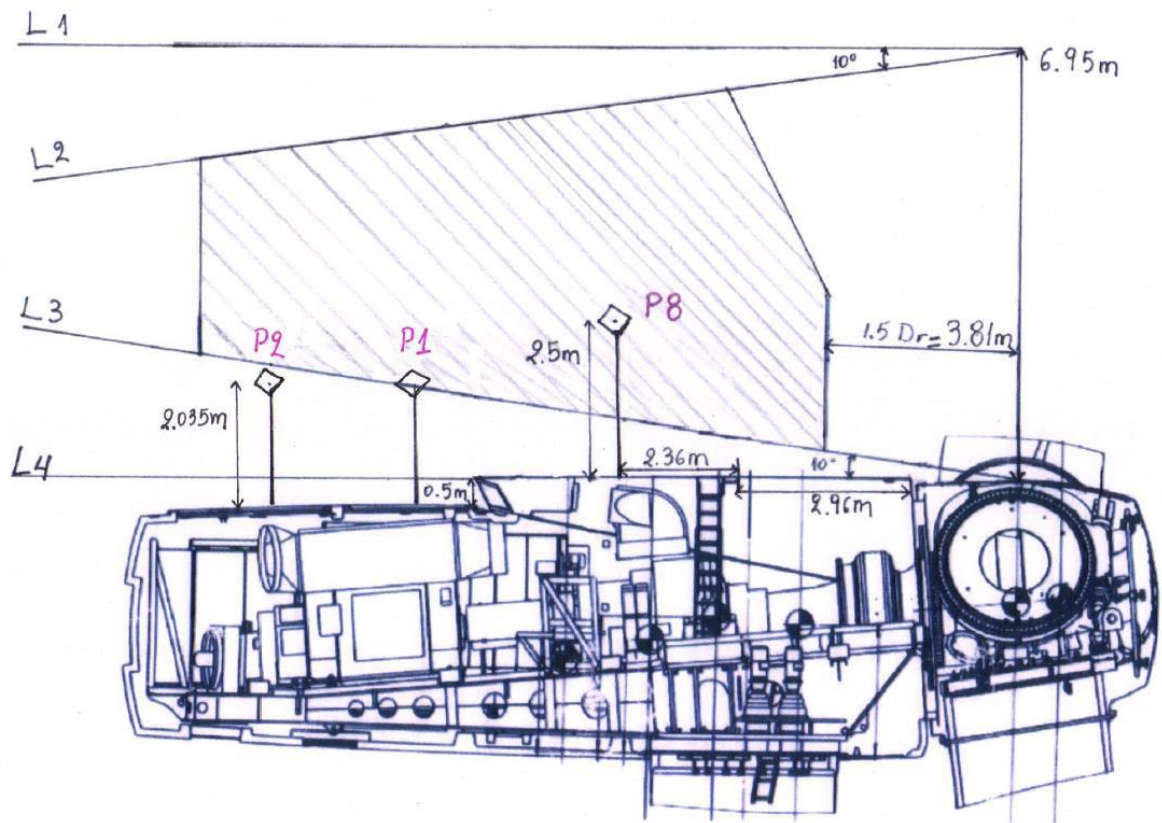


Abbildung 21: Positionen des Ultraschallanemometers usa\_DWG auf der Gondel der Repower-WEA (Firma REpower Systems SE mit eigenen Änderungen)

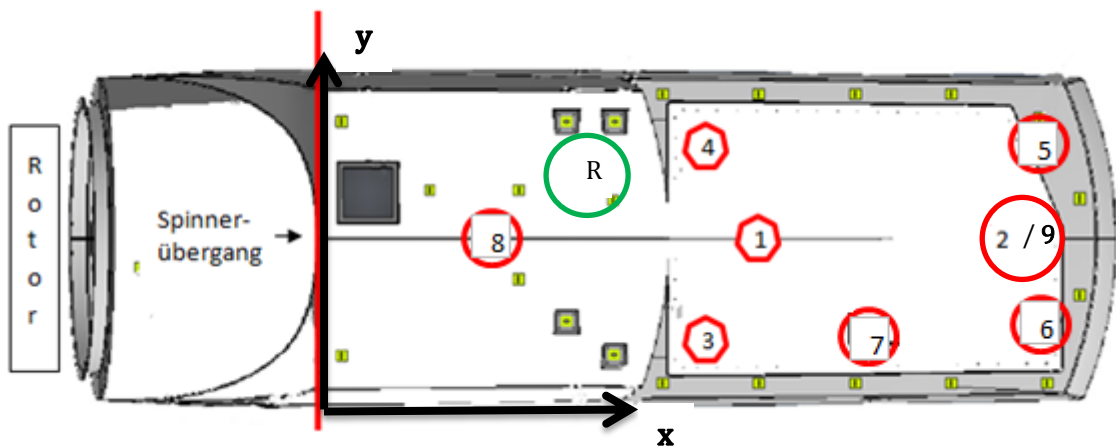


Abbildung 22: Standorte der Messungen auf der Gondel WEA R300109.

### Zeitplan und Maße der Einzelmessungen Gondeldach R 300109

<b>Standort</b>						
Messpunkt	1	2	3	4	5	6
x-Abstand [mm] (Bezug Spinner-übergang)	6040	8020	4730	4720	8340	8340
y-Abstand [mm] (Bezug Gondelkante in Strömungsrichtung rechts)	1965	1965	950	2990	2290	950
z-Abstand (Höhe Messstrecke über Gondeldach) [mm]	2035	2035	2035	2035	2035	2035
Beginn Messung	21.12.2012	07.01.2013	25.01.2013	04.02.2013	13.02.2013	14.03.2013
Ende Messung	07.01.2013	25.01.2013	04.02.2013	13.02.2013	14.03.2013	13.06.2013

<b>Standort</b>				
Messpunkt	7	8	9	4
x-Abstand [mm] (Bezug Spinner-übergang)	7250	2360	8020	4720
y-Abstand [mm] (Bezug Gondelkante in Strömungsrichtung rechts)	950	1860	1965	2990
z-Abstand (Höhe Messstrecke über Gondeldach) [mm]	2035	2500	2035	2035
Beginn Messung	13.06.2013	08.11.2013	21.02.2014	19.11.2014
Ende Messung	08.11.2013	21.02.2014	09.04.2014	

Tabelle 4: Zeitplan und Maße der Einzelmessungen Gondeldach R 300109.

<b>Standort Referenz Anemometer</b>	
x-Abstand [mm] (Bezug Spinner-übergang)	3020
y-Abstand [mm] (Bezug Gondelkante in Strömungsrichtung rechts)	2990
z-Abstand (Höhe Messstrecke über Gondeldach) [mm]	1265

Tabelle 5: Standort des Referenz-Anemometers.



Abbildung 23: Beispiel der durchgeführten Messungen R300109

### **II.1.2.6. Auswertung**

#### **II.1.2.6.1 Methode**

Das Verfahren zur Datenanalyse erfolgte auf Basis der überarbeiteten Richtlinien IEC 61400-12-2 (IEC, 2008).

Nach IEC 61400-12-2:

- Die gewonnenen Messdaten von den Windsensoren sind 10-Minuten Mittelwerte und werden mit einer Abtastrate von 1 Hz aufgezeichnet.
- Die Datensätze enthalten Winddaten von der Einschaltgeschwindigkeit der Anlage bis zum 1.5-fachen der Windgeschwindigkeit, die für 85% der Nennleistung der Anlage benötigt werden.
- Die gesammelten 10-Minuten Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten werden in 0.5 m/s Bins verteilt und werden auf die Hälfte des Bins zentriert.
- Die Turbulenzintensität wird wie folgt ermittelt:

$$Ti = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\overline{v'^2}}}{\bar{v}}$$

Formel 1: Turbulenzintensität

mit

- $Ti$  = Turbulenzintensität
- $\bar{v}$  = mittlere Windgeschwindigkeit in m/s



- $\sigma_v$ =Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in m/s
- Die Standardunsicherheit der Messwerte in einzelmem Bin wird wie folgt ermittelt:

$$\delta x_i = \frac{\sigma_i}{\sqrt{N}}$$

Formel 2: Standardunsicherheit der Messwerte in bin i

mit

- $\delta x_i$ = statistische Unsicherheit der Variable  $x$  in einzelmem Bin
- $\sigma_i$ = Standardabweichung der Variable  $x$  in einzelmem Bin
- $N$ = Anzahl der Daten in einzelmem Bin
- $i = 1,2..$ Bin-Nummer
- Ein einzelner Bin enthält mindestens 30-Minuten Messwerte.
- Die Datenbasis enthält mindestens 180-Stunden Messwerte.

Während der ersten Periode der Messungen, wurde ein Schalenstern Anemometer als Referenzanemometer benutzt. Das Ultraschallanemometer wird an verschiedenen Positionen auf der Gondel installiert. Ein Beispiel des aufgebauten 3-D Ultraschallanemometers, nachfolgend nur noch als usa\_DWG bezeichnet, an Messpunkt P8 und des Schalensternanemometers, nachfolgen nur noch als cup\_Ref bezeichnet, am Referenzmesspunkt ist in Abbildung 24 zu sehen.

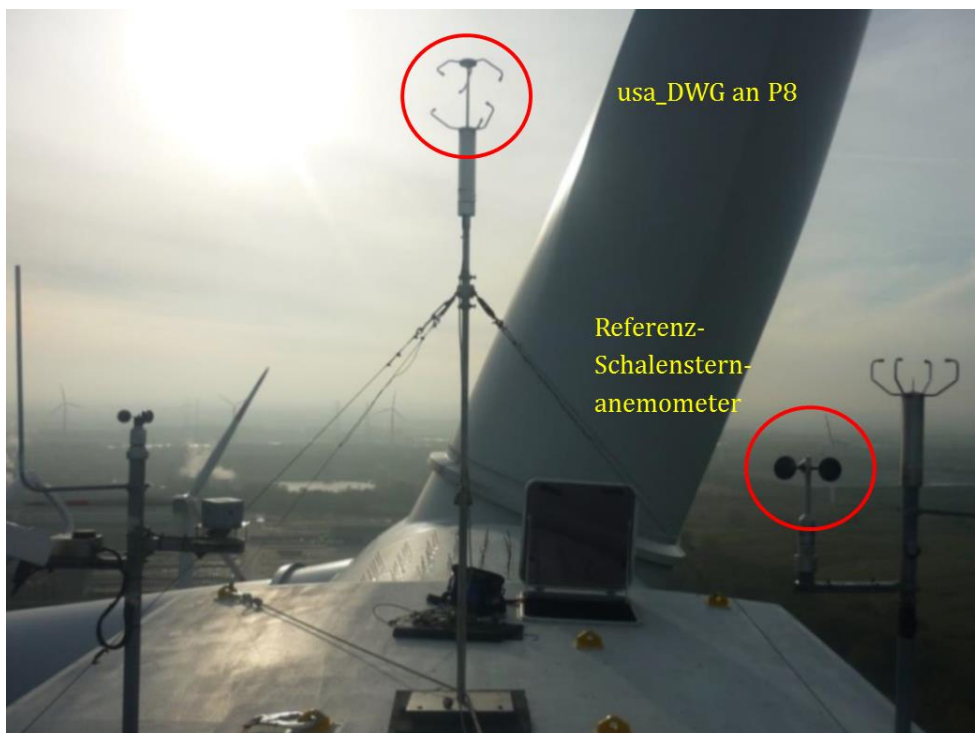


Abbildung 24: Ultraschallanemometer am Messpunkt P8 und Schalenstern Referenzanemometer.

Für die Datenanalyse wurden nur Daten innerhalb des Windgeschwindigkeitsbereiches von 4 m/s bis 12,5 m/s berücksichtigt. Innerhalb dieses Bereiches ist die Anzahl der Daten in jeder Klasse ausreichend. Zusätzlich ist der Einfluss von Start und Stopp der Anlage und die Leistungsregelung der WEA eliminiert.

Die Datenanalyse wurde mit Hilfe der Software "WP\_Analyse.exe" durchgeführt. Dieses Programm der Firma Deutsche WindGuard GmbH dient der Berechnung und Auswertung von Betriebsdaten einer oder mehrerer Windenergieanlagen im Rahmen der technischen Betriebsführung von Windparks. Die Auswertung erfolgt im Wesentlichen auf Basis von Klassierungsmethoden (Methode of Bins), Ertragsberechnungen nach IEC 64000-12-1 sowie umfangreichen Filtermethoden. Die Auswertung der Betriebsdaten erfordert in der Regel eine Filterung der Daten, um Artefakte (Start-, Stop- und Fehlerperioden) und nicht dem normalen Betrieb entsprechende Werte aus der Auswertung zu entfernen. Weiterhin können die Parameter Drehzahl und Leistung dahingehend abgefragt werden, ob die aktuellen Werte sich innerhalb eines zulässigen Bereiches befinden. Die Daten werden zusätzlich auch nach Betriebszeiträumen und/oder Anlagenstatus gefiltert.

Um die Gültigkeit der Betriebsdaten sicherzustellen, werden die Daten auf Basis von bestimmten Kriterien gefiltert. Gefiltert werden die Daten nach den folgenden Kriterien:

- Kein Wind
- Cut-off Windgeschwindigkeit erreicht
- Leistung ist grösser oder kleiner als Referenzleistungs-Band der Referenzleistungskurve
- Wind grösser als Cut-in-Wind und Leistung kleiner gleich 1 (Anlagenstillstand bei Bedingungen im Betriebsbereich der WEA)
- Ausfall oder eine Beeinträchtigung der Anemometer (z.B. aufgrund von Eisansatz am Rotorblatt)
- Start- und Stoppvorgänge

Zusätzlich werden die Daten auf Basis der Windrichtung gefiltert, um den Abschattungseffekt der benachbarten PowerWind 90 Anlage zu eliminieren. Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigen das Profil der Turbulenzintensität von usa\_DWG bezogen auf die Windrichtung für die Zeiträume vom 08.11.2013-06.12.2013 und 11.12.2013-28.01.2014. Die Turbulenzintensitäten entsprechend einem Bereich zwischen 5 m/s und 7,5 m/s wurde als Probe ausgewählt. In diesen Abbildungen wird auch die Anzahl der Daten in jedem Bin gezeigt. In beiden Abbildungen werden höhere Werte der Turbulenzintensität im Bereich zwischen 170°-200° beobachtet. Dies zeigt, dass die untersuchte WEA durch den Nachlaufeffekt der benachbarten WEA, die 305 m südlich der REpower liegt (Abbildung 27), beeinflusst wird. Deshalb wurde der Sektor 170°-200°, in dem die Turbulenzintensität sehr hoch ist, ausgesondert, um eine Beeinflussung der Ergebnisse durch den Nachlaufeffekt der anderen WEA (PowerWind 90) auszuschließen.

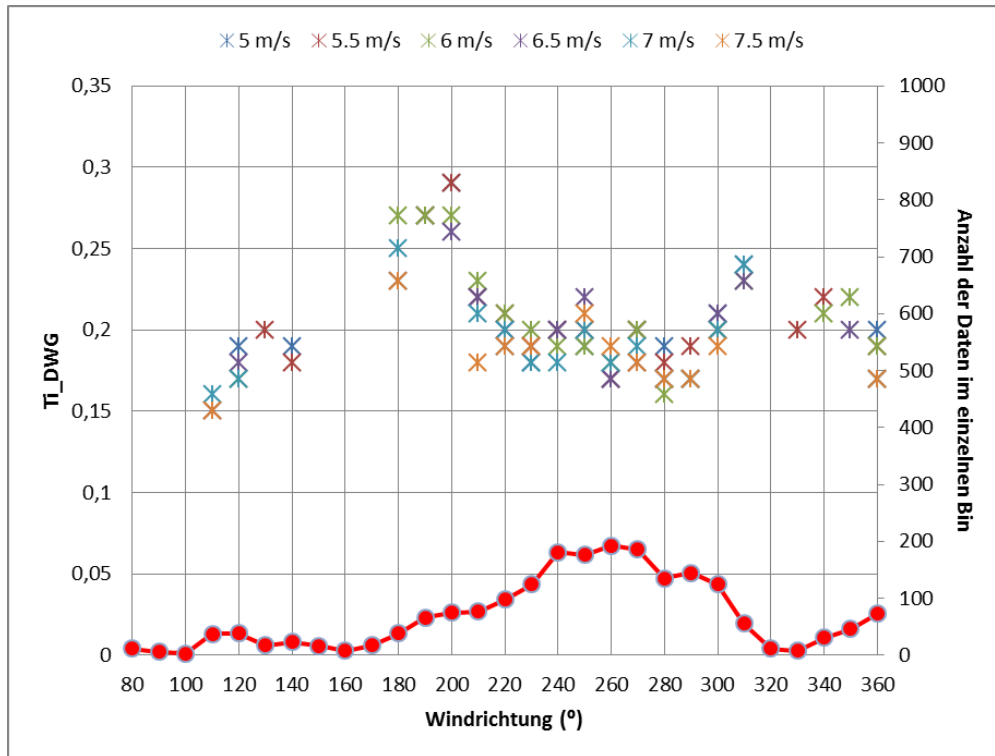


Abbildung 25: Turbulenzintensitäten von usa\_DWG für jede Windrichtung von 08.11.2013 bis 06.12.2013; Anzahl der Daten in einzelmem Bin (rote Linie).

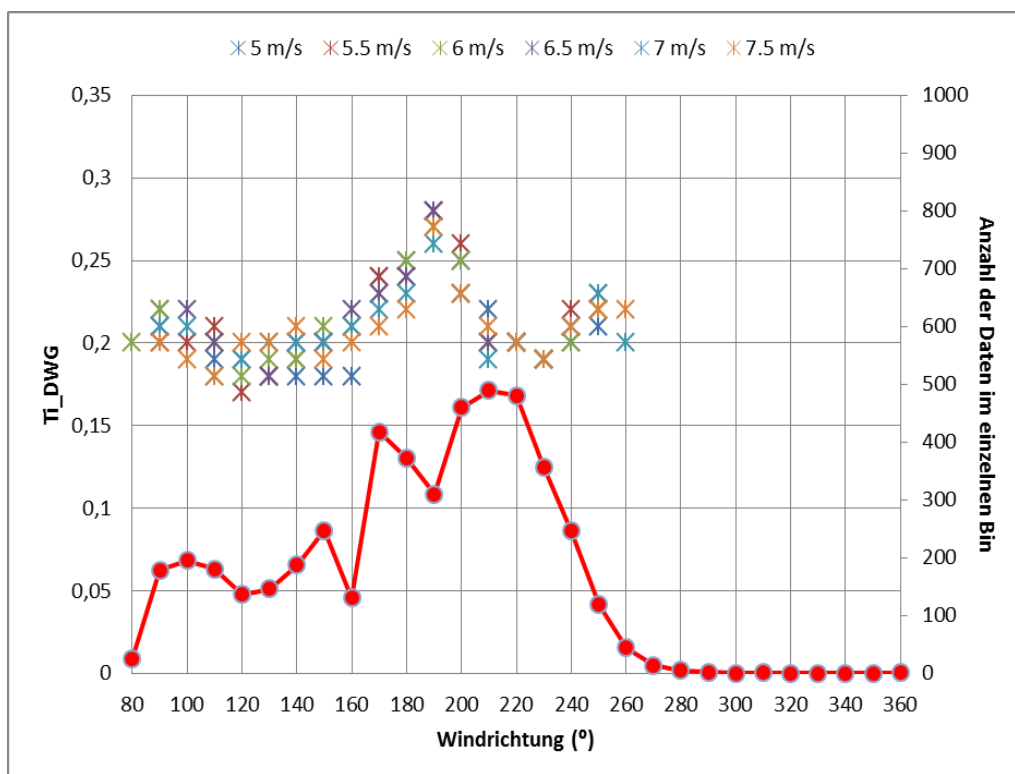


Abbildung 26: Turbulenzintensitäten von usa\_DWG für jede Windrichtung von 11.12.2013 bis 28.01.2014; Anzahl der Daten in einzelmem Bin (rote Linie).



Abbildung 27: Blick auf die PowerWind 90 WEA von der Gondel der REpower R300109

Abbildung 28 zeigt das Windgeschwindigkeitsverhältnis des DWG-Anemometers zum Referenzanemometer  $v_{usa\_DWG}/v_{cup\_Ref}$ , das mit der Steigerung der Windgeschwindigkeit fast konstant und niedriger als 1 ist. Das zeigt, dass das DWG Ultraschallanemometer niedrigere Windgeschwindigkeiten als das Schalensternanemometer ermittelt. Da es sich in beiden Fällen um kalibrierte Messsensoren handelt liegt der Grund in den verschiedenen Positionen, an denen die Anemometer installiert werden. Das Referenz Schalensternanemometer ist in einer Höhe von 1,26m über dem Gondeldach installiert worden. In dieser Höhe ist eine Beschleunigung der Windströmung offensichtlich. Außerdem könnte die Beschleunigung der Windgeschwindigkeit um das Ultraschallanemometer der Windkraftanlage, das neben dem Schalensternanemometer befestigt ist, auch einen Einfluss auf die Windmessung der Schalensternanemometer haben. Dies sind einige Parameter, die für die höheren Windgeschwindigkeitswerte des Referenz-Schalensternanemometers, verantwortlich sein könnten.

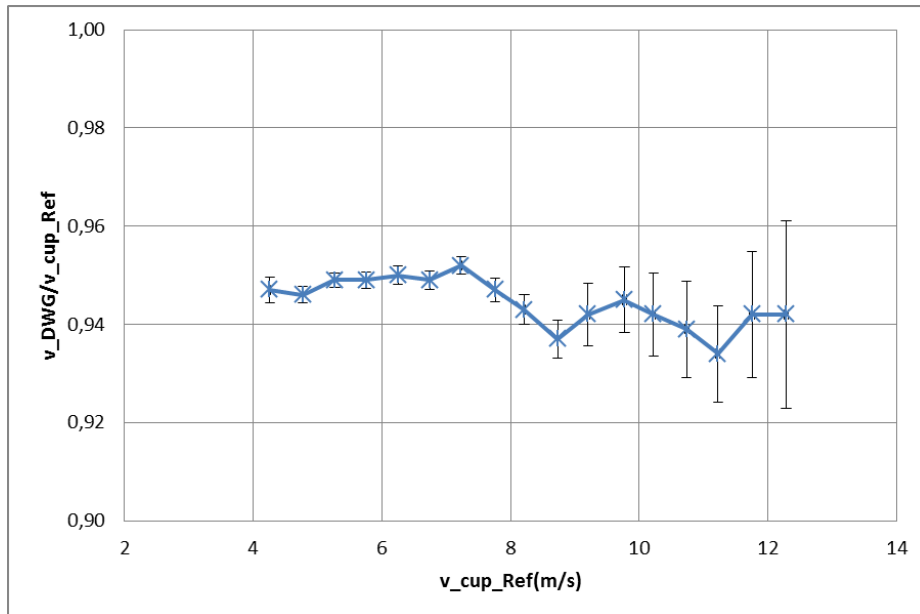


Abbildung 28: Windgeschwindigkeit Verhältnis zwischen  $v_{DWG}$  an Messpunkt P8 und  $v_{cup\_Ref}$ .

Abbildung 29 zeigt die Turbulenzintensität bezogen auf die Windgeschwindigkeit, die von den Anemometern ermittelt wurde. Das DWG Ultraschallanemometer ermittelt höhere Turbulenzintensitäten als das Referenz-Schalensternanemometer. Dies lässt sich in der Tatsache begründen, dass das Schalensternanemometer ein mechanischer Sensor und deshalb es sehr sensitive gegenüber Overspeeding ist. Dies bedeutet, dass schnelle Änderungen der Windgeschwindigkeit nicht ausreichend erfasst werden und daher die Turbulenzintensitäten, ermittelt aus den Daten eines Schalensternanemometers, unterbewertet sind.

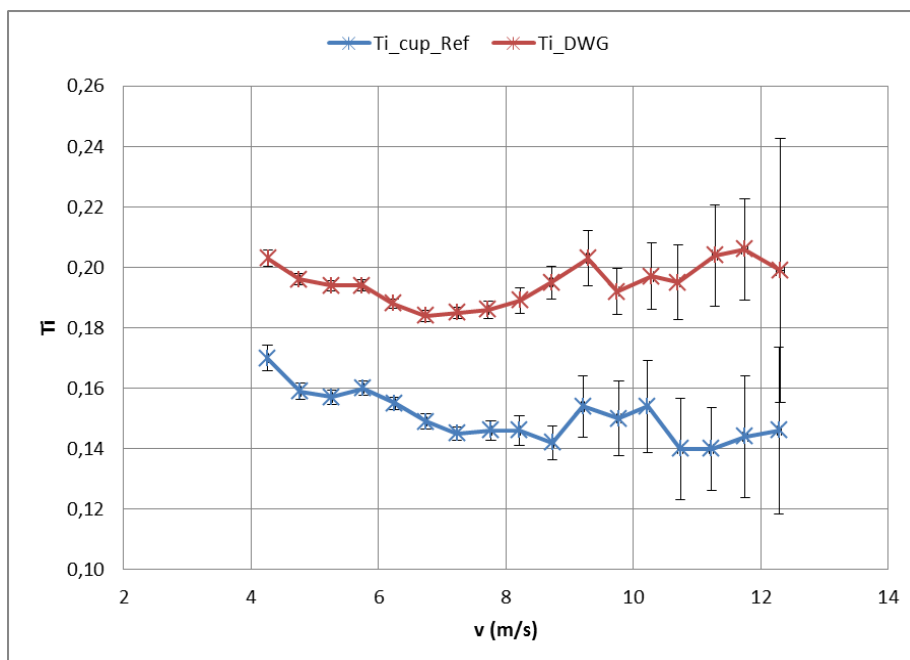


Abbildung 29: Turbulenzintensität des Referenz-Schalensternanemometer und Ultraschallanemometer an P8

In Abbildung 30 wird das Verhältnis zwischen der Turbulenzintensität ermittelt mit dem DWG Ultraschallanemometer bezogen auf die Turbulenzintensität ermittelt durch das Referenz Schalensternanemometer gezeigt. Dieses Verhältnis ist größer als 1 und es steigert mit der Steigerung der Windgeschwindigkeit von 1.2 bis zu 1.4. Diese Relation stellt die schnellere Reaktion des Ultraschallanemometers auf die Windturbulenz dar.

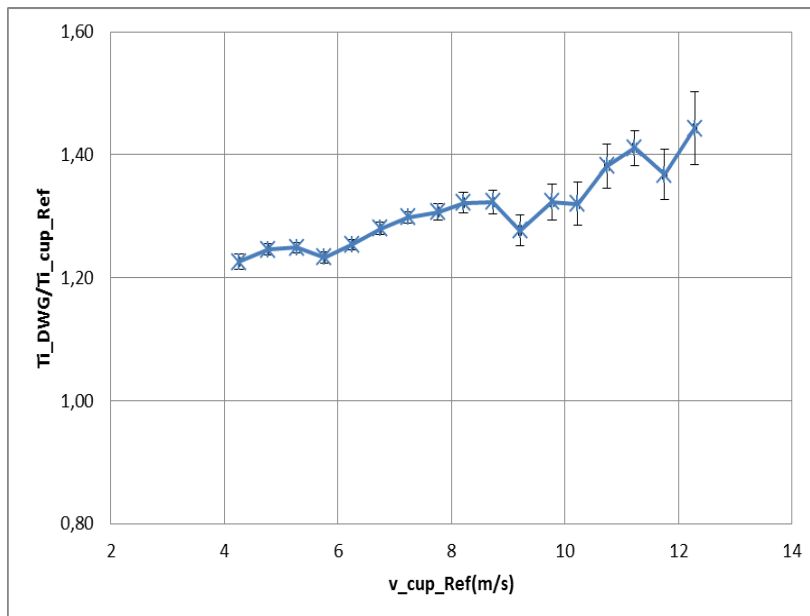


Abbildung 30: Turbulenzintensität Verhältnis zwischen  $Ti_{DWG}$  an Messpunkt P8 und  $Ti_{cup\_Ref}$

### II.1.2.7. Ultraschall Referenzanemometer

Die verschiedenen Turbulenzintensitätswerte von DWG Ultraschallanemometer und Referenz Schalensternanemometer zeigen, dass die beiden Sensoren von der Turbulenz unterschiedlich beeinflusst sind. Aus diesem Grund wird das Referenz Schalensternanemometer durch ein Ultraschallanemometer, nachfolgend  $usa\_Ref$  genannt, ersetzt. Dieses neue Anemometer ist baugleich dem in den Messungen verwendeten DWG Ultraschallanemometer. Auf diese Weise ist es sichergestellt, dass die beiden Anemometer, das DWG Ultraschallanemometer und das neue Referenz Ultraschallanemometer, auf die Windturbulenz ähnlich reagieren und es daher keine deutliche Differenz zwischen die Turbulenzintensitätsmessungen gibt.

Das neue Ultraschallanemometer wurde an der gleichen Position wie das Schalensternanemometer installiert und es wurde als das neue Referenzanemometer für den Zeitraum 11.12.2013-21.02.2014 benutzt. Die gewonnenen Daten wurden in der gleichen Weise wie in Abschnitt II.1.2.6.1 gefiltert.

Abbildung 31 zeigt die Verhältnisse  $v_{DWG}/v_{cup\_Ref}$  und  $v_{DWG}/v_{usa\_Ref}$ , die sehr ähnlich sind. Es ist anzumerken, dass die statistischen Fehler der Relation  $v_{DWG}/v_{cup\_Ref}$  aufgrund der geringen Anzahl von Messwerten höher als die der Relation  $v_{DWG}/v_{usa\_Ref}$  sind. Dies ist verständlich, weil die Messperiode mit dem Referenzanemometer länger war.

renz-Schalensternanemometer deutlich kürzer als mit dem Referenz-Ultraschallanemometer ausgefallen ist.

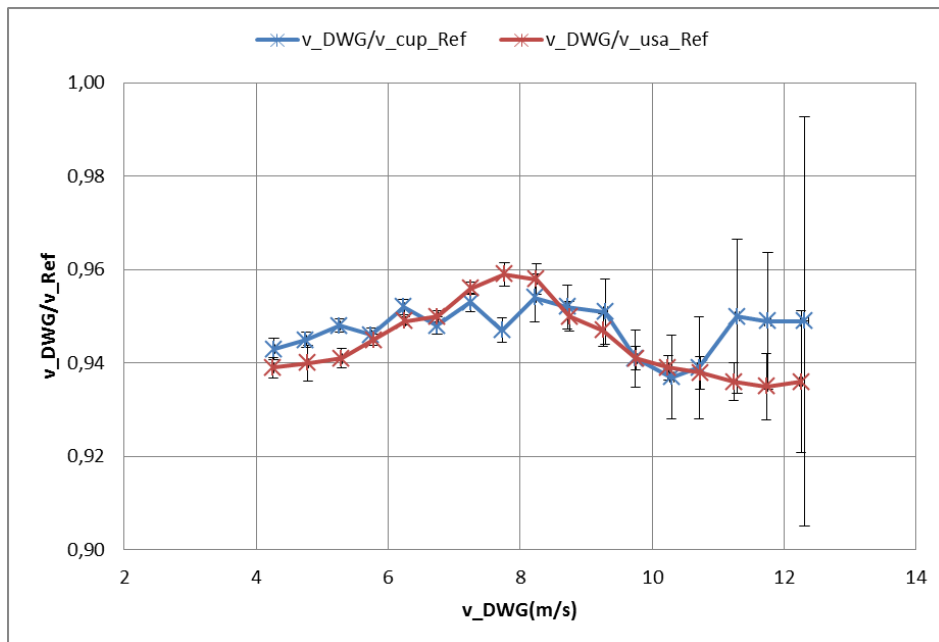


Abbildung 31: Windgeschwindigkeitsverhältnis zwischen  $v_{DWG}$  und  $v_{Ref}$  für das Schalensternanemometer und das Referenz-Ultraschallanemometer

Abbildung 32 zeigt die mit dem DWG Ultraschallanemometer und mit dem Referenz Ultraschallanemometer ermittelte Turbulenzintensität. Es ist anzumerken, dass die beiden Ultraschallanemometer ähnliche Turbulenzintensitätswerte ermitteln. Es gibt nur einen kleinen Unterschied von 2%, der wahrscheinlich aus den verschiedenen Installationsorten resultiert. Auf der anderen Seite ist der Unterschied zwischen der mit dem Referenz-Schalensternanemometer und mit dem DWG Ultraschallanemometer gemessenen Turbulenzintensität deutlich größer (siehe Abbildung 29). Die Turbulenzintensität variiert zwischen 3% und 6%. Es ist plausibel, dass dieser Unterschied den verwendeten Anemometern zuzuordnen ist.

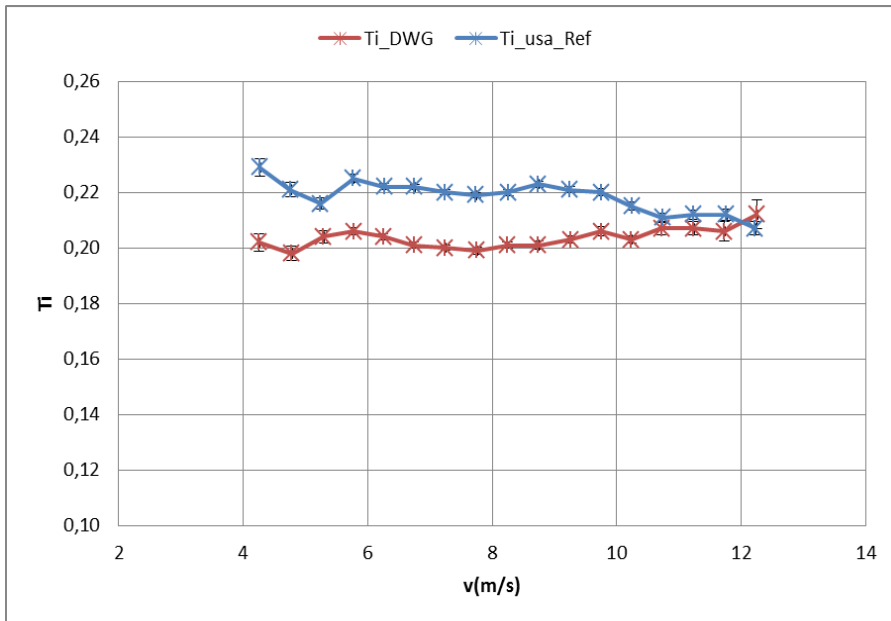


Abbildung 32: Turbulenzintensität des Referenz-Ultraschallanemometers und des DWG-Ultraschallanemometers an P8

Abbildung 33 zeigt die deutliche Differenz zwischen den mit zwei verschiedenen Referenzanemometern ermittelten Turbulenzintensitäten.

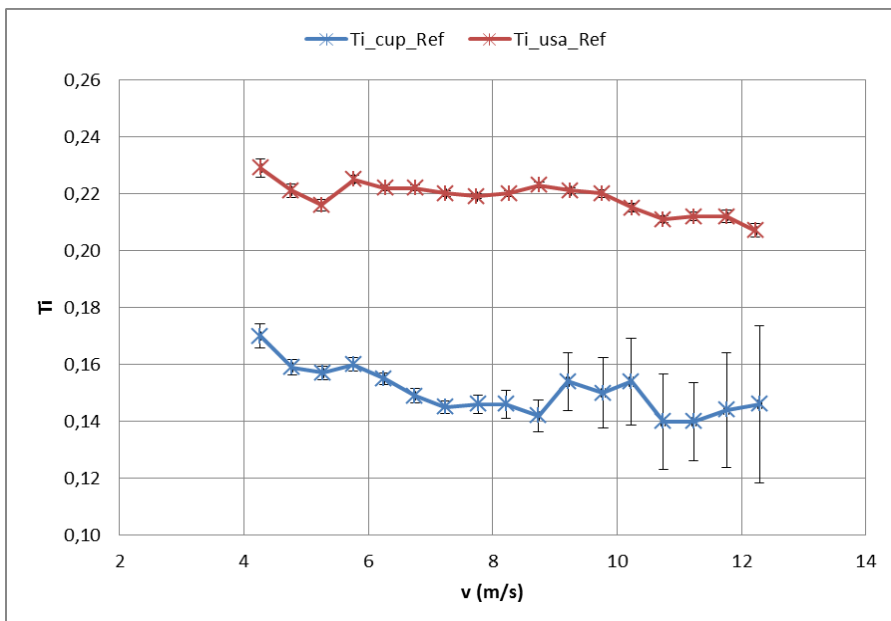


Abbildung 33: Turbulenzintensität des DWG Ultraschallanemometers und des Referenz-Schalensternanemometers



Abbildung 34 zeigt die Verhältnisse zwischen der mit dem DWG-Ultraschallanemometer ermittelten Turbulenzintensität bezogen auf die mit dem Referenz-Ultraschallanemometer ermittelte Turbulenzintensität als auch durch die mit dem Referenz-Schalensternanemometer ermittelte Turbulenzintensität. Diese Relationen sind bis zu 9m/s konstant und steigern sich danach mit der Zunahme der Windgeschwindigkeit.

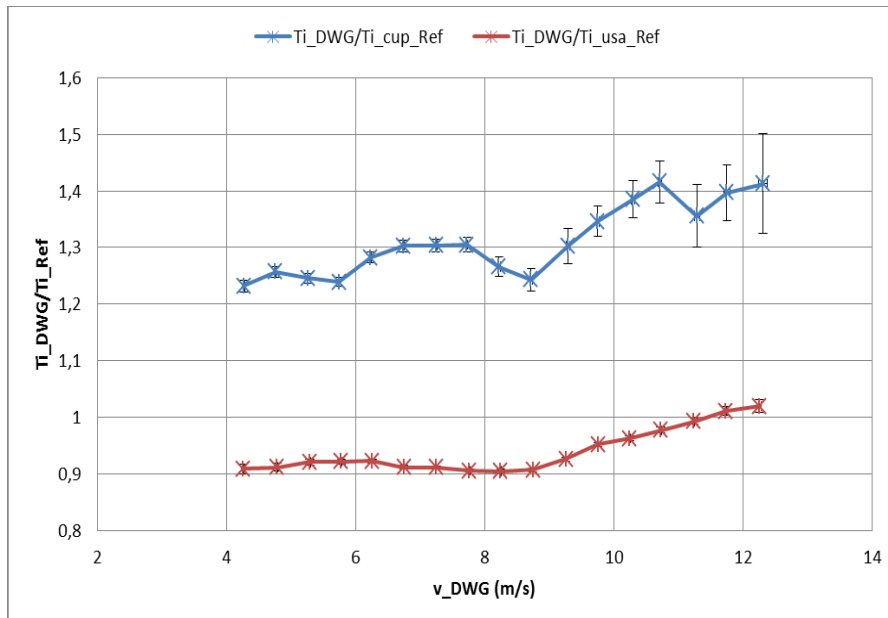


Abbildung 34: Turbulenzintensitätsverhältnis zwischen  $Ti_{DWG}$  und  $Ti_{Ref}$  für das Schalensternanemometer und das Ultraschallanemometer

#### II.1.2.7.1 Turbulenzintensitäts-Korrektur

Aufgrund der Tatsache, dass das Schalensternanemometer niedrigere Turbulenzintensitäten als das Ultraschallanemometer ermittelt und um einen Vergleich der Turbulenzintensitäten an verschiedenen Positionen auf der Gondel zu ermöglichen, wird eine Korrektur der Turbulenzintensität durchgeführt. Es ist anzumerken, dass keine Windgeschwindigkeitskorrektur für das Schalensternanemometer benötigt wird, da die Windgeschwindigkeits-Verhältnisse  $v_{DWG}/v_{Ref}$  für beide Referenz-Ultraschallanemometer und Schalensternanemometer ähnlich sind (siehe Abbildung 31). Das Verfahren zur Turbulenzintensitäts-Korrektur wird nachfolgend beschrieben.

Für die bestimmten Daten der Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität wird das folgende vereinfachte Verfahren durchgeführt, damit die Turbulenzintensität, die durch das Schalensternanemometer für den Messzeitraum ermittelt wurde, korrigiert werden kann und somit die unter Zuhilfenahme des Schalensternanemometers vermittelten Messdaten trotzdem nutzbar bleiben.

Für die Messungen des  $usa_{DWG}$  im Verhältnis zu dem Referenz-Schalensternanemometer sowie dem Referenz-Ultraschallanemometer, die in verschiedene Zeiträume ausgeführt wurden, ergeben sich die zwei in Abbildung 35 und Tabelle 6 dargestellten linearen Funktionen.

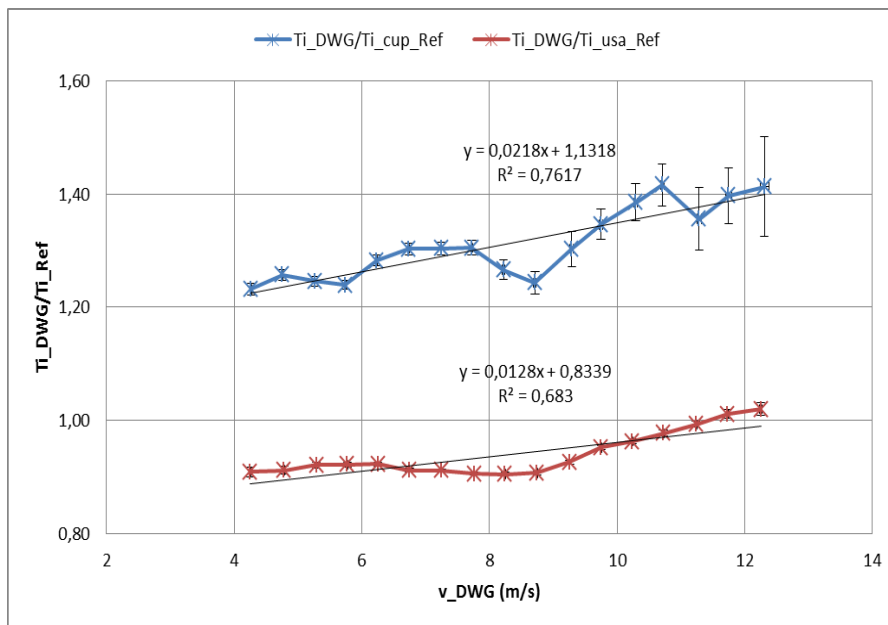


Abbildung 35: Lineare Kurvenanpassung der Turbulenzintensitäts-Verhältnisse

Referenzanemometer	$\frac{Ti_{DWG}}{Ti_{Ref}} = f(v)$
Schalenstern	$y = 0.0218x + 1.1318$ $R^2 = 0.7617$
Ultraschall	$y = 0.0128x + 0.8339$ $R^2 = 0.683$

Tabelle 6: Lineare Funktionen der Turbulenzintensitäts-Verhältnisse.

Windgeschwindigkeitswerte von 1 m/s bis 12 m/s wurden als x-Parameter eingegeben. Die folgenden Ergebnisse wurden ermittelt.

In Tabelle 7 sind die Turbulenzintensität-Verhältnisse  $Ti_{DWG}/Ti_{cup\_Ref}$  und  $Ti_{DWG}/Ti_{usa\_Ref}$  dargestellt. Die dritte Spalte in Tabelle 7 stellt den Korrektur-Faktor oder mit anderen Worten das Verhältnis der Turbulenzintensitäten zwischen dem Ultraschallanemometer und dem Schalensternanemometer dar. Der Korrektur-Faktor wird wie folgt berechnet:

Korrektur-Faktor der Turbulenzintensität  $FTi$ :

$$FTi = \frac{\frac{Ti_{DWG}}{Ti_{cup\_Ref}}}{\frac{Ti_{DWG}}{Ti_{usa\_Ref}}} \Rightarrow FTi = \frac{Ti_{usa\_Ref}}{Ti_{cup\_Ref}}$$

Formel 3: Korrektur-Faktor der Turbulenzintensität

V(m/s)	$y1 = \frac{Ti_{DWG}}{Ti_{cup\_Ref}}$	$y2 = \frac{Ti_{DWG}}{Ti_{usa\_Ref}}$	$y3 = \frac{Ti_{usa\_Ref}}{Ti_{cup\_Ref}}$
1	1.154	0.8467	1.362
1.5	1.165	0.8531	1.365
2	1.175	0.8595	1.368
2.5	1.186	0.8659	1.370
3	1.197	0.8723	1.372
3.5	1.208	0.8787	1.375
4	1.219	0.8851	1.377
4.5	1.230	0.8915	1.380
5	1.241	0.8979	1.382
5.5	1.252	0.9043	1.384
6	1.263	0.9107	1.386
6.5	1.274	0.9171	1.389
7	1.284	0.9235	1.391
7.5	1.295	0.9299	1.393
8	1.306	0.9363	1.395
8.5	1.317	0.9427	1.397
9	1.328	0.9491	1.399
9.5	1.339	0.9555	1.401
10	1.350	0.9619	1.403
10.5	1.361	0.9683	1.405
11	1.372	0.9747	1.407
11.5	1.383	0.9811	1.409
12	1.393	0.9875	1.411

Tabelle 7: Turbulenzintensitäts-Verhältnisse und Korrekturfaktor

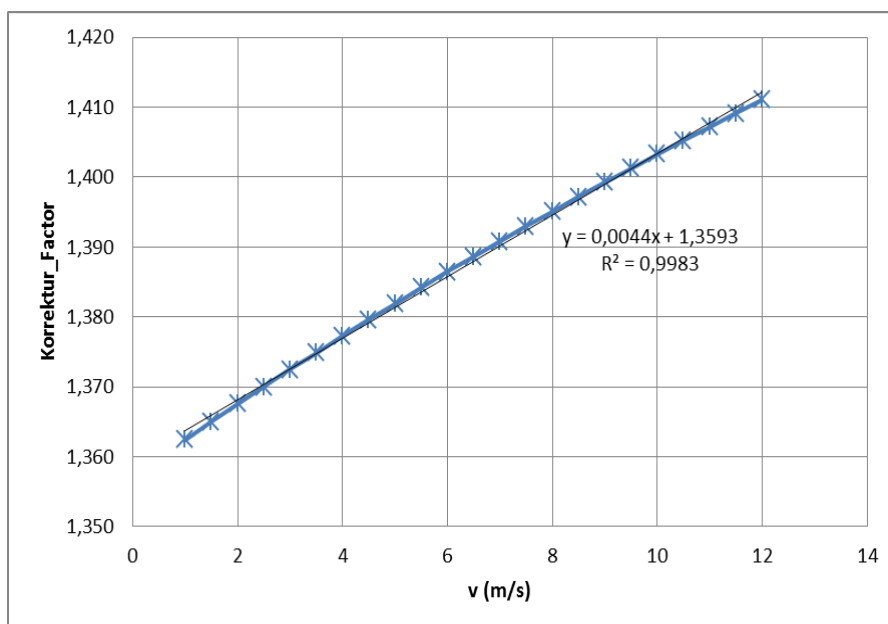


Abbildung 36: Turbulenzintensität Korrekturfunktion

Die lineare Funktion  $y3 = 0,0044x + 1,3593$  (siehe Abbildung 36), ermittelt mit Excel, wurde benutzt, um die Korrektur-Faktoren der Turbulenzintensitäten zu ermitteln. In-

dem die Windgeschwindigkeitswerte des Schalensternanemometers dem x-Parameter zugeordnet wurden, ließen sich die Korrektur-Faktoren ermittelt. Die korrigierte Turbulenzintensität des Schalensternanemometers wurde daher wie folgt berechnet:

$$y_3 = FTi = \frac{Ti_{usa\_Ref}}{Ti_{cup\_Ref}} \Leftrightarrow FTi * Ti_{cup\_Ref} = Ti_{usa\_Ref} \text{ oder}$$

$$FTi * Ti_{cup\_Ref} = Ti_{cup\_Ref}$$

#### Formel 4: Korrigierte Turbulenzintensität

Unter Berücksichtigung der korrigierten Turbulenzintensitäten erfolgen die Ergebnisse. In Abbildung 37 ist der Vergleich der durch das Referenz-Ultraschallanemometer ermittelten Turbulenzintensitäten und der durch das Referenz-Schalensternanemometer ermittelten korrigierten Turbulenzintensitäten zu sehen. Nach der Korrektur ermitteln die beiden Referenzanemometer ähnliche Turbulenzintensitäten.

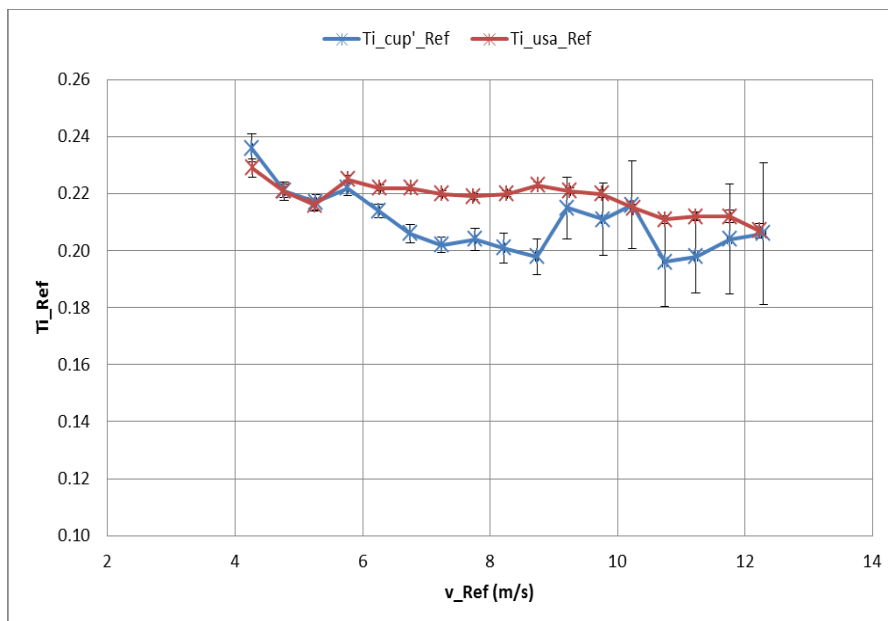


Abbildung 37: Vergleich zwischen Ti\_usa\_Ref und Ti\_cup'\_Ref nach der Turbulenzintensitäts-Korrektur.

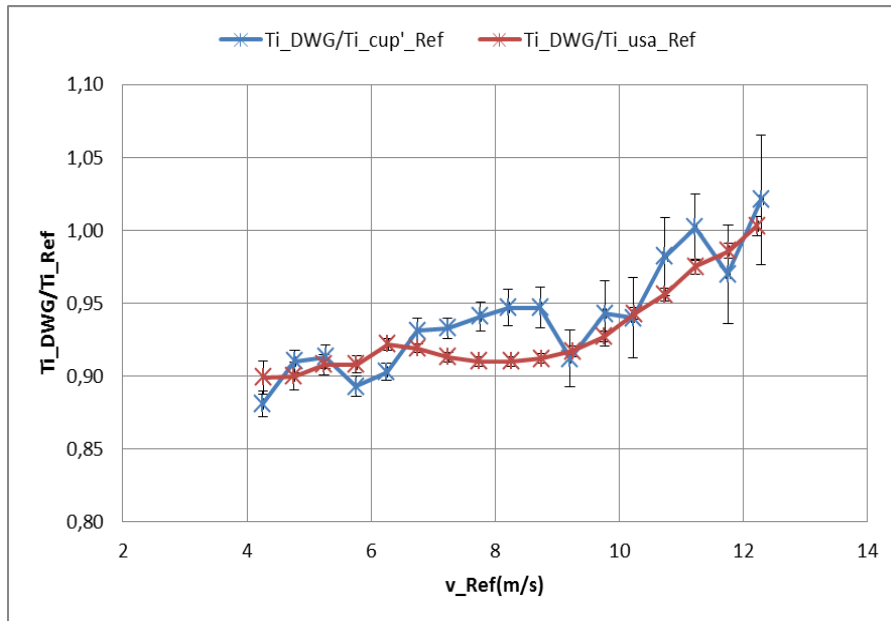


Abbildung 38:  $Ti\_DWG\_P8/Ti\_Ref$  nach der Turbulenzintensitäts-Korrektur des Schalensternanemometers

#### II.1.2.7.2 Lidar-Messungen

Zusätzlich zu den Windmessungen an der Anlage haben Lidar-Messungen im Freifeld vor der Windenergieanlage stattgefunden, um eine Funktion zwischen der Windgeschwindigkeit auf der Gondel und der freien Anströmung zu erstellen und dadurch die optimale Position für das Gondelanemometer auf der Gondel zu finden.



Abbildung 39: LIDAR vor WEA R300109 Bremen Stahlwerke



Abbildung 40: Ansicht des LIDAR-Standortes

Das LIDAR wurde in einem Abstand von 300 m vor der Anlage aufgebaut, siehe Abbildung 18. Die Messungen dauerten vier Monaten von 13.12.2014 bis zum 09.04.2014. Während dieser Periode finden Windmessungen an den Positionen P8 und P9 auf der Gondel statt (siehe Tabelle 4).

Um die LIDAR und Gondel-Windmessungen zu auswerten, werden nur die Daten für den ungestörten Bereich der freien Anströmung genutzt. Abbildung 41 zeigt das Profil der durch LIDAR ermittelten Turbulenzintensitäten.

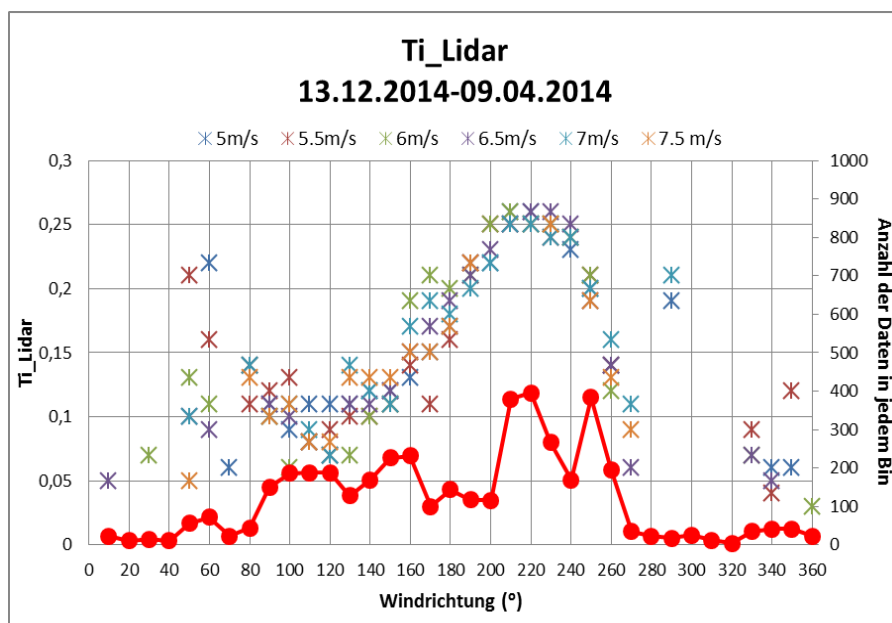


Abbildung 41: Turbulenzintensität LIDAR für jede Windrichtung von 13.12.2014 bis 09.04.2014; Anzahl der Daten in jedem Bin

Auch unter Berücksichtigung des Profils der Turbulenzintensität, die mit dem DWG Ultraschallanemometer ermittelt wurde (vgl. Abbildung 25 und Abbildung 26), wurden die Daten im Bereich von 160°-330° ausgeschlossen.

Die Daten wurden auf Basis des normalen Betriebs der Anlage und des Anlagenstillstandes ausgewertet. Das heißt, dass die Daten auch auf Basis der Betriebsdauer gefiltert wurden. Die Betriebsdauer wird innerhalb eines Zeitintervalls in Sekunden (z.B. 600s bei voller Funktionsfähigkeit in einem 10-Minutenintervall und 0s bei Anlagenstillstand) ermittelt. Es ist anzumerken, dass der Windgeschwindigkeitsbereich für die Analyse der Anlagenstillstands-Daten nur in 1 m/s Bins verteilt werden kann, da es nicht genug belastbare Daten für eine höher aufgelöste Bineinteilung gibt.

### II.1.2.8. Wind und Turbulenz Messungen auf der Gondel

Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen die Verhältnisse zwischen den Windgeschwindigkeiten, die mit dem DWG-Ultraschallanemometer *usa\_DWG* an verschiedenen Messpunkten ermittelt wurden, sowie die Windgeschwindigkeit ermittelt mit dem Referenzanemometer. Es sollte beachtet werden, dass das Windgeschwindigkeit-Verhältnis am Messpunkt P1 am höchsten ist. Das bedeutet, dass das DWG-Ultraschallanemometer höhere Windgeschwindigkeit an P1 als an allen anderen Messpunkten misst. Zusätzlich sind die Windgeschwindigkeit-Verhältnisse an P2 und P9 ähnlich. Es ist auch offensichtlich, dass die Verhältnisse oberhalb 8 m/s kleiner werden. Dies ist wahrscheinlich auf

die starke Änderung des Blattwinkels ab Windgeschwindigkeiten größer als 8m/s zurückzuführen. Zur Verdeutlichung ist deshalb der Blattwinkel in Abbildung 43 eingefügt.

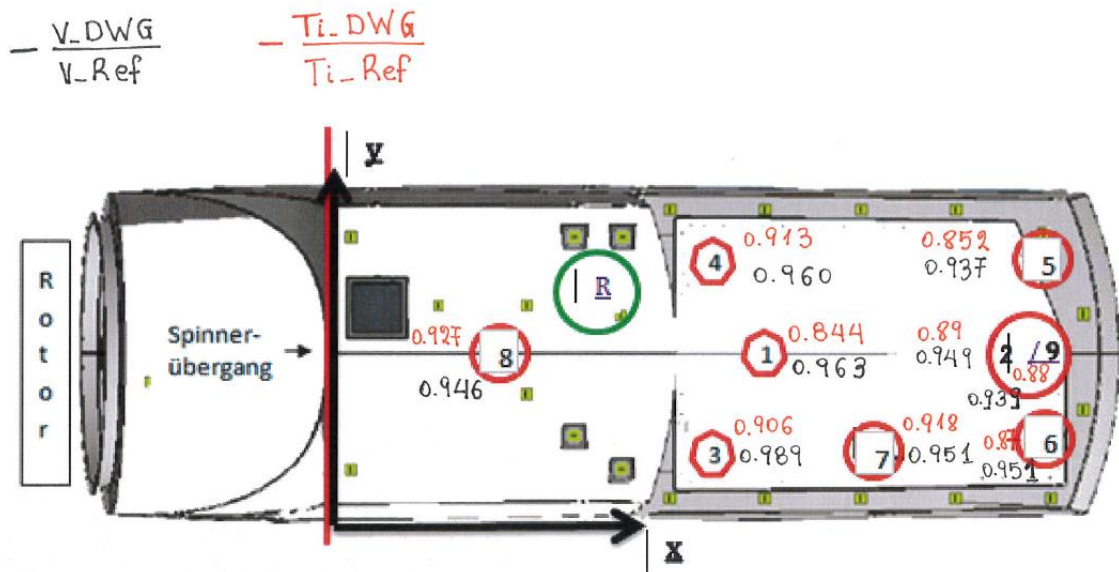


Abbildung 42: Positionen der Zusatzmessung auf der WEA sowie Abweichungen von der Referenz-Windgeschwindigkeit (handschriftlich).

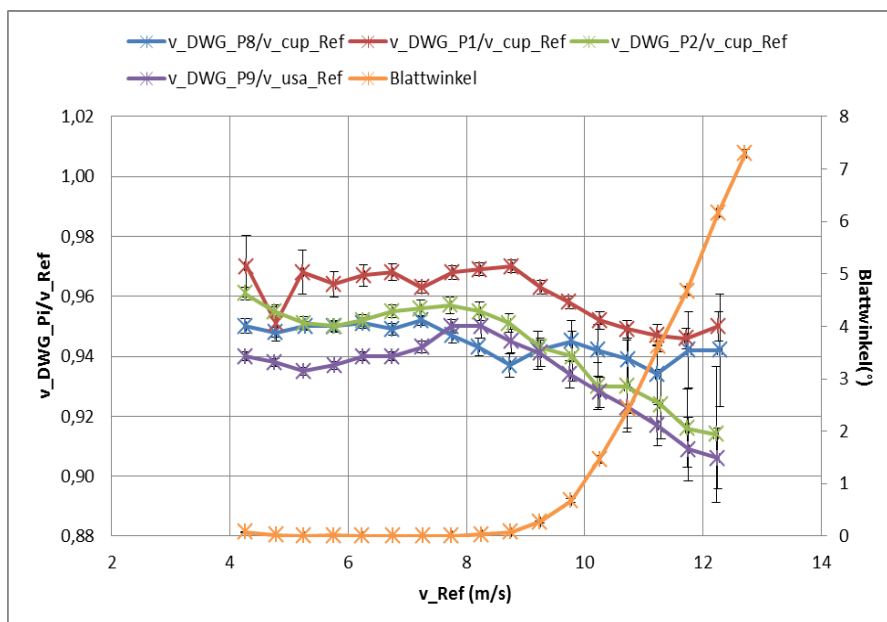


Abbildung 43: Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen DWG-Anemometer an Messpunkte P8, P1, P2, P9 zum Referenzanemometer. Der Verlauf der Blattwinkelregelung mit der Windgeschwindigkeit ist zusätzlich aufgetragen und zeigt den Einfluss auf die Windgeschwindigkeitsmessung.

Die Turbulenzintensität-Verhältnisse werden in Abbildung 44 aufgezeigt. Es ist anzumerken, dass die Turbulenzintensität an P1 niedriger als an den anderen Messpunkten ist. Zudem ist offensichtlich, dass die Windgeschwindigkeit-Verhältnisse an P2 und P9 ähnlich sind. Dies deutet darauf hin, dass die Korrektur-Funktion richtig erstellt wurde.



Darüber hinaus steigen die Turbulenzintensität-Verhältnisse bei Windgeschwindigkeiten über 8 m/s. Der Grund ist hier ebenfalls in der Blattwinkeländerung und die dadurch entstehenden Änderungen im Strömungsverlauf hinter der Gondel.

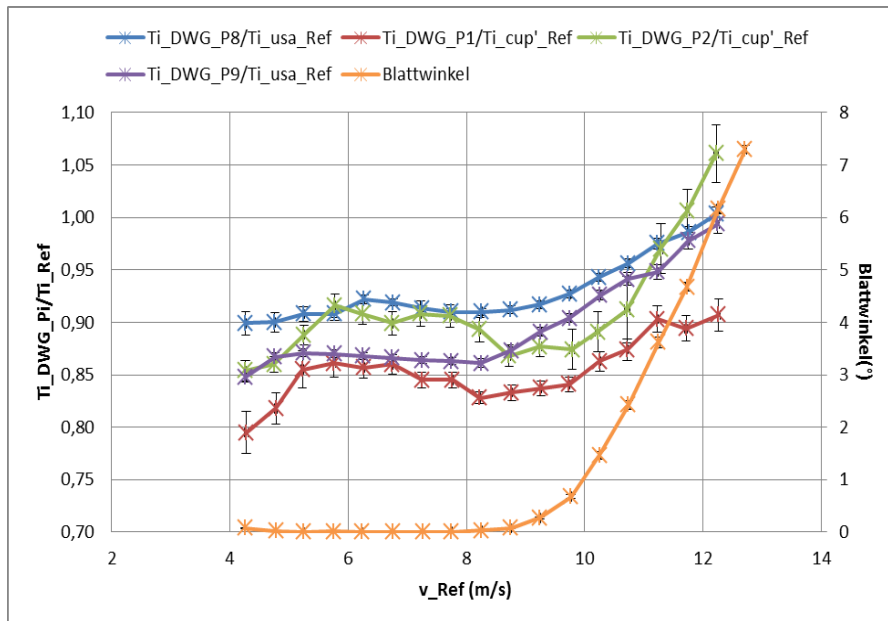


Abbildung 44: Turbulenzintensität-Verhältnisse zwischen DWG-Anemometer an Messpunkte P8, P1, P2, P9 und dem Referenzanemometer.

In Abbildung 45 werden die Windgeschwindigkeitsverhältnisse an allen Messpunkte auf der Gondel und des Referenzanemometers dargestellt. Es ist anzumerken, dass die Windgeschwindigkeit an P3 deutlich höher als bei den anderen Kennlinien liegt. Dieses Ergebnis zeigt eine Windgeschwindigkeitsasymmetrie, die verbunden mit der Gondelgeometrie ist.

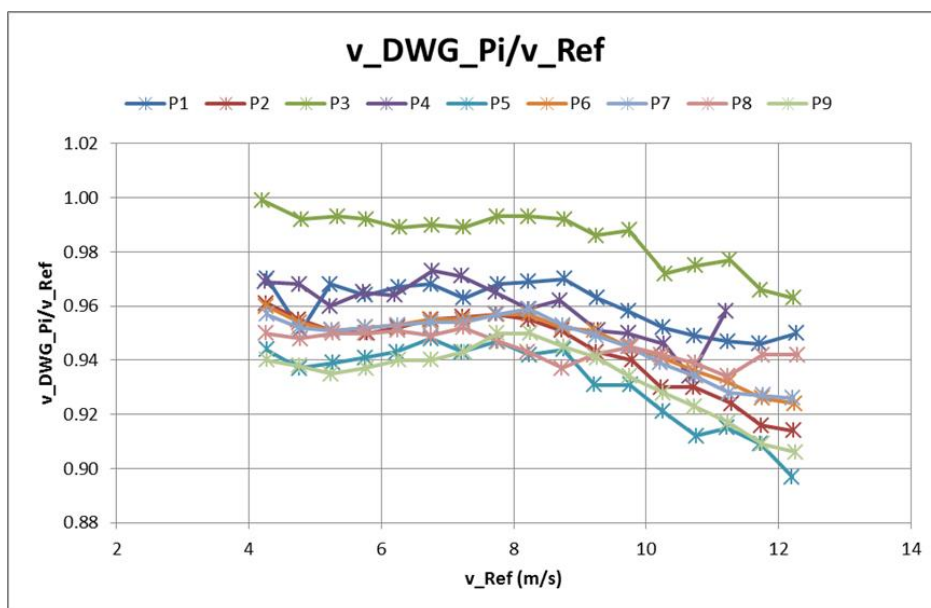


Abbildung 45: Windgeschwindigkeitsverhältnisse zwischen DWG-Anemometer an alle Messpunkte und dem Referenzanemometer

### II.1.2.9. Vergleich mit LIDAR-Messungen

Um die optimale Position des Anemometers auf der Gondel zu bestimmen, werden nun die Messergebnisse der Turbulenzärmsten Messpunkte mit den Ergebnissen der LIDAR-Freifeldmessung verglichen. Die Ergebnisse werden in Abbildung 46 gezeigt.

