

Deutsche WindGuard Engineering GmbH  
Universität Oldenburg  
Fachhochschule Kiel  
Deutsche WindGuard Offshore GmbH

# **Ertragsverbesserungen durch Rotorblattmodifizierungen an bestehenden Windenergieanlagen**

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt  
gefördert unter dem AZ 27118 von der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Von

Nicholas Balaesque  
Sven Bicker  
Andre Fandrich  
Stephan Gatz  
Michael Hölling  
Alois P. Schaffarczyk  
Cornelia von Zengen

Bremerhaven, Februar 2014

**Projektkennblatt**

der

**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**

Az	<b>27118</b>	Referat	Fördersumme	<b>191.730,-</b>
----	--------------	---------	-------------	------------------

**Antragstitel**                      **Untersuchungen von Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieproduktion bestehender Windenergieanlagen durch Rotorblattmodifizierungen. Phase I.**

**Stichworte**

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
<b>12 Monate</b>	<b>01.10.2010</b>	<b>30.06.2013</b>	<b>1</b>

Zwischenberichte

<b>Bewilligungsempfänger</b>	Deutsche WindGuard Engineering GmbH Überseering 7 27580 Bremerhaven	Tel 04451-9515-240 Fax 04451-9515-29
		Projektleitung Dipl.-Ing. Nicholas Balaesque
		Bearbeiter Cornelia von Zengen

**Kooperationspartner**      Deutsche WindGuard Offshore GmbH, Dipl.-Ing. Sven Bicker, Oldenburger Str. 65, 26316 Varel  
ForWind – Zentrum für Windenergieforschung / Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Prof. Dr. Peinke, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg  
Fachhochschule Kiel, Prof. Dr. Schaffarczyk, Grenzstr. 3, 24149 Kiel

***Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens***

Zurzeit sind in Deutschland etwa 20.000 MW an Windenergieanlagen älterer Bauweise installiert. Diese Anlagen haben Rotorblattprofile aus der Flugzeugindustrie. Die Optimierung dieser Profile wurde lange Zeit vernachlässigt. Dieses Projekt will auf Basis von Untersuchungen im Windkanal Methoden entwickeln, um diese Rotorblätter im Rahmen von Reparaturen zu optimieren. Durch eine solche aerodynamische Optimierung können im Idealfall Ertragsverbesserungen von 5% erreicht werden. Entsprechend erhöht sich der Beitrag jeder einzelnen Windenergieanlage zum Klimaschutz. Vor allem für ältere Anlagen, die nicht für ein Repowering in Frage kommen, wäre eine solche Optimierung sehr sinnvoll. Es besteht hier ein deutliches Potenzial für eine Steigerung der Stromerträge aus Windenergie ohne einen Neuzubau zu generieren.

***Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden***

Zunächst wurde ein gebrauchtes Rotorblatt im Windkanal der Deutschen WindGuard Engineering aerodynamisch vermessen, um den Ist-Zustand zu ermitteln. Anschließend wurde eine Dynamic Stall Vermessung im Windkanal der Universität Oldenburg vorgenommen, der für diese Untersuchungen besonders geeignet ist. Damit wurde das Potenzial für eine Optimierung im Bereich der Stall-Effekte bestimmt. Im Windkanal der Deutschen WindGuard wurde im Anschluss der Ist-Zustand der akustischen Eigenschaften des Profils festgestellt. Nachdem der Ist-Zustand von der Universität Oldenburg und der Deutschen WindGuard ermittelt wurde, wurden nun verschiedene Möglichkeiten zur Optimierung der Profile entwickelt. Die entsprechenden Überlegungen wurden dann durch CFD-Simulationen von der FH Kiel überprüft. Die Ergebnisse dieser aerodynamischen Berechnungen wurden in Zusammenarbeit mit Deutsche WindGuard Offshore im Hinblick auf die veränderten Baulasten geprüft. In Kombination mit einer kurzen Wirtschaftlichkeitsschätzung wurde geprüft, welche Maßnahmen sinnvoll umsetzbar sind. In einer zu beantragenden zweiten Projektphase sollen sie weiter entwickelt werden.

## ***Ergebnisse und Diskussion***

Nach der Geometrievermessung an fünf Stellen eines gebrauchten LM 37.3p Rotorblatts im Ist-Zustand, wurden Modelle für die aerodynamische Optimierung erstellt. Insgesamt wurden sieben Profile für Windkanaluntersuchungen gebaut. Parallel wurde ein numerisches 3D-Modell des gesamten Rotorblattes erstellt. Die ersten Windkanalmessungen zeigten sehr gute Werte, was eine Grund-Modifikation der Profilgeometrie unnötig machte. Es wurde daher beschlossen, mittels aerodynamischer Hilfsmittel die aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblattsegmente zu verbessern. Die Windkanalmessungen zeigten, dass die vorhandenen aerodynamischen Hilfsmittel nicht optimal platziert sind. Die numerische Simulation zeigte, dass es speziell im Rotorblattinnenbereich noch Optimierungspotenzial gibt. Auch im mittleren Rotorblattbereich sowie im Transitionsbereich ist Potenzial für Ertragssteigerungen vorhanden. Im Rahmen einer Lasten- und Kostenabschätzung wurden diejenigen Maßnahmen zur Weiterentwicklung im Rahmen einer zweiten Projektphase ausgewählt, die diesbezüglich am Erfolgversprechendsten erscheinen.

## ***Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation***

- Woche der Umwelt (05.-06.06.2012)
- Vortrag „vorbildlicher Umweltschutz“ (22.11.2011)
- Vortrag innerhalb der Vortragsreihe „Bionik“ der Hochschule Bremen (11.06.2013)
- Vortrag auf der DFMRs Tagung „Windenergie“ (07.11.2013)

## ***Fazit***

Die erste Phase des Projektes zeigt, dass die ausgewählten Arbeitsmethoden geeignet sind, um unbekannte, gebrauchte Rotorblätter im Hinblick auf eine Ertragssteigerung zu optimieren. Die gewählten Modifikationen sind direkt vor Ort im Rahmen von Reparaturarbeiten implementierbar, mit entsprechender Kostenersparnis im Vergleich zu Abbau und Remontage von Rotorblättern. Damit bietet sich Betreibern älterer Windenergieanlagen ein Anreiz zur Optimierung ihrer Anlagen, die durch ihre verbesserte Effizienz wiederum den individuellen Beitrag zum Klimaschutz erhöhen.

In einer zweiten Projektphase müssten die Effekte der ausgewählten aerodynamischen Hilfsmittel detailliert analysiert werden. Dafür wird zur Ertragssteigerung der Transitions- und Mittelbereich sowie der Rotorblattinnenbereich in den Fokus genommen, der Rotorblattaußenbereich wiederum bietet das größte Potenzial für eine akustische Optimierung. Zur besseren Determination der Auswirkungen von aerodynamischen Hilfsmitteln in den äußeren 2/3 des Rotorblattes werden hauptsächlich Windkanalmessungen genutzt. Für die Simulation des Rotorblattes als Ganzes – mit speziellem Fokus auf den Rotorblattinnenbereich (z.B. Spoiler oder Grenzschichtzäune) – werden erneut CFD-Simulationen notwendig sein, da hier die Windkanalmessungen nicht genügend Informationen liefern können.

## Inhalt

Projektkennblatt.....	2
Verzeichnis von Bildern und Tabellen .....	6
Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis .....	9
Verzeichnis von Begriffen und Definitionen.....	10
Abkürzungen:.....	10
Begriffe und Definitionen: .....	10
Formelzeichen:.....	11
Zusammenfassung.....	12
Einleitung .....	13
Hauptteil .....	16
AP 1 – Aerodynamische Vermessung .....	16
Arbeitspaket 1a – Vermessung des Ist-Zustandes des ausgewählten Rotorblattes .....	16
Geometrische Vermessung der fünf Profilschnitte und Modellbau .....	17
Vermessung des aerodynamischen Ist-Zustandes im Windkanal Bremerhaven .....	19
Ergebnisse AP 1a – Vermessung des aerodynamischen Ist-Zustandes .....	20
Arbeitspaket 1b – Dynamic Stall Vermessung.....	21
Ergebnisse AP 1b – Dynamic Stall Vermessung.....	24
AP 2 – Akustische Vermessung des Ist-Zustandes .....	25
Messsystem und akustische Vermessung .....	26
Ergebnisse der akustischen Vermessung.....	29
AP 3 – Entwicklung von Maßnahmen zur Optimierung.....	29
Maßnahmen zur aerodynamischen Optimierung.....	29
Maßnahmen zur akustischen Optimierung.....	30
Ausgewählte Maßnahmen .....	31
AP 4 – Simulationsrechnungen von möglichen Modifikationen.....	31
Referenzmodell .....	33
Maßnahmen zur Beeinflussung des laminar-turbulenten Grenzschichtübergangs.....	35
Rotorblattoptimierung durch Einsatz von Gurney-Flaps .....	35
Rotorblattoptimierung durch Einsatz von Grenzschichtzäunen.....	36
Rotorblattoptimierung durch kombinierten Einsatz von Grenzschichtzäunen und Gurney-Flaps.....	37
Ergebnisse der CFD-Simulationen.....	37
AP 5 – Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit.....	38

Modellaufbau und Modellanpassung für den Anwendungsfall.....	39
Überführung der Messdaten in die Programmumgebung .....	41
Berechnungen zur Plausibilisierung und Validierung des Modells.....	43
Ergebnisse AP 5 – Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit .....	48
Bewertung der Ergebnisse des Gesamtprojekts im Hinblick auf die ursprüngliche Zielsetzung .....	49
Ausführliche ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse im Vergleich mit Stand der Technik.....	50
Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse.....	50
Fazit .....	51
Literaturverzeichnis .....	52
Anhänge .....	53
Tabellen (Referenzen im Text).....	53
Abbildungen (Referenzen im Text) .....	59
Verwendete Datenblätter .....	83

# Verzeichnis von Bildern und Tabellen

## Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: POSITION DER MONTIERTEN AERODYNAMISCHEN HILFSMITTEL	17
ABBILDUNG 2: VERGLEICH DES DICKEN PROFILS 2 (A) MIT DEM DÜNNEREN PROFIL 3 (B) IN DER KONFIGURATION ZICK-ZACK BAND UND GURNEY-FLAP. DIE MODIFIKATIONEN ZEIGEN BEI DEM DICKEREN PROFIL 2 (A) EINE STÄRKERE ÜBERHÖHUNG FÜR STEIGENDE WINKEL.	25
ABBILDUNG 3: HAUPTSCHALLQUELLEN AM PROFIL, SICHTBAR GEMACHT DURCH MIKROFON-ARRAY 27	
ABBILDUNG 4: EINFLUSS VON POSITIONSÄNDERUNG DER VORHANDENEN AERODYNAMISCHEN HILFSMITTEL AUF DIE SCHALLEMISSION DES PROFILS. LEGENDE: _TUFTS: AUFGEKLEBTE WOLLFÄDEN (UM STRÖMUNGSABLÖSUNGEN SICHTBAR ZU MACHEN); _C: CLEAN (PROFIL OHNE MODIFIKATIONEN); _VG: PROFIL MIT VORTEX-GENERATOR; _GF: PROFIL MIT GURNEY FLAP; _ZZTAPE: ZACKENBAND; _SF: SERRATED FLAP; _SS: SUCTION SIDE; _PS: PRESSURE SIDE. ZAHLEN: ANGABEN ZUR CHORDTIEFE, BZW. BEI DEN FLAPS ANGABEN ZUR LÄNGE (BEI SF ZUSÄTZLICH ZAHNHÖHE) UND NEIGUNG.	28
ABBILDUNG 5: SCHUBBEIWERT $C_s$ , LEISTUNGSBEIWERT $C_p$ IN ABHÄNGIGKEIT VON SCHNELLLAUFZAHL FÜR WINDGESCHWINDIGKEIT 12.5M/S, PITCH=5 GRAD	33
ABBILDUNG 6: UMSTRÖMUNGSVERLÄUFE FÜR $\lambda = \lambda_{max}$ ; LINKS: UNTERER ROTORBLATTBEREICH, RECHTS: NAHE DER SPITZE	34
ABBILDUNG 7: DRUCK- UND STRÖMUNGSVERHÄLTNISSE AUF DER SAUGSEITE BEI VERWENDUNG EINES (LINKS) BZW. ZWEIER GRENZSCHICHTZÄUNE (RECHTS)	36
ABBILDUNG 8: GEOMETRIE DES ROTORBLATTS	40
ABBILDUNG 9: VEREINFACHTE ANSTRÖMVERHÄLTNISSE UND LUFTKRÄFTE EINES PROFILQUERSCHNITTS	42
ABBILDUNG 10: ANSTELLWINKEL $\alpha$ UND PROFILPOLAREN DES ORIGINAL PROFILSCHNITTS 1 ÜBER DIE ZEIT BEI 8 M/S	44
ABBILDUNG 11: ERLÄUTERUNG ZU IN- PLANE AND OUT- OF -PLANE LASTEN	45
ABBILDUNG 12: VERGLEICH DER LEISTUNGSKENNLINIEN MIT ANDEREN 1.5 MW ANLAGEN MIT GLEICHEN ROTORBLÄTTERN	46
ABBILDUNG 13: VERGLEICH DES ROTORLEISTUNGSBEIWERTES $C_p$ MIT ANDEREN 1.5 MW ANLAGEN	47
ABBILDUNG 14: $C_p - \lambda$ - DIAGRAMM	47
ABBILDUNG 15: DAS VERMESSENE ROTORBLATT 37.3P DER FIRMA LM	59
ABBILDUNG 16: MESSAUFBAU ZUR VERMESSUNG DER ROTORBLATTSCHNITTE	59
ABBILDUNG 17: PROFILGEOMETRIEN DER FÜNF BEREINIGTEN SCHNITTE	60
ABBILDUNG 18: FERTIGE MODELLE DER FÜNF PROFILABSCHNITTE	60
ABBILDUNG 19: SEITENANSICHT DES MODELLS VON SCHNITT 5	61
ABBILDUNG 20: GRUNDRISS DES AKUSTISCH-OPTIMISIERTEN WINDKANALS DER DEUTSCHEN WINDGUARD IN BREMERHAVEN. DER STRÖMUNGSVERLAUF IST IM UHRZEIGERSINN.	61
ABBILDUNG 21: AUSZUG AUS DEN PROFILPOLAREN, SCHNITT 1	62
ABBILDUNG 22: AUSZUG AUS DEN PROFILPOLAREN, SCHNITT 2	63
ABBILDUNG 23: AUSZUG AUS DEN PROFILPOLAREN, SCHNITT 3	64
ABBILDUNG 24: AUSZUG AUS DEN PROFILPOLAREN, SCHNITT 4.	65
ABBILDUNG 25: AUSZUG AUS DEN PROFILPOLAREN, SCHNITT 5.	66
ABBILDUNG 26: 360° POLAREN DER SCHNITTE 1 BIS 3. „_G“ STEHT FÜR DIE GEGLÄTTETEN KURVEN.	67
ABBILDUNG 27: 360° POLAREN DER SCHNITTE 4 UND 5. „_G“ STEHT FÜR DIE GEGLÄTTETEN KURVEN.	68
ABBILDUNG 28: EINFLUSS VON VORTEX-GENERATOREN AUF AUFTRIEBSBEIWERT UND WIDERSTAND (SCHNITT 2 )	68
ABBILDUNG 29: SKIZZE DER LOKALEN STRÖMUNGSBEDINGUNGEN AM ROTORBLATT. IM ROTIERENDEN SYSTEM ÜBERLAGERN SICH DIE FREIE ANSTRÖMUNG $U_1$ UND DIE EIGENBEWEGUNG DES BLATTES $U_{ROT}$ ZU DER RESULTIERENDEN ANSTRÖMGESCHWINDIGKEIT	

U <sub>RES</sub> UND BILDEN EINEN ANSTRÖMWINKEL A. BEI UNTERSCHIEDLICHER FREIER ANSTRÖMUNG U <sub>1</sub> (A) UND U* <sub>1</sub> (B) ÄNDERN SICH EBENFALLS DIE ANSTRÖMWINKEL.	69
ABBILDUNG 30: VERGLEICH DER MESSUNG ZWISCHEN WINDKANAL OLDENBURG UND WINDKANAL BREMERHAVEN AM BEISPIEL VON SCHNITT 2.	69
ABBILDUNG 31: HÄUFIGKEITSVERTEILUNG DER AUFTRETENDEN GESCHWINDIGKEITSFLUKTUATIONEN AUF EINER SKALA VON 1 SEKUNDE. DIE UNTERSCHIEDLICHEN FARBEN REPRÄSENTIEREN BEDINGTE GESCHWINDIGKEITEN VON 6 M/S BIS 8 M/S.	70
ABBILDUNG 32: GESCHLOSSENE MESSSTRECKE MIT WANDDRUCKSENSOREN UND MONTIERTEM ROTORBLATTPROFIL, AUS [SCH09].	70
ABBILDUNG 33: VERGLEICH DER AUFTRIEBSBEIWERTE FÜR STATISCHE (SCHWARZ) UND DYNAMISCHE (ROT) MESSUNGEN FÜR DAS PROFIL 3.	71
ABBILDUNG 34: C <sub>AMAX</sub> -WERTE FÜR DAS PROFIL 2	71
ABBILDUNG 35: C <sub>AMAX</sub> -WERTE FÜR DAS PROFIL 3	72
ABBILDUNG 36: MIKROFON-ARRAY MIT KEVLAR-ABDECKUNG	73
ABBILDUNG 37: LINKS IM BILD IST DIE IN DER MESSSTRECKE INTEGRIERTE KEVLAR-WAND ZU SEHEN.	74
ABBILDUNG 38: SCHALLEISTUNGSPEGEL DER LEEREN WINDKANALMESSSTRECKE, GEMESSEN MIT EINEM EINZIGEN MIKROFON DES ARRAYS	74
ABBILDUNG 39: VERANSCHAULICHUNG DER DEFINIERTEN REFERENZFLÄCHE (NICHT MAßSTABSGETREU)	75
ABBILDUNG 40: BERECHNETE PROFILPOLARE UND AUFTRIEBSKURVE FÜR DEN FÜNFTEN PROFILSCHNITT (QUELLE: WWW.MH-AEROTOOLS.DE/AIRFOILS/JAVAFOIL.HTM)	75
ABBILDUNG 41: LAGE DES NUMERISCHEN VOLUMENGITTERS IM STRÖMUNGSRAUM, RECHTS DETAILANSICHT DER OBERFLÄCHENGITTER FÜR BLATT UND GONDEL. LÄNGENANGABEN BEZOGEN AUF ROTORRADIUS R=39.2M	76
ABBILDUNG 42: STROMLINIENDARSTELLUNG DES VEKTORS <i>cf</i> AN DER SAUGSEITE (LINKS) UND DRUCKSEITE (RECHTS) DES ROTORBLATTS; $\lambda = \lambda_{max}$ ; DIE VORDERKANTE DES ROTORBLATTS IST UNTEN	76
ABBILDUNG 43: STRÖMUNGSVERHÄLTNISSE AN DER GRENZSCHICHT FÜR ROTORBLATT MIT VORGEgebenEM LAMINAR-TURBULENTEN GRENZSCHICHTÜBERGANG; TURBULENTE/LAMINARE GRENZSCHICHTEN OBER- BZW. UNTERHALB DER EINGEZEICHNETEN LINIE; DARSTELLUNG UND PARAMETER WIE IN ABBILDUNG 41	76
ABBILDUNG 44: UMSTRÖMUNGSVERLÄUFE, DRUCKVERHÄLTNISSE BEI Z=35M	77
ABBILDUNG 45: GEOMETRIE DER GURNEY-FLAPS	77
ABBILDUNG 46: LEISTUNGSKURVEN MIT UND OHNE GURNEY-FLAP	77
ABBILDUNG 47: DRUCK- UND STRÖMUNGSVERHÄLTNISSE AUF DER SAUGSEITE; DUNKLE LINIE AN HINTERKANTE: BEREICH DER GURNEY-FLAPS; LINKER FALL: LOKALES MINIMUM IN DER LEISTUNGSKURVE, RECHTS: LOKALES MAXIMUM	78
ABBILDUNG 48: GEOMETRIE EINES GRENZSCHICHTZAUNS	78
ABBILDUNG 49: LEISTUNGSKURVEN MIT UND OHNE VERWENDUNG VON GRENZSCHICHTZÄUNEN	78
ABBILDUNG 50: WIRBELAUSBILDUNG OBERHALB DER SAUGSEITE IM BEREICH DES ÄUßEREN GRENZSCHICHTZAUNS	79
ABBILDUNG 51: LEISTUNGSKURVEN MIT UND OHNE EINSATZ VON GURNEY-FLAPS UND GRENZSCHICHTZÄUNEN	79
ABBILDUNG 52: DRUCK- UND STRÖMUNGSVERHÄLTNISSE AUF DER SAUGSEITE BEI EINSATZ VON GURNEY-FLAPS UND GRENZSCHICHTZÄUNEN	80
ABBILDUNG 53: ENTZERRTE ANSICHT DES MODIFIZIERTEN ROTORBLATTES	80
ABBILDUNG 54: MESSERGEBNISSE DER PROFILPOLAREN DES ORIGINALBLATTES AN S1	80
ABBILDUNG 55: DEFINITION DER PROFILPOLAREN DES ORIGINALBLATTES AN S1 IN DER SIMULATIONSUMGEBUNG	81
ABBILDUNG 56: GLEITZAHL MOD. UND ORIGINALBLATT AN S1	81

ABBILDUNG 57: GLEITZAHL MOD. UND ORIGINALBLATT AN S2	81
ABBILDUNG 58: GLEITZAHL MOD. UND ORIGINALBLATT AN S3	82
ABBILDUNG 59: AUFTRETENDE AERODYNAMISCHE LASTEN IM BETRIEB BEI 10 M/S WINDGESCHWINDIGKEIT DER SCHNITTE 1-3	82



## Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: POSITION DER 5 ROTORBLATTSCHNITTE SOWIE AERODYNAMISCHEN HILFSMITTEL IN IST-ZUSTAND	18
TABELLE 2: ALLGEMEINE SPEZIFIKATIONEN DER ANLAGE	40
TABELLE 3: POSITION DER AERODYNAMISCHEN HILFSMITTEL	53
TABELLE 4: TECHNISCHE ECKDATEN DER GESCHLOSSENEN MESSSTRECKE	53
TABELLE 5: IM WINDKANAL BREMERHAVEN VERMESSENE KONFIGURATIONEN	56
TABELLE 6: POSITIONIERUNG DER VORTEX-GENERATOREN AUF DEN PROFILSCHNITTEN	56
TABELLE 7: IM WINDKANAL OLDENBURG VERMESSENE MODIFIKATIONEN	57
TABELLE 8: LASTSTEIGERUNGEN GEGENÜBER REFERENZMODELL	57
TABELLE 9: AEROFOIL- UND FOIL-SEKTION ERLÄUTERUNG	58
TABELLE 10: EIGENSCHAFTEN DER ANLAGENSTEUERUNG	58
TABELLE 11: AUSSCHNITT AUS MESSERGEBNISSEN DES PROFILSCHNITTES 1	58

## Verzeichnis von Begriffen und Definitionen

### Abkürzungen:

TAU-Code	Software des DLR zur dreidimensionalen Strömungssimulation
RANS-Solver	Reynolds-averaged Navier-Stokes equation – Modul innerhalb des TAU-Codes
XFOIL	2-D Programm zur Strömungssimulation
CFD	Computational Fluid Dynamics – numerische Methode in der Strömungsmechanik
SS	Sogseite (Suction Side)
PS	Druckseite (Pressure Side)
GF	Gurney-Flaps
VG	Vortex-Generatoren
ZZ	Zickzackband / Zackenband
BEM-Codes	Blade Element Momentum
WEA	Windenergieanlage(n)

### Begriffe und Definitionen:

Dynamic Stall	Strömungsabriss während einer schnelle Änderung des Anstellwinkels
Pitch	Anstellwinkel. Winkel zwischen der relativen Anströmrichtung und der Profil-Sehne
Profilpolaren	Auch Lilienthalpolaren genannt. Kennlinien die die aerodynamischen Haupteigenschaften eines Profils darstellen
Chord- oder Profilsehne	Imaginäre Linie von der Profilhinterkante zur Profilverderkante
Bladed	WEA-Design- und Zertifizierungs-Software

## Formelzeichen:

Symbol	Erklärung	Einheit
$v$	Strömungsgeschwindigkeit	m/s
$f$	Frequenz	Hz
$\alpha$	Anströmwinkel	Grad
$U_{res}$	Resultierende Anströmgeschwindigkeit	m/s
$U_{rot}$	Tangentialgeschwindigkeit des Blattes	m/s
$U_1$	Anströmgeschwindigkeit	m/s
$c$	Sehnenlänge (Chord)	m
$S$	Samples (Anzahl)	-
	Abtastrate (kilo Samples pro Sekunde)	kS/s
$R$	Rotorradius (Nabe -> Blattspitze)	m
$\omega$	Kreisfrequenz oder Winkelgeschwindigkeit	Rad/s
$u_\infty$	Ungestörte Anströmgeschwindigkeit	m/s
$n_{rpm}$	Drehzahl	1/min
$p$	Druck	Pa
$p_t$	Staudruck ( $v^2 \rho / 2$ )	
$Cl$	Auftriebsbeiwert	-
$\eta$	Windkanal Korrekturfaktor (Althaus)	-
$K_{Cl}$	Auftrieb Korrekturfaktor (Althaus)	-
$k$	Reduzierte Frequenz	-
$Re$	Reynolds-Zahl	-
$Cp$	Leistungsbeiwert ( $\lambda \cdot c_m$ )	-
$c_s$	Schubbeiwert ( $3F_s/p_t\pi R^2$ )	
$c_m$	Drehmomentbeiwert ( $3M/(p_t\pi R^3)$ )	
$P$	Standard Dichte = 1,225 <sup>1</sup>	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\Lambda$	Schnelllaufzahl ( $\omega R/v$ )	-

<sup>1</sup> Definiert gemäß IEC 61400, Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

## Zusammenfassung

Das Projekt hatte zum Ziel, für Rotorblätter an bestehenden, älteren Windenergieanlagen Modifikationen zu entwickeln, die im Zuge von routinemäßigen Reparaturen vorgenommen werden können und durch die eine deutliche Steigerung des Ertrags der einzelnen Anlage erreicht wird. Dadurch wird der Beitrag zum Klimaschutz der einzelnen WEA gesteigert, ohne neuen Zubau zu generieren. Außerdem machen die Optimierungen es möglich, die ursprünglichen Rotorblätter so lange wie möglich bei gesteigerten Erträgen zu nutzen, was im Gegensatz zur Ersetzung durch völlig neue Rotorblätter sehr materialsparend und damit im Vergleich umweltfreundlich ist. Diese Modifikationen machen vor allem bei WEA Sinn, die sich nicht fürs Repowering eignen. Dies sind vor allem Anlagen der 1,5MW Klasse.

Zunächst wurde ein gängiges Blatt, das an vielen WEA dieses Typs installiert ist, mithilfe eines eigens konstruierten Laser-Messsystems geometrisch vermessen. Aus den Messdaten wurden sowohl Windkanalmodelle von fünf Profilschnitten als auch dreidimensionale Computermodelle erstellt. Im Folgenden wurde durch Windkanalmessungen und CFD-Simulationen der Ist-Zustand des Rotorblattes mit seinen Leistungswerten vermessen. Anschließend wurde in einer Kombination aus Windkanalmessungen und CFD-Simulationen Modifikationsmaßnahmen entwickelt. Erste Tests im Windkanal und in der Simulation zeigen, dass eine Ertragsverbesserung von etwa 5% erreicht werden kann. Eine erste Bewertung der Zertifizierungsfähigkeit hat bestätigt, dass die Modifikationsmaßnahmen umsetzbar sind und im Rahmen der bestehenden Typenzertifizierung vorgenommen werden können.

Das Projekt war als Vorhaben in zwei Phasen angelegt. In der ersten Phase sollten Modifikationsmaßnahmen entwickelt und auf ihre Umsetzbarkeit geprüft werden. In der zweiten Phase sollte diese Entwicklung durch umfangreiche Vermessungen und Simulationen verfeinert und zur Marktreife gebracht werden. Für das weitere Vorgehen empfiehlt es sich, die Untersuchungen gemäß Antrag in Form einer zweiten Projektphase fortzusetzen. Ein entsprechender Antrag wird gemeinsam mit diesem Bericht bei der Deutschen Bundesstiftung Umwelt vorgelegt. Als Ergänzung zum ursprünglichen Scope des Antrags sollte im Rahmen der Modifikation der Profile auch auf eine Verbesserung der akustischen Eigenschaften der Rotorblätter hingewirkt werden, da sich die Lärmbelastung durch Windenergieanlagen als ein wiederkehrendes Argument bei Akzeptanzdiskussionen über die Windenergie erwiesen hat.

Antragssteller ist die Deutsche WindGuard Engineering GmbH. Als Kooperationspartner waren die FH Kiel, die Universität Oldenburg sowie die Deutsche WindGuard Offshore GmbH in das Projekt mit eingebunden. Die Deutsche WindGuard Offshore ist dabei als Ersatz für den kurz nach Projektbeginn ausgestiegenen Kooperationspartner DEWI OCC eingebunden worden. Das Projekt wurde gefördert von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen 27118.

## Einleitung

Die Nutzung von Erneuerbaren Energien ist mittlerweile ein fester Bestandteil in den Strategien der Regierungen zur Bewältigung der zukünftigen Energiekrise in Folge der Endlichkeit von konventionellen Energiequellen geworden. Die Windenergie ist dabei eine wichtige Säule. Zwar ist der Wind eine unbegrenzte Ressource, allerdings sind die Flächen für die Windenergiegewinnung durchaus begrenzt. Eine Möglichkeit diesem Problem zu begegnen ist die Effizienzsteigerung bereits vorhandener Windenergieanlagen, um so den Beitrag jeder einzelnen zum Klimaschutz zu steigern. Die Entwicklung der Windenergie ist in den vergangenen Jahren rasant vorstättengegangen. Windenergieanlagen (WEA) sind wesentlich effizienter und technisch ausgereifter, als noch vor einigen Jahren. Jüngste Entwicklungsschritte zeigen, dass sich durch eine Verbesserung der Aerodynamik des Rotors erhebliche Ertragssteigerungen bei gleicher Rotorfläche erzielen lassen. So haben WEA älterer Bauweise oft Rotorblattprofile, die für die Flugzeugindustrie entwickelt und nicht speziell für den Einsatz an Windenergieanlagen optimiert wurden.<sup>2</sup> Diese Optimierung wurde lange Zeit vernachlässigt. Laut Statistik des Windenergieausbaus in Deutschland sind momentan mehr als 17.000 Windenergieanlagen des gesamten Anlagenbestandes in Deutschland sechs Jahre und älter [RW12]. An diesen Windenergieanlagen werden zunehmend Reparaturen notwendig. Im Verlauf von Reinigungs- und Wartungsarbeiten besteht die Möglichkeit, die Rotorblätter so zu modifizieren, dass sie einen höheren Energieertrag erwirtschaften. Dadurch verbessert sich nicht nur die wirtschaftliche Situation der Betreiber, sondern auch der Beitrag der einzelnen WEA zum Klimaschutz steigt.

Ziel des Projektes ist es zu untersuchen, ob sich die Rotorblätter von derzeit aufgestellten Windenergieanlagen nachträglich verbessern lassen und wenn ja, in welcher Form dies geschehen kann. Es soll mit ökonomisch sinnvollem Aufwand ein verbessertes Profil eines Rotorblattes erarbeitet werden, das höhere Erträge ermöglicht. Bei Erfolg dieser innovativen Vorgehensweise ist eine große Nachfrage nach den Projektergebnissen zu erwarten. Das Projekt nimmt demnach einen von der Windenergiebranche bisher weitgehend unbearbeiteten Bereich in den Blick: Die Erhöhung der durch Windenergie produzierten Energie durch die Modifizierung und Optimierung bestehender, älterer Windenergieanlagentypen. Damit wird eine Marktlücke geschlossen: In der Regel beziehen sich die Bemühungen zur Erreichung von Ertragssteigerungen auf neue Windenergieanlagen (durch Upscaling oder die Optimierung von Komponenten).

Das vorliegende Projekt gliedert sich in zwei Phasen. Die erste Projektphase hatte zum Ziel ein gängiges Rotorblattprofil zu vermessen, Modifikationen zur Optimierung zu entwickeln und durch eine erste Abschätzung zu bewerten, ob diese Modifikationen den Ertrag steigern können und sich im Rahmen der bestehenden Zertifizierung der Rotorblätter wirtschaftlich umsetzen lassen. In der zweiten Projektphase sollen die Modifikationen weiter optimiert werden und ihre

---

<sup>2</sup> Häufig beruhen die Rotorblätter dieser Windenergieanlagengeneration auf sogenannten NACA-Profilen. Die NACA, die Vorgängerinstitution der heutigen NASA, entwickelte ab den 30er Jahren eine Serie von 2D-Querschnitten von Tragflächenprofilen für Flugzeuge, die sie systematisch im Windkanal untersucht hatte und die die Grundlage für den Tragflächenbau vieler Flugzeuge bildete. Auch in der Windenergie fanden sie vor allem in den frühen Jahren flächendeckend Anwendung und werden teilweise immer noch benutzt. Zwar sind die Ergebnisse die mit Rotorblättern die auf NACA-Profilen beruhen erzielt werden nicht generell schlecht, allerdings gibt es ein deutliches Optimierungspotenzial. Diese Optimierung wurde lange Zeit vernachlässigt. So kommen beispielsweise Profile mit dicken Hinterkanten oder Verdickungen im Rotorblattinnenbereich (Dickenverhältnisse von über 50%) nicht für die Flugzeugindustrie in Frage, bringen aber bei Windenergieanlagen einen entscheidenden Vorteil.

Wirkung weitreichend untersucht werden. Ein weiteres Ziel neben der Ertragssteigerung soll auch eine Verbesserung der akustischen Eigenschaften des Blattes sein. Eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsanalyse soll zeigen, ob die Umsetzung auf dem freien Markt ökonomisch sinnvoll möglich ist. Durch einen Zertifizierer soll abschließend die Übereinstimmung der Maßnahmen mit dem bestehenden Typenzertifikat bestätigt werden. Am Ende des Projektes soll ein Set Add-ons zur Modifikation der Rotorblätter stehen, die im Rahmen von Reparaturarbeiten an das Rotorblatt aufgebracht werden können und zu einer Ertragssteigerung von um die 5% führen.

Besonders geeignet für ein solches Vorhaben scheinen Anlagen der 1,5 MW-Klasse, da bei diesen Anlagen sowohl ein Repowering als auch ein Abbau unwahrscheinlich sind. Für einen Abbau sind solche Anlagen noch zu jung, da sie noch nicht 20 Jahre durchschnittlicher Betriebslaufzeit geleistet haben. Repowering ist für diese Anlagenklasse nicht interessant, da entweder der EEG Repowering-Bonus nur schwer zu erhalten ist, es sich um Einzelstandorte handelt oder die neuen, erheblich größeren Anlagen aus rechtlichen Gründen nicht in Frage kommen.

Die Strömungssimulation zeigt, dass durch eine Verbesserung der Umströmung an der Rotorblattwurzel und die daraus resultierende Wirkung auf die Strömung am Rest des Rotorblattes Leistungssteigerungen im Bereich von über 10% möglich sind. Da es sich dabei nur um theoretische Simulationen handelt, wird weiterhin davon ausgegangen, dass durch die im Projekt angestrebten Optimierungen an Rotorblättern pro Windenergieanlage Ertragssteigerungen von etwa 5 % erreicht werden können. Anfang 2009 waren in Deutschland 9.532 Windenergieanlagen mit einer Leistung zwischen 1,5 und 3 MW in Betrieb, die einen potenziellen Jahresenergieertrag von 31.118 GWh erwirtschaften. Unter der Annahme, dass an der Hälfte dieser Anlagen eine Rotorblattoptimierung durchgeführt würde, ergeben sich bezogen auf den gesamtdeutschen Anlagenpark mögliche Ertragssteigerungen von rund 935 GWh pro Jahr. Das heißt, der Anteil an regenerativem Strom im Netz wird deutlich weiter gesteigert, ohne dabei die Gesamtanlagenzahl zu erhöhen. Das heißt, es wird bei einem relativ geringen fertigungstechnischen Aufwand und ohne Auswirkungen auf die natürliche Umgebung ein positiver Beitrag zum Klimaschutz erbracht.

Im ersten Schritt der ersten Projektphase wurde eine für die 1,5MW-Klasse typische und verbreitete Rotorblattprofilfamilie gewählt. Die Wahl fiel auf die Blattserie LM 37.3p des dänischen Herstellers LM. Momentan werden drei Generationen von LM 37.3p Rotorblättern eingesetzt. Die Reihennamen lauten 37.3p, -p2 und -p3. Bei jeder Serie hat sich die Struktur geändert, die Außengeometrie aber ist gleichgeblieben. Bis April 2012 wurden allein von den 37.3p2 Rotorblättern rund 20.000 Stück produziert [LM12]. Zusammenfassend lassen sich folgende Forschungsfragen formulieren, die im Rahmen des Projektes beantwortet werden sollen:

- Welche Modifizierungen können an Rotorblättern vorgenommen werden, um den Energieertrag spürbar zu verbessern?
- Haben derartige Modifizierungen Einfluss auf die Festigkeit der Rotorblattprofile?
- Gibt es eindeutige Optimierungsmöglichkeiten, die sich an gebrauchten WEA umsetzen lassen?

Das Lösungskonzept beinhaltet zwei Stufen: Zunächst werden Optimierungsmöglichkeiten entwickelt und mit Hilfe von Simulationsprogrammen bewertet. In einem zweiten Schritt

werden für ausgewählte Optimierungsmaßnahmen Modelle hergestellt und mit Hilfe von Windkanaluntersuchungen getestet (Projektphase 2).

In der ersten Projektphase wurden die folgenden Arbeitsschritte ausgeführt:

- Vermessung eines Beispielblattes zur Erfassung der Geometriedaten mittels eines eigens konstruierten Lasermesssystems.
- Herstellung von Windkanalmodellen und aerodynamische Vermessung des Ist-Zustandes eines gebrauchten Rotorblattes im Windkanal der Deutschen WindGuard Engineering GmbH in Bremerhaven
- Akustische Vermessung der Modelle im Windkanal in Bremerhaven zur Aufnahme des Ist-Zustandes.
- Fertigung spezieller Modelle für den Windkanal der Universität Oldenburg für die Vermessung des Verhaltens beim Dynamic-Stall-
- Simulation von möglichen Optimierungsmaßnahmen durch CFD-Berechnungen durch die FH Kiel
- Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit (grobe Betrachtung) durch die Deutsche WindGuard Offshore GmbH. Der positive Ausgang dieser Bewertung ist Voraussetzung für die Beantragung der zweiten Projektphase.

## Hauptteil

### AP 1 – Aerodynamische Vermessung

Im ersten Arbeitspaket wurde zunächst ein möglichst gängiges Rotorblatt, der LM 37.3p Serie ausgewählt, um dessen Geometrie an repräsentativen Stellen zu erfassen und auf dieser Grundlage passende Modelle für Windkanaluntersuchungen anfertigen zu lassen. Der Modellmaßstab beträgt ca. 1: 3,8 an der dicksten Stelle des Blattes und 1:1 im äußeren Bereich. Die Rotorblattwurzel selbst, also der zylindrische Teil des Rotorblattes, wurde nicht als Modell nachgebildet. Die Modelle sollten im Großwindkanal der Deutschen WindGuard Engineering vermessen werden, um so den Ist-Zustand in Bezug auf die aerodynamischen Eigenschaften des Rotorblattes aufzunehmen. Dieses Vorgehen war notwendig, da die Hersteller der Rotorblätter die Konstruktionsdaten der Blätter nicht offen legen. Zusätzlich zur Vermessung der Profile im Windkanal in Bremerhaven wurden die Profile auch noch im Windkanal der Universität Oldenburg vermessen. Dort wurde das Verhalten der Profile beim Auftreten von sogenannten Dynamic Stall Effekten untersucht. Für diese Untersuchungen ist der Windkanal in Bremerhaven nicht ausgelegt. Der Windkanal der Universität Oldenburg ist allerdings wesentlich kleiner, weswegen der Bau von zusätzlichen Modellen in einem anderen Maßstab notwendig wurde. Zwei von diesen kleineren Modellen wurden anschließend an die Vermessung in Oldenburg nochmals im Windkanal in Bremerhaven bei gleichen Reynolds-Zahlen vermessen, um die angewandte Methode und das Korrekturverfahren für die Maßstabsveränderung zu validieren.

#### Arbeitspaket 1a – Vermessung des Ist-Zustandes des ausgewählten Rotorblattes

Wie weiter oben beschrieben wurde zunächst ein gängiges Blatt für die Vermessung ausgesucht. Ausgewählt wurde das Modell 37.3p der Firma LM (s. Abbildung 15). Diese Modell ist beispielsweise auf 1,5 MW Windenergieanlagen mit ca. 77m Rotordurchmesser vom Typ GE 1,5sl, Nordex S77, Repower MD77 sowie 1,5 MW Anlagen der Marken Fuhrländer, Leitwind und Goldwind montiert. Beispiel-Leistungskennlinien einiger der o.g. Windenergieanlagen sind in Abbildung 12 dargestellt.

Ein gebrauchtes Profil wurde gewählt, um produktions- und altersbedingte Abweichungen von der Sollgeometrie gleich mit zu berücksichtigen. Unter Sollgeometrie wird die Rotorblattform ohne jegliche Abweichungen von der Design-Geometrie verstanden. Auf den Rotorblättern dieser Profilvereihe sind bereits standardmäßig aerodynamische Hilfsmittel vorhanden. Diese sind:

- Vortex-Generatoren
- Zackenband
- Gurney-Flaps bzw. Flaps

Die genaue Anzahl und Positionierung der bereits vorhandenen aerodynamischen Hilfsmittel kann aus Tabelle 3 entnommen werden. Da diese Hilfsmittel bereits standardmäßig auf dieser Blattserie vormontiert sind, wurden sie als Teil der Ist-Geometrie betrachtet und in die Messungen mit einbezogen. Abbildung 1 zeigt die Positionierung der angebrachten Hilfsmittel auf dem vermessenen Rotorblatt.



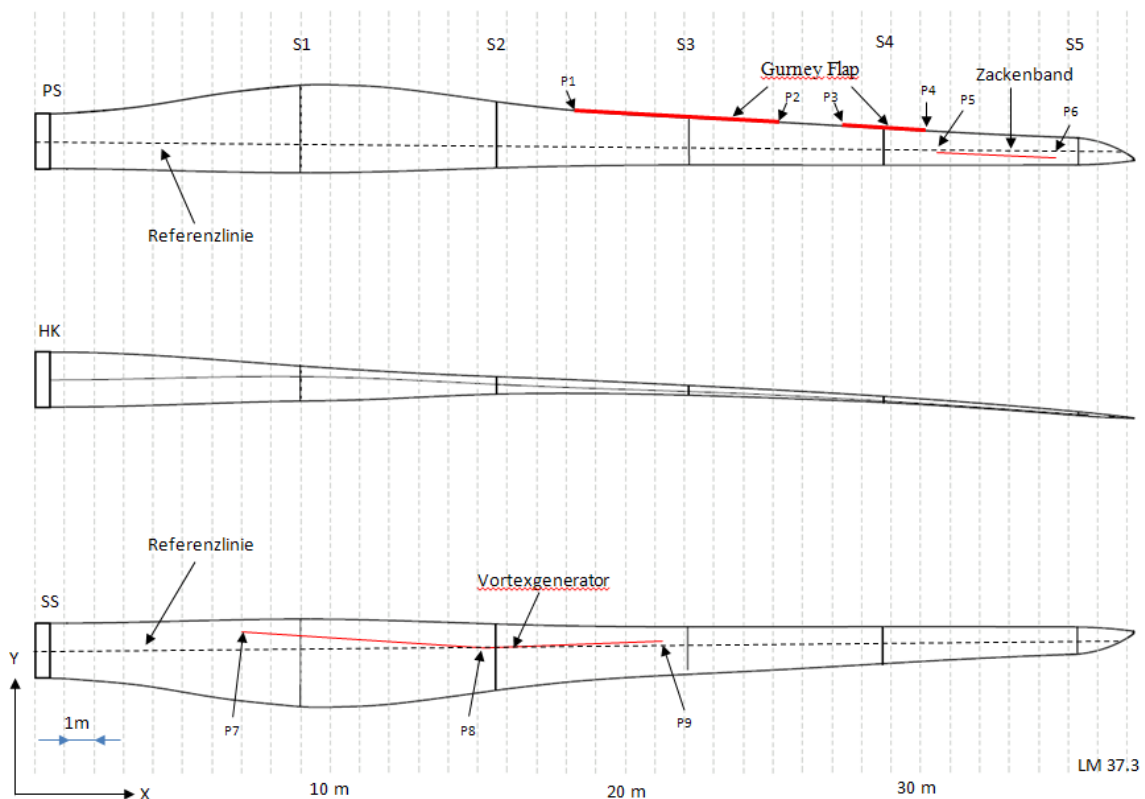


Abbildung 1: Position der montierten aerodynamischen Hilfsmittel

### Geometrische Vermessung der fünf Profilschnitte und Modellbau

Ursprünglich war geplant, ein gebrauchtes, ausgemustertes Rotorblatt in fünf Teile zu zerschneiden, diese Schnitte zu vermessen und anhand der Messdaten verwindungsfreie aber geometrisch korrekte Modelle für die Windkanaluntersuchungen anfertigen zu lassen. Dieses Verfahren hätte den Vorteil gehabt, dass sich die kleinen Rotorblattabschnitte leichter vermessen lassen. Leider stellte sich nach Projektbeginn heraus, dass es nicht möglich sein würde das ursprünglich vorgesehene Rotorblatt in Segmente zu zerlegen, da dieses wieder aufgearbeitet werden sollte. Es war daher nötig ein zerstörungsfreies Messsystem zu entwickeln, mit dem die nötigen Profilabschnitte an einem Stück vermessen werden können. Dafür wurde ein Messsystem bestehend aus zwei laserbasierten Entfernungsmessgeräten, die horizontal und vertikal im Abstand von 10cm auf einer Traversiereinrichtung montiert wurden, entwickelt. Die Traversiereinrichtung wurde neben, bzw. unter dem zu vermessenden Rotorblatt installiert. Dadurch dass die Position der Traversiereinrichtung und die der Laser bekannt war, konnte auf die Koordinaten des Profils zurückgeschlossen werden. Ein passendes Datenerfassungssystem wurde implementiert. Das System als Ganzes wurde zunächst im Windkanal in Bremerhaven getestet und optimiert, bevor das ausgewählte Rotorblatt in einer Halle von L&L Rotorservices in Basdahl vermessen wurde. Der Messaufbau ist in Abbildung 16 zu sehen. Da die Messtoleranz möglichst gering gehalten werden sollte ( $< 1\text{mm}$ ) und die sich wiederholende Neujustierung der Messinstrumente sehr komplex war, war das Verfahren sehr zeitaufwendig. Dies wurde im Original-Zeitplan nicht berücksichtigt. Hierdurch kam es zu

einigen Verzögerungen im Projektablauf. Die geometrische Vermessung des Rotorblattes wurde somit aber möglich.

Ursprünglich war im Projekt auch vorgesehen, die Strukturdaten des Rotorblattes mit in die Untersuchungen einfließen zu lassen. Es wurde damals auch als Möglichkeit angesehen, Strukturdaten des Rotorblattes über bestimmte Projektpartner von den Herstellern zu erhalten. Dies hat sich leider nicht bestätigt. Die strukturellen Daten sind somit derzeit noch nicht vorhanden. Dies ist allerdings auch nicht unbedingt notwendig – wie andere Projekte zur Leistungsoptimierung an Rotorblättern gezeigt haben – so lange nachgewiesen werden kann, dass die Lasten des modifizierten Rotorblattes bei Nennleistung unter den im Typenzertifikat festgelegten Grenzlasten bleiben. Gegebenenfalls ist dafür in der zweiten Projektphase noch eine Schwingungsanalyse des Rotorblattes notwendig.

Für die geometrische Vermessung wurde zunächst ein Koordinaten-Referenzsystem in Form eines Rechtecks (2m x 38m) auf dem Hallenboden festgelegt. Dieses Koordinatensystem wurde mittels eines Dimetrix-EntfernungsLasers eingemessen. Die Rotorblattflanschposition relativ zum Boden wurde dokumentiert. Anschließend wurde mit der Vermessung der Schnitte begonnen. Um ein repräsentatives Modell nachbilden zu können, wurden fünf Stellen für die Messschnitte ausgewählt. Der erste Schnitt wurde an der Stelle mit der maximalen Sehnenlänge (8,9m vom Flansch entfernt) angesetzt. Der letzte Schnitt wurde 2m von der Rotorblattspitze entfernt gewählt (35,3m Entfernung vom Flansch). Diese Position wurde gewählt, um die Geometrie zu erfassen, bevor die Sehnenlänge sich in der Nähe der Rotorblattspitze zu stark reduziert. Die Schnitte 2-4 wurden gleichmäßig zwischen dem ersten und dem letzten Schnitt verteilt. Die genaue Positionierung der Schnitte zeigt Tabelle 1.

Bezeichnung	Schnitt	Position X [mm]	Sehnenlänge c [mm]	Add-ons	Add-ons
S1	Schnitt 1	9000	3028	VG 25.6%	
S2	Schnitt 2	15600	2245	VG 40 %	
S3	Schnitt 3	22100	1659		GF
S4	Schnitt 4	28700	1266		GF
S5	Schnitt 5	35300	936		

**Tabelle 1: Position der 5 Rotorblattschnitte sowie Aerodynamischen Hilfsmittel in ist-Zustand**

Das auf dem Blatt montierte Zackenband liegt nicht auf einem der Schnitte, sondern endet etwa 10cm vor Schnitt 5. Um es ebenfalls zu erfassen, wurde es während der Windkanaluntersuchungen auf Schnitt 5 getestet, da die Profilgeometrie an dieser Stelle fast identisch ist. Jeder Schnitt wurde mindestens zwei Mal in zwei unterschiedlichen Verfahrensrichtungen vermessen. Die Messung aller nötigen Schnitte benötigte 15 Neupositionierungen des gesamten Messsystems, um alle Schnitte aus Druck-, Saug- und Vorderseiten vermessen zu können. Nach der Positionierung des Messgestells wurden die Lasermessgeräte auf der Traversiervorrichtung kontinuierlich mit einer Verfahrensgeschwindigkeit von ca. 4mm/s verfahren. Die Positions- und Entfernungsdaten wurden digital mit einer Abtastrate von 10Hz erfasst. Zusätzlich wurde die Rotorblattspitze vermessen, um die Modelle für die CFD-Simulation korrekt erstellen zu können.