Abbildung 46 zeigt die Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen dem auf der Gondel installierten Anemometer und dem LIDAR vor der WEA. Diese Messungen wurden bei normalem Betrieb der WEA durchgeführt. Das Verhältnis  $v_{Ref}/v_{Lidar}$  ist für die beiden Messungen-Zeiträume an P8 und P9/die ganze Periode nahezu 1. Das heißt, dass das Referenzanemometer fast die freie Anströmung misst. Das Verhältnis  $v_{WEA}/v_{Lidar}$  liegt bei 0,85. und das zeigt, dass das Gondelanemometer niedrigere Windgeschwindigkeit als die Geschwindigkeit der freien Anströmung ermittelt. Das Verhältnis  $v_{DWG}/v_{Lidar}$  ist für die Positionen P8 und P9 geringer als 1, aber höher als das Verhältnis  $v_{WEA}/v_{Lidar}$ .

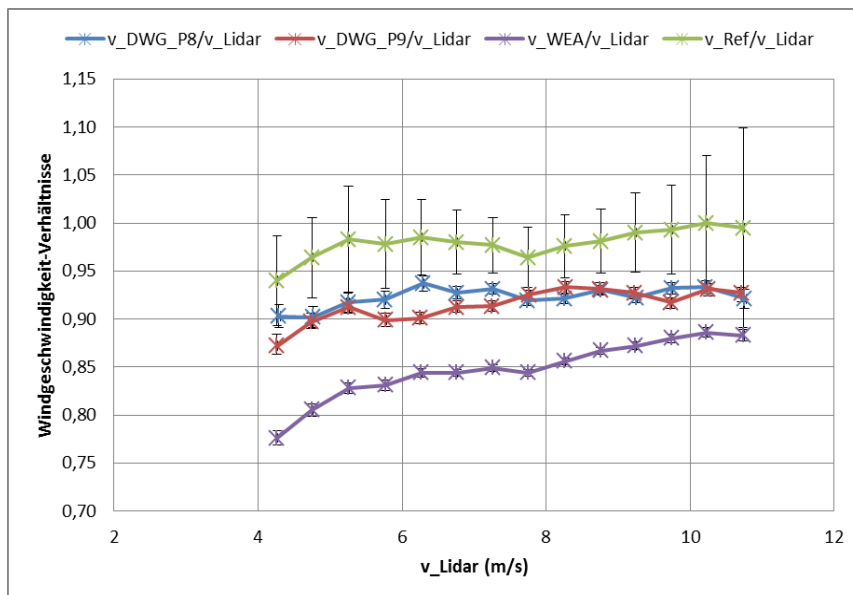


Abbildung 46: Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen und den Lidar-Windmessungen bei normalem Betrieb der WEA.

Abbildung 47 zeigt die Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen den auf der Gondel installierten Anemometern und dem LIDAR bei Anlagen-Stillstand. Die gemessene Windgeschwindigkeit an Messstelle P8 auf dem Gondeldach ähneln der freien Anströmung. Bei Messungen während des Anlagenstillstandes an Messpunkt P9 ist die Windgeschwindigkeit viel niedriger als in der freien Anströmung ausgefallen. Die Windgeschwindigkeit-Verhältnisse  $v_{Ref}/v_{Lidar}$  und  $v_{WEA}/v_{Lidar}$  sind bei Anlagenstillstand ebenfalls ähnlich.

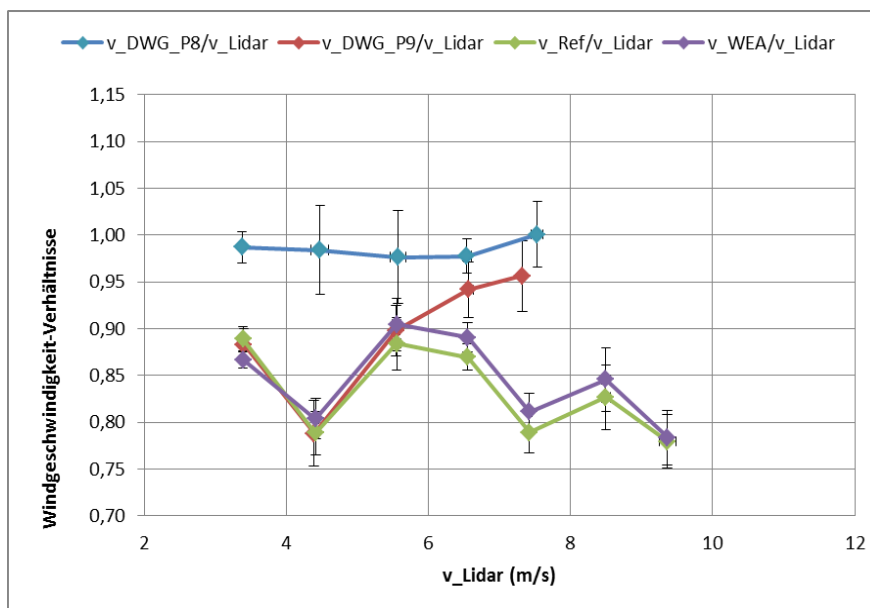


Abbildung 47: Windgeschwindigkeits-Verhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen und der LIDAR-Windmessungen bei Anlagenstillstand.

Der Einbruch der Messcharakteristiken bei den drei Anemometern (Gondelanemometer, Referenzanemometer und usa\_DWG auf Position P9) in Abbildung 47 wird sehr wahrscheinlich von einer Überlagerung der Strömungswiderstände von Turm und Rotorblätter verursacht. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in II.1.3.8.1.

Bei der Anordnung der Anemometer auf der Gondel ist zu berücksichtigen, dass die Abschattung, bedingt durch das geometrische Verhältnis von Abstand Rotorwelle bzw. Gondeldach zur Höhe des Anemometers, bei Verringerung der Höhen exponentiell zunimmt. In Abbildung 48 ist das Verhältnis der Abschattung zur freien Anströmung für verschiedene Höhen des Anemometers über dem Gondeldach angegeben. Für das Gondelanemometer bedeutet dies, dass es ca. 35% der Zeit durch eines der drei Rotorblätter abgeschattet wird. Dies gilt für den normalen Betrieb wie auch für den Trudelbetrieb bei Stillstand der WEA.

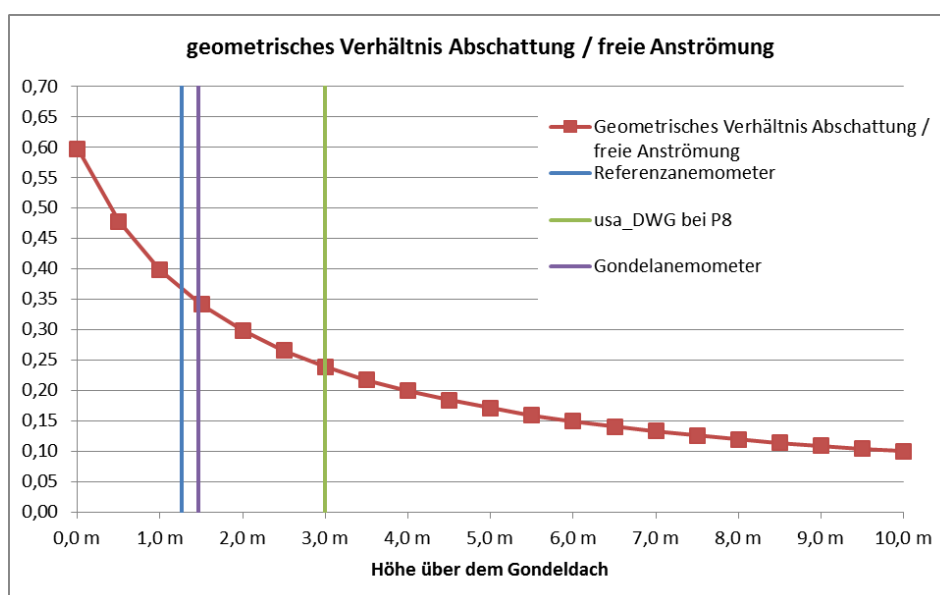


Abbildung 48: Geometrisch bedingte Abschattung der Anemometer an ihren jeweiligen Positionen.

Abbildung 49 zeigt die Anzahl der Daten in jedem Bin für die Messungen an Position P8, P9 und für die ganze Messungsperiode des LIDAR an P8 und P9 bei Anlagen-Stillstand.

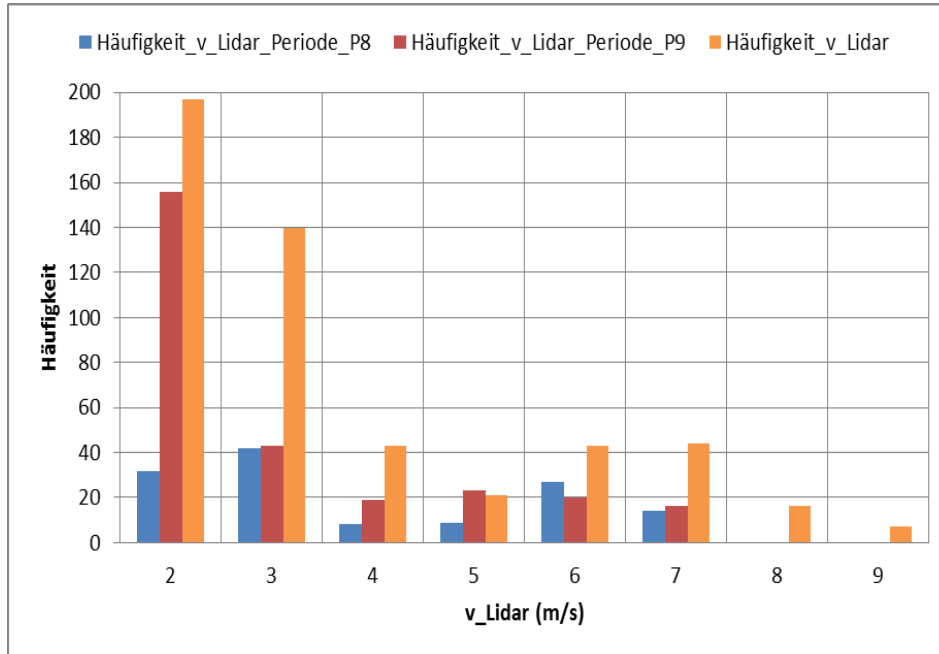


Abbildung 49: Häufigkeit der Daten bei Anlagenstillstand

Abbildung 50 zeigt wieder die Verhältnisse  $v_{Ref}/v_{Lidar}$  und  $v_{WEA}/v_{Lidar}$  bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand. Es ist offensichtlich, dass bei normalem Betrieb der Anlage das Referenzanemometer höhere Windgeschwindigkeit als das Gondelanemometer misst. Bei Anlagen-Stillstand misst das Referenzanemometer  $v_{ref}$  jedoch niedriger Windgeschwindigkeiten als bei Anlagenbetrieb.

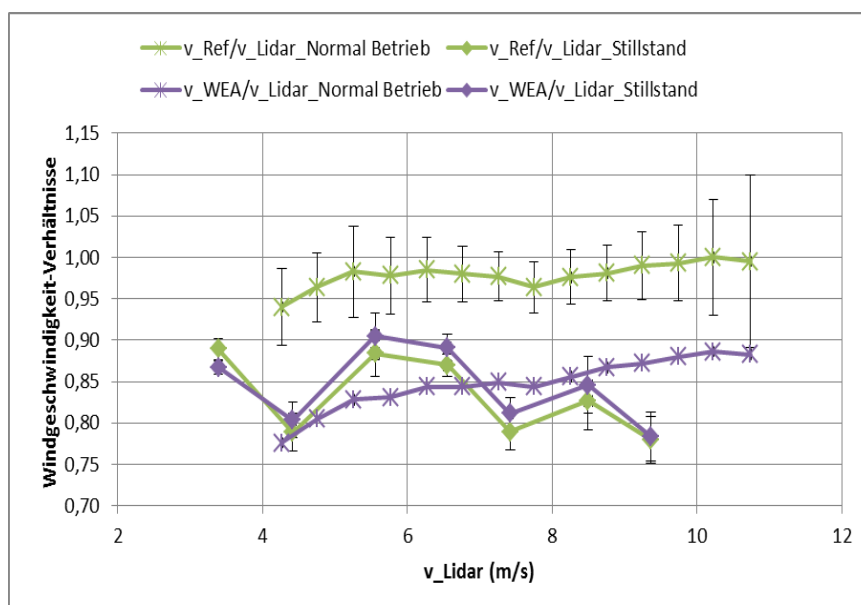


Abbildung 50: Windgeschwindigkeitsverhältnisse  $v_{Ref}/v_{Lidar}$  &  $v_{WEA}/v_{Lidar}$  bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand

In Abbildung 51 werden die Verhältnisse  $v_{\text{DWG\_P8}}/v_{\text{Lidar}}$  und  $v_{\text{DWG\_P9}}/v_{\text{Lidar}}$  bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagen-Stillstand aufgezeigt.

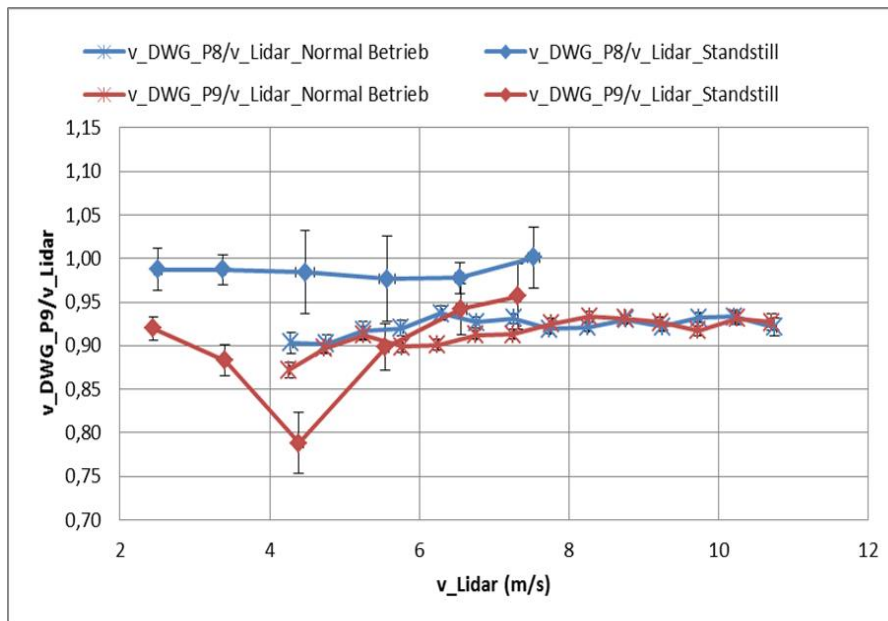


Abbildung 51: Windgeschwindigkeitsverhältnisse  $v_{\text{DWG\_P8}}/v_{\text{Lidar}}$  &  $v_{\text{DWG\_P9}}/v_{\text{Lidar}}$  bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand.

Die Korrelation der Windgeschwindigkeiten, die mit dem Gondelanemometer und mit dem Referenzanemometer gemessen wurden, wird bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand in Abbildung 52 gezeigt. Es ist ersichtlich, dass diese Anemometer bei normalem Betrieb der Anlage verschiedene Windgeschwindigkeiten messen, obwohl sie nebeneinander stehen (siehe Abbildung 53). Das Gondelanemometer misst niedriger Windgeschwindigkeit als das Referenzanemometer. Darüber hinaus steigt das Verhältnis  $v_{\text{WEA}}/v_{\text{Ref}}$  mit der Steigerung der Windgeschwindigkeit kontinuierlich an (siehe Abbildung 52). Das heißt, dass das Gondelanemometer für geringe Windgeschwindigkeitswerte niedrigere Windgeschwindigkeit als das Referenzanemometer misst. Die Windgeschwindigkeitskorrelation bei Anlagenstillstand zeigt, dass die beiden Anemometer in diesem Fall ähnliche Windgeschwindigkeit messen.

Die unterschiedlichen Charakteristiken der Windmessungen bei Normalbetrieb und Anlagenstillstand stellen ein Problem bei der Berechnung von Ertragsverlusten bei Anlagenstillstand dar. Im Zusammenhang mit Gondelanemometern vermessenen Leistungskennlinien ist zwar eine Ertragsbestimmung bei Betrieb der WEA nachvollziehbar, bei Stillstand entsteht jedoch ein grundsätzlicher Fehler, wenn die Windmesscharakteristiken sich wie im vorliegenden Fall unterscheiden. Es ist daher zu empfehlen, im Zuge von Leistungskennlinienvermessungen gleichzeitig die Charakteristiken der Windmessung bei Stillstand oder Leistungsbegrenzung zu vermessen.

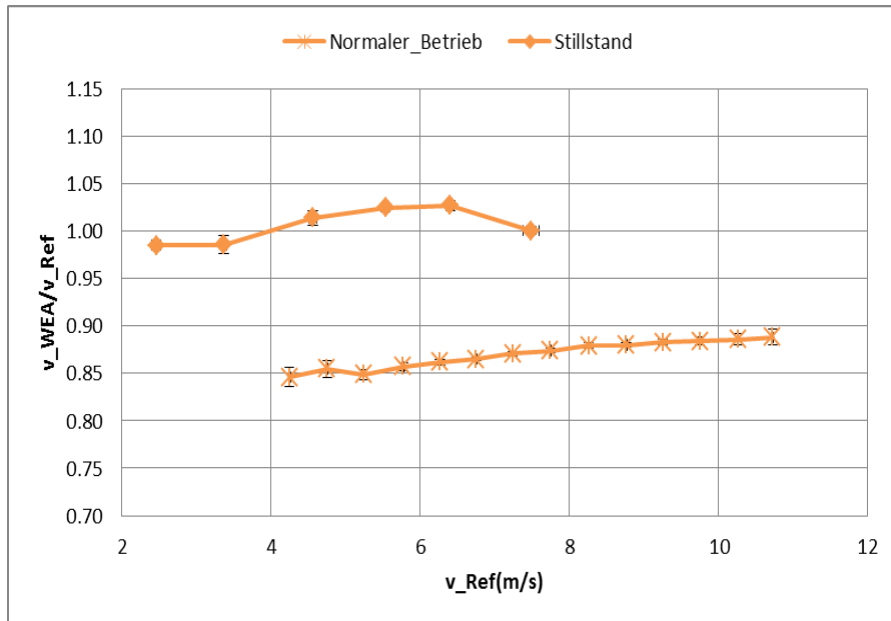


Abbildung 52: Windgeschwindigkeitskorrelation zwischen  $v_{WEA}$  und  $v_{Ref}$  im Zeitraum 13.12.2014-09.04.2014 bei normalem Betrieb der WEA und bei Anlagenstillstand



Abbildung 53: Gondelanemometer und Referenzanemometer

Die vorliegenden Ergebnisse lassen eine Korrektur der Daten aus dem SCADA-System der Windenergieanlage vermuten. Da sich die vorliegenden Winddaten nicht weiter plausibilisieren ließen, wurde das Gespräch mit dem Anlagenhersteller REpower/ Senvion gesucht. Es stellte sich heraus, dass der Hersteller für die Winddaten der Anlage eine Korrektur für den Bereich über 500 Umdrehungen/min vornimmt. Die Parameter für

die Windgeschwindigkeitmessung werden ab 500U/min geändert: es wird eine Steigung=0,98 und ein negatives Offset= -0,45m/s verwendet.

Vor dem Hintergrund dieser Informationen wiederholte Deutsche WindGuard die Auswertung. Dies heißt, dass die originale Gondelwindgeschwindigkeit ab 500U/min angepasst wurde:

$$v_{WEA\_kor} = \alpha * v_{WEA\_org} + \beta$$

$$v_{WEA\_org} = \frac{v_{WEA\_kor} - \beta}{\alpha}$$

Formel 5: Aufbau der originalen Gondelwindgeschwindigkeit ab 500U/min

mit

$v_{WEA\_kor}$  = korrigierte Gondelwindgeschwindigkeit

$v_{WEA\_org}$  = originale Gondelwindgeschwindigkeit ohne Korrektur

$\alpha$  = Steigerung 0,98

$\beta$  = Offset -0,45m/s

Beim der Berechnung der originalen Gondelwindgeschwindigkeit, ohne Steigung und Offset, ergaben sich die in Abbildung 54 gezeigten Ergebnisse. Es zeigt die Relation, zwischen  $v_{WEA}/v_{Lidar}$  und  $v_{Ref}/v_{Lidar}$  beim normalen Betrieb der Anlage, wie sie ohne Korrektur der Windgeschwindigkeit sein könnte.

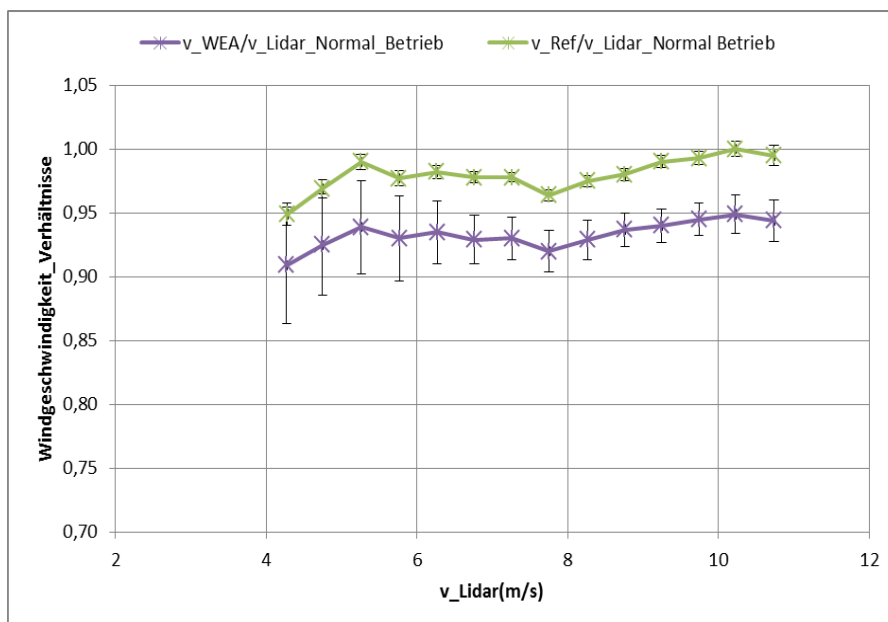


Abbildung 54: Originale Gondelwindgeschwindigkeit ohne Korrektur

Die originale Gondelwindgeschwindigkeit wurde ab 500U/min nochmal korrigiert, aber mit einem positiven Offset 0,45m/s. In Abbildung 55 ist das Verhältnis mit der neuen Korrektur der Gondelwindgeschwindigkeit  $v_{WEA}$  und  $v_{Lidar}$  beim normalen Betrieb der Anlage dargestellt. Die beiden Anemometer messen nach der Korrektur annähernd

identische Windgeschwindigkeiten. Das bedeutet, dass die herstellerseitige Korrektur der  $v_{WEA}$  mit einem positiven Offset durchgeführt wurde.

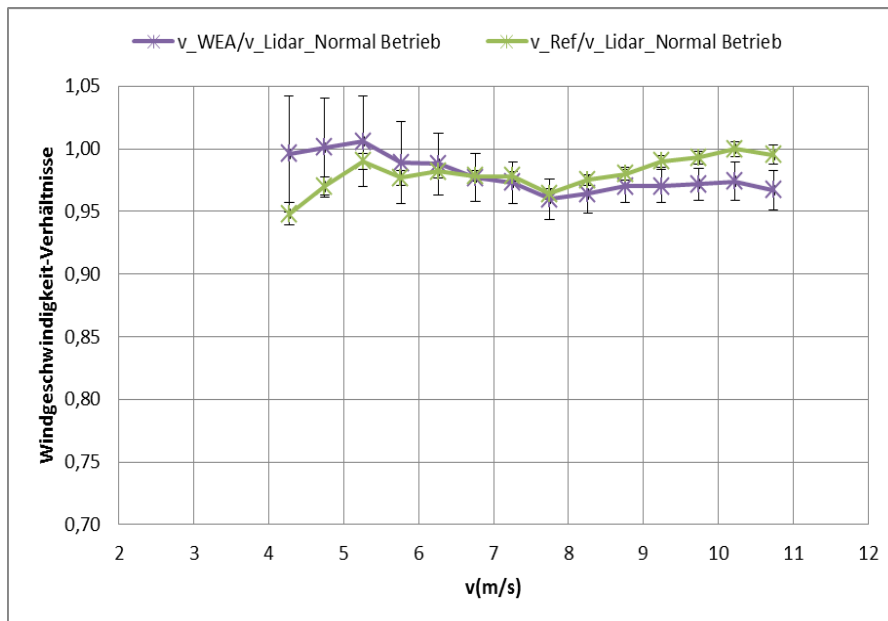


Abbildung 55: Korrigierte Gondelwindgeschwindigkeit mit einem positiven Offset

Analog zu Abbildung 45 zeigt Abbildung 56 die Windgeschwindigkeitsverhältnisse zwischen den Gondelwindmessungen an allen Punkte und den Lidar-Windmessungen beim normalen Betrieb der WEA. Beim Vergleich von  $v_{Ref}/v_{Lidar\_Normal\ Betrieb}$  (siehe Abbildung 50) zu  $v_{DGW\_Pi}/v_{Ref}$  (siehe Abbildung 45) kommt in Abbildung 56 das folgende Ergebnis  $v_{DWG\_Pi}/v_{Lidar}$  vor. Es ist anzumerken, dass alle Kennlinien fast linear mit der Windgeschwindigkeit sind, an P3 jedoch höher als bei den anderen Kennlinien liegen.

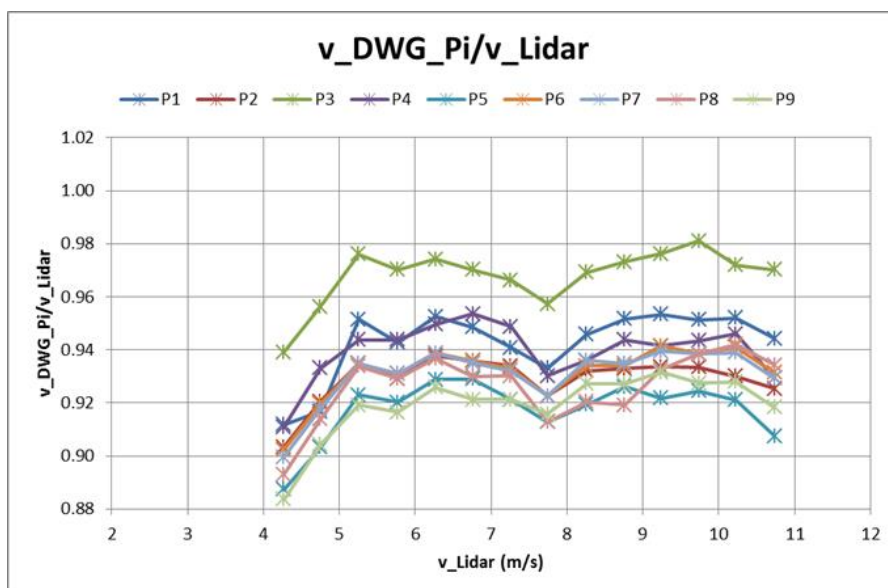


Abbildung 56: Windgeschwindigkeitsverhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen an allen Punkte und den Lidar-Windmessungen bei normalem Betrieb der WEA



Abbildung 57 und Abbildung 58 zeigen die absoluten Werte der Turbulenzintensität, die von jedem Anemometer und für die Periode am Messpunkt P8 und beziehungsweise P9 ermittelt wurden. Für jede Periode ermittelt das Referenzanemometer die höchste Turbulenzintensität, während das Gondelanemometer eine niedrigere Turbulenzintensität ermittelt. Der Unterschied in der Turbulenz zwischen Referenz- und Gondelanemometermessung, die räumlich nicht sehr weit entfernt voneinander sind, liegt sehr wahrscheinlich in unterschiedlichen Messmethoden der Ultraschallanemometer. Die Frequenz und Art der Abtastung (Sampling oder Mittelung) spielt für die Berechnung der Turbulenzintensität eine große Rolle. Die mit dem LIDAR ermittelte Turbulenzintensität gibt den sich aus den atmosphärischen Bedingungen ergebenden Zustand wieder. Die wesentlichen höheren Turbulenzwerte der Messungen auf der WEA sind verursacht durch die Wirbelbildung und Strömungsablösung der Gondel.

In Abbildung 58 ist die höhere Standardabweichung aufgrund der niedrigen Anzahl der gewonnenen Messdaten auffällig.

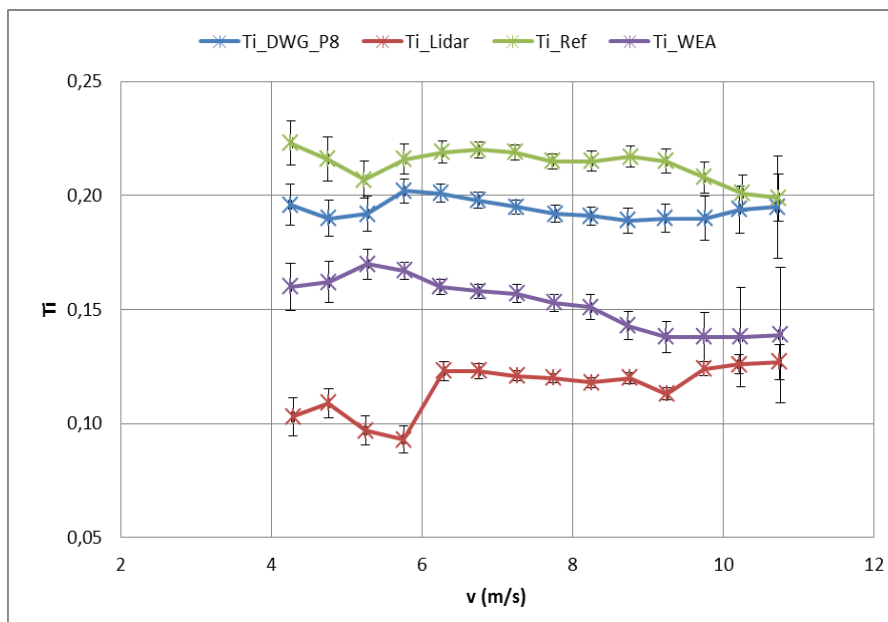


Abbildung 57: Turbulenzintensität der verschiedenen Anemometer während der Messungen an P8 beim normalen Betrieb der Anlage.

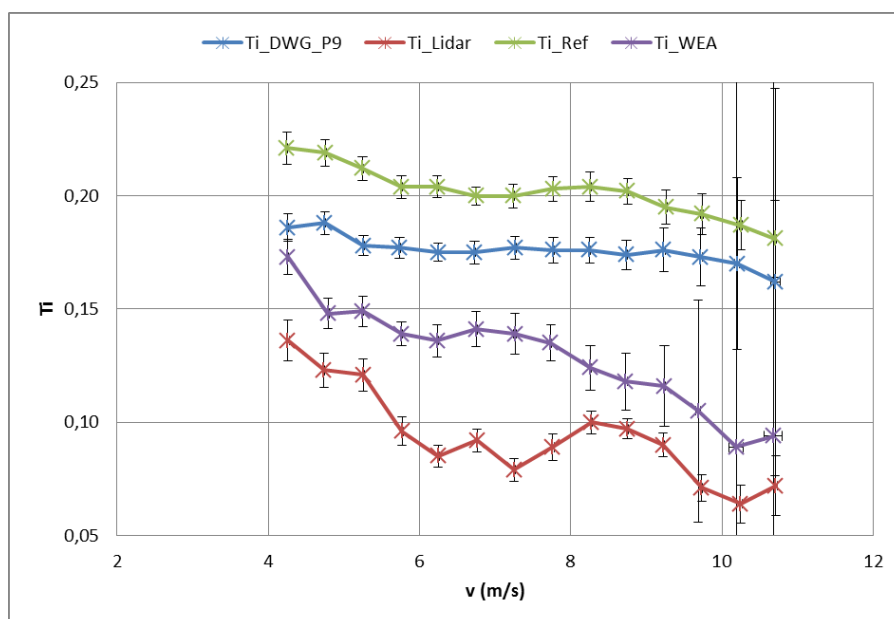


Abbildung 58: Turbulenzintensität der verschiedenen Anemometer während der Messungen an P9 beim normalen Betrieb der Anlage.

#### II.1.2.10. Zusammenfassung – optimale Gondelposition

Die vorliegenden Messungen zeigen im Ergebnis deutliche Unterschiede in der Windmessung für die verschiedenen gewählten Positionen. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass diese Ergebnisse nicht auf andere Anlagentypen mit anderer Gondelform und anderem Profilverlauf der Rotorblätter übertragbar sind. Deutlich zeigen diese Messungen aber, dass es wichtig ist, das Verhalten des Gondelanemometers im Verhältnis zur freien Anströmung für jeden WEA-Typ exemplarisch durch Vermessung bei unterschiedlichen Betriebssituationen, vornehmlich Stillstand und Normalbetrieb, zu bestimmen.

Wichtig ist dies vor allem mit dem zunehmenden Bedürfnis, Ertragsausfälle einer WEA bei Stillstand oder Leistungsreduzierung auf Basis der Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer zu berechnen. Für die Repower-WEA würde eine entsprechend Abbildung 51 durchzuführende Korrektur dazu führen, dass das Gondelanemometer eine relativ gute Wiedergabe der Windgeschwindigkeiten vor der WEA bei Stillstand wie auch Normalbetrieb ermöglicht. Die Ermittlung von Ertragsausfällen im Stillstand wäre damit mit einer relativ guten Genauigkeit möglich. Die Berechnung sollte dann aber mit einer Leistungskennlinie durchgeführt werden, die sich aus den Betriebsdaten der WEA über mehrere Monate ergibt.

Die von der Bundesnetzagentur herausgegebenen Regeln für die Ertragsausfallberechnung auf Basis der Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer bei Einspeisemanagement, das sogenannte Spitzabrechnungsverfahren, bezieht sich zudem nicht nur auf Ertragsausfallermittlung bei Stillstand, sondern auch bei einer Reduzierung der Leistung auf 30 % oder 60 %. Daher ist es sinnvoll eine Bestimmung der Gondelanemometer-Charakteristiken auch für diese Betriebsweisen zu erstellen. Die Ermittlung der Gondelanemometer-Charakteristiken müsste nur einmal für einen WEA-Typ durchgeführt werden, um für die ganze Serienproduktion relevant zu sein. Sinnvollerweise kann

die Ermittlung dieser Gondelanemometer-Charakteristiken bei der für die Typenzertifizierung erforderlichen Leistungskennlinienvermessung durchgeführt werden.

Ideal wäre für die vermessene Repower-WEA zur Bestimmung einer relativ unverfälschten Windgeschwindigkeit der Standort des Gondelanemometers auf Position 8. Dieser Standort zeigt ein fast lineares Verhalten sowohl bei Anlagenstillstand als auch bei Normalbetrieb, siehe Abbildung 51, lediglich eine leichter Korrekturfaktor bzw. -matritze, wäre für den Normalbetrieb von Nöten. Für eine möglichst geringe Turbulenz wäre sicherlich ein Standort weiter zum Ende der Gondel besser,

Relevanz hat die Messung des Gondelanemometers natürlich auch für die Regelung der WEA. Die korrekte Messung der Einschaltwindgeschwindigkeit kann am besten bei korrekter Wiedergabe der gemessenen Windgeschwindigkeit überprüft werden.

### II.1.3 Teilprojekt Arbeitspaket 3: Untersuchungen im Windkanal zur Optimierung der Gondelanemometer Messungen

<b>Arbeitspaket</b>	A.3.: Untersuchung im Windkanal
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard GmbH
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard GmbH	<u>Koordinator</u> , Auswertung LIDAR Daten, Erstellung einer Korrekturfunktion
Deutsche WindGuard Engineering	Untersuchung von Gondelmodellen im Großwindkanal BHV

Zur Ermittlung des optimalen Anemometerstandortes auf einer Gondel und zum Entwerfen eines Verfahrens mit dem sich die Bedingungen auf einem Anlagenmodell im Windkanal sicher ermitteln lassen, wurde eine Vermessung eines skalierten Gondelmodells im Großwindkanal durchgeführt. Hier wurden unter Berücksichtigung der Ähnlichkeitsgesetze zwei Anlagentypen vermessen. Es wurde die Turbulenzintensität an den Gondelmodellen ermittelt und zur Untermauerung der Ergebnisse eine Strömungsanalyse an den für das Projekt exemplarisch ausgewählten WEA-Typen sowohl im Freifeld mit Fadenversuchen als auch als numerisches Modell durchgeführt.

#### II.1.3.1. Grundlagen der Windenergieanlagentechnik

##### II.1.3.1.1 Aufbau einer Windkraftanlage

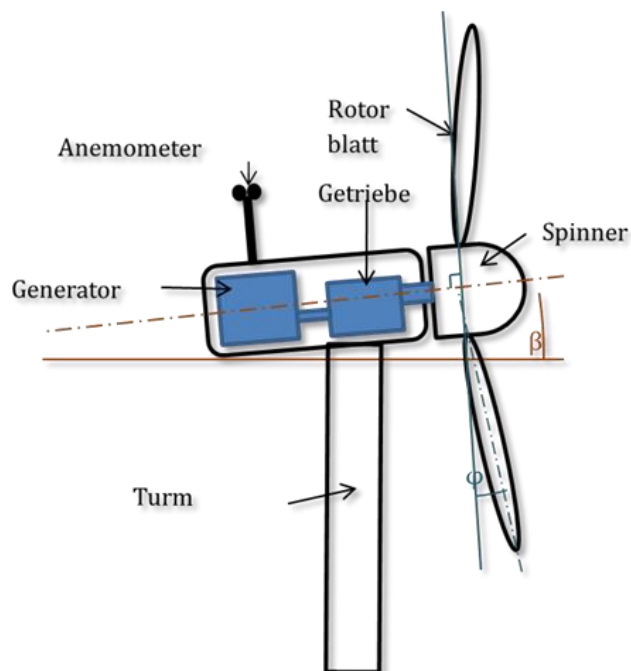


Abbildung 59 Skizze einer WEA

### II.1.3.1.2 Winkeldefinition

In dieser Arbeit werden verschiedene Winkel verwendet und genutzt. Zum Verständnis werden im Folgenden die wichtigsten Winkel definiert und erläutert.

- Pitchwinkel: Das gesamte Rotorblatt einer konventionellen WEA lässt sich um die eigene Achse drehen. Die Pitchwinkeländerung variiert den Anstellwinkel der Rotorblätter.
- Konuswinkel: Der Konuswinkel  $\varphi$  ist in Abbildung 59 zu erkennen, welcher die Neigung der Rotorblätter meistens in Windrichtung angibt.
- Neigungswinkel: Der Neigungswinkel  $\beta$  ist in Abbildung 59 zu erkennen, welcher den Neigungswinkel der Rotorachse angibt.

Der Konuswinkel und der Neigungswinkel erhöhen den Freigang der Rotorblätter am Turm, wie es auf Abbildung 59 zu erkennen ist. In der Konstruktion von Windkraftanlagen kann so der Turm in Richtung Schwerpunkt verlagert werden, um die statischen und dynamischen Spannungen zu verringern.

### II.1.3.1.3 Begrifflichkeiten und Formeln

In der Windkrafttechnik gibt es einige spezielle Begriffe und Formeln, die hier für das Verständnis erklärt werden, da im Weiteren mit diesen Begriffen gearbeitet wird.

- Blattspitzengeschwindigkeit (BSG): Die Blattspitzengeschwindigkeit liegt an der Rotorblattspitze an und weist bei den meisten Windkraftanlagen einen relativ konstanten Wert von  $70 \text{ ms}^{-1}$  bis  $75 \text{ ms}^{-1}$  auf.
- Windgeschwindigkeit  $v_{\infty}$ : Die Windgeschwindigkeit oder Anströmgeschwindigkeit ist die Strömungsgeschwindigkeit auf Nabenhöhe bei einer WEA. Bei Vollast einer WEA liegt die Windgeschwindigkeit bei ca.  $12 \text{ ms}^{-1}$ .
- Die Schnelllaufzahl  $\lambda$ : Die Schnelllaufzahl beschreibt das Verhältnis zwischen der BSG und der Anströmgeschwindigkeit.

$$\lambda = \frac{\text{BSG}}{v_{\infty}}$$

Formel 6 Schnelllaufzahl

Üblich ist eine Schnelllaufzahl von 5 bis 6 in der Megawatt-Klasse von Windkraftanlagen.

- Fahnenstellung: Mit der Fahnenstellung wird die Stellung der Rotorblätter bezeichnet, bei der kein Auftrieb erzeugt wird. Im Stillstand werden die Rotorblätter in diese Position gebracht. Der Pitchwinkel ist in dieser Stellung  $0^{\circ}$ .
- Der Widerstandsbeiwert  $c_w$  und der Auftriebsbeiwert  $c_A$ : Der Widerstandsbeiwert und der Auftriebsbeiwert sind dimensionslose Werte, um verschiedene geometrische Körper zu vergleichen. Wenn diese Werte bekannt sind, die in der Regel empirisch ermittelt werden, können die auftretenden Kräfte eines umströmten Körpers berechnet werden. Die Beiwerte sind dabei abhängig von der Reynoldszahl, auf die in Kapitel 4.1.1 eingegangen wird. (Schlichting & Gersten, 2006)

$$F_w = \frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot c_w \cdot S$$

Formel 7 Widerstandsbeiwert

$$F_A = \frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot c_A \cdot S$$

Formel 8 Auftriebsbeiwert

Die Fläche  $S$  bezieht sich bei stumpfen Körpern auf die Fläche, auf die die Strömung auftrifft. Bei Flügelprofilen handelt es sich um die Flügelfläche.

### II.1.3.2. Leistungskurven von Windkraftanlagen

Ein Hersteller garantiert die angegebene Leistungskurve. Wenn eine WEA bereits errichtet ist und nicht die prognostizierte Leistung erbringt, die über die Leistungskurve erwartet wird, kann eine Leistungskurve im Betrieb vermessen werden. Laut der Norm IEC 61400-12-1 wird dafür ein Messmast im Abstand von zwei bis vier Rotordurchmessern vor der Anlage aufgebaut, um die Windgeschwindigkeit zu messen. Dieser Abstand ist aufgrund von Aufstau-Effekten vor der Anlage definiert, die die gemessene Anströmgeschwindigkeit verfälschen können. Dieser Messmast muss die gleiche Höhe aufweisen wie die Nabenhöhe der Anlage. Die Position des Messmastes ist in Abbildung 60 zu erkennen. (IEC, 2005)

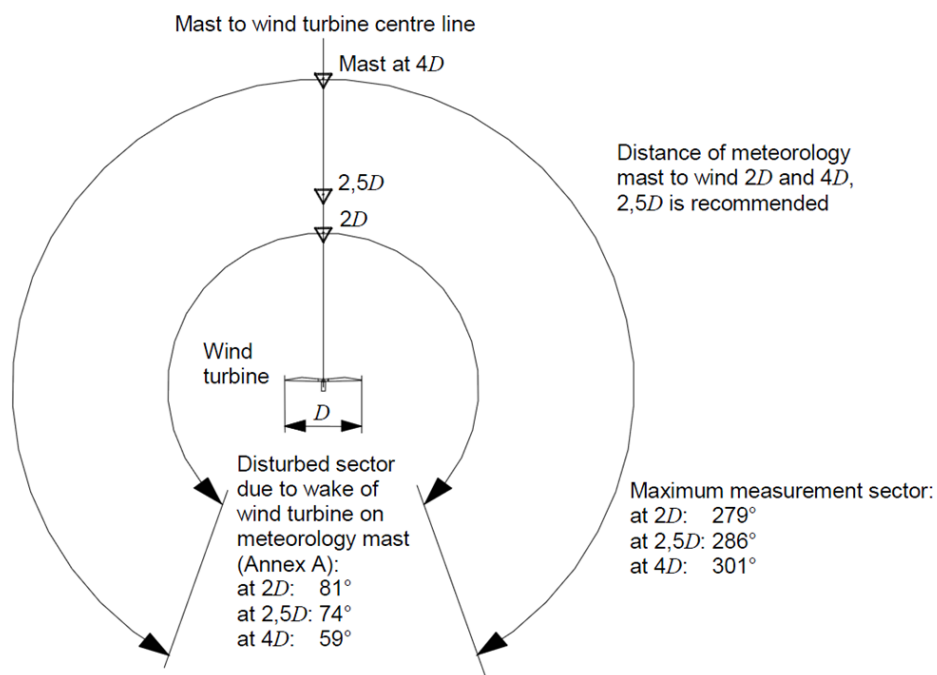


Abbildung 60 Messmast-Position laut Norm (IEC, 2005)

Wie bereits beschrieben sind immer mehr Windkraftanlagen gebaut worden und stehen teilweise sehr dicht gestaffelt in Windparks. Die Topologie des Standortes beeinflussen die Windgeschwindigkeiten, sodass nach Norm an diesen Standorten kein Messmast aufgestellt werden kann. Nicht zuletzt der Grund, dass die Windkraftanlagen immer höher gebaut werden und mittlerweile Höhen von über 100 m keine Seltenheit mehr sind, haben dazu geführt, dass ein Verfahren entwickelt wurde, dass Leistungskurven mit einem Anemometer auf der Windkraftanlage vermessen werden können. Hierfür wird eine Leistungskurve eines Windkraftanlagentyps nach der Norm IEC 61400-12-1 vermessen und die Daten mit dem Anemometer auf der Windkraftanlage verglichen. Aus diesen Daten wird eine Korrekturfunktion ermittelt und kann auf andere Anlagen des

selben Types übertragen werden. Der Aufbau muss dabei immer gleich sein, sowohl bei der Messung als auch bei der Ermittlung der Korrekturfunktion. Eine Darstellung für die Ermittlung der Korrekturfunktion und die Übertragung auf andere Windkraftanlagen (hier für eine Anlage in unebenem Gelände) gibt Abbildung 62. (Albers, et al., 1999).

## 2. Leistungskurvenvermessung basierend auf der Korrektur des Gondel-Anemometers

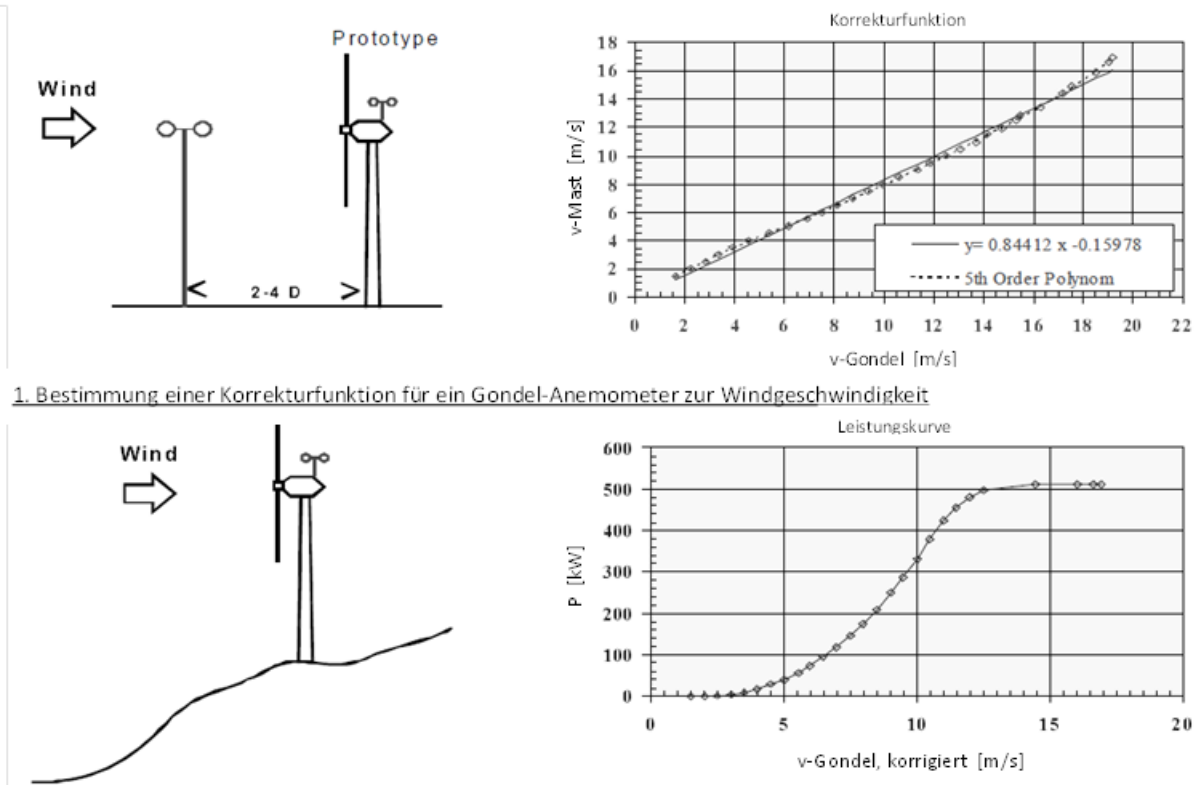


Abbildung 62 Gondelanemometrie (Albers, et al., 1999)

Für die Positionierung des Anemometers auf der Gondel wird nach (Pedersen, 1994) die in Abbildung 63: schwarz hinterlegte Fläche empfohlen. Das Anemometer soll auf der Rotationsachse installiert werden. Wenn zwei Anemometer genutzt werden, sollen diese im gleichen Abstand links und rechts neben der Rotationsachse errichtet werden.

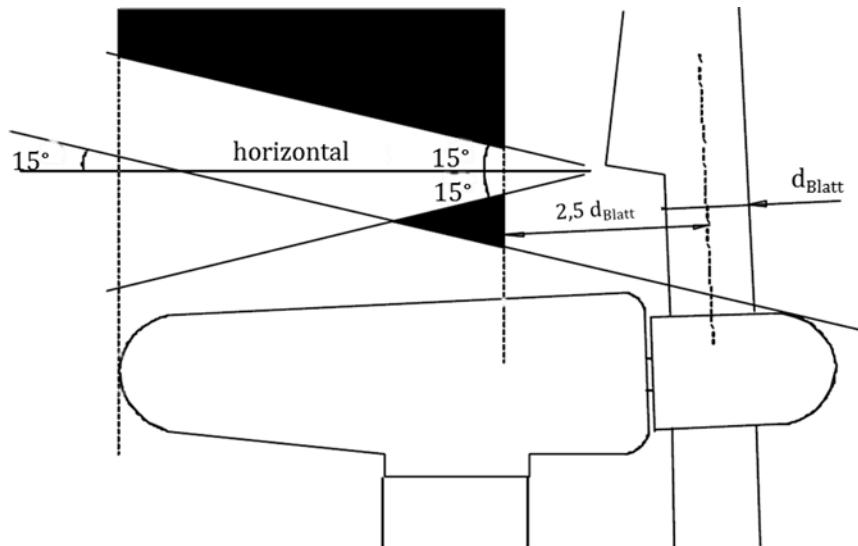


Abbildung 63: Bereich zur Montage des Anemometers (Pedersen, 1994).

### II.1.3.3. Untersuchungen im akustisch optimierten Windkanal

Windkanaluntersuchungen bieten den Vorteil, dass in einem überschaubaren Maßstab Modelle getestet werden können und aus den Ergebnissen Rückschlüsse auf die Realität erfolgen können. Diese Untersuchungen sind in der Regel wesentlich kostengünstiger als Untersuchungen im Originalmaßstab. Allerdings bieten Modelluntersuchungen, wie sie in Windkanälen durchgeführt werden, immer nur eine Näherung an die Realität.

Für die Untersuchung zur Umströmung von Gondeln an Windkraftanlagen sind Windkanaluntersuchungen besonders gut geeignet, da der kleinere Maßstab einen besseren Überblick über die Strömung gewährt. Um Rückschlüsse auf die Realität aus Windkanaluntersuchungen ziehen zu können, müssen einige Randbedingungen erfüllt werden. Da sich die im Windkanal erzeugte Strömung geometrisch ähnlich verhalten soll wie in der Realität, gibt es Ähnlichkeitsgesetze, die ebenfalls konstant gehalten werden müssen.

#### II.1.3.3.1 Ähnlichkeitsgesetze

##### Die Reynoldszahl

Die Reynoldszahl ( $Re$ ) ist eine Ähnlichkeitszahl, die das Verhältnis zwischen der Trägheitskraft und der Reibungskraft angibt.

Die Trägheitskraft ist von der Luftdichte  $\rho$ , der Strömungsgeschwindigkeit  $v$  und von dem Geschwindigkeitsgradienten  $\partial u / \partial x$  abhängig. Der Geschwindigkeitsgradient ist proportional zu  $v/l$ .

Die Reibungskraft ist abhängig von der Zähigkeit  $\mu$ , und von dem Geschwindigkeitsgradient  $\partial^2 u / \partial x^2$ , der proportional zu  $v/l^2$  ist.

Trägheitskraft pro Volumeneinheit:

$$F_T = \rho v \frac{\partial u}{\partial x} \sim \rho v \frac{v}{l} \quad \text{9 Trägheitskraft pro Volumeneinheit}$$

Reibungskraft pro Volumeneinheit:



$$F_R = \mu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \sim \mu \frac{v}{l^2} \quad \text{10 Reibungskraft pro Volumeneinheit}$$

Die  $Re$  beschreibt den geometrischen Verlauf der Stromlinien, wodurch die Strömungsart eingeschätzt werden kann. So kann anhand der  $Re$  Aussagen getroffen werden, ob sich die Strömung turbulent oder laminar verhält. Bei konstantem  $Re$  kann so von ähnlicher Umströmung ausgegangen werden. Einfluss auf die  $Re$  hat die Strömungsgeschwindigkeit, die Viskosität des Fluid und die Größe des Modells, wie Formel 11 zeigt. (Schlichting & Gersten, 2006)

Mit Formel 9 und 10 ergibt sich die Reynoldszahl zu:

$$Re = \frac{F_T}{F_R} = \frac{\rho v l}{\mu} = \frac{v l}{\nu} \quad \text{11 Reynoldszahl}$$

So wird bei Verkleinerung des Objektes die  $Re$  konstant gehalten, indem die Strömungsgeschwindigkeit erhöht wird. Alternativ kann ein anderes Fluid mit anderen Eigenschaften benutzt werden.

#### Die Machzahl

Die Machzahl ( $Ma$ ) beschreibt das Verhältnis der Anströmgeschwindigkeit zu der Schallgeschwindigkeit.

$$Ma = \frac{v_\infty}{a} \quad \text{12 Machzahl}$$

Die Schallgeschwindigkeit ist wie folgt definiert:

$$a = \sqrt{\chi \cdot R \cdot T} \quad \text{13 Schallgeschwindigkeit}$$

Im Idealfall sollten für Windkanaluntersuchungen  $Re$  und die  $Ma$  die gleichen Werte erreichen wie in der Realität. Beim herunterskalierten Modelle ist es nur erreichbar, wenn ein Körper mit einem anderen Medium oder mit einer extrem niedrigen Umgebungstemperatur angeströmt wird, zum Beispiel mit Wasser oder mit Luft, die mit Stickstoff gekühlt wird. Da die  $Ma$  aber im inkompressiblen Bereich bis ca.  $Ma = 0,3$  kaum Auswirkungen auf die  $Re$  hat, ist sie in diesem Bereich vernachlässigbar. Die Messungen, die in dieser Arbeit diskutiert werden, werden bei  $Ma < 0,3$  durchgeführt.

#### II.1.3.3.2 Der Windkanal der Deutschen WindGuard

Die Deutsche WindGuard betreibt in Bremerhaven einen akustisch optimierten Groß-Windkanal zur aerodynamischen- und aeroakustischen Optimierung von Rotorblattprofilen. Durch die akustische Optimierung können die Profile auch auf die Schallemissionen untersucht werden, die durch die Umströmung der Profile entstehen. Gerade im Windkraftbereich wird sehr auf geräuscharme Profile Wert gelegt. Der WK ist ein Windkanal Göttinger Bauart. Die Göttinger Bauart des Windkanals ist ein geschlossenes

System, wie es auf dem Grundriss in Abbildung 64 zu erkennen ist. Die Luft zirkuliert in einem Kreislauf, wodurch Energie gespart wird. Durch Umbau der Messstrecke (TS), kann der Windkanal mit einer geschlossenen oder einer offenen TS betrieben werden. Die geschlossene TS hat eine Querschnittsfläche von  $2,7 \text{ m} \times 1,25 \text{ m}$ , in der eine Geschwindigkeit von  $100 \text{ m/s}$  erreicht werden kann. Der Turbulenzgrad liegt bei unter  $0,2 \%$ . Die offene TS hat eine Querschnittsfläche von  $4 \text{ m} \times 2,8 \text{ m}$  und erreicht eine Geschwindigkeit von  $36 \text{ m/s}$ . Hier liegt der Turbulenzgrad bei unter  $0,5 \%$ .

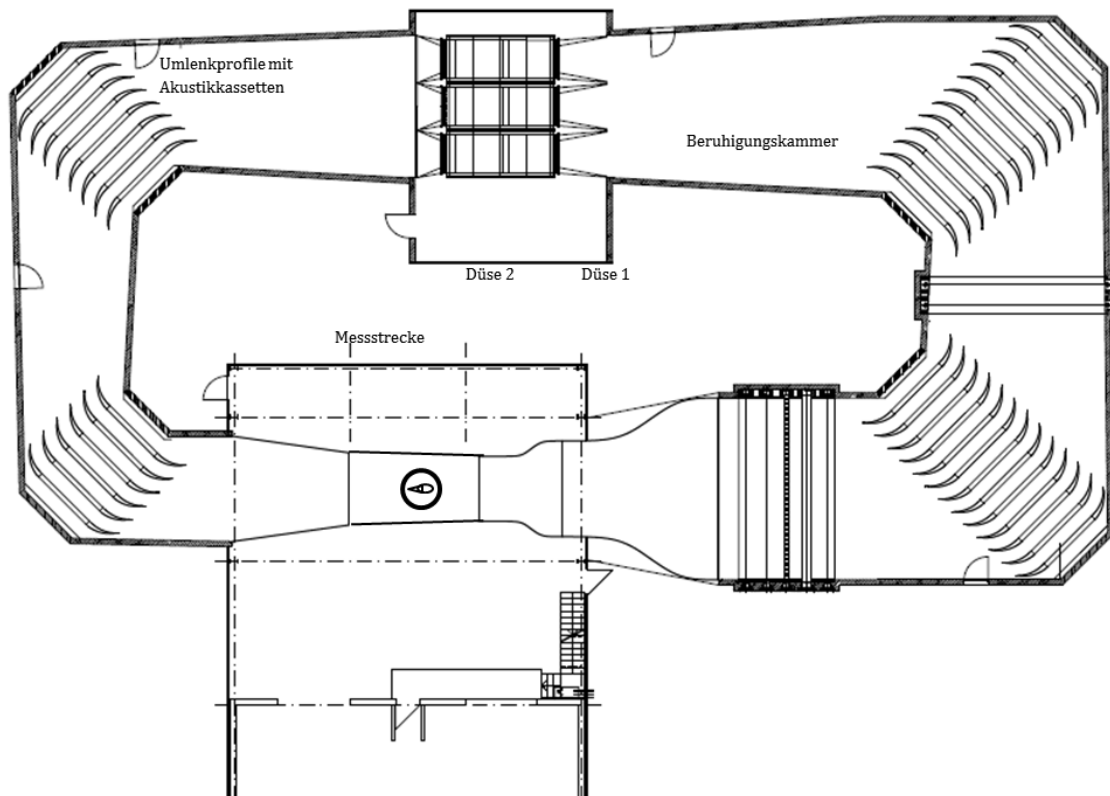


Abbildung 64 Grundriss Windkanal Deutsche WindGuard.

In der geschlossenen TS befindet sich ein Drehteller mit einem Durchmesser von  $1,22 \text{ m}$ . Auf diesen werden die 2-D-Profile befestigt und vermessen. Der Teller ist drehbar gelagert, sodass auch  $360^\circ$ -Polaren aufgenommen werden können. Die Auftriebs- und Widerstandskräfte sowie die Momente können über vier verschiedene Verfahren ermittelt werden:

1. Der Drehteller wird mit einer sechs-Komponenten-Waage verbunden, womit alle Kräfte (3) und Momente (3) aufgenommen werden.
2. Über die gesamte Länge des Profils können Druckmessbohrungen angebracht werden, die den Druck an über 90 verschiedenen Stellen gleichzeitig ermitteln. Über die Integration der Drücke kann die Auftriebskraft, die Widerstandskraft und das Moment errechnet werden.
3. An den Seitenwänden des geschlossenen Windkanals wird über die Länge der statische Druck aufgenommen. Über eine Integration kann der Auftrieb ermittelt werden.

4. Ein Nachlauf-Rechen befindet sich in dem Nachlauf der Strömung und kann über 2 Achsen verfahren werden. Hiermit wird der Widerstand eines Profils ermittelt. Aus den Kräften können die Auftriebs- und Widerstandsbeiwerte nach Formel 7 und Formel 8 berechnet werden.

Für die Beschleunigung der Luft sorgen 6 Gebläse, mit einer Gesamtleistung von ca. 1 MW. Diese Leistung wird bei guten Windbedingungen von einer eigenen WEA des Typs Enercon E-82 mit 2 MW Nennleistung bereitgestellt.

Die Modelle der Windkraftanlagen werden im Groß-Windkanal der Deutschen Wind-Guard Engineering GmbH mit geschlossener TS untersucht.

#### **II.1.3.4. Strömungsformen und Wirbel**

In der Aerodynamik gibt es zwei verschiedene Strömungsformen, zum einem die laminare Strömung und zum anderen die turbulente Strömung. Die Strömungsform wird vor allem von der  $Re$  beschrieben, wenn eine laminare Anströmung vorliegt. Der Unterschied zwischen den beiden Strömungsformen ist, dass die laminare Strömung aus vielen Stromfäden besteht, die nebeneinander und übereinander verlaufen. Zwischen diesen Stromfäden, die verschiedene Geschwindigkeiten aufweisen können, findet nur ein Kräfteaustausch durch Reibung statt. In der turbulenten Strömung überlagert sich eine Geschwindigkeitskomponente senkrecht zur Strömungsrichtung. Diese kann mit großen Schwankungen behaftet sein. Es bilden sich also Wirbel zwischen den Stromlinien aus, die eine Vermischung verursachen. Da die Anemometer auf Windkraftanlagen in sehr wirbelreicher, also turbulenter Strömung hinter dem Rotor aufgestellt werden, werden in diesem Kapitel die Wirbelsysteme bei Windkraftanlagen und die Turbulenzintensität beschrieben.

##### **II.1.3.4.1 Das Wirbelsystem bei Windkraftanlagen**

Die Stromlinien bei einer WEA verhalten sich entgegengesetzt zu den Stromlinien eines Propellers. So weitet sich der gesamte Strahl nach der Turbine auf, während sich ein Strahl, der durch einen Propeller verläuft, sich zusammenzieht.

Wie bei einem Flugzeugflügel gibt es an den Rotorblattspitzen einer WEA einen Wirbel und im Wurzelbereich des Rotorblattes gibt es einen zweiten Randwirbel. Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 65 die verschiedenen Wirbel skizziert.

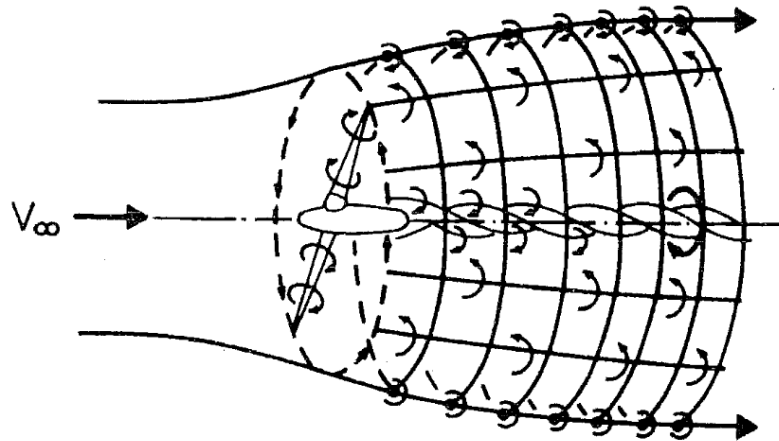


Abbildung 65: Wirbelsystem (Wilson & P.B., 1974)

#### II.1.3.4.2 Der Turbulenzgrad

Die Stärke von Turbulenzen wird durch den Turbulenzgrad beschrieben. Dieser wird nach Literatur (Schlichting & Gersten, 2006) wie folgt berechnet:

$$Tu = \frac{\sqrt{\frac{1}{3} \cdot (\overline{u'^2} + \overline{v'^2} + \overline{w'^2})}}{v_\infty} \quad 14 \text{ Turbulenzgrad}$$

$\overline{u'}$ ,  $\overline{w'}$  und  $\overline{v'}$  sind hier die mittleren Schwankungsgeschwindigkeiten in den drei Raumkoordinaten x, y und z.  $v_\infty$  beschreibt die Anströmgeschwindigkeit.

Bei isotroper Strömung liegt eine gleichgroße Turbulenz in alle Raumkoordinaten-Richtungen vor. Damit ist:

$$\overline{u'^2} = \overline{v'^2} = \overline{w'^2} \quad 15 \text{ Isotrope Strömung}$$

So kann die Isotrope Turbulenz zu

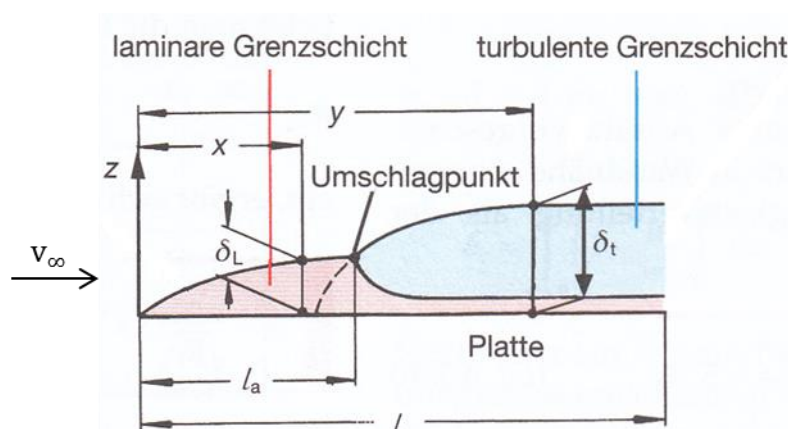
$$Tu_{is} = \frac{\sqrt{\overline{v'^2}}}{v_\infty} \quad 16 \text{ Isotroper Turbulenzgrad}$$

definiert werden.

In den Versuchen wird von einer isotropen Turbulenz ausgegangen und nur die Turbulenz in Strömungsrichtung gemessen.

### II.1.3.4.3 Grenzschichtdicke

Bei Körpern, die umströmt werden, stellt sich an der Oberfläche eine Grenzschicht ein. Um die Randbedingungen zu definieren, wird angenommen, dass die Strömungsteilchen an der Oberfläche des umströmten Körpers haften. Dies ist ein Erfahrungswert aus Versuchen. An dieser Stelle hat das Fluid die Geschwindigkeit von der Oberfläche und gleicht sich dann mit ansteigender Höhe der Anströmgeschwindigkeit an. So findet keine Reibung zwischen Fluid und Körper statt, sondern nur innere Reibung im Fluid. Die Höhe zwischen Körperoberfläche und dem Punkt, an dem die Strömungsgeschwindigkeit über dem Körper der Anströmgeschwindigkeit gleicht, ist als Grenzschichtdicke definiert. Mit der Lauflänge nimmt die Grenzschichtdicke ebenfalls zu, wie in Abbildung 66:



zu erkennen ist.

Abbildung 66: Entwicklung der Grenzschichtdicke an einem Profil (Bohl & Elmendorf, August 2008).

In Formel 17 wird die Grenzschichtdicke näherungsweise für den turbulenten Bereich nach (Mertens & Janser, 2008) definiert. Die  $Re$  wird hierbei auf die Länge des Profils bzw. des Körpers bezogen.

$$\left( \frac{\delta(x)}{l} \right)_{\text{turb}} = 0,37 \cdot (Re_l)^{-0,2} \quad \text{17 turbulente Grenzschichtdicke (Mertens \& Janser, 2008)}$$

### II.1.3.4.4 Randwirbel und Winglets

Winglets sind Endstücke an Flügelenden, die den Ausgleich von der Sogseite auf die Druckseite des Profils minimieren und dadurch den Randwirbel verkleinern. Es sinkt somit der induzierte Widerstand. Durch die jahrzehntelange Forschung und Entwicklung im Bereich der Endstücke von Flügelspitzen im Flugzeugbau konnten Reichweite und Effizienz von Flugzeugen deutlich optimiert werden. In der Regel ist die Flügelspitze nach oben zur Sogseite hin abgeknickt. In der Windkraftbranche bietet nur der Hersteller Enercon solche Winglets an Windkraftanlagen an, jedoch sind diese zur Druckseite hin abgeknickt, da sonst die Flügelspitze dem Turm gefährlich nah kommen könnte. (Heinzelmann, 2011)

### II.1.3.5. Aerodynamik von stumpfen Körpern

#### II.1.3.5.1 Kreiszylinderumströmung

##### Der $c_w$ -Wert in Abhängigkeit von der Reynoldszahl

In Abbildung 67 ist der  $c_w$  Wert über der  $Re$  eines Kreiszylinders aufgetragen. Es gibt bei Kreiszylindern einen kritischen Bereich, wo der Widerstandsbeiwert schlagartig sinkt.

Dieser Bereich wird als kritischer Bereich bezeichnet. Der kritische Bereich liegt an der Stelle, wo der  $c_w$  Wert von ca. 1,2 auf 0,3 wechselt. Dies erfolgt zwischen den Reynoldszahlen von  $3 \times 10^5$  und  $5 \times 10^5$ .

Dieser schlagartige Abfall des Widerstandes ist ein Phänomen, das so stark ausgeprägt nur bei Kreiszylindern vorkommt. Der Grund für diesen Sprung ist, dass die Strömung schon ablöst, bevor sie turbulent wird. Laminare Strömung kann der Kontur eines Kreiszylinders nicht lange folgen, da die Kräfte senkrecht zur Strömung nicht ausreichen. Ab der kritischen Reynoldszahl schlägt die Strömung vor der Ablösung in turbulente Strömung um. Die turbulente Strömung kann der Kontur viel weiter folgen und löst viel später ab. Dadurch sinkt der Widerstandsbeiwert erheblich, von über 1 auf unter 0,5. Das oben beschriebene Verhalten ist in Diagrammen in Abbildung 67 zu sehen. In Abbildung 68a) ist der Umschlag von laminar zu turbulent aufgetragen. In Abbildung 68 b) ist die Ablösung aufgetragen.

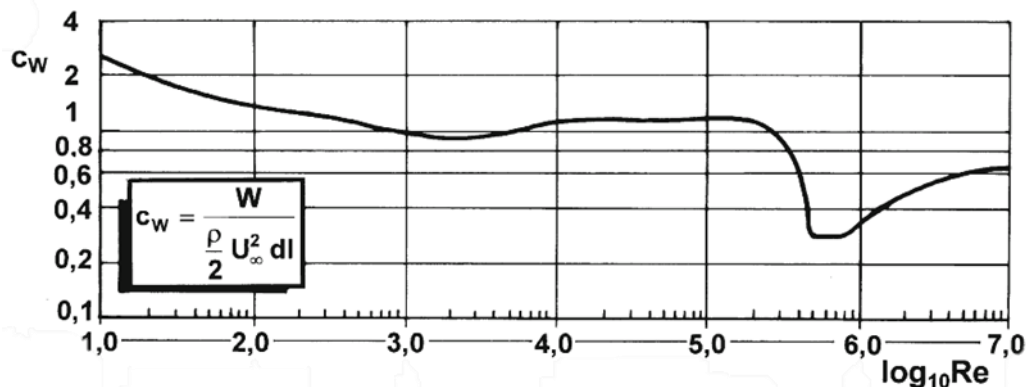


Abbildung 67:  $c_w$ -Wert aufgetragen über der Reynoldszahl (Hucho, 2002, p. 97).

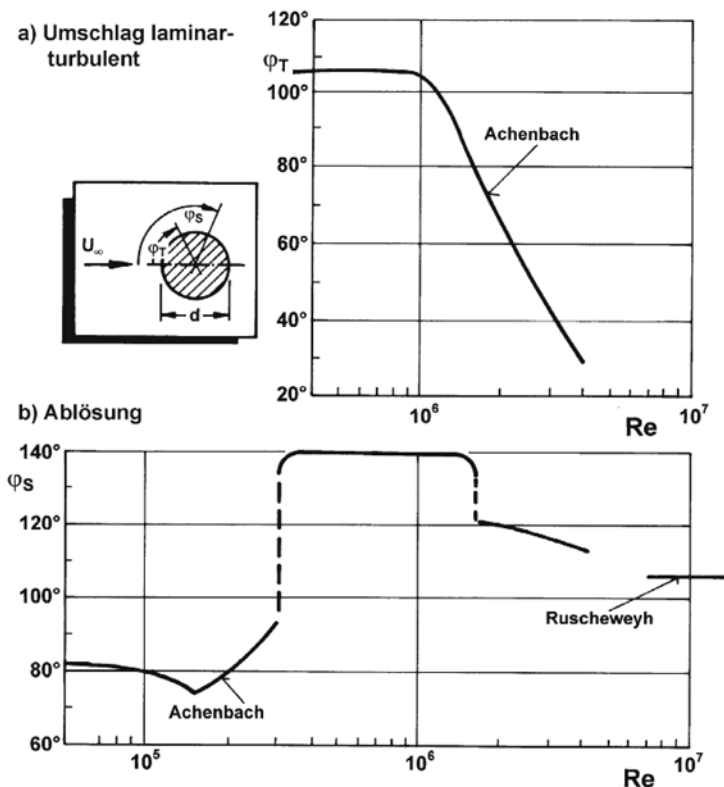


Abbildung 68: Umschlag und Ablösung der Strömung bei einem Kreiszyylinder (Hucho, 2002, p. 100).

### *Umschlag der Strömung erzwingen*

Im Windkanal werden die Kreiszyylinder bei niedrigeren Reynoldszahlen betrieben, die vor dem kritischen Punkt liegen. Um den Sprung im Widerstandsbeiwert zu niedrigeren Reynoldszahlen zu verschieben, kann ein Umschlagpunkt erzwungen werden. Dabei werden Störkörper auf dem Kreiszyylinder montiert. Hierfür werden Turbulatoren verwendet. In diesen Versuchen wird mit Zick-Zack-Band (ZZ) gearbeitet.

Aus (Barlow, et al., 1999, p. 309) kann die Dicke einer solchen Störstelle mit folgender Formel berechnet werden.

$$h = \frac{12 \cdot K}{Re_{\text{eff, ft}}} \quad \text{18 Höhe des Zick-Zack-Bands (Barlow, et al., 1999)}$$

Hierbei ist die effektive Reynoldszahl bezogen auf einen englischen Fuß (= 0,3048 m) und das Ergebnis trägt die Einheit Inch. Für K wird ab einer Reynoldszahl von  $Re_{\text{eff ft}} = 1,0 \times 10^5$  ein Wert von 600 eingesetzt.

Durch die effektive  $Re$  ist die empfohlene Störstellenhöhe nur von der Anströmgeschwindigkeit und nicht von der Geometrie eines Körpers abhängig.

### II.1.3.5.2 Quaderumströmung

Quader sind anders als Kreiszyylinder in der Regel unabhängig von der  $Re$ . Sie weisen, bei einer Geometrie, einen konstanten Widerstandsbeiwert auf. Es gibt drei Effekte, die bei

Quadern auftreten. Dies ist die Vorderkantenablösung an den scharfen Kanten des Quaders, das Wideranlegen der Strömung in Richtung Nachlauf und die Hinterkantenablösung. Diese Effekte wirken sich auf den Widerstandsbeiwert des Körpers aus und sind von der Geometrie abhängig. Dadurch hat die Anströmgeschwindigkeit auf den Widerstandsbeiwert in der Regel keinen Einfluss. (Hucho, 2002)

#### **II.1.3.6. Modell**

Für Windkanaluntersuchungen wird oft ein Modell des zu untersuchenden Objektes benötigt. Hierfür werden in der Regel alle Maße des Körpers im gleichen Verhältnis skaliert. Zu untersuchen sind die REpower 3,4 M 104 (links in Abbildung 69) und die Vestas V66 (rechts Abbildung 69). Diese Anlagen unterscheiden sich stark in Form, Leistungsgröße und Herstellungsjahr, weswegen diese beiden Anlagen zum Vergleich ausgewählt wurden. Ziel ist es ein Modell zu entwerfen, mit dem beide Anlagentypen untersucht werden können. So werden die formgebenden Verkleidungsteile und die Rotorblätter bei einer Modellbaufirma in Auftrag gegeben und aus Polyurethan Blockmaterial gefräst. Dieser Kunststoff zeichnet sich durch eine gute Verarbeitbarkeit aus und ist so sehr gut für den Modellbau geeignet. Die Konstruktion, an dem die Verkleidungsteile befestigt werden, ist größtenteils aus Aluminium oder Stahl gefertigt.

Da in diesen Versuchen nur die Umströmung der Gondel von Interesse ist, werden für diese Versuche nicht die gesamte Rotorblattlänge benötigt, sondern nur ca. 30 %. So kann ein sehr viel größerer Maßstab gewählt werden. Die Randwirbel sollen dabei keine Auswirkungen auf den Messbereich haben.

Für die Modelle ist ein Maßstab für die Vestas-Anlage von 1 : 20 und für die REpower-Anlage ein Maßstab von 1 : 30 gewählt worden. Dieser Maßstab ist so groß wie möglich gewählt, aufgrund der in Kapitel 4.1.1 erläuterten Ähnlichkeitsgesetze. Von Interesse ist dabei nur der gondelnahe Bereich bis zu maximal 3 m, da ein Messmast für ein Anemometer nur bis zu dieser Höhe auf dieser WEA aufgestellt werden kann. Der unterschiedliche Maßstab kommt daher, dass die Einflüsse der Gondelform unter anderem untersucht werden soll und daher die Rotorblätter nicht geändert werden sollen. Da das originale Rotorblatt der REpower Anlage größer ist als das der Vestas, wird für diese der kleinere Maßstab veranschlagt.





Abbildung 69 links REpower 3.4 M 104; rechts Vestas V66

### Herstellerangaben der Windkraftanlagen

Um einen Überblick über die technischen Daten zu bekommen, sind alle wichtigen Daten der beiden Windkraftanlagen in der Tabelle 8: gegenübergestellt.

Technische Daten der Windkraftanlagen		
	REpower 3,4M104	Vestas V66
Markteinführung der Anlagen	2009	1997
Leistung	3,2 MW	1,75 MW
Durchmesser	104 m	66 m
Länge der Gondel mit Spinner	16,5 m	13,8 m
Höhe der Gondel	4,20 m	4,05 m
Tiefe der Gondel	4,3 m	3,3 m
Durchmesser der Rotorblattwurzel	Ø 2,54 m	Ø 1,51 m
Durchmesser des Turms am oberen Ende	Ø 3,03 m	Ø 2,30 m
Überstrichene Fläche	8.495 m <sup>2</sup>	3.421 m <sup>2</sup>
Nennwindgeschw.	13,5 m/s	16 m/s
Einschaltwindgeschw.	3,5 m/s	4 m/s
Abschaltwindgeschw.	25 m/s	25 m/s
Drehzahl	7,1 bis 13,8 $\frac{1}{\text{min}}$	21,3 $\frac{1}{\text{min}}$
Max. BSG	75,1 m/s	75,3 m/s

Schnellaufzahl $\lambda$	5,56	4,71
Leistungsbeiwert $c_p$ bei Nennbetrieb	0,262	0,307
Drehrichtung	Im Uhrzeiger-sinn	Im Uhrzeiger-sinn
Konuswinkel $\varphi$	4,0°	2,0°
Neigungswinkel $\beta$	5,0°	6,0°
Größte Profiltiefe	3,85 m	2,77 m
Rotorblattlänge bis zur größten Profiltiefe	12 m	8 m

Tabelle 8: Technische Daten der Windkraftanlagen (REpower Systems AG, 2009) und (Vestas, kein Datum).

#### II.1.3.6.1 Modellaufbau

Für die Modelle sind die wichtigsten Maße in Tabelle 9 Charakteristische Längen im Modellmaßstab. aufgezeigt und folgen aus den Daten der Tabelle 8 und den Maßstäben aus Kapitel II.1.3.6. Der Aufbau besteht aus einer Grundplatte aus Stahl (Abbildung 70), an der alle Komponenten befestigt sind. Auf der Grundplatte sind zwei Stehkugellager verbaut, die über eine Welle den Rotor halten. Gehalten wird die Grundplatte von dem Turm, der wiederum in der TS über die Turmbefestigung auf dem Drehteller des Windkanals befestigt wird.

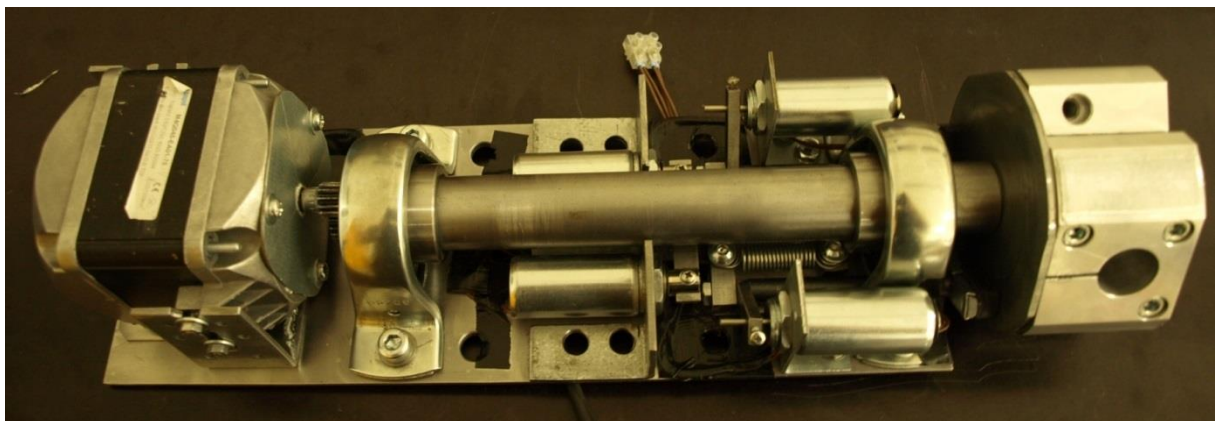


Abbildung 70 der innere Aufbau des Modelles (Grundplatte mit Anbauteilen)

Um die Grundplatte werden die Verkleidungsteile befestigt, die in eine obere und eine untere Hälfte geteilt und zusammenschraubbar sind. Damit sind die inneren Anbauteile leicht zugänglich.

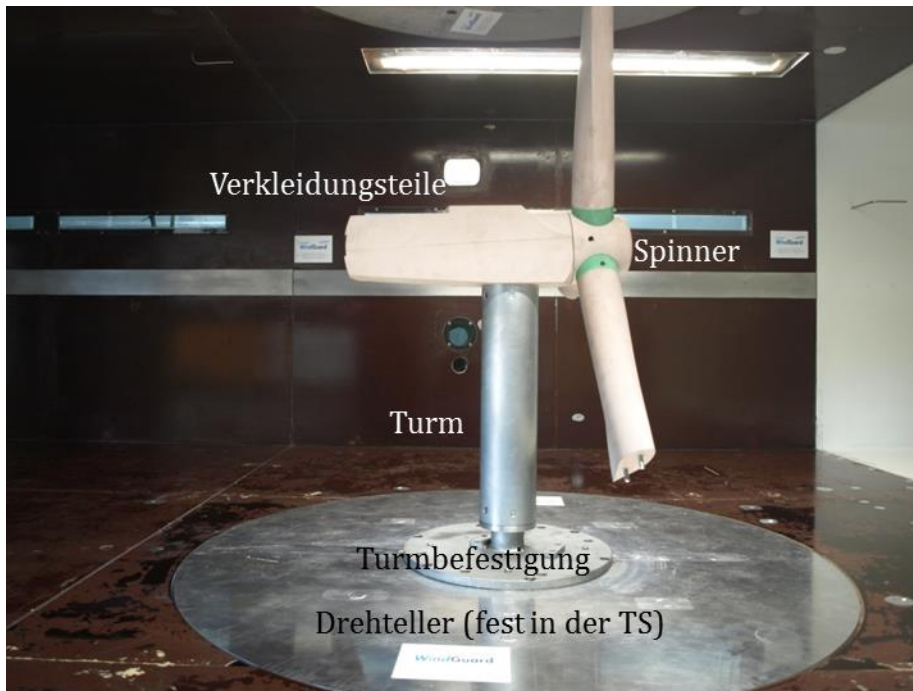


Abbildung 71: Repower Modell im Windkanal.

Modellabmessungen		
	REpower Modell	Vestas Modell
Maßstab	<b>1:30</b>	<b>1:20</b>
	m	m
Länge der Gondel mit Spinner	0,550	0,690
Länge der Gondel	0,420	0,500
Höhe der Gondel	0,145	0,190
Tiefe der Gondel	0,143	0,170
Durchmesser der Rotorblattwurzel	Ø 0,080	Ø 0,080
Durchmesser des Turms	Ø 0,110	Ø 0,110
Platzierung des Turms	0,115	0,177
Theoretischer Rotordurchmesser	Ø 3,466	Ø 3,300
Rotordurchmesser in der Messstrecke	Ø 1,000	Ø 1,000
Maximale Profiltiefe	0,130	0,130
Rotorblattlänge bis zur größten Profiltiefe	0,400	0,400
Abstand Turmachse bis Blattwurzelachse	0,220	0,160

Tabelle 9 Charakteristische Längen im Modellmaßstab.

### *Drehzahleinstellung*

Zur Drehzahleinstellung während der Messung wird eine Gleichstrombremse verwendet. Hierfür wird ein Spaltpol-Wechselstrommotor, in Abbildung 70 zu sehen, mit einer Gleichstromquelle versorgt. Durch den Gleichstrom baut sich ein stehendes Magnetfeld im Elektromotor auf, welches die Bremswirkung bis zum Stillstand hervorruft. Der Vorteil hierbei ist, dass der Motor in anderer Dreh-Richtung nicht wieder anlaufen kann und es kann über ein Labornetzteil die gewünschte Bremsleistung generiert werden, sodass die Drehzahl genau einstellbar ist. Die Bremsenergie wird dann in Wärme umgewandelt. Um die Wärmeentwicklung zu begrenzen, wird mit maximal 30 W gebremst. Zur Überwachung der Temperatur wurde im Inneren der Gondel ein Temperatursensor installiert, damit bei überhöhter Temperatur die Messung unterbrochen wird. Das Blockmaterial, aus dem die Verkleidungsteile gefertigt sind, weisen einen Wärmeformbeständigkeitswert von 75° C bis 80° C (RAMPF Holding GmbH & Co KG, kein Datum) auf. Aus diesem Grund wird eine maximale Temperatur von 60° C im Inneren der Gondel festgelegt.

Im Falle eines Ausfalls der Gleichstrombremse kann die Drehzahl bei einer Windgeschwindigkeit von 20 bis 25 ms<sup>-1</sup> sehr schnell nach oben schnellen. Bei sofortigem Not-Aus der Gebläse dreht der Rotor noch lange, durch die hohe Massenträgheit des Systems, nach. Aus diesem Grund wurde ein Not-Aus System im Inneren der Gondel installiert.

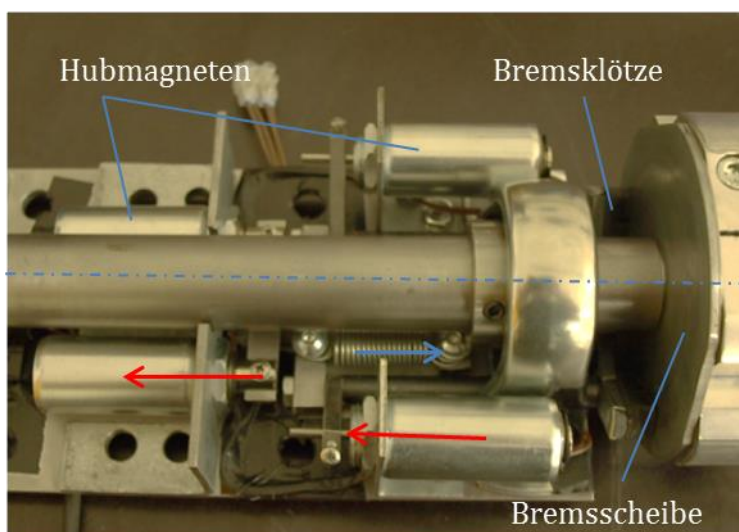


Abbildung 72 Notbremssystem

Federn halten Bremsklötze gegen eine Bremsscheibe. Mit vier Hubmagneten wird die Bremse gelöst. So wird die Bremse bei Stromausfall automatisch angezogen. In Abbildung 72 ist das Notbremssystem zu sehen. In Richtung des blauen Pfeiles wirkt dabei permanent eine Kraft durch Feder und in Richtung der roten Pfeile wirkt bei einem fließenden Strom eine Kraft der Hubmagneten.

Die Drehzahl wird über einen optischen Drehzahlsensor gemessen. Hierfür wurde ein Reflektorstreifen am Rotor befestigt, auf dem der Laser des Sensors ausgerichtet wird. Die Daten von dem Sensor werden direkt im Messprogramm verarbeitet und aufgezeichnet.

## *Winklereinstellung*

### **Konuswinkel**

Die Änderung des Konuswinkels spielt für die Untersuchung keine wesentliche Rolle und wird konstant gehalten, da der Rotor an sich schon ein Konuswinkel aufweist. Bei den originalen Anlagen im Betrieb biegen sich die Rotorblätter durch die Last stark durch und der wahre Konuswinkel variiert in radialer Richtung, was bei den Windkanalmodellen nicht auftritt. Allerdings ist zu beachten, dass die Konuswinkeländerung im Wurzelbereich an realen Anlagen vernachlässigbar ist.

### **Pitch-Winkel der Rotorblätter**

Die Rotorblätter werden über einen Bolzen in der Rotornabe befestigt. Der Bolzen wird über eine kraftschlüssige Verbindung verspannt. Der Kraftschluss entsteht durch eine Schraube, die die Nabe zusammenzieht. In radialer Richtung liegt außerdem ein Formschluss vor, indem eine Schraube zum Festziehen in eine Nut im Bolzen greift. Das Rotorblatt lässt sich so drehen und in jeder beliebigen Position arretieren. In Abbildung 73 links ist die oben beschriebene Nabenverbindung zu sehen. Auf dem mittleren Bild ist der Bolzen an der Rotorblattwurzel zu erkennen. Auf dem rechten Bild ist das montierte Rotorblatt mit Spinner zu sehen. Der Spinner wird auf die Nabe geschoben und durch die Rotorblätter gehalten. Es ist auf dem rechten Bild ein Pitch-Winkel von  $70^\circ$  eingestellt. Die Striche auf dem Rotorblatt sind in  $5^\circ$  Schritte unterteilt.

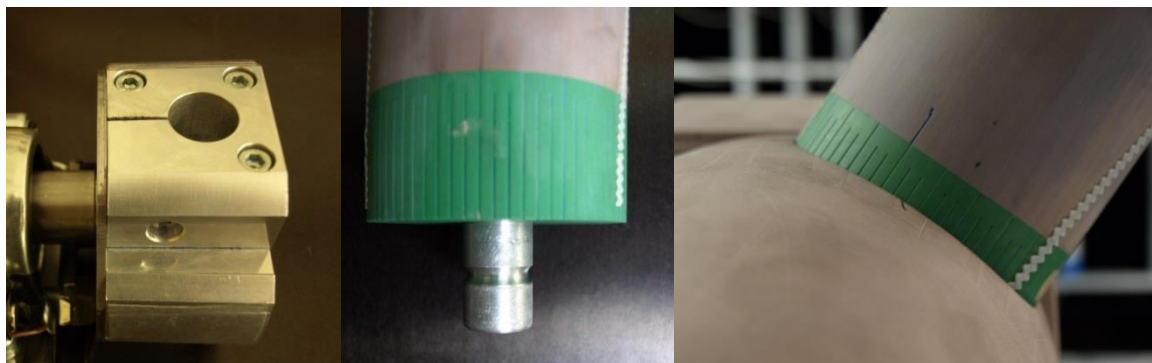


Abbildung 73 Rotorblattaufhängung (links Rotornabe; Mitte Rotorblatt; rechts Montierter Zustand mit Spinner)

### **Neigungswinkel**

Der Neigungswinkel der beiden verschiedenen Anlagenmodelle wird über eine Spannvorrichtung eingestellt, die auf Abbildung 74 zu erkennen ist. Der Flansch zu dem Turm wird in den Turm gesteckt und verschraubt.

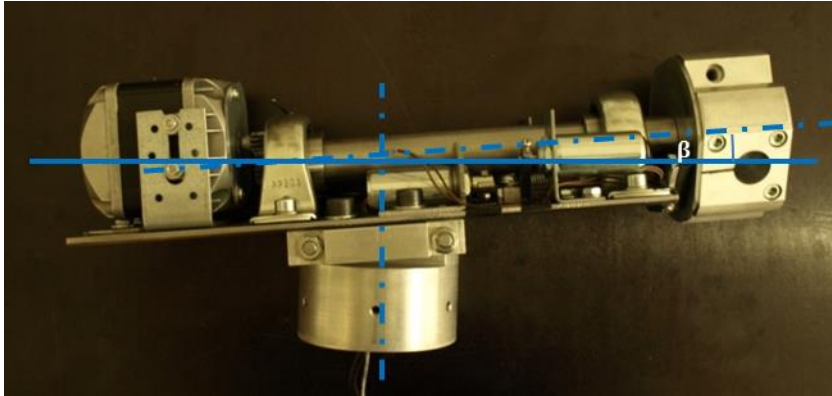


Abbildung 74 Einstellung des Neigungswinkel am Modell.

### Schräganströmung

Die Schräganströmung ist der Anstellwinkel, mit dem die WEA angeströmt wird. Im Betrieb kann es durch Messfehler des Anemometers oder der Windfahne zu Fehlansrichtungen der Windenergieanlage kommen, die Anlage steht nicht optimal in der Anströmungsrichtung. Es wird weniger Leistung erzeugt (Hau, 2008).

In den Messungen wird eine maximale Schräganströmung von  $10^\circ$  angenommen. Dieser Winkel wird über den im WK verbauten Drehteller eingestellt, auf dem das Modell in der TS befestigt wird.

#### II.1.3.7. Messtechnik

##### II.1.3.7.1 Strömungsgeschwindigkeitsmessung

Die in diesem Abschnitt ausgeführten Messungen wurden mittels Prandtl-Rohre und Staudrucksonden durchgeführt. Eine Pitotsonde oder Pitotrohr ist ein Rohr, welches in die Strömungsrichtung ausgerichtet wird. Es misst den Gesamtdruck, der an dieser Stelle anliegt. Um die Geschwindigkeit bestimmen zu können muss der statische Druck von dem Gesamtdruck abgezogen werden. Dieser wird in Normalrichtung zur Strömung gemessen.

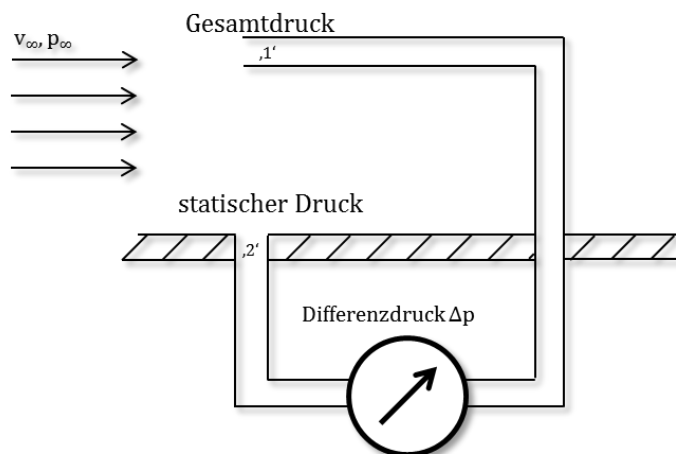


Abbildung 75 Skizze eines Prandtlrohres

Die Prandtlsonde ist die Kombination von einer Pitotsonde und einem statischen Druckaufnehmer. Das Messprinzip ist in Abbildung 75 skizziert. Es wird der Differenzdruck zwischen dem Gesamtdruck und dem statischen Druck gemessen. Der Differenzdruck ist der dynamische Druck, mit dem die Strömungsgeschwindigkeit rechnerisch ermittelt werden kann.

Die Geschwindigkeit wird über die Bernoulli-Gleichung berechnet. Diese Gleichung ist eine Energiebilanz, die zwischen zwei definierten Punkten aufgestellt wird. Hier wird die Gleichung zwischen Punkt eins und zwei, die in

Abbildung 76 zu erkennen sind, aufgestellt.

$$\frac{\rho}{2} v_{\infty}^2 + p_{\infty} + \dots = \Delta p + p_{\infty}$$

Formel 19: Bernoulli Gleichung, aufgestellt zwischen ,1' und ,2'

Nach der Geschwindigkeit aufgelöst ergibt sich hieraus:

$$v_{\infty} = \sqrt{\frac{2 \Delta p}{\rho}}$$

Formel 20: theoretische Geschwindigkeit

Um kompressible Strömungen und die Kalibrierung der Sonde zu berücksichtigen:

$$v_{\infty} = \alpha (1-\varepsilon) \sqrt{\frac{2 \Delta p}{\rho}}$$

Formel 21: berechnete Strömungsgeschwindigkeit

mit:

$\alpha$ : Kalibrierungsfaktor der Sonde = 1,005

$(1-\varepsilon)$ : Korrekturfaktor für kompressible Strömungen = 1,00 für diese Versuch

In Abbildung 76 ist ein klassisches Prandtlrohr dargestellt. Es ist ein Messinstrument, mit dem der statische Druck und der Gesamtdruck gleichzeitig gemessen werden.

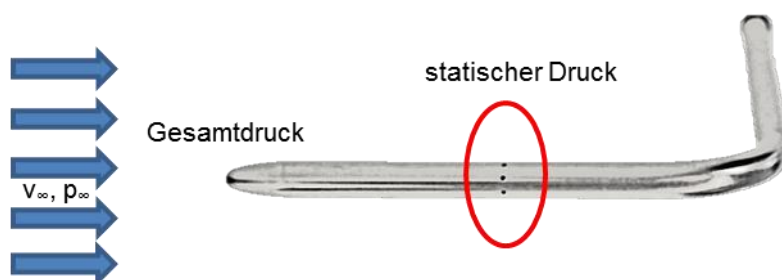


Abbildung 76 Prandtlrohr.

Abbildung 77 stellt die Druckabweichung in Abhängigkeit der Schräganströmung dar. Die Kurve, die mit p beschrieben ist, beschreibt den Verlauf des Pitotrohres bei Schräganströmung. Bei einer schrägen Anströmung von 5° ist der Fehler bei ca. 2%.

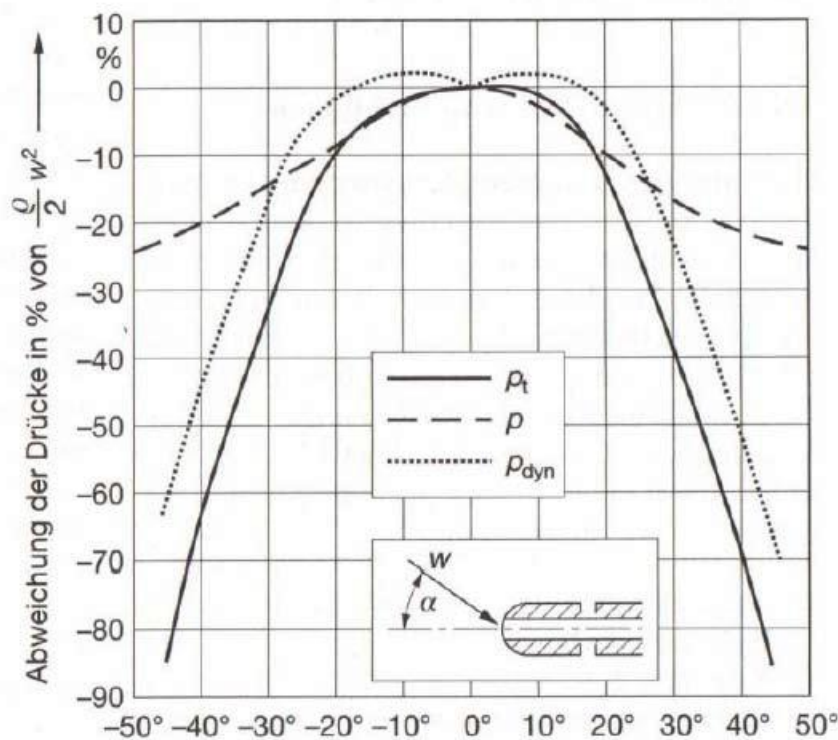


Abbildung 77 Fehler bei Schräganströmung einer Staurohrsonde (Bohl & Elmendorf, August 2008)

### II.1.3.7.2 Strömungsvisualisierung

Wenn im WK eine Strömung erzeugt wird, dann kann diese nur sensorisch ermittelt und mit Messwerten belegt werden, aber ohne Hilfsmittel ist die Strömung sichtbar. Dafür gibt es verschiedene Verfahren zur Sichtbarmachung von Strömungen, um diese mit dem menschlichen Auge zu erkennen. Es gibt Verfahren, bei denen der Umschlagpunkt der Strömung von der laminaren in die turbulente Strömung gut erkennbar ist, anhand von anderen Verfahren können die Strömungslinien besonders gut erkannt werden.

#### Wollfäden

Eine sehr einfache und günstige Art die Strömung zu visualisieren, ist die Benutzung von Wollfäden. Diese werden auf Objekte geklebt, die sich in der Strömung befinden. Werden diese Wollfäden nun angeströmt, nehmen sie die Strömungsrichtung an.

In Versuchen zur Strömungsvisualisierung werden mehrere Wollfäden hinter- und nebeneinander angeordnet. Anhand von Bildern und Videos kann dann die Auswertung vorgenommen werden. Es ist möglich Bereiche zu erkennen, in denen die Strömung anliegt oder in denen Wirbel entstehen.



Um die Umströmung der realen Windkraftanlagen zu visualisieren, werden auf den Windkraftanlagen Wollfäden angebracht und mit einer HD-Kamera gefilmt. Die Wollfäden stehen hierbei auf Drahtstützen (vgl. Abbildung 78), damit sie nicht auf der anti-rutschbeschichteten Oberfläche haften bleiben.



Abbildung 78: Versuchsaufbau des strömungsvisualisierenden Versuchs (links Vestas; rechts REpower).

Im Anhang sind die Bilderauswertungen von den Wollfäden-Versuchen auf der REpower-Anlage und der Vestas-Anlage abgebildet. Bei der REpower Anlage ist zu erkennen, wie ein Totwassergebiet<sup>1</sup> hinter dem Wurzelbereich des Rotorblattes entsteht und hinter dem Rotorblatt schräg über die Gondel wandert. In Abbildung 80 ist die Länge des Totwassergebietes zum Kreiszyylinderdurchmesser über der  $Re$  angegeben. Mit den Daten aus Tabelle 8: und Formel 11, kann das Totwassergebiet ermittelt werden. Der Durchmesser der Blattwurzel von der REpower Anlage beträgt  $d_{\text{Blatt}} = 2,54 \text{ m}$  und die Anströmgeschwindigkeit bei Nennleistung beträgt  $v_{\text{Nenn}} = 13,5 \text{ m/s}$ .

Diese Anströmgeschwindigkeit wird zu Grunde gelegt. Die Rotation kann im wurzelnahen Bereich vernachlässigt werden. Ab einer  $Re$  von  $1 \times 10^5$  bleibt der Faktor  $x_R/d$  konstant. Es kann ein Wert von  $x_R/d = 0,8$  abgelesen werden. Bei der REpower Anlage resultiert nach diesem Diagramm ein Totwassergebiet mit einer Länge von 2,032 m. Abbildung 79 zeigt Wollfädenversuche auf der Repower-Anlage, worauf das Totwassergebiet deutlich zu erkennen ist.

---

<sup>1</sup> Ein Totwassergebiet ist ein Bereich, in dem die Strömung komplett abgelöst ist

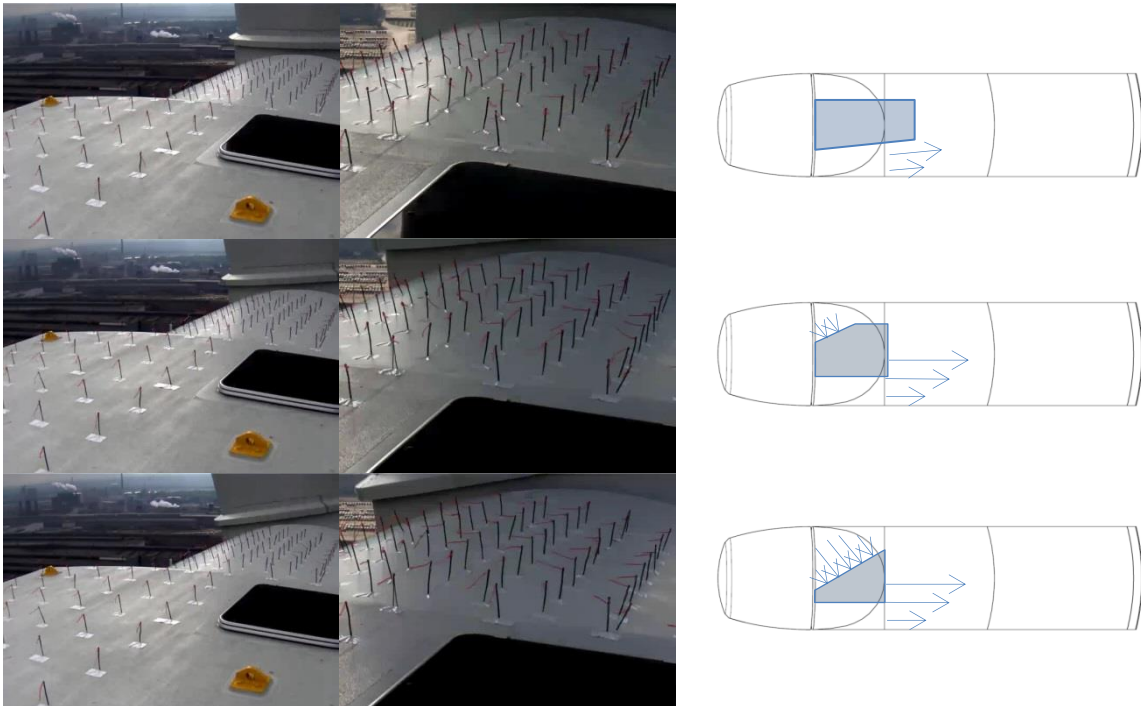


Abbildung 79 Strömungsvisualisierung an der Repower-Anlage im Freifeld. Rotorblatt zwischen Positionen (aus der Gondel gesehen) ca. 12:00 Uhr (oben) und 11:30 (unten). Der Rotor dreht sich (aus der Gondel gesehen) gegen den Uhrzeigersinn.

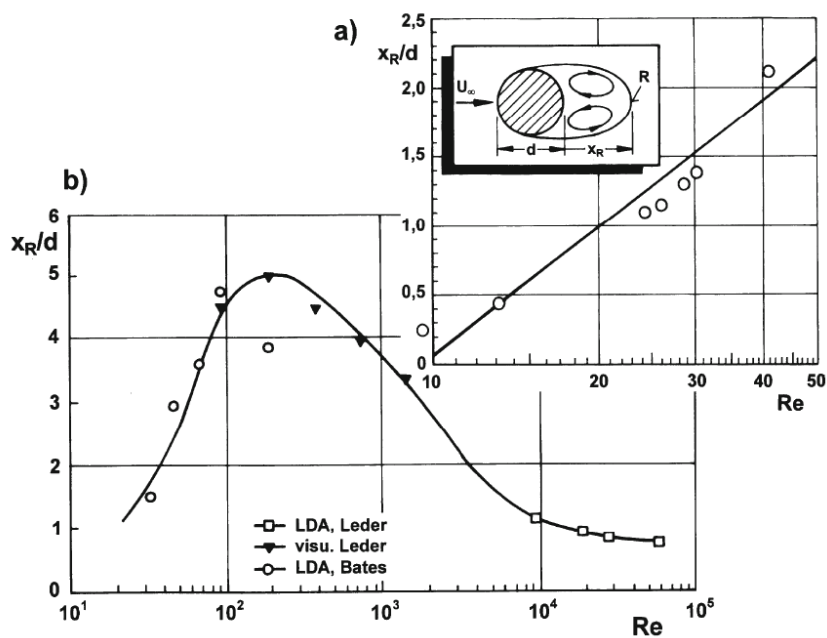


Abbildung 80 Länge des Totwassers hinter einem Kreiszyylinder (Hucho, 2002, p. 99)

Ferner ist zu erkennen, dass der Ausschlag der Wollfäden, nach jedem vorbeiziehen eines Rotorblattes, nach hinten hin immer geringer wird. Es ist zu vermuten, dass die Turbulenzintensität mit der Entfernung zum Rotor abnimmt.

### *Nebel*

Nebel kann in Windkanälen sehr gut zur Visualisierung benutzt werden. Hierfür wird ein spezielles Öl verdampft und über eine Düse in die Strömung des Windkanals eingespritzt. In kleinen Windkanälen nach Göttinger Bauart (vgl. Kapitel 4.2) kommt es allerdings in kurzer Zeit zu starker Nebelentwicklung im gesamten WK. Für solche Untersuchungen ist dann ein WK nach der Eifler Bauweise, der kein geschlossenes System aufweist, sehr gut geeignet.

In den Nebelschwaden werden anhand von Bildern sowohl die Stromlinien als auch die Turbulenzen erkannt.

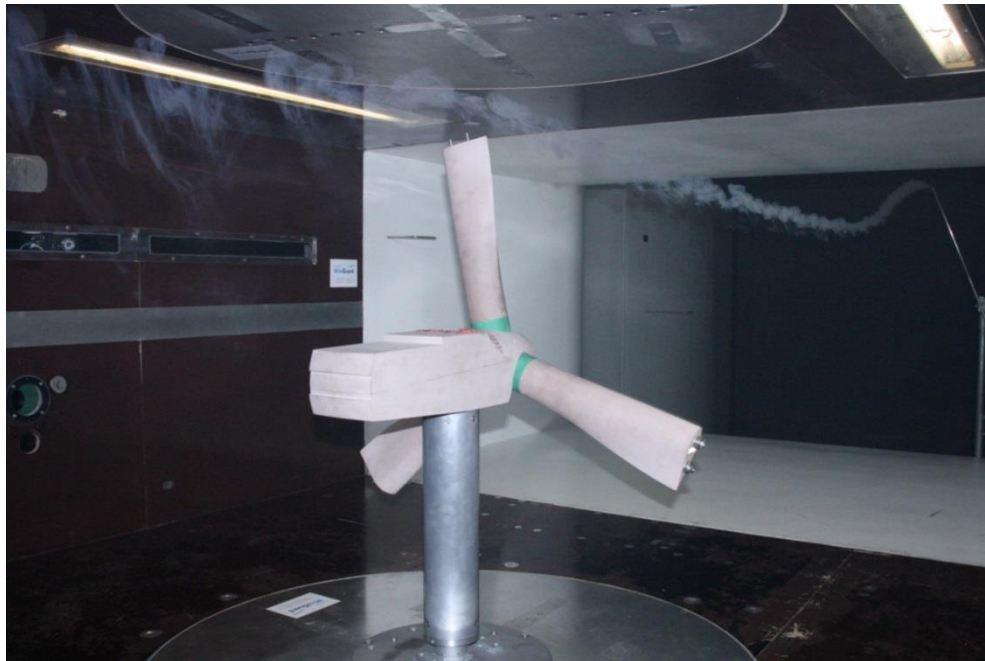


Abbildung 81 Aufnahmen von Nebelversuchen in der TS

In Abbildung 81 ist zu erkennen, wie der Randwirbel auf die Strömung Einfluss nimmt der in Kapitel 5.4 beschrieben wird. Der Wirbel wird nach hinten hin immer größer und verteilt sich auf die gesamte Ebene. Auf der Abbildung ist aber auch zu sehen, dass bis hinter die Gondel der Randwirbel kaum Einfluss auf den gondelnahen Strömungsbereich hat.

### *Anstrichfarbe*

Ein weiteres Verfahren Strömungen zu visualisieren, besteht im gleichmäßigen Anstreichen des Testobjekts mit Farbe, welche in der Strömung trocknet. So verläuft die Farbe in die Richtungen, in die sie durch die Wandschubspannungen getragen wird. Erkennbar ist durch dieses Verfahren, wo Wirbelgebiete entstehen und wo der Strömungsablösebereich liegt.

Einen ähnlichen Effekt hat in der Natur auch Verschmutzung, Regen oder Schnee und Eis. Die Windkraftanlagen sind diesen Witterungsverhältnissen ausgesetzt und es kann dazu kommen, dass an den Windkraftanlagen die Transition der Strömung oder der Staupunkt durch diese Witterungseffekte sichtbar werden.

Die untersuchten Vestas-Anlagen stehen in einem Windpark und wurden im Jahre 2001 errichtet. Sie waren schon vielen Witterungsverhältnissen ausgesetzt und so haben sich die oben erwähnten Schmutzablagerungen an den Rotorblättern in der Transitionslinie abgelagert.

Abbildung 82 zeigt diese Transitionslinie durch Regen, allerdings in Fahnenposition und Abbildung 83 zeigt die Transitionslinie durch Verschmutzung.



Abbildung 82 Regentropfen auf der Sogseite eines Vestas-Rotorblattes.



Abbildung 83 Verschmutzung der Rotorblätter einer Vestas V66

Die untersuchte REp-Anlage ist erst im Jahre 2012 errichtet worden. Hier sind noch keine Ablagerungen an der WEA erkennbar. Bei entsprechender Witterung ist es durch Schnee- und Eisablagerungen möglich, den Staupunkt fotografisch zu dokumentieren, wie im Abbildung 84 dargestellt.



Abbildung 84 Eisansatz an einer REpower-Anlage in Bremerhaven

### II.1.3.8. Vergleichsmessung der einzelnen Komponenten

Bei Messungen des gesamten Modelles wurde bei einer Geschwindigkeit von  $20 \text{ ms}^{-1}$  eine gute Regelbarkeit in gesamten Drehzahlbereich erkannt. Aus diesem Grund wird diese Geschwindigkeit für die Versuche zugrunde gelegt. Da in diesem Bereich die Reynoldszahlen, wie sie in Kapitel II.1.3.3.1 beschrieben werden, nicht konstant gehalten werden, werden die einzelnen Modellkomponenten im WK allein auf ihre Reynoldszahl-abhängigkeit gemessen. Es wird die Aerodynamik der stumpfen Körper betrachtet, wie sie in Kapitel II.1.3.5 beschrieben wurden. Als einzelne Elemente können sie mit höheren Anströmgeschwindigkeiten und damit mit höheren Reynoldszahlen untersucht werden.

Zunächst wird auf den Modellturm eingegangen, da dieser einen Kreiszyylinder als Querschnitt aufweist, und diese eine hohe Reynoldszahlempfindlichkeit aufweisen, wie es in Kapitel .0.0.0.519749632 beschrieben wurde.

Neben dem Turm ist auch die Rotorblattwurzel ein Kreiszyylinder. Auf diesen wird dann folgend eingegangen, bevor noch die Gondeln näher erörtert werden.

Die  $Re$  der Kreiszyylinder, die an den Windkraftanlagen im Originalen vorkommen, sind in der Tabelle 10 aufgeführt. Die Daten für die Bezugslängen und Geschwindigkeiten sind für beide Windkraftanlagen-Typen in Tabelle 8: aufgeführt. Dieses Reynoldszahlen zeigen, dass in jedem Betriebszustand der jeweiligen Windkraftanlagen eine überkritische  $Re > 5 \times 10^5$  anliegt.

Reynoldszahl der zylindrischen Teile			
	Bezogen auf die Geschwindigkeit...	REpower	Vestas
des Turmes	$V_{\min}$	$7,58 \times 10^5$	$6,54 \times 10^5$
	$V_{\text{nenn}}$	$2,92 \times 10^6$	$2,63 \times 10^6$
	$V_{\max}$	$5,41 \times 10^6$	$4,11 \times 10^6$
der Rotorblattwurzel	$V_{\min}$	$6,35 \times 10^5$	$4,31 \times 10^5$
	$V_{\text{nenn}}$	$2,45 \times 10^6$	$1,73 \times 10^6$
	$V_{\max}$	$4,54 \times 10^6$	$2,70 \times 10^6$

Tabelle 10 Re-Zahlen der Kreiszyylinder an den Windkraftanlagen im Original

### II.1.3.8.1 Turm

Der Messaufbau wird so gewählt, dass der Turm mit der gleichen Halterung in der TS montiert wird wie das gesamte WEA-Modell.

Um dreidimensionale Umströmungen zu vermeiden, wird ein zweites Rohr mit gleichem Durchmesser von der Oberseite der TS befestigt und zwischen den beiden Kreiszyklindern 4mm Platz gelassen, wie in Abbildung 85: a. zu erkennen ist. So können während der Messung keine Kräfte übertragen werden und die Umströmung der Enden bleibt gering. Gemessen werden die auftretenden Kräfte mit einer sechs-Komponenten-Waage, die sich unter dem Drehteller befindet. In Abbildung 85: b. ist der Drehteller unten im Bild zu erkennen.

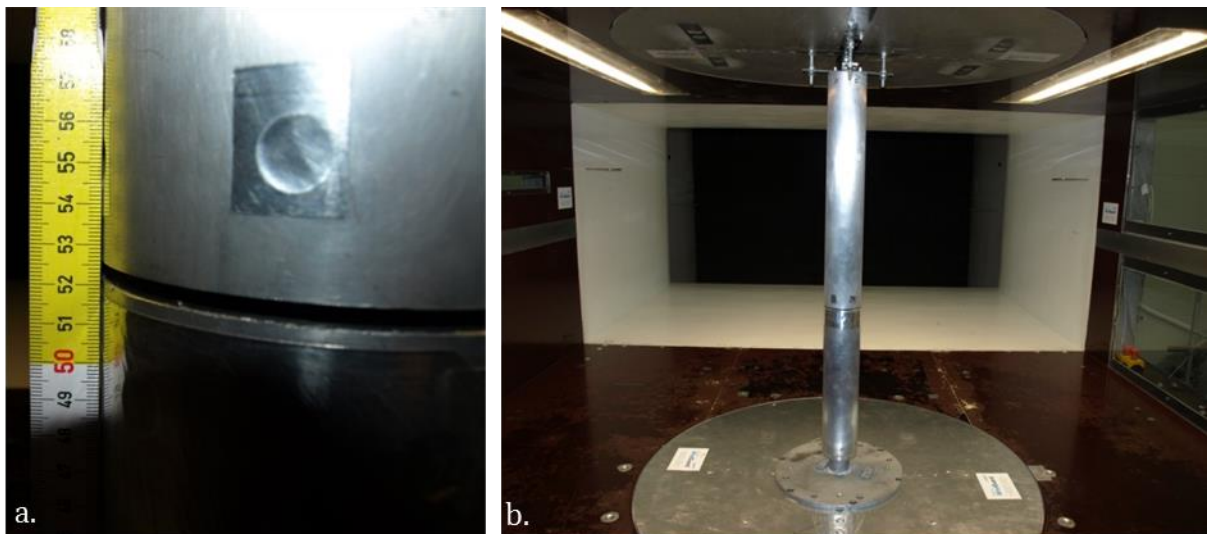


Abbildung 85: Turmsegment bzw. Kreiszylinder in der TS. Blick stromaufwärts.

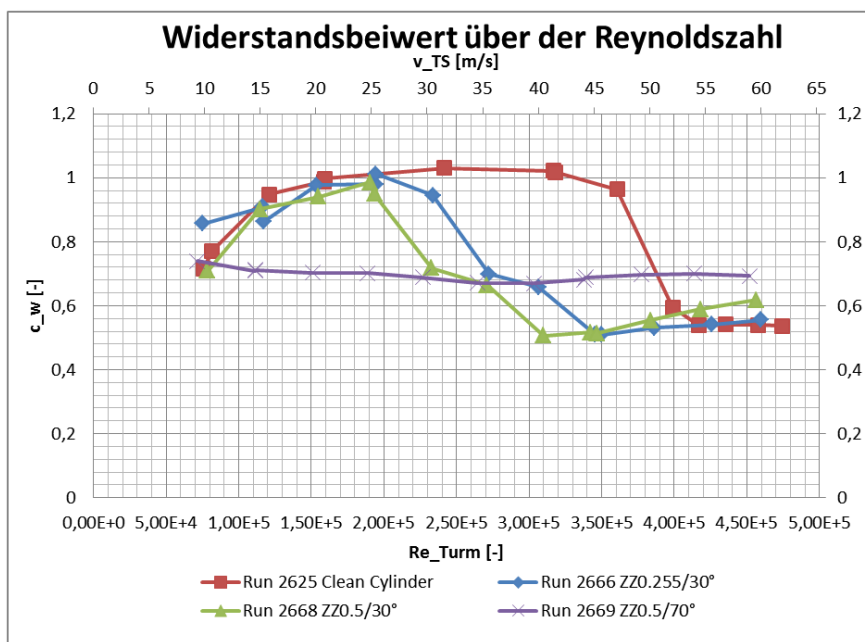


Abbildung 86 Messung Kreiszylinder

### Zylinder ohne Störkörper

Die Konfiguration, die in Abbildung 85 zu erkennen ist, wurde „Clean Cylinder“ genannt und hatte die Run-Number 2625. Die gemessenen Kräfte wurden in Widerstandsbeiwerte umgerechnet. In Abbildung 86 ist diese Messreihe in Rot dargestellt. Es ist gut erkennbar, dass der Sprung im Widerstandsbeiwert bei einer  $Re$  von ca.  $4 \times 10^5$  liegt. Wenn die Messung mit der Abbildung 67 verglichen werden, ist zu erkennen, dass sich die Ergebnisse ähneln. Den Messwerten im niedrigen Geschwindigkeitsbereich bis ca. 15m/s aus Abbildung 86 sind ungenau, da die Waage für deutlich höhere Kräfte ausgelegt wurde.

Die Messung ist also bis auf den sehr niedrigen Geschwindigkeitsbereich plausibel. Um im überkritischen Bereich messen zu können, müsste also bei einer Geschwindigkeit von ca.  $55 \text{ ms}^{-1}$  gemessen werden. Das ist für das Modell mit Rotorblättern zu schnell, da die Drehzahl und die dadurch auftretenden Kräfte zu hoch wären. Die maximale Betriebsströmungsgeschwindigkeit für die Modelle wurde am Anfang dieses Kapitels zu  $20 \text{ ms}^{-1}$  definiert worden.

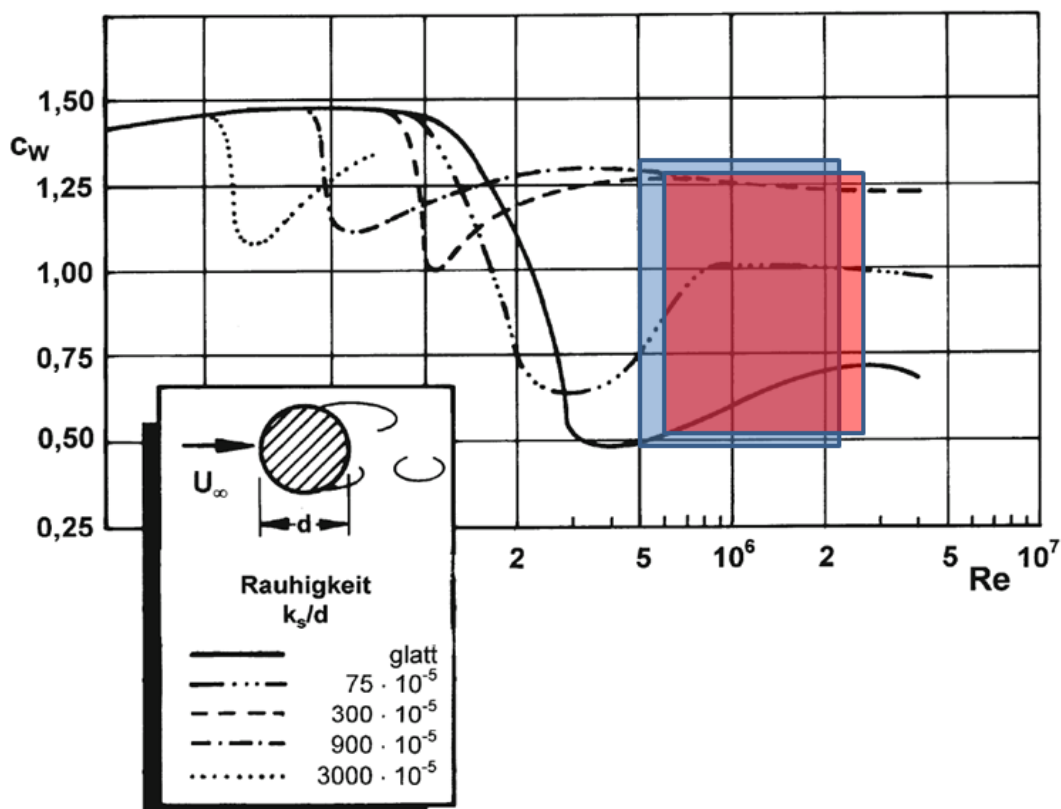


Abbildung 87: Widerstandsbeiwert eines Kreiszyllinders in Abhängigkeit von der Reynoldszahl und der Rauigkeit. Im Rot sind die möglichen Widerstandsbeiwerte für den zylindrischen Teil (Wurzel) des Repower Rotorblatts, und in blau die möglichen Werte für das obere Ende des Turmes, für einen Windgeschwindigkeitsbereich von jeweils 3 bis 13,5 m/s. Abbildung angepasst nach (Hucho, 2002).

Die in die Abbildung 87 dargestellten Bereiche basieren auf einen Turmdurchmesser von 3m und eine Rotorblattflanschdurchmesser von 2,54 m. Es ist eher zu erwarten dass die Widerstandsbeiwerte im Bereich von 0,5 bis 0,8 liegen. Die Einschalt- und Nennlastwindgeschwindigkeiten betragen bei der Repower-Anlage jeweils 3,3m/s und 13,5

m/s. Rotationseffekte wurden für die Berechnung des Reynoldszahlen nicht Berücksichtigt.

*Zylinder mit Störkörper:  $h = 0,255$ ;  $\psi = 30^\circ$*

Der Zylinder des Turms bei den Windkraftanlagen im Original weist eine  $Re > 2 \times 10^6$  auf. Das bedeutet, dass die Ablösung im Original bei einem Winkel von  $115^\circ$  erfolgt. Das ist hinter der dicksten Stelle des Zylinders. Der Umschlag von laminare in turbulente Strömung erfolgt bei einem Winkel von ca.  $30^\circ$ .

Wie in Kapitel II.1.3.3.1 beschrieben kann ein Störkörper die Transition verschieben. Es wird ein ZZ als Störkörper genutzt und soll auf den ermittelten Umschlagpunkt bei einem Winkel von  $\psi = 30^\circ$  aufgeklebt werden. Die Position des ZZ ist in Abbildung 88 gekennzeichnet.

Mit der Formel 18 wird die Höhe der Störstelle berechnet:

Die effektive  $Re$  beträgt bei einer Geschwindigkeit von 20 m/s bezogen auf einen Meter  $Re_{\text{eff, m}} = 1,333 \times 10^6$ . Bezogen auf ein Fuß beträgt sie  $Re_{\text{eff, ft}} = 4,064 \times 10^5$ . So ergibt sich ein Wert von 0,0177 Inch, was ca. 0,45 mm entspricht.

Zur Verfügung stehen ein 0,255 mm oder ein 0,5 mm hohes Band. Für diesen Versuch wird das 0,255 mm Band benutzt. Das ZZ hat für alle Versuche einen Zackenwinkel von  $60^\circ$  und ist 5 mm breit.

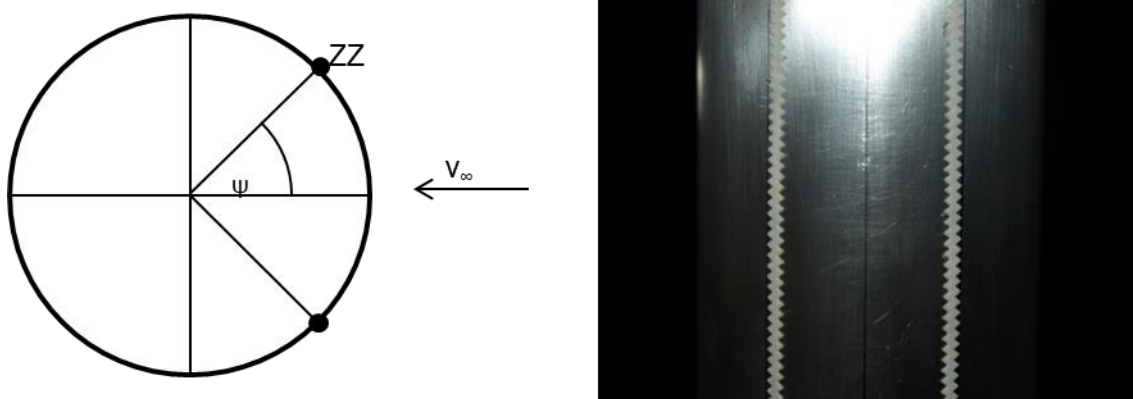


Abbildung 88 Position des ZZ (Skizze nicht Maßstäblich)

In Abbildung 86 ist diese Messreihe in blauer Farbe markiert und hat die Run-Number 2666. Der Sprung hat sich wie erwartet zu niedrigeren  $Re$  verschoben. Die kritische  $Re$  liegt jetzt bei ca.  $3,5 \times 10^5$ . Dies entspricht einer Geschwindigkeit in dieser Konfiguration von ca. 45 m/s. Um einen Sprung vor einer  $Re$  von  $1,5 \times 10^5$  zu erreichen (als  $20 \text{ ms}^{-1}$ ) muss noch weiter optimiert werden.

*Zylinder mit Störkörper:  $h = 0,5$ ;  $\psi = 30^\circ$*

Da das 0,255 mm starke ZZ nicht ausgereicht hat, wurde ein Band mit der nächst höheren Dicke verwendet. Dies entspricht dann 0,5 mm.

Diese Messreihe weist die Run-Number 2668 auf und ist in Abbildung 86 in grüner Farbe zu erkennen. Der Sprung in der Kurve hat sich im Verhältnis zu der vorherigen Kurve ( $ZZ_{0,255/30^\circ}$ ) weiter in Richtung niedrige  $Re$  verschoben. In dieser Konfiguration liegt der überkritische Zustand bei einer Anströmgeschwindigkeit von ca. 40 m/s vor.



Da in den Versuchen mit dem gesamten Modell auch die Schräganströmung getestet werden soll, wird auch dieser Zylinder mit dem Drehteller in schräger Anströmung gemessen. Wenn der  $c_w$  Wert konstant bleibt, muss der Turm nicht für die Messungen in Strömungsrichtung neu positioniert werden. So kann Zeit und Aufwand gespart werden. Es wird bei drei verschiedenen Geschwindigkeiten (20 m/s, 25 m/s und 50 m/s) bzw. Reynoldszahlen ( $1,55 \times 10^5$ ,  $1,93 \times 10^5$  und  $3,84 \times 10^5$ ) die Schräganströmung von  $0^\circ$  bis  $20^\circ$  in  $2^\circ$  Schritten gemessen.