Die gemessenen Daten bildeten die Schnitte parallel zum Koordinatensystem ab. Damit ermöglichten sie noch keine direkte Erstellung von Windkanal-Modellen. Für die

Windkanalmessungen wurden sogenannte 2D-Modelle benötigt, die im Gegensatz zu realen Rotorblättern weder Verwindungen (twist) noch eine Vorbeugung (pre-bend) aufweisen. Die gewonnenen Messdaten aus den zwei Messlasern und damit von zwei Ebenen pro Schnitt erlaubten allerdings die Rückrechnung auf eine 2D-Geometrie, die sich senkrecht zur Skeletlinie des Rotorblattes befindet. Dafür mussten die gemessenen Koordinaten bereinigt, geglättet, in Horizontalstellung gebracht und normiert werden. Hierzu wurden die Programme Excel, Matlab, Xfoil<sup>3</sup> und JavaFoil<sup>4</sup> genutzt. Die fünf fertigen, bereinigten Schnitte sind in Abbildung 17 zu sehen. Die sieben Profilmuster (fünf für die Messung im Großwindkanal, zwei kleinere für die Dynamic Stall Vermessung), die für die Windkanalmessungen hergestellt wurden, sind in Abbildung 18 von oben und in Abbildung 19 von der Seite zu sehen.

Nach der erfolgreichen Berechnung der 2D-Koordinaten wurden die Modelle der Profilschnitte für den Windkanal in Bremerhaven bei der Firma Innoven in Auftrag gegeben. Die Firma hat bereits Modelle für verschiedene Messkampagnen der WindGuard hergestellt, sodass bezüglich der Qualität keine Bedenken bestanden. Alle fünf Modelle haben eine Sehnenlänge von 800mm und eine Gesamtlänge von 1250mm. Die Modelle wurden aus mehreren lasergeschnittenen Aluminium-Spannen mit einer tragenden Struktur aus Stahl hergestellt. Die Außenhülle besteht aus Gelcoat-beschichtetem GFK. Damit sind die Oberflächeneigenschaften der Modelle vergleichbar mit denen von realen Rotorblättern.

### **Vermessung des aerodynamischen Ist-Zustandes im Windkanal Bremerhaven**

Die aerodynamische Vermessung des Ist-Zustandes der Modelle erfolgte in einer längerfristigen Messkampagne im Windkanal in Bremerhaven. Alle fünf Rotorblattprofilschnitte wurden vermessen. Um unterschiedliche Effekte erkennen zu können, wurden alle Konfigurationen aus Tabelle 5 separat vermessen.

Abbildung 20 zeigt den Grundriss des Windkanals. Es handelt sich dabei um ein geschlossenes System, indem die Luft nach der Messstrecke wieder zu den Gebläsen geführt wird. Dieses Modell wird auch als „Göttinger Bauart“ bezeichnet. Mit dieser Konfiguration ist es möglich, im Vergleich zu herkömmlichen Windkanälen u.a. eine höhere Windgeschwindigkeit bei gleicher Leistung zu erreichen. Der für den Betrieb des Windkanals bereitgestellte Wind wird durch sechs Axialventilatoren im Ventilatorenhaus erzeugt. Es folgen Umlenkecken mit Schalldämpfungselementen, in deren Mitte eine Kammer für den optionalen Einbau von Wärmetauschern (zurzeit nicht eingebaut) zur Kühlung der Luft vorliegt. Siebe und Gleichrichter, die sich in der Beruhigungskammer befinden, haben eine positive Wirkung auf die Strömungsrichtung und -homogenität, der Turbulenzgrad sinkt. Die Beruhigungskammer schließt sich mittels einer bzw. zwei Düsen an die Messstrecke an. Die Düsen beschleunigen die Strömung und reduzieren zusätzlich den Turbulenzgrad. Die Messstrecke, deren Querschnitt variiert werden kann, kann sowohl offen als auch geschlossen betrieben werden. Für Profilvermessungen wird die geschlossene Messstrecke genutzt. Eckdaten für die geschlossene Messstrecke sind in Tabelle 4 zu sehen.

Alle Schnitte (S1 bis S5) wurden zunächst Clean, d.h. ohne Add-ons, vermessen. Im nächsten Schritt wurden auf die Modelle von S1 und S2 die Vortex-Generatoren montiert (s. Tabelle 6) und vermessen. Anschließend wurden die Schnitte S3 und S4 mit Gurney-Flap vermessen. Um den Einfluss von Verschmutzungen auf den Rotorblättern auf ihre aerodynamischen

---

<sup>3</sup> (<http://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/>)

<sup>4</sup> (<http://www.mh-aerotoools.de/airfoils/javafoil.htm>)

Eigenschaften abschätzen zu können, wurde auf alle fertig konfigurierten Schnitte (also die Schnitte im Originalzustand mit den Add-ons) dünnes Zackenband aufgebracht, um entsprechende Rauigkeitseffekte zu simulieren, und die Schnitte erneut vermessen. Dies wurde insbesondere vor dem Hintergrund getan, dass es sich um die Erfassung des Ist-Zustandes eines gebrauchten Rotorblattes handelt. Entsprechend ist mit Verschmutzungen zu rechnen. Einige Add-Ons waren so auf dem Original-Rotorblatt montiert, dass sie in keinem der fünf Schnitte erfasst wurden (Vgl. Abbildung 1). Dies betraf vor allem das zwischen Schnitt 4 und 5 aufgeklebte Zackenband. Um dessen Effekte qualitativ einschätzen zu können, wurde das Zickzackband imaginär verlängert und der Schnitt 5 zusätzlich mit Zickzackband vermessen.

Um die Wirkung der aerodynamischen Hilfsmittel noch besser verstehen zu können und ihre Wirkung so genau wie möglich zu messen, wurden einige Tests mit variierender Größe und Position der Add-Ons durchgeführt. So wurden beispielsweise die Vortex-Generatoren um +-5% versetzt oder die Länge und Anstellwinkel der Gurney-Flaps verändert. Details zu allen vermessenen und getesteten Konfigurationen können den Verwendungsnachweisen anliegenden Windkanal-Logbüchern entnommen werden. 360°-Polaren aller fünf Schnitte wurden erstellt, um sie in AP5 – Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit – verwenden zu können (Vgl. Abbildung 26 und Abbildung 27).

### **Ergebnisse AP 1a – Vermessung des aerodynamischen Ist-Zustandes**

Hauptziel des ersten Arbeitspaketes war die Aufnahme des Ist-Zustandes der Rotorblätter. Dieses Ziel wurde durch die umfangreiche Vermessung der Profilmodelle im Windkanal erreicht. Alle fünf Profile wurden einzeln aerodynamisch und akustisch (vgl. AP 2) vermessen. Abbildung 21 (Schnitt 1), Abbildung 22 (Schnitt 2), Abbildung 23 (Schnitt 3), Abbildung 24 (Schnitt 4) und Abbildung 25 (Schnitt 5) zeigen Auszüge aus den hochaufgelösten Profilpolaren für jeden Rotorblattschnitt. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die gemessenen 360° Polaren aller Schnitte des Original-Rotorblattes. Die 360° Polaren wurden bei einer Reynoldszahl von 1Mio vermessen, da die im Windkanal auftretenden Lasten andernfalls zu hoch gewesen wären. Im Gegensatz zu den hochaufgelösten Polaren, wurden die 360°-Polaren kontinuierlich gemessen. Auftrieb und Widerstand wurden ausschließlich mit der Kraftwaage gemessen. Daher sind die Widerstandsbeiwerte in den Bereichen mit anliegender Strömung aus den hochaufgelösten Polaren zu lesen. Die hochaufgelösten Profilpolaren wurden bei einer Reynoldszahl von 6Mio vermessen. Die Auftriebskräfte wurden hierbei mittels der Kraftwaage gemessen, die Widerstandsmessung erfolgte indirekt mit Hilfe eines Nachlaufrechens.

Die Vermessung des Ist-Zustandes zeigte, dass Verbesserungspotenzial besteht. Der derzeit auf dem Blatt vorhandene Gurney-Flap kann in Länge und Position noch optimiert werden. Im Ist-Zustand bleibt die Länge über eine Rotorblattstrecke von 12m (zwischen P1-P4, vgl. Abbildung 1) unverändert. Eine Verlängerung in Richtung Rotorblattwurzel wird vorgeschlagen. Auch der Winkel des Gurney-Flap sollte optimiert werden. Die Position der Vortex-Generatoren sollte besonders auf Schnitt 2 leicht variiert werden. Abbildung 28 zeigt beispielhaft den Einfluss der Vortex-Generatoren auf den Widerstand und den Auftriebsbeiwert auf Schnitt 2. Der Einfluss auf den Auftriebsbeiwert ist marginal, während der Widerstand sich deutlich erhöht. Dies hat unter anderem starke Auswirkungen auf die akustischen Eigenschaften des Profils.

Die beschriebene Vorgehensweise erlaubte eine Evaluation der Wirkungsweise der bereits vorhandenen aerodynamischen Hilfsmittel. Dabei zeigte sich, dass nicht alle bisher montierten

Hilfsmittel an der jetzigen Einbauposition für alle Betriebszustände optimal ausgelegt sind. Um eine Vorauswahl an aerodynamischen Hilfsmitteln für das spätere Optimierungset (Phase 2 des Projektes) treffen zu können, wurden bereits verschiedene Variationen von Modifikationen an unterschiedlichen Positionen an den Modellen gemessen (s. Tabelle 3). Die aerodynamischen Messungen zeigten, dass auch sehr kleine Modifikationen (z.B. die Veränderung der Position der Vortex-Generatoren um lediglich 5%) eine erhebliche Wirkung sowohl auf die Effizienz als auch vor allem auf die Schallemission der Profile haben können (vgl. AP2).

Vergleiche der im Windkanal gemessenen Ergebnisse der Auswirkungen der aerodynamischen Hilfsmittel mit den numerischen Simulationen der FH Kiel (vgl. AP 4) zeigen teilweise gute Übereinstimmungen. So wurde die gemessene negative Wirkung von Gurney-Flaps an Schnitt 4 in der numerischen Simulation der FH Kiel bestätigt. Andere Ergebnisse der Simulation, bspw. die Möglichkeit zur Erzeugung einer turbulenten Grenzschicht im Rotorblattaußenbereich durch den Einsatz von Zackenband, um so den Ertrag zu erhöhen (vgl. AP 4), konnten durch die Windkanalmessungen nicht bestätigt werden.

Ein weiterer Teil des ersten Arbeitspakets war die Vermessung des Dynamic Stall Verhaltens der verschiedenen Blattbereiche durch die Universität Oldenburg. Da die Messung im Windkanal in Oldenburg bei deutlich kleineren Reynolds-Zahlen durchgeführt wurde als im Windkanal Bremerhaven und somit die Übertragbarkeit der Messergebnisse nicht mehr direkt gegeben war, mussten vor den dynamischen Messungen im Windkanal Oldenburg zunächst statische Messungen gemacht werden. Diese wiederum wurden im WK Bremerhaven bei ähnlichen Reynolds-Zahlen wiederholt (Vgl. Abbildung 30). Der Vergleich zeigt, dass die Messungen im Windkanal der Universität Oldenburg trotz geringerer Modellgröße bei ähnlichen Reynoldszahlen eine ziemlich gute Übereinstimmung mit den Messungen im Windkanal Bremerhaven ab einem Anstellwinkel von  $-5^\circ$  aufweisen.

Die Dynamic Stall Messungen sind wichtig, um eine qualitative Bewertung der Eigenschaften der Modifikationen in Bezug auf ihr Dynamic Stall Verhalten vornehmen zu können. Ziel ist dabei herauszufinden, ob die Modifikationen das Dynamic Stall Verhalten beeinflussen. Ein starkes „Dynamic Stall“ zeichnet sich dadurch aus, dass der maximale Auftrieb „ $C_{a\_max}$ “ deutlich über dem maximalen Auftrieb bei statischen oder quasi-statischen Messungen (bei denen der Anstellwinkel sich sehr langsam ändert) liegt. Dieses Verhalten ist ein Indiz dafür, wie stark sich die Lasten im Falle eines dynamischen Phänomens ändern können.

### **Arbeitspaket 1b – Dynamic Stall Vermessung**

Atmosphärische Windfelder unterliegen starken Fluktuationen in der Windgeschwindigkeit. Diese Schwankungen haben auch einen Einfluss auf die lokalen Strömungsbedingungen am Rotorblatt der Windenergieanlage. Sie äußern sich durch sich ändernde Anströmwinkel  $\alpha$  (siehe Abbildung 29). Diese dynamischen Winkeländerungen wirken sich sowohl auf die absoluten Werte der Profilpolaren des Rotorblattes, als auch auf den Strömungsabriss, den sogenannten „Stall“, aus. Diese dynamischen Polaren wurden im Windkanal der Universität Oldenburg am rotierenden Profil vermessen. Die Modelle wurden dabei mit definierten Winkelgeschwindigkeiten gedreht und so die sich ändernden Anströmwinkel simuliert.

Um das Dynamic Stall Verhalten des Rotorblattes repräsentativ auszuwerten, wurden zwei der fünf Profile im Windkanal vermessen. Ziel war es, die dynamischen Auftriebsbeiwerte dieser

zwei Profilschnitte zu bestimmen. Als Schnitte wurden Profil 2 und 3 ausgewählt, da diese nahe an der Nabe der Windenergieanlage liegen und damit eine geringere Geschwindigkeit ( $u_{rot}$ ) durch die Eigenbewegung aufweisen. Dadurch wirken sich Änderungen in der freien Anströmung ( $u_1$ ) auch stärker auf den Anströmwinkel aus. Um die speziellen Auswirkungen der bereits installierten aerodynamischen Hilfsmittel auf den dynamischen Auftriebsbeiwert abschätzen zu können, wurde bei der Vermessung ähnlich vorgegangen wie bei der aerodynamischen Vermessung im Großwindkanal und sowohl die unmodifizierten Profile als auch die modifizierten Profile vermessen.

Um den kleineren Größenverhältnissen des Windkanals der Universität Oldenburg gerecht zu werden, mussten zusätzliche Modelle in kleinerem Maßstab hergestellt werden. Die Profile wurden aus Aluminium-Vollmaterial mit einer Sehnenlänge von 200mm und einer Gesamtlänge von 1000mm hergestellt. Für die Vergleichsmessungen zwischen den beiden Windkanälen wurden zusätzlich zwei Adaptersegmente produziert, um die kleineren Modelle auch im Windkanal in Bremerhaven vermessen zu können.

Die Vermessung der Rotorblattprofile 2 und 3 wurde in einer geschlossenen Messstrecke (1m x 0,8m x 2,7m) durchgeführt, die über 80 Wanddrucksensoren vom Typ „CPC L04 DFC“ der Firma „Sensor Technics“ verfügt (siehe Abbildung 32). Je 40 Wanddrucksensoren sind auf einer Strecke von 1,95m auf der Druck- und Sogseite auf halber Wandhöhe angebracht und werden in einem Vier-Stunden-Intervall kalibriert.

Die Profile werden senkrecht in der Messstrecke positioniert, sodass sich der Viertelpunkt 1,1m stromabwärts hinter dem Windkanalauslass befindet. Der Anstellwinkel wird über einen Schrittmotor eingestellt und mit einem Winkelsensor erfasst. Zur Messung des Dynamic Stalls muss der Anstellwinkel des Profils in der Messstrecke sehr schnell variiert werden. Dafür wird der Drehteller unter dem Profil über eine Stange mit einem Exzenter verbunden, der von einem Motor mit konstanter Drehzahl angetrieben wird und so das Profil ständig hin und her dreht. Die Dynamik dieser Bewegung wird über den dimensionslosen Parameter der „reduzierten Frequenz“ beschrieben.

Zur Messung statischer Auftriebskurven wird der Anstellwinkel zwischen  $-20^\circ$  bis  $20^\circ$  in  $1^\circ$  Schritten erhöht („up“) bzw. verringert („down“). Für jeden Winkel werden jeweils über 5s die Wanddrücke mit 1kS/s abgetastet und anschließend gemittelt. Bei dynamischen Messungen werden zeitgleich die Wanddrücke mit 1kS/s abgetastet und der Anstellwinkel zwischen  $-30^\circ$  und  $30^\circ$  variiert, wobei die Winkelgeschwindigkeit zwischen  $-25^\circ$  und  $25^\circ$  konstant ist.

Die reduzierte Frequenz beträgt nach [Oer09]

$$k = \frac{c \cdot \omega}{u_\infty} = 0,0062.$$

Dabei ist  $\omega$  die Kreisfrequenz und  $u_\infty$  die Anströmgeschwindigkeit. Die in diesem Bereich gemessenen Wanddrücke werden zunächst für jeweils 15 „up-down“ Zyklen in  $1^\circ$  Intervallen gemittelt. Anschließend werden die Drücke aus den 15 Zyklen zu einem „up-down“ Zyklus gemittelt. Die in dem Versuch verwendete reduzierte Frequenz basiert auf Änderungen im Anströmwinkel im rotierenden System, die sich aus Schwankungen in der Anströmgeschwindigkeit ergeben. Grundlage für eine entsprechende Abschätzung sind Messungen an der Messplattform FINO1. Da leider nur Offshore Messdaten für eine solche Abschätzung vorlagen und damit von geringeren Fluktuationen in den Daten im Vergleich zu

einem Onshore Standort ausgegangen wird, sind die hier angestellten Abschätzungen von den auftretenden Häufigkeiten eher unter- als überschätzt.

Für die Höhe 80m wurden die Fluktuationen in der Anströmgeschwindigkeit  $u_1$  bestimmt, die sich auf der Zeitskala von 1 Sekunde ergeben, die sogenannten Geschwindigkeitsinkremente. Zusätzlich wurde die anströmende Windgeschwindigkeit  $u_1$  auf typische mittlere Geschwindigkeiten für Onshore-Standorte (6m/s, 7m/s bzw. 8m/s) bedingt, um eine genauere Abschätzung der Änderungen in den Anströmwindeln zu ermöglichen. Abbildung 31 zeigt die Verteilung der Inkremente für die unterschiedlich bedingten Geschwindigkeiten. Da mit diesen Messungen eine Abschätzung möglich auftretender Extrem-Kräfte geschehen sollte, wurden Fluktuationen als Grundlage für die weiteren Kalkulationen gewählt, die ca. 1% der Zeit auftreten. Es zeigt sich, dass für diese Bedingungen Fluktuationen um  $\Delta u = \pm 2\text{m/s}$  auftreten.

Basierend auf diesen Geschwindigkeitsänderungen in einer Sekunde kann die Änderung im Anströmwinkel bestimmt werden. Grundlage ist hierbei das Geschwindigkeitsdreieck aus Anströmgeschwindigkeit  $u_1$ , Rotationsgeschwindigkeit am Blatt  $u_{rot}$  und der resultierenden Geschwindigkeit  $u_{res}$ .

Als mittlere Position wurde hierfür die halbe Rotorlänge genutzt, da diese etwa in der Mitte zwischen den Profilen 2 und 3 liegt. Legt man diese Werte zugrunde und nimmt eine Schnelllaufzahl  $\lambda = 7$  an so können zunächst die Rotationsfrequenz der Windenergieanlage  $\omega_A$  berechnet werden

$$\omega_A = \frac{\lambda \cdot u_1}{R}$$

wobei R der Rotordurchmesser ist. Mit diesem  $\omega_A$  kann die Rotationsgeschwindigkeit in der Mitte des Rotorblattes

$$u_{rot} = \omega_A \cdot \frac{R}{2}$$

bestimmt werden. Damit ergibt sich für die resultierende Geschwindigkeit  $u_{res}$  als Funktion der Anströmgeschwindigkeit  $u_1$  zu

$$u_{res}(u_1) = \sqrt{u_1^2 + \left(\omega_A \cdot \frac{R}{2}\right)^2}$$

Der Winkel  $\alpha$  ergibt sich damit als Funktion der Anströmgeschwindigkeit  $u_{in}$  zu

$$\alpha(u_1) = \sin^{-1} \frac{u_1}{u_{res}(u_1)}$$

Mit den Fluktuationen in der Anströmgeschwindigkeit auf einer Zeitskala von 1 Sekunde ergeben sich damit Fluktuationen im Winkel  $\alpha$  und damit auch im Anströmwinkel, welche wiederum mit einer Frequenz  $\omega_\alpha$  ausgedrückt werden können

$$\omega_\alpha = \alpha \left( \frac{\pi}{180} \right) \text{ rad/s}$$

Mit einer Sehnenlänge von  $c = 2\text{m}$  in der Mitte des Rotorblattes,  $\omega_A$  sowie der jeweiligen resultierenden Anströmgeschwindigkeit am Blatt können die reduzierten Frequenzen analog

$$k = c * \frac{\omega_A}{u_{\text{res}}}$$

berechnet werden. Mit den betrachteten Werten für  $u_1$  und den jeweiligen Fluktuationen, ergeben sich folgende Werte für die Frequenz  $\omega_A$ , dem Winkel  $\alpha$  und die reduzierte Frequenz  $k$ .

u [m/s]	$\omega_{-\alpha}$	$\omega_{+\alpha}$	$\Delta_{-\alpha}$	$\Delta_{+\alpha}$	$k_{-\alpha}$	$k_{+\alpha}$
6	0.097	0.073	5.6	4.1	0.0089	0.0067
7	0.085	0.061	4.8	3.5	0.0066	0.0048
8	0.075	0.052	4.3	3	0.0052	0.0036

Basierend auf diesen Abschätzungen wurde eine mittlere reduzierte Frequenz für die Experimente von 0,006 bestimmt, wobei im Labor technisch eine reduzierte von 0,0062 umgesetzt werden konnte.

Aus den Druckverteilungen wird der Auftriebsbeiwert gemäß der Formel

$$c_l = \frac{(p_p - p_s) \cdot L}{p_d \cdot c \cdot \eta} \cdot K_{Cl}$$

bestimmt, wobei  $p_p$  und  $p_s$  die über jeweils 40 Wanddrucksensoren gemittelten Wanddrücke auf der Druck- bzw. Sogseite,  $p_d$  den dynamischen Druck,  $\eta = 0,94$  den Althaus-Faktor und  $K$  die Standard-Windkanal-Korrektur bezüglich Versperrung nach [Alt] bezeichnet.

Nach dem beschriebenen Verfahren wurden statische und dynamische Auftriebsmessungen für die Profile 2 und 3 mit verschiedenen Modifikationen durchgeführt. Die vermessenen Konfigurationen und die in der Beschriftung der Ergebnisse verwendeten Abkürzungen sind Tabelle 7 zu entnehmen. Für jede Konfiguration wurden mehrere Messungen bei einer Anströmgeschwindigkeit von  $u_\infty = 49,1 \text{ms}^{-1}$  durchgeführt, was einer auf die Sehnenlänge bezogenen Reynoldszahl von  $Re = 634000$  entspricht. Die im Folgenden diskutierten Auftriebskurven wurden für jede Konfiguration aus mindestens zwei Messungen gemittelt.

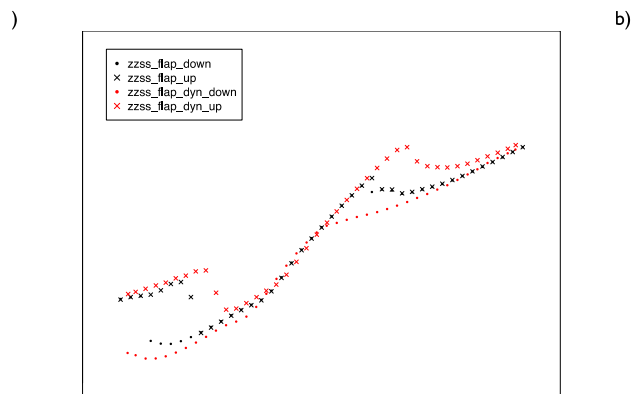
### Ergebnisse AP 1b – Dynamic Stall Vermessung

Die Ergebnisse der dynamischen Messungen weisen erwartungsgemäß eine Hysterese an den Umkehrpunkten auf. Abbildung 33 zeigt dieses beispielhaft für das Profil 3 in der Konfiguration mit Gurney-Flap. In schwarz sind die statischen Messungen für aufsteigende (Kreuze) und abfallende (Punkte) Winkel dargestellt. Im Bereich der positiven Anströmwinkel liegen die Messpunkte für beide Richtungen aufeinander. Die in Rot dargestellten dynamischen Messungen weisen hier eine starke Hysterese auf, die sich in erhöhten Unterschieden in den Auftriebsbeiwerten für die extremen Anströmwinkel äußert. Ähnliches Verhalten ist auch bei den anderen Konfigurationen zu sehen, wobei lediglich die Ausprägung der Überhöhung variiert.

Neben der ausgeprägten Hysterese fällt der erhöhte Auftriebsbeiwert bei den dynamischen Messungen im Vergleich zu den statischen Messwerten auf. Diese Überhöhung ist für steigende



Winkeländerungen für alle Konfigurationen vorhanden. Beim Vergleich der beiden Profile zeigt sich, dass die Überhöhung für alle Konfigurationen am dickeren Profil 2 stärker ausgeprägt ist, als bei dem dünneren Profil 3. Abbildung 2 zeigt dieses beispielhaft für die Konfiguration mit Zick-Zack Band und Gurney-Flap.