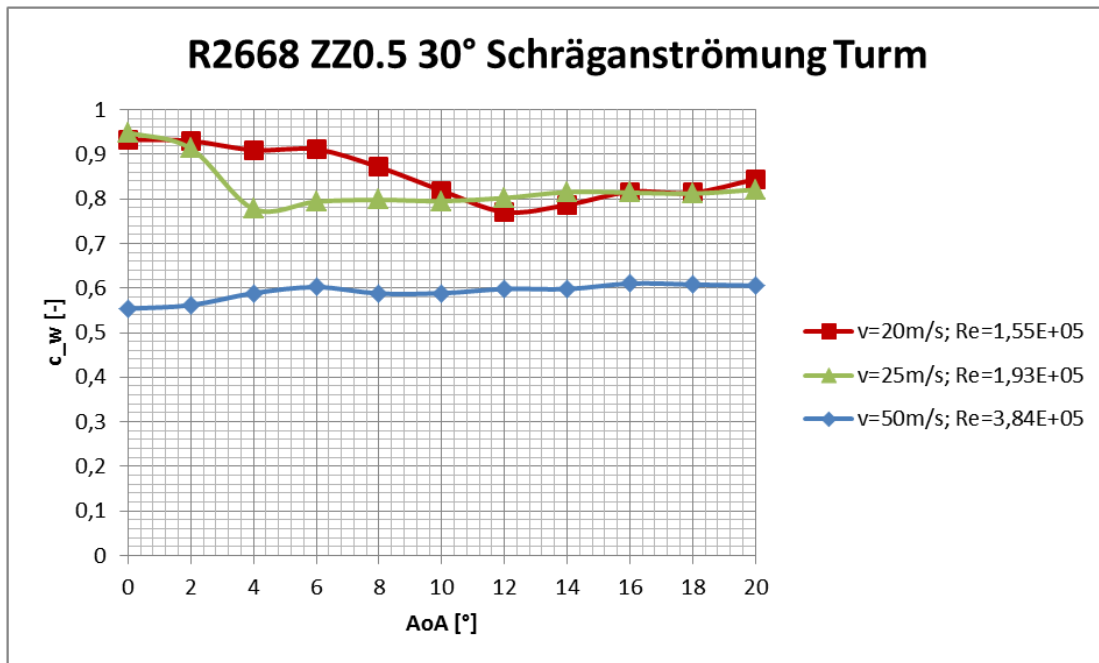


Abbildung 89: Schräganströmung Turm ZZ0.5  $30^\circ$ .

In Abbildung 89: ist zu erkennen, dass der  $c_w$  Wert bei 20 und 25 m/s nicht konstant bleibt und sogar sinkt. Bei 50 m/s ist der Wert fast konstant bzw. steigt ein wenig. Dies ist auch plausibel, wenn bedacht wird, dass bei den Geschwindigkeiten 20 und 25 m/s noch keine kritische  $Re$  anliegt. Wenn der Zylinder nicht mehr direkt von vorne angeströmt wird, wandert ein ZZ nach hinten und eins nach vorne, wie es in Abbildung 90 zu erkennen ist. Da dann der  $c_w$  Wert sinkt, ist es ein Anzeichen dafür, dass noch Optimierungsbedarf im Winkel für das ZZ besteht. Hinter der kritischen  $Re$  bei 50 m/s verursacht das ZZ nur weiteren Widerstand, da die Strömung schon vorher in turbulente Strömung umgeschlagen ist.

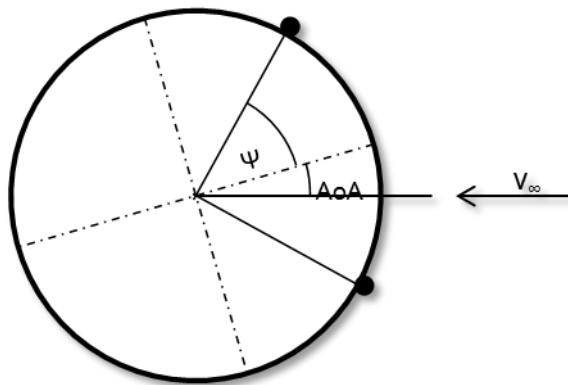


Abbildung 90: Schräganströmung des Kreiszyllinders (nicht Maßstäblich).

*Zylinder mit Störkörper:  $h = 0,5$ ;  $\psi = 70^\circ$*

Durch das im Kapitel .0.0.0.519749632 angesprochenen Optimierungspotential wird ein weiterer Versuch mit einem anderen  $\psi$  Winkel durchgeführt.

In Abbildung 68 b.) ist zu erkennen, dass die Strömung nie vor einem Winkel von  $70^\circ$  ablöst. Es ist also nach dieser Abbildung nicht erforderlich das ZZ auf einen kleineren Winkel zu positionieren und so früh schon eine Turbulenz zu erzwingen. Es wird also für diesen Versuch der Grenzfall benutzt. Das 0,5 mm starke ZZ wird auf einen Winkel von  $70^\circ$  geklebt. Diese Kurve ist in Abbildung 86 in lila aufgetragen. Bei dieser Messung weist der Zylinder einen nahezu konstanten Widerstandsbeiwert auf.

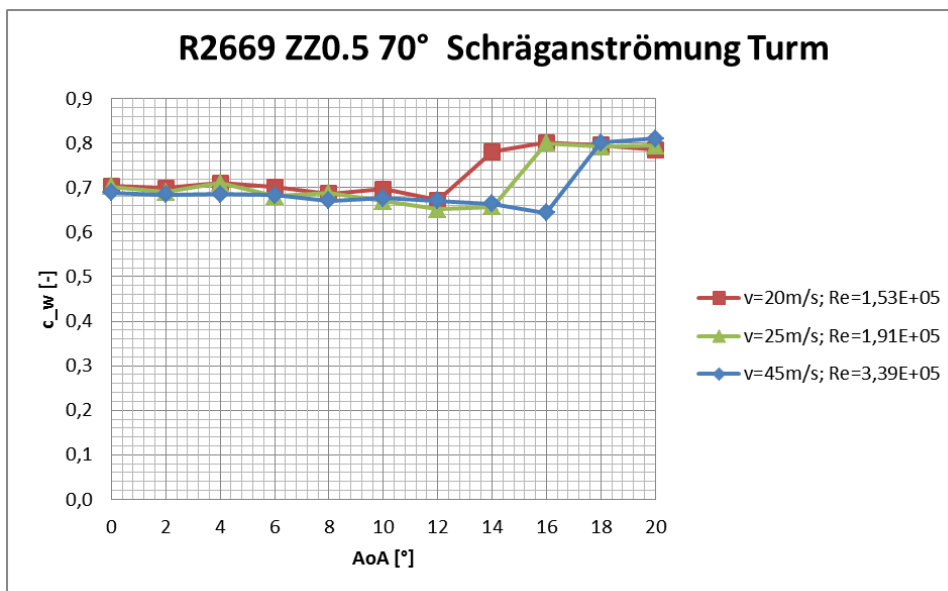


Abbildung 91 Schräganströmung Turm ZZ0.5 70°

In Abbildung 91 ist die Messung der Schräganströmung in dieser Konfiguration zu sehen. Es ist zu erkennen, dass der Widerstandsbeiwert bis zu einem Winkel von  $12^\circ$  bei allen drei verschiedenen Geschwindigkeiten konstant bleibt. Nach einem Winkel von  $12^\circ$  erhöht sich der Widerstandsbeiwert. Dies liegt daran, dass ein ZZ hinter die Ablösung der Strömung bei Erhöhen des Anstellwinkels wandert. Hinter der Ablösung hat das ZZ keine Wirkung mehr auf die Strömung. Die Schräganströmung soll nur bis zu einem Winkel von  $10^\circ$  gemessen werden. Da der Widerstandsbeiwert in dem Bereich konstant

bleibt, braucht der Turm während der Messung mit Schräganströmung nicht in Strömungsrichtung ausgerichtet werden.

Um die Ablösung der Strömung nicht nur mit Messwerten zu belegen, sondern auch visuell zu verdeutlichen, sind Farbanstrichversuche, wie in Kapitel II.1.3.7.2 beschrieben wurden, durchgeführt worden. In Abbildung 92: sind die Aufnahmen zu sehen, die bei  $20 \text{ ms}^{-1}$  bzw. bei einer  $Re$  von  $1,57 \times 10^5$  durchgeführt wurden. Es wurde die oben beschriebene Konfiguration genutzt und unter Schräganströmung untersucht. Die Anströmung kommt von rechts. Der rote Laserstrich liegt auf  $90^\circ$  zur Strömung um einen Anhaltspunkt zu haben. Es ist zu sehen, dass die Ablösung bei einem positiven AoA (ZZ wandert Richtung Staupunkt) ebenfalls Richtung Staupunkt wandert. Der Widerstand erhöht sich leicht.

Bei einem negativen AoA von  $28^\circ$ , siehe Abbildung 93 ist ganz klar zu erkennen, dass die Ablösung bereits vor dem ZZ stattgefunden hat. Das ZZ hat hier keine Wirkung mehr.

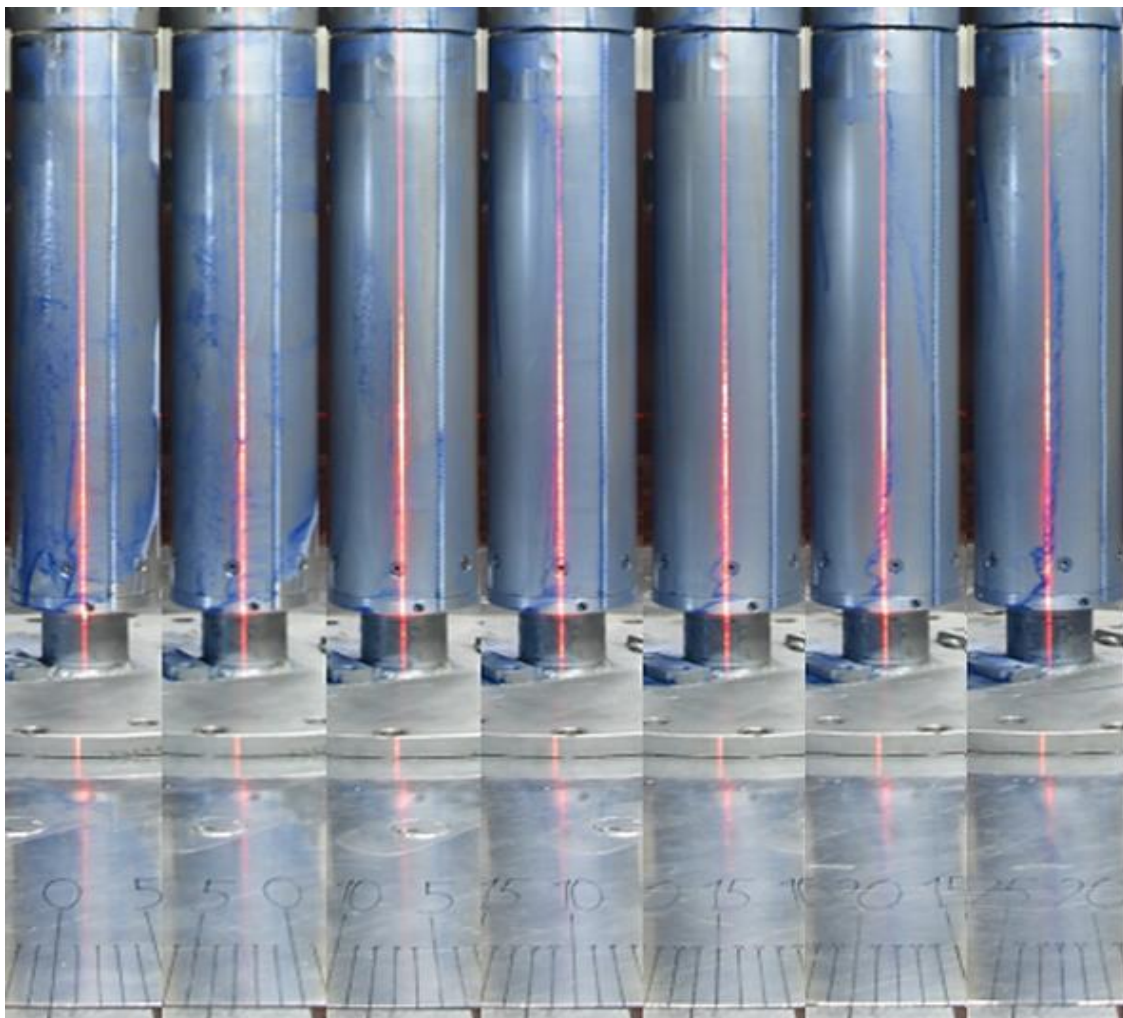


Abbildung 92: Strömungsanstrich auf dem Turmsegment. Positiven Anstellwinkeln.



Abbildung 93: Strömungsanstrich auf dem Turmsegment. Negative Anstellwinkeln (unten).

#### II.1.3.8.2 Rotorblatt

Das Rotorblatt beginnt, ebenfalls mit einem Kreiszyylinder. Die Anströmgeschwindigkeit im wurzelnahen Bereich ist nahezu die gleiche wie bei dem Turm. Nach Formel 18 ist die Höhe des ZZ nur von der Anströmgeschwindigkeit abhängig und nicht von der Geometrie, weshalb das ZZ mit derselben Stärke auch für das Rotorblatt verwendet wird. Über die Länge des Rotorblattes verschiebt sich der Staupunkt durch die Rotation. Der Staupunkt verlagert sich, mit einer Geraden, von der Spitze des Spinners bis auf den Nasenpunkt des Profils mit der größten Tiefe, wie es auf Abbildung 84 (echte Anlage) und Abbildung 73 (Modell) zu sehen ist. Von dieser Linie aus wird das ZZ auf  $\pm 70^\circ$  befestigt.

Um keine Auswirkungen des Randwirbels auf den Messbereich zu erhalten, werden für das Modell Winglets benutzt, wie sie in Kapitel II.1.3.4.4 beschrieben sind. Diese werden aus einem 1mm starken Blech gefertigt. Die Höhe des Winglets entspricht mindestens der Dicke der Grenzschicht, die mit der Formel 17 berechnet wird und in Kapitel II.1.3.4.3 beschrieben ist.

### II.1.3.8.3 Gondel

Die Gondelform an sich ist stark vereinfacht wie ein Quader zu sehen, die in Kapitel II.1.3.5.2 vorgestellt wurden. Der  $c_w$  Wert eines Quaders ist in der Regel konstant über der Reynoldszahl und damit vereinfacht gesehen unabhängig von der Anströmgeschwindigkeit und der Reynoldszahl. Um dies durch Messwerte zu belegen, werden nur die Gondeln mit Spinner im WK vermessen. Die Löcher für die Flügel werden dafür mit Klebeband verschlossen, sodass eine einheitliche Oberfläche entsteht. Der Messaufbau ist auf Abbildung 94 zu erkennen.

Es wurde bei Geschwindigkeiten zwischen  $10 \text{ ms}^{-1}$  und  $60 \text{ ms}^{-1}$  bzw. bei Reynoldszahlen von  $4 \times 10^5$  bis  $2,3 \times 10^6$  für das REp Modell und von  $5 \times 10^5$  bis  $3 \times 10^5$  für das Vestas Modell gemessen. Die Reynoldszahlen beziehen sich jeweils auf die Gesamtlänge der Gondel.

Um auch hier den Einfluss der Schräganströmung zu ermitteln, wurde bei  $0^\circ$ ;  $2,5^\circ$ ;  $5^\circ$ ;  $7,5^\circ$  und  $10^\circ$  gemessen.

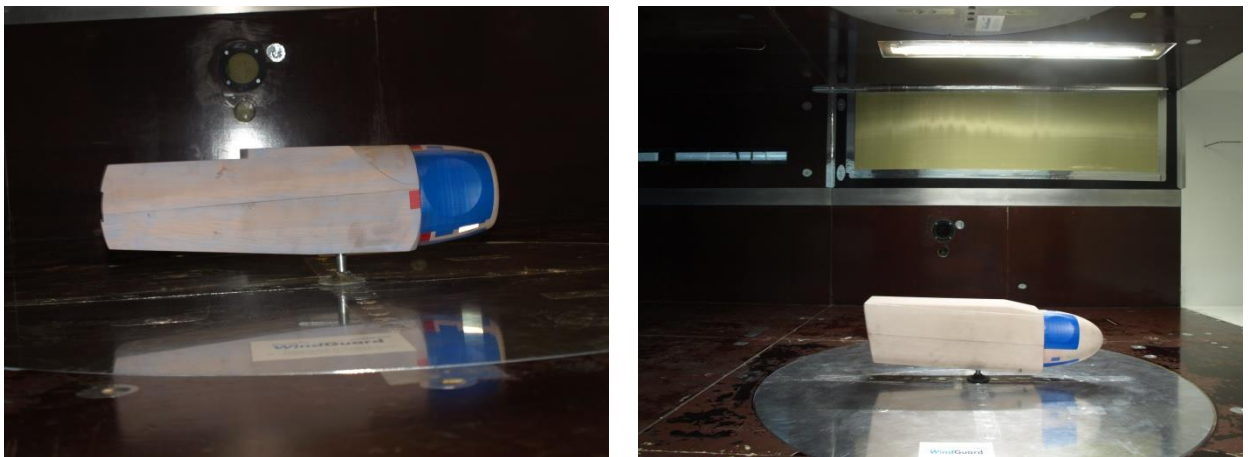


Abbildung 94 Gondelmodelle in der TS (links REpower; rechts Vestas)

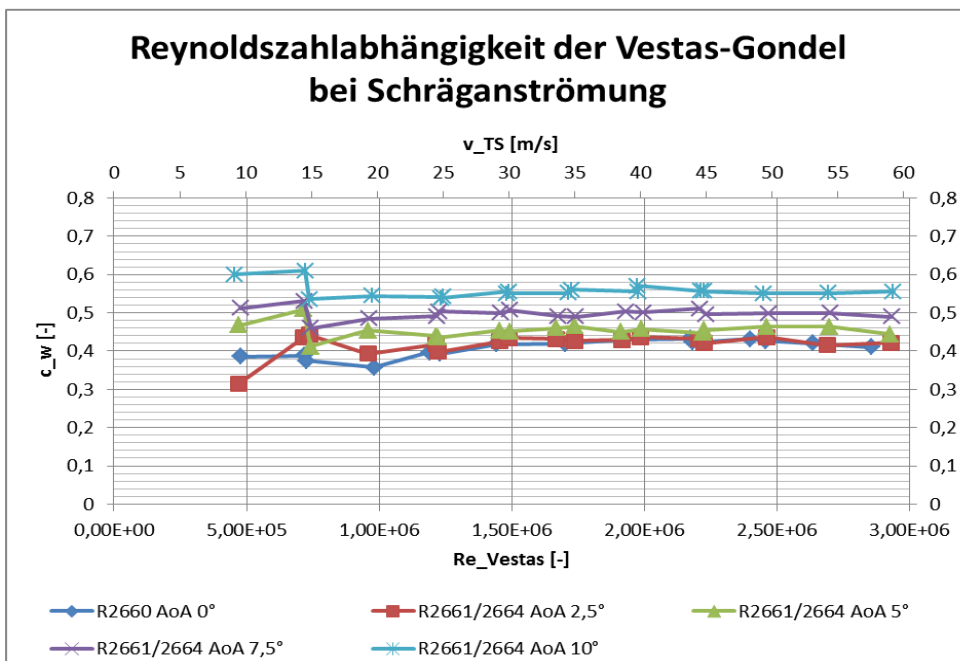
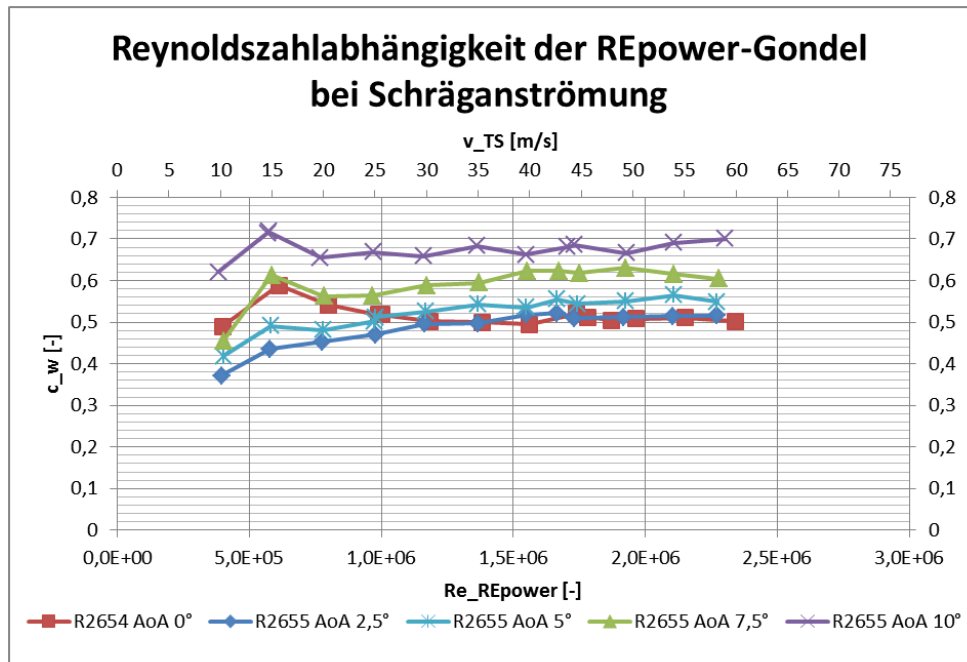


Abbildung 95: Messungen der Gondeln (oben REpower-, unten Vestas-Gondel unter Schräganströmung).

Wie in Abbildung 95 zu erkennen ist, ist die Annahme, dass die Gondeln aerodynamisch als Quader angenommen werden können, richtig. Die Gondeln weisen ähnlich wie ein Quader einen nahezu konstanten Widerstandsbeiwert auf.

Die Schräganströmung bewirkt eine Widerstandserhöhung. Dies ist mit der größeren Fläche zu begründen, die sich in die Anströmung stellt, wenn das Modell gedreht wird. Insgesamt bleibt der Widerstandsbeiwert nahezu konstant bei jeder einzelnen Messung. Es ist auffallend, dass bei allen Messungen bei  $15 \text{ ms}^{-1}$  eine Peak erkennbar ist. Da dieser Wert bei allen Messungen bei der gleichen Strömungsgeschwindigkeit auftritt, kann davon ausgegangen werden, dass die Messungen bei niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten bis ca.  $25 \text{ ms}^{-1}$  auch hier keine Aussagekraft besitzen. Die auftretenden Kräfte für

niedrige Strömungsgeschwindigkeiten befinden sich innerhalb des Unsicherheitsbereichs der Kraftwaage.

### II.1.3.9. Strömungsfeldvermessung

Um die gesamte Umströmung oberhalb der Gondel zu betrachten wurden Windkanalmessungen auf verschiedene Ebenen hinter dem Rotor durchgeführt.

#### II.1.3.9.1 Messbedingungen

Die Standardbedingungen für die Messungen sind in dem Kapitel II.1.3.8 ermittelt worden und werden in Tabelle 11 zusammengetragen.

Messparameter	
Bedingung	Wert
Anströmgeschwindigkeit	20 ms <sup>-1</sup>
Drehzahl des Rotors	150 min <sup>-1</sup>
ZZ auf dem Turm	± 70°
ZZ auf den Rotorblättern	± 70° (vom Staupunkt aus gemessen)
Pitchwinkel der Rotorblätter	90°
Messdauer	120 s

Tabelle 11: Standard Messbedingungen.

Die Messdauer von 120 s ist so gewählt worden, dass mögliche Schwankungen über diese Zeit erfasst und gemittelt werden. Für jeden Messpunkt, mit einer Drehzahl von 150 U/min, wurden entsprechend über 300 Rotor Umdrehungen bzw. 900 Rotorblatt-Durchgänge gemittelt.

Zunächst werden die Gondeln mit Spinner ohne Rotorblätter vermessen, um zu erkennen, in wie weit die Form der Gondeln auf die Messwerte Einfluss nimmt. Hier wird mit einer Schräganströmung von 0°, 5° und 10° gemessen. Nachfolgend wird dieses Thema Gondelvermessung genannt. Die Standardmessung wird wie in Tabelle 11 beschrieben bei 20 ms<sup>-1</sup> Anströmung und 150 Umin<sup>-1</sup> durchgeführt. Auch hier wird wie die Messungen ohne Rotorblätter mit Schräganströmung von 0°, 5° und 10° gemessen.

Um die Messungen auf die originalen Anlagen übertragen zu können, werden noch weitere Messungen mit weiteren Konfigurationen durchgeführt. Diese Konfigurationen sind im Umfang allerdings reduziert. Konstanter Strömungsgeschwindigkeit (Variabler Drehzahl): Bei unterschiedlichen Drehzahlen liegen unterschiedliche Anströmgeschwindigkeiten an den Rotorblattprofilen an, und damit auch unterschiedliche Reynoldszahlen.

Um die Drehzahlabhängigkeit der Ergebnisse zu untersuchen, wurden zusätzliche Messungen bei 20 ms<sup>-1</sup> und 100 Umin<sup>-1</sup> durchgeführt und mit der Standardmessung verglichen.

- Konstante Drehzahl (Variable Strömungsgeschwindigkeit) Die Reynoldszahlabhängigkeit des gesamten Modelles wird untersucht, indem die Anströmgeschwindigkeit auf  $15 \text{ ms}^{-1}$  gesenkt wird. Die Drehzahl wird hierbei  $100 \text{ Umin}^{-1}$  betragen. Auch diese Werte werden mit der Standardmessung verglichen.
- Unterschiedliche Betriebszustände der Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Pitchwinkeln werden untersucht. Diese Winkel variieren im Betrieb einer WEA. Es werden Messungen bei einem Pitchwinkel von  $80^\circ$  und  $70^\circ$  aufgenommen. Ansonsten werden die Standardbedingungen angenommen.

#### II.1.3.9.2 Messaufbau

Die Messungen werden mit einem Messrechen durchgeführt. Der Rechen besteht aus 49 Gesamtdrucksonden aus Messingröhrchen, die jeweils einen Innenradius von 1 mm aufweisen. Die Röhrchen sind in einem quadratischen Raster von  $7 \times 7$  Röhrchen angeordnet. Er wurde so ausgerichtet, dass alle Röhrchen in Anströmrichtung zeigen und den Gesamtdruck aufnehmen. Dieses Messprinzip ist in Kapitel II.1.3.7.1 beschrieben. Jede Messsonde wurde mit einem Schlauch zu einem Druckaufnehmer am Nachlaufrechen, der im WK installiert ist, verbunden. Die Röhrchen im Messrechen haben jeweils einen Abstand von 70 mm zum benachbarten Röhrchen. So wird ein Feld von  $420 \times 420 \text{ mm}^2$  aufgespannt. Der Nachlaufrechen im WK hat 46 Druckaufnehmer zu Verfügung, weshalb drei Messröhrchen am Messrechen nicht angeschlossen werden können. Die drei Röhrchen in der obersten Reihe am Rand vom Messrechen wurden nicht angeschlossen, da diese bereits außerhalb des Rotorkreises liegen und für die Auswertung nicht von bedeutendem Interesse sind. Zum besseren Verständnis ist in Abbildung 96 der Aufbau in der TS dargestellt.



Abbildung 96 Aufbau des Messrechens

Als Referenzdruck für die Messröhrchen wird der statische Druckaufnehmer eines Prandtlrohres genommen, das am Anfang der TS angebracht ist. Es ist in Abbildung 97



mit TSE\_L bezeichnet. Es wird davon ausgegangen, dass der Staudruck in der gesamten Messstrecke konstant ist. Die Referenz des statischen Druckes wird am Anfang der TS gemessen. Der Unterschied zwischen dem gemessenen statischen Druck am Anfang der Meßstrecke und an der Position des Messrechens wird durch eine Kalibrierung des Messrechens kompensiert.

Das Modell wird unter dem Messrechen in der TS befestigt. Es entstehen hier drei Systeme, die in drei Koordinatensysteme unterschieden werden, um alle Positionen während der Messungen schnell ermitteln und dokumentieren zu können. Es wird ein Koordinatensystem für die Messstrecke (TS), ein Koordinatensystem für das Modell (Mod) und ein Koordinatensystem für den Rechen verwendet. Die x-Richtung jedes Koordinatensystems zeigt in Strömungsrichtung, und die z-Richtung zeigt nach oben.

Das System für die TS befindet sich in der Drehachse des Drehtellers auf dem Boden der TS. Das System für das Modell beginnt ebenfalls in der Drehachse des Drehtellers auf der Höhe des Turmansatzes zur Gondel. Das System für den Rechen befindet sich auf dem mittleren unteren Röhrchen des  $7 \times 7$  Rechens. Zur Veranschaulichung sind diese Koordinatensysteme in Abbildung 97 skizziert. Die Messwerte werden in der Regel im Modell-Koordinatensystem angegeben.

Um die Höhe über dem Modell zu ermitteln, muss die Höhe von dem Modell vom Messwert abgezogen werden. Diese sind in Tabelle 9 Charakteristische Längen im Modellmaßstab. angegeben. Sie beträgt für das REp-Modell 145 mm und für das Vestas-Modell 190 mm.

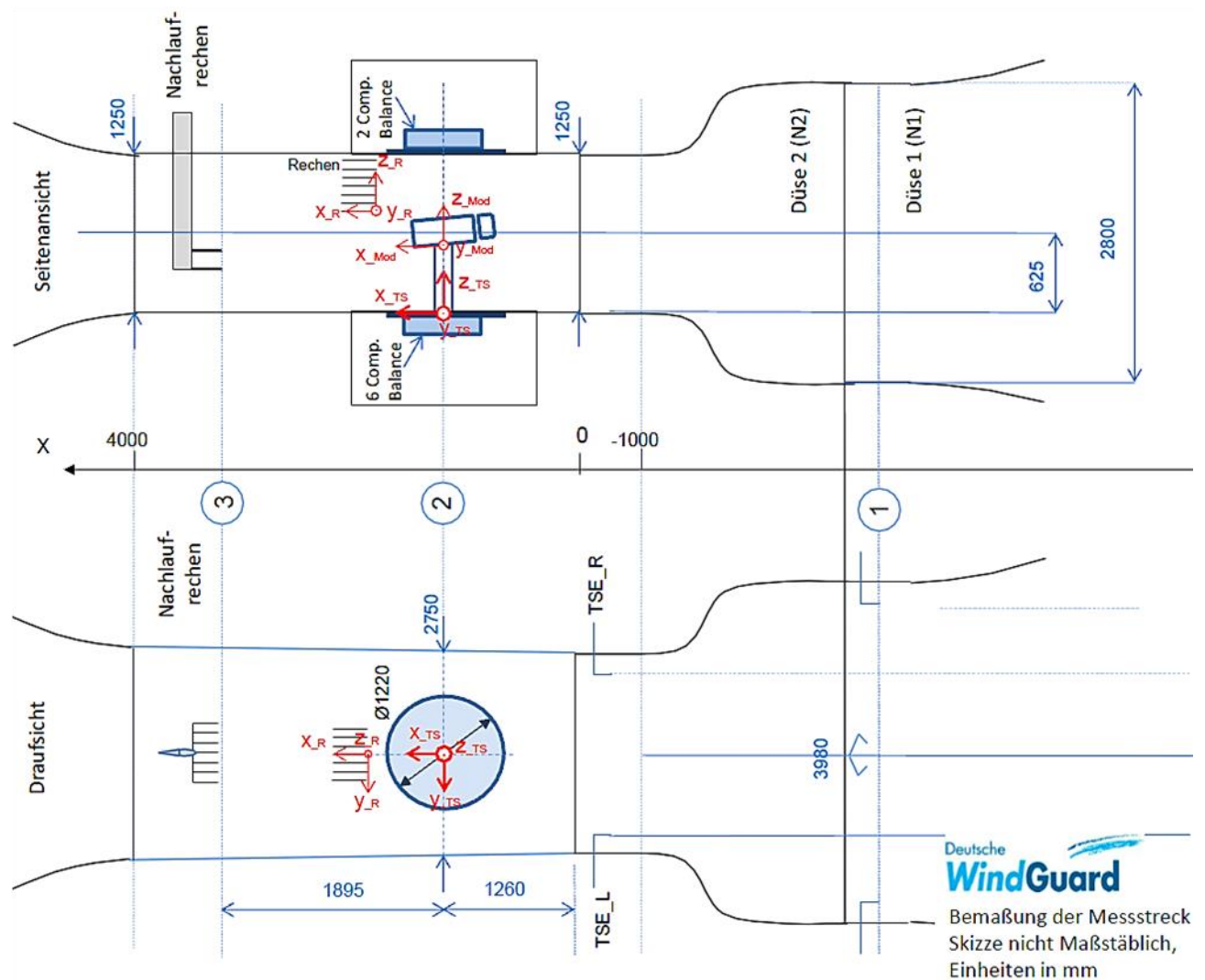


Abbildung 97 Messaufbau Skizziert

Um die Dichte der Messwerte zu erhöhen, wird das Modell in zwei Höhen vermessen. So wird das Modell einmal auf der normalen Höhe vermessen und dann um 35 mm in  $-z_{Mod}$ -Richtung abgesenkt. Der Rechen lässt sich auf Schienen in  $x_R$ -Richtung verschieben und festspannen. So werden verschiedene Ebenen vermessen.

Die erste Ebene hinter dem Rotor wird mit der Empfehlung aus Abbildung 63: mindestens  $2,5 d_{Blatt}$  hinter der Rotationsachse der Blattwurzel angesetzt. Die Daten über die Blattwurzel sind in Tabelle 9. hinterlegt. Für den Modellmaßstab bedeutet es, dass ab 200 mm hinter der Rotorachse gemessen werden darf. Es wird für diese Messungen ab 220 mm hinter der Blattwurzelachse gemessen.

### II.1.3.9.3 Auswertung

Der rohe Datensatz einer Messung erstreckt sich über mehrere 1000 Messwerte. Diese Messwerte werden zunächst von einem Matlab-Skript bearbeitet welches Mittelwerte, Maximalwerte, Minimalwerte und die Standardabweichung zu jedem Messpunkt berechnet. Damit reduziert sich die Dateimenge erheblich.

Die Messungen werden als Mittelwerten und Standardabweichungen ausgewertet. Die Messwerte beschreiben alle den dynamischen Druck, da der Differenzdruck zwischen dem Gesamtdruck und dem statischen Druck gemessen wird. Die Drücke sind ein Maß für die Geschwindigkeit (vgl. Formel Formel 20). Die Mittelwerte der Messung werden mit dem Dynamischen Druck der Anströmung normiert und ausgewertet. So kann eine Aussage über die Geschwindigkeitsverteilung getroffen werden.

Normierte Geschwindigkeit:

$$\frac{q0_{R,i,j}}{q0_{TS}}$$

Formel 22: normierte Geschwindigkeit

Der lokale gemessene Staudruck jedes einzelnen Röhrchens des Messrechen wird hier mit dem Index „Ri,j“ bezeichnet.

Der Turbulenzgrad wird häufig in der Aerodynamik mit der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit ausgedrückt, der in Kapitel II.1.3.4.2 beschrieben wird. Für die Ermittlung des Turbulenzgrades werden möglichst viele Messwerte benötigt. Es werden Messinstrumente mit einer sehr hohen Auflösung eingesetzt. In diesem Fall werden Druckmessdosen als Messinstrument verwendet, die Messdaten über einen Tiefpassfilter mit 50 Hz aufnehmen. Des Weiteren ist eine Dämpfung der dynamischen Drücke über lange Schläuche von dem Messrohr bis zu der Druckmessdose zu erwarten. Das Messsystem kann also keine absolute Turbulenzgrade liefern. Ein Vergleich zwischen die Messpositionen ist allerdings möglich, da alle Messwerte die gleiche Filterung aufweisen.

Die Messergebnisse werden in dreidimensionalen Farbdigrammen veranschaulicht und sind ab Anhang 4 abgebildet. Alle Diagramme beziehen sich auf das in Abbildung 97 zu erkennende Modell-Koordinatensystem. Die Blickrichtung ist dabei jeweils in Strömungsrichtung. Auf der linken Seite ist immer das normierte Geschwindigkeitsfeld und auf der rechten Seite das Turbulenzfeld abgebildet.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Diagramme aus dem Anhang 4 bis Anhang 23 mit weiteren Diagrammen beschrieben. Die Skalierung ist im Anhang immer so gewählt, dass die Messreihe an sich gut vergleichbar ist. In den Kapiteln zur Beschreibung kann die Skalierung anders gewählt sein, um die Diagramme mit anderen Messreihen zu vergleichen. Hier kann es zu unterschiedlichen Farben im Diagramm kommen.

### *Kalibrierung Rechen*

Um den in Kapitel II.1.3.9.2 beschriebenen Fehler des nicht exakt gemessenen statischen Druckes so gering wie möglich zu halten, wird zunächst eine Kalibrierung des Rechen durchgeführt. Der Rechen wird ohne Modell in der TS montiert, wie es in Abbildung 98 zu erkennen ist. In der Mitte der TS wird ein Prandtlrohr zur Referenz eingebaut, welches die exakten Drücke misst.



Abbildung 98 Nullmessung Rechen

Alle aufgenommenen Drücke von dem Rechen werden mit dem Druck des Prandtlrohres verglichen und eine Kalibrierkurve für jeden Sensor erstellt. Die Kalibrierkurven werden direkt im Messprogramm genutzt und geben somit den kalibrierten Wert aus.

Die Wirkung der Kalibrierung wird in einer weiteren Messung mit leerer TS untersucht und ist in Abbildung 99 dargestellt. Mit der Farbe wird der gemessene Wert symbolisiert. Zwischen den Messwerten werden die Werte interpoliert.

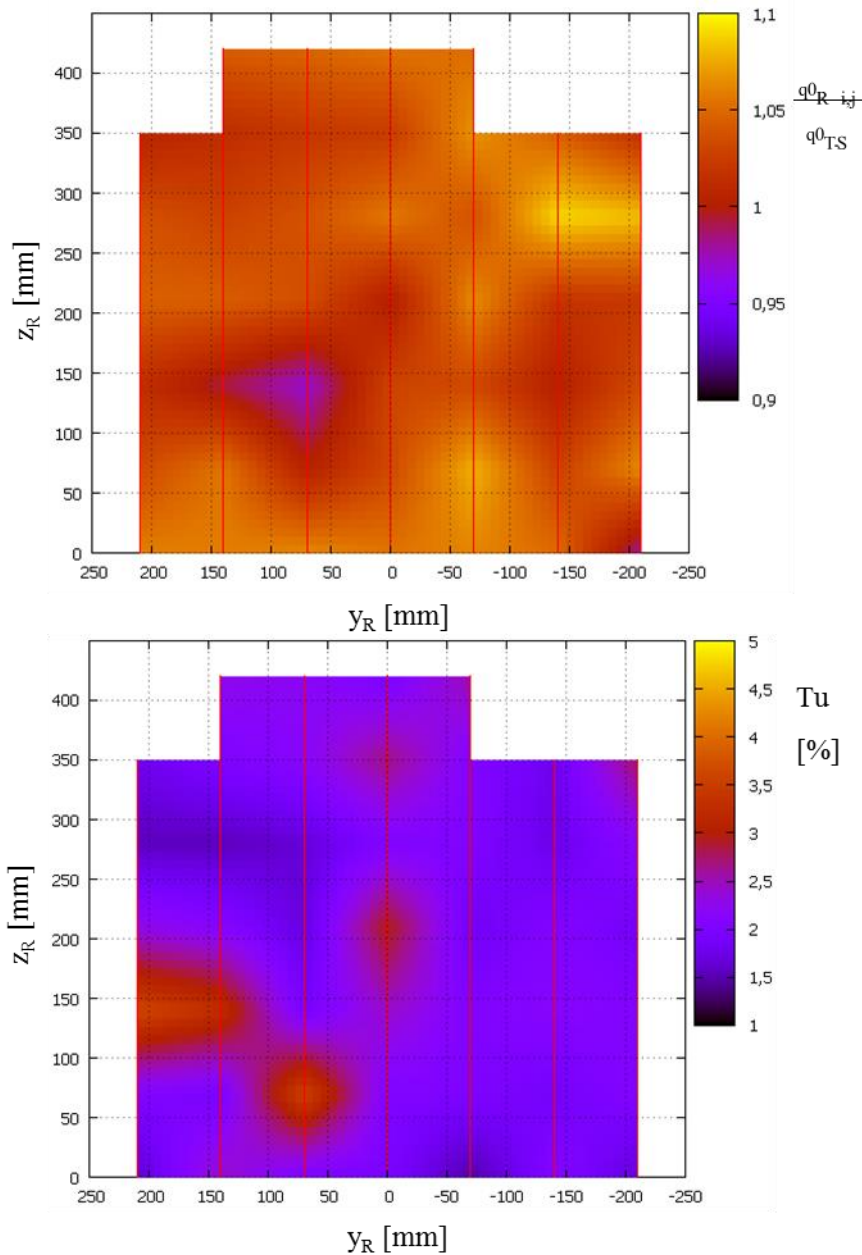


Abbildung 99: Kalibrierung Rechen (oben Geschwindigkeitsfeld; unten Turbulenzgrad).

oben ist die normierte Geschwindigkeitsverteilung zu sehen. Im Idealfall sollte hier nach der Kalibrierung ein konstanter Wert, bzw. eine Farbe zu sehen sein. Der Unterschied liegt etwa bei maximal 5 %. Die Skala für die Farbe ist in 0,05 Schritte aufgelöst und weist die gleiche Skala auf wie die nachfolgenden Messungen der Gondel. Der mit einem Hitzdrahtanemometer gemessenen Turbulenzgrad in der leeren Messstrecke des Windkanals beträgt bei 20 m/s ca. 0.3%, und die Abweichung der Strömungsgeschwindigkeit in eine Ebene quer zu Strömungsrichtung beträgt <0.5 m/s. Die im Abbildung 98 dargestellten Unterschiede sind auf die Unsicherheit der verwendeten Drucksensoren bei 20 m/s zurückzuführen. In dem unteren Diagramm ist die Turbulenz, also die Schwankung des Messwertes zu sehen. Aus den in Kapitel II.1.3.9.3 angeführten Gründen ist diese Messung der Turbulenz für den WK nicht repräsentativ, aber im Vergleich mit den

nächsten Kapiteln ist diese Auswertung sehr anschaulich. Der Turbulenzgrad liegt größtenteils bei 2% und ist nahezu konstant. Dadurch wird ein Vergleich möglich sein. Es gibt allerdings drei etwas stärkere Ausreißer, die nicht zusammenhängend sind. Aus diesem Grund kann hierbei von Messfehlern ausgegangen werden.

### Gondelvermessung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zur Gondelvermessung vorgestellt. Zunächst wird auf die Messungen ohne Schräganströmung eingegangen.

#### Anströmung 20 m/s

Die Koordinatensysteme sind auf das System des Modelles bezogen, das im Kapitel II.1.3.9.2 beschrieben ist. In Anhang 4 und in Anhang 5 sind diese Messungen zu finden.

In Abbildung 100 sind die Messergebnisse aus Anhang 4 verwendet worden um Diagramme in der x-Achse zu ermöglichen. Die Ebene wird von der  $y_{Mod}$ - und der  $z_{Mod}$ -Achse aufgespannt und liegt auf der Rotationsachse des Rotors (der in dieser Messung nicht montiert ist). Die Anströmung kommt immer von rechts. Die normierte Strömungsgeschwindigkeit beträgt im gesamten Feld nahezu die Anströmungsgeschwindigkeit. Es gibt Abweichungen von maximal 10 %, der im gondelnahen Bereich 100 mm hinter dem Turm sichtbar ist.

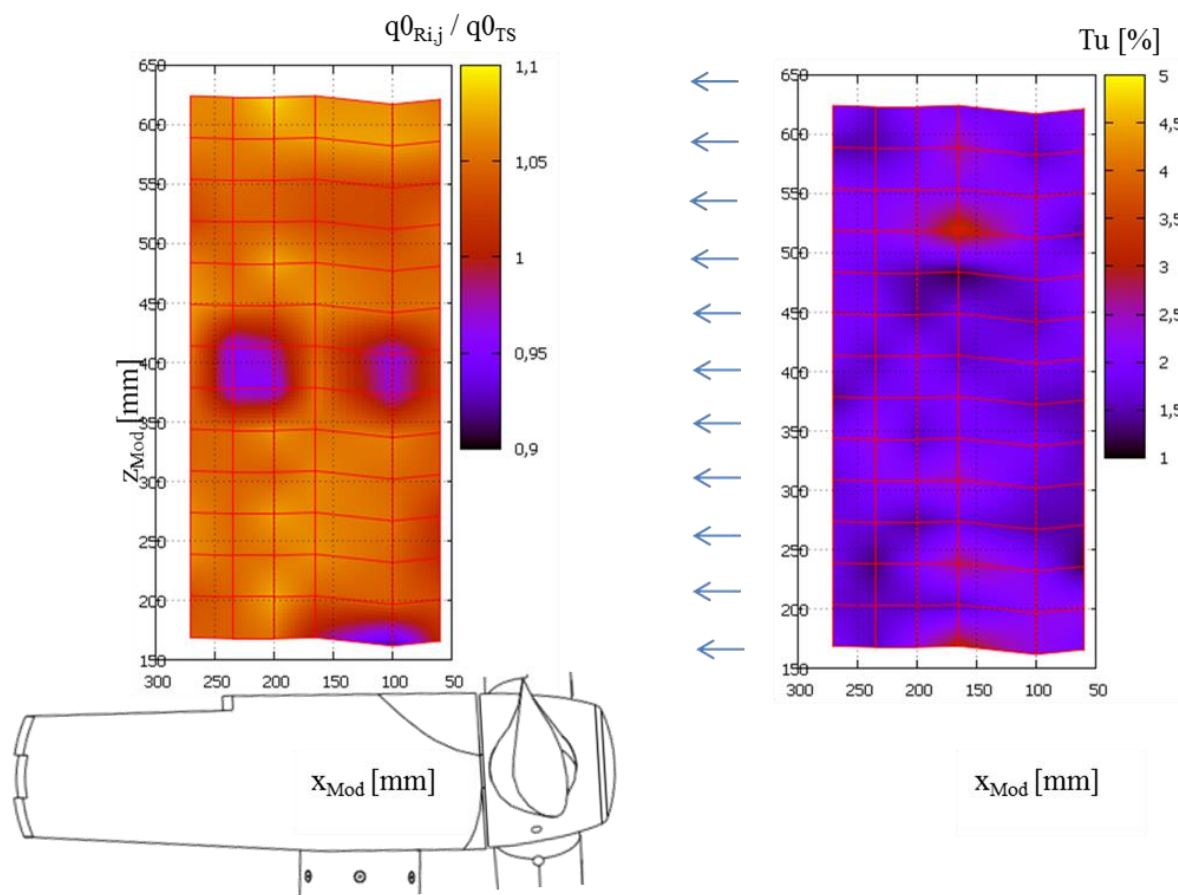


Abbildung 100: REpower, ohne Rotor, ohne Rotation, 20 m/s,  $y_{Mod} = 0$ . Die dargestellte Anlage zeigt die relative Position von Anlage zum Messraster.

Das Turbulenzfeld ist ähnlich wie das Geschwindigkeitsfeld konstant. Auch hier gibt es kleine aber sichtbare Auswirkungen im gondelnahen Bereich auf den Turbulenzgrad.

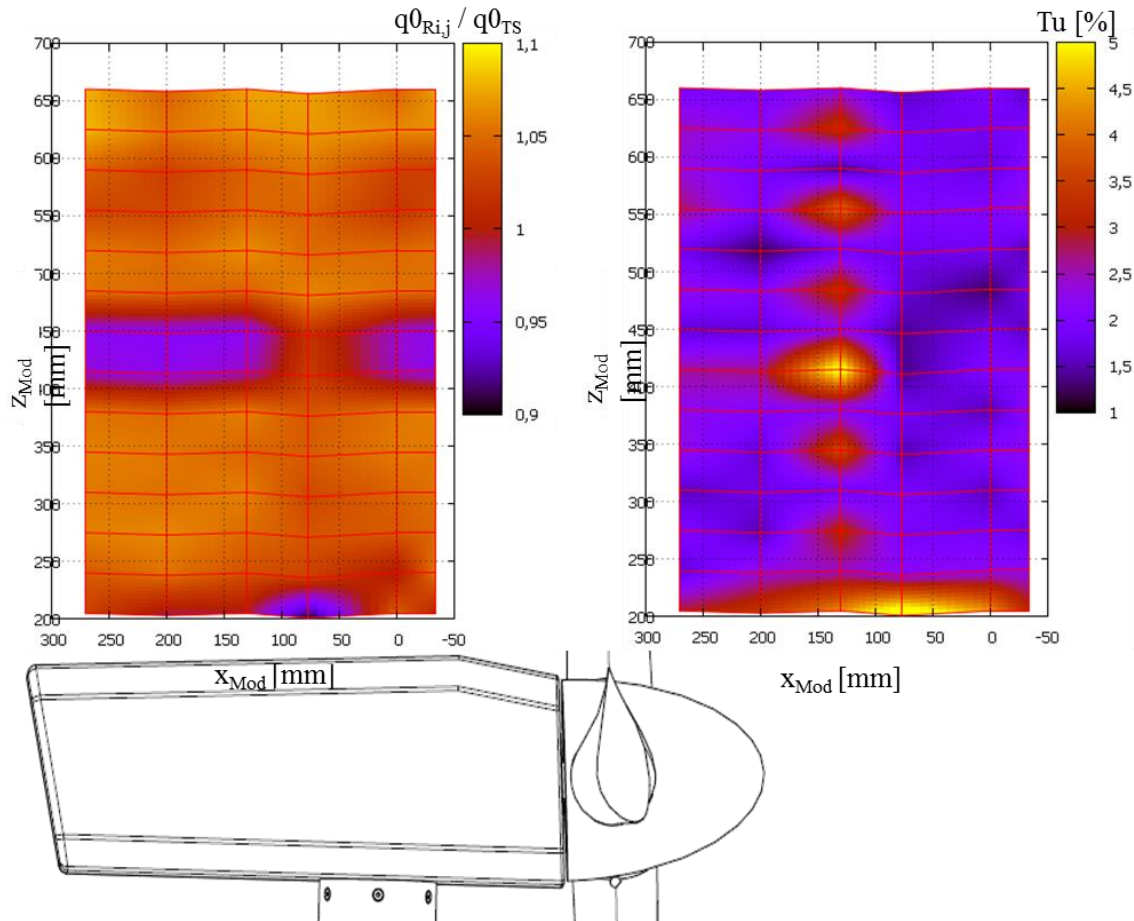


Abbildung 101 Vestas, ohne Rotor, ohne Rotation, 20 m/s,  $y_{Mod} = 0$

Bei der Vermessung der Vestas Gondel ist ähnliches zu sehen, wie bei der REp Gondel. Das Geschwindigkeitsfeld ist sehr homogen. Bei der Turbulenzmessung kann im unteren Bereich die Auswirkung der Gondel klar erkannt werden, wo die Turbulenzen bei 5 % liegen, im Gegensatz zu 2 % im übrigen Bereich. An der Stelle  $x_{Mod} = 130$  mm ist eine fehlerbezogene Messung erkennbar, in dem der Turbulenzgrad an jeder Messposition über die gesamte Fläche deutlich höher als in der Umgebung scheint. Dies ist nicht auf das Modell zurückzuführen und wird nicht in der weiteren Analyse berücksichtigt.

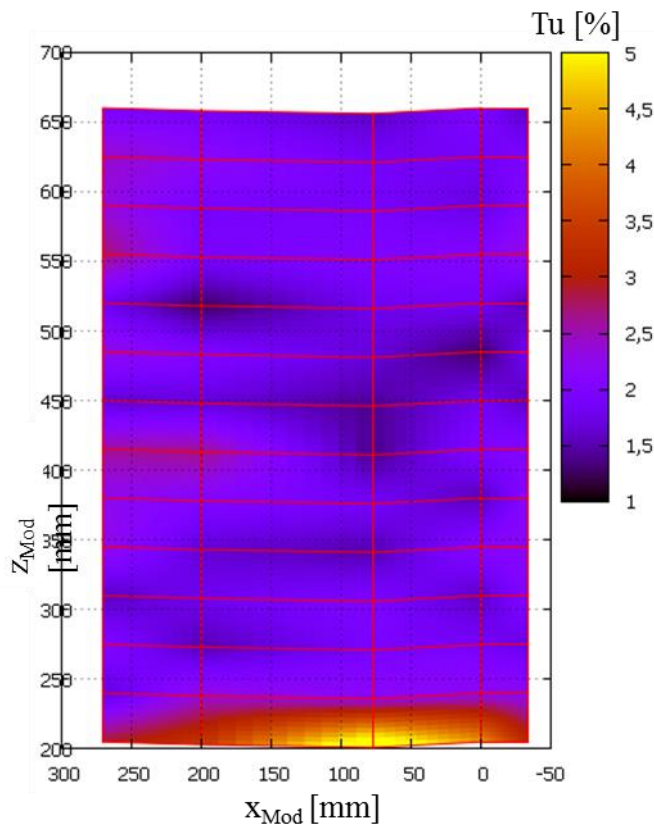


Abbildung 102 Turbulenz ohne Messung bei  $X = 130$

In Abbildung 102 ist die Messung bei  $x_{Mod} = 130$  mm nicht mit ausgewertet worden, ansonsten ist alles so belassen worden wie oben. Hier ist deutlich eine stärkere Turbulenz im gondelnahen Bereich erkennbar.

Die Turbulenzen reichen bis in eine Höhe von maximal  $z_{Mod} = 250$  mm, was 60 mm über der Gondel bedeutet (Höhe über Gondel =  $z_{Mod} - \text{Höhe Gondel}$ ; vgl. Kapitel II.1.3.9.2).

### *Schräganströmung*

In Anhang 6 bis Anhang 9 sind die Auswertungen der Schräganströmung von den beiden Gondelmodellen zu finden. Es ist zu beachten, dass die Null-Position nicht auf der senkrechten Ebene der Rotationsachse von den Modellen liegt, da der Messrechen nicht um die Y-Achse verstellt werden kann. Um die Position der Gondel zu zeigen, sind Striche auf der y-Achse dargestellt.

In der Gondelnähe ist bei allen drei Gierwinkeln eine Reduktion der Windgeschwindigkeit in Gondelnähe sichtbar. Die Ebene auf dem diese Reduktion stattfindet ist allerdings nicht konstant. Bei steigendem Gierwinkel wandert der beeinflusste Bereich Richtung Rotor, wobei der Einfluss für beide Modelle bei einem Gierwinkel von  $5^\circ$  am größten ist.



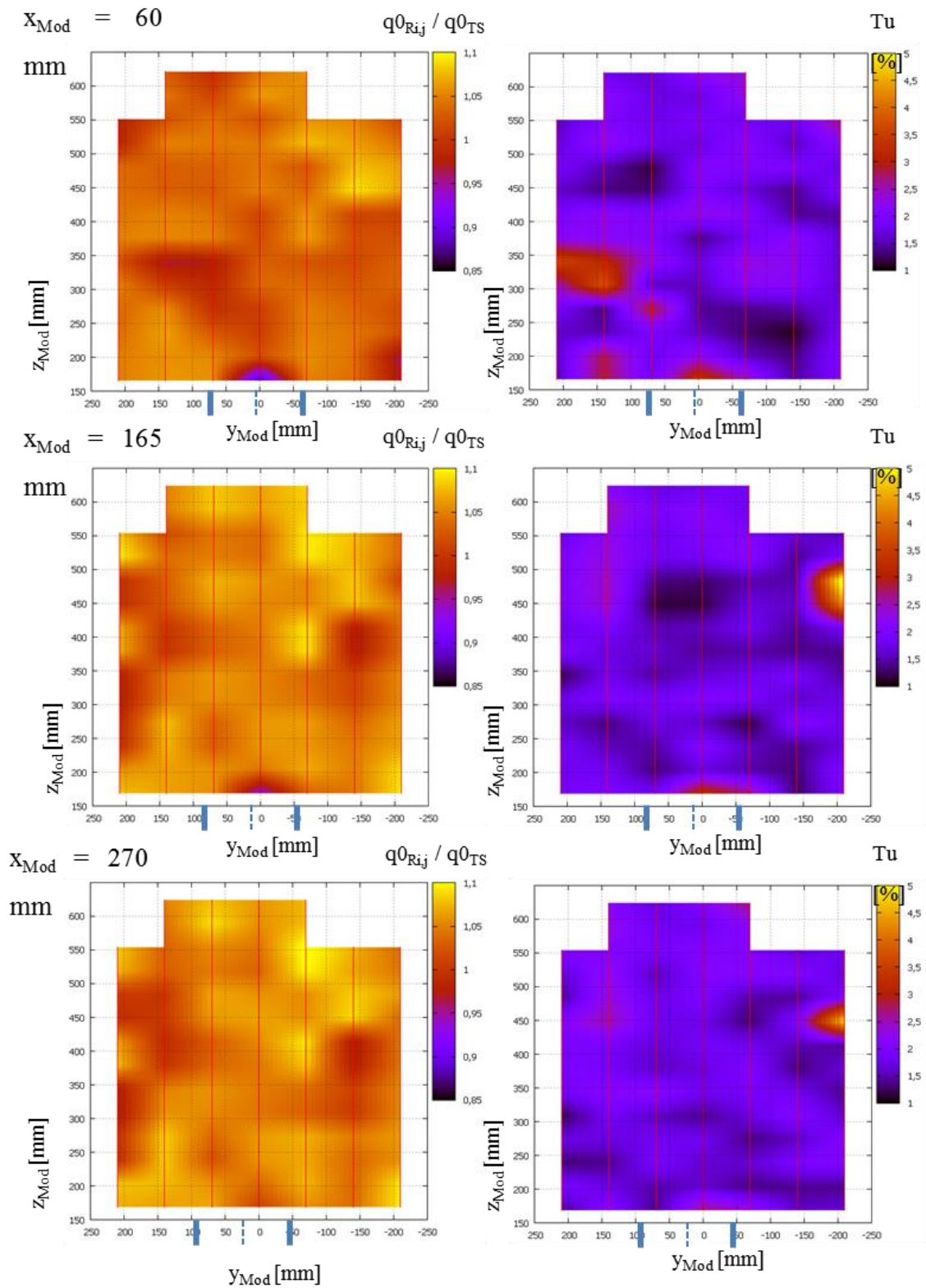


Abbildung 103 Repower Gondel ohne Rotor: 20 m/s; Gierwinkel 5°

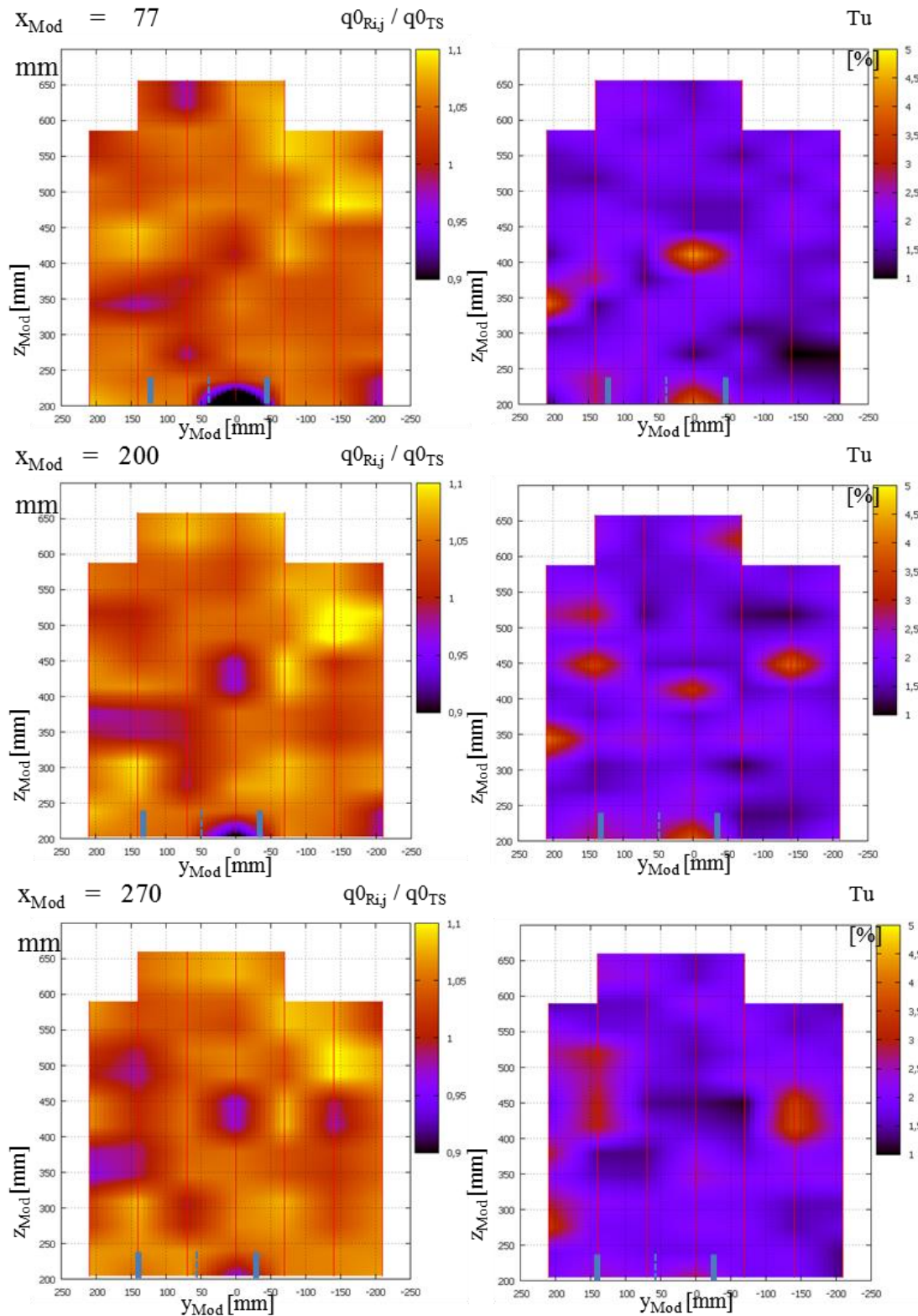


Abbildung 104 Vestas Gondel ohne Rotor: 20 m/s; Gierwinkel 5°

## Messungen mit Rotor

Anströmung 20 m/s und 150 U/min

In Anhang 10 und Anhang 11 sind die Auswertungen der Messungen mit 20 m/s und 150 U/min dokumentiert.

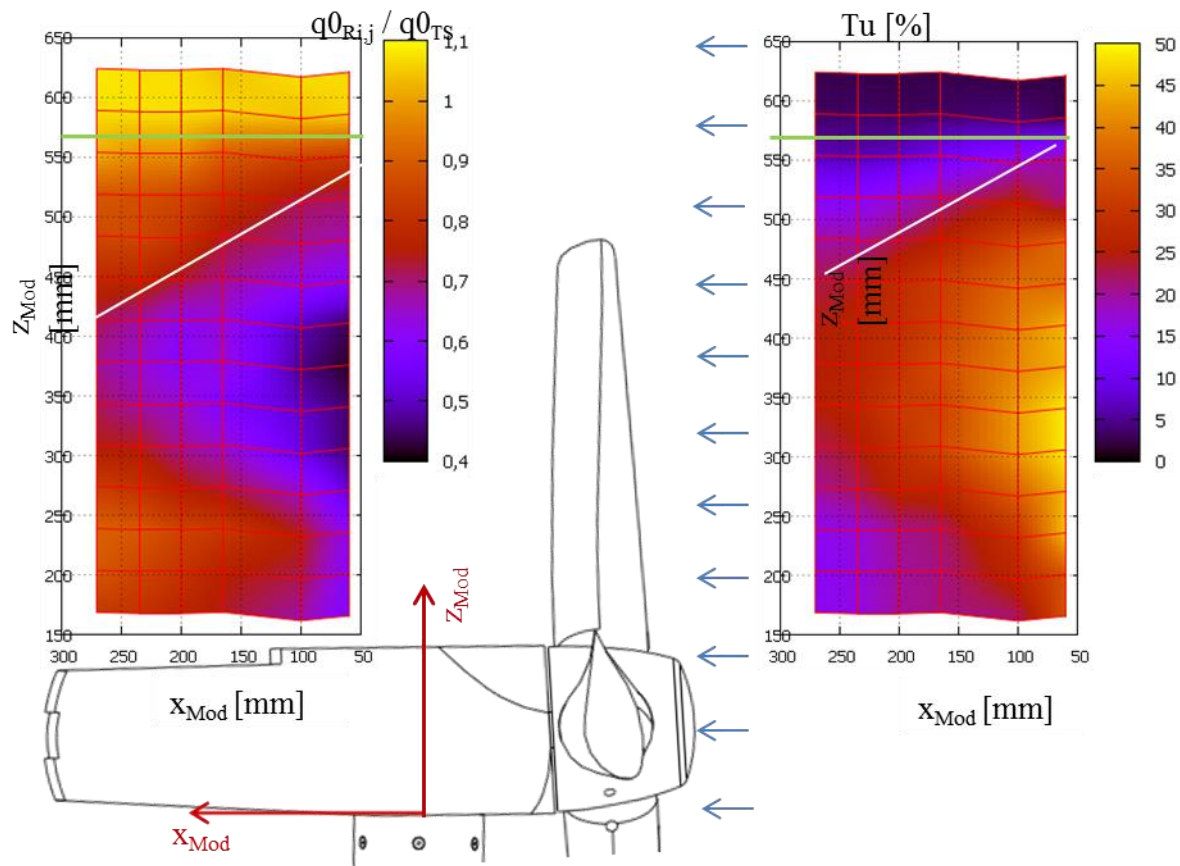


Abbildung 105 Änderung des dynamischen Drucks und Turbulenzintensität hinter der Rotorebene. REpower 20 m/s 150 U/min.

Abbildung 105 zeigt die Schnittebene über der Rotationsachse. Der Rotor reduziert die Strömungsgeschwindigkeit. Hier ist der Einfluss direkt hinter dem Rotor mit nur noch  $0,63v_{\infty}$  ( $0,4q_{\infty}$ ) am größten. Zum Vergleich lag bei der Messung ohne Rotor die geringste Geschwindigkeit bei  $0,95v_{\infty}$  ( $0,9q_{\infty}$ ), wie in Abbildung 100 dargestellt.

Die Annahme aus Kapitel II.1.3.9.2, dass es ausreicht, erst bei 220mm hinter der Rotationsachse der Blattwurzel zu messen war richtig, da die Tendenz ist, dass mit der Entfernung zum Rotor die normierte mittlere Geschwindigkeit sich dem Sollwert 1 und damit der ungestörten Anströmgeschwindigkeit nähert.

Es ist zu sehen, dass der Randwirbel der Rotorblätter (vgl. Kapitel II.1.3.4.4) keinen Einfluss auf den gondelnahen Bereich haben, da die Rotorblätter bei der  $Z_{Mod}$ -Koordinate 570 mm (grüner Strich in Abbildung 105) enden und ab diesen Wert liegen nahezu die Anströmbedingungen vor. Dies ist ein Zeichen dafür, dass die gewählte Rotorblattlänge für Untersuchungen in Gondelnahenbereich ausreichend ist.

Die Strömung am oberen Rand im Diagramm gleicht sich in Richtung Nachlauf immer mehr der freien Strömung an (ab über der weißen Linie in Abbildung 105). Dieser Bereich ist nicht mehr auf die originale Anlage übertragbar, da hier die Einflüsse der verkürzten Rotorblätter sichtbare Einflüsse auf die Strömung haben. Es wird davon ausgegangen, dass die Strömung bis ca. 400 mm über der Gondel übertragbar auf die originale WEA ist.

Die veranschlagten 400 mm im  $z_{\text{Mod}}$ -Koordinatensystem betragen 255 mm über der Gondel (Höhe über Gondel =  $z_{\text{Mod}}$  - Höhe Gondel; vgl. Kapitel II.1.3.9.2) und entsprechen 7,65 m im Original. Da ein Messmast auf der Windkraftanlage keine 3 m (vgl. Kapitel II.1.3.6) überschreiten kann, ist der Messbereich ausreichend. Die unterste Messreihe entspricht eine Höhe von 0,75 m über der Gondel. Einher geht mit der Verminderung der lokalen mittleren Geschwindigkeit die Erhöhung der Turbulenzintensität. Auch diese nimmt mit der Entfernung zum Rotor stark ab. Im nahen Gondelbereich, „ ist die Turbulenzintensität sinkt von 35 % (hinter die Rotorebene) auf 15 % (in einer Entfernung von  $5,4 d_{\text{Blatt}}$ ).

Wie in Kapitel II.1.3.7.2. beschrieben und in Anhang 1 und Anhang 2 zu sehen, sinkt die Turbulenz mit der Entfernung vom Rotor. Die strömungsvisualisierenden Messungen zeigen also das gleiche wie die Windkanaluntersuchungen. Es zeigt, dass die Messungen übertragbar sind. Bei dem Vergleich von Abbildung 105 mit Abbildung 106, die die Auswertung der Messung mit dem Vestasmodell zeigt, ist zu erkennen, dass der Unterschied zwischen den verschiedenen Gondelformen nicht erkennbar ist. Die Auswirkungen des Rotor sind viel größer. Es zeigt aber auch, dass die Messungen wiederholbar sind, da die Messungen der verschiedenen Modelle an unterschiedlichen Tagen, in unterschiedlichen Messreihen durchgeführt wurden.

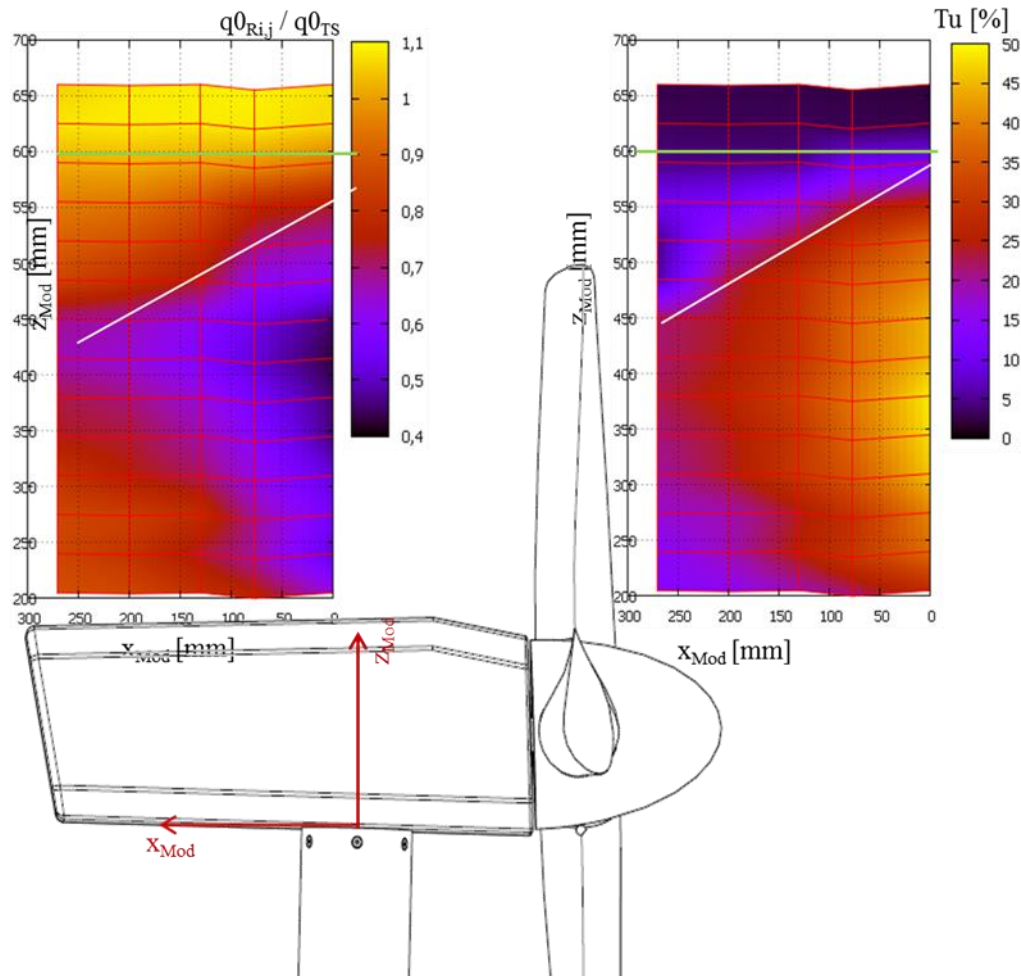


Abbildung 106. Änderung des dynamischen Drucks und Turbulenzintensität hinter der Rotorebene Vestas 20 m/s 150 U/min

In Abbildung 106 sind auch die oben beschriebenen Linien abgebildet. Der Rotor reicht bis 600 mm auf der  $z_{Mod}$ -Achse. Auch hier wird davon ausgegangen, dass die Strömung bis zu  $z_{Mod} = 400$  mm übertragbar auf die originale Anlage ist.

Hier entsprechen die 400 mm im  $z_{Mod}$ -Koordinatensystem 210 mm über der Gondel und entsprechen 4,2 m im Original. Damit entsprechen die untersten Messpunkte 0,4m über der Gondel.

#### *Anströmung 20 m/s und 100 U/min*

Um zu zeigen, dass die anliegenden Reynoldzahlen am Rotorblatt, die stark mit unterschiedlichen Drehzahlen und damit unterschiedlichen Anströmgeschwindigkeiten am Profil variieren kann, keine Auswirkungen auf die Kernaussage dieser Arbeit hat, werden hier die Messungen mit  $100 \text{ Umin}^{-1}$  vorgestellt und mit der Standardmessung verglichen. Die Messungen hierzu sind in Anhang 12 und Anhang 13 zu finden.

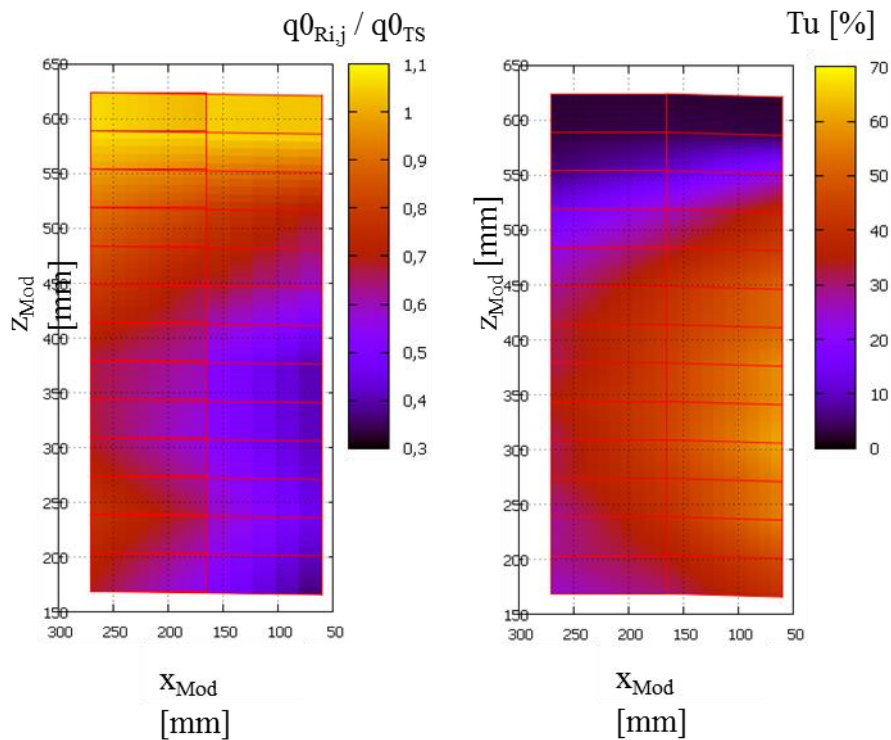


Abbildung 107 REpower 20 m/s 100 U/min

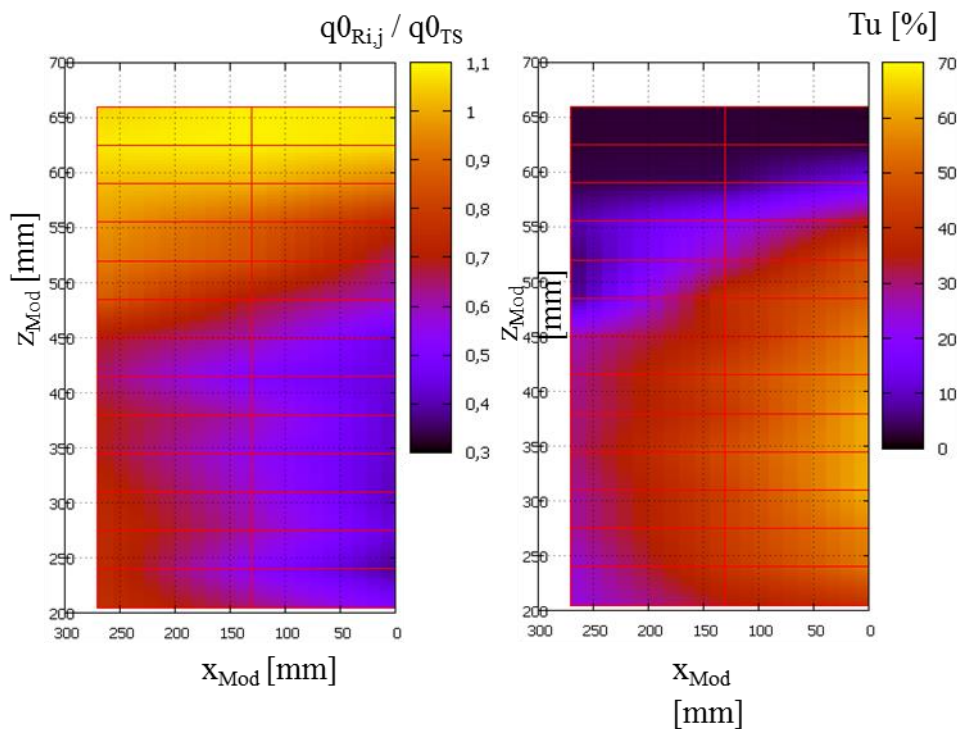


Abbildung 108 Vestas 20 m/s 100 U/min

Bei 100 U/min wird mehr Leistung aus der Strömung entnommen. Wenn mehr Energie aus der Strömung entnommen wird, sinkt die Geschwindigkeit hinter dem Rotor, was sich in einem geringeren Wert im normierten Geschwindigkeitsfeld äußert. Der geringste Wert sinkt hier von 0,4 auf 0,3. Zudem geht mit der Verringerung der Geschwindigkeit eine Erhöhung der Turbulenz einher. Die maximale Turbulenz steigt von 50 % auf 70 %.

Wie oben beschrieben, soll mit diesen Messungen die Vergleichbarkeit bei verschiedenen Reynoldszahlen am Blatt untersucht werden. Der Vergleich zeigt, dass sich der Wertebereich verschiebt, aber die Struktur gleich bleibt. Mit dieser Messung kann davon ausgegangen werden, dass sich die Struktur auch bei anderen Drehzahlen nicht verändert.

#### *Anströmung 15 m/s und 100 U/min*

Ähnlich wie in Kapitel Anströmung 20 m/s und 100 U/min wird hier der Einfluss bei insgesamt geringerer Reynoldszahl an dem Modell untersucht. Hier wird die Messung bei einer Strömungsgeschwindigkeit von  $15 \text{ ms}^{-1}$  und einer Drehzahl von  $100 \text{ Umin}^{-1}$  vorgestellt, die in Anhang 15 zu finden ist. Es wird hier nur noch die Messung von dem Vestasmodell vorgestellt, da sich die beiden Messungen ähneln, wie es schon oben in anderen Messungen beschrieben und erkennbar ist und im Vergleich von Anhang 14 und Anhang 15 ersichtlich ist. Aufgrund der längeren Gondellänge ist der Messbereich des Vestasmodell größer und wird deshalb hier vorgestellt.

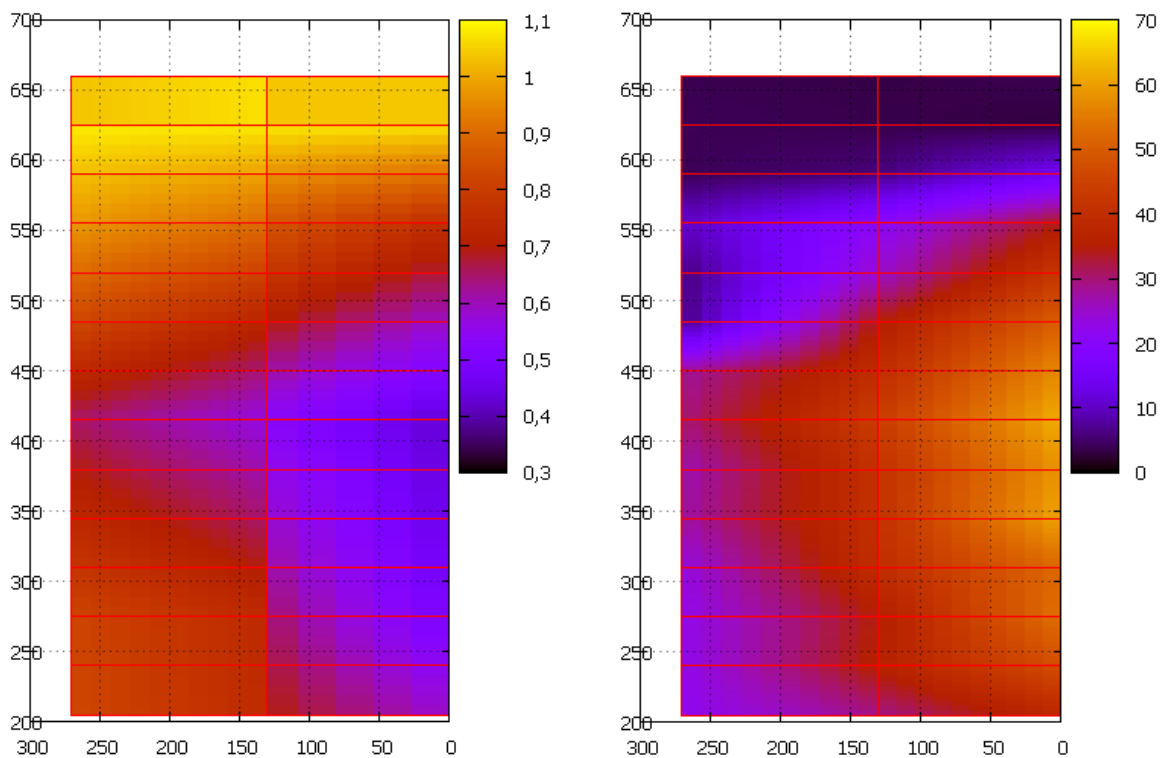


Abbildung 109: Vestas 15 m/s; 100 U/min

In Abbildung 109 ist die Auswertung zu erkennen. Es ist mit dieser Messung belegt, dass sich auch hier die Struktur der Messergebnisse bei einer abweichenden Anströmungsgeschwindigkeit nicht ändert. In dieser Auswertung kann aber auch erkannt werden, dass die Drehzahl auf die Messwerte stärkeren Einfluss hat als die Strömungsgeschwindigkeit, da hier die Messwerte der Messung mit  $20 \text{ ms}^{-1}$  und  $100 \text{ Umin}^{-1}$  mit dieser Messung weitestgehend übereinstimmen.

### *Schräganströmung*

Die Schräganströmung mit Rotor ist in Anhang 16 bis Anhang 19 zu finden. Die stärkere Turbulenz und die geringere Geschwindigkeitsverteilung verlagern sich auf die rechte Seite, je größer der Anstellwinkel wird, da sich der Rotor an diesen Stellen der Messebene mit steigendem Anstellwinkel nähert. Zur Veranschaulichung ist Abbildung 110 angefügt worden, wo links die Messbedingungen zu sehen sind und rechts die Auswertung der Ebene  $x_{Mod} = 130$  mm. Die Auswertung ist hier in einer anderen Skala als im Anhang ausgewertet. Die Striche auf der  $y_{Mod}$  Achse kennzeichnen die Position der Gondel in dieser Ebene.

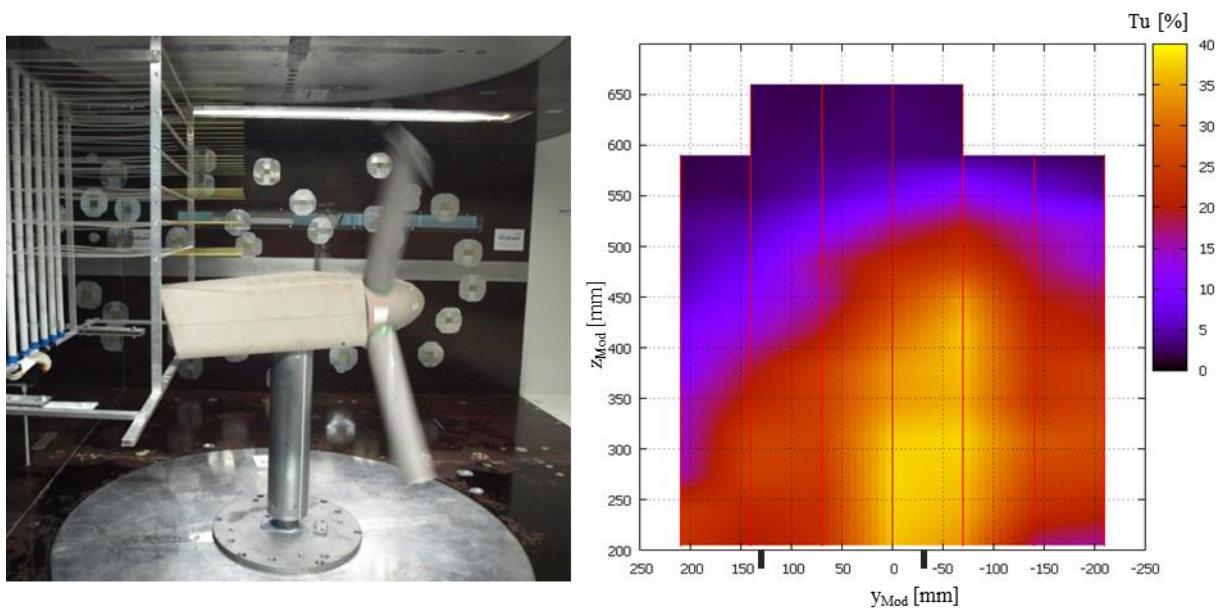


Abbildung 110: Beispiel einer Messung. Vestas AoA  $10^\circ$  Ebene 130mm.

### *Pitchwinkel*

In Abbildung 111 und in Abbildung 7 ist die Auswertung bei den Pitchwinkeln von  $80^\circ$  und  $70^\circ$  zu sehen, die in Anhang 20 bis Anhang 23 zu finden sind. Auch in dieser Konfiguration ändert sich die Struktur der Strömung nicht. Lediglich der Wertebereich verschiebt sich. Bei dem Pitchwinkel von  $80^\circ$  liegt die minimale Geschwindigkeit hinter dem Rotor bei  $0,5 v_\infty$ . Der Turbulenzgrad liegt bei lediglich 30 % im gondelnahen Bereich. Der Trend geht bei einem Pitchwinkel von  $70^\circ$  weiter. Die Strömung wird weniger turbulent und die Strömungsgeschwindigkeit wird weniger abgeschwächt. Die Leistung, die bei einem kleineren Pitchwinkel entnommen wird, sowie der Schub sind allerdings auch geringer. Dadurch lässt sich dieser Effekt erklären.



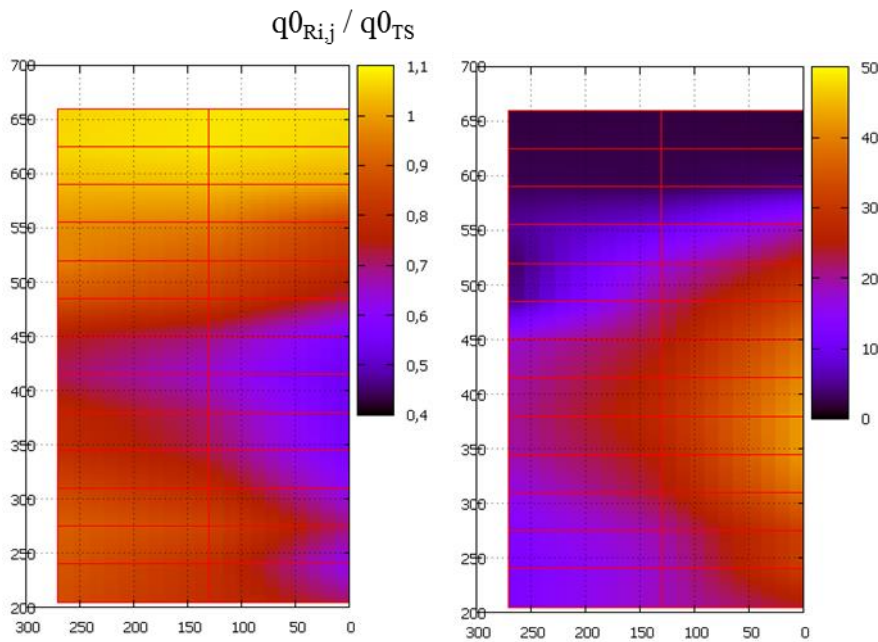


Abbildung 111 Vestas mit Pitch 80°

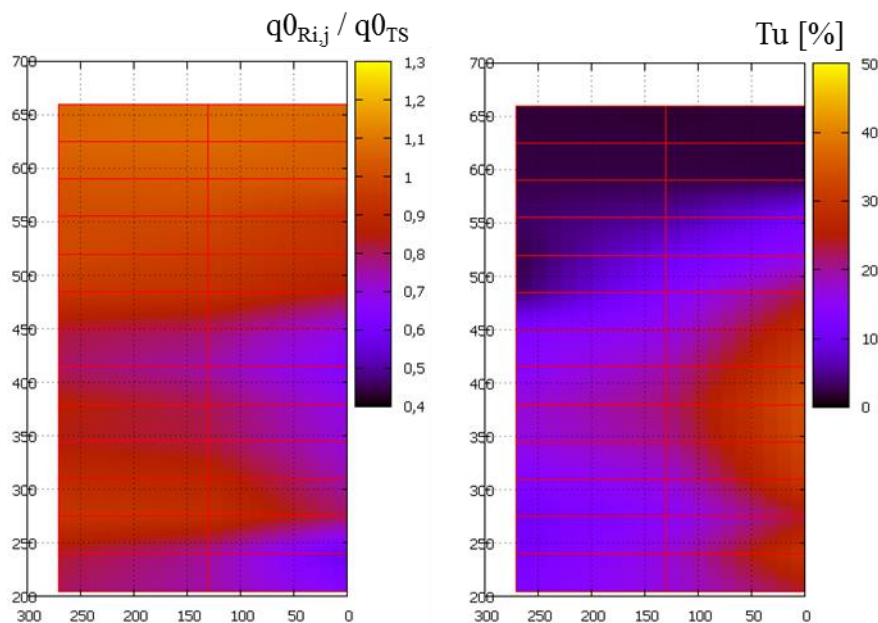


Abbildung 112 Vestas mit Pitch 70°

#### II.1.3.9.4 Ergebnis

Die Auswirkungen der Gondelform auf die Strömung konnten mit dieser Messkampagne nur bedingt für Modelle ohne Rotor nachgewiesen werden. Mit Rotor waren die Auswirkungen des Rotors auf die Strömung so stark, dass die Gondelform nicht mehr im Nachlauf erkennbar war. Bis zu einer Höhe von 60 mm über der Gondel der Vestas Anlage waren Wechselwirkungen mit der Gondel zu erkennen. Dies bedeutet für eine reale Gondel, dass bis zu einer Höhe von 1,2 m die Auswirkungen der Gondel auf die Strömung die Messwerte an einem auf dem Gondeldach installierten Anemometer beeinflussen können.

Die verschiedenen Konfigurationen wirken sich teilweise stark auf die Messwerte aus. So steigt die maximale Turbulenz hinter dem Rotor bei  $20 \text{ ms}^{-1}$  und  $100 \text{ Umin}^{-1}$  auf 70 %, während die Turbulenz bei gleicher Geschwindigkeit und  $150 \text{ Umin}^{-1}$  bei 50 % liegt.

Aus diesen Messungen kann daher kein konstanter Fehler für die Messinstrumente auf der Anlage ermittelt werden. Die Verhältnisse der Messergebnisse ist immer gleich geblieben. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Strömung im Original ähnlich verhält. Aus diesen Gründen kann aus den Messungen gefolgert werden, dass eine bestimmte Position im Verhältnis zu allen anderen Positionen am besten geeignet ist.

Auch die strömungsvisualisierenden Versuche auf den originalen Anlagen mit Wollfäden haben gezeigt, dass die Turbulenz mit der Entfernung zum Rotor sinkt. Dies untermauert die im Windkanal erzielten Ergebnisse zusätzlich.

Daher empfiehlt es sich, ein Anemometer so weit hinter den Rotor aufzustellen, wie es die Gondel zulässt. Die Turbulenz sinkt mit steigendem Abstand zwischen Rotor und Anemometer stark ab. Gleichzeitig steigt die Geschwindigkeit und nähert sich wieder der ungestörten freien Anströmgeschwindigkeit. Dabei sollte das Messsystem bei den vermessenen Anlagentypen einer Höhe von mindestens 1,2 m installiert sein um außerhalb der Grenzschicht der Gondel zu liegen.

#### **II.1.3.10. Strömungsfeldsimulation (CFD)**

Die numerische Strömungssimulation (Computer Fluid Dynamics, CFD) hat sich längst als wertvolles Werkzeug erwiesen, um Strömungsphänomene zu analysieren und zu berechnen.

Auch wenn eine CFD-Simulation nicht ein Bestandteil des geplanten Arbeitspaketes 3 ist, wurde durch die Zusammenarbeit mit der Firma Akka Octagon eine Simulation basierend auf dem Repower Windkanal Modelle ermöglicht. Diese Simulationsdaten konnten mit den Daten aus Windkanal und den Freifeldmessungen verglichen werden.

Um Berechnungszeit zu sparen, wurde das Model vereinfacht und die Vernetzungsauflösung ungleichmäßig über das Computer Model verteilt. Das Gondel Bereich weist ein deutlich feineres Gitter als das Rotorblattaußenbereich. Zudem wurde der Turm in der Simulation nicht weiter betrachtet.

Die Simulation wurde für zwei Betriebszustände, „Standstill“ und „Betrieb bei  $C_p \text{ max}$ “ durchgeführt, beide bei  $8 \text{ m/s}$  ungestörter Anströmgeschwindigkeit.

##### **II.1.3.10.1 Gitter Generierung**

Um die Zellenanzahl und die Vernetzungskomplexität zu reduzieren, wurde die Gondelgeometrie vereinfacht. Stellen mit scharfen Kanten und andere nicht strömungsbeeinflussende geometrische Elemente wurden vereinfacht. Der Luftauslass am hinteren Teil des Turmes wurde nicht simuliert.

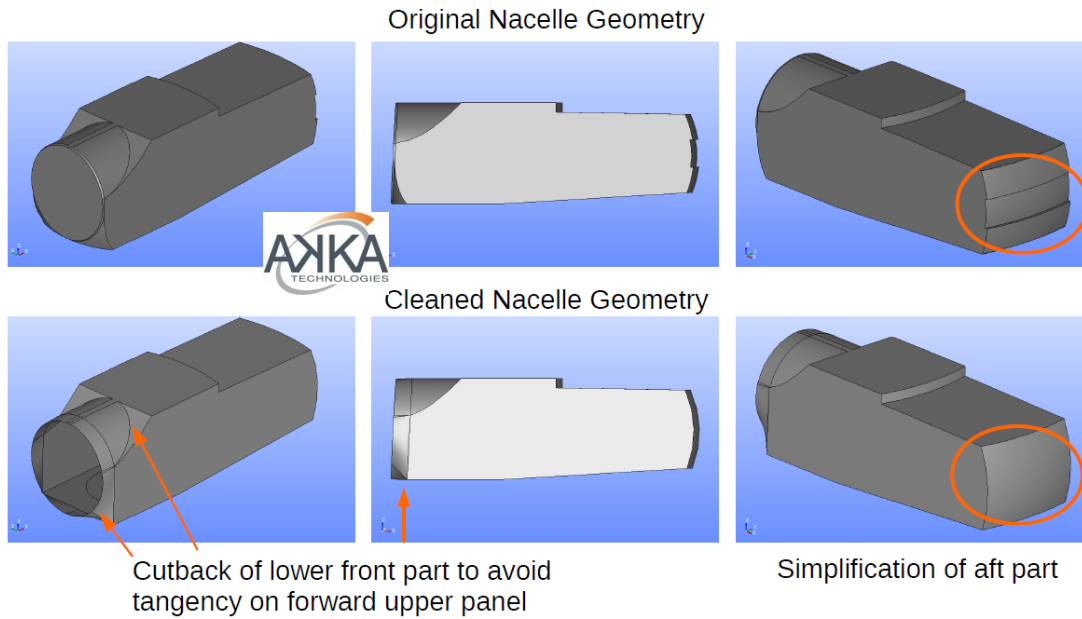


Abbildung 113. Vereinfachung der Modelgeometrie vor der Vernetzung. Quelle Akka-Octagon

### II.1.3.10.2 Stillstand

Das Model stellt den Standstill Modus dar. Die Rotorblätter haben einen Pitchwinkel von  $0^\circ$ , und der Rotor dreht sich nicht. Abbildung 114 stellt die Ergebnisse der numerischen Simulation dar. Eine lokale Strömungsablösung ist im Wurzelbereich des Rotorblattes zu erkennen.

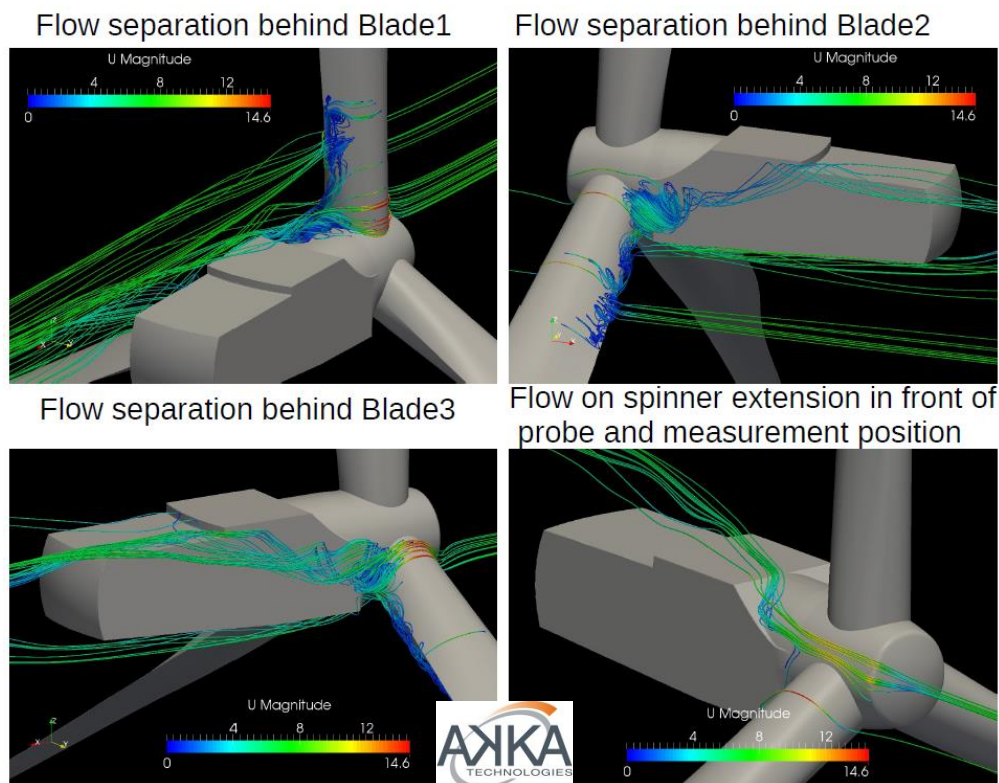


Abbildung 114 Darstellung der numerische Simulation bei Stillstand. Pitchwinkel =  $0^\circ$ , Ungestörte Windgeschwindigkeit = 8 m/s. Quelle: Akka Octagon

### II.1.3.10.3 Betrieb bei 8 m/s ( $C_{p\_max}$ )

Für die Simulation der laufenden Anlage wurde

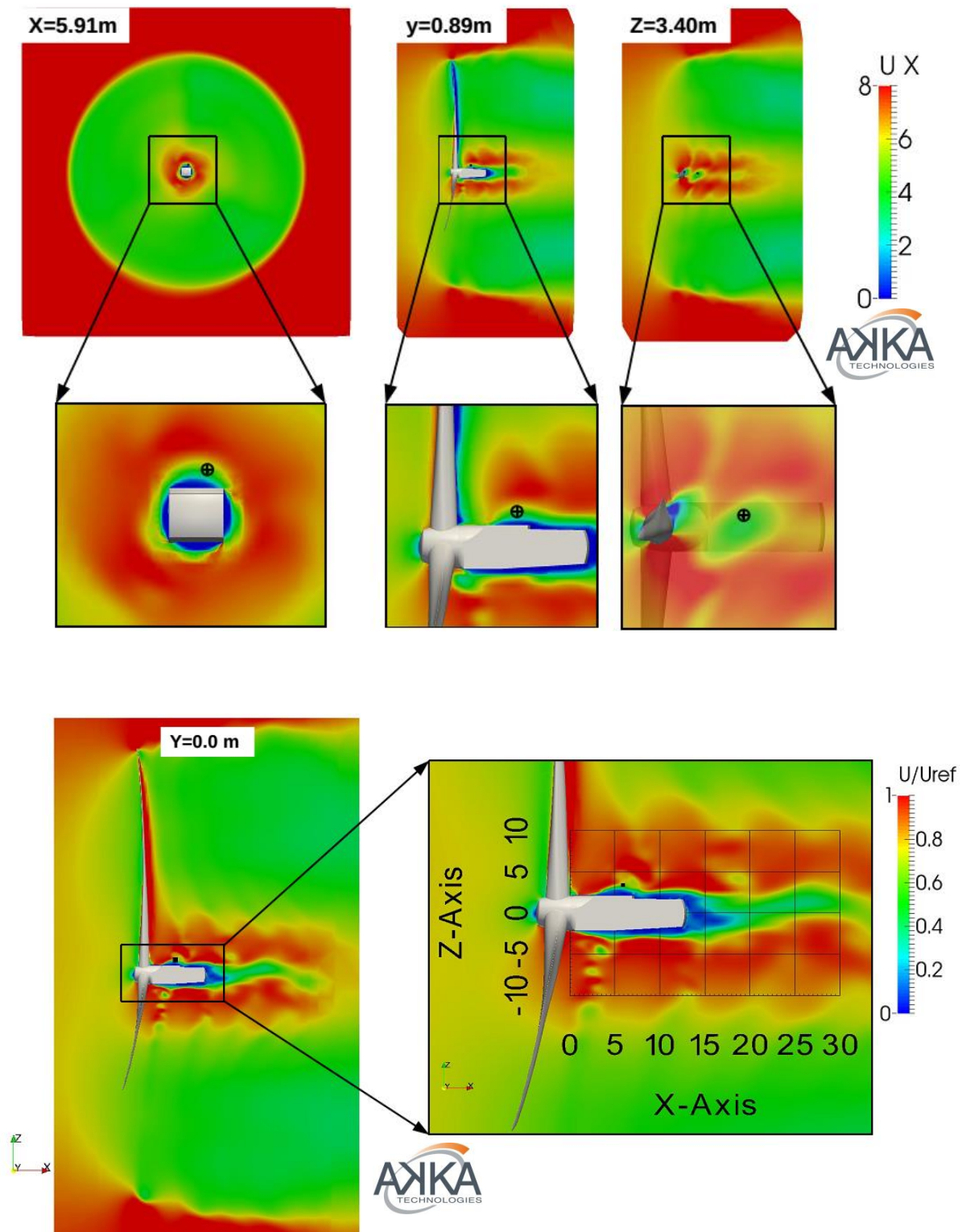


Abbildung 115: Strömungsfeld durch die Mitte der WEA. Anemometerposition wurde mit Punkt oberhalb der Gondel markiert.

### **II.1.3.11. Zusammenfassung und Ausblick**

#### **II.1.3.11.1 Zusammenfassung**

Es ist in diesem Arbeitspaket gelungen den gondelnahen Nachlauf einer Windenergieanlage hinter dem Rotor im Windkanal zu vermessen und visuell darzustellen. Um die Vergleichbarkeit der Modellmessungen im Windkanal mit dem Original zu ermöglichen, sind einzelne Teile der Modelle im Windkanal untersucht worden. Zick-Zack-Band wurde lokal auf die Modelloberfläche angebracht um die Umströmung von dem Original nachzubilden, damit die Modell Messungen realistische Information liefern.

Strömungsvisualisierende Versuche sowie Freifeldmessungen zur Turbulenzintensität auf Windkraftanlagen wurden durchgeführt. Diese haben gezeigt, dass die Strömung mit größerer Entfernung zum Rotor an Turbulenzintensität verliert. Dies hat sich auch bei den Windkanalmessungen bestätigt, womit die Vergleichbarkeit von Strömungsversuchen an skalierten Gondelmodellen im Windkanal zusätzlich bestätigt wurde.

Es wird aus den ermittelten Messwerten auf einen Bereich geschlossen, der am geeignetsten für den Aufbau von Anemometern ist, um Leistungskurven zu vermessen oder die Windkraftanlage zu steuern. Aus Gründen einer möglichst turbulenzarmen Messung ist zu empfehlen, die Anemometer so weit wie möglich Richtung Gondelende zu positionieren, da mit steigender Entfernung vom Rotor die Turbulenzen stark absinken und die Geschwindigkeit sich wieder der freien Anströmgeschwindigkeit annähert. Um aus dem Grenzschichtbereich der Gondel zu kommen sollte das Messsystem auf dem Gondeldach auf einen Mast befestigt werden, der eine Mindesthöhe von 1,2 m aufweist.

#### **II.1.3.11.2 Ausblick**

In nachfolgenden Untersuchungen können auf Basis dieser Messungen weitere Untersuchungen mit einem Hitzdrahtanemometer durchgeführt werden. Hierbei könnte auch in mindestens zwei verschiedene Richtungen die Turbulenzintensität gemessen werden, um die Annahme der isotropen Turbulenz zu verifizieren.

Da die Einflüsse des Rotors auf die Strömung so starke Einflüsse hat, dass die Gondelform fast vernachlässigbar ist, können Messungen mit verschiedenen Rotorblatttypen durchgeführt werden um die Auswirkungen dieser zu untersuchen. Des Weiteren sollten Freifeld und Windkanaluntersuchungen zur optimalen Höhe eines Gondelanemometers für alle relevanten Betriebsmodie der Windenergieanlage durchgeführt werden.

## II.1.4 Teilprojekt Arbeitspaket 4: Blattwinkelmessung

<b>Arbeitspaket</b>	A.4.: Blattwinkelmessung
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard GmbH
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard GmbH	<u>Koordinator</u> , Untersuchung und Auswertung Blattwinkel

Die Durchführung der ursprünglich vorgesehenen mechanischen Verstellungen der Rotorblätter konnten nicht wie geplant durchgeführt werden. Die vorgesehene optische Rotorblattauswertung wurde vom Hersteller nicht anerkannt. Es wurde daher Bezug genommen auf im Vorfeld durchgeführte Vermessungen der Rotorblatteinstellungen und im weiteren Verlauf dann auf die Auswertung der in den Betriebsdaten erfassten Rotorblattwinkel. Im Verlauf des Vorhabens konnte so der Einfluss möglicher Parameteränderungen in der Regelcharakteristik und deren Auswirkungen geprüft werden.

Die Auswertung erfolgt mit den 10-Minuten-Daten der Betriebsdatenerfassung als auch mittels der hochfrequenten Datenerfassung direkt aus dem Anlagencontroller mit einer Auflösung von 1Hz. Ergebnisse dazu sind beispielhaft in Abbildung 116 bis Abbildung 120 dargestellt. Klar zu erkennen ist eine bei allen Anlagen vergleichbare Regelcharakteristik. Moderne WEA regeln im Teillastbereich hauptsächlich durch Veränderung der Drehzahl, der Blattwinkel wird über weite Strecken konstant gehalten. Dies hat seine Ursache darin, dass die Drehzahlregelung effektiver bei der Optimierung des Betriebsverhaltens in Richtung auf einen maximalen  $c_p$ -Wert (Leistungsbeiwert) ist, gleichzeitig aber ein erhöhter Verschleiß, vor allem bei WEA mit hydraulischer Blattverstellung, vermieden wird.

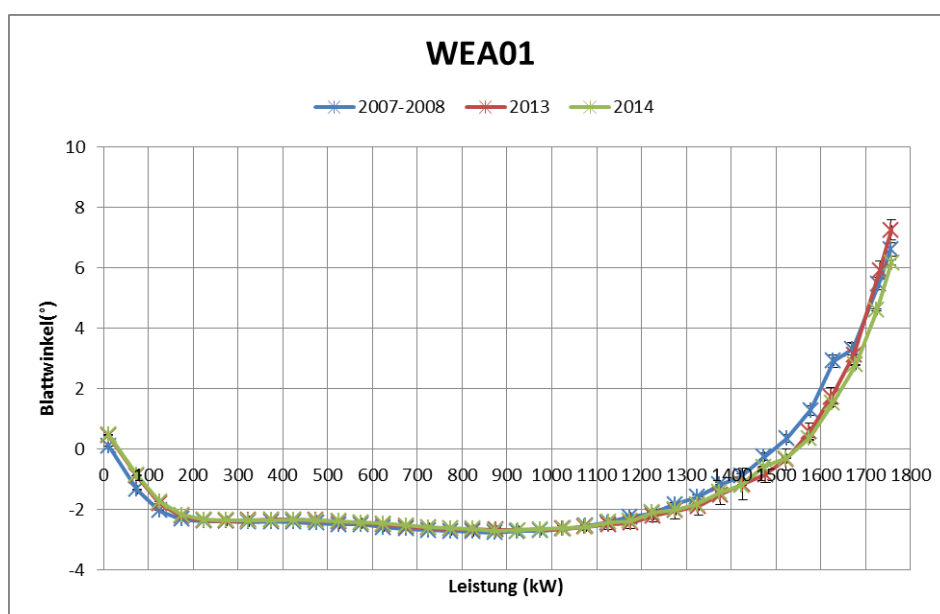


Abbildung 116: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

Die Grafiken zeigen daher ein sehr typisches Verhalten: Regelung zur Erleichterung des Anfahrens bei kleinen Leistungen, ein relativ konstanter Blattwinkel im Teillastbereich, Beginn einer Abregelung bei etwa 70% der Nennleistung.

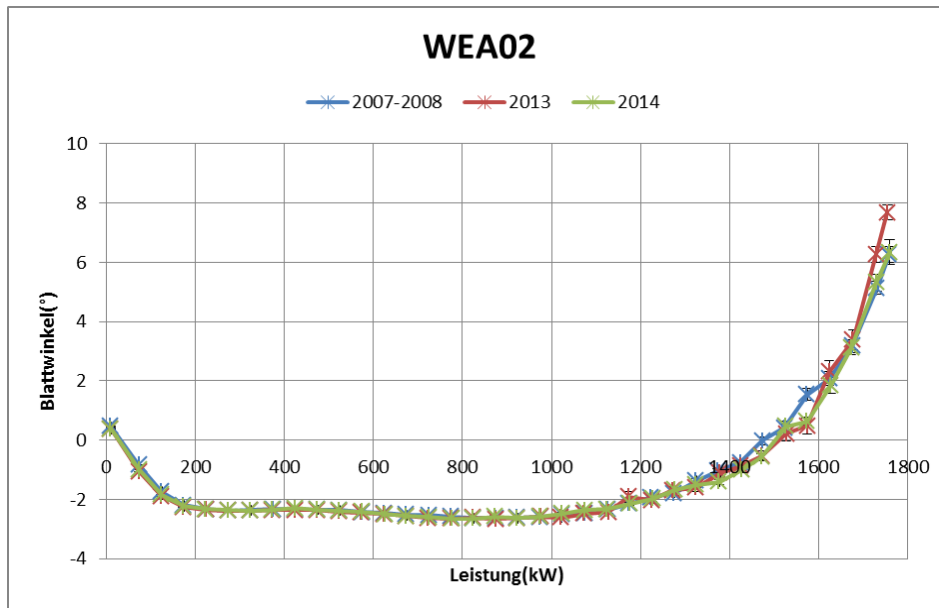


Abbildung 117: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

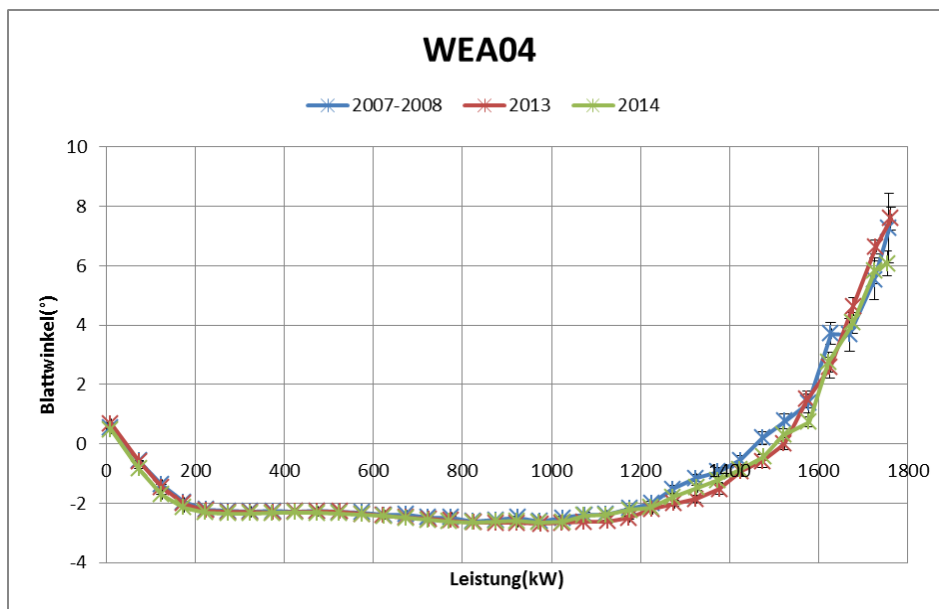


Abbildung 118: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

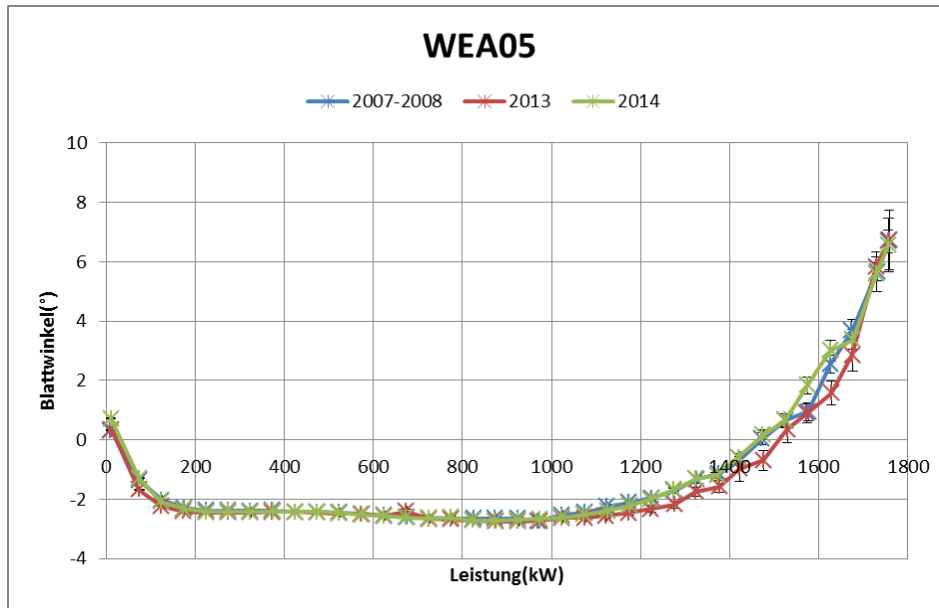


Abbildung 119: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

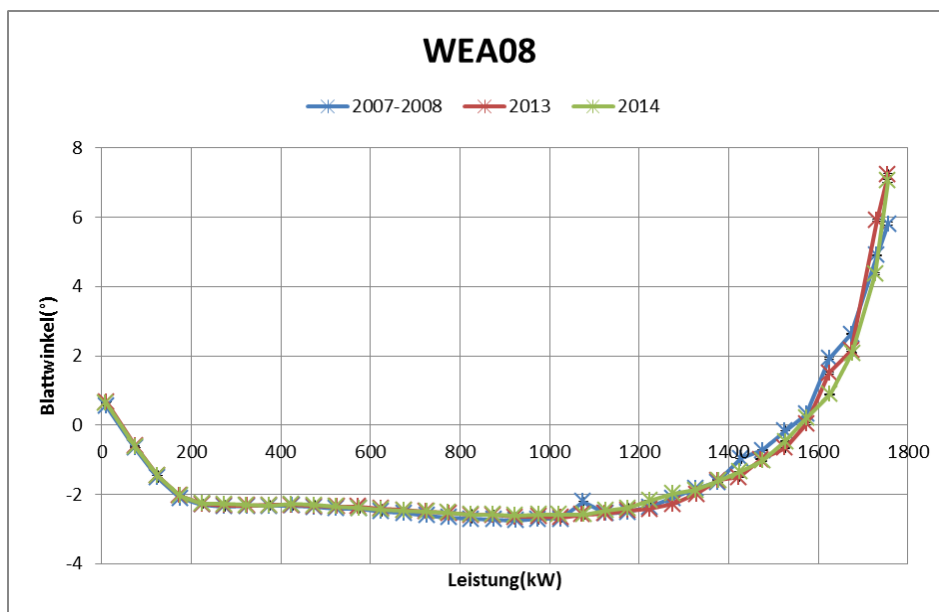


Abbildung 120: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

Die Auswertung der zeitlich hochaufgelösten Daten durch die Universität Oldenburg zeigen ein ähnliches Ergebnis. Die Dichteverteilung (nichtkumulative Verteilung der Häufigkeit) der Blattwinkel von drei WEA (Abbildung 121) zeigt große Häufigkeiten im Bereich des Anfahrens bzw. Stillstand bei ca.  $90^\circ$  Blattwinkel. Im Bereich kleiner Blattwinkel ist der Bereich kleiner Null herausragend, d.h. Betrieb bei relativ konstantem Arbeitswinkel im Teillastbereich. Der schmale Häufigkeitsbereich gerade oberhalb  $0^\circ$  weist auf den Anfahr- und Abregelbereich hin. Das der Winkelbereich von etwa  $2^\circ$  bis  $7^\circ$  keine markante Häufigkeit aufweist, ist ein Indiz dafür, dass im Messzeitraum seltener Windgeschwindigkeiten im Vollastbereich auftraten.



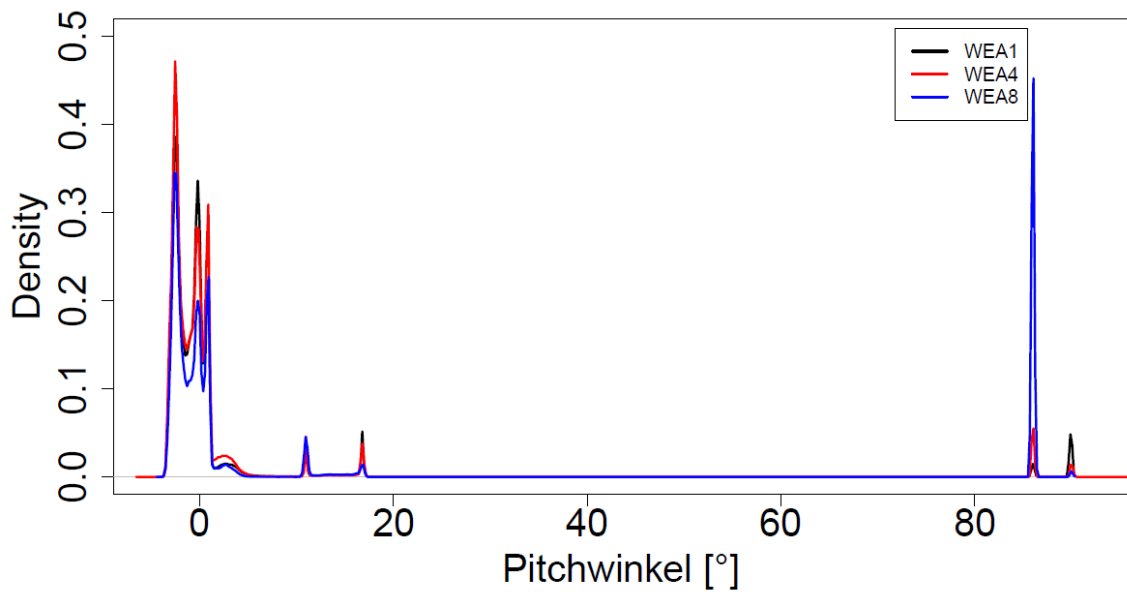


Abbildung 121: Hochfrequente Auswertung Vergleich Pitchwinkel an drei Testanlagen.

Die Auswertung in Abbildung 122 zeigt keine deutliche Abweichung zu den Auswertungen auf Basis der 10-Minutenzeitreihen. Die Varianz über den gesamten Leistungsbe- reich ist sehr klein, was auf eine geringe Regeltätigkeit hinweist und auf eine erkennbare, auf eine vorgegebene, einzige Regelkurve ausgelegte Steuerung. Lediglich im Abregelbereich bei Nennleistung ist eine größere Varianz zu erkennen.

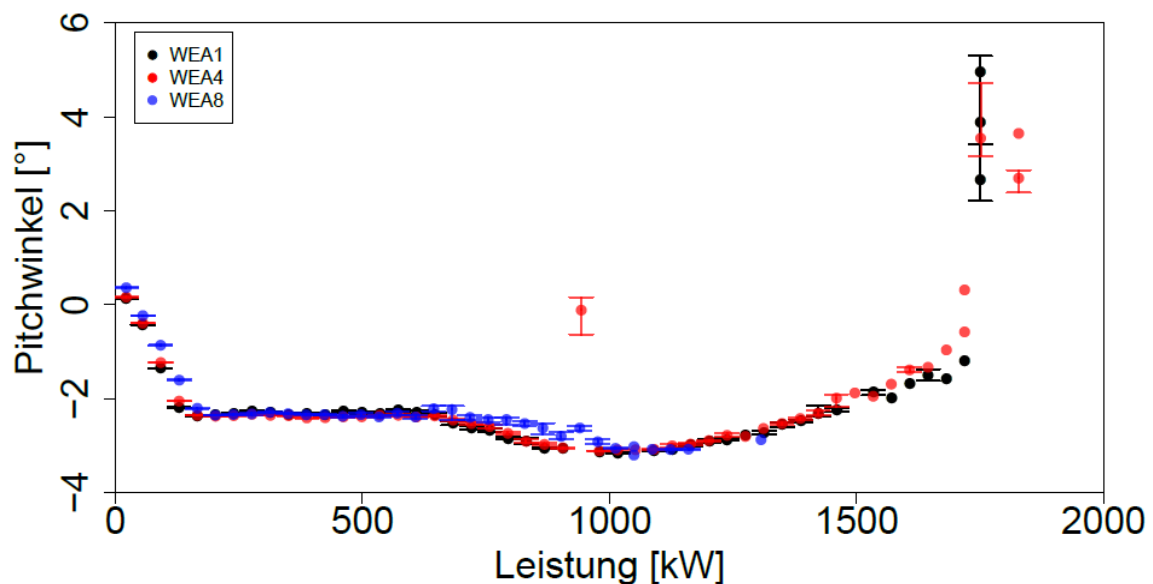


Abbildung 122: Hochfrequente Auswertung Verhältnisse Blattwinkel zu Leistung an drei Testanlagen

Die Driftfelder in Abbildung 123 und Abbildung 124 zeigen für zwei WEA jedoch im Teil- lastbereich unterhalb von 900 kW eine zum Teil deutliche Regelbewegung bis maximal etwa 1° bis 1,5°, die jedoch – darauf lässt Abbildung 122 schließen – keine große Häufig-

keit besitzen. Sie weisen jedoch eine asymmetrische Verteilung des Regelverhaltens auf, die mit dem Anfahrverhalten der WEA erklärt werden kann. Beim Anfahren wird der Blattwinkel zunächst sehr schnell verringert bzw. kleiner  $0^\circ$  gefahren, damit die Einschalt Drehzahl möglichst schnell erreicht wird. Kurz vor dem Zuschalten des Generators auf das Netz wird der Blattwinkel wieder vergrößert um eine zu hohe elektrische Leistung und einen zu raschen Anstieg im Zuschaltmoment zu verhindern (rote Pfeile). Bei einer Verringerung der Leistung im Normalbetrieb erfolgt die Regelung des Blattwinkels nur in sehr geringem Maße (blaue Pfeile) und wird erst wieder im Übergang zum Abschalten der WEA wieder vergrößert.

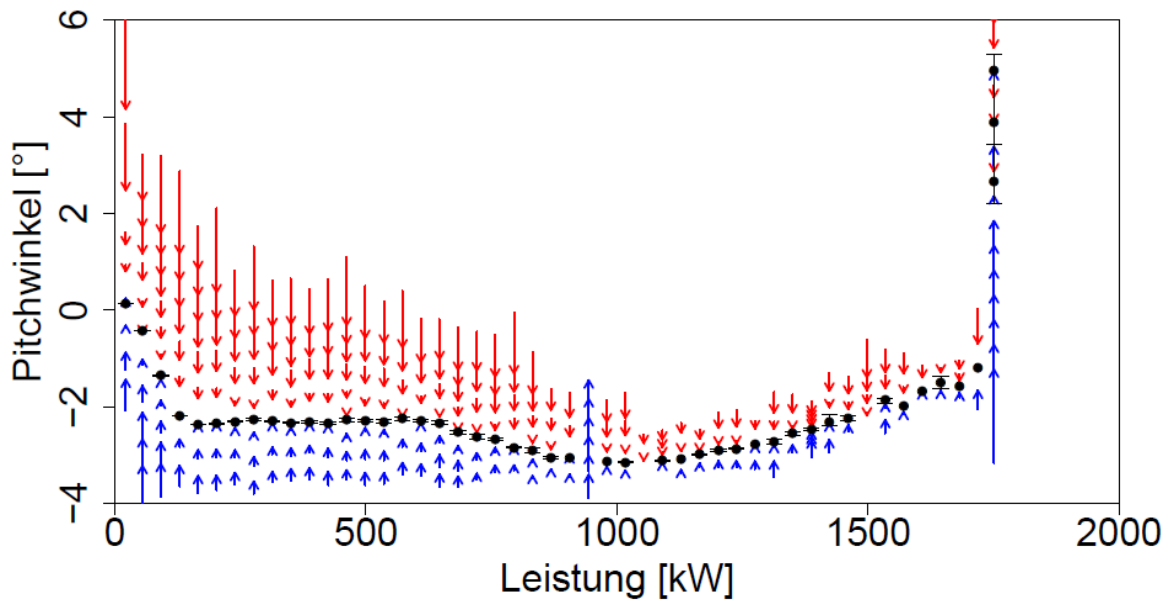


Abbildung 123: Driftfeld Blattwinkel über Leistung WEA 1

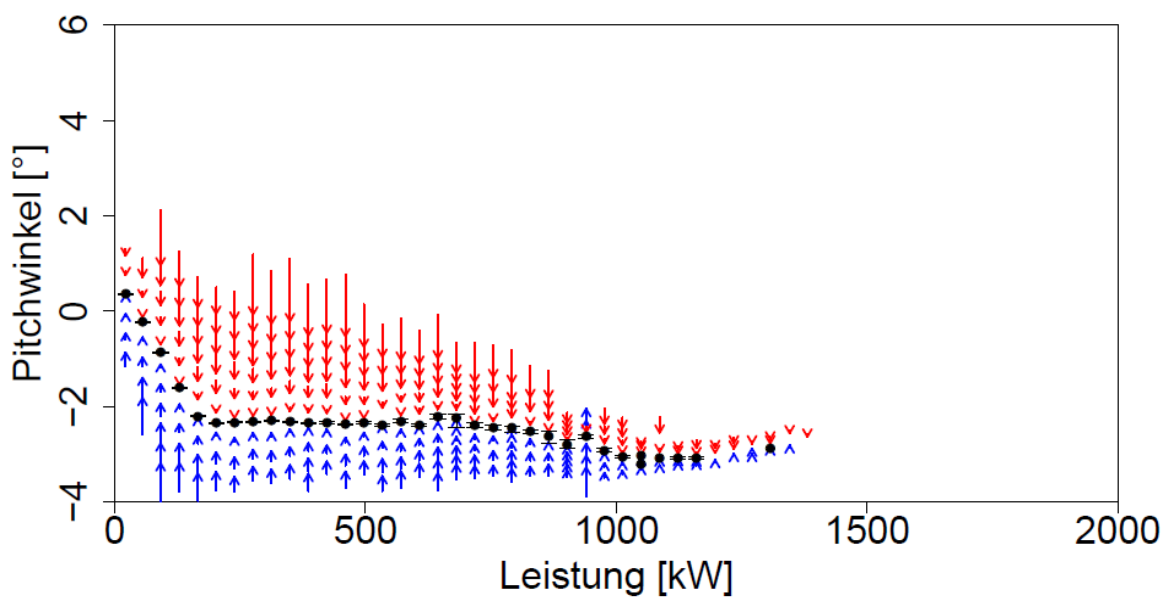


Abbildung 124: Driftfeld Blattwinkel über Leistung WEA 8

Das Driftfeld der Betrachtung der Rotordrehzahl zur elektrischen Leistung in Abbildung 125 wird ein symmetrisches Regelverhalten mit starken Schwankungen in der Drehzahl erkennbar. Die Ursache hierfür ist im grundsätzlichen Regelverhalten drehzahlvariabler WEA zu finden. Um z.B. bei einem Anstieg der Windgeschwindigkeit den Punkt des maximalen Wirkungsgrades (cP-max) möglichst schnell zu erreichen, benötigt die WEA mechanische Leistung zur Beschleunigung des Rotors, die aber die elektrische Leistungsabgabe momentan verringert.

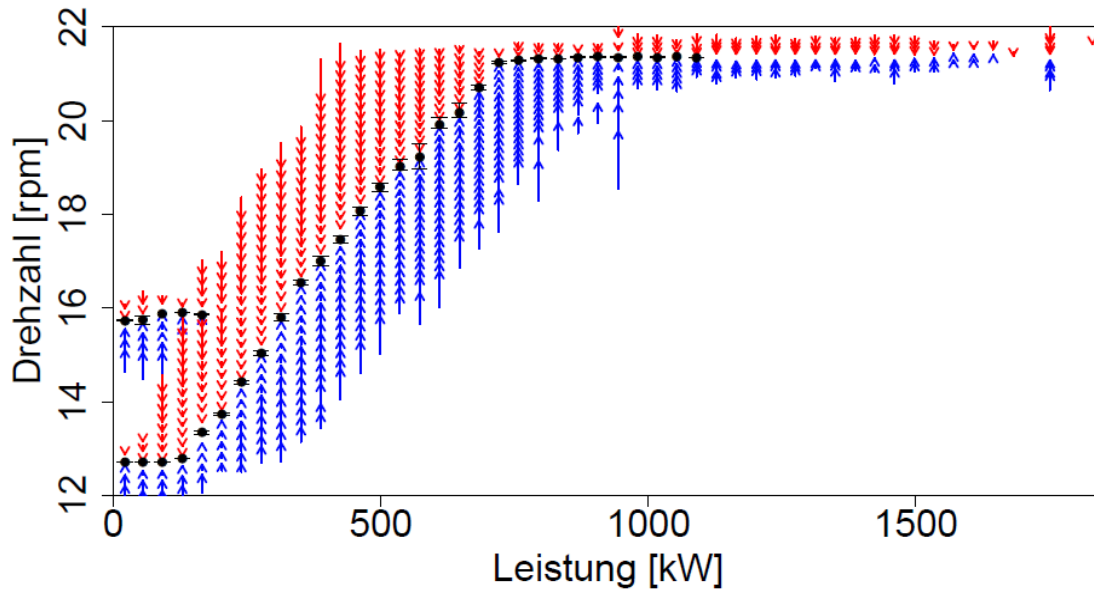


Abbildung 125: Driftfeld Drehzahl über Leistung WEA 1.