**Abbildung 2: Vergleich des dicken Profils 2 (a) mit dem dünneren Profil 3 (b) in der Konfiguration Zick-Zack Band und Gurney-Flap. Die Modifikationen zeigen bei dem dickeren Profil 2 (a) eine stärkere Überhöhung für steigende Winkel.**

Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen die Zusammenfassung aller  $C_{a_{max}}$  Werte für die vermessenen Konfigurationen. Aus diesen Messergebnissen lässt sich schließen, dass für alle gemessenen Konfigurationen auf Profil 2 Dynamic Stall Effekte messbar sind. Der Effekt ist am stärksten für die Konfiguration mit Gurney-Flap, wo die Unterschiede zwischen den  $C_{a_{max}}$  bei etwa 15% liegen. Für den Fall zzss\_046, der den Ist-Zustand des Profilschnitts repräsentiert, liegt der Unterschied bei ungefähr 12 %. Für das Profil 3 liegen die Unterschiede für  $C_{a_{max}}$  für die Konfiguration mit Flap bei etwa 30% und für den Ist-Zustand bei 20%. Für beide Profile zeigt sich beim Einsatz von Zackenband, was einer erhöhten Vorderkantenrauigkeit (z.B. durch Verschmutzung verursacht) entspricht, ein reduzierter Dynamic Stall Effekt. Da Dynamic Stall Effekte aber häufiger in der Nähe der Rotorblattwurzel auftreten, ist das Verhalten der dickeren Profilabschnitte relevanter. Im Außenbereich ist der Anstellwinkel hauptsächlich durch die Drehgeschwindigkeit des Rotors definiert und ändert sich nur langsam. In Bereich der Rotorblattwurzel können leichte Variationen der Windgeschwindigkeit eine deutliche Änderung des Anstellwinkels verursachen.

## AP 2 – Akustische Vermessung des Ist-Zustandes

Um Schallemissionen des bestehenden Profils zu überprüfen und den Ist-Zustand des Blattes möglichst detailliert aufzunehmen, wurden die Schnittmodelle akustisch vermessen. Die Einhaltung der in der Typenzertifizierung angegebenen Grenzwerte nach der Modifizierung des

Blattes ist eine Grundbedingung des Projektes. Dafür muss zunächst der Ist-Zustand dokumentiert werden.

Normalerweise erfolgt die akustische Vermessung von Windenergieanlagen im Rahmen der Typenprüfung an einer Prototypanlage im Freien nach der IEC 61400-11. Diese Richtlinie ist allerdings rein auf die Freifeldmessung von akustischen Emissionen und Immissionen ausgelegt. Sie kann daher für Windkanalversuche nicht wirklich angewendet werden. Eine Richtlinie, die zumindest in einigen Punkten Hinweise auf akustische Messungen im Windkanal geben kann, ist die DIN 45635 zur Geräuschemessung an Maschinen. Auch sie ist nicht 1:1 übertragbar, kann aber in Teilen herangezogen werden, um ein repräsentatives Verhalten des Profils zu messen. Charakteristika sind z.B. der Betrieb unter Volllast, der Betrieb unter simulierter Last, der Betrieb unter bestimmter Teillast, der Betrieb bei maximaler Geräuschemission sowie der Betrieb bei einem charakteristischen Arbeitszyklus. Diese Betriebszustände können durch eine Änderung des Anstellwinkels und der Strömungsgeschwindigkeit an den Rotorblattabschnitten im Windkanal simuliert werden.

Die Messungen erfolgten mit einigen Ausnahmen jeweils bei 0° und 4° (Teillast), bei 8° (Volllast) und bei 12° Anstellwinkel (maximale Geräuschemission). Um den Signal-Rausch-Abstand zu optimieren, wurde nur bei 35 und 60m/s Strömungsgeschwindigkeit gemessen. Eine akustische Vermessung bei höheren Strömungsgeschwindigkeiten ist z.Zt. im Windkanal nicht vorteilhaft, da der Pegel der Eigengeräusche des Windkanals schneller ansteigt als die Geräuschemission des Prüflings. Daraus resultiert eine signifikante Reduzierung des Signal-Rausch-Abstandes.

### **Messsystem und akustische Vermessung**

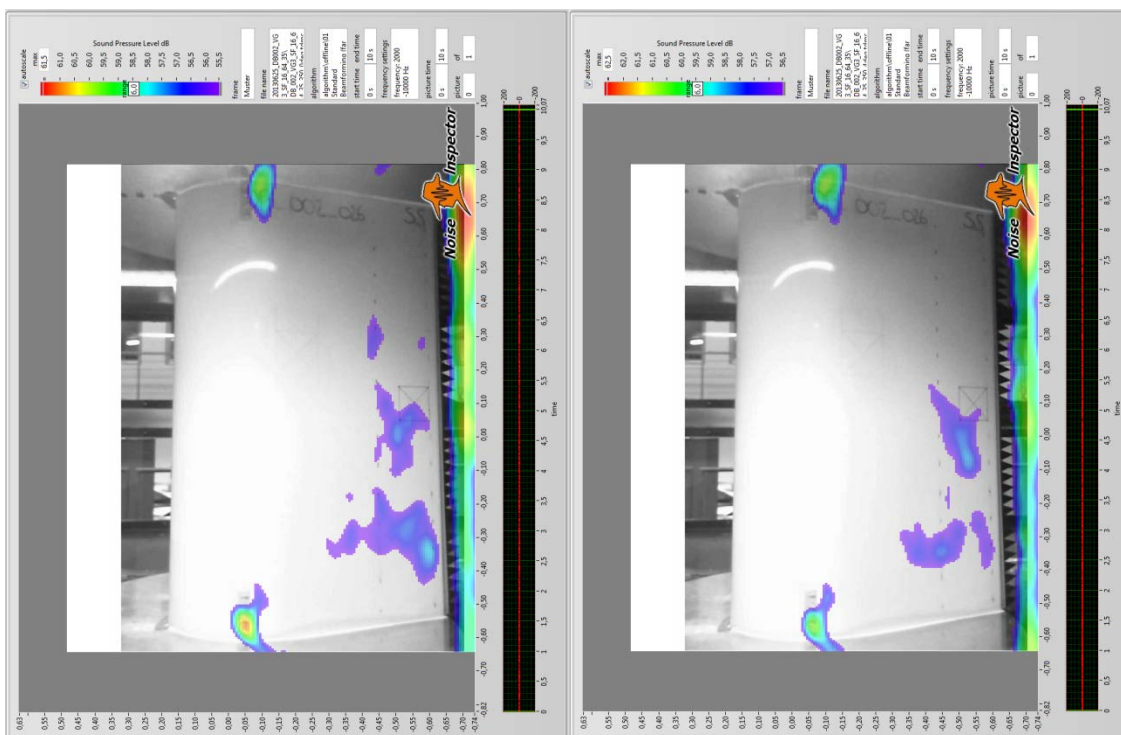
Für die akustische Vermessung der Rotorblattprofile wurde ein Mikrofon-Array des Herstellers CAE verwendet. Das Mikrofon-Array gehört dem Bimacq (Bremer Institut für Messtechnik, Automatisierung und Qualitätswissenschaft) der Universität Bremen und konnte für die Vermessung ausgeliehen werden. Das Array (auch akustische Kamera genannt) umfasst 40 hochempfindliche Richtmikrofone auf einer Fläche von etwa 2x1m, die auf die Messstrecke gerichtet werden. Um Geräuschquellen lokalisieren zu können, wird die Phasenverschiebung zwischen den verschiedenen Signalen verglichen. Da abhängig vom Schallquellenstandort die Signale nicht zeitgleich an allen Mikrofonen ankommen, ist es möglich über verschiedene Algorithmen die Schallquellen zu lokalisieren. Abhängig von mehreren Faktoren, wie z.B. der Art der Schallquelle, dem Frequenzbereich, der Anzahl und Entfernung der Schallquellen sowie dem Signal-Rausch-Abstand, sind dafür einige Algorithmen besser geeignet als andere. Die Berechnungszeit kann auch eine wichtige Rolle spielen wenn es um die Auswahl der geeigneten Analyseverfahren oder entsprechender Software geht.

Für die Datenaufnahme, die Analyse und den Vergleich wurde die Software „Noise Inspector“ der Firma CAE benutzt, die mehrere Analyseverfahren zu Verfügung stellt. Die Software ermöglicht unter anderem die Auswertung eines gleichen Datensatzes mit unterschiedlichen Algorithmen, um die Auswirkungen der unterschiedlichen Einstellungen einschätzen zu können. In diesem Arbeitspaket wurden die Analysealgorithmen „Standard Beamforming“, „Clean SC“ und „Capon“ benutzt.

Das Mikrofon-Array wurde in die geschlossene Messstrecke des Windkanals integriert. Wie in Abbildung 37 zu sehen, wurde – als Resultat einer Reihe von Vorversuchen – eine Wand der

Messstrecke (auf der Saugseite des Profils) durch eine spezielle Kevlar-Wand ersetzt, hinter der das Array positioniert wurde. Diese Konfiguration wurde optimiert, indem jedes einzelne Mikrofon 12mm hinter einer Kevlar-Abdeckung montiert wurde (Vgl. Abbildung 36). Um das Grundrauschen des Windkanals zu ermitteln, wurde zunächst die leere Messstrecke mit dem Mikrofon-Array vermessen. Die so ermittelten Lärmspektren können Abbildung 38 entnommen werden.

In Abbildung 3 ist zu sehen, wie die verschiedenen Schallquellen am Rotorblatt im Analyseverfahren sichtbar werden. Oben und unten am Profil sind aufgeklebte Vortex-Generatoren erkennbar. Im hinteren Teil des Profils können gezackte Hinterkanten mit einem zu hohen Anstellwinkel als Hauptschallquelle identifiziert werden.



**Abbildung 3: Hauptschallquellen am Profil, sichtbar gemacht durch Mikrofon-Array**

Bei der Analyse hat sich gezeigt, dass vor allem die Hinterkanten des Rotorblattes verantwortlich für erhöhte akustische Emissionen sind. Um den von der Hinterkante verursachten Lärm weiter zu analysieren und die unterschiedlichen Profile miteinander zu vergleichen, wurde ein Rechteck von 600mm Breite und 400mm Höhe zentriert auf der Hinterkante als Referenzfläche definiert (vgl. Abbildung 39). Die mittige Positionierung verhindert, dass mögliche Wechselwirkungen zwischen Profil und Windkanalwand versehentlich als Schallquelle in der Analyse berücksichtigt werden.

In Abbildung 4 ist zu erkennen, dass allein eine Positionsänderung der Vortex-Generatoren auf einem bestimmten Profil (in diesem Fall DB\_02) mehr Einfluss auf die Schallemission hat als das Hinzufügen eines Gurney-Flaps.<sup>5</sup> Diese Messung wurde durchgeführt, um zu testen, ob Veränderungen dieser Art durch das Messsystem erfasst werden können. Die Ergebnisse zeigen,

<sup>5</sup> Bitte beachten: Wann immer in diesem Bericht von „Gurney Flaps“ die Rede ist, sind keine originalen Gurney-Flaps von 90° gemeint, sondern Flaps mit einem variablen Winkel.

dass die Unterschiede bei der Messung mit 35m/s deutlicher zu erkennen sind, als bei der Messung mit 60m/s. Dies ist auf einen verbesserten Signal-Rauschabstand zurückzuführen. Dafür müssen allerdings niedrigere Reynoldszahlen in Kauf genommen werden (3Mio anstelle von 5Mio). Es ist allerdings festzuhalten, dass – auch wenn die Unterschiede bei der schnelleren Messung nicht so deutlich hervortreten – die Trends in beiden Messungen übereinstimmen.

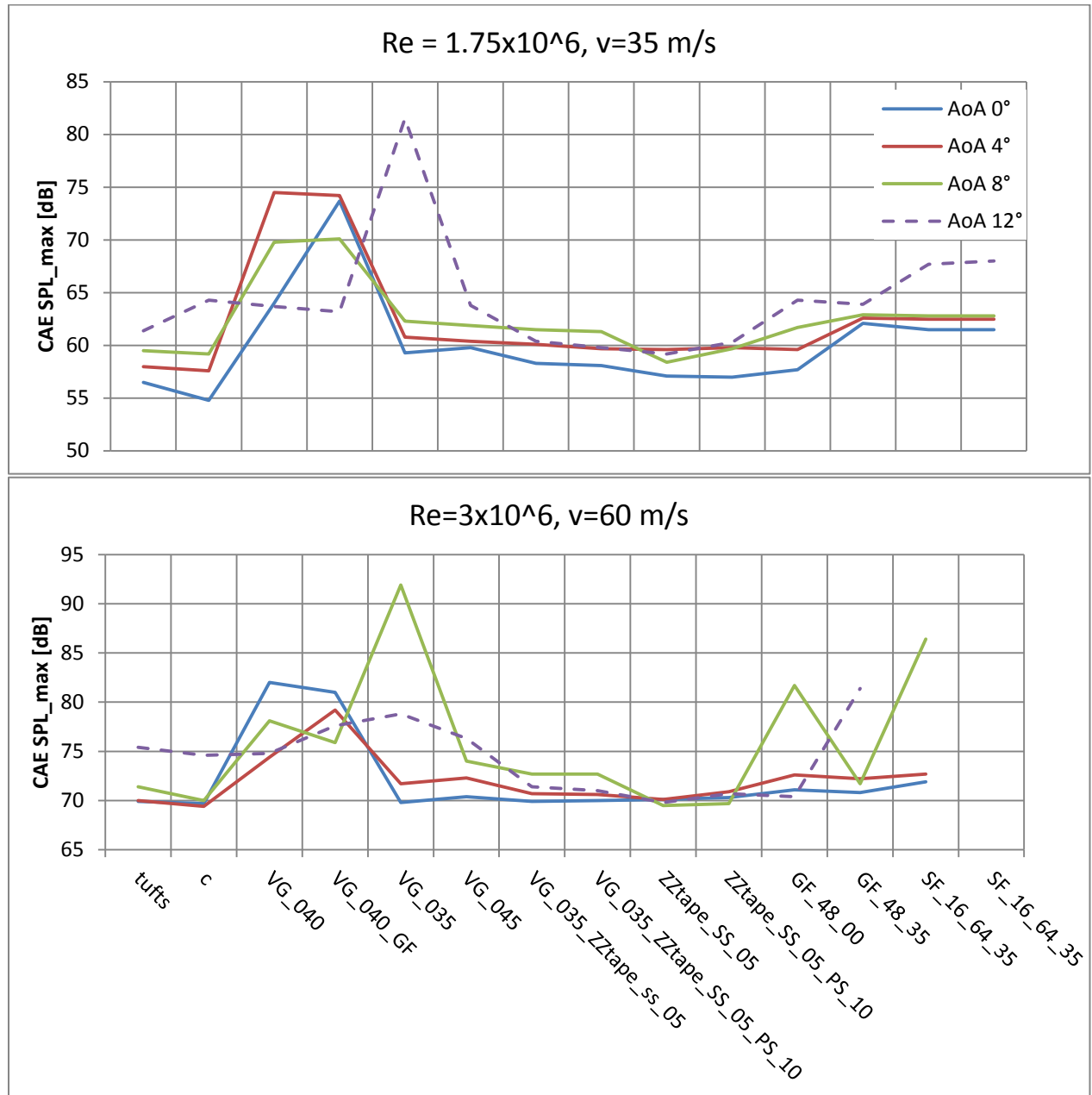


Abbildung 4: Einfluss von Positionsänderung der vorhandenen aerodynamischen Hilfsmittel auf die Schallemission des Profils. Legende: \_tufts: aufgeklebte Wollfäden (um Strömungsablösungen sichtbar zu machen); \_c: clean (Profil ohne Modifikationen); \_VG: Profil mit Vortex-Generator; \_GF: Profil mit Gurney Flap; \_ZZtape: Zackenband; \_SF: serrated Flap; \_SS: Suction Side; \_PS: Pressure Side. Zahlen: Angaben zur Chordtiefe, bzw. bei den Flaps Angaben zur Länge (bei SF zusätzlich Zahnhöhe) und Neigung.

### **Ergebnisse der akustischen Vermessung**

Die akustische Optimierung war nicht Bestandteil dieses Arbeitspakets, es ging allein um die Aufnahme des Ist-Zustandes. In einer möglichen zweiten Projektphase sollte dieser gerade im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz der Windenergie wichtige Aspekt allerdings unbedingt Berücksichtigung finden. Optimierungspotenzial wird hier speziell im äußeren Drittel des Rotorblattes gesehen.

Die Messungen in Windkanal zeigten, dass es möglich ist die vorhandene Messtechnik für relative Messungen zu benutzen, um Rotorblattprofile und -modifikationen zu vergleichen. Der akustische Ist-Zustand der Profile wurde erfolgreich aufgenommen. Da es sich um eine relative Messung handelt, wäre es vorteilhaft in Phase 2 den Ist-Zustand und die abschließende modifizierte Konfiguration nochmals zu vermessen. Die Erfassung von Veränderungen der akustischen Eigenschaften der Profile bei Modifikation durch das Messsystem funktionierte einwandfrei.

### **AP 3 – Entwicklung von Maßnahmen zur Optimierung**

Durch die Entwicklung von Optimierungsmaßnahmen soll der Leistungsertrag der WEA gesteigert werden. Ein Nebeneffekt dabei ist eine Reduktion der Drehzahl im Nennleistungsbereich. Optimierte Rotorblätter führen dazu, dass die Windenergieanlage nicht so schnell drehen muss, um dieselbe Leistung zu erreichen. Dafür wurden anhand des vermessenen Ist-Zustand des Rotorblattes Bereiche für eine mögliche Optimierung identifiziert und Modifikationen entworfen. Diese wurden im anschließenden Arbeitspaket anhand von CFD-Simulationen durch die FH Kiel überprüft.

Ursprünglich war es im Projekt vorgesehen, die akustischen Eigenschaften des Rotorblattes nur dann zu optimieren, wenn die Modifikationen zu einer Überschreitung der im Typenzertifikat angegebenen Schallgrenzwerte führen. Die gesellschaftlichen Diskussionen zeigen aber immer wieder, dass Lärmbelästigung durch Windenergieanlagen eine deutliche Rolle bei den Akzeptanzproblemen der Windenergie darstellt. Daher wird es empfohlen, diesen Aspekt in einer möglichen zweiten Projektphase deutlich stärker in den Fokus zu rücken als ursprünglich geplant. Daher wurden in diesem Arbeitspaket auch Maßnahmen zur Reduktion von Geräuschemissionen entworfen.

### **Maßnahmen zur aerodynamischen Optimierung**

Schon vor Projektbeginn bestanden einige Vorüberlegungen für mögliche Optimierungsmaßnahmen an Rotorblättern, die auch im Antrag aufgeführt wurden. Nicht alle wurden auch im Projekt wieder aufgegriffen. Im Folgenden wird beschrieben, welche Verfahren erwogen wurden und welche tatsächlich näher untersucht wurden.

Die Vergrößerung und Optimierung der Blattwurzel zur Verbesserung der aerodynamischen Eigenschaften des Rotorblattes wird als erfolgversprechend eingestuft. Es gibt erste Untersuchungen und Praxisbeispiele, die zeigen, dass besonders Grenzschichtzäune im Übergangsbereich zwischen den zylindrischen Flansch und der Stelle am Rotorblatt, die in diesem Fall S1 entspricht, einen großen Einfluss auf die Strömungsverhältnisse über einen großen Teil des Rotorblatts haben [Sou11]. Die Einschätzung dieser Effekte ist allerdings nur über CFD-Simulationen möglich, da die Strömung im Bereich der Blattwurzel dreidimensional

ist. Der Windkanal ist aber in der oben beschriebenen Konfiguration nur für hauptsächlich zweidimensionale Strömungen geeignet. Um eine relevante Aussage treffen zu können, wie effizient die Maßnahme wirklich ist, wäre allerdings in diesem Bereich eine Simulation des Gondelbereiches unabdingbar. Dies wiederum macht diese Optimierungsmaßnahme abhängig von der jeweiligen Windenergieanlage und nicht nur vom Rotorblatttyp. Dennoch hat die FH Kiel sie in den Simulationen in AP 4 berücksichtigt.

Die Modifizierung der Blatthinterkante zur Verbesserung der akustischen Eigenschaften des Rotorblattes ist eine weitere Maßnahme, die in der Forschung bekannt ist [Kne05]. Am Erfolgversprechendsten erscheint hier der Einsatz von gezackten Hinterkanten. Diese Maßnahme wurde nicht noch zusätzlich simuliert, da eine akustische Simulation von komplexen Geometrien vom Aufwand her den Projektrahmen weit übersteigt. Der Effekt ist außerdem in der Forschung bekannt. Für neuere Windenergieanlagen wurden teilweise bereits Upgrade-Kits entwickelt, die unter anderem über gezackte Hinterkanten als Add-on verfügen und die Schallemissionen damit nachweislich gesenkt haben.

Weitere Modifizierungen im Bereich der Rotorblattnase wurden zunächst zurückgestellt, da die Vermessung des Ist-Zustandes bereits gute aerodynamische Werte für diesen Bereich ergeben hat (Vgl. Abbildung 21 bis Abbildung 25). Dies wurde auch durch die Simulationen der FH Kiel bestätigt (s. AP4). Für eine zweite Phase des Projektes bleibt die Option allerdings bestehen, hier noch weitere Untersuchungen durchzuführen. Speziell besteht seit kurzem die Möglichkeit über Infrarot-Aufnahmen direkt an der laufenden Windenergieanlage Optimierungspotenzial festzustellen. Dies wird ebenfalls für die Phase 2 in Erwägung gezogen.

Die Optimierung der Rotorblattspitze zur Verminderung der Druckverluste zwischen Saug- und Druckseite wird weiter als eine Möglichkeit für die zweite Projektphase in Betracht gezogen, allerdings wurden hierfür zunächst keine näheren Untersuchungen angestellt, da der Effekt schon ausgiebig untersucht worden ist [GJ06]. Eine Möglichkeit hierfür wären an der Rotorblattspitze montierte Winglets. Diese sind auch in einer Variante mit gezackter Hinterkante denkbar.

Veränderungen an der Profildicke werden nicht mehr in Erwägung gezogen. Zum einen ließ die Vermessung des Ist-Zustandes darauf schließen, dass dies nicht nötig ist. Zum anderen wäre diese Modifikation nur durch einen Abbau der Rotorblätter umzusetzen. Dies sollte vermieden werden.

### **Maßnahmen zur akustischen Optimierung**

Ein Ansatzpunkt für die akustische Optimierung des Rotorblattes ist die Neupositionierung der bereits vorhandenen Vortex-Generatoren. Im Außenbereich des Rotorblattes wird die Verwendung einer gezackten Hinterkante vorgeschlagen. Um die Gleitzahl unverändert zu lassen, muss eine Steigerung des Widerstandes durch eine Erhöhung des Auftriebs kompensiert werden. Dies kann durch eine gezackte Hinterkante erreicht werden. Bei gewöhnlichen Hinterkanten erfolgt der Übergang zwischen der Druck- und der Saugseite schlagartig. Dadurch kommt es zu einem abrupten Übergang, der zu einer Diskontinuität im Druckfeld und damit zu starken Druckunterschieden führt. Es entsteht Lärm. Durch eine gezackte Hinterkante kann der Übergang zwischen Druck- und Saugseite des Rotorblattes fließender gestaltet werden, indem er auf einen größeren Bereich in der Größenordnung von 10cm ausgedehnt wird. Der Widerstand und die Gleitzahl bleiben gleich, aber die Geräuschemission wird deutlich reduziert.

## Ausgewählte Maßnahmen

Die Ergebnisse der Vermessung des Ist-Zustandes (vgl. AP 1) unter Berücksichtigung der gängigen Literatur zeigen, dass der ökonomischste, schnellste und erfolgversprechendste Weg zur Optimierung dieser Rotorblätter im Anbau bzw. in der Neupositionierung von aerodynamischen Hilfsmitteln besteht. Folgende Optimierungsmaßnahmen wurden konkret für die Simulation in AP 4 vorgeschlagen:

- Einbauten an der Rotorblatt-Hinterkante
  - o Gurney-Flaps
  
- Einbauten auf der Rotorblatt-Oberfläche
  - o Grenzschichtzäune
  - o Vortex-Generatoren
  - o Zackenband

Zusätzlich sind folgende Maßnahmen für eine systematische Untersuchung in Phase 2 des Projektes vorgesehen:

- o Flaps, ggf. mit gezackten Hinterkanten
- o Spoilern

## AP 4 – Simulationsrechnungen von möglichen Modifikationen

Mithilfe von CFD-Simulationen sollen die in AP 3 erarbeiteten Optimierungsmaßnahmen numerisch modelliert werden, um so eine Vorauswahl treffen zu können, welche Maßnahmen am Erfolgversprechendsten sind. Als Referenz diente dabei ein Rotormodell, das aus den Daten der vermessenen Profile gebildet wurde. Vorüberlegungen bezüglich der aerodynamischen Eigenschaften wurden anhand der vorliegenden vermessenen Profilschnitte unter Nutzung von XFOIL bzw. JavaFoil (Abbildung 40) durchgeführt.

Zwei unterschiedlichen Simulationsverfahren wurden hinsichtlich ihrer Verwendung zur Abschätzung der Wirksamkeit von Optimierungsmaßnahmen analysiert. Als mögliche numerische Verfahren kamen die Nutzung des Panel/Grenzschicht-Codes XFOIL und des RANS-Solver des DLR (TAU) in Frage. Der Panel-Code Xfoil, der auch in AP1 benutzt wurde, wurde ausschließlich für die Voruntersuchungen genutzt. Im weiteren Verlauf wurde beschlossen, den TAU-Code der DLR zu verwenden [TAU09], der eine vollständige 3D Modellierung ermöglicht. Zu diesem Zweck wurde das 3D Berechnungsgitter eines Modellrotors erzeugt.

Mit Hilfe der fünf vermessenen Profilschnitte des LM 37.3p Rotorblatts wurde zuerst ein Raummodell eines Rotorblattes erzeugt. Unter Zuhilfenahme der Software ICEM CFD wurden aus jeweils benachbarten Profilen Blattoberflächen erstellt. Die Formen von Rotorblattspitze und -wurzel wurden frei gestaltet. Durch Hinzufügen einer generischen Gondel als Träger des Rotorblattes wurde ein Rotormodell erzeugt. Der Berechnungsraum um den Rotor wurde als Zylindervolumen entlang der Strömungsrichtung angenommen, das jedoch auf Grund angenommener Rotationssymmetrie auf ein 120°-Zylindersegment mit einem umschlossenen Rotorblatt beschränkt werden kann.