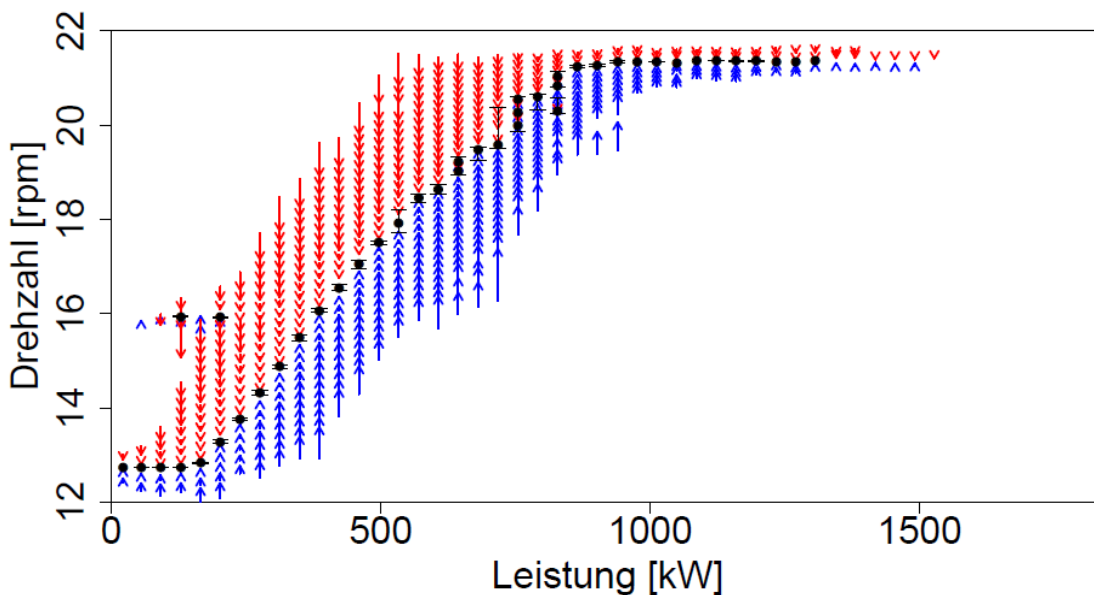


Abbildung 126: Driftfeld Drehzahl über Leistung WEA 8

Die Analysen der Drehzahl-Leistungscharakteristiken anhand der 10-Minuten-Daten ergeben für die betrachteten Zeiträume unterschiedlich Kennlinien, siehe Abbildung 127 bis Abbildung 130.

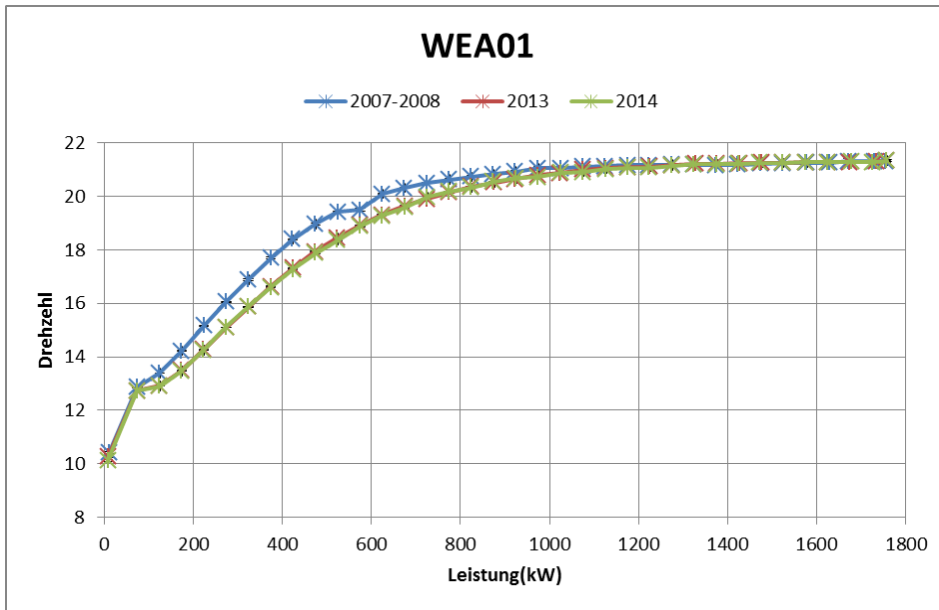


Abbildung 127: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

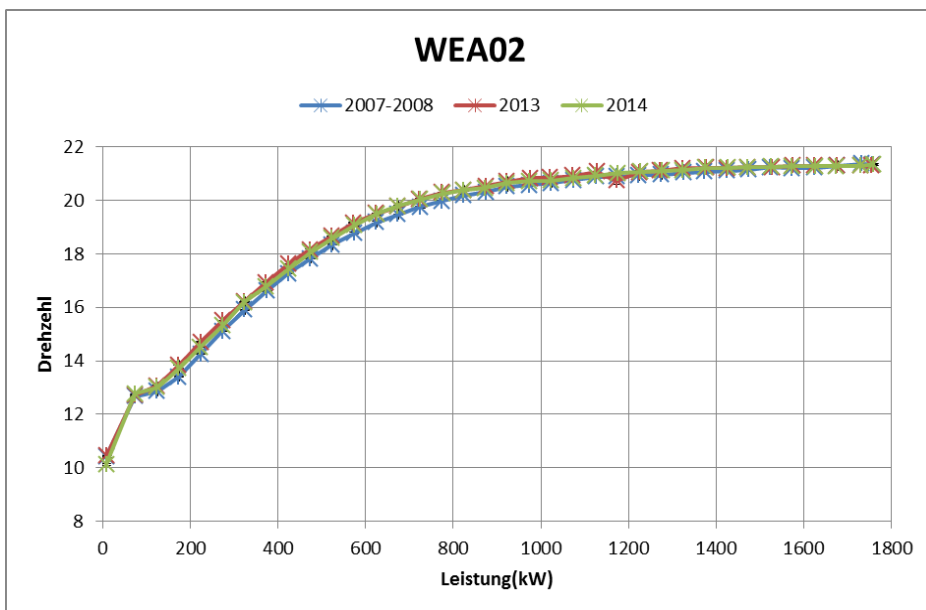


Abbildung 128: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

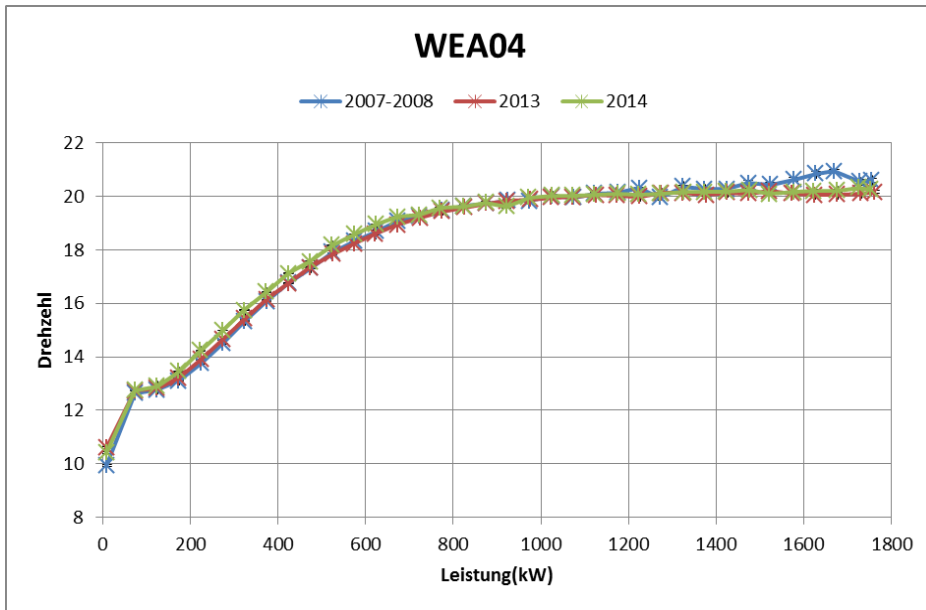


Abbildung 129: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

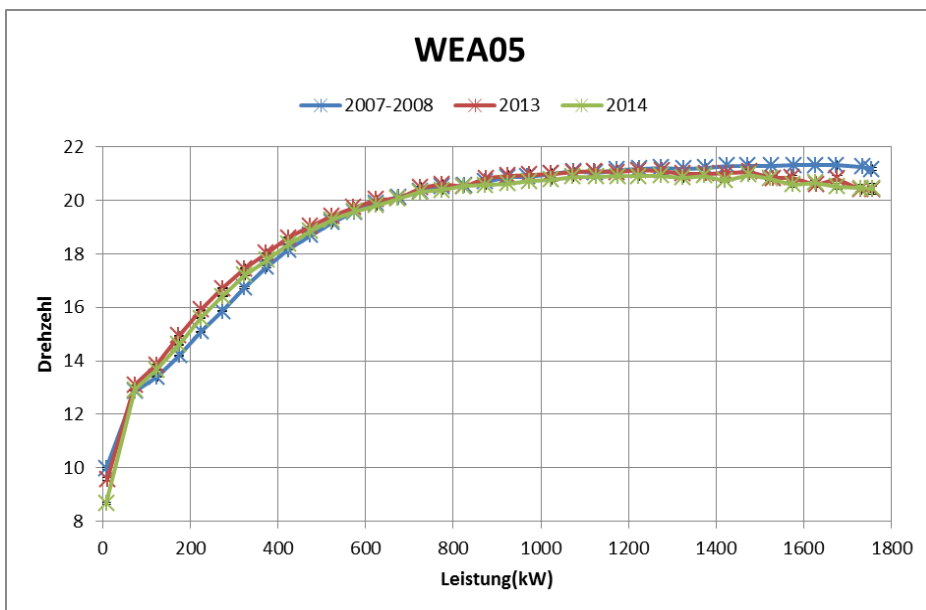


Abbildung 130: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

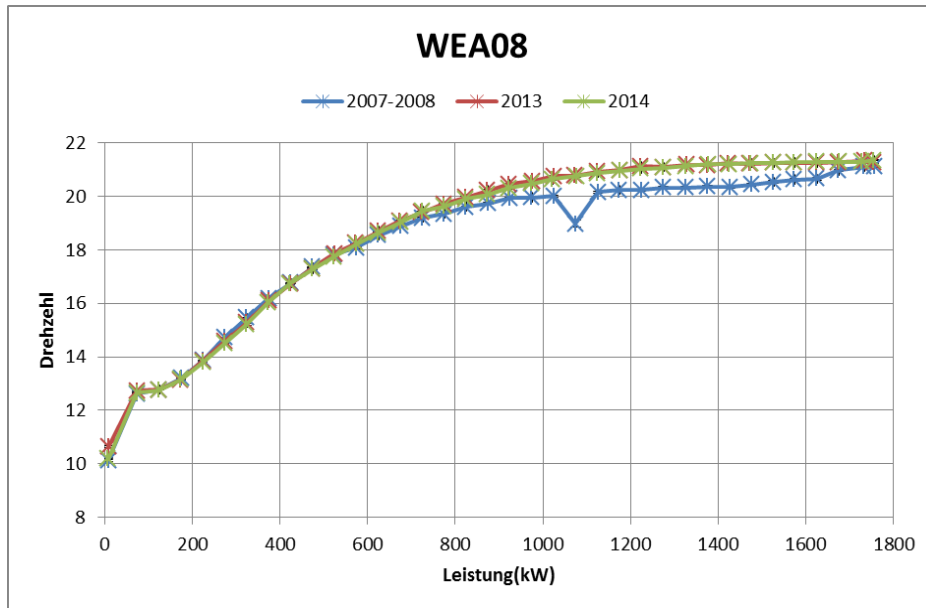


Abbildung 131: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

Die ermittelten, unterschiedlichen Charakteristiken gehen mit Änderungen im Leistungsverhalten der WEA einher. Im Abschnitt II.1.5.2. werden diese mit den Auswirkungen auf die Leistungskennlinien verglichen.

## II.1.5 Teilprojekt Arbeitspaket 5A/B: Auswertung der Messung

### II.1.5.1. Teilprojekt Arbeitspaket 5A

<b>Arbeitspaket</b>	A.5.: Auswertung der Messung
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard GmbH
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard GmbH	<u>Koordinator</u> , Untersuchung und Auswertung Blattwinkel

#### II.1.5.1.1 Gondelanemometermessungen

Die Vermessung von Windenergieanlagen in einem Windpark ist durch die Wake-Verhältnisse im Windpark verhältnismäßig kompliziert, da nur schwer eine geeignete Position für einen Messmast gefunden werden kann, um mehrere Anlagen zu vermessen. Daher wurde der Gedanke der so genannten Gondelanemometrie entwickelt. Bei der Gondelanemometrie werden die Messwerte eines Anemometers, welches auf der Anlagengondel installiert ist, zur Messung der Windgeschwindigkeit herangezogen. Es ist auch möglich eine Transferfunktion zu bestimmen, die die Beziehung zwischen der frei strömenden Windgeschwindigkeit vor der Windenergieanlage und der durch das anlageneinige Anemometer gemessenen Windgeschwindigkeit beschreibt, so könnten die Leistungskurven aller Windenergieanlagen gleichen Typs ohne die Einsatz eines meteorologisches Mastes vermessen werden. Jedoch besteht das Problem, dass das Gondelanemometer beeinflusst von dem Rotor, den Blätter und der Gondelstruktur und deswegen nicht die genaue frei Anströmung misst. Auf diesem Grund muss die Transferfunktion eine Umrechnung der Gondelwindgeschwindigkeit auf die freie Windgeschwindigkeit, die auf den Anlagenrotor trifft, erlauben. Laut IEC 61400-12-2 ist der Ziel der Leistungskurvenvermessung, dass durch die Verwendung einer Transferfunktion auf die freie anströmende Windgeschwindigkeit vor der Windenergieanlage zu schließen und damit die absolute Leistungskurve zu bestimmen. Das heißt, die Leistungskurve soll den Verlauf der abgegebenen Wirkleistung der Windenergieanlage in Abhängigkeit der frei strömenden Windgeschwindigkeit vor dem Rotor der Anlage beschreiben. Damit wird die Verwendung einer Transfer- oder Gondelkorrekturfunktion notwendig, welche es erlaubt, die auf der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit in die Windgeschwindigkeit vor der Windenergieanlage umzurechnen. Die IEC 61400-12-2 CDV beschreibt diese Vermessung der Leistungskurve mit Hilfe der Verwendung der Gondelkorrekturfunktion. Aber die Verfahren zur Leistungsvermessung mit Hilfe einer Transferfunktion zielen darauf ab, die absolute Leistungskurve einer Windenergieanlage zu bestimmen. Das heißt, es wird das Verhalten der Leistungserzeugung der Windenergieanlage in Abhängigkeit von der freien Windströmung bestimmt. Der Vergleich einer mit einem Gondelanemometer unter Zuhilfenahme der Transferfunktion gemessenen Leistungskennlinie mit einer nach IEC 61400-12-1, also mit einem Messmast vermessenen Leistungskennlinie, hat große Unsicherheiten. Der Nachweis von Übereinstimmung oder Abweichung der Kennlinien voneinander ist in der Regel nicht verlässlich zu erbringen.

Im Vorhaben wird daher nur der Vergleich von Leistungskennlinien mehrerer WEA untereinander ausschließlich mit der Gondelanemometrie durchgeführt, ein Vergleich mit einer nach IEC 61400-12-1 vermessenen, zertifizierte Kennlinie findet nicht statt. Ziel ist es, den Unterschied im Leistungsverhalten der einzelnen WEA zu analysieren und darauf basierend die beste, d.h leistungsfähigste WEA im Windpark zu ermitteln. Im weiteren Verfahren sollen dann die Gründe für das schlechtere Leistungsverhalten analysiert werden um dann durch mögliche Änderungen in der Parametrierung der Anlagensteuerungen Änderungen herbei zuführen um zu versuchen, die im Ertrag der Anlagen festgestellten Unterschiede (siehe Abschnitt I.1) auszugleichen.

Im Folgenden wird daher versucht, für jede WEA im Testwindpark Leistungskennlinien nur auf Basis der Gondelanemometervermessungen durchzuführen. Dieser ermöglicht den Vergleich der Anlagen untereinander, wie auch den Vergleich des Leistungsverhaltens in unterschiedlichen zeitlichen Perioden für eine WEA. Bei der Ermittlung der Leistungskurve mithilfe der Gondelanemometrie wird die Wirkleistung der WEA abhängig von der Windgeschwindigkeit des Gondelanemometers und nicht von der Geschwindigkeit des frei strömenden Windes gemessen. Ein Problem hierbei ist, dass diese Auswertung von einer korrekten Messung der Windgeschwindigkeit mit dem Gondelanemometer bzw. auf eine bei allen WEA im Windpark gleiche Umrechnung der Messsignale in der Anlagensteuerung basiert. Aus diesem Grund wurden auf einzelnen Anlagen Vergleichsmessungen mit zusätzlichen, auf einem ca. 2 m hohen Mast auf den WEA-Gondeln installierten Anemometer durchgeführt. Danach fand jeweils eine Korrektur der Windgeschwindigkeitssignale der Gondelanemometer statt, um sicher zu gehen, dass die Signale aller WEA auf eine gleiche Basis bezogen werden konnten. Es wurde also eine Vergleichsmessung durchgeführt, welche das anlageneigene Anemometer auf ein kalibriertes Anemometer abstimmt.

#### **Windkorrektur Verfahren:**

Das für eine von der Anlagensteuerung unabhängigen Windmessung erforderliche Anemometer wurde auf einem Zusatzmast angebracht, der bei jeder WEA an derselben Position auf dem Gondeldach montiert wurde. Im Folgenden wird das Messverfahren dargestellt.

Die Messmasten wurden (wie in Abschnitt II.1.1.5 beschrieben) auf dem Gondeldach der Windenergieanlage installiert. Nach Installation des Messmastes wurde eine zeitliche Synchronisation zwischen dem Datenlogger des Zusatzanemometers und dem SCADA-Systems der WEA durchgeführt.

Nach erfolgter Synchronisation wurde die Messung gestartet, wobei die Windgeschwindigkeit, die Luftdichte und Außentemperatur aufgezeichnet wurden. Im Rahmen der Auswertung wurden die Daten nach verschiedenen Kriterien gefiltert. In der Regel wurden die Daten herausgefiltert, die während eines Betriebs einer die WEA in nicht fehlerfreien Zustand aufgezeichnet wurden. Geleichfalls wurden Start- und Stoppvorgänge eliminiert. Zusätzlich wurde einzelne Anlagen individuell nach der Windrichtung gefiltert, um Sektoren, in denen sich der Anlagerotor im Windschatten einer anderen Windenergieanlage befand, auszuschließen.



Die vom Gondelanemometer ermittelte Windgeschwindigkeit wurde mithilfe der Daten des DWG-Anemometer wurde wie folgt korrigiert:

$$f = \frac{v_{DWG}}{v_{WEA}}$$

mit

$v_{DWG}$ = die 10-Minuten Werte der ermittelten vom Deutsche WindGuard kalibrierten Schalensternanemometer Windgeschwindigkeit (m/s)

$v_{WEA}$ = die 10-Minuten Werte der ermittelten vom Gondelanemometer Windgeschwindigkeit (m/s)

$f$ = der Korrekturfaktor

Das Ergebnis ist eine Zeitreihe der Korrekturfaktoren. Die Auswertung von Windgeschwindigkeiten erfolgte nach der in IEC 61400-12-1 definierten Klassierungsmethode „method of bins“ bei der die gemessenen Werte in Klassen mit einer Breite von 0,5 m/s einsortiert und gemittelt werden. Dementsprechend wurden auch die ermittelten Korrekturfaktoren in diese Klassen einsortiert, d.h. die gesammelten 10-Minuten-Daten der Korrekturfaktoren wurden in 0,5 m/s Bins von  $v_{WEA}$  einsortiert. Das Ergebnis ist eine Matrix der Korrekturfaktoren mit einer Auflösung von 0,5 m/s.

Diese Korrekturmatrix, die für jede einzelne WEA erstellt wurde, wurde anschließend bei den Leistungskennlinienauswertungen verwendet. Jeder 10-Minuten-Wert, der vom Gondelanemometer ermittelten Windgeschwindigkeit, wird dabei mit dem der Windgeschwindigkeit entsprechenden Korrekturfaktor (eines Bins) multipliziert. Das Ergebnis ist die korrigiert Gondelwindgeschwindigkeit:

$$v_{WEA} * f = v_{WEA}'$$

### Formel 23: Korrigierte Gondelwindgeschwindigkeit

In Abbildung 132 werden die Ergebnisse für die Korrekturfunktionen von fünf Windenergieanlagen aus dem Testwindpark für den Zeitraum 2007-2008 dargestellt. Es ist auffällig, dass der Verlauf der Kurven für Anlagen WEA01 und WEA05 gänzlich anders ist als für die übrigen drei Windenergieanlagen. Abbildung 133 zeigt die Korrekturfunktionen der fünf Windenergieanlagen im Testwindpark für den Zeitraum 2013-2014. Der Verlauf der Kurve für WEA05 ist anders als für die übrigen WEA.

Der Unterschied des Verlaufs der Korrekturfaktoren in den verschiedenen Zeitperioden ist auf eine Änderung der Parameter zur Umrechnung der Windgeschwindigkeiten in der WEA-Steuerung zurückzuführen. Dem WEA-Hersteller waren die Ergebnisse der Korrekturfaktoren-Vermessung übermittelt worden und er hat in der Zeit danach verschiedentlich diese Parameter geändert. Wie noch im Weiteren gezeigt wird, hat die Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer Einfluss auf das Regelverhalten der WEA. Der Hersteller hat durch die Anpassung versucht, die WEA entsprechende der Ergebnisse des Vorhabens zu optimieren.

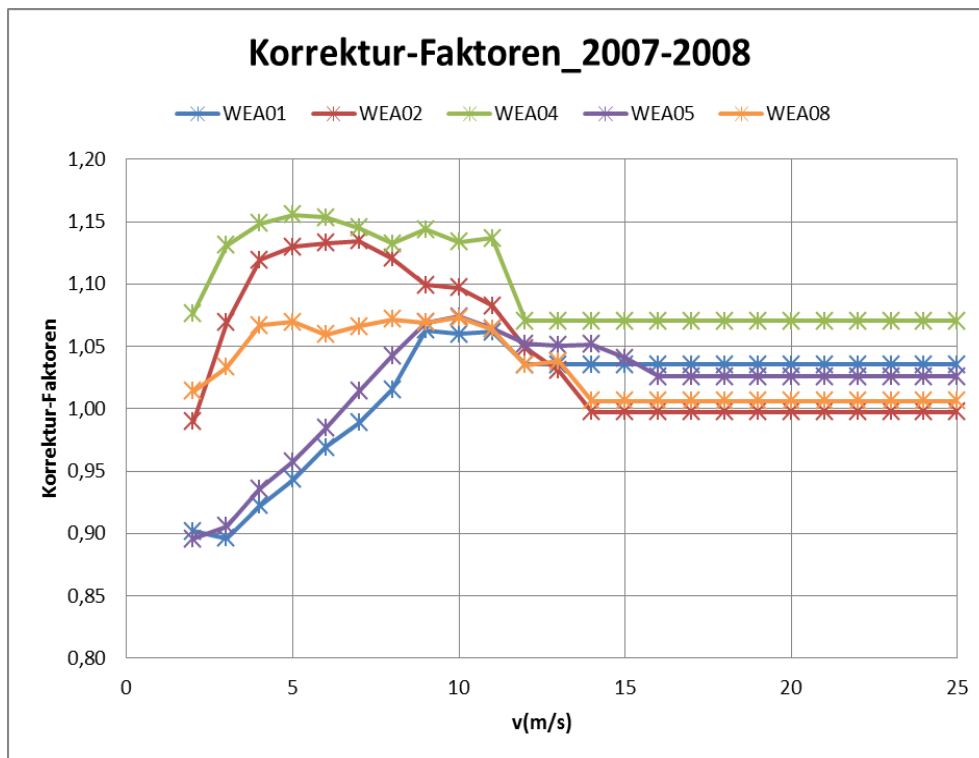


Abbildung 132: Windgeschwindigkeit-Korrekturfaktoren für jede WEA für das Jahr 2007.

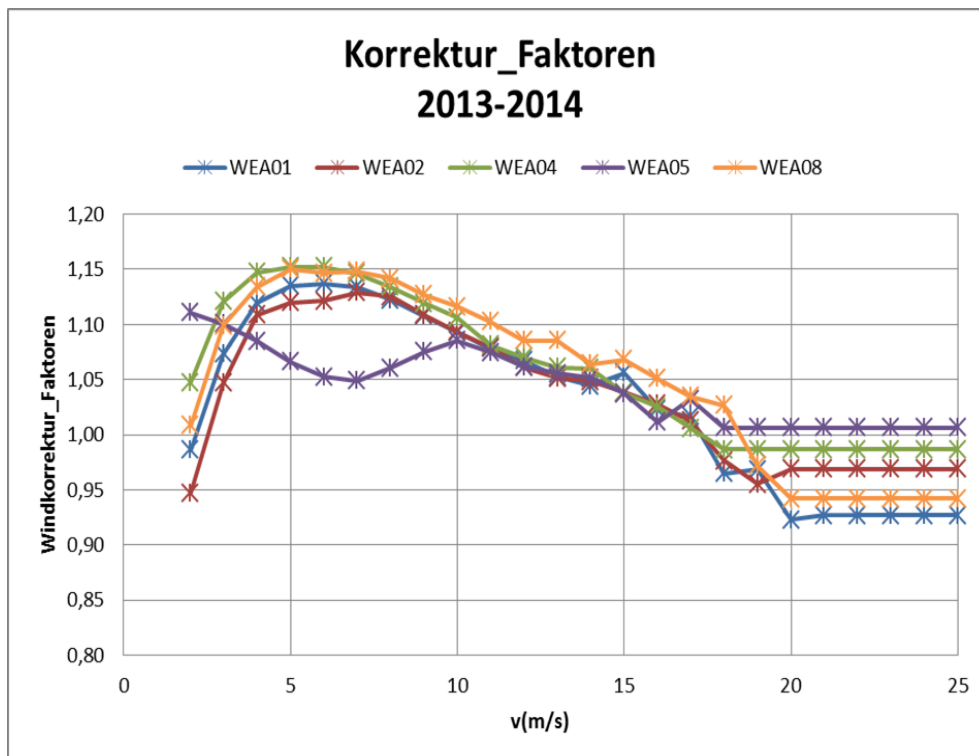


Abbildung 133: Windgeschwindigkeit-Korrekturfaktoren für jede WEA für den Zeitraum 2013-2014.

Die Anwendung der Korrekturfunktionen bei der Auswertung der Regelcharakteristiken der einzelnen WEA zeigt deutlich den Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Regel-

verhalten der Anlagen. In Abbildung 134 ist das Drehzahlverhalten von fünf WEA des Windparks als Rotordrehzahl über der unkorrigierten Windgeschwindigkeit aufgetragen. Im Teillastbereich der Anlagen ist bis ca. 8 m/s ein einheitliches Verhalten der Anlagen zu sehen. Bei Anwendung der Korrekturfunktion ergibt sich ein ganz anderes Bild. Die Drehzahlkennlinien in Abbildung 135 zeigen untereinander deutlich unterschiedliche Regelungsverhalten.

Um zu zeigen, dass diese Unterschiede nicht auf falsche Korrekturfunktionen zurückzuführen sind, wurde zum Vergleich das Drehzahlverhalten über der Leistung der Anlagen aufgetragen. Diese Auswertung ist sozusagen „unbestechlich“, da sie nur auf Betriebsdaten der Anlagen beruhen, die keiner zeitlich-räumlichen Verschiebung wie die Windgeschwindigkeitsmessung unterliegen. Rotordrehzahl und Leistung werden mit hinreichender Genauigkeit auf den Anlagen aufgezeichnet, die Maximalwerte sind bei allen Anlagen und zeigen somit die Einheitlichkeit der Messungen.

In Abbildung 136 ist dies Kennlinie, Rotordrehzahl über elektrische Leistung, dargestellt. Dieses Diagramm zeigt, dass die WEA im Teillastbereich ein deutlich unterschiedliches Verhalten haben, wie es auch die Auswertung mit den korrigierten Windmessdaten zeigt. Die Windenergieanlagen „glauben“ somit, dass sie mit den richtigen Drehzahlcharakteristiken laufen, die sich aus einer vermeintlich korrekten Windgeschwindigkeitsmessung ergeben. Die beiden letztgenannten Messungen zeigen jedoch, dass dies nicht der Fall ist, das Regelverhalten unterscheidet sich aufgrund einer fehlerhaften bzw. uneinheitlichen Windgeschwindigkeitsmessung deutlich. Da die Drehzahlcharakteristik Einfluss auf die Leistungskennlinie hat, ist dies eine mögliche Ursache der unterschiedlichen Leistungsfähigkeiten der WEA.

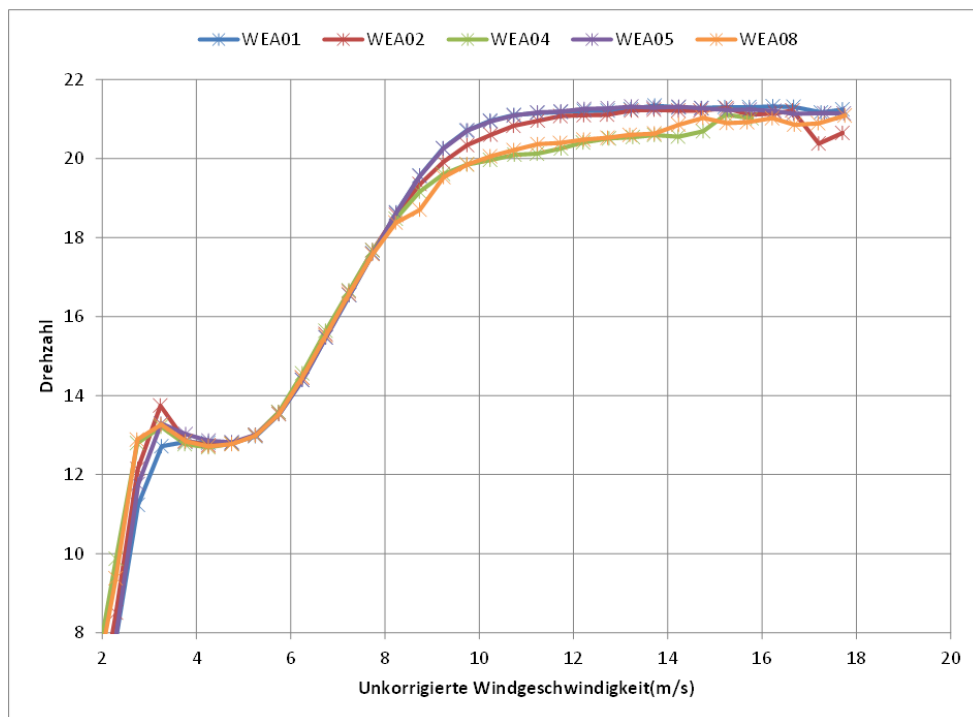


Abbildung 134: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und unkorrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008.

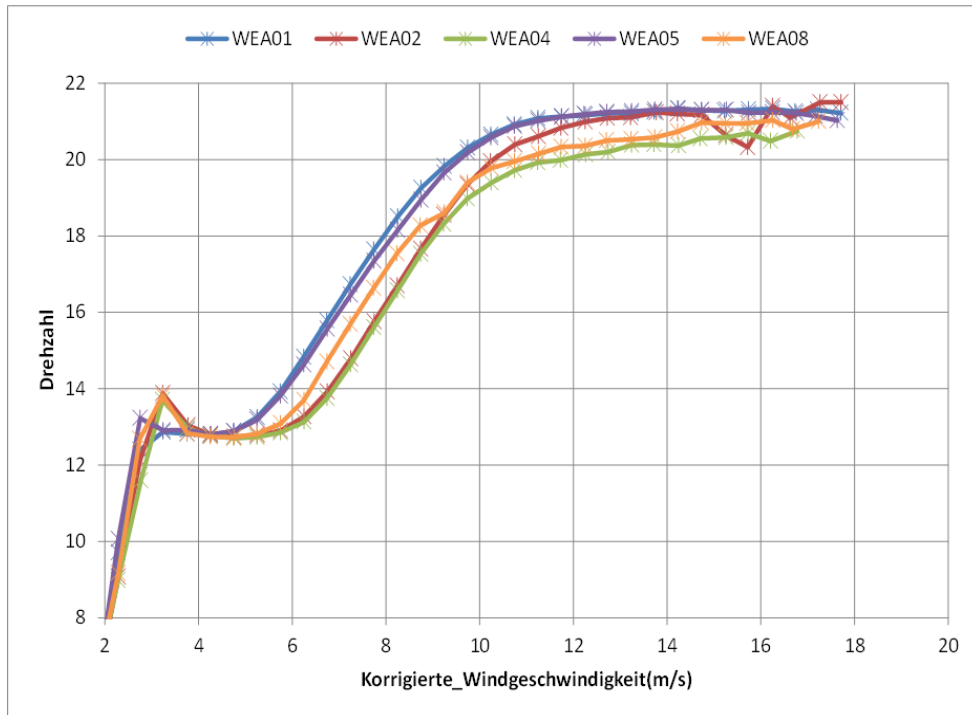


Abbildung 135: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und korrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008.

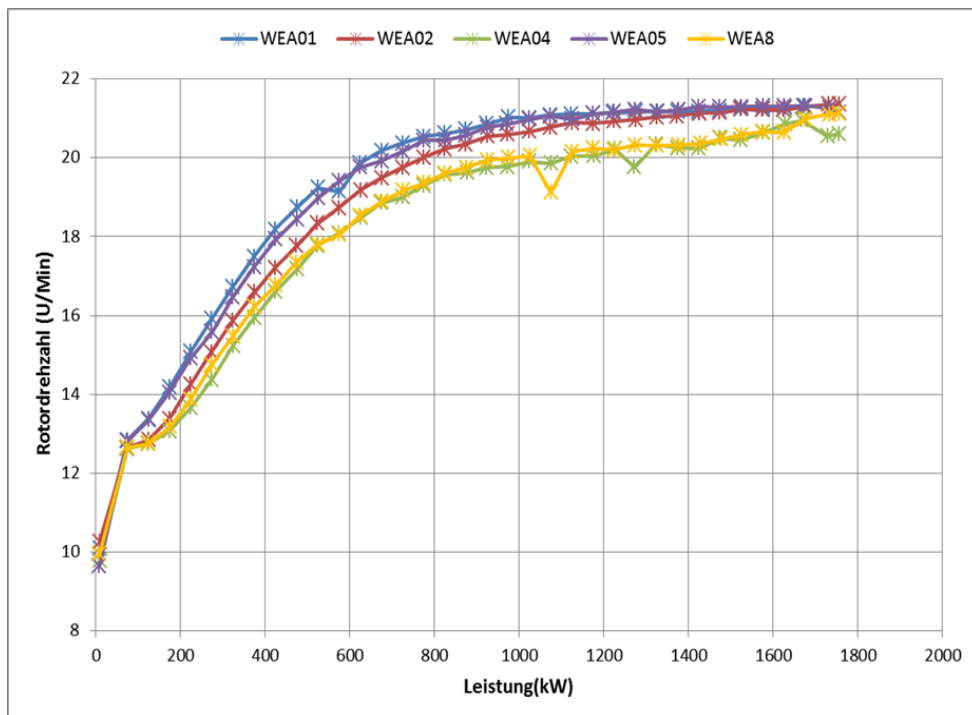


Abbildung 136: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und Leistung für den Zeitraum April 2007-April 2008.

Ähnliche Unterschiede sind auch in der Regelung der Blattwinkel, dargestellt in Abbildung 137 und Abbildung 138 zu beobachten.

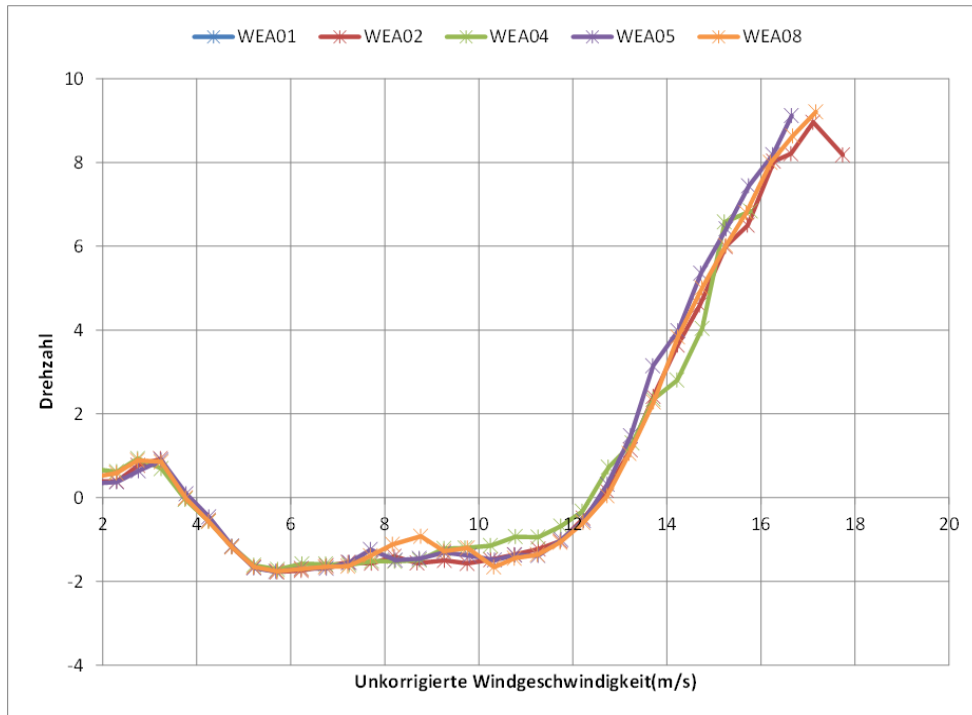


Abbildung 137: Verhältnis zwischen Blattwinkel und unkorrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008

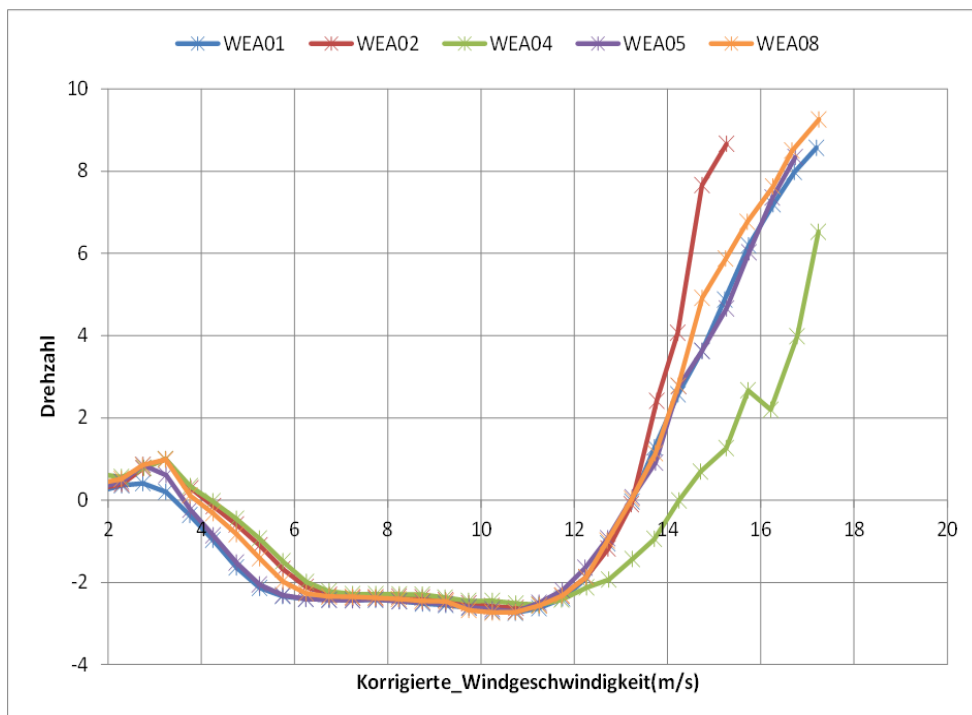


Abbildung 138: Verhältnis zwischen Blattwinkel und korrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008

## Auswertung

Um die unterschiedlichen Leistungsfähigkeiten von den Windenergieanlagen im Testwindpark zu begründen, wurden drei Methoden für die Auswertung der Daten verwendet. Diese Methoden zielen auf die Untersuchung der Abweichungen zwischen den einzelnen WEA beim Vergleich der Leistungsfähigkeiten jeder Anlage zu der besten Windenergieanlage des Windparks. Mit diesen Methoden ist es auch möglich Unterschiede in technischen Parameter wie Rotorblattwinkel und Drehzahlcharakteristiken zu bemerken.

### II.1.5.1.2 Methode 1: Normierung des realen Energieertrages

Energieerträge, wie sie aus den Betriebsdaten von Windenergieanlagen oder Energiemengenzählern der Windparks zu entnehmen sind, lassen keine Aussage über das wahre Leistungsvermögen von Windenergieanlagen zu. Mehrere Einflussfaktoren verhindern, dass die Erträge von verschiedenen Anlagen in einem Windpark oder verschiedener Betriebszeiträume vergleichbar sind. Daher sind Normierungen des Ertrags notwendig, um die Einflussfaktoren zu eliminieren und einen Vergleich zwischen den unterschiedlichen Leistungsfähigkeiten abzubilden. Für das bessere Verständnis der Normierungsmethode werden die folgenden Werte dargestellt:

**Bruttoenergieertrag:** Laut „Technische Richtlinie für Windenergieanlage (WEA) Revision 9“ wird es definiert als „mittlere, innerhalb eines Jahres zu erwartende Energieerzeugung einer oder mehrerer WEA, die sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotentials mit einer spezifischen Leistungskurven ohne jegliche Abschläge ergibt.“ Der Begriff Energieertrag wird jedoch auch für die reale Ist-Einspeisung eines Windparks oder einer WEA gebraucht. Der Energieertrag gibt also an, wieviel elektrische Energie eine WEA an einem bestimmten Standort erzeugt oder theoretisch erzeugen könnte. Im Rahmen dieser Arbeit werden beide, die reale und die theoretische Definition des Energieertrags benutzt.

**Verfügbarkeit:** Laut DIN 31051 „Grundlagen der Instandhaltung“, seit deren Revision im Juni 2003, bezeichnet die Verfügbarkeit als „Fähigkeit einer Einheit, zu einem gegebenen Zeitpunkt oder während eines gegebenen Zeitintervalls in einem Zustand zu sein, dass eine geforderte Funktion unter gegebenen Bedingungen unter der Annahme erfüllen kann, dass die erforderlichen äußeren Hilfsmittel bereitgestellt sind.“ Es gibt verschiedene Arten der Verfügbarkeit insbesondere die technische, die effektive und die energetische Verfügbarkeit.

Die technische Verfügbarkeit berücksichtigt nur Stillstände, die durch einen Fehler der WEA hervorgerufen werden.

$$V_{\text{technisch}} = \frac{T_{\text{gesamt}} - T_{\text{STOP,WEA-Fehler}}}{T_{\text{gesamt}}} * 100$$

Formel 24: Technische Verfügbarkeit

mit  $V_{\text{technisch}}$  = technische Verfügbarkeit (%)

$T_{\text{gesamt}}$  = Betrachtungszeitraum (h)

$T_{\text{STOP,WEA-Fehler}}$  = Stillstandszeit der Windenergieanlage aufgrund von technischen Fehlern der Windenergieanlagen innerhalb des Betrachtungszeitraums (h)

Die effektive Verfügbarkeit berücksichtigt alle Stillstände, sei es dass diese durch technische Fehler der WEA, oder Abschaltungen aufgrund von Inspektionen, Wartungen oder aus Gründen der Meteorologie (Eisansatz, zu hohe Windgeschwindigkeiten) oder des Netzes (Einspeisemanagement, Netzwartung oder -Ausfall) und der Direktvermarktung.

$$V_{\text{effektiv}} = \frac{T_{\text{gesamt}} - T_{\text{alle Stops}}}{T_{\text{gesamt}}} * 100$$

#### Formel 25: Effektive Verfügbarkeit

mit  $V_{\text{effektiv}}$  = effektive Verfügbarkeit (%)

$T_{\text{gesamt}}$  = Betrachtungszeitraum (h)

$T_{\text{alle Stops}}$  = Stillstandszeit der Windenergieanlage innerhalb des Betrachtungszeitraums (h)

Die energetische Verfügbarkeit bezieht sich nicht auf die zeitliche Bewertung des Betriebs einer WEA, sondern auf den durch den Anlagenstillstand verursachten Ertragsverlust. Überschlägig wird bei der Ermittlung von entgangenen Erträgen oftmals die technische oder effektive Verfügbarkeit herangezogen. Hierbei wird aus Gründen der Vereinfachung die mittlere jährliche oder monatliche Leistung multipliziert mit der Ausfallzeit zur Berechnung des Ertragsverlustes verwendet. Die Annahme, dass die WEA während des Ausfalls mit mittlerer Jahres- oder Monatsleistung lief ist ungenau, ein Ausfall bei hohen Windgeschwindigkeiten erzeugt natürlich wesentlich höhere Ertragsverluste als ein Ausfall bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Daher wird vermehrt versucht, den entgangenen Ertrag durch eine Berechnung mithilfe der gemessenen Gondelwindgeschwindigkeit und der Leistungskennlinie der WEA zu ermitteln. Es wird somit ein theoretisch erzielbarer Ertrag ermittelt. Die energetische Verfügbarkeit ergibt sich dann wie folgt:

$$V_{\text{energetisch}} = \frac{E_{\text{WEA,theo.}} - E_{\text{WEA,real}}}{E_{\text{WEA,theo.}}} * 100$$

#### Formel 26: Energetische Verfügbarkeit

mit  $V_{energetisch}$  = energetische Verfügbarkeit

$E_{WEA,theo.}$  = im Zeitraum theoretisch möglicher Energieertrag für die Windenergieanlage (kWh)

$E_{WEA,real}$  = im Zeitraum real produziert Energieertrag der Windenergieanlage (kWh)

100% Energieertrag: Zur Eliminierung der Auswirkung der Verfügbarkeit wird der reale Energieertrag durch die technische Verfügbarkeit normiert

$$E_{100\%} = \frac{E_{real}}{V_{technische}}$$

#### Formel 27: Normierter Ertrag nach Verfügbarkeit

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass das Ziel dieser Auswertung der Vergleich der Leistungsfähigkeiten der WEA ist. Deswegen wird angenommen, dass die WEA unter optimalen Zuständen, ohne aufgrund von Anlagenfehlern zu stoppen, laufen. Zusätzlich sind die WEA in einem Windpark in der Regel von externen Stillstandszeiten z.B. Eisansatz an den Rotorblättern gleichzeitig beeinflusst. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Energieertrag durch den Bezug zur technischen Verfügbarkeit normiert, sodass der Vergleich zwischen den WEA im gleichen Windpark möglich ist.

**Parkwirkungsgrad:** Es ist ein Maß für die Auswirkungen der gegenseitigen Abschattung durch benachbarte WEA in einem Windpark. Um die deutlichen Auswirkungen der Abschattungseffekte auf den Energieertrag zu berücksichtigen wird der Ertrag ebenfalls durch den Parkwirkungsgrad normiert, um dessen Einfluss zu eliminieren.

$$E_{Parkwirkungsgrad} = \frac{E_{100\%}}{Parkwirkungsgrad}$$

#### Formel 28: Ertrag normiert mit Parkwirkungsgrad bei 100% Verfügbarkeit

**Standortqualität:** Sie ist ein Maß für das Windpotenzial an einem Standort, das durch die Geländemorphologie (Höhenprofil, Geländerauhigkeit und Hindernisse) beeinflusst wird. Die Standortqualität wird im Vorhaben durch die Berechnung der freien Anströmung jedes Standortes im Windpark mit einem theoretischen Windressourcenmodell (WASP) ermittelt. Die Normierung der Standortqualität wird im Folgenden ermittelt als das Verhältnis zwischen dem theoretischen Energieertrag jeder WEA bei freier Anströmung und dem maximalen Energieertrag der besten Anlage im Windpark.

Um den Vergleich der Leistungsfähigkeit der Windenergieanlagen zu ermöglichen, wird der Energieertrag durch die Standortqualität normiert:

$$E_{Standortqualität} = \frac{E_{100\%}}{Standortqualität}$$

#### Formel 29: Normierter nach Standortqualität Energieertrag mit 100% Verfügbarkeit

Die Auswirkung der Geländemorphologie des Standortes auf den Energieertrag ist dadurch eliminiert.



**Windparkgüte:** Sie ist beschreibt die Qualität der Energieerzeugung einer WEA im Windpark normiert auf eine standort- und parkwirkungsgradunabhängige Größe. Die Einbußen einer WEA im Windpark durch einen ungünstigen Standort und durch die Verringerung des Ertrags aufgrund des Parkwirkungsgrades werden hierbei eliminiert:

$$E_{\text{Windparkgüte}} = \frac{E_{100\%}}{\text{Parkwirkungsgrad} * \text{Standortqualität}}$$

Formel 30: Normierter nach Parkwirkungsgrad und Standortqualität Energieertrag mit 100% Verfügbarkeit

**BDB Wind-Index (I):** Beim BDB-Index handelt es sich um einen Windindex, einen statistischen, monatlichen Mittelwert. Dieser beschreibt die Relation zwischen den gemeldeten Erträgen (kWh) von WEA einer Region und eines Monats zu den langjährigen, mittleren Erträgen dieser Windenergieanlagen (<http://www.btrdb.de/bdbindex.html>).

$$E_{\text{Indexnormiert}} = \frac{E_{\text{real}}}{I}$$

Formel 31: Wind-Indexnormierter Energieertrag

mit  $E_{\text{Indexnormiert}}$ =Indexnormierter Energieertrag

$E_{\text{real}}$  = Real eingespeister Energieertrag

I= BDB-Wind-Index

Formel 31 stellt die Normierung eines realen Energieertrags durch den BDB-Index dar. Der Vorteil des normierten Energieertrages ist, dass er eine Aussage darüber ermöglicht, ob der aktuelle Energieertrag lediglich aufgrund des schwankenden Windangebots abweicht oder ob möglicherweise eine mangelnde Leistungsfähigkeit der Windenergieanlage dafür verantwortlich ist.

### II.1.5.1.3 Methode 2: Bestimmung eines theoretischen Energieertrages durch die Verwendung einer realen Leistungskurve und einer theoretischen Windverteilung

Wie in Methode 1 bereits dargestellt wurde, ermöglichen die Normierungsverfahren den Vergleich der Leistungsfähigkeit verschiedener WEA. Diese Methode ist jedoch für einen detaillierten Vergleich nicht ausreichend. Die Störgrößen Windangebot und Verfügbarkeit werden als zu einflussstark gewertet. Hiermit taucht das Problem auf, wie die energetische Leistungsfähigkeit der WEA bewertet werden kann. Hierzu wird eine Windverteilung für den Testwindpark angenommen, um die theoretischen Energieerträge, die von den realen Einflussfaktoren Windangebot und Verfügbarkeit unbeeinflusst sind, betrachtet werden. Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten des Standortes wird mit der sogenannten Weibull-Häufigkeitsverteilung beschrieben. Die folgende Formel stellt die allgemeine Form der Weibull-Häufigkeitsverteilung dar.

$$h_{Weibull} = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

### Formel 32: Windhäufigkeitsdichte nach Weibull

mit  $h_{Weibull}$  = relative Häufigkeitsdichte der Windgeschwindigkeit

$v$  = Windgeschwindigkeit

$k$  = dimensionsloser Formparameter

$A$  = Skalierungsfaktor (Literatur: Heier/Jan S.381)

Zur Beschreibung eines speziellen Standortes werden die Formparameter  $k$  und der Skalierungsfaktor  $A$  bestimmt. Mit einem konstanten Formfaktor von 2 heißt die Verteilung Rayleigh. Für den Testwindpark gilt  $k=2,07$  und  $A= 6,9$  m/s, diese Werte wurden im Rahmen der Berechnung zur Standortqualität als plausible Werte ermittelt.

Mit der Kenntnis über die Verteilung der Windgeschwindigkeiten kann nun unter Hinzunahmen der zuvor bestimmten Leistungskurve ein theoretischer Energieertrag bestimmt werden. Die folgende Abbildung 139 stellt das Verfahren zur Bestimmung eines theoretischen Energieertrages dar. Es zeigt die Verteilung, welche die Vorkommenswahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeitsklasse darstellt. Diese Verteilung wird durch Multiplikation mit der Gesamtstundenanzahl eines Jahres (= 8760 h/a) in eine zeitliche Wahrscheinlichkeit umgerechnet (in h/a). Die klassenweise aufgeschlüsselte reale Leistungskurve wird auch in Abbildung 139 angezeigt. Zur Ermittlung des Gesamtjahresenergieertrages wird zunächst der Klassenjahresenergieertrag je Windgeschwindigkeitsklasse in Abbildung 139 durch Multiplikation von Vorkommenswahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit mit der Leistung der Windenergieanlage in dieser Windgeschwindigkeitsklasse gebildet. Durch Aufsummierung der einzelnen Klassenjahresenergieerträge wird sodann der Gesamtjahresenergieertrag bestimmt. Mit dem theoretischen Energieertrag einer realen Leistungskurve am Standort wird eine Größe erzeugt, die es erlaubt, verschiedene Windenergieanlagen an diesem Standort hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit zu beurteilen. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass das oben beschriebene Verfahren keine Energieertragsprognose darstellt, die dazu genutzt werden könnte, wirtschaftliche Planungen oder gar Investitionsplanungen zu tätigen. Es dient hier in erster Linie für eine Abschätzung darüber, ob sich die Leistungsfähigkeit der Windenergieanlage durch die durchgeführten Optimierungsmaßnahmen verbessert.

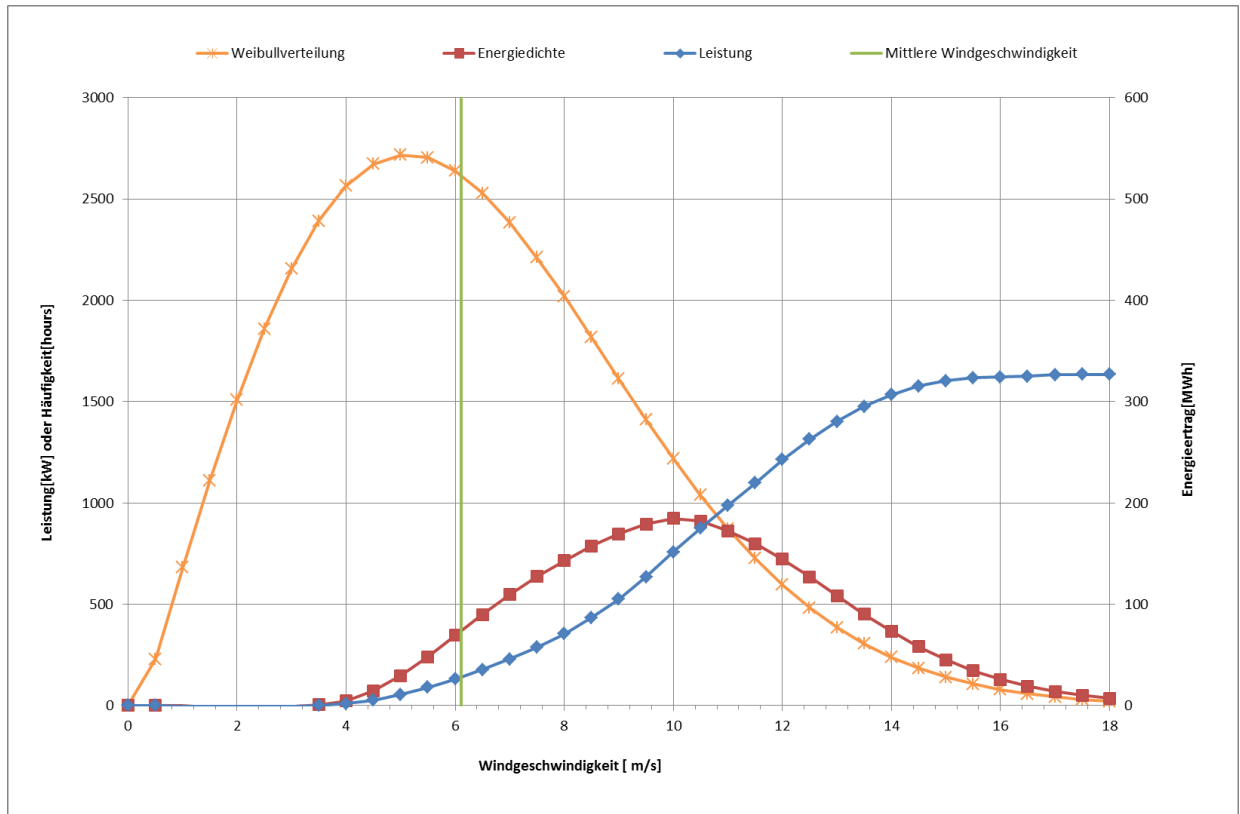


Abbildung 139: Darstellung der Weibull-Verteilung mit dem Formparameter  $k=2,07$  und dem Skalierungsfaktor  $A= 6,9$  m/s, Leistungskurve einer Windenergieanlage und Energiedichte im Testwindpark

### Methode 3: Technische Charakteristiken vs. Windgeschwindigkeit Charakteristiken

Für die Auswertung der Betriebsdaten wurde die Methode 1 befolgt. Zusätzlich wurde die korrigierte Windgeschwindigkeit auch nach Luftdichte korrigiert. Die Dichte wurde laut IEC Richtlinie bestimmt mit:

$$\rho_{10min} = \frac{B_{10min}}{T_{10min}R_o}$$

Formel 33: 10-Minuten gemittelte Luftdichte, ermittelt mit Druck und Temperatur.

mit

$\rho_{10min}$  = abgeleitete 10 Minuten gemittelte Luftdichte

$T_{10min}$  = gemessene 10 Minuten gemittelte Temperatur

$B_{10min}$  = gemessener 10 Minuten gemittelter Druck

$R_o$  = die Gaskonstante der trockneren Luft 287.05 J/(kg K)

Und die Windgeschwindigkeit wurde auf die Dichte wie folgt normalisiert:

$$V_n = V_{free} \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_o} \right)^{\frac{1}{3}}$$

Formel 34: Normalisierte nach Luftdichte Windgeschwindigkeit für eine Blattwinkelge-regelte WEA

mit

$V_n$  = die normalisierte Windgeschwindigkeit

$V_{free}$  = die gemessene Gondelwindgeschwindigkeit

$\rho_o$  = die Referenz-Luftdichte 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Die gestörten Sektoren wurden nach IEC Richtlinie bestimmt:

Wenn  $\frac{L_n}{D_n} < 20$  then

$$\alpha = 1.3 \arctan \left( 2.5 \frac{D_n}{L_n} + 0.15 \right) + 10$$

Formel 35: Gestörte Sektor  $\alpha$

mit

$L_n$  = der Abstand von den Hindernissen

$D_n$  = äquivalenter Rotordurchmesser

$\alpha$  = gestörter Sektor

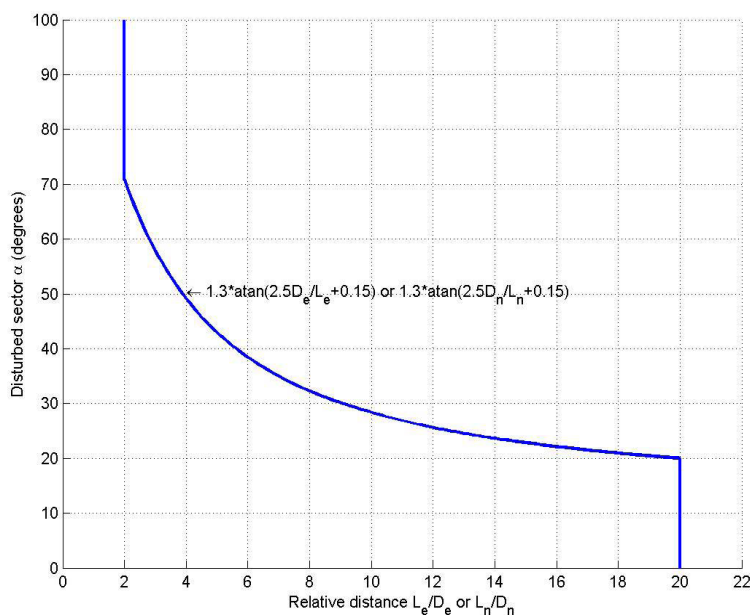


Abbildung 140: Ausschließende Sektoren aufgrund des Nachlaufs der benachbarten Windenergieanlagen und erheblichen Hindernisse (IEC 61400-12-2)

## **II.1.5.2. Teil B: Auswertung und Ermittlung von Leistungskennlinien auf Basis eines speziellen Verfahrens der Universität Oldenburg (Universität Oldenburg)**

### II.1.5.2.1 Grundlagen des stochastischen Verfahrens zur Ermittlung von Leistungskennlinien

Es wird ein dynamischer stochastischer Zugang verwendet, um die Charakteristik der Leistungsabgabe einer WEA zu messen. Diese Methode wurde von der Gruppe um Prof. Dr. Joachim Peinke entwickelt (Gottschall & Peinke, 2008). Sie arbeitet mit hochfrequenten Messdaten der Windgeschwindigkeit  $u(t)$  und der elektrischen Leistung  $P(t)$  der WEA. So ist es möglich aus hochfrequenter Dynamik die Reaktion einer WEA auf den einströmenden Wind zu extrahieren. Die Messdaten  $\{u(t); P(t)\}$  werden im  $(u; P)$ -Raum dargestellt, welcher in Bins der Größe  $(\delta u = 0.5\text{m/s}; \delta P)$  eingeteilt ist. Die Methode basiert auf der Langevin-Gleichung, welche auf die elektrische Leistung  $P(t)$  der betreffenden WEA angewandt wird:

$$\frac{dP}{dt} = D^{(1)}(P; u) + \sqrt{D^{(2)}(P; u)} \times \Gamma(t)$$

Hierbei ist  $\Gamma(t)$  delta-korreliertes Gauß-verteiltetes Rauschen mit  $\langle \Gamma(t) \rangle = 0$  und  $\langle \Gamma(t_1)\Gamma(t_2) \rangle = 2 \delta(t_2 - t_1)$ . Die Terme  $D^{(1)}(P; u)$  und  $D^{(2)}(P; u)$  werden als Drift- und Diffusionskoeffizienten bezeichnet. Sie sind folgendermaßen definiert:

$$D^{(n)}(P; u) = \frac{1}{n!} \lim_{\tau \rightarrow 0} \frac{1}{\tau} \langle [P(t + \tau) - P(t)]^n \rangle_{P(t)=P}$$

Der Driftkoeffizient quantifiziert die Dynamik der WEA, während die turbulenten Fluktuationen durch den Diffusionskoeffizienten dargestellt werden (Gottschall & Peinke, 2008). Da die Dynamik der WEA durch den Driftkoeffizienten dargestellt wird, werden wir nun unser Hauptaugenmerk auf  $D^{(1)}(P; u)$  legen. Zur Illustration Abbildung 141 das Driftfeld für eine normal arbeitende WEA.

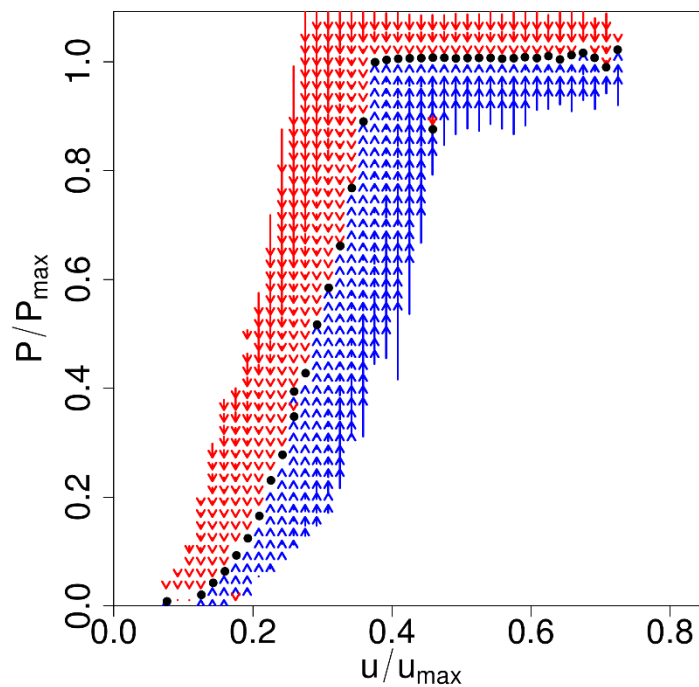


Abbildung 141: Driftfeld einer WEA. Die Pfeile stellen das Driftfeld dar, sowohl quantitativ (Länge der Pfeile) als auch qualitativ (Richtung der Pfeile). Die schwarzen Punkte stellen die stabilen Fixpunkte der Dynamik und damit die dynamische Leistungskennlinie dar.

Die WEA relaxiert zu jedem Zeitpunkt hin zu dieser Leistungskennlinie, anders gesagt versucht die Maschine bei gegebener Windgeschwindigkeit  $u$  zur Ausgangsleistung  $P_L(u)$  zu relaxieren. Die Leistungsausbeute kann daher durch die dynamische Leistungskennlinie quantifiziert werden. Genauer gesagt ist es möglich die Anlage durch den zeitlichen Vergleich der Leistungskennlinie  $P_L(u)$  mit dem Driftfeld zu überwachen. Sollten Anomalien in der Dynamik der WEA auftreten, so ist dies in  $P_L(u)$  ebenfalls zu beobachten, da die Kennlinie ebenfalls beeinflusst wird. Daher ist dies ein geeignetes Werkzeug zum Monitoring von WEA.

#### II.1.5.2.2 Anpassung der dynamischen Leistungskennlinie an die Nutzung Gondel-basierter Windgeschwindigkeitsmessungen

Da in diesem Projekt Gondel-basierte Windgeschwindigkeitsmessungen zur Bestimmung der dynamischen Leistungskennlinie eingesetzt wurden musste die bestehende Methode erweitert und angepasst werden.

Aus Aspekten der praktischen Anwendung sind Gondelanemometer zur Windgeschwindigkeitsmessung besonders geeignet, sie sind auf jeder WEA installiert und somit ohne zusätzlichen Installationsaufwand nutzbar. Aus Sicht der Physik werfen sie jedoch neue Fragen auf, da die Windmessung hier direkt durch die Leistungswandlung beeinflusst wird und so das Bild der Kurzzeitdynamik beeinflusst. Gerade dieser Punkt hat sich als besondere Herausforderung erwiesen.

Da sich die Messungen in diesem Projekt verzögerten wurden Messdaten aus einem anderen Windpark heran gezogen um die Anpassungen der Methode zu entwickeln und zu validieren. Die gefundenen Anpassungen konnten dann auf die Messdaten aus diesem Projekt übertragen werden.

### II.1.5.2.3 Die Datenbasis

Aus dem untersuchten Windpark (siehe stehen hochfrequente Messdaten von WEA1, WEA4 und WEA9 zur Verfügung. Über das SCADA-System der WEA wurden die elektrische Leistung, die Windgeschwindigkeit, der Pitchwinkel sowie die Drehzahl von Rotor und Generator gemessen. Für die WEA1 und WEA4 wurde die Windgeschwindigkeit zusätzlich mit im Projekt installierten Cup-Anemometern gemessen (im Folgenden „Meteo-System“ genannt). Die zeitliche Auflösung aller Messungen beträgt 1 Hz. In Tabelle 12 sind die Zeiträume der Messdatenerfassung aufgeführt. Da es aus technischen Gründen zeitweise zur Unterbrechung der Datenerfassung kam ist die Verfügbarkeit der Daten in Tabelle 13 dargestellt.

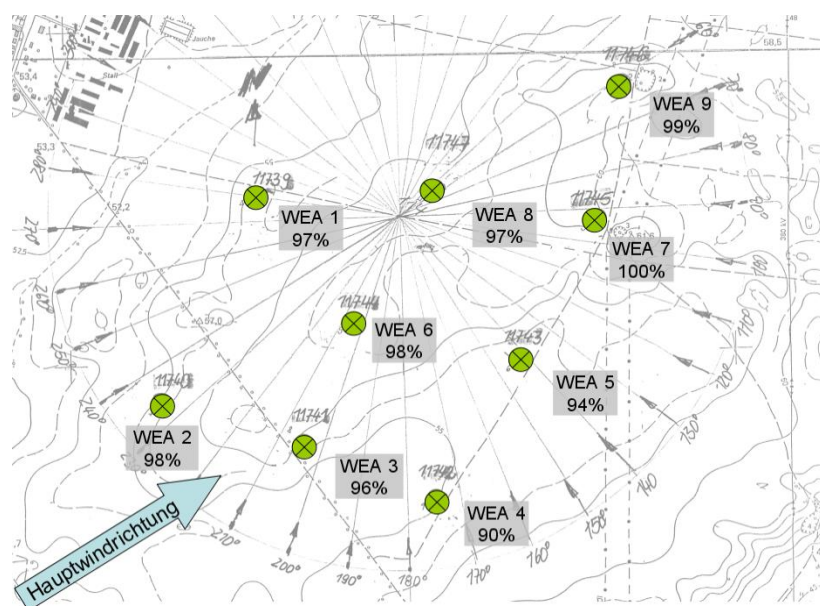


Abbildung 142: Ertragsverteilung im untersuchten Windpark. Die Erträge sind auf den Ertrag der besten WEA normiert.

	<b>Gondelanemometer und Leistung</b>	<b>Meteo-System</b>
WEA 1	2014-07-07, 15:06:35 – 2014-08-29, 08:29:59	2014-07-30, 11:16:36 – 2014-09-03, 12:07:10
WEA 4	2014-07-09, 13:58:08 – 2015-03-13, 11:34:24	-09-03, 14:31:19 – 2015-03-09, 16:35:12
WEA 9	2014-09-03, 17:04:38 – 2014-11-24, 08:59:59	—

Tabelle 12: Zeiträume der Messdatenerfassung

	<b>Gondelanemometer und Leistung</b>	<b>Meteo-System</b>
WEA 1	92,6 %	100 %
WEA 4	58,5 %	97,2 %
WEA 9	47,7 %	—

Tabelle 13: Verfügbarkeit der Daten in Prozent

Ein Vergleich der Verteilung der gemessenen Windgeschwindigkeiten ist in Abbildung 143 dargestellt. Auffällig ist der peak um 2,7 m/s bei allen drei Messungen mit Gondelanemometern. Die Messungen mit dem Meteo-System zeigen diesen peak nicht. Die Untersuchungen aus Arbeitspaketen 2 und 3 zeigen, dass sich die unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsmessungen nicht alleine durch die unterschiedlichen Positionen der Anemometer auf der Gondel erklären lassen. Es ist zu vermuten, dass der Anlagenhersteller eine Korrekturfunktion für die gemessene Windgeschwindigkeit einsetzt. Zusätzlich sind die Windgeschwindigkeitsverteilungen der Gondelanemometer hin zu niedrigeren Windgeschwindigkeiten verschoben.

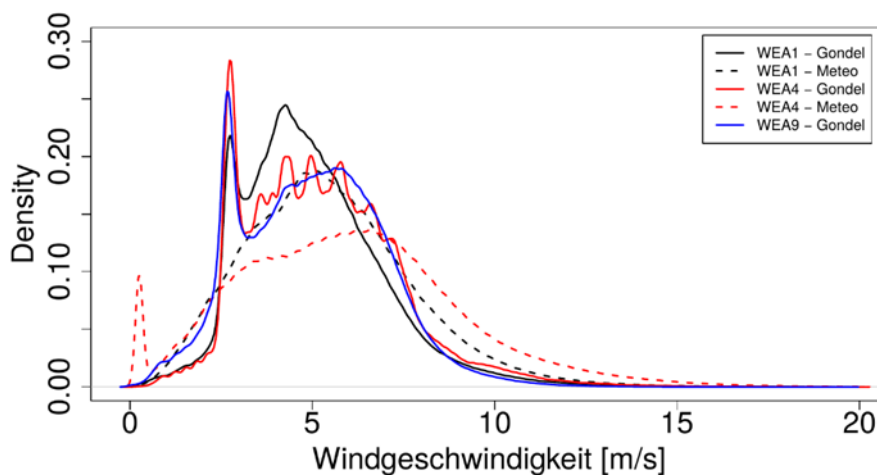


Abbildung 143: Vergleich der Verteilung der Windgeschwindigkeiten der einzelnen WEA, gemessen jeweils mit Gondelanemometer und Meteo-System.

#### II.1.5.2.4 Vergleich der dynamische Leistungskennlinien

Für alle drei WEA wurden für den gesamten verfügbaren Zeitraum (siehe Tabelle 13) dynamische Leistungskennlinien bestimmt. Der  $(u; P)$ -Raum wurde in  $40 \times 40$  Bins eingeteilt und in jedem Bin Drift und Diffusion bestimmt. Die aus den resultierenden Fixpunkten bestimmten dynamischen Leistungskennlinien sind in Abbildung 144 dargestellt.



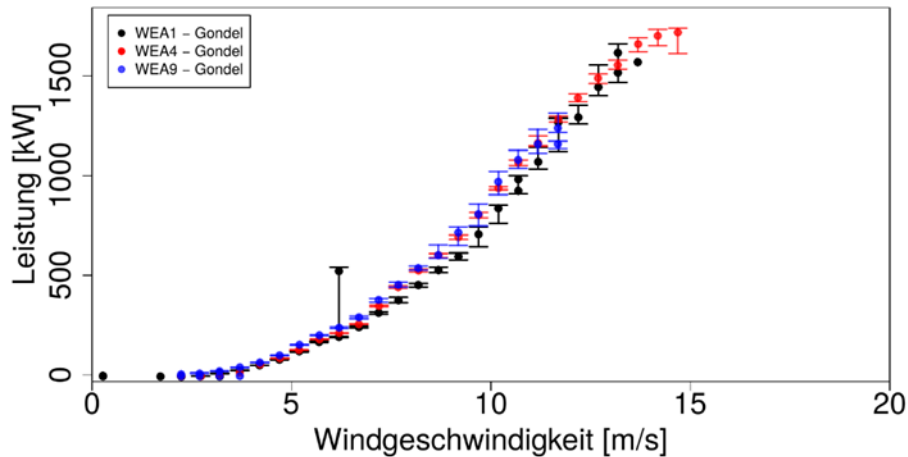


Abbildung 144: Dynamische Leistungskennlinien der drei WEA

Einige der besonderen Eigenschaften der dynamischen Leistungskennlinie lassen sich erkennen. So zeigt die dynamische Leistungskennlinie der WEA1 in den Windgeschwindigkeits-Bins 6,5 m/s, 11 m/s und 13,5 m/s jeweils zwei Fixpunkte. Dies kann durch die Regelung der WEA erklärt werden. Die WEA besitzt in diesen Bereichen wahrscheinlich zwei Arbeitspunkte die abhängig vom Trend der Windgeschwindigkeit genutzt werden.

Auf Grund der unterschiedlichen Datenlage ist die Abdeckung der Windgeschwindigkeiten nicht für alle drei WEA gleich, daraus erklärt sich, dass die dynamische Leistungskennlinie nur bis 12 m/s (WEA9), 14 m/s (WEA1) bzw. 15 m/s (WEA4) bestimmt werden konnte.

Für die die Windenergieanlagen WEA1 und WEA4 sind Vergleiche zwischen den dynamischen Leistungskennlinien ermittelt mit der Windgeschwindigkeit der Gondelanemometer und der Meteo-Systeme möglich. Aus Abbildung 143 ist auf Grund der Unterschiede in Windgeschwindigkeitsverteilung zwischen Gondelanemometern und Meteo-Systemen zu erwarten, dass die dynamischen Leistungskennlinien sich unterscheiden. In Abbildung 145 und Abbildung 146 sind die dynamischen Leistungskennlinien für WEA1 bzw. WEA4 dargestellt.

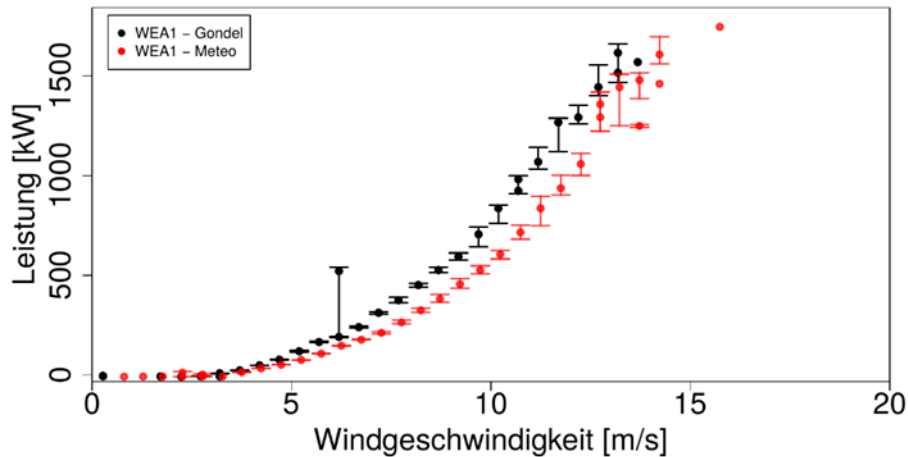


Abbildung 145: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 ermittelt mit Gondelanemometer (schwarz) bzw. Meteo-System (rot).

Es zeigt sich, dass die Unterschiede zwischen der Windgeschwindigkeitsmessung mit Gondelanemometer und Meteo-System bei der WEA1 kleiner sind als bei WEA4. Dies lässt sich durch den geringeren Unterschied zwischen den beiden Windgeschwindigkeitsmessungen bei WEA1 als bei WEA4 erklären, Abbildung 143 zeigt dies.

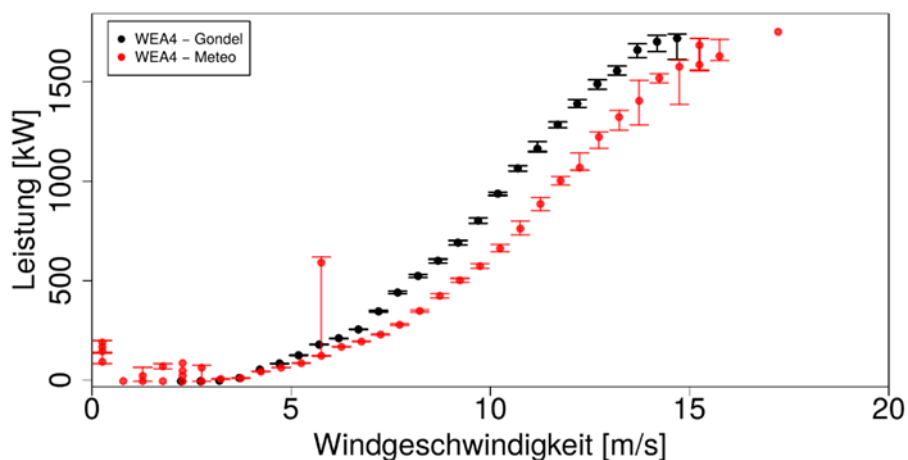


Abbildung 146: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA4 ermittelt mit Gondelanemometer (schwarz) bzw. Meteo-System (rot).

Im Arbeitspaket konnten erfolgreich dynamische Leistungskennlinien für die drei WEA aus Gondel-basierten Windgeschwindigkeitsmessungen erstellt werden. Trotz der verhältnismäßig kurzen Messzeiten von nur wenigen Monaten ließen sich wichtige Aussagen über das Betriebsverhalten der Windenergieanlagen gewinnen.

In die Ertragsverteilung der Windenergieanlagen (siehe Abbildung 142) gehen neben der Leistungskennlinie auch die Windbedingungen am jeweiligen Standort ein. Dementsprechend kann auch aus den Leistungskennlinien allein nicht auf den Ertrag geschlossen werden. So besitzen zwar WEA1 die „schlechteste“ und WEA4 und WEA9 nahezu identische Leistungskennlinien, die Erträge nehmen jedoch eine andere Reihenfolge ein.

## **II.1.6 Arbeitspaket 6 A/B: Anwendung der Ergebnisse auf ausgewählte andere Windenergieanlagen des Windparks**

### **II.1.6.1. Arbeitspaket 6 A**

Ziel war es, die Betriebsstrategien von ausgewählten Windenergieanlagen im Windpark vor dem Hintergrund der in den vorangegangenen Arbeitspaketen erzielten Ergebnisse zu verändern. Eine Annahme war, dass hierbei systematische Änderungen nötig sein könnten, da die Windenergieanlagen gleichen Typs gegebenenfalls unterschiedlich eingestellt sowie die Einstellungen im Zeitablauf bei Bedarf modifiziert werden. Ursprünglich vorgesehene kurzzeitige LIDAR-Messungen wurden aus Gründen der Verfügbarkeit auch hochaufgelöster Daten und des ungehinderten Zugriffs auf eine wesentlich größere Anzahl von Betriebsdaten an der Forschungsanlage in Bremen vorgenommen, siehe Arbeitspaket 2.

Eine Schwierigkeit in der Durchführung von systematischen Änderungen an den Steuerungsparametern der Windenergieanlagen im untersuchten Windpark war die Response des Anlagenherstellers auf Anfragen bzgl. der Durchführung von Modifizierungen. Die grundsätzliche Bereitschaft hierzu war vorhanden, allerdings konnten die Techniker der deutschen Niederlassung des dänischen Herstellers Einstellungen nur in Absprache mit der dänischen Zentrale abstimmen. Hinzukommt, dass der Typ der untersuchten WEA bereits Ende der 1990er Jahre entwickelt wurden, Informationen zur Steuerung der Anlagen waren daher nicht einfach zu erhalten.

In den Jahren bis 2014 wurden die Parameter zur Umrechnung der Signale des Gondelanemometers in Windgeschwindigkeit in m/s verschiedentlich verstellt. Die Zeitpunkte, an denen diese Änderungen durchgeführt wurden sind in Abbildung 147 dargestellt, ebenso die Perioden an den die Zusatzanemometer an den unterschiedlichen WEA installiert waren. Bereits im Vorfeld des Vorhabens wurden Vergleichsmessungen zum Gondelanemometer mit einem eigen zusätzlichen Anemometer durchgeführt, der bereits wie eingangs beschrieben auf einem kurzen Messmast installiert war. Allerdings wurde die Messung zu dieser Zeit nur mit einem Messsystem durchgeführt, es wurde hierfür nur kurzzeitig nacheinander auf den einzelnen WEA installiert. Auf diese Weise wurde für jede WEA eine Korrekturfunktion für das Gondelanemometer erstellt. Der Nachteil dieser Messungen war die geringe Möglichkeit der Überprüfbarkeit der Stabilität der Gondelanemometermessungen. So konnten Änderungen an den Parametereinstellungen der WEA nur für eine WEA, auf der der Messmast zum Ende der Vermessung installiert blieb kontrolliert werden. Die Installation von mehreren Messsystemen gleichzeitig auf den Anlagen, die im Zuge der Vorhabens möglich wurde, war heur eine deutliche Verbesserung der Überprüfbarkeit der Gondelanemometer während der Messzeiträume.

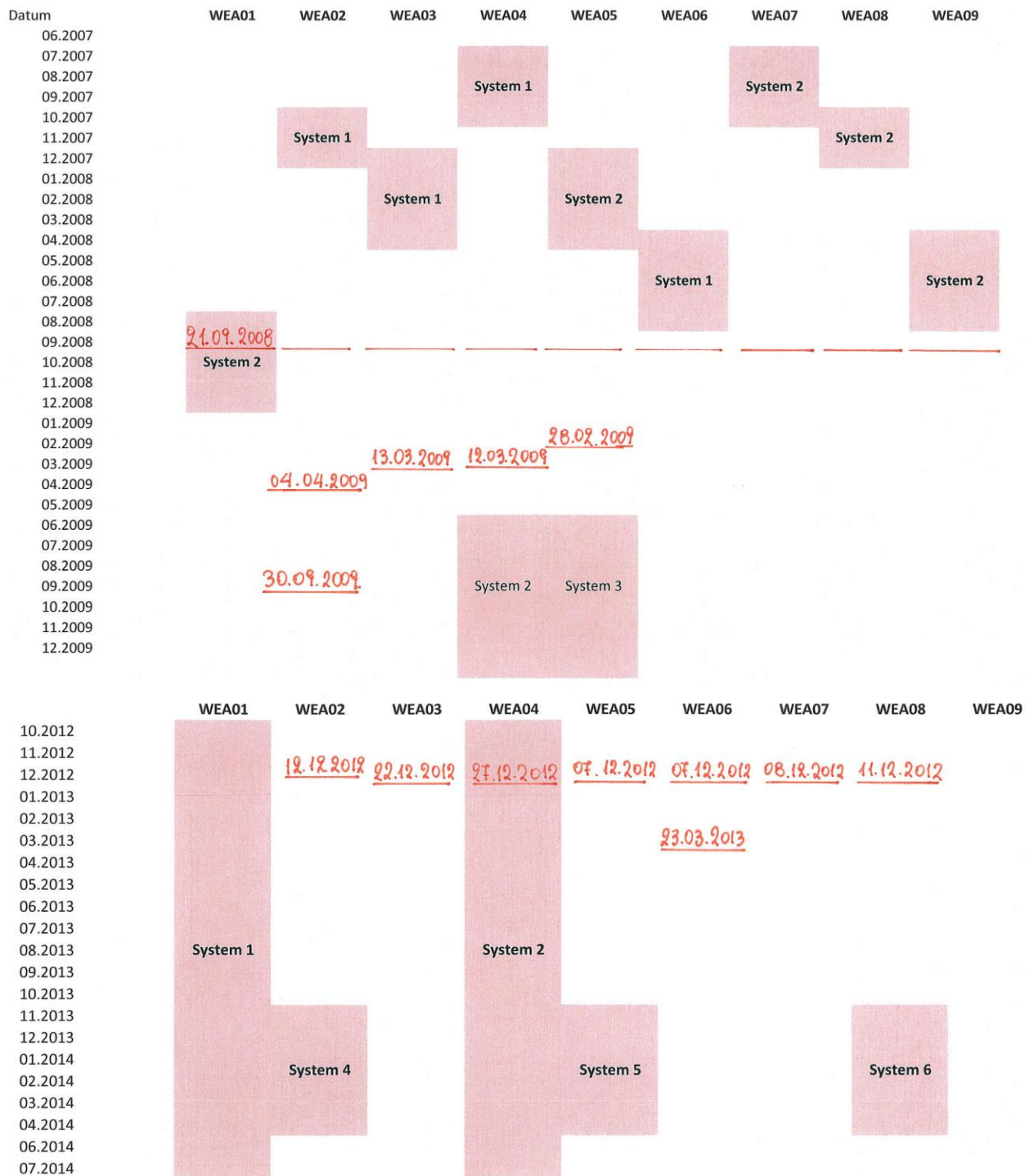


Abbildung 147: Änderungen der Parameter zur Umrechnung des Gondelanemometersignals in der Anlagensteuerung. Die Balken zeigen die Zeitperioden an, in denen die Zusatzanemometer auf den jeweiligen WEA montiert waren.

Die aufgrund der aus den Untersuchungen resultierenden Vorschläge durchgeführten Parameteränderungen lassen eine deutliche Änderung im Verhalten der Gondelwindmessungen der WEA erkennen. Deutlich ist dies in Abbildung 132 und Abbildung 133 dargestellt, die Korrekturfunktionen hatten vor den Änderungen der Steuerungspara-

meter für die Windgeschwindigkeit einen dramatisch unterschiedlichen Verlauf bei den verschiedenen WEA.

Entscheidend für die Änderung des Leistungsverhaltens war die Feststellung der Abhängigkeit der Drehzahlcharakteristik von der gemessenen Windgeschwindigkeit. Gondelanemometer dienen in erster Linie dazu, das Anfahrverhalten bei Einschaltwindgeschwindigkeit sowie die Begrenzung der Leistungsabgabe bei Erreichen der Nennleistung des Generators zu regeln. Der Einsatz im Teillastbereich ist sehr anlagen- bzw. typspezifisch.

Analog wurden weitere Auswertungen für alle WEA des Windparks durchgeführt. Die Leistungskennlinien der Anlagen WEA01, WEA02, WEA04, WEA05 und WEA08 sind in den folgenden Grafiken in Abbildung 148 bis Abbildung 152 dargestellt.

In Abbildung 148 stellen die Leistungskurven der WEA01 für 2007-2008, 2013 und 2014 dar. Es ist erkennbar, dass diese im Bereich von 4 m/s bis 8 m/s unterschiedlich sind. Gleichzeitig zeigt die Dichtefunktion der Windgeschwindigkeit, dass dieser Bereich als Beitrag zum Jahresenergieertrag durchaus relevant ist. Der Schwerpunkt der Erzeugung des Jahresenergieertrags liegt, wie in Abbildung 139 gezeigt wurde, bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 10 m/s.

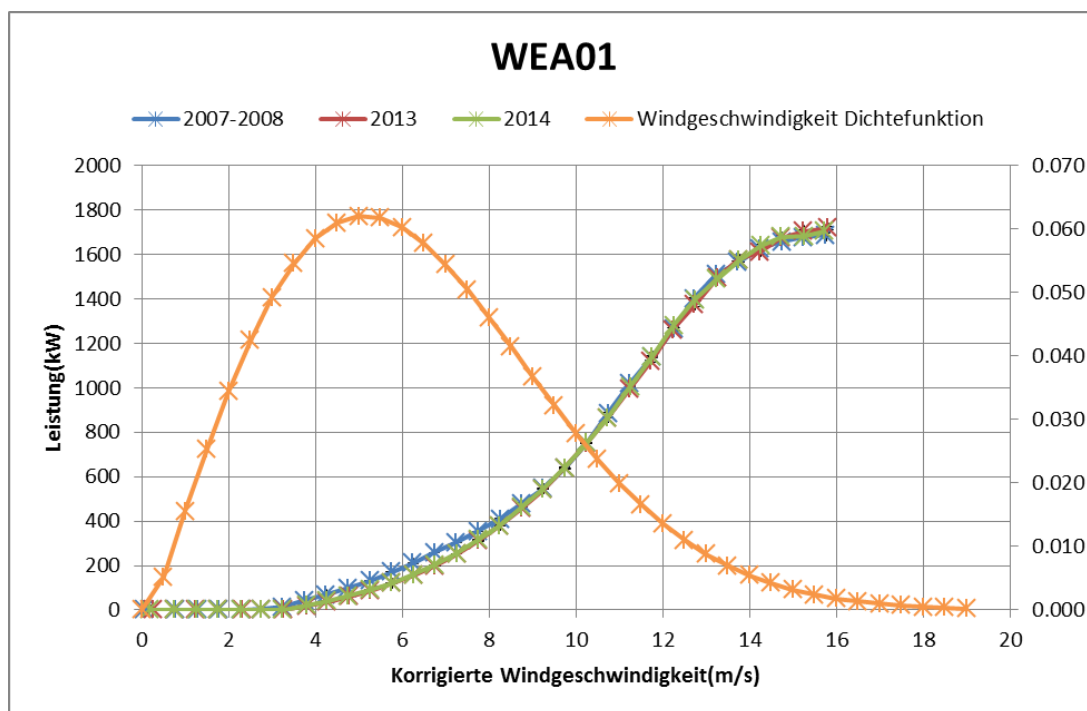


Abbildung 148: Leistungskurve von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.

Abbildung 149 zeigt die Leistungskurve der Anlage WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013 und 2014. Ab 8 m/s steht die Leistungskurve in 2007-2008 höher als in 2013 und 2014.

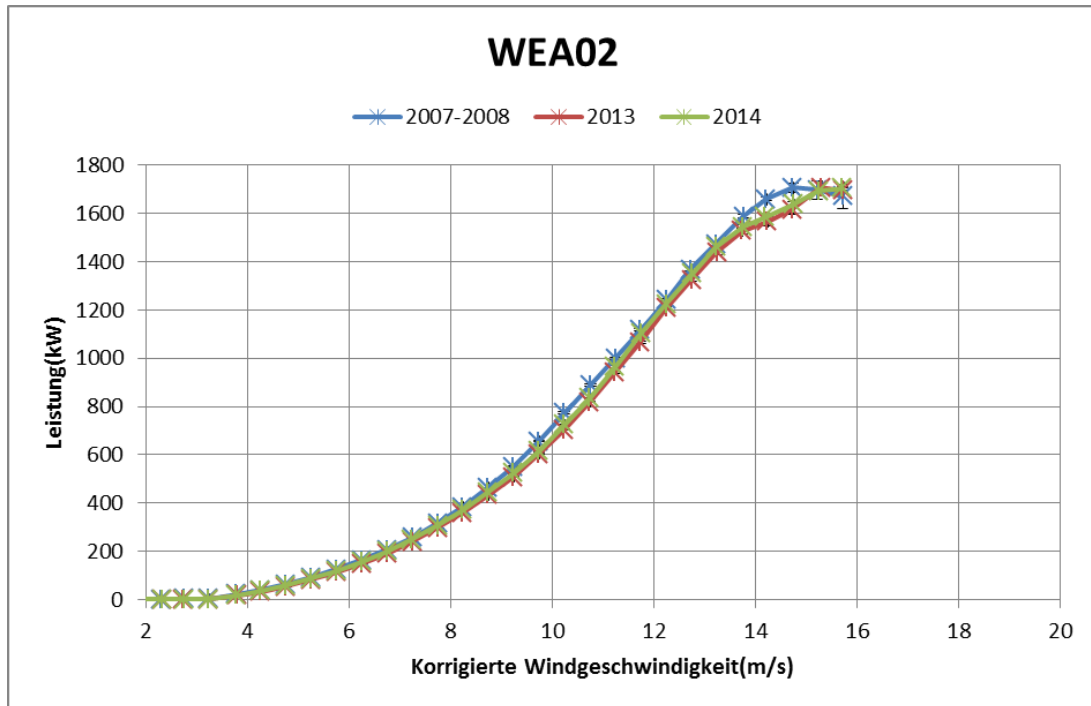


Abbildung 149: Leistungskurve von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

Abbildung 150 stellt die Leistungskurven von der Anlage WEA04 für 2007-2008, 2013 und 2014 dar. Die sind unterschiedlich; die Leistungskurve in 2007-2008 ist im Bereich von 4 m/s bis 10 m/s höher als in 2013, 2014 aber niedriger als sie im Bereich ab 11 m/s. Die Leistungskurve in 2013 gegenüberliegt; es liegt niedriger von 4 m/s bis 10 m/s und höher ab 11 m/s.

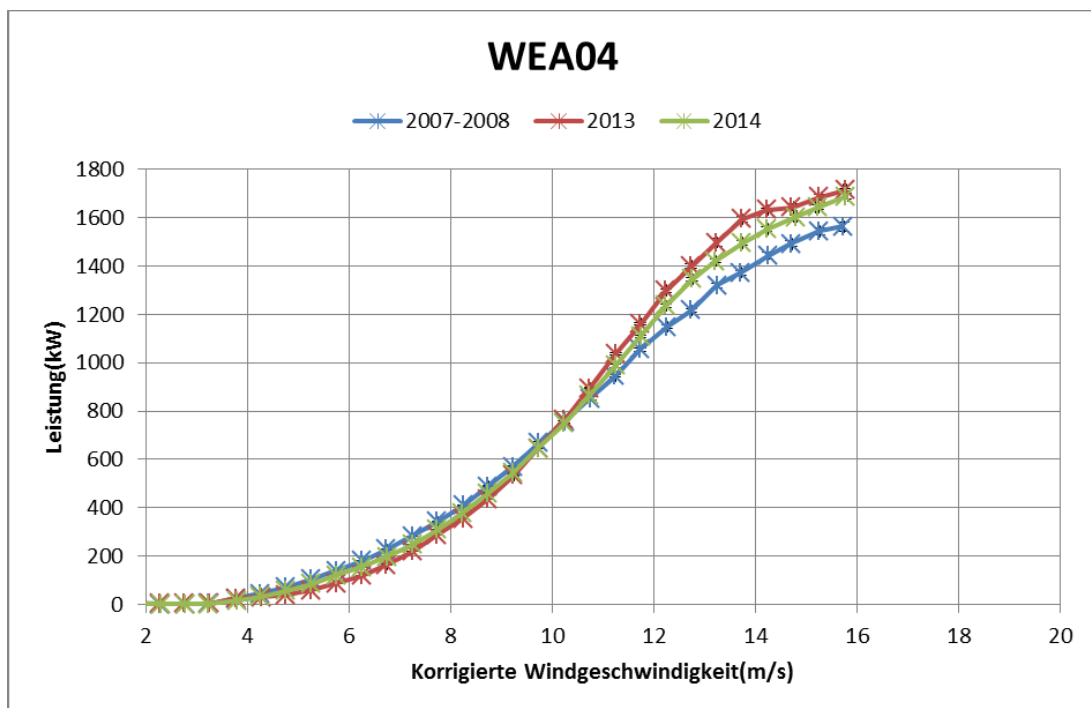


Abbildung 150: Leistungskurve von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

Abbildung 151 zeigt die Leistungskurve der WEA 05, die ähnlich mit der Leistungskurve von WEA01 ist.

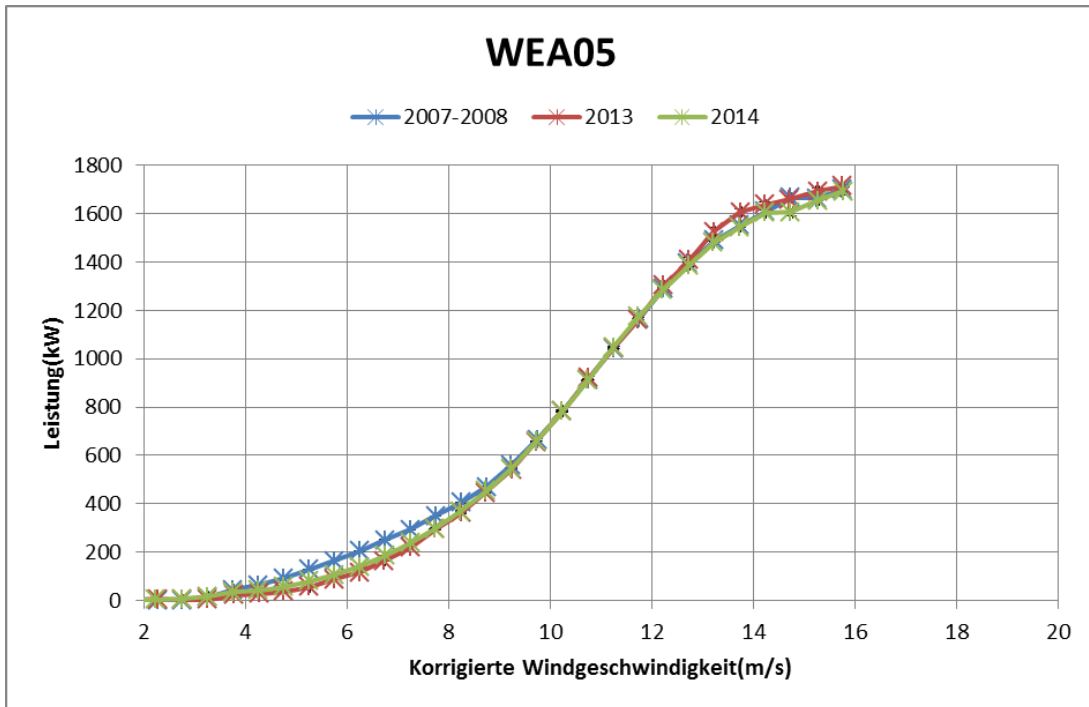


Abbildung 151: Leistungskurve von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

In Abbildung 152 wird die Leistungskurve der WEA08, die höher im Bereich von 4 m/s bis 14 m/s als in 2013 und 2014 ist, dargestellt.

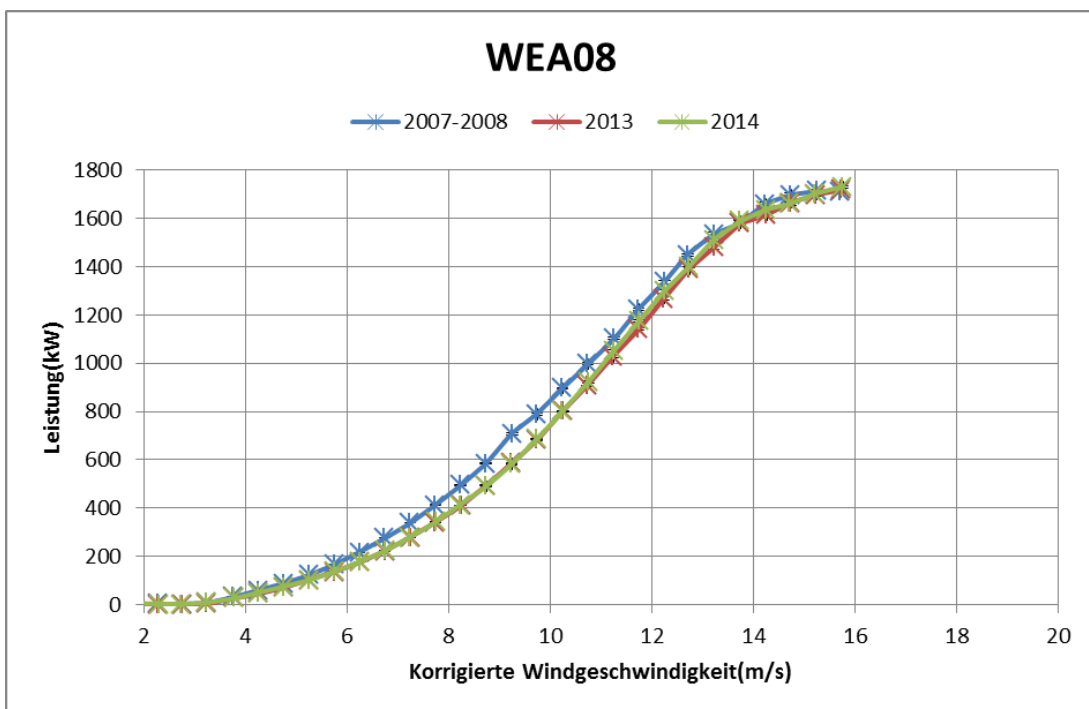


Abbildung 152: Leistungskurve von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014

### II.1.6.1.1 Änderung der Leistungskurven

Die Abbildung 153 zeigt die Leistungskurven aller WEA im Testwindpark im Zeitraum von April 2007 bis Ende März 2008. Es ist anzumerken, dass die WEA verschiedene Leistungskurven haben. Die Leistungskurve der WEA08 liegt höher als die anderen.

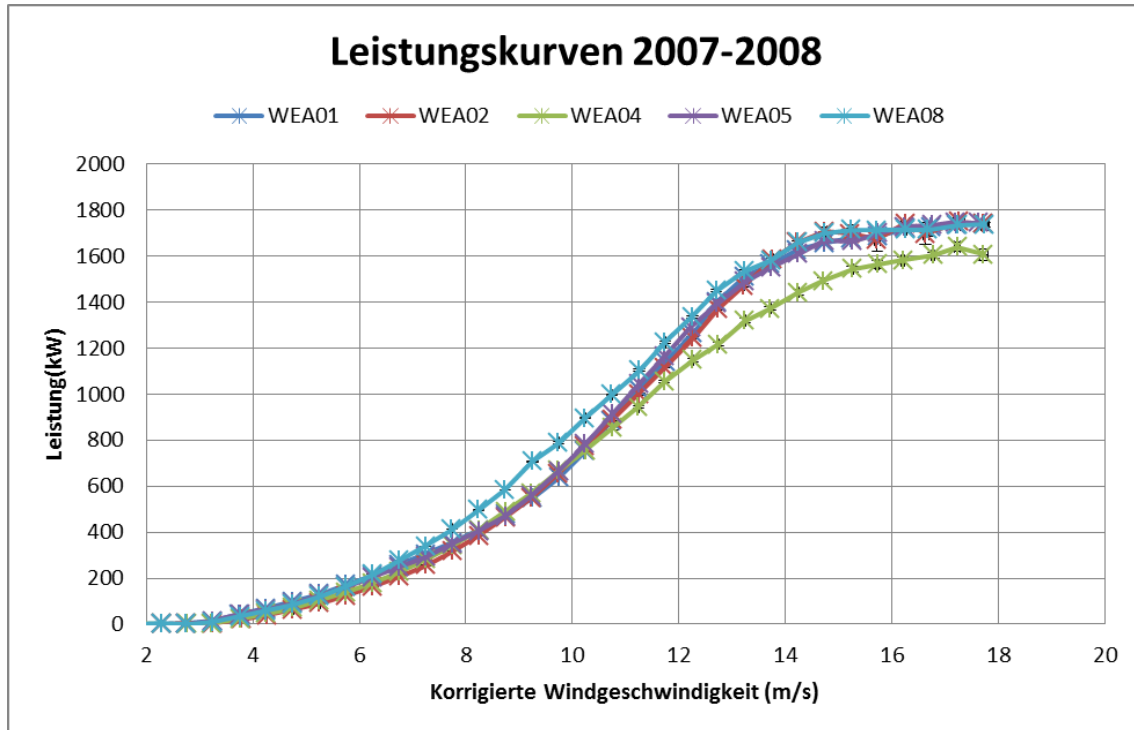


Abbildung 153: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2007-2008

Abbildung 154 und Abbildung 155 stellen die Leistungskurven aller WEA in 2013 und 2014 dar. Die Leistungskurve der WEA08 liegt immer höher als die anderen Leistungskurven. Dies heißt, dass WEA08 eine bessere Leistungsfähigkeit im Vergleich zu den anderen WEA im Testwindpark hat.



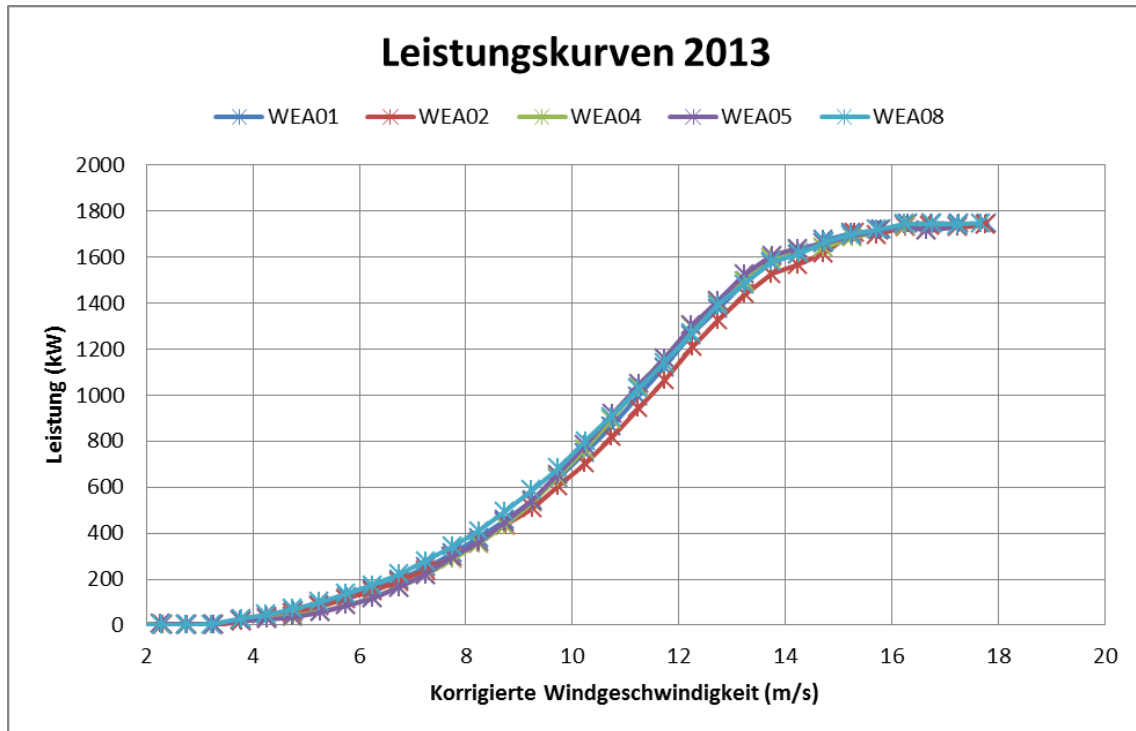


Abbildung 154: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2013

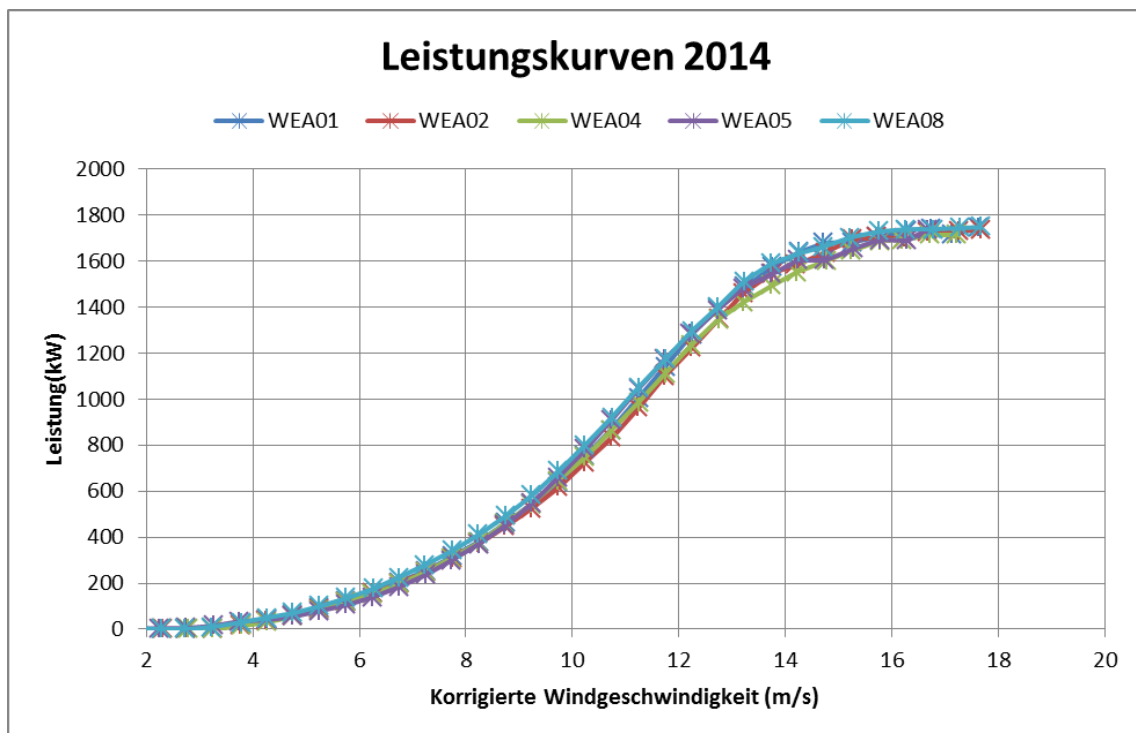


Abbildung 155: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2014

Wie eingangs erwähnt, konnten Änderungen an der Parametrierung der WEA nicht nach einem festen Zeitplan erfolgen. Der WEA-Hersteller hat vor allem im Hinblick auf die in Kapitel II.1.5.1.1 durchgeführten Vergleichsmessungen der Gondelanemometer der verschiedenen WEA und der daraus resultierenden Korrekturfunktionen Änderungen an der Parametrierung der Windgeschwindigkeitsmessung vorgenommen (siehe auch Ab-

bildung 147). Wie ebenfalls in Kapitel II.1.5.1.1 gezeigt, haben diese Änderungen einen direkten Einfluss auf die Charakteristiken der Drehzahlregelung. Im Ergebnis zeigen die Auswertungen in Abbildung 153 bis Abbildung 155, dass die zu Beginn der Untersuchungen sehr unterschiedlichen Leistungskennlinien der WEA sich in den folgenden Jahren wesentlich geändert haben. Vor allem die Leistungskennlinie der auch ertragsmäßig schlechtesten Anlage wurde an eine bessere Charakteristik angepasst. Dieser nur noch geringe Unterschied in den Leistungskennlinien der einzelnen WEA wird auch in den Auswertungen der Universität Oldenburg deutlich. Die dafür erforderlichen zeitlich höher aufgelösten Messungen wurden erst im Jahr 2014 durchgeführt.

Zusammenfassend kann für die Gondelanemometrie nach IEC 61400-12-1 gesagt werden, dass sie durchaus geeignet ist, die Leistungsfähigkeit von WEA gleichen Typs und gleicher Bauweise zu vergleichen. Eine Grenze findet die Methode allerdings, wenn grundlegende Änderungen an der Aerodynamik des Rotors durchgeführt werden. So haben vergleichende Untersuchungen an WEA anderen Typs, die mit aerodynamischen Hilfen ausgestattet wurden, gezeigt, dass diese Änderungen einen so nachhaltigen Einfluss auf die Windgeschwindigkeitsmessung mit dem Gondelanemometer haben, dass die ermittelten Leistungskennlinien große Unterschiede aufwiesen, die wenig plausibel waren. Eine vergleichende Auswertung mit dem Vergleich der direkten Leistungsabgabe zwischen modifizierten und nicht modifizierten Anlagen sowie eine weitere Auswertung auf Basis des Vergleichs der Windgeschwindigkeitsmessungen der Anlagen untereinander (mit dem identischen Ergebnis dieser beiden letztgenannten Verfahren) kamen in diesem Fall zu einem grundsätzlich anderem, plausibleren Ergebnis als das Gondelanemometerverfahren. Bei der Anwendung der Gondelanemometrie ist daher sorgfältig darauf zu achten, in welcher Form Änderungen an der aerodynamischen oder Regelungseigenschaft der Anlagen durchgeführt werden. Die Korrektur der Windmessung einer modifizierten WEA durch Vergleich mit anderen, nicht modifizierten WEA eines Windparks kann hier hilfreich sein. In diesem Fall ist jedoch sehr viel Sorgfalt auf die Filterung der Daten (Vermeidung von Abschattungssituationen oder Zustände außerhalb des normalen Betriebs) zu verwenden.

### **II.1.6.2. Arbeitspaket 6 B**

Im Zeitraum, in dem hochfrequente Messdaten vorlagen, fand keine Änderung der Betriebseinstellungen der WEA durch den WEA-Hersteller statt. Die Optimierung der Betriebsführung wurde vom Hersteller durchgeführt bevor die hochfrequente Auskoppung der Messdaten realisiert werden konnte. Dementsprechend, konnte ein Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien vor und nach der Änderung der Betriebsführung nicht durchgeführt werden.

Die Analyse der hochfrequenten Daten nach Änderung der Betriebsführung zeigt jedoch, dass sich die dynamischen Leistungskennlinien gemessen mit dem Meteo-System nicht signifikant voneinander unterscheiden (Abbildung 156). Demgegenüber zeigen die Leistungskennlinien gemessen mit dem Gondelanemometer (Abbildung 157) Unterschiede im Bereich zwischen 7,5 m/s und 11,5 m/s.

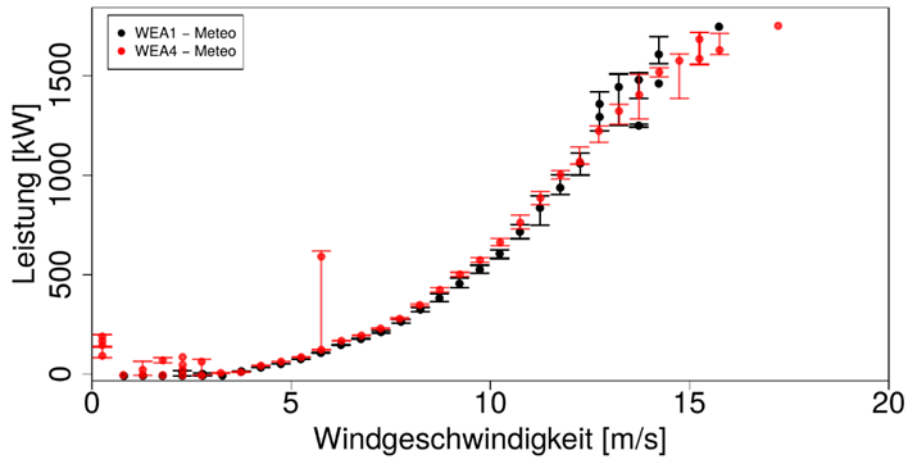


Abbildung 156: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 (schwarz) und WEA4 (rot) ermittelt mit Meteo-System

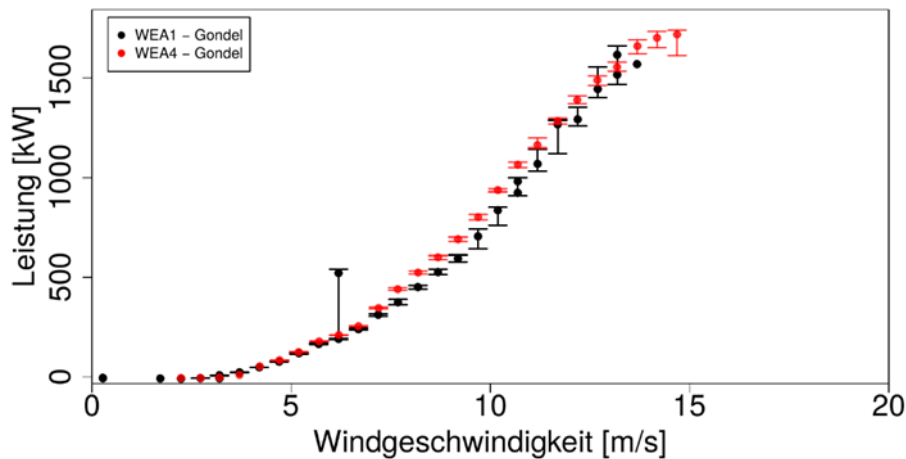


Abbildung 157: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 (schwarz) und WEA4 (rot) ermittelt mit Gondelanemometer.

Wie in Arbeitspaket 5B gezeigt, spiegeln die mit Gondelanemometern gemessenen Leistungskennlinien nicht die unterschiedlichen Erträge der WEA wieder. So zeigen zwei WEA, deren Erträge sich um 9% unterscheiden nahezu identische dynamische Leistungskennlinien und WEA1, die 7% mehr Ertrag liefert als WEA4 scheint gemäß Abbildung 157 auf Basis der Gondelanemometer-Messung eine „schlechtere“ dynamische Leistungskennlinie als WEA4 zu haben. Es scheint daher plausibler davon auszugehen, dass sich die dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 und WEA4 nicht voneinander unterscheiden – dies stützt auch die Analyse mit Windgeschwindigkeiten des Meteo-Systems, siehe Abbildung 156 – und die Ursache der unterschiedlichen Erträge vielmehr im unterschiedlichen Windangebot liegt, als in der Performance der einzelnen WEA.

Durch die Untersuchungen im Projekt konnten wichtige Erkenntnisse über das Leistungsverhalten der WEA gewonnen werden. Insbesondere liegt nach den Projektergebnissen kein signifikant verschiedenes Leistungsverhalten der WEA im Windpark vor.

Die Messungen der werkseitig montierten Gondelanemometer zeigten überraschende und unerwartete Auffälligkeiten. Insbesondere ergab sich ein deutlicher Unterschied der Messwerte zu den im Projekt eingesetzten Meteo-Systemen. Es zeigte sich, dass für eine quantitative Bewertung des Leistungsverhaltens nur die unabhängige Messung der Meteo-Systeme geeignet ist.

## II.1.7 Teilprojekt Arbeitspaket 7: Übertragung der Ergebnisse auf andere Windenergieanlagen des Windparks

Teilprojekt <b>Arbeitspaket</b>	A.6.: Anwendung auf ausgewählte Windenergieanlagen
<b>Verantwortlicher</b>	Deutsche WindGuard GmbH
<b>Beteiligte</b>	<b>Funktion</b>
Deutsche WindGuard GmbH	<u>Koordinator</u> , Untersuchung und Auswertung
Universität Oldenburg	Auswertung

Die vorgesehene Aufgabe, die ermittelten Ergebnisse auf alle Windenergieanlagen des Windparks anzuwenden, auch auf jene, auf denen keine zusätzliche Messtechnik installiert wurde, war nur in Grenzen nachvollziehbar durchführbar. Grund ist die bereits im vorherigen Abschnitt dargelegte Schwierigkeit, die Einstellungen der Steuerungsparameter der deutschen und/oder dänischen Mitarbeiter des Herstellers nachzuvollziehen. Die Protokollierung von Parameteränderungen in der Steuerung der WEA wurde zu der Zeit, als der Typ der untersuchten WEA entwickelt wurde, nicht im gleichen Umfang ermöglicht, wie dies bei modernen Anlagen realisiert ist.

Um festzustellen, ob die vorgenommenen Änderungen in der Anlagensteuerung zu einem positiven Resultat geführt haben, wurden zusätzlich zur Analyse der Leistungskennlinien Vergleiche der realen Erträge unter Einbeziehung der theoretischen Auslegungsrechnungen des Testwindparks und einer Bewertung der jährlichen Schwankungen des Windangebotes durchgeführt. Um das Ziel, einen Vergleich der Jahresenergieerträge unabhängig vom Jahr und vom Standort im Windpark zu ermöglichen, wurden folgende, in II.1.5.1.2 erläuterten Korrekturen stufenweise vorgenommen:

- Korrektur der Stillstandzeiten durch Berücksichtigung der unterschiedlichen monatlichen Verfügbarkeiten der einzelnen WEA, d.h. Hochrechnung auf einen 100%-Ertrag
- Ausgleich des unterschiedlichen jährlichen Windangebotes durch einen Windindex
- Ausgleich der unterschiedlichen Windangebote an den WEA-Standorten aufgrund von topographischen Unterschieden im Windpark (Oberflächenrauigkeit, Höhenstruktur und Hindernisse) durch eine theoretisch ermittelte relative Standortqualität
- Korrektur der durch die unterschiedliche Positionierung im Windpark hervorgerufenen Abschattungseffekte durch den Strömungsnachlauf der benachbarten WEA.
- Vergleich innerhalb des Windparks mit einer WEA, deren Performance keiner oder nur geringer Änderung unterlag.

Berücksichtigt werden muss, dass es in der näheren Umgebung des Testwindparks zu einem Zubau von Neuanlagen im Jahr 2009 gekommen ist. Dies lag zwar vor dem Beginn der Projektarbeiten, allerdings wurden in den Auswertungen auch Betriebsdaten aus der Zeit davor verwendet, um einen möglichst langen „track record“ der Anlagen zu erhalten. Möglich wurde dies dadurch, dass bereits vor Beginn des Vorhabens Überprüfungen der Gondelanemometermessungen mit einem Vergleichsanemometer durchgeführt wurden.

Der reale Jahresenergieertrag der WEA im Testwindpark in den Jahren 2007 bis 2014 ist in Abbildung 158 für alle Anlagen des Testwindparks von 2007 bis 2014 dargestellt. Wegen der unterschiedlichen Windangebote und verschiedenen Verfügbarkeiten der Anlagen schwanken die Jahreserträge in den verschiedenen Jahren deutlich. Um ein Vergleich der Leistungsfähigkeiten möglich zu machen, ist es notwendig, dass der Jahresenergieertrag jeder Anlage durch die Verfügbarkeit normiert wird.

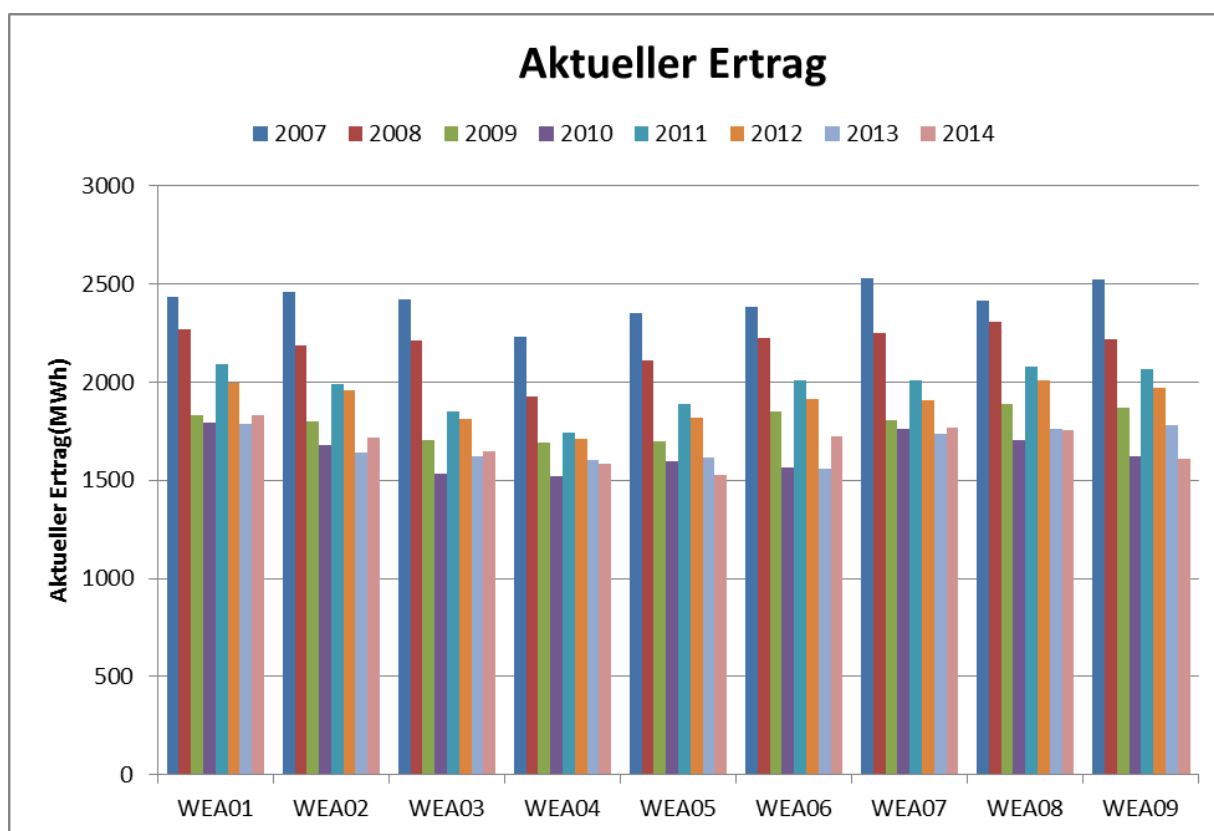


Abbildung 158: Aktueller Jahresenergieertrag der Anlagen des Testwindparks von 2007 bis 2014

Abbildung 159 stellt die Verfügbarkeiten aller WEA im Zeitraum von 2007 bis 2014 im Testwindpark dar. Es ist anzumerken, dass die Verfügbarkeit in 2010 aufgrund von ausgedehnten Instandsetzungsarbeiten an den Rotorblättern aller WEA im Windpark deutlich niedriger ist. Deswegen wird das Jahr 2010 in den folgenden Betrachtungen ausgelassen. Würde ein Betriebsjahr mit sehr niedrigen Verfügbarkeiten in die Berechnung aufgenommen, einstünden bei der Normierung falsche Ertragsannahmen.

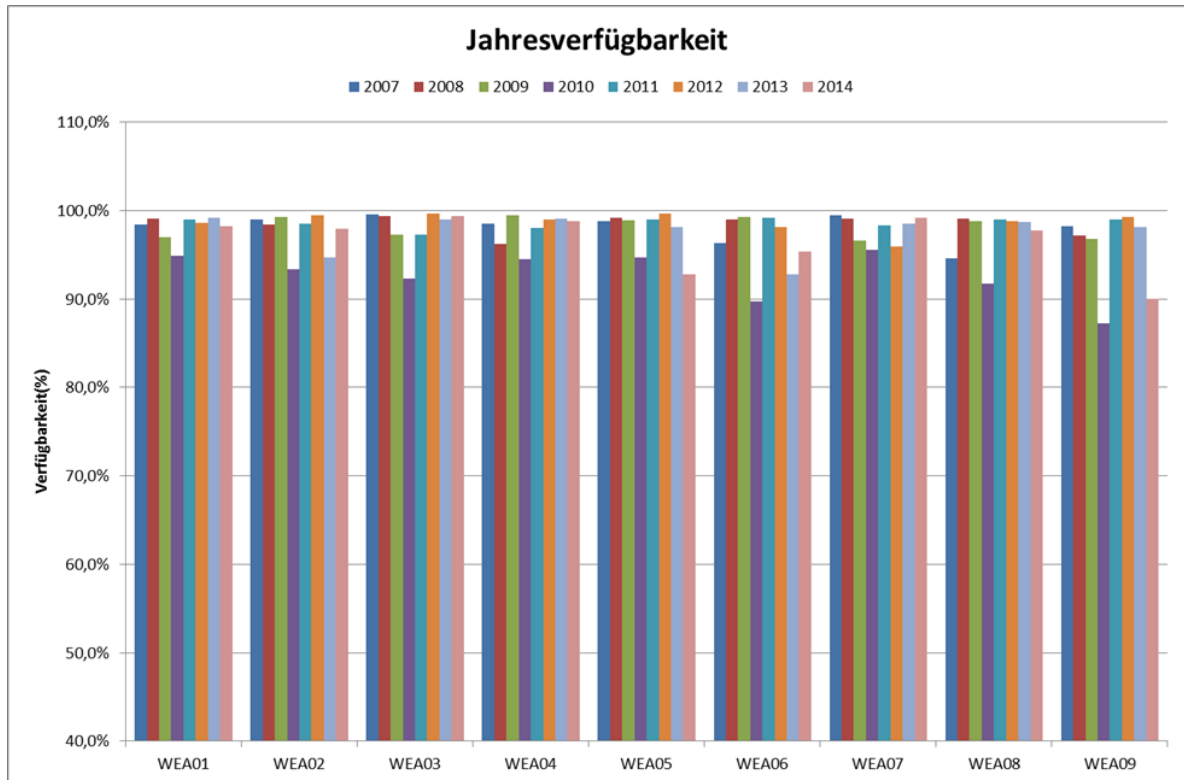


Abbildung 159: Jahresverfügbarkeit der Windenergieanlagen

In Abbildung 160 stellt der Verlauf des BDB-Index für die Region, wozu das Testwindpark gehört, und für den Zeitraum 2007 bis 2014 dar. Es ist anzumerken, dass das Jahr 2007 viel mehr Wind im Vergleich zu den anderen Jahren hatte.