In Abbildung 41 ist das Volumengitter dargestellt, mit dem anschließend Simulationsrechnungen ausgeführt wurden. Während das rechte Bild die Oberflächengitter von Gondel und Blatt darstellen, ist links der Berechnungsraum entlang der Strömungsrichtung dargestellt.

Aus Gründen der Rechenkapazität (Anzahl der numerischen Gitterzellen  $< 9$  Mio.) wurde ein rotationssymmetrisches Modell angesetzt, so dass das Rechengitter nur ein Rotorblatt des Rotors einschließt. Als Konsequenz ergeben sich entsprechende Einschränkungen für die Form der Gondel sowie der Verzicht auf einen Turm im Modell. Durch die Vorgabe einer starren Geometrie konnten ebenfalls keine aeroelastischen Veränderungen des Rotorblatts berücksichtigt werden. Die nächsten Gitterzellen haben einen absoluten Wert von  $10^{-5}$ , sodass  $y^+$  zwischen 1 und 3 liegt. In Normalenrichtung liegen etwa zehn Zellen in der Grenzschicht.

Der Anstellwinkel (Pitch) des Rotorblatts wurde im Modell mit 5 Grad fest angesetzt. Schließlich sind weder Turbulenz noch vertikale Scherung des Windes im Modell berücksichtigt.

Das Modell schließt weitere Vereinfachungen mit ein:

- Das Rotorblatt ist starr und senkrecht zur Anströmrichtung ausgerichtet.
- Das Rotorblatt ist um einen Anstellwinkel (Pitch) von  $5^\circ$  verdreht.
- Die Strömung verläuft entlang der x-Achse des Modells mit folgenden Annahmen: Dichte  $\rho=1.243 \text{ kg/m}^3$ , Windgeschwindigkeit  $v=12.5 \text{ m/s}$ , Temperatur  $T=284 \text{ K}$  ( $11^\circ\text{C}$ )
- Die Drehgeschwindigkeit des Rotors wird für die verschiedenen Rechnungen variiert, während eines Durchlaufs bleibt sie jedoch konstant.

Die aerodynamischen Eigenschaften eines Rotorblattes werden wesentlich durch die Ausbildung einer Grenzschichtströmung an seiner Oberfläche bestimmt. Diese ist im Modell berücksichtigt. Ebenfalls berücksichtigt ist der Übergang von laminaren zu turbulenten Grenzschichten. Turbulente Grenzschichten erhöhen zwar den Strömungswiderstand des Rotorblatts gegenüber laminaren, allerdings können sie benutzt werden, um auf der Saugseite des Rotorblatts Strömungsabriss zu verhindern, die sonst Ursache für wesentlich größere Strömungswiderstände wären.

Turbulente Grenzschichten an den Oberflächen von Blatt und Gondel gingen in die Rechnung mit ein. Als Turbulenzmodell wurde das Spalart-Almerasmodell in der ursprünglichen Formulierung gewählt. Bei konvergierendem Lösungsverhalten liefern die CFD-Rechnungen die stationären Werte für das antreibende Drehmoment  $M$  und die Schubkraft  $F_s$  eines Rotorblatts im Rotorzentrum in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl. Anschaulich bedeutet der Leistungsbeiwert das Verhältnis der Leistungsausbeute des Rotors zur im Wind enthaltenen Leistung, während der Schubbeiwert die Schubkraft des Windes auf den Rotor mit der Kraft des Staudrucks auf die Rotorfläche ins Verhältnis setzt.

Stationäre Betriebszustände des Rotors bei konstanter Anströmwindgeschwindigkeit und Rotordrehzahl konnten ermittelt werden. Die Verwendung eines 3D-Modells ermöglicht es, die komplexen Strömungsverhältnisse am Rotor darzustellen. Insbesondere werden die quer zu den Profilschnitten verlaufenden Radialströmungen erfasst, die in erheblichem Maße die aerodynamischen Eigenschaften des Rotorblatts beeinflussen. Trotz der oben aufgeführten starken Einschränkungen der Simulationsbedingungen ist die Verwendung der 3D-Modellierung dennoch ein geeignetes Mittel, um die komplexen Strömungsverläufe am realen Rotorblatt abbilden zu können.



## Referenzmodell

In einer ersten Analyse wurden mit dem Ausgangsmodell Berechnungen unter Voraussetzung vollturbulenter Grenzschichten durchgeführt. Die Ergebnisse dienen als Referenz für nachfolgende Rotorblattoptimierungen. In Abbildung 5 sind die Resultate für verschiedene Rotationsgeschwindigkeiten bei konstantem Wind von 12.5 m/s dargestellt, was der Nennwindgeschwindigkeit bestehender WEA mit LM37.3p-Blättern entspricht z.B. Nordex S77 [Nor].

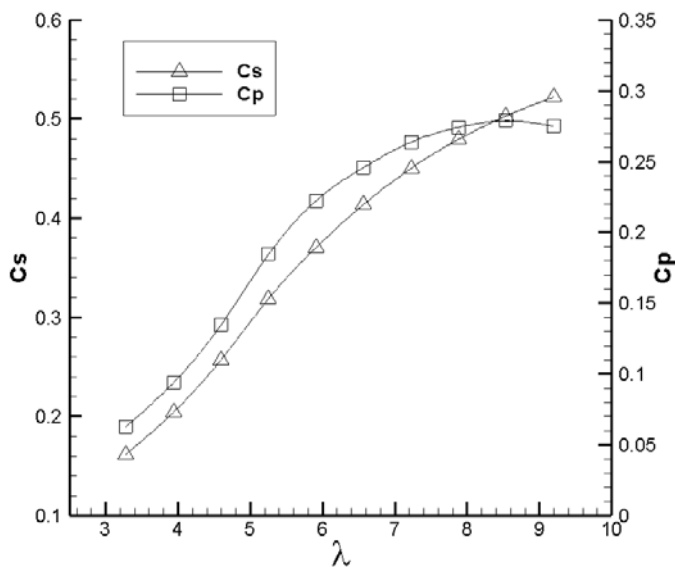


Abbildung 5: Schubbeiwert  $c_s$ , Leistungsbeiwert  $c_p$  in Abhängigkeit von Schnelllaufzahl für Windgeschwindigkeit 12.5m/s, Pitch=5 Grad

In Abbildung 5 wird die Leistungskurve des Rotors in dimensionsloser Form als Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl dargestellt. Der typischen Verlauf mit einer ansteigenden Flanke bei kleinen Schnelllaufzahlen bis hin zu  $c_{p,max} = 0.28$  bei  $\lambda_{max} = 8.5$  und nachfolgend abfallender Flanke ist ersichtlich. Das Vorhandensein einer optimalen Schnelllaufzahl kann als Analogie zum optimalen Anstellwinkel bei einer 2D-Profilpolare aufgefasst werden. Ebenfalls dargestellt ist der Schubbeiwert als Maß für die Lasten, die der Rotor aufnehmen muss. Typisch hierbei der ansteigende Verlauf.

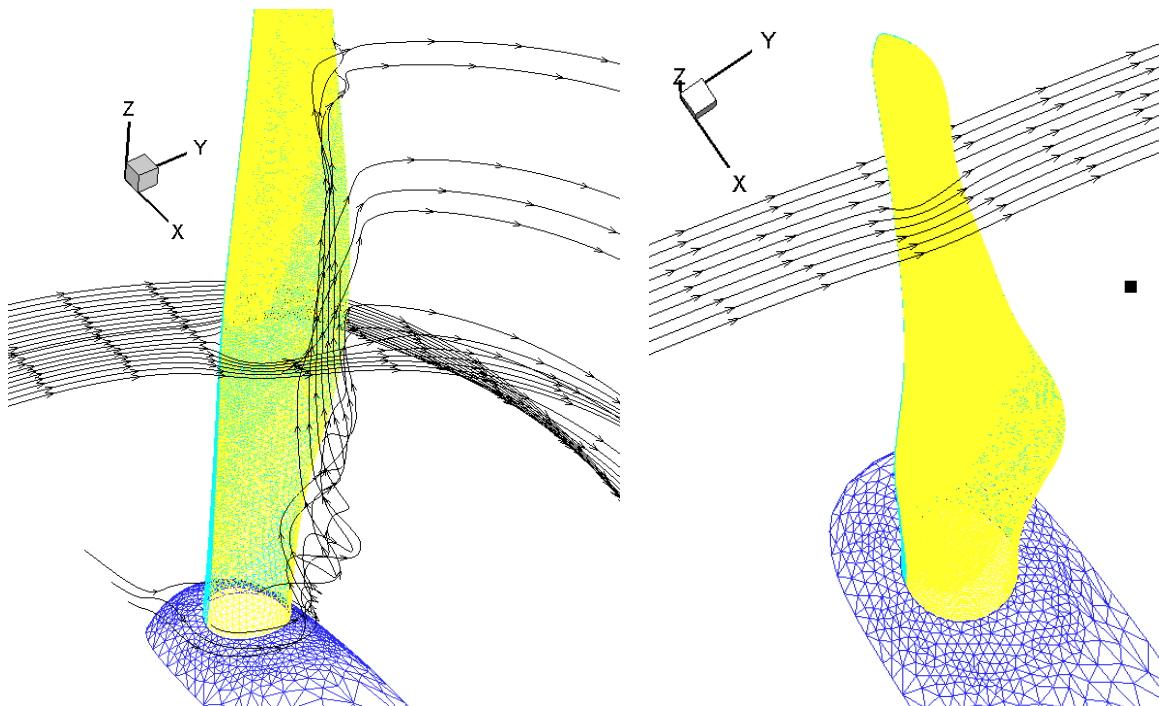
Die Betriebsdrehzahlen z.B. der Nordex S77 liegen im Bereich von ca. 10 U/min bis 18 U/min, was in Abbildung 5 dem Bereich der ansteigenden Flanke unterhalb der Schnelllaufzahl  $\lambda=6$  entspricht, d.h. die Anlage fährt bei Nennwindgeschwindigkeit leistungsbegrenzt abseits der optimalen Schnelllaufzahl in Abbildung 5.

Im Teillastbetrieb bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Nenngeschwindigkeit, wird der Rotor leistungsmaximiert bei optimaler Schnelllaufzahl  $\lambda_{opt}$  betrieben. Aus diesem Grund soll im Folgenden der Betriebszustand bei  $\lambda_{opt}$  weiter untersucht werden. Im Anhang zu diesem Bericht werden die Resultate der Simulation bildlich dargestellt. In Abbildung 42 sind die Strömungsverhältnisse an den Grenzschichten von Saug- und Druckseite des Rotorblatts anhand

der Stromliniendarstellung des Reibungsbeiwerts  $c_f$  dargestellt, welche die Geschwindigkeitsverläufe an der Oberkante der Grenzschicht widerspiegeln.

Insbesondere kennzeichnen die blauen Bereiche Gebiete mit einer zur Windrichtung stromaufwärts gerichteten Komponente. Als Grenzlinie zwischen blauen und grünen Bereich tritt die Druckpunktlinie auf der Druckseite des Rotorblatts nahe der Vorderkante deutlich hervor. Auf der Saugseite kennzeichnet der blaue Bereich dagegen die Ausdehnung eines Ablösungswirbels. Dieser dehnt sich von der Blattwurzel bis weit in Richtung Blattmitte aus und wird in der Literatur mit der Wirkung der Rotation in Zusammenhang gebracht [Rau07].

Zur Veranschaulichung der Umströmungsverhältnisse nahe der Rotorachse sind in Abbildung 6 die Geschwindigkeitsstromlinien im Rotorblattfixierten Koordinatensystem im Abstand  $\frac{1}{4} R$  von der Rotorachse dargestellt. Deutlich wird, dass der blaue Bereich aus Abbildung 42 die Gebiete auf der Saugseite des Rotorblatts kennzeichnet mit nach außen strebenden Verwirbelungen des Luftstroms. Die rechte Darstellung in Abbildung 6 zeigt die Verläufe bei  $\frac{3}{4} R$  im äußeren Bereich des Rotorblatts, wo die Umströmung ungestört verläuft.



**Abbildung 6: Umströmungsverläufe für  $\lambda = \lambda_{max}$ ; links: unterer Rotorblattbereich, rechts: nahe der Spitze**

Als Fazit der Berechnungen mit dem Ausgangs-Rotorblatt bei vollturbulenter Grenzschicht lassen sich hinsichtlich möglicher Optimierungen drei Bereiche unterscheiden:

1. anliegende Umströmung der Druckseite
2. nach außen strebende Verwirbelungen auf der Saugseite,
3. anliegende Umströmung der Saugseite im äußeren Rotorbereich

Die Bereiche 1 und 3 weisen ungestörte Umströmungsverläufe auf. Hier kann eine Optimierung nur durch profilbeeinflussende Maßnahmen erfolgen. Der Bereich 2 bietet großes Optimierungspotential durch strömungsbeeinflussende Maßnahmen.

### **Maßnahmen zur Beeinflussung des laminar-turbulenten Grenzschichtübergangs**

Das zuvor vorgestellte Referenzmodell geht von turbulenten Grenzschichten im gesamten Blattbereich aus. Insbesondere im Profilvorderkantenbereich ist die Grenzschicht jedoch meist laminar ausgebildet, was zu geringeren Reibungsverlusten beiträgt und so den Ertrag des Blattes steigert. Auf der anderen Seite kann aber durch gezielte Erzeugung turbulenter Grenzschichten, wie etwa das Aufbringen von Zackenbändern oder Vortex-Generatoren, das Auftreten von Ablösewirbeln eingeschränkt werden.

In Abbildung 43 ist die Wirkung eines definierten laminar-turbulenten Grenzschichtübergangs anhand der Strömungsverläufe auf der Oberfläche von Druck- und Saugseite dargestellt. Die eingezeichneten Linien trennen die Bereiche mit laminarer und turbulenter Grenzschicht voneinander.

Auf der Druckseite ergeben sich kaum Unterschiede zu den Stromlinienverläufen aus Abbildung 42. Obwohl in diesem Fall bis kurz vor der Hinterkante laminare Grenzschichten angenommen wurden, führen diese zu keiner negativen Beeinflussung der Strömung. Fazit: Eine glatte Oberfläche mit einem möglichst weit stromabwärts verschobenen laminar-turbulenten Grenzschichtübergang und entsprechend geringeren Reibungsverlusten sollte damit schon die optimale Energieausbeute gewährleisten.

Anders das Bild auf der Saugseite des Rotorblatts: Der Bereich mit Verwirbelungen ist gegenüber dem vollturbulenten Referenzmodell aus Abbildung 42 deutlich auf den inneren Rotorbereich zusammengeschrumpft, d.h. ein reales Rotorblatt mit seinen im Bereich der Vorderkante vorhandenen laminaren Grenzschichten wird von vornherein ein etwas günstigeres Strömungsverhalten aufweisen. Jedoch treten im äußeren Rotorbereich Verwirbelungen auf, wie die Stromlinienverläufe in Abbildung 44 belegen. In diesem Bereich sollte eine gezielte Erzeugung eines laminar-turbulenten Grenzschichtübergangs nahe der Vorderkante eine geeignete Maßnahme der Rotorblattoptimierung darstellen, z.B. durch das Auftragen eines Zick-Zack-Bands auf der Saugseite nahe der Vorderkante (10% Chordlänge).

### **Rotorblattoptimierung durch Einsatz von Gurney-Flaps**

Wie zuvor erwähnt, verläuft die Umströmung im äußeren Rotorbereich des Referenzmodells weitestgehend ungestört. Die Optimierung sollte deshalb dort auf eine aerodynamische Verbesserung der Profilschnitte hinauslaufen. Ein mögliches Mittel ist der Einsatz von Gurney-Flaps. Er soll im Folgenden untersucht werden. Dazu wurden die Profilschnitte des Blattes gemäß Abbildung 45 verändert. Der Gurney-Flap verlängert die Profilschnecke um 8cm und geht mit der Unterseite des Rotorblatts einen Winkel von  $150^\circ$  ein. Im Modell werden die Gurney-Flaps im Abstandsbereich von 45% bis 79% des Rotorradius' eingesetzt (verdeutlicht durch die dunkle Linie an der Hinterkante der Rotorblatt in Abbildung 47).

In Abbildung 46 ist für dieses Rotorblatt der unter Bedingung vollturbulenter Grenzschichten berechnete Leistungsbeiwert dargestellt. Zum Vergleich wird die Leistungskurve des Referenzmodells aus Abbildung 40 herangezogen. Deutlich wird eine Leistungssteigerung bei kleinen Schnelllaufzahlen, während im Bereich des Leistungsmaximums starke Schwankungen auf wechselndes Strömungsverhalten hindeuten.

Um diese zu veranschaulichen, sind in Abbildung 47 die Druck- und Strömungsverhältnisse auf der Saugseite im Fall des lokalen Minimums der Leistungskurve bei  $\lambda=6.6$  bzw. des Maximums bei  $\lambda=7.2$  dargestellt. Sichtbar wird, dass im Fall des Minimums eine verstärkte Verwirbelung der Strömung nahe der Gurney-Flaps auftritt. Erwähnt sei, dass die Strömung auf der Druckseite des Blatts kaum Änderungen gegenüber derjenigen des unbearbeiteten Blatts erfährt.

Als Fazit kann festgestellt werden, dass der Einsatz von Gurney-Flaps zwar für niedrige Schnelllaufzahlen des Rotors Leistungssteigerungen bewirken kann, jedoch gerade im Maximalbereich der Leistungskurve auch Einbußen auf Grund verstärkter Verwirbelungen in Kauf genommen werden müssen.

### Rotorblattoptimierung durch Einsatz von Grenzschichtzäunen

Wie in [Hei08] dargelegt, lässt sich der Verwirbelungsbereich auf der Saugseite des Rotorblatts durch den Einsatz von Grenzschichtzäunen verkleinern. Orientiert an den dortigen Angaben wurden auf der Oberseite des Blatts Grenzschichtzäune mit der in Abbildung 48 skizzierten Geometrie eingebaut. Untersucht wurden Rotorblätter mit einem bzw. zwei Grenzschichtzäunen im Abstand von 20% bzw. 33% des Rotorradius' zur Rotorachse, wie im AP3 schon beschrieben, in der Nähe von S1.

Abbildung 49 zeigt die Ergebnisse bei Verwendung nur eines Grenzschichtzauns. Die Leistungsbeiwertskenlinie ist in diesem Fall niedriger als die des unbearbeiteten Rotorblattes. Abbildung 7 zeigt den Strömungsverlauf am Rotorblatt im Maximalpunkt der Leistungskurve. Daraus geht hervor, dass durch den Grenzschichtzaun der Bereich mit Verwirbelungen im mittleren Rotorblattabschnitt vergrößert wird. Erst der Einbau von zwei Grenzschichtzäunen bewirkt die gewünschte Leistungssteigerung. Die Leistungskurve in Abbildung 49 ist deutlich erhöht (10% prozentuale Steigerung des Drehmoments bei Lambda 7.9, siehe Spalte Mx in Tabelle 8) und hat erst bei hohen Schnelllaufzahlen eine stärker abfallende Flanke. Wie in Abbildung 7 für den Maximalpunkt dieser Kurve dargestellt, liegt die Strömung im Außenbereich der Zäune weitestgehend an.

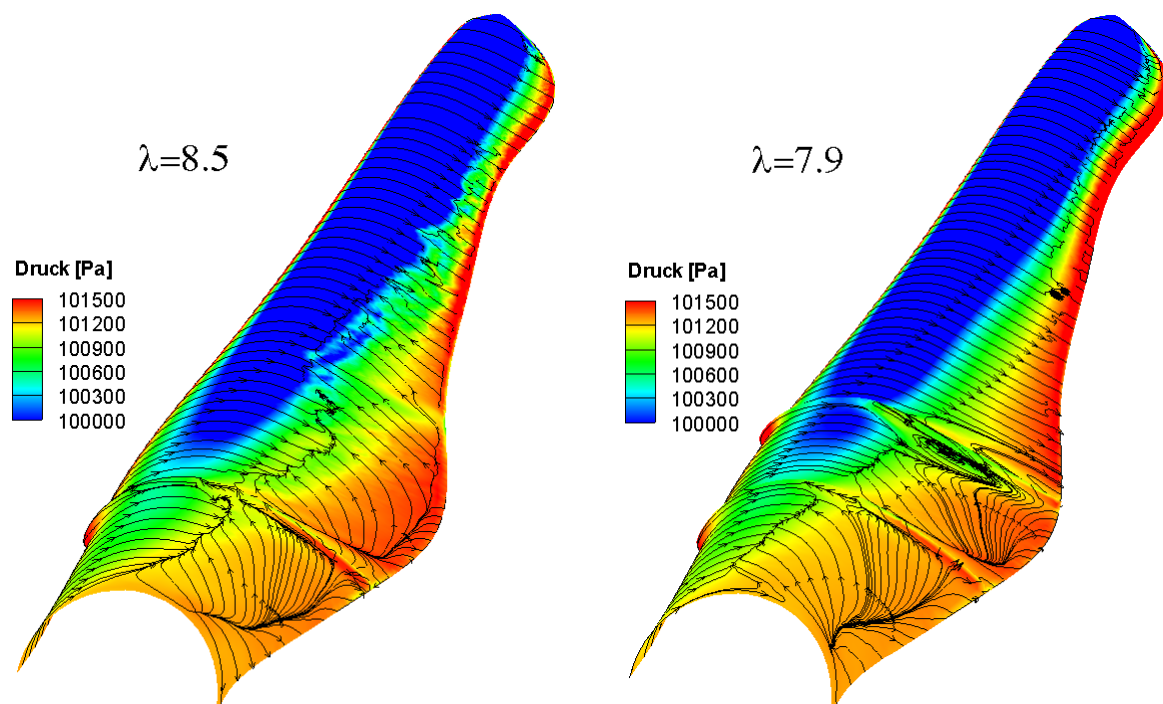


Abbildung 7: Druck- und Strömungsverhältnisse auf der Saugseite bei Verwendung eines (links) bzw. zweier

## Grenzschichtzäune (rechts)

Charakteristisch ist die Ausbildung eines Wirbels im Bereich des äußeren Zauns. In Abbildung 50 sind entsprechende räumliche Stromlinienverläufe dargestellt. Die Wirkung des Wirbels besteht darin, die sich in radialer Richtung ausbreitende Ablösewirbel abzuschirmen, sodass im äußeren Bereich des Rotorblatts geringere Widerstandsverluste auftreten.

Abschließend ist in Tabelle 8 der prozentuale Anstieg der Lasten gegenüber dem Referenzmodell für die verschiedenen Schnelllaufzahlen dargestellt, was Aussagen hinsichtlich der Laststeigerungen bei modifizierten Rotoren erlaubt.

Als Lastsensoren wurden die Kraft- und Drehmomentkomponenten am Drehpunkt des Rotors ausgewählt. Insbesondere entsprechen die Zuwächse in den x-Komponenten von Kraft- und Drehmoment denjenigen von Schub- bzw. Leistungsbeiwert. Die prozentuale Drehmomentsteigerung (entspricht Sensor Mx) ist dabei stärker, als die Laststeigerung der anderen Sensoren. So kann geschlussfolgert werden, dass die Leistung stärker wächst als die untersuchten Lasten.

## Rotorblattoptimierung durch kombinierten Einsatz von Grenzschichtzäunen und Gurney-Flaps

In der Erwartung, dass sich die leistungssteigernden Effekte des Einsatzes von Gurney-Flaps und Grenzschichtzäunen kombinieren lassen, wurden Rechnungen für ein Rotorblatt mit beiden Maßnahmen durchgeführt. Die Geometriedaten sind dieselben wie in den entsprechenden obigen Kapiteln. Aus Abbildung 51 und Abbildung 52 geht jedoch hervor, dass es zu einer ungünstigen gegenseitigen Beeinflussung beider Maßnahmen kommt. Insbesondere bei höheren Schnelllaufzahlen wird die Leistung stark herabgesetzt. In der Strömungsdarstellung tritt ein Strömungsabriss über weite Bereiche des Rotorblatts deutlich hervor.

Schon die Ergebnisse bei alleinigem Einsatz von Gurney-Flaps erbrachten keinen eindeutigen leistungssteigernden Effekt (Abbildung 44). Damit kann ihr Einsatz in Kombination mit Grenzschichtzäunen als Resultat der Simulationen nicht empfohlen werden.

## Ergebnisse der CFD-Simulationen

Durch die Verwendung numerischer Strömungssimulationen (CFD) im 3D-Modell wird das komplexe Strömungsverhalten am Rotor erfasst, das von den 2D-Modellen einzelner Profilschnitte nicht berücksichtigt werden kann. Hinsichtlich möglicher Optimierungsmaßnahmen am Rotorblatt ergeben die Simulationen folgende Resultate:

- Auf der Druckseite des Rotorblatts sind keine Optimierungsmaßnahmen notwendig.
- Auf der Saugseite des Rotorblatts sind Maßnahmen zu Erzeugung eines laminar-turbulenten Grenzschichtübergangs im äußeren Rotorblattbereich nahe der Blattspitze sinnvoll. Dies kann durch Auftragen eines Zackenbands nahe der Vorderkante des Blattes erfolgen.
- Die Anwendung von Gurney-Flaps zur Profilloptimierung führt zu stärkeren Verwirbelungen an der Hinterkante und zu keiner eindeutigen Ertragssteigerung, so dass diese Methode – ohne ergänzende Maßnahmen – nicht empfohlen werden kann.