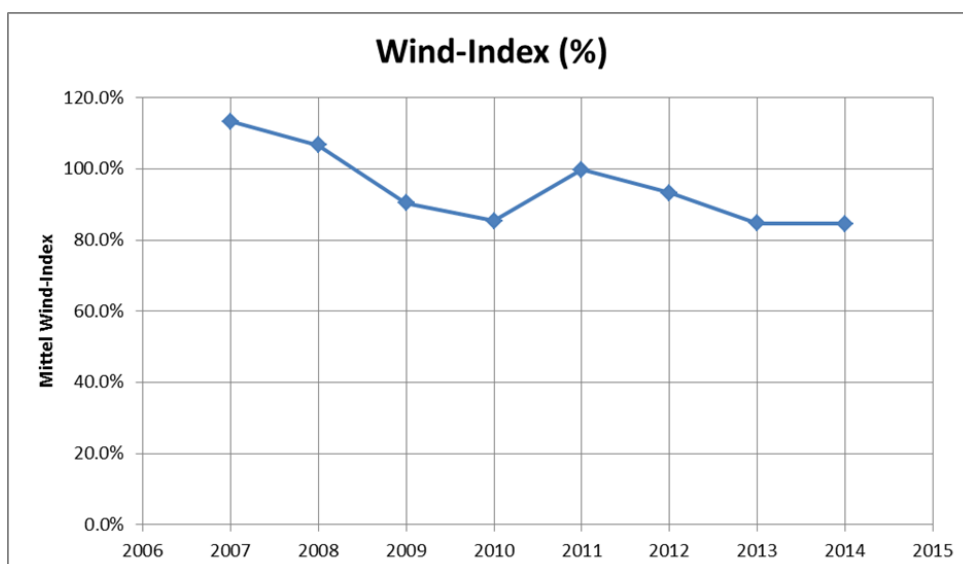


Abbildung 160: Wind-Index (BDB, Version 2011) für die Region des Testwindparks im Zeitraum 2007-2014

Um den Effekten des jahreszeitlich schwankenden Windangebots gebührende Rechnung zu tragen, wird bei der Bereinigung der Erträge durch den BDB-Index eine monatliche Betrachtung durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Bereinigung werden in Abbildung 161

dargestellt. Es ist anzumerken, dass die WEA08 in Jahren 2011, 2013 und 2014 fast den gleichen Ertrag hat. Dies heißt, dass ihre Leistungsfähigkeit fast stabil bleibt. Deswegen ist der Vergleich zwischen den Energieerträge der anderen Anlagen und dem Energieertrag der WEA08 für diese Jahre möglich.

Der deutliche Unterschied, der bei einigen Anlagen zwischen den Zeiträumen vor und nach 2010 zu sehen ist, beruht auf der erwähnten Errichtung von Anlagen in einem benachbarten, neuen Windpark. Am wenigsten betroffen vom Zubau sind, bei räumlicher Betrachtung, die Anlagen WEA01 und WEA06.

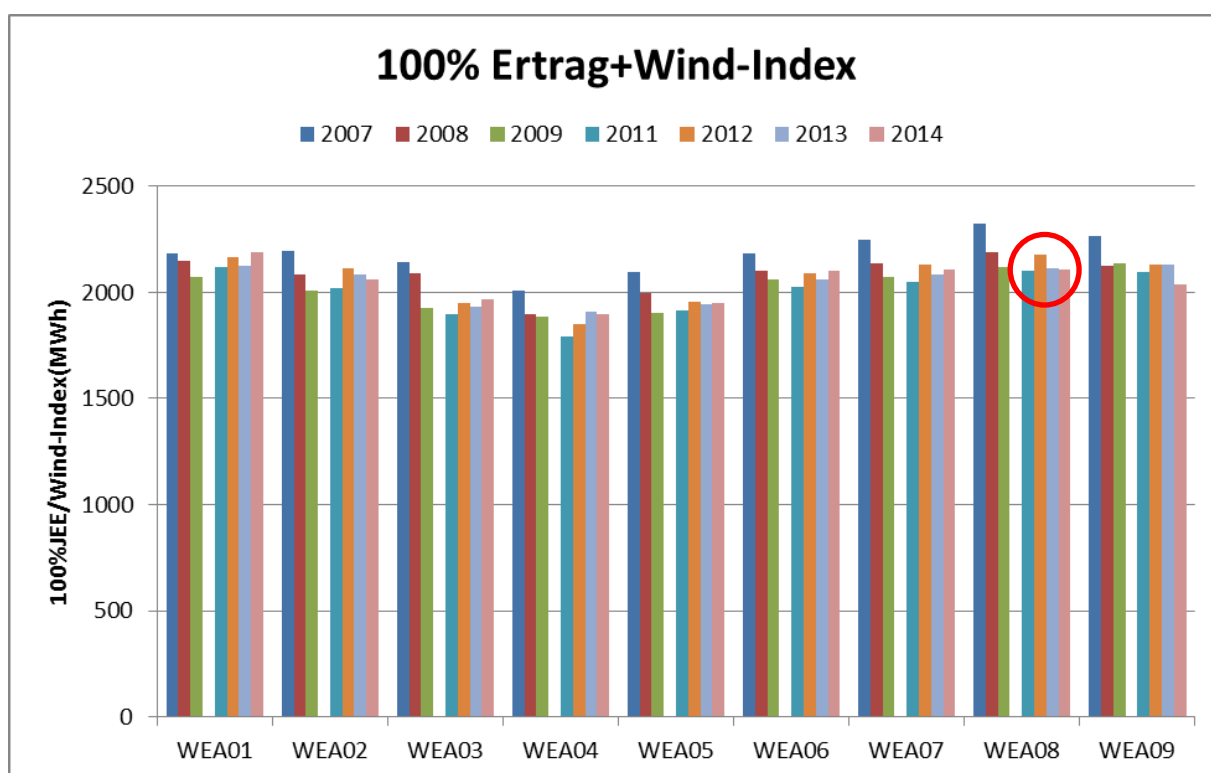


Abbildung 161: Normiert durch Verfügbarkeit und Wind-Index Jahresenergieertrag des Testwindparks

Abbildung 162 zeigt den durch die Verfügbarkeit normierten Jahresenergieertrag jeder Anlage im Vergleich mit der Anlage WEA08. Die Anwendung des Wind-Index ist hier nicht nötig, da die jährlichen Schwankungen im Windangebot durch den Bezug zur Erzeugung nur einer WEA aufgehoben sind. Aus Basis der vorgenannten Bemerkung, dass der Energieertrag der WEA08 in 2011, 2013, 2014 ähnlich bleibt, ist zu erwähnen, dass alle WEA eine Ertragsverbesserung in Zeitraum von 2011 bis 2014 haben. Es ist nur die WEA09, die in 2014 schlechter geworden ist.

Es zeigen sich in Abbildung 162 aber auch systematische Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen. Sie sind nicht unbedingt dem Anlageverhalten geschuldet. Der Parkwirkungsgrad und die Standortqualität innerhalb des Windparks eine entscheidende Rolle spielen können. Daher wurden diese Aspekte näher untersucht.



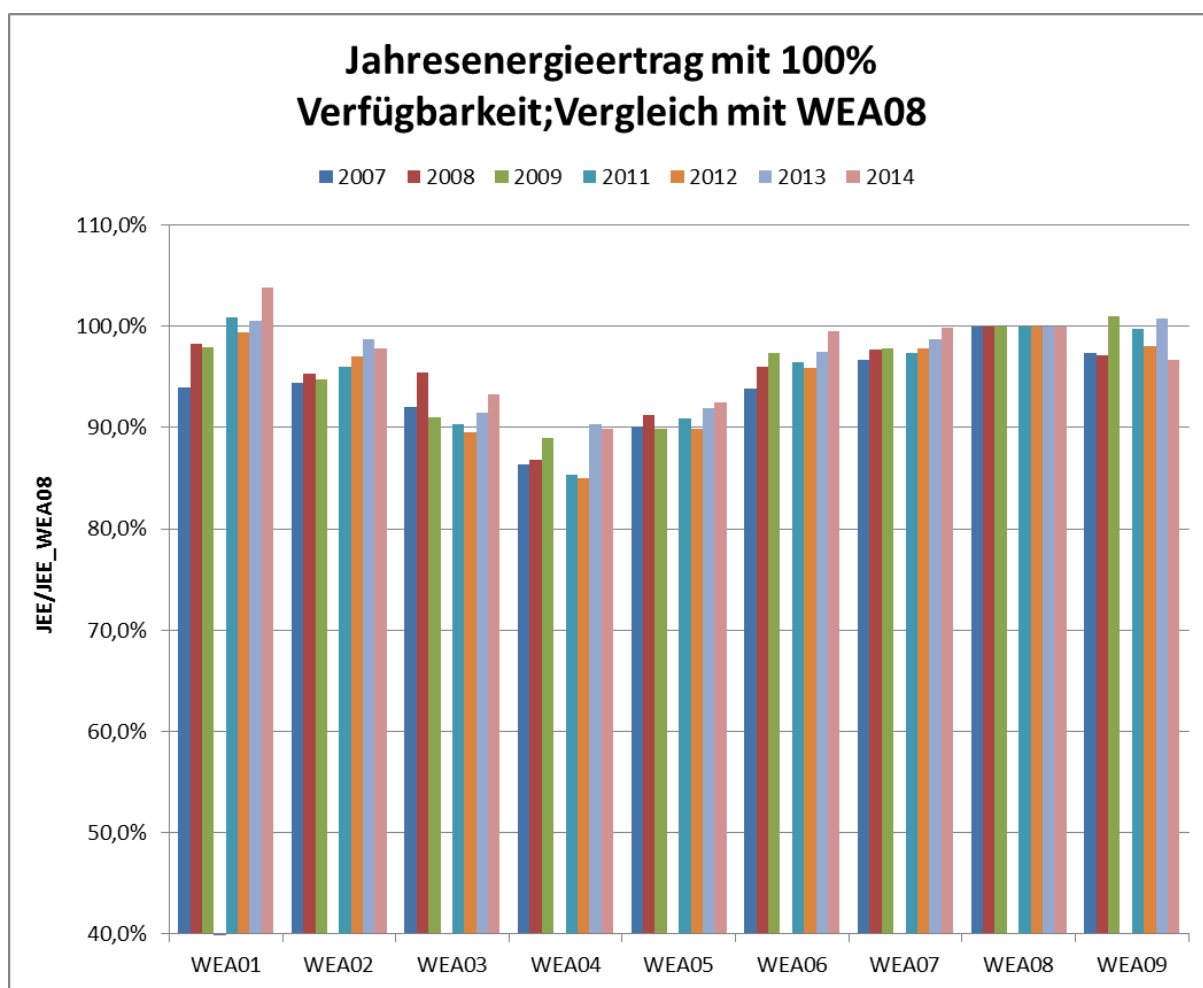


Abbildung 162: Normierte durch die Verfügbarkeit Jahresenergieerträge des Testwindparks im Vergleich mit WEA08

Mit Hilfe der in der Windenergiebranche gängigen Software WindPro [EMD], die unter anderem für die Prognose der zu erwartenden Erträge in einem Windpark verwendet wird, wurde der Testwindpark hinsichtlich der lokalen Windressourcen an jedem WEA-Standort untersucht. Mit der Software wurde ebenfalls eine Berechnung der Parkwirkungsgrade einmal vor und einmal nach dem Zubau der Anlagen im Jahr 2009 durchgeführt.

Abbildung 163 zeigt die gegenseitige Abschattung der neun Windenergieanlagen im Vergleich mit WEA08. Es ist anzumerken, dass die Energieerträge, aufgrund des Aufbaus der benachbarten Windenergieanlagen, nach 2009 mit den neuen Parkwirkungsgraden normiert werden. Bei der Normierung des Energieertrag nach Parkwirkungsgrad, gibt es einerseits WEA, wie z.B. WEA07, einen höheren Ertrag haben und andererseits WEA, die den gleichen Ertrag wie WEA08 erreichen.

Tabelle 14 zeigt die Parkwirkungsgrade der neun WEA im Testwindpark einmal vor und einmal nach 2009. Es ist anzumerken, dass die WEA03 nach dem Aufbau der Nachbar-WEA den niedrigsten Parkwirkungsgrad hat. Dies heißt, dass die Leistungsfähigkeit der WEA03 sehr stark von den neuen WEA beeinflusst ist.

Parkwirkungsgrade( $\eta$ )	WEA01	WEA02	WEA03	WEA04	WEA05	WEA06	WEA07	WEA08	WEA09
bis 2009 ohne zusätzliche WEA	95.6%	98.0%	94.7%	96.3%	90.5%	91.9%	89.9%	92.9%	91.1%
nach 2009 mit Nachbar-WEA	94.2%	95.3%	87.2%	87.8%	87.8%	90.0%	88.1%	89.7%	89.5%

Tabelle 14: Parkwirkungsgrade der WEA im Testwindpark vor und nach 2009.

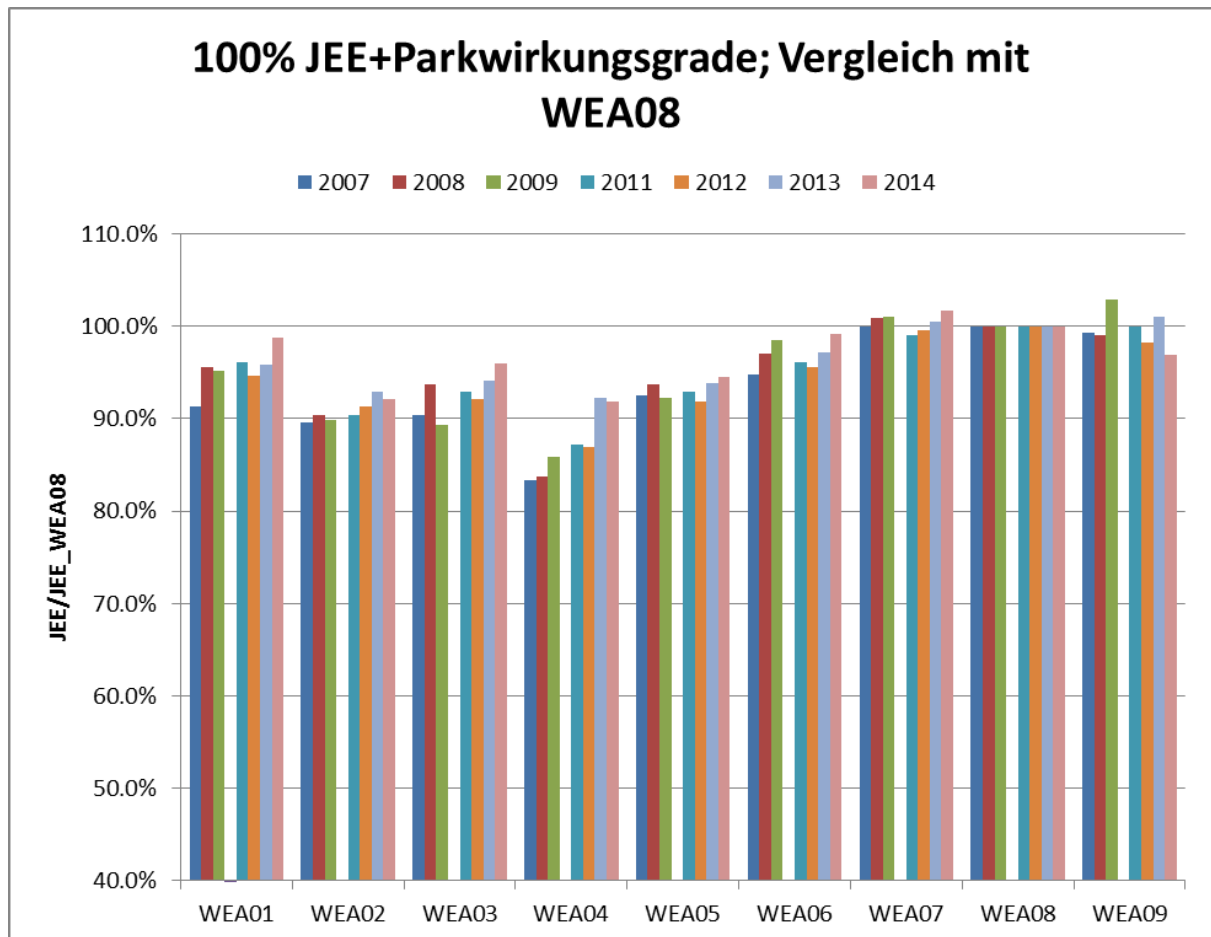


Abbildung 163: Durch Verfügbarkeit und Parkwirkungsgrade normierte Jahresenergieerträge im Vergleich mit WEA08.

In Abbildung 164 wurden nicht nur die gegenseitige Abschattung der neun Windenergieanlagen und der Einfluss der Geländemorphologie betrachtet, sondern auch die parkinternen Standortqualitäten berücksichtigt. Jedoch stellen diese Ergebnisse keine Prognose der zu erwartenden Energieerträge des Windparks dar, sie dienen lediglich dazu, die verschiedenen Standortqualitäten innerhalb des Windparks zu qualifizieren.

Anlage	WEA01	WEA02	WEA03	WEA04	WEA05	WEA06	WEA07	WEA08	WEA09
Standortqualität	99.1%	96.2%	95.6%	96.2%	97.8%	97.4%	99.2%	100.0%	99.3%

Tabelle 15: Standortqualität der Windenergieanlagen im Testwindpark

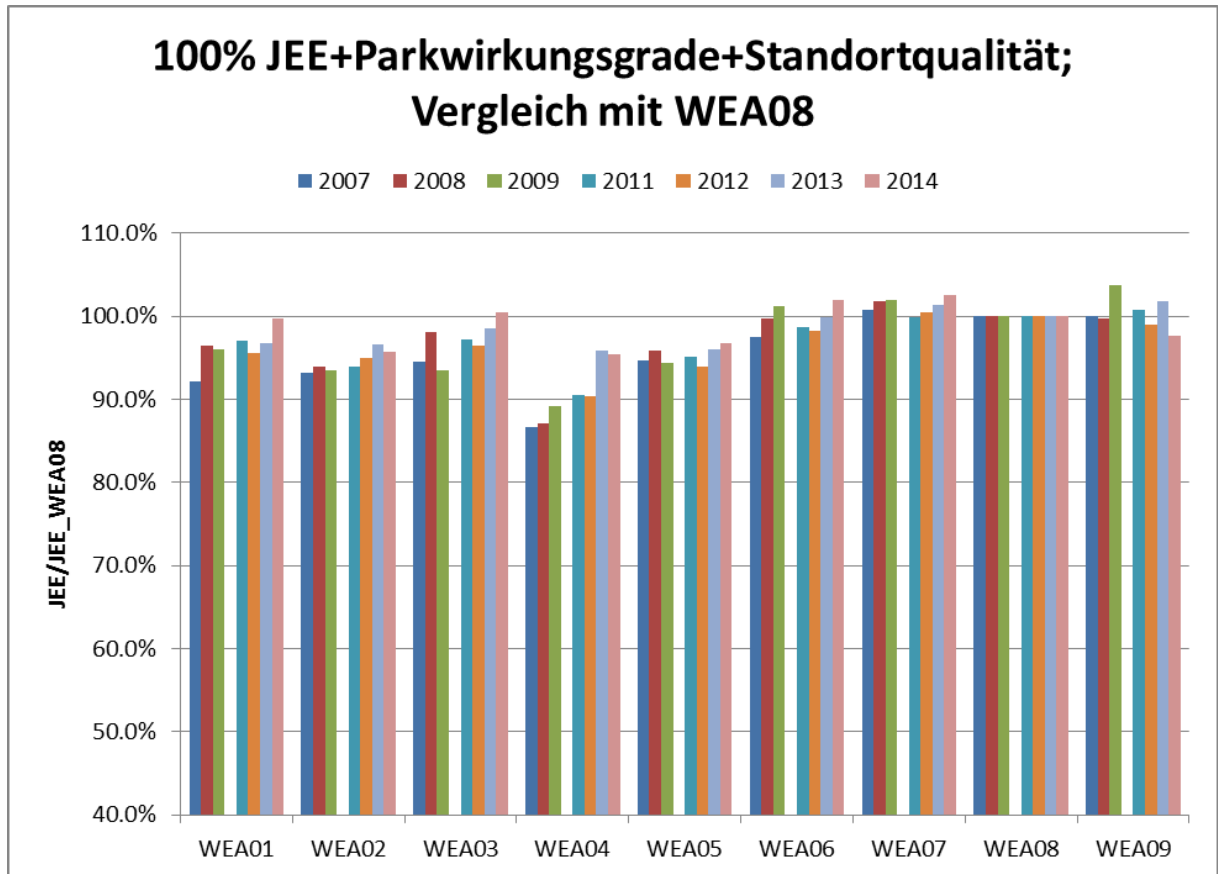


Abbildung 164: Normiert durch Verfügbarkeit, Parkwirkungsgrade und Standortqualität Jahresenergieertrag im Vergleich mit WEA08

Abbildung 165 zeigt den Vergleich zwischen den Jahresenergieerträgen des Testwindparks für die Jahre 2011, 2012, 2013, 2014 und dem Mittelwert des Energieertrags im Zeitraum 2007-2008. In 2007-2008 gab es viel mehr Wind als in den folgenden Jahren, deswegen ist der Energieertrag des Windparks höher in 2007-2008 als in den anderen Jahren.

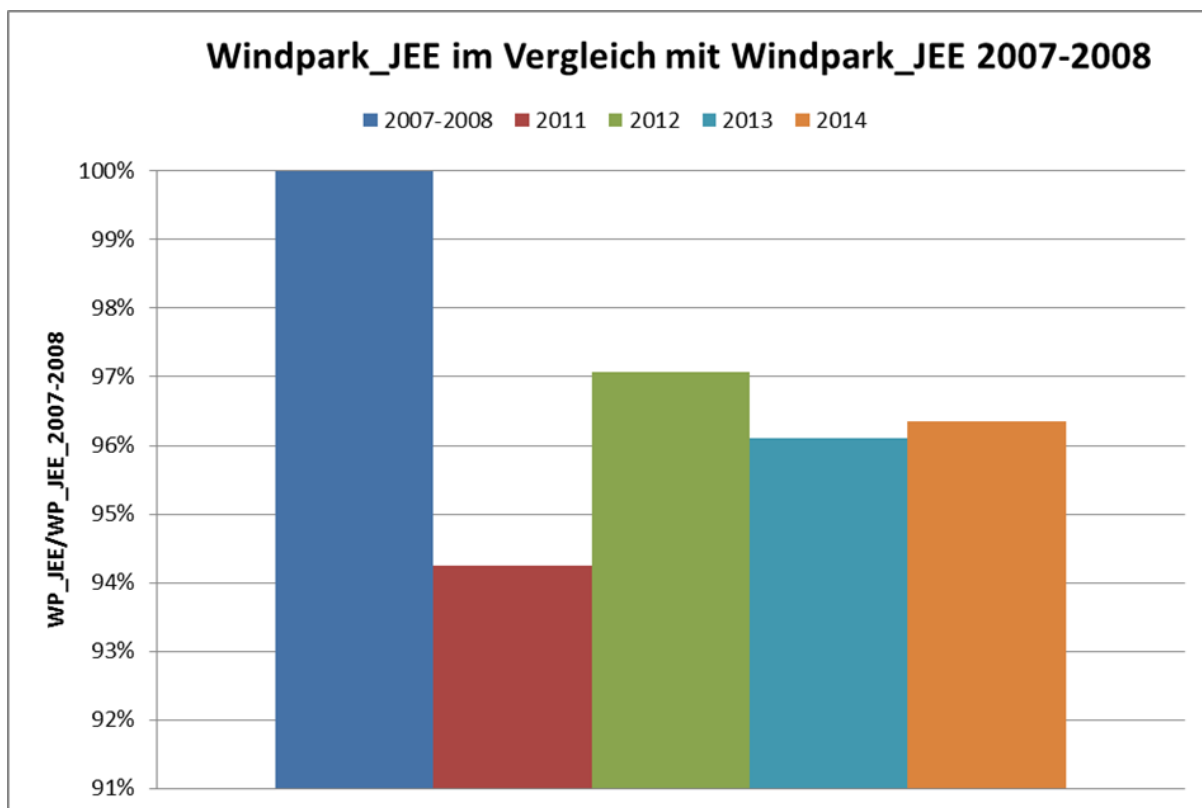


Abbildung 165: Windpark Jahresenergieertrag für die Jahre 2011, 2012, 2013 und 2014 im Vergleich zu 2007-2008

Zusammenfassend lässt sich eine Verbesserung der Leistungsfähigkeit der Anlagen feststellen, wie sie auch in Abbildung 162 deutlich wurde. Der Zubau von WEA durch einen benachbarten Windpark hat zwar aufgrund der höheren Abschattungen zu einer Verringerung der Erträge führt. Diese konnten aber für einige Anlagen durch eine Verbesserung der Leistungsfähigkeit deutlich kompensiert werden.

## II.2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Deutsche WindGuard Consulting: Schaltschrankbau, Dokumentation, Kabelkonfektionieren, Programmierung, Kalibration, Messsystem, Wartungskosten, Einrichtung Datenabholung und Material	14.391,04 €
Deutsche WindGuard Consulting: Organisation und Begleitung für das Forschungsprojekt	12.494,00 €
Deutsche WindGuard Engineering: Begleitung der Forschungsarbeiten und Windkanalnutzung	116.465,33 €
Deutsche WindGuard Consulting: Lidarmiete, Datenkontrolle und Arbeitsstunden	23.842,50 €
Deutsche WindGuard Engineering Leistungen zum Schlussbericht	14.895,12 €
Datenlogger	4.050,15 €
UMTS-Router	1.491,80 €
Ultraschallanemometer	1.166,85 €
Ultrasonic Anemometer	2.969,90 €
Webcam + Installationszubehör	1.542,55 €
Formteile Gondelmodell V66, 3.4M	8.726,00 €
Quantec VCP Export Toolkit- offene Version zur parallelen Nutzung	5.662,85 €

## **II.3 Erfindungen, Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte**

Bis zum Ende des Berichtszeitraums gab es weder Erfindungen noch Schutzrechtsanmeldungen bzw. erteilte Schutzrechte. Während der bisherigen Projektlaufzeit gab es Möglichkeiten, die Zwischenergebnisse in Form verbesserter Softwareroutinen in der Auswertung der Betriebsdaten von WEA anzuwenden.

Beabsichtigt ist die zukünftige Anwendung der erzielten Ergebnisse bei der Ermittlung von Ertragsverlusten, Bewertung des Leistungsverhaltens von WEA in Windparks und speziell für die Deutsche WindGuard auch bei der Verbesserung des Windparkmanagementsystems WONDER.

Desweiteren sind die Ergebnisse wichtig in der Diskussion und im Umgang mit der Ermittlung von Ertragsverlusten speziell für das Einspeisemanagement. Diese Leistungsbegrenzungen oder Abschaltung von Anlagen aufgrund der Auslastung der Netze nimmt immer mehr zu. Hinzukommen Abregelungen die zunehmend auch von Direktvermarktern verlangt werden, um die am Markt angebotenen zeitlichen Einspeiseleistungen einzuhalten. Die Erhöhung der Genauigkeit der Berechnung der entgangenen Erträge sollte daher Ziel der Branche sein.

## **II.4 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Das vorliegende Vorhaben ist ein wichtiger Beitrag zur Verbesserung der Bewertung der Leistungsfähigkeit von WEA, die über einen langen Zeitraum betrieben werden sowie zur Ermittlung von Ertragsverlusten im Rahmen von Leistungsabregelungen durch Einspeisemanagement und Direktvermarktung.

Generell wurden im Vorhaben Fragen behandelt, die einem optimalen Betrieb von WEA im Ergebnis dienen sollen. Die Verbesserung der Leistungsfähigkeit bestehender, noch über einen langen Zeitraum zukünftig betriebener WEA trifft eines der Hauptanliegen der in den Förderbekanntmachungen des BMU/BMWi-Forschungsprogrammes genannten Ziele, die „Kostensenkung und Ertragssteigerung der Windstromproduktion“.

Darüberhinaus leistet das Vorhaben einen wichtigen Beitrag in der Diskussion von Ermittlung von Ertragsverlusten im Rahmen von Leistungsabregelungen oder aber, bezogen auf die zukünftigen Offshore-Windparks, bei Abschaltung der Transportnetze bei Wartung oder Störung.

## **II.5 Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans**

Bis zum Ende des Berichtszeitraums gab es weder Erfindungen noch Schutzrechtsanmeldungen bzw. erteilte Schutzrechte. Während der bisherigen Projektlaufzeit gab es Möglichkeiten, die Zwischenergebnisse in Form verbesserter Softwareroutinen in der Auswertung der Betriebsdaten von WEA anzuwenden.

Beabsichtigt ist die zukünftige Anwendung der erzielten Ergebnisse bei der Ermittlung von Ertragsverlusten, Bewertung des Leistungsverhaltens von WEA in Windparks und speziell für die Deutsche WindGuard auch bei der Verbesserung des Windparkmanagementsystems WONDER.

Die im Vorhaben durchgeführten Arbeiten berühren unmittelbar Fragen des Betriebs und der Optimierung von WEA. Darüberhinaus können die Ergebnisse der aktuellen Diskussion um die Berechnung von Ertragsausfällen dienen die aus Gründen des Einspeisemanagement oder Direktvermarktung entstehen. Verfahren hierzu, wie das Spitzabrechnungsverfahren der Bundesnetzagentur, verwenden Windgeschwindigkeitsmessungen mit dem Gondelanemometer. Die Anwendbarkeit der Verfahren hängt von der Plausibilität der Gondelanemometermessungen ab, ein Thema, das im Vorhaben umfassend behandelt wurde.

Die Leistungsbegrenzungen oder Abschaltung von Anlagen aufgrund der Auslastung der Netze nimmt immer mehr zu. Hinzu kommen Abregelungen, die zunehmend auch von Direktvermarktern verlangt werden, um die am Markt angebotenen zeitlichen Einspeiseleistungen einzuhalten. Die Erhöhung der Genauigkeit der Berechnung der entgangenen Erträge sollte daher Ziel der Branche sein.

Generell dienen die erzielten Ergebnisse der verbesserten Anwendung der IEC 61400-12-2. Die erzielten Erkenntnisse und Methoden werden in die Abrechnung von Ertragsausfällen und der Optimierung der Leistungsfähigkeit von WEA Eingang finden und sowohl von der Deutsche WindGuard als auch anderen Unternehmen genutzt werden.

## **II.6 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen**

Im Zeitraum der Vorhabensdurchführung wurde auch an anderer Stelle Untersuchungen zum Thema der Positionierung des Gondelanemometers auf der WEA durchgeführt. Im dänischen Forschungszentrum Risø/DTU wurden sowohl Strömungssimulationen als auch Messungen an einer WEA durchgeführt. Beim Typ der WEA handelt es sich allerdings um sog. Stall-WEA, bei denen aufgrund des feststehenden Rotorblattes Einflüsse der Blattregelung vor allem bei Stillstand nicht betrachtet werden können. Von Interesse sind die Ergebnisse dennoch, sie weisen auf ähnliche Ergebnisse hin, wie in den hier durchgeführten Arbeiten. Entsprechende Veröffentlichungen sind im Literaturverzeichnis aufgeführt.

## **II.7 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen**

Die zwischenzeitlich erzielten Ergebnisse wurden an verschiedener Stelle in Vorträgen verwendet. Dies wurden gehalten in Rahmen einer Konferenz der DFMRS (Deutsche Forschungsvereinigung für Meß-,Regelungs- und Systemtechnik e.V.) sowie in Seminaren des BWE (Bundesverband Windenergie).

Geplant ist, die Ergebnisse der unterschiedlichen Arbeitspakete auf weiteren Konferenzen und Seminaren zu veröffentlichen.

## II.8 Literaturverzeichnis

- Adolf Thies GmbH & Co. KG, 2009. *Wind Transmitter "First Class" Advanced 4.3351.00.000*. Göttingen: s.n.
- Adolf Thies GmbH & Co. KG, 2011. *Ultrasonic Anemometer 3D 4.383.x.xx.xxx*. Göttingen: s.n.
- Albers, A., 2003. *Uncertainty Analysis and Optimisation of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects*. Madrid, European Wind energy Conference.
- Albers, A., 2004. *Betriebsdatenanalyse zur Verifizierung der Windparkperformance*. Hamburg, Windstärke-Forum der Windenergieagentur Bremerhaven Bremen e.v..
- Albers, A. et al., 2003. *Wind Guarding, an Innovation Aiming to Optimise the Performance of Wind Farms and to Reduce the Cost of Wind Energy*. Madrid, European Wind Energy Conference.
- Albers, A., Westermann, D. & Klug, H., 1999. *Power performance verification*, Wilhelmshaven: DEWI GmbH.
- Anon., kein Datum *PONS griechisch-deutsch*. [Online] Available at: <http://de.pons.eu/griechisch-deutsch/> [Zugriff am 04 2013].
- Anon., kein Datum *www.siemens.de*. [Online] [Zugriff am Februar 2013].
- Anon., kein Datum *www.vestas.de*. [Online] [Zugriff am März 2013].
- Barlow, J. B., Rae, W. H. & Pope, A., 1999. *Low-speed Wind -Tunnel Testing*. United States of America: Wiley-Interscience.
- Bohl, W. & Elmendorf, W., August 2008. *Technische Strömungslehre, 14. überarbeitete und erweiterte Auflage*. s.l.:Vogel Business Media.
- Böttcher, F. et al., 2006. Reconstruction of complex dynamical systems affected by strong measurement noise. *Physical Review Letters*, 97(090603).
- Bruining, A. & Timmer, W. A., 1992. Airfoil characteristics of rotating wind turbine blades. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Band 39, pp. 35-39.
- BWE, 2012. *Bundesverband für Windenergie*. [Online] Available at: <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/funktionsweise/auftriebslaeufer&docid= 2pyZMPb9jC55M&imgurl=ht> [Zugriff am 06 September 2012].
- Dahlberg, J.-A. et al., 1999. *Is the Nacelle Mounted Anemometer an Acceptable Option in Performance Testing?*. Nice, EWEC.
- Deiss, O. & Lackmann, F., 2001. *Diplomarbeit*. Düsseldorf: Fachhochschule Düsseldorf Fachbereich Maschinenbau und Verfahrenstechnik Institut für Strömungsmaschinen.
- Diznabi, B., 2011. *Master Thesis*. Risø: Technical University of Denmark Department of Mechanical Engineering.
- Enercon, 2006. *Enercon Firmen Boschüre*. s.l.:Enercon.
- Frederik Zahle, N. N. S., kein Datum *Characterisation of the Unsteady flow in the Nacelle Region of a Modern Wind Turbine*, Denmark, DTU: s.n.
- Gasch, R. & Twele, J., 2005. *Windkraftanlagen*. s.l.:Teubner.

- Gerdes, G. & Albers, A., 2003. *Analysis of Wind Turbine Control and Performance based on Time Series Data of the Wind Farm Monitoring System*. Madrid, s.n.
- Gottschall, J. & Peinke, J., 2008. How to improve the estimation of power curves for wind turbines. *Environmental Research Letters*, 3(015005).
- Gottschall, J. & Peinke, J., 2008. How to improve the estimation of power curves for wind turbines. *Environmental Research Letters*, 3(1), p. 015005.
- Hau, E., 2008. *Windkraftanlagen*. München: Springer.
- Hau, E., 2008. *Windkraftanlagen*. 4., vollständig neu bearbeitete Auflage Hrsg. Heidelberg, Berlin: Springer-Verlag.
- Heinzelmann, B. S., 2011. *Dissertation*. Berlin: Technische Universität Berlin, Fakultät V - Verkehrs- und Maschinensysteme.
- Hucho, W.-H., 2002. *Aerodynamik der stumpfen Körper*. s.l.:Vieweg.
- IEC, 2005. *IEC 61400-12-1 ED.1*, Netherlands: s.n.
- IEC, 2008. *International Electronic Commission: 61400-12*. Ed.1 Hrsg. Genf: s.n.
- IEC, 2008. *International Electronic Commission: 61400-12-2*. Ed.1 Hrsg. Genf: s.n.
- Kuchling, H., 2007. *Taschenbuch der Physik*. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag.
- Mander, J. & Albers, A., 2013. Analyse des Betriebs- und Leistungsverhaltens von Windparks, Ertragsverlusten auf der Spur. *ERneuerbare Energien*, Issue Januar.
- Mertens, J. & Janser, F., 2008. *Strömungslehre 1 (Vorlesungsskript)*. Aachen: FH-Aachen.
- Papula, L., 2008. *Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, 5. Auflage*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner.
- Pedersen, T. F., 1994. *Trends in Power Performance Measurement Standards*, Denmark: s.n.
- Pedersen, T. F., 1994. *Trends in Power Performance Measurement Standards*, DK-4000 Roskilde Denmark: Meteorology and Wind Energy Department RISØ National Laboratory.
- Quaschnig, V., 2009. München: Hanser Verlag.
- RAMPF Holding GmbH & Co KG, kein Datum *Raku-Tool MB-0670 TDS*. [Online] Available at: [http://www.rampf-tooling.de/uploads/media/MB-0670\\_TDS\\_DE.pdf](http://www.rampf-tooling.de/uploads/media/MB-0670_TDS_DE.pdf) [Zugriff am 10 Juli 2013].
- REpower Systems AG, 2009. *REpower 3.x M 104 Produktbeschreibung*, s.l.: s.n.
- REpower Systems AG, J., 2009. *Blatt RE 50.8*. s.l.:s.n.
- REpower Systems SE, 2012. *3.4M104*. [Online] Available at: [www.repower.de](http://www.repower.de) [Zugriff am 11 11 2012].
- Rotta, J. C., 1972. *Turbulente Strömungen - Eine Einführung in die Theorie und Anwendung*. Göttingen: B.G. Teubner Stuttgart.
- Schlichting, H. & Gersten, K., 2006. *Grenzschicht-Theorie*. s.l.:Springer.
- Siegloch, H., 2011. *Technische Fluidmechanik, 8. überprüfte und aktualisierte Auflage*. Berlin: Springer Verlag.
- Smith, B., Link, H., Randall, G. & McCoy, T., 2002. *Applicability of Nacelle Anemometer Measurements for Use in Turbine Power Performance Tests*. s.l., American Wind Energy Association WINDPOWER Conference.
- Söker, H. & Albers, A., Februar 1997. Windgeschwindigkeits- und Turbulenzbewertung aus Leistungs- und Gondelanemometer-Meßdaten. *DEWI-Magazin*, Issue 10, pp. 51 - 62.



Twele, J. & u.a., 2011. *Windkraftanlagen, 7. aktualisierte Auflage*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag.

VDI, 2008. *VDI Richtlinie 3786 Meteorologische Messungen Turbulenzmessung mit Ultraschall-Anemometern*. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure.

Vermeer, L. J., Sørensen, J. N. & Crespo, A., 2003. *Wind turbine wake aerodynamics*, s.l.: Progress in Aerospace Sciences.

Vestas , kein Datum [Online]

Available at:

[http://www.windturbinewarehouse.com/pdfs/vestas/Vestas\\_V\\_66\\_SAC\\_DSM\\_3\\_20\\_07-unenc.pdf](http://www.windturbinewarehouse.com/pdfs/vestas/Vestas_V_66_SAC_DSM_3_20_07-unenc.pdf)

[Zugriff am 4 März 2013].

Wallasch, A.-K., Ekkert, M. & Rehfeldt, K., 2012. *Status des Windausbaus in Deutschland*, Varel: s.n.

Wilson, R. & P.B., L., 1974. *Applied Aerodynamics of Wind Power Machines*, Oregon: Oregon State University.

Wittig, S., 2007. *Diplomarbeit*. Dresden: cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG.

Zähle, F. & Sørensen, N., 2009. *Characterisation of the Unsteady Flow in the Nacelle Region of a Modern Wind Turbine*, DK-4000 Roskilde, Denmark: EWEC .

## II.8.1.1. Abkürzungsverzeichnis

### II.8.1.1.1 Nomenklatur

A	m <sup>2</sup>	Rotorfläche
a	ms <sup>-1</sup>	Schallgeschwindigkeit
AoA	°	Anstellwinkel
BSG	ms <sup>-1</sup>	Blattspitzengeschwindigkeit
c <sub>i</sub>	-	i-Beiwert
D	m	Rotordurchmesser
d	m	Durchmesser
F	N	Kraft
h	mm	Höhe einer Störstelle
P	W	Leistung
R	Jkg <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>	Spezifische Gaskonstante (für Luft bei Normalbedingung = 287,058 $\frac{J}{kg K}$ )
Re	-	Reynoldszahl
S	m <sup>2</sup>	Bezugsfläche
Tu	%	Turbulenzgrad
u	ms <sup>-1</sup>	Geschwindigkeit in x-Richtung
v	ms <sup>-1</sup>	Geschwindigkeit in y-Richtung
V	m <sup>3</sup>	Volumen
w	ms <sup>-1</sup>	Geschwindigkeit in z-Richtung
β	°	Kippwinkel
δ	mm	Grenzschichtdicke
λ	-	Schnelllaufzahl
μ	Pa·s	dynamische Viskosität
ν	ms <sup>-2</sup>	kinematische Viskosität (bei Normalbedingung ca. 1,4 × 10 <sup>-5</sup> ms <sup>-2</sup> )
ρ	kgm <sup>-3</sup>	Luftdichte
φ	°	Konuswinkel
χ	-	Isentropenkoeffizient (für Luft bei Normalbedingung = 1,4)
ψ	°	Winkel des Zick-Zack-Bandes

### II.8.1.1.2 Abkürzungen

WEA: Windenergieanlage / Windkraftanlage

SKA: Schalenkreuzanemometer

USA: Ultraschallanemometer

HDA: Hitzdrahtanemometer

WK: Windkanal

TS: Test Section / Messstrecke

BSG: Blattspitzengeschwindigkeit

Tu: Turbulenzgrad

Re: Reynoldszahl

Ma: Machzahl

R...:Run-Number

ZZ: Zick-Zack-Band

AoA: Angle of Attack / Anstellwinkel

Rep: REpower (Windkraftanlagenhersteller)

WP: Windpark

DWG: Deutsche WindGuard

JEE: Jahresenergieertrag

usa\_DWG: Ultraschallanemometer wird an verschiedenen Positionen auf der Gondel von Deutsche WindGuard installiert

cup\_Ref: Schalensternanemometer wird auf der Gondel als Referenzanemometer installiert

usa\_Ref: Ultraschallanemometer ersetzt das cup\_Ref und es wird auf der Gondel als Referenzanemometer installiert

v\_DWG: Windgeschwindigkeit wird von Ultraschallanemometer von Deutsche WindGuard gemessen

v\_Ref: Windgeschwindigkeit wird von Referenzanemometer gemessen, entweder cup oder Ultraschal

v\_cup\_Ref: Windgeschwindigkeit wird von Referenz- Schalensternanemometer gemessen

$v_{usa\_Ref}$ : Windgeschwindigkeit wird von Referenz- Ultraschalanemometer gemessen

$Ti_{DWG}$ : Turbulenzintensität wird von Ultraschalanemometer von Deutsche WindGuard bestimmt

$Ti_{cup\_Ref}$ : Turbulenzintensität wird von Referenz- Schalensternanemometer bestimmt

$Ti_{usa\_Ref}$ : Turbulenzintensität wird von Referenz- Ultraschalanemometer bestimmt

$Ti_{cup'_{Ref}}$ : Korrigierte Turbulenzintensität, die vom Referenz-Schalensternanemometer bestimmt wurde

$Ti_{Ref}$ : Turbulenzintensität wird von Referenzanemometer bestimmt, entweder cup oder Ultraschal

$v_{DWG\_Pi}$ ,  $i= 1,2,...,9$ : Windgeschwindigkeit an verschiedene Positionen P1,P2,..P9 auf der Gondel wird von Ultraschalanemometer von Deutsche WindGuard gemessen

$Ti_{DWG\_Pi}$ ,  $i=1,2,..,9$ : Turbulenzintensität an verschiedene Positionen P1,P2,..P9 auf der Gondel wird von Ultraschalanemometer von Deutsche WindGuard bestimmt

$v_{WEA}$ : Windgeschwindigkeit wird von den Gondelanemometern gemessen

$v_{Lidar}$ : Windgeschwindigkeit wird von Lidar gemessen

### II.8.1.1.3 Index

is Isentrop

p Leistung

w Widerstand

A Auftrieb

R Reibung

T Trägheit

$\infty$  Anströmbedingung; ungestörte Ebene, weit vor einer Windkraftanlage

Eff Effektivwert

max Maximalwert

min Minimalwert

Nenn	Nennwert
R	Rechen
TS	Messstrecke
Mod	Modell
—	Mittelmaß
`	Schwankungsgröße

### II.8.1.2. *Abbildungsverzeichnis*

Abbildung 1: Beispiel der Ertragsverteilung in einem existierenden Windpark. Die Erträge sind auf den Ertrag der besten WEA (WEA 7, mit 100%) normiert. Die WEA mit dem geringsten Ertrag ist die WEA 4, die nur etwa 90% der besten Anlage produziert. Die WEA 7 liegt in Hauptwindrichtung hinter dem Windpark und hat somit aufgrund der Abschattung im Normalfall mit geringeren Windgeschwindigkeiten und somit niedrigeren Erträgen zu rechnen. ....	5
Abbildung 2: Unterschiede in den mit zusätzlichem Gondelanemometer vermessenen Leistungskurven von WEA in einem Windpark. Das unterschiedliche Leistungsverhalten spiegelt sich auch in der Ertragssituation der Anlagen wieder. ....	7
Abbildung 3: Auswertung der Leistungskurve, Drehzahl- und Blattwinkelcharakteristiken einer WEA mit Hilfe der Messungen des Gondelanemometers und der Betriebsdaten der Anlage. ....	8
Abbildung 4: Thies Ultrasonic Anemometer 3D und Thies First Class Advanced Schalensternanemometer auf dem Gondeldach der Forschungs-WEA. ....	12
Abbildung 5: Auf der Forschungs-WEA in Bremen installierte Druck-, Temperatur- und Feuchtesensoren.....	13
Abbildung 6: Schaltschrank mit RS-232 Konverter, Datenlogger und UMTS-Router.....	14
Abbildung 7: Schematischer Aufbau der Messwerterfassung.....	14
Abbildung 8: Schienensystem auf dem rückwärtigen Gondeldach der REpower 3.4M 104 in Bremen mit Temperatur-, Feuchte- und Druckmessung.....	16
Abbildung 9: Möglicher Standort des Messmastes innerhalb der grauen Fläche ermittelt nach T. Pedersen (Firma REpower Systems SE mit eigenen Änderungen). Die dargestellte Fläche entspricht der zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Ausgabe der IEC 61400-12-2.....	17
Abbildung 10: : Anemometerstandorte der Strömungsmessung nach Babak Diznabi (Diznabi, 2011) .....	18
Abbildung 11: Vollständiger Messaufbau im rotorabgewandten Bereich der Gondel mit (von links) Gondelanemometer, Referenzanemometer (v_cup_Ref) und Prüfanemometer (v_usa_DWG). ....	19
Abbildung 12: Ablauf der Einzelmessungen .....	20
Abbildung 13: Leistungskennlinie REpower 3.4M104 R300109 mit Festlegung 85% der Nennleistung. ....	21
Abbildung 14: Empfohlene Position eines Gondelanemometers nach IEC 61400-12-2 power performance measurements of electricity producing wind	

turbines Ed.1 (2008). Die dargestellte Fläche entspricht der zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Ausgabe der IEC 61400-12-2.....	22
Abbildung 15: Installierte Messsystem auf dem Gondeldach einer der Testanlagen im Testwindpark .....	22
Abbildung 16: Installationsort des Datenloggers im Inneren einer Testanlage. ....	23
Abbildung 17: Optische Schnittstelle VCP-UART zur Kommunikation mit den Testanlagen .....	24
Abbildung 18: Standort der Windkraftanlage REpower 3.4M 104 am Standort Bremen Industriehäfen.....	26
Abbildung 19: Möglicher Standort des Messmastes innerhalb der grauen Fläche (IEC 61400-12-2 2013-03, mit eigenen Ergänzungen). Die schraffierten Flächen unterscheiden sich von der in der früheren Version der IEC-Richtlinie vorgeschlagenen Positionen.....	29
Abbildung 20: Technische Zeichnung Rotorblatt REpower 3.4M 104 (Firma Senvion SE) .....	29
Abbildung 21: Positionen des Ultraschallanemometers usa_DWG auf der Gondel der Repower-WEA (Firma REpower Systems SE mit eigenen Änderungen) ....	30
Abbildung 22: Standorte der Messungen auf der Gondel WEA R300109. ....	30
Abbildung 23: Beispiel der durchgeführten Messungen R300109 .....	32
Abbildung 24: Ultraschallanemometer am Messpunkt P8 und Schalenstern Referenzanemometer. ....	33
Abbildung 25: Turbulenzintensitäten von usa_DWG für jede Windrichtung von 08.11.2013 bis 06.12.2013; Anzahl der Daten in einzeltem Bin (rote Linie). ....	35
Abbildung 26: Turbulenzintensitäten von usa_DWG für jede Windrichtung von 11.12.2013 bis 28.01.2014; Anzahl der Daten in einzeltem Bin (rote Linie). ....	35
Abbildung 27: Blick auf die PowerWind 90 WEA von der Gondel der REpower R300109 .....	36
Abbildung 28: Windgeschwindigkeit Verhältnis zwischen v_DWG an Messpunkt P8 und v_cup_Ref .....	37
Abbildung 29: Turbulenzintensität des Referenz-Schalensternanemometer und Ultraschallanemometer an P8.....	37
Abbildung 30: Turbulenzintensität Verhältnis zwischen Ti_DWG an Messpunkt P8 und Ti_cup_Ref .....	38
Abbildung 31: Windgeschwindigkeitsverhältnis zwischen v_DWG und v_Ref für das Schalensternanemometer und das Referenz-Ultraschallanemometer .....	39
Abbildung 32: Turbulenzintensität des Referenz-Ultraschallanemometers und des DWG- Ultraschallanemometers an P8.....	40
Abbildung 33: Turbulenzintensität des DWG Ultraschallanemometers und des Referenz-Schalensternanemometers .....	40
Abbildung 34: Turbulenzintensitätsverhältnis zwischen Ti_DWG und Ti_Ref für das Schalensternanemometer und das Ultraschallanemometer .....	41
Abbildung 35: Lineare Kurvenanpassung der Turbulenzintensitäts-Verhältnisse .....	42
Abbildung 36: Turbulenzintensität Korrekturfunktion.....	43
Abbildung 37: Vergleich zwischen Ti_usa_Ref und Ti_cup'_Ref nach der Turbulenzintensitäts-Korrektur.....	44
Abbildung 38: Ti_DWG_P8/Ti_Ref nach der Turbulenzintensitäts-Korrektur des Schalensternanemometers.....	45
Abbildung 39: LIDAR vor WEA R300109 Bremen Stahlwerke.....	46

Abbildung 40: Ansicht des LIDAR-Standortes.....	46
Abbildung 41: Turbulenzintensität LIDAR für jede Windrichtung von 13.12.2014 bis 09.04.2014; Anzahl der Daten in jedem Bin .....	47
Abbildung 42: Positionen der Zusatzmessung auf der WEA sowie Abweichungen von der Referenz-Windgeschwindigkeit (handschriftlich). .....	48
Abbildung 43: Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen DWG-Anemometer an Messpunkte P8, P1, P2, P9 zum Referenzanemometer. Der Verlauf der Blattwinkelregelung mit der Windgeschwindigkeit ist zusätzlich aufgetragen und zeigt den Einfluss auf die Windgeschwindigkeitsmessung.....	48
Abbildung 44: Turbulenzintensität-Verhältnisse zwischen DWG-Anemometer an Messpunkte P8, P1, P2, P9 und dem Referenzanemometer.....	49
Abbildung 45: Windgeschwindigkeitsverhältnisse zwischen DWG-Anemometer an alle Messpunkte und dem Referenzanemometer .....	49
Abbildung 46: Windgeschwindigkeit-Verhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen und den Lidar-Windmessungen bei normalem Betrieb der WEA.....	50
Abbildung 47: Windgeschwindigkeits-Verhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen und der LIDAR-Windmessungen bei Anlagenstillstand.....	51
Abbildung 48: Geometrisch bedingte Abschattung der Anemometer an ihren jeweiligen Positionen.....	52
Abbildung 49: Häufigkeit der Daten bei Anlagenstillstand .....	52
Abbildung 50: Windgeschwindigkeitsverhältnisse $v_{Ref}/v_{Lidar}$ & $v_{WEA}/v_{Lidar}$ bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand .....	52
Abbildung 51: Windgeschwindigkeitsverhältnisse $v_{DWG\_P8}/v_{Lidar}$ & $v_{DWG\_P9}/v_{Lidar}$ bei normalem Betrieb der Anlage und bei Anlagenstillstand.....	53
Abbildung 52: Windgeschwindigkeitskorrelation zwischen $v_{WEA}$ und $v_{Ref}$ im Zeitraum 13.12.2014-09.04.2014 bei normalem Betrieb der WEA und bei Anlagenstillstand .....	54
Abbildung 53: Gondelanemometer und Referenzanemometer.....	54
Abbildung 54: Originale Gondelwindgeschwindigkeit ohne Korrektur.....	55
Abbildung 55: Korrigierte Gondelwindgeschwindigkeit mit einem positiven Offset.....	56
Abbildung 56: Windgeschwindigkeitsverhältnisse zwischen den Gondel-Windmessungen an allen Punkte und den Lidar-Windmessungen bei normalem Betrieb der WEA.....	56
Abbildung 57: Turbulenzintensität der verschiedenen Anemometer während der Messungen an P8 beim normalen Betrieb der Anlage.....	57
Abbildung 58: Turbulenzintensität der verschiedenen Anemometer während der Messungen an P9 beim normalen Betrieb der Anlage.....	58
Abbildung 59 Skizze einer WEA.....	60
Abbildung 60 Messmast-Position laut Norm (IEC, 2005) .....	62
Abbildung 61: Messmast-Position laut Norm (IEC, 2005).....	62
Abbildung 62 Gondelanemometrie (Albers, et al., 1999).....	63
Abbildung 63: Bereich zur Montage des Anemometers (Pedersen, 1994).....	64
Abbildung 64 Grundriss Windkanal Deutsche WindGuard.....	66
Abbildung 65: Wirbelsystem (Wilson & P.B., 1974) .....	68
Abbildung 66: Entwicklung der Grenzschichtdicke an einem Profil (Bohl & Elmendorf, August 2008).....	69
Abbildung 67: $c_w$ -Wert aufgetragen über der Reynoldszahl (Hucho, 2002, p. 97).....	70

Abbildung 68: Umschlag und Ablösung der Strömung bei einem Kreiszyylinder (Hucho, 2002, p. 100).....	71
Abbildung 69 links REpower 3.4 M 104; rechts Vestas V66.....	73
Abbildung 70 der innere Aufbau des Modelles (Grundplatte mit Anbauteilen).....	74
Abbildung 71: Repower Modell im Windkanal.....	75
Abbildung 72 Notbremssystem.....	76
Abbildung 73 Rotorblattaufhängung (links Rotornabe; Mitte Rotorblatt;.....	77
Abbildung 74 Einstellung des Neigungswinkel am Modell. ....	78
Abbildung 75 Skizze eines Prandtlrohres .....	78
Abbildung 76 Prandtlrohr.....	79
Abbildung 77 Fehler bei Schräganströmung einer Staurohrsonde (Bohl & Elmendorf, August 2008).....	80
Abbildung 78: Versuchsaufbau des strömungsvisualisierenden Versuchs (links Vestas; rechts REpower).....	81
Abbildung 79 Strömungsvisualisierung an der Repower-Anlage im Freifeld. Rotorblatt zwischen Positionen (aus der Gondel gesehen) ca. 12:00 Uhr (oben) und 11:30 (unten). Der Rotor dreht sich (aus der Gondel gesehen) gegen den Uhrzeigersinn. ....	82
Abbildung 80 Länge des Totwassers hinter einem Kreiszyylinder (Hucho, 2002, p. 99) ..	82
Abbildung 81 Aufnahmen von Nebelversuchen in der TS.....	83
Abbildung 82 Regentropfen auf der Sogseite eines Vestas-Rotorblattes. ....	84
Abbildung 83 Verschmutzung der Rotorblätter einer Vestas V66.....	84
Abbildung 84 Eisansatz an einer REpower-Anlage in Bremerhaven .....	85
Abbildung 85: Turmsegment bzw. Kreiszyylinder in der TS. Blick stromaufwärts.....	86
Abbildung 86 Messung Kreiszyylinder .....	86
Abbildung 87: Widerstandbeiwert eines Kreiszyinders in Abhängigkeit von der Reynoldszahl und der Rauigkeit. Im Rot sind die möglichen Widerstandsbeiwerte für den zylindrischen Teil (Wurzel) des Repower Rotorblatts, und in blau die möglichen Werte für das obere Ende des Turmes, für einen Windgeschwindigkeitsbereich von jeweils 3 bis 13,5 m/s. Abbildung angepasst nach (Hucho, 2002).....	87
Abbildung 88 Position des ZZ (Skizze nicht Maßstäblich) .....	88
Abbildung 89: Schräganströmung Turm ZZ0.5 30°.....	89
Abbildung 90: Schräganströmung des Kreiszyinders (nicht Maßstäblich).....	90
Abbildung 91 Schräganströmung Turm ZZ0.5 70°.....	90
Abbildung 92: Strömungsanstrich auf dem Turmsegment. Positiven Anstellwinkeln.....	91
Abbildung 93: Strömungsanstrich auf dem Turmsegment. Negativen Anstellwinkeln (unten).....	92
Abbildung 94 Gondelmodelle in der TS (links REpower; rechts Vestas).....	93
Abbildung 95: Messungen der Gondeln (oben REpower-, unten Vestas-Gondel unter Schräganströmung) .....	94
Abbildung 96 Aufbau des Messrechens .....	96
Abbildung 97 Messaufbau Skizziert .....	98
Abbildung 98 Nullmessung Rechen.....	100
Abbildung 99: Kalibrierung Rechen (oben Geschwindigkeitsfeld; unten Turbulenzgrad).....	101
Abbildung 100: REpower, ohne Rotor, ohne Rotation, 20 m/s, $y_{Mod} = 0$ . Die dargestellte Anlage zeigt die relative Position von Anlage zum Messraster.....	102
Abbildung 101 Vestas, ohne Rotor, ohne Rotation, 20 m/s, $y_{Mod} = 0$ .....	103



Abbildung 102 Turbulenz ohne Messung bei X = 130.....	104
Abbildung 103 Repower Gondel ohne Rotor: 20 m/s; Gierwinkel 5°.....	105
Abbildung 104 Vestas Gondel ohne Rotor: 20 m/s; Gierwinkel 5°.....	106
Abbildung 105 Änderung des dynamischen Drucks und Turbulenzintensität hinter der Rotorebene. REpower 20 m/s 150 U/min. ....	107
Abbildung 106. Änderung des dynamischen Drucks und Turbulenzintensität hinter der Rotorebene Vestas 20 m/s 150 U/min.....	109
Abbildung 107 REpower 20 m/s 100 U/min.....	110
Abbildung 108 Vestas 20 m/s 100 U/min.....	110
Abbildung 109: Vestas 15 m/s; 100 U/min.....	111
Abbildung 110: Beispiel einer Messung. Vestas AoA 10° Ebene 130mm. ....	112
Abbildung 111 Vestas mit Pitch 80°.....	113
Abbildung 112 Vestas mit Pitch 70°.....	113
Abbildung 113. Vereinfachung der Modelgeometrie vor der Vernetzung. Quelle Akka-Octagon.....	115
Abbildung 114 Darstellung der numerische Simulation bei Stillstand. Pitchwinkel = 0°, Ungestörte Windgeschwindigkeit = 8 m/s. Quelle: Akka Octagon.....	115
Abbildung 115: Strömungsfeld durch die Mitte der WEA. Anemometerposition wurde mit Punkt oberhalb der Gondel markiert. ....	116
Abbildung 116: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	118
Abbildung 117: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	119
Abbildung 118: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	119
Abbildung 119: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	120
Abbildung 120: Verhältnis zwischen Blattwinkel und Leistung von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	120
Abbildung 121: Hochfrequente Auswertung Vergleich Pitchwinkel an drei Testanlagen. ....	121
Abbildung 122: Hochfrequente Auswertung Verhältnisse Blattwinkel zu Leistung an drei Testanlagen.....	121
Abbildung 123: Driftfeld Blattwinkel über Leistung WEA 1.....	122
Abbildung 124: Driftfeld Blattwinkel über Leistung WEA 8.....	122
Abbildung 125: Driftfeld Drehzahl über Leistung WEA 1.....	123
Abbildung 126: Driftfeld Drehzahl über Leistung WEA 8.....	123
Abbildung 127: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	124
Abbildung 128: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	124
Abbildung 129: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	125
Abbildung 130: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	125
Abbildung 131: Verhältnis zwischen Drehzahl und Leistung von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014. ....	126
Abbildung 132: Windgeschwindigkeit-Korrekturfaktoren für jede WEA für das Jahr 2007.....	130

Abbildung 133: Windgeschwindigkeit-Korrekturfaktoren für jede WEA für den Zeitraum 2013-2014.....	130
Abbildung 134: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und unkorrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008. ....	131
Abbildung 135: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und korrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008. ....	132
Abbildung 136: Verhältnis zwischen Rotordrehzahl und Leistung für den Zeitraum April 2007-April 2008. ....	132
Abbildung 137: Verhältnis zwischen Blattwinkel und unkorrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008 .....	133
Abbildung 138: Verhältnis zwischen Blattwinkel und korrigierte Windgeschwindigkeit für den Zeitraum April 2007-April 2008 .....	133
Abbildung 139: Darstellung der Weibull-Verteilung mit dem Formparameter $k=2,07$ und dem Skalierungsfaktor $A= 6,9$ m/s, Leistungskurve einer Windenergieanlage und Energiedichte im Testwindpark .....	139
Abbildung 140: Ausschließende Sektoren aufgrund des Nachlaufs der benachbarten Windenergieanlagen und erheblichen Hindernisse (IEC 61400-12-2) ....	140
Abbildung 141: Driftfeld einer WEA. Die Pfeile stellen das Driftfeld dar, sowohl quantitativ (Länge der Pfeile) als auch qualitativ (Richtung der Pfeile). Die schwarzen Punkte stellen die stabilen Fixpunkte der Dynamik und damit die dynamische Leistungskennlinie dar.....	142
Abbildung 142: Ertragsverteilung im untersuchten Windpark. Die Erträge sind auf den Ertrag der besten WEA normiert. ....	143
Abbildung 143: Vergleich der Verteilung der Windgeschwindigkeiten der einzelnen WEA, gemessen jeweils mit Gondelanemometer und Meteo-System. ....	144
Abbildung 144: Dynamische Leistungskennlinien der drei WEA.....	145
Abbildung 145: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 ermittelt mit Gondelanemometer (schwarz) bzw. Meteo-System (rot)...	146
Abbildung 146: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA4 ermittelt mit Gondelanemometer (schwarz) bzw. Meteo-System (rot)...	146
Abbildung 147: Änderungen der Parameter zur Umrechnung des Gondelanemometersignals in der Anlagensteuerung. Die Balken zeigen die Zeitperioden an, in denen die Zusatzanemometer auf den jeweiligen WEA montiert waren. ....	148
Abbildung 148: Leistungskurve von WEA01 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	149
Abbildung 149: Leistungskurve von WEA02 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	150
Abbildung 150: Leistungskurve von WEA04 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	150
Abbildung 151: Leistungskurve von WEA05 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	151
Abbildung 152: Leistungskurve von WEA08 für die Zeiträume 2007-2008, 2013, 2014.....	151
Abbildung 153: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2007-2008.....	152
Abbildung 154: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2013 .....	153
Abbildung 155: Leistungskurven aller WEA für die Zeiträume 2014 .....	153
Abbildung 156: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 (schwarz) und WEA4 (rot) ermittelt mit Meteo-System.....	155

Abbildung 157: Vergleich der dynamischen Leistungskennlinien der WEA1 (schwarz) und WEA4 (rot) ermittelt mit Gondelanemometer.....	155
Abbildung 158: Aktueller Jahresenergieertrag der Anlagen des Testwindparks von 2007 bis 2014 .....	158
Abbildung 159: Jahresverfügbarkeit der Windenergieanlagen.....	159
Abbildung 160: Wind-Index (BDB, Version 2011) für die Region des Testwindparks im Zeitraum 2007-2014 .....	159
Abbildung 161: Normiert durch Verfügbarkeit und Wind-Index Jahresenergieertrag des Testwindparks.....	160
Abbildung 162: Normierte durch die Verfügbarkeit Jahresenergieerträge des Testwindparks im Vergleich mit WEA08.....	161
Abbildung 163: Durch Verfügbarkeit und Parkwirkungsgrade normierte Jahresenergieerträge im Vergleich mit WEA08. ....	162
Abbildung 164: Normiert durch Verfügbarkeit, Parkwirkungsgrade und Standortqualität Jahresenergieertrag im Vergleich mit WEA08 .....	163
Abbildung 165: Windpark Jahresenergieertrag für die Jahren 2011, 2012, 2013 und 2014 im Vergleich zu 2007-2008 .....	164

### **II.8.1.3. Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Zeitplan der Arbeitspakete .....	9
Tabelle 2: Technische Daten der REpower 3.4M 104.....	27
Tabelle 3: Eingabedaten von SCADA und Datenlogger .....	27
Tabelle 4: Zeitplan und Maße der Einzelmessungen Gondeldach R 300109. ....	31
Tabelle 5: Standort des Referenz-Anemometers.....	31
Tabelle 6: Lineare Funktionen der Turbulenzintensitäts-Verhältnisse. ....	42
Tabelle 7: Turbulenzintensitäts-Verhältnisse und Korrekturfaktor .....	43
Tabelle 8: Technische Daten der Windkraftanlagen (REpower Systems AG, 2009) und (Vestas , kein Datum).....	74
Tabelle 9 Charakteristische Längen im Modellmaßstab. ....	75
Tabelle 10 Re-Zahlen der Kreiszyylinder an den Windkraftanlagen im Original .....	85
Tabelle 11: Standard Messbedingungen.....	95
Tabelle 12: Zeiträume der Messdatenerfassung .....	143
Tabelle 13: Verfügbarkeit der Daten in Prozent.....	144
Tabelle 14: Parkwirkungsgrade der WEA im Testwindpark vor und nach 2009.....	162
Tabelle 15: Standortqualität der Windenergieanlagen im Testwindpark.....	162