- Die Anwendung von zwei Grenzschichtzäunen erbrachte eine erhebliche Leistungssteigerung insbesondere dadurch, dass die Ausbreitung widerstandserzeugender Ablösewirbel beschränkt wird. Die Leistungssteigerung ist dabei höher als die Laststeigerungen auf den Rotor.

Da das Modell jedoch auf eingeschränkten Bedingungen beruht (konstanter Wind, starres Rotorblatt), entspricht dieses Resultat keiner vollständigen Lastanalyse gemäß Zertifizierung nach IEC-61400 Norm.

## AP 5 – Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit

Inhalt des Arbeitspaketes war es, die Auswirkungen der geplanten aerodynamischen Modifikationen an den Rotorblättern auf die strukturellen Belastungen des Rotorblattes zu überprüfen. Das Ergebnis sollte eine Bewertung der Effizienz der Modifikationen erlauben und darüber hinaus darstellen, ob diese zu einer lokalen und globalen Erhöhung der strukturellen Belastungen an den Rotorblättern, der Anlage oder der Tragstruktur im Anlagenbetrieb führen. Diese Informationen bilden eine der Grundlagen für eine Bewertung der Zertifizierungsfähigkeit, respektive der Einhaltung des bereits existierenden Typenzertifikates und der im Rahmen des Zertifikates nachgewiesenen strukturellen Integrität der Anlagenkomponenten. Darüber hinaus sollte die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der geplanten Maßnahmen geprüft werden. In Kooperation mit dem Rotorblattservice-Unternehmen BayWa r.e. (zum Zeitpunkt der Antragsstellung noch L&L RotorService) wurde die technische Umsetzbarkeit geprüft. Die Montage der aerodynamischen Hilfsmittel (Vortex-Generatoren, Gurney-Flaps, Zackenband, gezackte Hinterkante, Grenzschichtzäune und Spoiler) am installierten Rotorblatt kann mittels einer Arbeitsbühne erfolgen, sodass der wirtschaftliche Aufwand im Vergleich zu anderen Alternativen, die den Abbau des Rotorblattes oder die Installation eines völlig neuen Rotorblattes beinhalten würden, als gering einzuschätzen ist.

Für die Montage der Anbaukomponenten wurden für drei Rotorblätter etwa 75 Arbeitsstunden á 215,00 €/h angesetzt. Es ist damit zu rechnen, dass zusätzliche Kosten für die Demontage von bereits vorhandenen aerodynamischen Hilfsmitteln anfallen, wofür nochmals rund 25 Arbeitsstunden angesetzt werden. Hinzu kämen Kosten für die Fertigung der Rotorblätter und die Miete der Hebebühne, sodass alles in allem mit Gesamtkosten von etwa 31.000,-€ zu rechnen wäre. Zum Vergleich: die Kosten für die Demontage eines kompletten Rotors einer WEA mit 85m Nabenhöhe würden laut einem Angebot, das Deutsche WindGuard vorliegt, bei etwa 35.000,-€ liegen. Zusätzlich würden die Anfahrts- und Tagespauschalen der Kräne sowie die Transportkosten für das Rotorblatt zu Buche schlagen. Nach der Modifizierung müsste für die Remontage des Rotors mit noch einmal den gleichen Kosten gerechnet werden, womit allein schon für den An- und Abbau des Rotors Kosten in Höhe von 70.000,-€ anfallen würden. Mit steigender Nabenhöhe steigen zudem auch die Kosten weiter an. Dadurch bleibt das Verfahren ohne Demontage der Rotorblätter im Verhältnis relativ kostengünstig. Vergleicht man den zu erwartenden finanziellen Aufwand mit den zu erwartenden Ertragssteigerungen durch die Modifikation, kann das Verfahren als wirtschaftlich bezeichnet werden.

Die Deutsche WindGuard Offshore GmbH (DWO) verfügt über weitreichende Erfahrung im Bereich der integralen Anlagen- und Lastsimulation. Diese Berechnungsverfahren werden für

die Ermittlung der Strukturbelastungen in allen relevanten Anlagenzuständen unter Berücksichtigung der für den Anwendungsfall definierten Umgebungsbedingungen genutzt und bilden die Grundlage für eine Zertifizierung einer Windenergieanlage. Es werden alle Komponenten der Windenergieanlagen (Blatt, Nabe, Gondel, Turm, Fundament und Baugrund) in ihren Eigenschaften (Masse, Steifigkeit, dynamisches Verhalten, etc.) über ein Gesamtmodell integral abgebildet und in der Simulation mit den relevanten Umgebungsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Turbulenz, Schräganströmung, etc.) und der Anlagensteuerung (Leistungskurve, Pitchregelung, Sicherheitskonzept, etc.) kombiniert. Die DWO verwendet für diese Berechnung die Software BLADED der Firma Garrad Hassan.

Die aerodynamische Manipulation der Rotorblätter und deren Auswirkungen wurden in den vorangegangenen Arbeitspaketen rechnerisch bewertet, in eine Modellform überführt und durch Messungen im Windkanal bewertet. Es erfolgte stets ein Vergleich mit dem Ausgangszustand der Rotorblattkonfiguration. Die Inhalte dieses Arbeitspaketes zielen in der derzeitigen Projektphase darauf ab, die ermittelten Messergebnisse in Form von Profilpolaren in die Berechnungsumgebung zu überführen und deren generelle Verwendbarkeit mit einem geeigneten Anlagenmodell aus Windenergieanlage, Anlagensteuerung und Tragstruktur aufzuzeigen. Ein Vergleich der geänderten Profilpolaren und deren lokalen Auswirkungen innerhalb der Berechnung und erste Ergebnisse werden dargestellt. Die Arbeit gliedert sich in die folgenden Schritte:

- Modellaufbau und Modellanpassung für den Anwendungsfall
- Überführung der Messdaten in die Programmumgebung
- Berechnungen zur Plausibilisierung und Validierung des Modells

Die Arbeitsschritte, deren Inhalt und die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben und dargestellt.

## **Modellaufbau und Modellanpassung für den Anwendungsfall**

### ***WEA und Tragstruktur***

Als Modellanlage wurde für die Simulation eine 1,5 MW Windenergieanlage angenommen. Sie wurde mit den Parametern aus Tabelle 2 spezifiziert. Als Basis wurde von einem Stahlrohrturm mit einer Nabenhöhe von 61.5m ausgegangen. Um das dynamische Verhalten der Windenergieanlage besser abbilden zu können, wurde der Turm in Abschnitte unterteilt. Dies ermöglicht die Lastausgabe auf den jeweiligen Bauwerksschnitt. Für die Berechnung wurde für den Stahlrohrturm von einer Dichte von  $7850 \text{ kg/m}^3$  ausgegangen. Des Weiteren wurden ein Elastizitätsmodul von  $210 \text{ kN/mm}^2$  und ein Schubmodul von  $81 \text{ kN/mm}^2$  hinzugenommen. Für die Gondel wurde eine Masse von 72 t angenommen. Dies ist allerdings erst in der zweiten Projektphase für die Modalanalyse, d.h. die dynamische Verhaltensanalyse schwingungsfähiger Systeme zur Eigenfrequenzbestimmung, relevant. Der simulierte Triebstrang mit steifer Einspannung besteht aus einem Getriebe mit einem Übersetzungsverhältnis von 104:1 und einem Drehzahlvariablen 1,5 MW Generator. Der Betriebsbereich beginnt ab einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s und dreht ab einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s die Rotorblätter mit einem Pitchwinkel  $\vartheta = 90^\circ$  in Fahnenstellung aus dem Wind.


Nennleistung	1.5 MW	
Rotordurchmesser	77.1 m	
Anzahl der Rotorblätter	3 -	
Nabenhöhe	61.5 m	
Turmhöhe	60 m	
Rotorüberhang	3.7 m	
Rotationale Drehrichtung	Uhrzeigersinn -	
Übertragung	Getriebe -	
Aerodynamische Kontrolle	Pitch -	
Fixe / Variable Geschwindigkeit	Variabel -	
Radiale Position der Blattwurzel	1.25 m	
Einschaltwindgeschwindigkeit	4 m/s	
Abschaltwindgeschwindigkeit	20 m/s	

Tabelle 2: Allgemeine Spezifikationen der Anlage

### Rotorblatt – strukturelle Eigenschaften

Für die Rotorblatteigenschaften wurde von zwei Rotorblattkonfigurationen – original und modifiziert – ausgegangen. Für beide Konfigurationen wurde das identische Strukturmodell des Blattes verwendet. Die Modifikation erfolgte alleine über die veränderten Profilpolaren. Das Strukturmodell des Rotorblattes wurde in der Programmumgebung durch elf Einzelschnitte diskretisiert (vgl. Abbildung 8). Es besitzt eine Länge von insgesamt 37.3 m bei einer maximalen Sehnenlänge von 3.027 m. Diese befindet sich in einem Bereich von 5.741m bis 8.986m Abstand zur Rotorblattwurzel. Die Position der Einzelschnitte wurde so über die Blattlänge verteilt, dass die Messquerschnitte direkt überführt werden konnten. Die strukturellen Eigenschaften der fünf Messquerschnitte wurden an den jeweiligen Positionen direkt übernommen, bzw. das Blattmodell dahingehend modifiziert.<sup>6</sup> Die strukturellen Eigenschaften der elf Einzelschnitte wurden anhand des Grundmodells sinnvoll interpoliert. Eine visuelle Darstellung kann der Abbildung 8 entnommen werden.

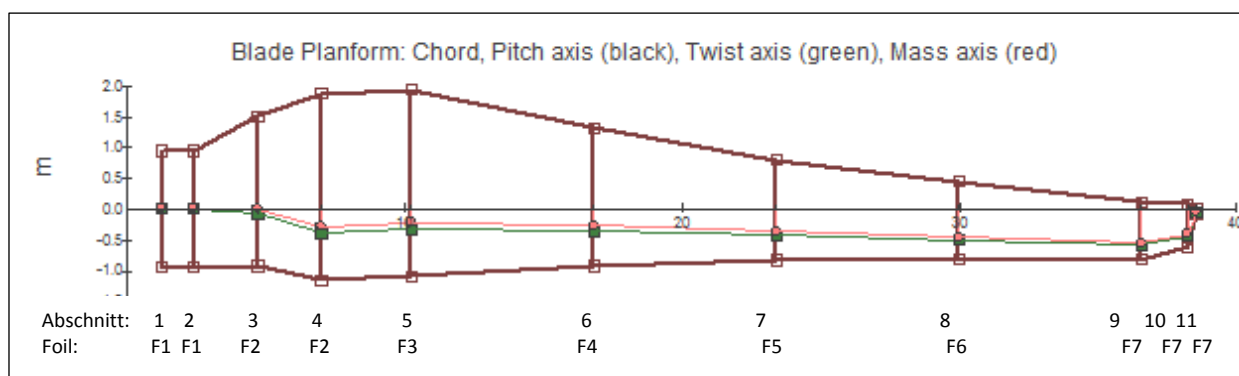


Abbildung 8: Geometrie des Rotorblatts

<sup>6</sup> Anmerkung: Als Grundlage des Blattmodells wurde ein ähnliches Blatt des gleichen Rotorblatttyps bzgl. Länge und Leistung in BLADED verwendet und spezifisch anhand der Messquerschnitte angepasst.



### ***Rotorblatt – aerodynamische Eigenschaften***

Die aerodynamischen Lastbeiwerte (Profilpolaren) der fünf vermessenen Profile werden den jeweiligen Einzelquerschnitten zugewiesen. Dies wird in der Programmumgebung durch die folgenden Definitionen realisiert:

Die in Bladed simulierten Add-Ons auf dem „modifizierten Blatt“ entsprechen der Konfiguration des Ist-Zustandes gemäß Abbildung 1. Die genaue Position der Add-Ons kann Tabelle 3 entnommen werden. Alle in Bladed für das modifizierte Rotorblatt verwendeten Daten stammen aus den Windkanalmessungen.

#### **„Aerofoil-Dataset“**

Definition von konkreten aerodynamischen Lastbeiwerten ( $C_D$ ,  $C_L$  und  $C_m$ ) für einen Einzelquerschnitt in Abhängigkeit der Anströmrichtung. In dieser Berechnung werden sechs Datensätze definiert (Kreisprofil am Blattanschluss und fünf Messprofile).

#### **„Foil-Section“**

Überführung der „Aerofoil-Dataset“ in Sektionsprofile. Diese können aus einem direkten Datensatz bestehen oder aus einem interpolierten Neuprofil von zwei Datensätzen. In dieser Berechnung wird auf diese Weise ein Neuprofil aus der Interpolation aus dem Zylinderprofil am Blattanschluss und dem ersten Messprofil erzeugt, da sich in diesem Bereich die aerodynamischen Eigenschaften stark ändern. Somit stehen insgesamt sieben „Foil-Sektionen“ (F1-F7) zur Beschreibung der elf Blattsschnitte zur Verfügung.

### ***WEA – Anlagensteuerung / Controller***

Der letzte Schritt der Simulationsvorbereitung bildete die Konfiguration der Anlagensteuerung. Für diese Phase wurde ein beispielhafter Regler aus der BLADED Umgebung verwendet. Sofern einer zweiten Phase des Projektes zugestimmt werden sollte, würde ein anlagenspezifischer Regler für die vollständige Lastanalyse nach IEC 16400 in die Simulation implementiert werden. Die Anlagensteuerung ist ein entscheidender Faktor für die Effizienz der Windenergieanlage. Über die elektronischen Steuervorgänge lässt sich der Verlauf der Leistungskurve beeinflussen. Die folgenden Eigenschaften werden zugeordnet:

Der Generator nimmt bei einer Generatordrehzahl von 1000 U/min den Betrieb auf. Ab einer Drehzahl von 1800 U/min hat er seine Nennleistung von 1.5 MW bei einem elektrischen Verlust von 1 % mit einem Drehmoment von 8045 Nm erreicht. In dem Modell werden keine mechanischen Verluste berücksichtigt (bspw. Getriebeverluste). Um keine größeren Drehmomente und Drehzahlen zu erzeugen, wird die Anlage im Nennlastbereich über den Rotorblattpitch geregelt, um bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit von 20 m/s die Nennleistung von 1.5 MW zu halten (Vgl. Tabelle 9).

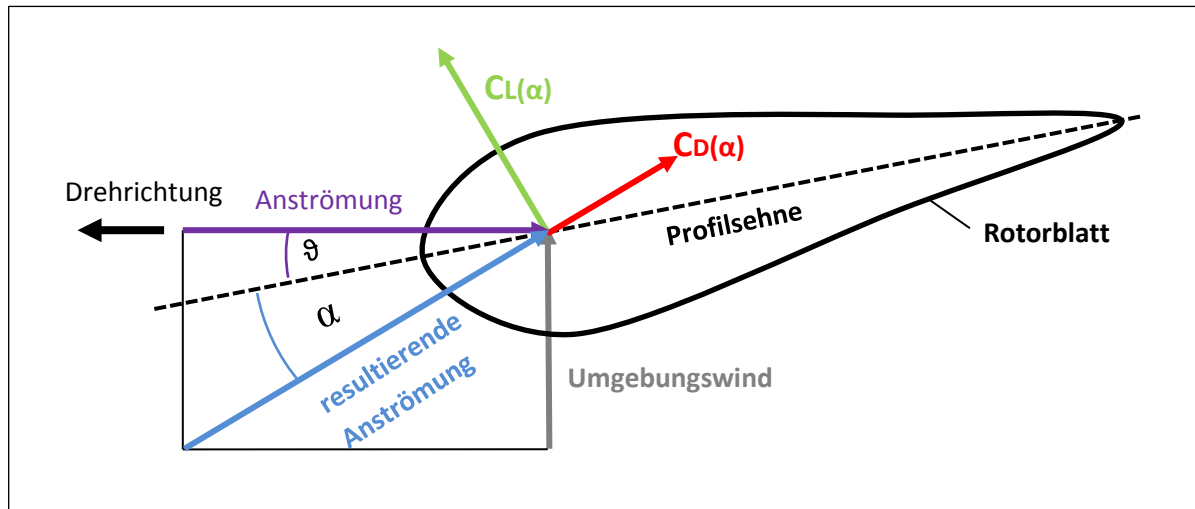
### **Überführung der Messdaten in die Programmumgebung**

In BLADED wurden die folgenden Daten der vermessenen Profilschnitte übernommen:

- Anstellwinkel  $\alpha$  (auch AoA: Angle of attack; Winkel zwischen der Blatt-Null-Position bzw. Profilschneide und der resultierenden Anströmung)
- Auftriebsbeiwert  $C_L$

- Widerstandsbeiwert  $C_D$
- Rotormomentbeiwert  $C_M$  (Beispiel siehe Tabelle 11)

Die Rotorblattschnitte wurden jeweils in der Konfiguration „Original“ und „Modifiziert“ im Programm nachgebildet. Abbildung 9 zeigt die simulierten Anströmverhältnisse am Rotorblatt.



**Abbildung 9: Vereinfachte Anströmverhältnisse und Luftkräfte eines Profilquerschnitts**

Es ist zu erkennen, dass zwei unterschiedliche Anströmfälle auftreten: Die erste Anströmung stellt der Umgebungswind dar, die zweite ist die durch die Rotation des Rotors erzeugte Anströmung. Die Resultierende aus diesen beiden Vektoren wirkt auf das jeweilige Rotorblattsegment. Der Winkel zwischen der Profilsehne und der resultierenden Anströmung ist der Anstellwinkel des Rotorblattes ( $\alpha$ ). Ihm gegenüber liegt der Einstellwinkel  $\vartheta$  (auch Pitchwinkel genannt), der zwischen der Profilsehne und der durch die Rotation des Rotorblattes erzeugten Anströmung liegt.

Aufgrund der über den Blattumfang veränderlichen aerodynamischen Eigenschaften sind der Auftriebsbeiwert  $C_L$  und der Widerstandsbeiwert  $C_D$  abhängig vom Anstellwinkel  $\alpha$  bzw. der Richtung der resultierenden Anströmung zur Blatt-Null-Linie (s. Tabelle 11). Im folgenden Abschnitt wird die Überführung und Implementierung der Profilpolaren verifiziert. Dies erfolgt zunächst über den grafischen Vergleich zwischen den gemessenen und den in BLADED visualisierten Profilpolaren (vgl. Abbildung 54 und Abbildung 55). Beide Abbildungen zeigen die Profilpolaren des ersten vermessenen Rotorblattschnittes. Die Kurven der Profilpolaren sind identisch. Die Profilpolaren der übrigen Rotorblattschnitte wurden auf die gleiche Weise miteinander verglichen. Zwischen den BLADED-Daten und den Messwerten aus dem Windkanal konnten keine Abweichungen festgestellt werden. Damit war der erste Schritt der Verifizierung abgeschlossen.

Ein weiterer Hinweis auf die Effizienz der geplanten Modifikationen, stellt die Gleitzahl dar. Diese definiert sich rechnerisch über das Verhältnis von den im Windkanal gemessenen Auftriebsbeiwerten  $C_L$  und Widerstandskoeffizienten  $C_D$ . Es ist zu erwarten, dass die Werte des modifizierten Rotorblattes größer sind, also eine höhere Gleitzahl aufweisen, als die des Originalblattes. In Abbildung 56, Abbildung 57 und Abbildung 58 sind die Gleitzahlen der Profilschnitte 1,2 und 3 im Vergleich für das Rotorblatt in modifizierter (roter Graph) und

original Konfiguration (blauer Graph) über den Anstellwinkel (AoA) dargestellt. Diese Profilschnitte entsprechen den vorher definierten „AeroFoil-Datasets“(s. Tabelle 11).

Die Profilschnitte 4 und 5 sind an dieser Stelle nicht dargestellt, da die Messergebnisse für diese Schnitte keine signifikante Verbesserung der Profilpolaren zeigten. Somit werden diese Profilschnitte in der modifizierten Blattform unverändert gegenüber dem originalen Datensatz abgebildet (Vgl. Tabelle 9, F6 und F7),

Eine Verbesserung der Gleitzahl wirkt sich generell auf die Effizienz eines Blattes aus, wenn diese für Anstellwinkel auftritt, welche im Teillastbereich bzw. Übergang zum Vollastbereich von der Anlagensteuerung verwendet werden. Es werden im Folgenden mit BLADED für jeden Profilschnitt der kleinste und größte Anstellwinkel des Betriebsbereiches bestimmt, um Grenzen zu definieren, in denen es sinnvoll ist, die Gleitzahlen miteinander zu vergleichen. Beim Schnitt 1 ist es von  $4^\circ - 16^\circ$ . Bei S2 von  $1^\circ - 9^\circ$  und bei S3 von  $1^\circ - 7^\circ$ . Vergleicht man in diesen Bereichen die Gleitzahlen (Abbildung 56, Abbildung 57, Abbildung 58) so ist beim Profilschnitt 1 damit zu rechnen, dass die Modifikation sich kaum auf die Effizienz des Profils auswirkt, da im relevanten Betriebsbereich von  $4^\circ - 16^\circ$  AoA die Gleitzahlen gleich sind. Im Anstellwinkelbereich von  $1^\circ - 9^\circ$  des 2. Profilschnitts liegt die Gleitzahl des modifizierten Profilschnitts oberhalb der Originalen und innerhalb der definierten Grenzen. Ebenfalls beim 3. Schnitt ist die Gleitzahl der Modifikation im Betriebsbereich von  $1^\circ - 7^\circ$  verbessert. Diese Erkenntnisse im Hinblick auf Belastung des Rotorblattes werden im anschließenden Schritt durch die Simulationen überprüft.

### **Berechnungen zur Plausibilisierung und Validierung des Modells**

Im folgenden Arbeitsschritt wurde überprüft, ob die importierten Daten (Messdaten der Profilpolaren) korrekt in die Berechnungen übernommen werden bzw. ob die Ausgaben der Berechnung (Post-Processing) im Betriebszustand der Anlage in Abhängigkeit der Anströmgeschwindigkeit und -richtung plausible Werte der Profilpolaren ausweist. Dafür wurde eine Testsimulation bei stationärem Wind (konstante Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ohne Turbulenz) durchgeführt. Für jeden Profilschnitt wurden die Profilpolaren in Abhängigkeit vom Anstellwinkel  $\alpha$  über die Zeit in einem Diagramm ausgegeben (vgl. beispielhaft Abbildung 10 für Profilschnitt 1).

Es zeigt sich eine regelmäßig sich wiederholende Änderung des Anstellwinkels und damit verbunden auch die Variation der aerodynamischen Beiwerte während des Simulationsvorganges. Diese erklärt sich dadurch, dass der Wind auf Nabenhöhe mit einem Mittel von 8 m/s auf die Anlage trifft, sich jedoch über die vertikale Achse ändert. Diese Zu- und Abnahme wird durch die vertikale Windscherung induziert, da am höchsten Punkt der Blattspitzenumdrehung der Wind je Windgeschwindigkeit um bis zu 20 % höher ist, als am niedrigsten Punkt. Da die Umdrehungsgeschwindigkeit konstant bleibt, ändert sich somit die Richtung der Strömungsergebnisse und damit auch die Beiwerte (vgl. Abbildung 8). Sowohl die Änderung des Anstellwinkels in seiner Amplitude als auch die daraus resultierenden aerodynamischen Beiwerte können als plausibel bestätigt werden.

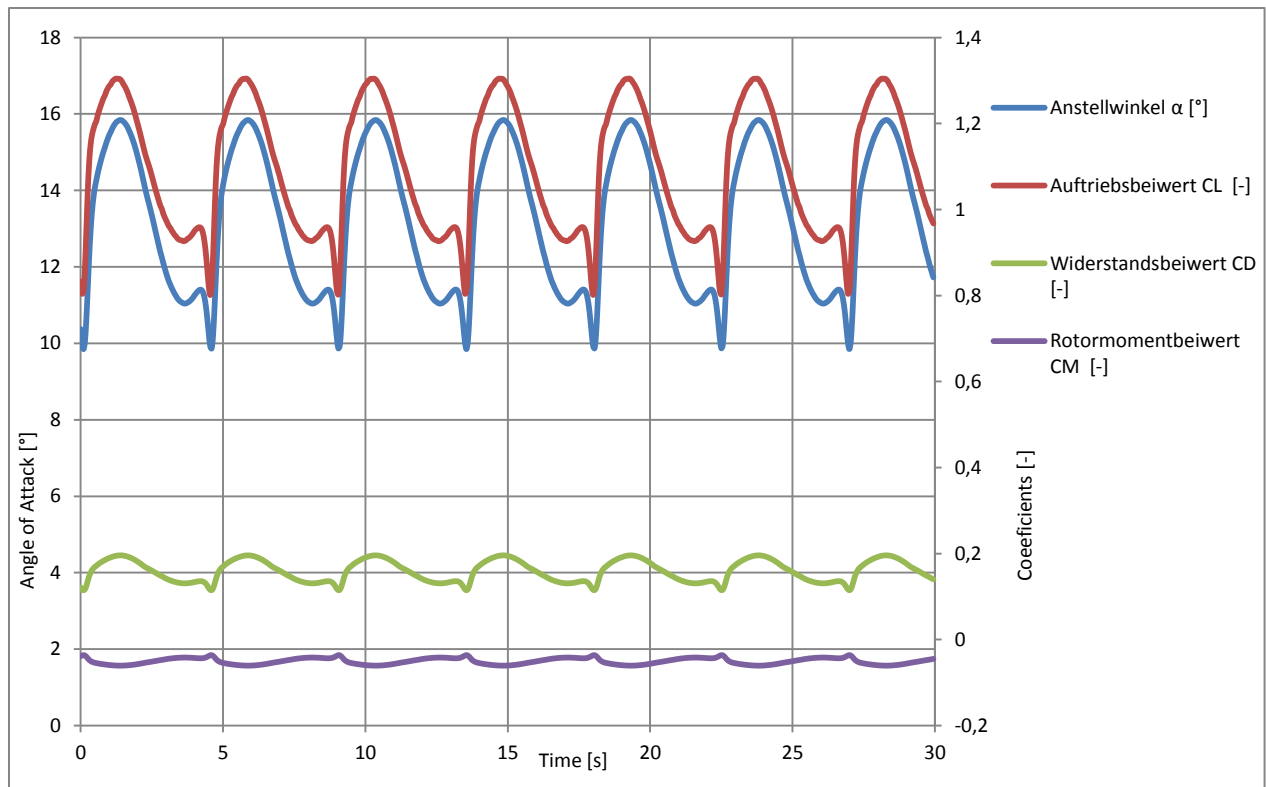


Abbildung 10: Anstellwinkel  $\alpha$  und Profilpolaren des Original Profilschnitts 1 über die Zeit bei 8 m/s

Nach der erfolgreichen Implementierung und Verifizierung der Eingangsdaten wurde mit der Festlegung der Simulationsbasis begonnen. Für die in der zweiten Projektphase geplante Lastanalyse im Rahmen der Prüfung der Gültigkeit des Typenzertifikats werden einfühend die auftretenden aerodynamischen Lasten an den jeweiligen Profilschnitten 1- 3 überprüft, um eine Abschätzung über die spätere Belastungsberechnungen treffen zu können. Hierfür werden auch die Annahmen aus der Betrachtung der Gleitzahlen hinzugenommen. Die aerodynamischen Lasten an S4 und S5 wurden aufgrund identischer Profilpolaren nicht verglichen.

Ausgewiesen und dargestellt werden an dieser Stelle die aerodynamischen Lastanteile an dem jeweiligen Blattquerschnitt. Diese ergeben sich auch der Windeinwirkung, den Kraftbeiwerten und der Blattfläche und stellen eine Streckenlast pro Meter Blattlänge dar. Die Belastungen am Blattquerschnitt werden aufgrund des rotierenden Koordinatensystems generell in „out-of-plane“ und „in-plane“ definiert. Stellt man sich eine Ebene vor, welche durch die Profilscheit und der Längsrichtung des Blattes definiert wird, so wird eine Kraft, welche innerhalb dieser Ebene wirkt als „in-plane“ definiert, eine Kraft die senkrecht zu dieser Ebene wirkt als „out-of-plane“ (vgl. Abbildung 11).

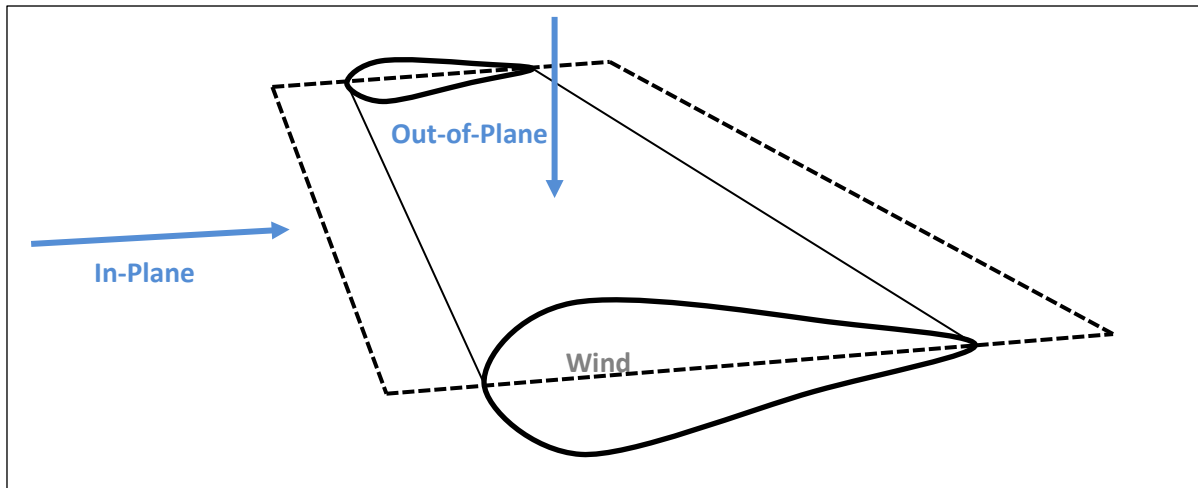


Abbildung 11: Erläuterung zu In- Plane and Out- of -Plane Lasten

Es ist in Abbildung 59 beispielhaft deutlich zu erkennen, dass beim Schnitt 1 lediglich eine geringe Lastzunahme auftritt. Dieses Verhalten wird auch durch die Gleitzahlkurven beschrieben. Da der Unterschied der Gleitzahlen beim 1. Schnitt im Verhältnis zum 3. Schnitt sehr gering ist, erhöhen sich auch die aerodynamischen Lasten nicht. Beim 2. Schnitt sind die Out-of-Plane Lasten fast gleich, was auf einen Anstellwinkel zurückzuführen ist, der die gleichen Gleitzahlen von Original und Modifiziert beinhaltet. An dem Profilschnitt 3 sind diese Lasten jedoch um ca. 20 % erhöht, wie es auch in dem Kurvenverlauf der Gleitzahlen zu erkennen ist. Diese Berechnungen lassen sich nun auf die Belastungen auf die jeweiligen Rotorblattschnitte überführen.

Nachdem die Eingangsparameter der simulierten Windenergieanlage festgelegt wurden, konnte die Leistung je Windgeschwindigkeit bestimmt werden. Dabei wurde der Mittelwert der elektrisch erzeugten Leistung über 30 Sekunden bei stationärem Wind genommen. Es wurde jeweils in 1 m/s Schritten bei einer Windgeschwindigkeit zwischen 4 – 20 m/s die Leistung simuliert. In der Abbildung 12 sind die Leistungskurven des modifizierten Rotorblattes sowie die von drei 1.5 MW Referenzanlagen<sup>7</sup> aufgetragen, die den gleichen Rotorblatttyp (LM 37.3p) benutzen. Die Leistungskurve und die daraus resultierende  $C_P$ - Kurve hat nach Anpassung der Anlagenperformance den gleichen Verlauf wie die der Referenzanlagen. Dieser Vergleich dient der Plausibilisierung des Berechnungsmodells und erlaubt nicht den absoluten Vergleich mit den gemessenen Daten der Referenzanlagen.

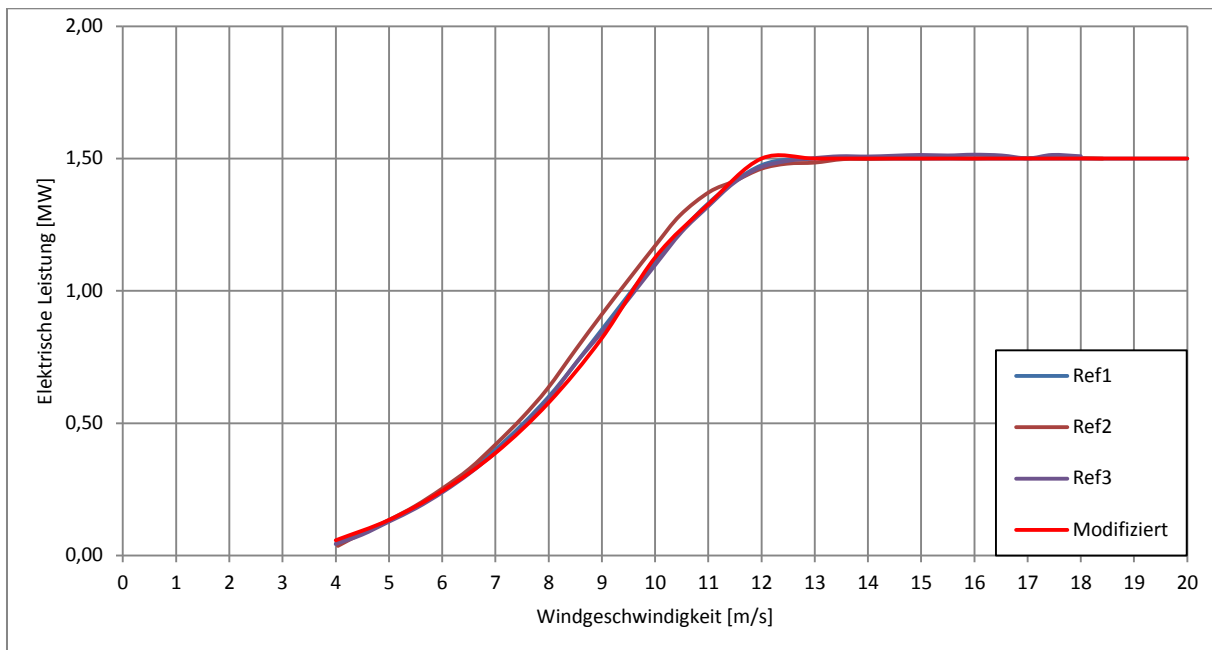


Abbildung 12: Vergleich der Leistungskennlinien mit anderen 1.5 MW Anlagen mit gleichen Rotorblättern

Der Rotorleistungsbeiwert  $C_P$  beschreibt in diesem Fall das Verhältnis zwischen der von der WEA gelieferten Leistung und der Leistung, die theoretisch zu Verfügung steht wenn der Wind mit einer bestimmten Geschwindigkeit die Rotorfläche durchströmt. Der Wirkungsgrad einer Windenergieanlage ist daher ein wichtiges Kriterium bei der Beurteilung von Maßnahmen zur Ertragssteigerung. In Abbildung 13 ist der Rotorleistungsbeiwert  $C_P$  des modifizierten Rotorblattes sowie der Referenzanlagen über die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Das Diagramm zeigt, dass die Simulation mit dem modifiziertem Rotorblatt im Teillastbereich von 5 – 10 m/s Windgeschwindigkeit im Vergleich mit drei Referenzlinien gleich bzw. unterschiedlich sind, aber ab der Nennwindgeschwindigkeit von 12 m/s gleich sind. In diesem Fall sind die von BLADED simulierten Rotorleistungsbeiwerte gleich oder niedriger als die Referenzen.

<sup>7</sup> (Drei Windenergieanlagen mit 77m Rotordurchmesser und installierten LM 37.3p Rotorblättern von den Herstellern Nordex, Fuhrlander und Repower), s. Anhang.

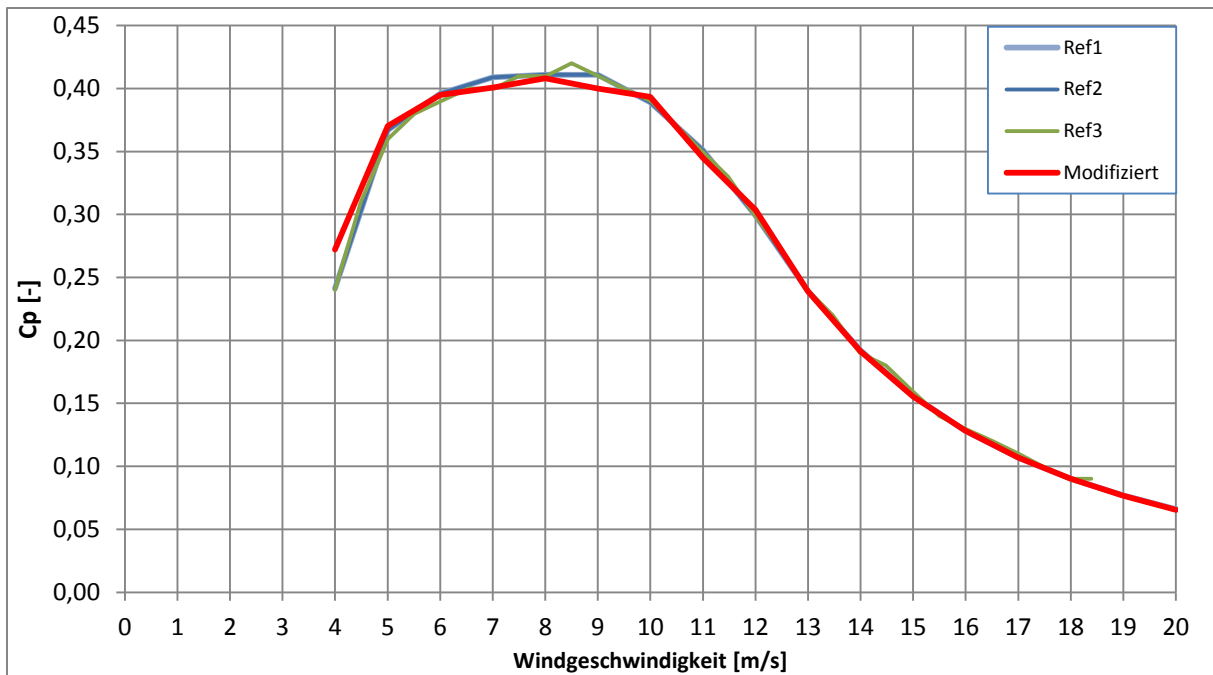


Abbildung 13: Vergleich des Rotorleistungsbeiwertes  $C_p$  mit anderen 1.5 MW Anlagen

Das  $C_p - \lambda$  - Diagramm ist eine grundlegende Darstellung für die Leistungscharakteristik eines Rotors. Angestrebt wird ein guter  $C_p$ - Wert bei einer Schnelllaufzahl von 5- 7 im Teillastbereich, da sich in diesem Bereich die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit befindet und sich hier eine Ertragssteigerung realisieren lässt. Im vorliegenden Fall hat die simulierte Windenergieanlage in der Konfiguration Modifiziert ihr Optimum bei  $\lambda_{Mod} = 7$  (s. Abbildung 14) was dem oberen Teillastbereich von 6-10 m/s Windgeschwindigkeit entspricht.

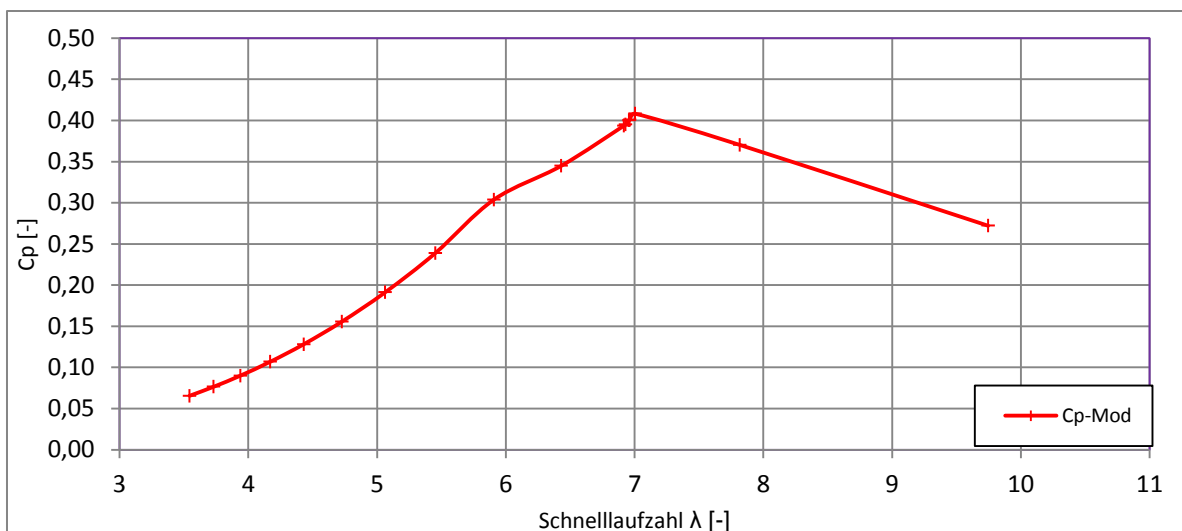


Abbildung 14:  $C_p - \lambda$  - Diagramm

## Ergebnisse AP 5 – Prüfung der Maßnahmen auf Umsetzbarkeit

Um die auftretenden Lasten überprüfen zu können war es zunächst notwendig, eine valide Methode zur Last- bzw. Leistungsüberprüfung basierend auf Windkanalmessungen ausfindig zu machen. Dafür wurde das Analysetool „BLADED“ des englischen Wind-Consultants Garrad Hassan gewählt. In einem ersten Schritt wurden die Ergebnisse der Windkanalmessungen aus AP 1 gesichtet und auf Plausibilität geprüft. Anschließend wurden die Messergebnisse in die virtuelle Entwicklungsumgebung BLADED überführt. Im Rahmen einer Plausibilitätsprüfung wurde kontrolliert, ob die Implementierung fehlerfrei gelungen ist, d.h. ob das Programm die korrekten Daten als Berechnungsgrundlage heranzieht, sodass die resultierenden Ergebnisse und Schlussfolgerungen, die auf den Windkanalmessungen basieren, korrekt sind. Anhand der Ergebnisse ließ sich überprüfen, ob eine Bewertung von Rotorblattmodifikationen mithilfe der BLADED Simulation umsetzbar und für weitere Analysen verwendbar ist.

Um die Simulation in BLADED als Methode validieren zu können, wurden die Leistungskennlinien von Referenzanlagen der gleichen Leistungsklasse von unterschiedlichen Anlagenherstellern, die das im Projekt untersuchte Rotorblatt verwenden, mit den Ergebnissen der Blattsimulation auf Basis der Windkanaldaten verglichen.<sup>8</sup> Nachdem die Simulation in BLADED als Methode ausreichend validiert wurde, wurden in einem nächsten Schritt die Leistungscharakteristik durch Anlagenperformance an die der Referenzanlagen angepasst.

Ziel dieses Unterkapitels des Arbeitspaketes AP5 war es zu überprüfen, ob sich die Werte aus den Windkanalmessungen in das Programm BLADED überführen lassen und durch Simulationen der Energieertrag und die auftretenden Lasten berechnet werden können und verwertbar sind. Nach erfolgreichem Modellaufbau und Modellanpassung der 1.5 MW Anlage, sowie Überführung der Messdaten in die Programmumgebung und abschließender Berechnungen zur Plausibilisierung und Validierung wurde dieses Ziel erreicht.

Für das weitere Vorgehen und Berechnungs- und Analyseverfahren ist durch dieses AP5 festgestellt worden, dass Optimierungsmaßnahmen, die am Rotorblatt vorgenommen werden, mit der Software BLADED auf Ertragssteigerung und Einhaltung der Lastgrenzen im Rahmen der Typenzertifizierung analysiert und ausgewertet werden können.

---

<sup>8</sup> Für die verwendeten Datenblätter der Referenzanlagen (drei Windenergieanlagen mit 77m Rotordurchmessern und installierten LM 37.3p Rotorblättern von den Herstellern Nordex, Fuhrlander und Repower), s. Anhang.



## Bewertung der Ergebnisse des Gesamtprojekts im Hinblick auf die ursprüngliche Zielsetzung

Ziel des Projektes war es, zu untersuchen ob sich die Rotorblätter von derzeit aufgestellten Windenergieanlagen nachträglich verbessern lassen und wenn ja, in welcher Form dies geschehen kann. Es soll mit ökonomisch sinnvollem Aufwand ein verbessertes Profil eines Rotorblattes erarbeitet werden, das höhere Erträge ermöglicht.

Folgende Forschungsfragen wurden im Vorfeld formuliert:

- Welche Modifizierungen können an Rotorblättern vorgenommen werden, um den Energieertrag spürbar zu verbessern?
- Haben derartige Modifizierungen Einfluss auf die Festigkeit der Rotorblattprofile?
- Gibt es eindeutige Optimierungsmöglichkeiten, die sich an gebrauchten WEA umsetzen lassen?

Nach Abschluss der ersten Projektphase lassen sich diese Fragen wie folgt beantworten:

Die erste Phase hat gezeigt, dass eine aerodynamische Optimierung von Rotorblättern speziell im Blattinnenbereich sinnvoll und möglich ist. Dabei hat sich der Einsatz von aerodynamischen Hilfsmitteln sowohl in wirtschaftlicher als auch in technischer Hinsicht als am erfolgversprechendsten herauskristallisiert. Es hat sich sowohl in den Simulationen als auch in den ersten Messungen gezeigt, dass Leistungssteigerungen im Bereich bis zu 10 % allein durch Veränderungen an der Geometrie durchaus realistisch sind. In diesem Zusammenhang werden Flaps oder ähnliche aerodynamische Hilfsmittel als Geometrieänderungen eingestuft. Die Windkanalmessungen zeigen, dass der durch die Modifizierungen verursachte leicht erhöhte Widerstand durch den gleichzeitig erzeugten erhöhten Auftrieb kompensiert werden kann. Negative Einflüsse auf die Festigkeit der Profile konnten auch in der Lastsimulation nicht festgestellt werden.

Eine akustische Optimierung der Rotorblätter durch die Modifizierungen – auch wenn sie nicht Bestandteil des Antrags dieser Projektphase war – scheint in diesem Zusammenhang eine sinnvolle Ergänzung darzustellen, da sie die Akzeptanz der Windenergie in der Bevölkerung fördern hilft und damit mittelfristig die Energiewende unterstützt. Diesem Thema soll in einer zu beantragenden zweiten Projektphase daher Platz eingeräumt werden. Eine akustische Optimierung durch Modifizierungen ist besonders im Rotorblatt-Außenbereich sinnvoll und kann ohne negative Einwirkungen auf die erzeugte Leistung implementiert werden. Eine Neu-Zertifizierung ist ebenfalls nicht notwendig, wenn die modifizierten Rotorblätter weniger Schall erzeugen als die unmodifizierten.

Die Zusammenarbeit der Projektpartner hat sich bewährt und soll auch in einer zweiten Projektphase aufrechterhalten werden.

## **Ausführliche ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse im Vergleich mit Stand der Technik**

Die Optimierung mittels aerodynamischer Hilfsmittel ist ökologisch in mehrerer Hinsicht als sinnvoll zu betrachten. Nicht nur wird durch die Ertragsoptimierung der Windenergieanlagen der Beitrag jeder einzelnen Anlage zum Klimaschutz erhöht. Die in diesem Projekt ausgewählten aerodynamischen Hilfsmittel zeichnen sich durch einen niedrigen Produktionsaufwand aus. Da sie auf ein bestehendes Rotorblatt geklebt werden, ist diese Methode im Vergleich mit einem Rotorblatt-Neubau oder einer Strukturänderung sehr materialsparend. Da bei einer Ersetzung der alten Rotorblätter durch neue Rotorblätter nicht nur das Material für das neue Rotorblatt in Betracht gezogen werden muss, sondern auch die Entsorgungskosten für die alten Blätter, die – da sie aus GFK gefertigt sind – zum Sondermüll zählen, ist die hier vertretene Variante wesentlich umweltschonender. Ein Rotorblatt der vermessenen Produktionsreihe wiegt immerhin 5,9t, sodass bei einem Austausch aller Blätter 17,7t Sondermüll anfallen würden. Es ist daher sowohl ökonomisch als auch ökologisch sinnvoll, die bestehenden Rotorblätter so lange wie möglich zu nutzen.

Die Montage ist mittels einer gängigen Arbeitsbühne im Rahmen von Reinigungs- oder Wartungsarbeiten an den Rotorblättern möglich. Die teuren Kosten für Kran und Transport entfallen somit (für konkrete Zahlen, vgl. AP 5). Dadurch bleibt das Verfahren ohne Demontage der Rotorblätter im Verhältnis relativ kostengünstig.

Ein weiterer Vorteil besteht daran, dass die Optimierung vor Ort relativ einfach durch einige Variationen in der Anbringung der Hilfsmittel auf den Standort der spezifischen Windenergieanlage abgestimmt werden kann. Eine standortspezifische Optimierung kann im Zweifelsfall noch bessere Ergebnisse und eine höhere Ertragssteigerung erzielen.

Der Optimierungsprozess durch die aerodynamischen Hilfsmittel ist zudem relativ einfach auf andere Rotorblattfamilien übertragbar. Dies wäre noch einfacher der Fall, wenn die Rotorblatthersteller die Geometriedaten der Blätter zur Verfügung stellen würden.

## **Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse**

Bisher wurde das Projekt im Rahmen folgender Veranstaltungen vorgestellt:

- Woche der Umwelt (05.-06.06.2012)
- Vortrag „vorbildlicher Umweltschutz“ (22.11.2011)
- Vortrag innerhalb der Vortragsreihe „Bionik“ der Hochschule Bremen (11.06.2013)

Folgende Präsentationen sind geplant:

- Vortrag auf der DFMRS Tagung „Windenergie“ (07.11.2013)

Es ist zu beachten, dass eine detaillierte Verbreitung der Ergebnisse aufgrund ihrer wirtschaftlichen Verwertbarkeit vor einem Beschluss über eine eventuelle zweite Projektphase nur begrenzt erfolgen sollte.

## Fazit

Die erste Phase des Projektes zeigt, dass die ausgewählten Arbeitsmethoden geeignet sind, um unbekannte, gebrauchte Rotorblätter im Hinblick auf eine Ertragssteigerung zu optimieren. Die Messsysteme im Windkanal können sowohl aerodynamische als auch akustische Veränderungen an den Profilen erfassen, bewerten und lokalisieren. Die CFD-Simulationen ergänzen die Vermessungen in den Bereichen, wo 3D-Modellierungen notwendig sind. Die Entscheidung mit aerodynamischen Add-Ons zu arbeiten hat sich als gut herausgestellt. Die Produktion der Hilfsmittel ist im Vergleich zur Fertigung von neuen Rotorblättern sehr kosten- und materialsparend. Die gewählten Modifikationen sind direkt vor Ort im Rahmen von Reparaturarbeiten implementierbar, mit entsprechender Kostenersparnis im Vergleich zu Abbau und Remontage von Rotorblättern. Damit bietet sich Betreibern älterer Windenergieanlagen ein Anreiz zur Optimierung ihrer Anlagen, die durch ihre verbesserte Effizienz wiederum den individuellen Beitrag zum Klimaschutz erhöhen. Es lässt sich zudem schon in den ersten Messungen erkennen, dass Veränderungen in der Größe und Position der aerodynamischen Hilfsmittel einen Effekt auf die Effizienz und die Schallemission des Rotorblattes haben. Optimierungspotenzial ist nachweislich vorhanden.

In einer zweiten Projektphase müssten die Effekte der ausgewählten aerodynamischen Hilfsmittel detailliert analysiert werden. Dafür wird zur Ertragssteigerung der Transitions- und Mittelbereich sowie der Rotorblattinnenbereich in den Fokus genommen, der Rotorblattaußenbereich wiederum bietet das größte Potenzial für eine akustische Optimierung. Zur besseren Determination der Auswirkungen von aerodynamischen Hilfsmitteln in den äußeren 2/3 des Rotorblattes werden hauptsächlich Windkanalmessungen genutzt. Für die Simulation des Rotorblattes als Ganzes – mit speziellem Fokus auf den Rotorblattinnenbereich (z.B. Spoiler oder Grenzschichtzäune) – werden erneut CFD-Simulationen notwendig sein, da hier die Windkanalmessungen nicht genügend Informationen liefern können.

Die Kooperation mit den Projektpartnern hat sich bewährt und sollte mit einer kleinen Veränderung in Phase 2 fortgesetzt werden. Da weitere Dynamic Stall Messungen in einer zweiten Projektphase nicht mehr nötig sind und der Fokus verstärkt auf die akustische Optimierung gelegt werden soll, wird in einer zweiten Projektphase statt der Universität Oldenburg das Bremer Institut für Messtechnik, Automatisierung und Qualitätswissenschaften (BIMAQ) eingebunden werden.

## Literaturverzeichnis

- [Alt] Althaus, D.: *Tunnel-Wall Corrections at the Laminar Wind Tunnel*. <http://www.iag.uni-stuttgart.de/laminarwindkanal/pdf-dateien/corrections.pdf>, Zugriff: 27.09.2013.
- [GJ06] GAUNAA, M.; JOHANSEN, J.: *Determination of the Maximum Aerodynamic Efficiency of Wind Turbine Rotors with Winglets*; Journal of Physics Conference Series 75, 2006.
- [Hei08] HEINZELMANN, B.: *Investigations into boundary layer fences in the hub area of wind turbine blades*, EWEC. Brüssel 2008.
- [Kne05] KNEPPER, A.M.: *Dissertation: Examination of Three Candidate Technologies for High-Lift Devices on an Aircraft Wing*, Cranfield 2005.
- [LM12] LM, *UWIG Wind Turbine Operations and Maintenance Users Group Meeting*, 2012.
- [Nor] *Technisches Datenblatt Nordex S77*, [www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/Nordex\\_S70-S77\\_D.pdf](http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/Nordex_S70-S77_D.pdf), Zugriff: 27.09.2013.
- [Oer12] OERTEL, H., RUCK, S.: *Bioströmungsmechanik: Grundlagen, Methoden und Phänomene*, Springer, 2012.
- [Rau07] RAUCH, J.: *3D numerical simulation and evaluation of the air flow through wind turbine rotors with focus on the hub area*. In Peinke, P.S.J: *Wind Energy*, (S. 227-230), Springer Verlag 2007.
- [RW12] REHFELDT, K., WALLASCH, A.: *Status des Windenergieausbaus in Deutschland - Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2012*, Varel, 2012.
- [Sch09] SCHNEEMANN, J.: *Diplomarbeit: Auftriebsmessungen in turbulenter Umgebung*, Oldenburg, 2009.
- [Sou11] SOUZA-HEINZELMANN, B.: *Dissertation: Strömungsbeeinflussung bei Rotorblättern von Windenergieanlagen mit Schwerpunkt auf Grenzschichtabsaugung*, Berlin 2011.
- [TAU09] *TAU Users Guide, Release 2009.1.0*, 2009.

## Anhänge

### Tabellen (Referenzen im Text)

Position	X	Y/c	Add-ons	Sehnenlänge c, Interpoliert
	mm	%		mm
P1	18275		Gurney Flap	1882.5
P2	25271		Gurney Flap	1452
P3	27271		Gurney Flap	1335
P4	30265		Gurney Flap	1168
P5	30235	47.88	Zackenband	1157
P6	33235	46.18	Zackenband	1009
P7	7062	22.61	Vortexgenerator (VG_1)	2737
P8	15009	37.85	Vortexgenerator (VG_1)	2338
P9	21017	49.61	Vortexgenerator (VG_1)	1669

Tabelle 3: Position der Aerodynamischen Hilfsmittel

### Geschlossene Meßstrecke

Strömungsgeschwindigkeit:	0 – 110 [m/s]
Antriebsleistung:	980 [kW]
Reynoldsnummer, c = 0.9 m:	6 Millionen
Max Mach Number:	0.32
Kontraktionsverhältnis:	11.4 : 1
Turbulenzintensität:	< 0.4 %
Strömungsprofil:	< 0.4 %
Strömungswinkelabweichung:	< 0.2 [Deg]

Tabelle 4: Technische Eckdaten der geschlossenen Messstrecke

Profil	Add-Ons						RE
	VG		ZZ		GF		
	SS	PS	SS	PS	Länge	Winkel	
	x/c	x/c	x/c	x/c			
	-	-	-	-	mm	deg	-
DB_001			0.10	0.05			3
DB_001							3
DB_001	0.25	-	-	-	-	-	3
DB_001	0.25	-	-	-	-	-	v
DB_001	0.25	-	-	-	10	30	3
DB_001	0.25	0.25	-	-	10	30	3
DB_001	0.25	0.25	-	-			3
DB_001	0.25	0.25	-	-			3

DB_002							3; 4
DB_002	0.40	-					3; 4
DB_002	0.40				10	30	3; 4
DB_002							v
DB_002							3
DB_002							3
DB_002							3
DB_002							3
DB_002							0.7
DB_002	0.40				10	30	3
DB_002	0.40						3
DB_002	0.45						3
DB_002	0.35						3
DB_002	0.35		0.05				3
DB_002	0.35		0.05	0.10			3
DB_002			0.05	0.10			3
DB_002			0.05				
DB_002					48	0	3
DB_002					48	0	v
DB_002					48	35	3
DB_002							3
DB_002							v
DB_002							1.8
DB_002	0.40						3
DB_002	0.40						1.5
DB_002							3
DB_002							1
DB_002					48	25	3
DB_002					48	25	1
DB_002					48	25	a

DB_002					48	25	3
--------	--	--	--	--	----	----	---

DB_002_200							0.7
DB_002_200							1
DB_002_200	0.05	0.10					1
DB_002_200	0.05	0.10					0.4
DB_002_200	0.05	0.10					0.7

DB_003							3
DB_003							4
DB_003	0.2						
DB_003							1
DB_003							1
DB_003							v
DB_003							v
DB_003							v
DB_003							v
DB_003							3
DB_003							1.5
DB_003							3
DB_003					10	45	1.5
DB_003					10	45	3
DB_003					10	35	1.5
DB_003					10	35	3
DB_003					10	30	1.5
DB_003					10	30	3
DB_003					10	25	3
DB_003					10	25	1.5
DB_003					10	20	1.5
DB_003					10	20	3
DB_003					10	15	3
DB_003					10	15	1.5
DB_003					14	30	1.5
DB_003					14	30	3
DB_003					14	25	1.5
DB_003					14	25	3
DB_003					14	20	1.5
DB_003					14	20	3
DB_003					14	15	1.5
DB_003					14	15	3
DB_003					48	35	1.5
DB_003					48	35	3
DB_003					48	30	1.5
DB_003					48	30	3
DB_003					64	35	1.5

DB_003					64	35	3
DB_003					64	30	1.5
DB_003					64	30	3
DB_003					10	30	1.5
DB_003					10	30	3
DB_003					10	30	v
DB_003					48	30	1.5
DB_003					48	30	3
DB_003					48	30	v

DB_004							3
DB_004							1
DB_004							v
DB_004			0.10				1.5
DB_004			0.10				3
DB_004	0.25		0.10				1.5
DB_004	0.25		0.10				3
DB_004	0.25		0.10				v
DB_004	0.25		0.10				v

DB_005							3
DB_005							2
DB_005							2.5
DB_005							3
DB_005							3.5
DB_005							4.2
DB_005							4
DB_005							3
DB_005							4
DB_005	0.10						2.5
DB_005	0.10						3
DB_005	0.10						1
DB_005	0.10						1

Tabelle 5: Im Windkanal Bremerhaven vermessene Konfigurationen

Bez.	Modellname	Chord c [mm]	Add-ons	Add-ons
S1	DB_001_38	800	VG 25.6%	
S2	DB_002_26	800	VG 40 %	
S3	DB_003_20	800		GF
S4	DB_004_16	800		GF
S5	DB_005_14	800		

Tabelle 6: Positionierung der Vortex-Generatoren auf den Profilschnitten



Abkürzung	Konfiguration	Lift up	Lift down	Dynamic stall
<b>A</b>	<b>Profil 3</b>			
ohne_mod	Flügelprofil ohne Änderung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
flap	Gurney flap: Messing, 2,5mm x 0,4mm, 30°	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,05$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_02	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,2$	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_02_046	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,2$ (Sogseite) Zickzack tape, 0,4mm: Position $x/c=0,46$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_flap	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,05$ (Sogseite) Gurney flap (Druckseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_046	Zickzack tape, 0,4mm: Position $x/c=0,46$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Abkürzung	Konfiguration	Lift up	Lift down	Dynamic stall
<b>B</b>	<b>Profil 2</b>			
ohne_mod	Flügelprofil ohne Änderung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
flap	Gurney flap: Messing, 2,5mm x 0,4mm, 30°	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,05$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_02	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,2$	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_02_04	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,2$ (Sogseite) Zickzack tape, 0,4mm: Position $x/c=0,4$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_flap	Zickzack tape, 0,205mm: Position $x/c=0,05$ (Sogseite) Gurney flap (Druckseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
zzss_04	Zickzack tape, 0,4mm: Position $x/c=0,4$ (Sogseite)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabelle 7: Im Windkanal Oldenburg vermessene Modifikationen

$\lambda_{am}$	F <sub>x</sub>	F <sub>y</sub>	F <sub>z</sub>	M <sub>x</sub>	M <sub>y</sub>	M <sub>z</sub>
3.3	3%	5%	2%	8%	3%	7%
3.9	5%	13%	2%	16%	4%	9%
4.6	11%	22%	7%	25%	11%	15%
5.3	11%	22%	7%	22%	10%	14%
5.9	7%	17%	2%	16%	6%	9%
6.6	4%	15%	2%	15%	4%	5%
7.2	3%	11%	2%	11%	2%	3%
7.9	1%	9%	1%	10%	1%	2%
8.5	-1%	-1%	-2%	0%	-1%	2%
9.2	0%	-5%	2%	-4%	1%	-3%

Tabelle 8: Laststeigerungen gegenüber Referenzmodell

Abschnitt	Distanz	Foil Sektion	Aerofoil Datensatz Original	Aerofoil Datensatz Modifiziert
1	0.000 m	F1	Schnitt 0_Cylinder	Schnitt 0_Cylinder
2	1.148 m	F1	Schnitt 0_Cylinder	Schnitt 0_Cylinder
3	3.444 m	F2	Interpoliert zw. Schnitt 0_cyl und Schnitt 1_8.986m_ori)	Interpoliert zw. Schnitt 0_cyl und Schnitt 1_8.986m_mod)
4	5.741 m	F2	Interpoliert zw. Schnitt 0_cyl und Schnitt 1_8.986m_ori)	Interpoliert zw. Schnitt 0_cyl und Schnitt 1_8.986m_mod)
5	8.986 m	F3	Schnitt 1_8.986m_ori	Schnitt 1_8.986m_mod
6	15.565 m	F4	Schnitt 2_15.565m_ori	Schnitt 2_15.565m_mod
7	22.143 m	F5	Schnitt 3_22.143m_ori	Schnitt 3_22.143m_mod
8	28.722 m	F6	Schnitt 4_28.722m_ori	Schnitt 4_28.722m_ori
9	35.300 m	F7	Schnitt 5_35.300m_ori	Schnitt 5_35.300m_ori
10	37.000 m	F7	Schnitt 5_35.300m_ori	Schnitt 5_35.300m_ori
11	37.300 m	F7	Schnitt 5_35.300m_ori	Schnitt 5_35.300m_ori

**Tabelle 9: Aerofoil- und Foil-Sektion Erläuterung**

Variabler Drehzahl Pitch regulierter Controller	Dynamisch	-
Übersetzungsverhältnis	104:1	-
Minimale Generator Drehzahl	1000	U/min
Stellgröße für Drehzahl-Drehmoment in Betrieb	0.18	Nms <sup>2</sup> /rad <sup>2</sup>
Maximale Generator Betriebsdrehzahl	1800	U/min
Nenngröße Generatordrehmoment	8045	Nm
Grenze der Generator Drehzahl zur Pitch- Regelung	1800	U/min
Minimaler Pitchwinkel	-4.0	°
Maximaler Pitchwinkel	90	°
Elektrische Verluste	1	%
Getriebeverluste	0	%

**Tabelle 10: Eigenschaften der Anlagensteuerung**

Anstellwinkel $\alpha$	Auftriebsbeiwert $C_L$	Widerstandsbeiwert $C_D$	Rotormomentenbeiwert $C_M$
-180.00	-0.11570	0.169	-0.08300
-177.36	0.15297	0.179	0.12039
-172.16	0.38436	0.200	0.28643
...	...	...	...

**Tabelle 11: Ausschnitt aus Messergebnissen des Profilschnittes 1**

## Abbildungen (Referenzen im Text)



Abbildung 15: Das vermessene Rotorblatt 37.3p der Firma LM

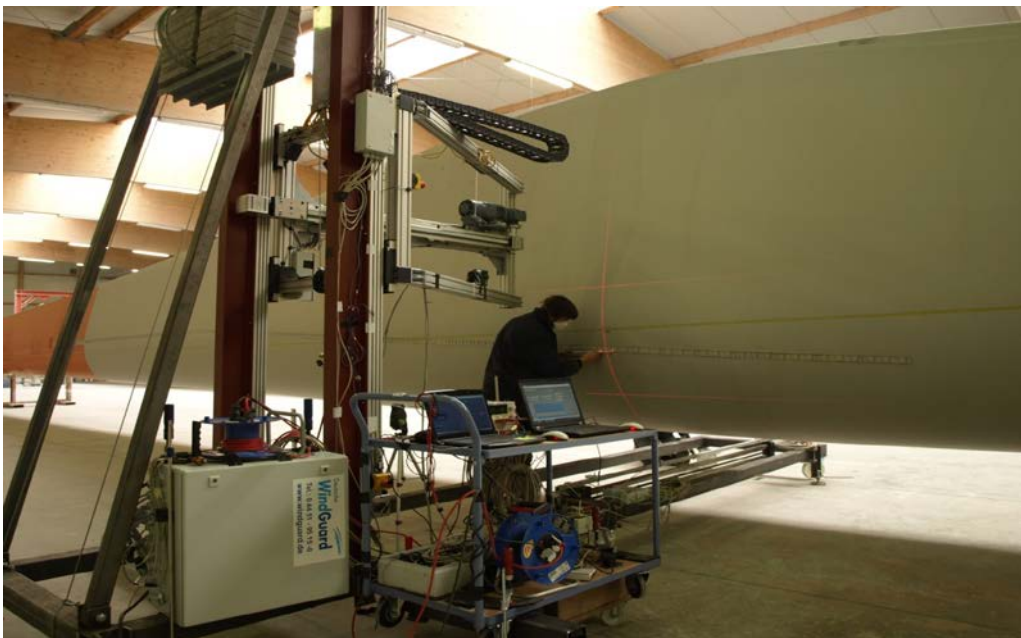


Abbildung 16: Messaufbau zur Vermessung der Rotorblattschnitte

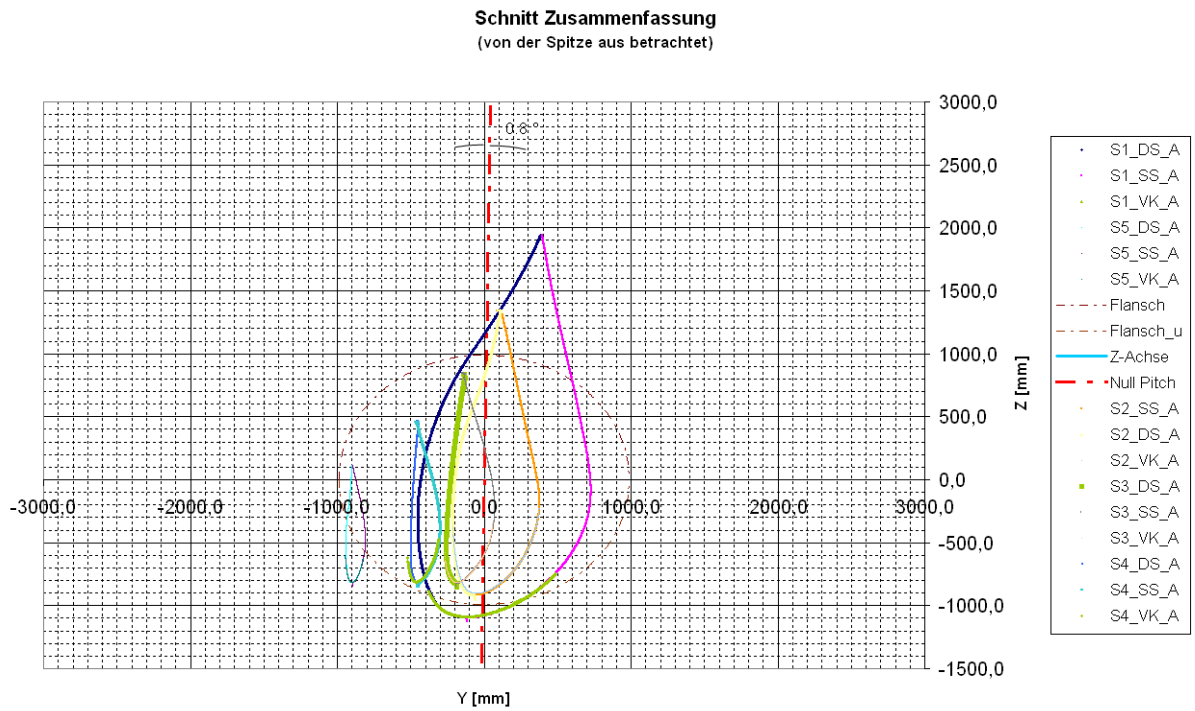


Abbildung 17: Profilgeometrien der fünf bereinigten Schnitte



Abbildung 18: Fertige Modelle der fünf Profilabschnitte

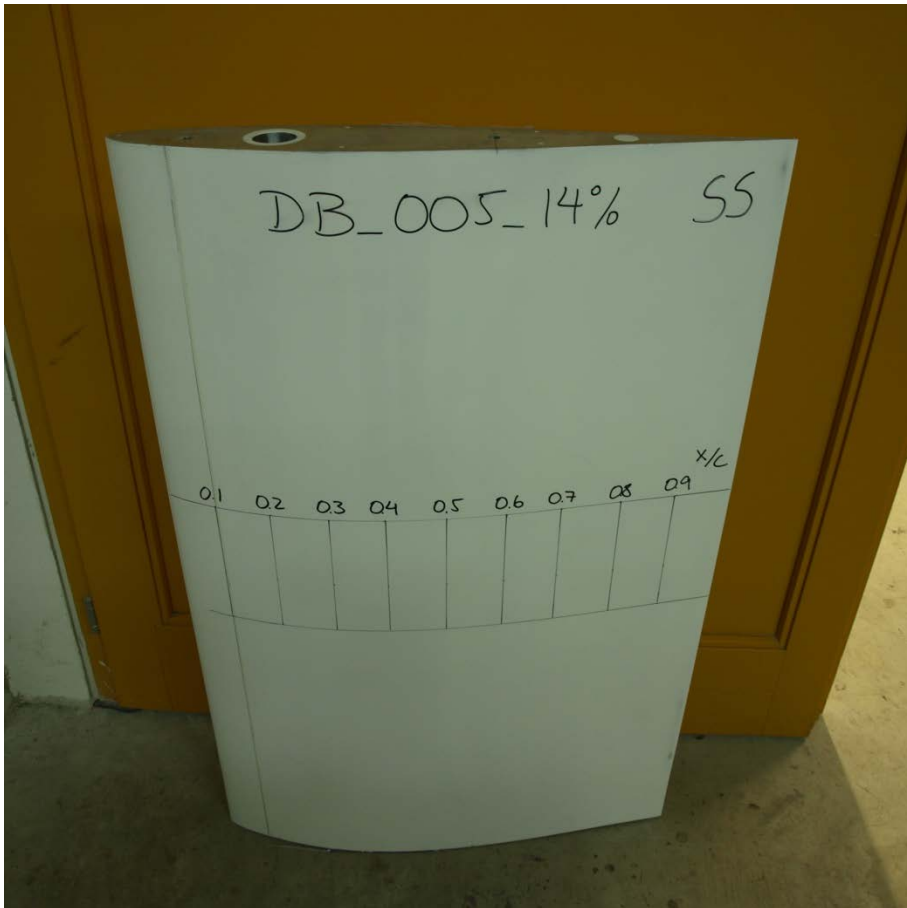


Abbildung 19: Seitenansicht des Modells von Schnitt 5

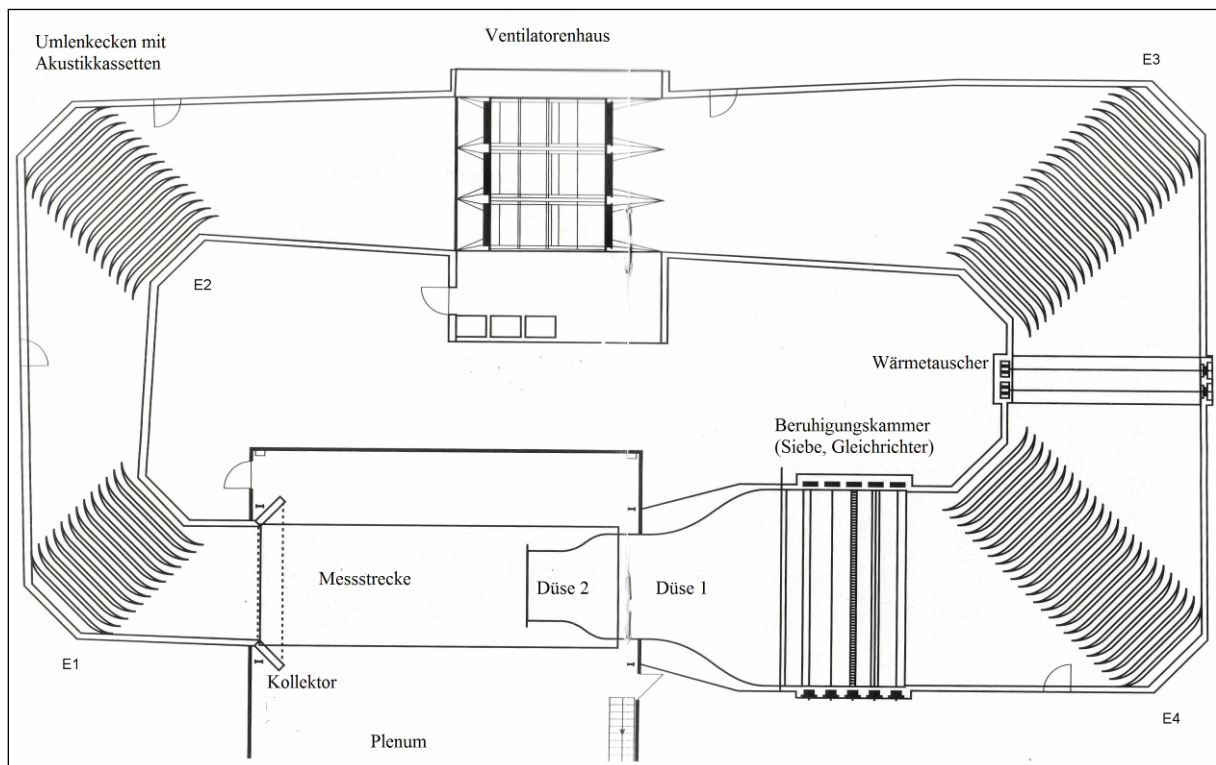


Abbildung 20: Grundriss des akustisch-optimierten Windkanals der Deutschen WindGuard in Bremerhaven. Der Strömungsverlauf ist im Uhrzeigersinn.

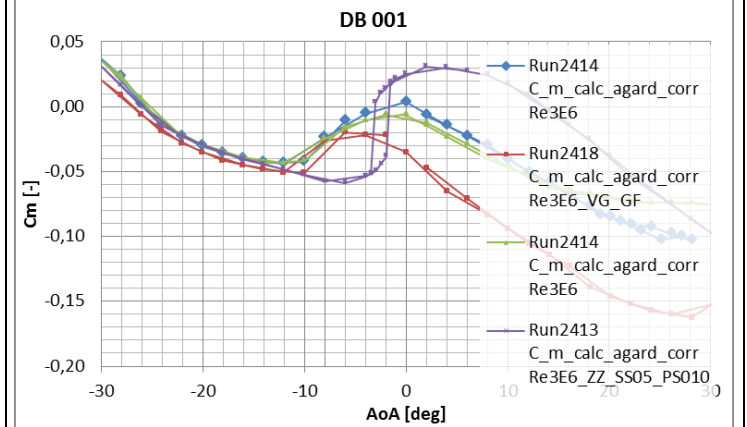
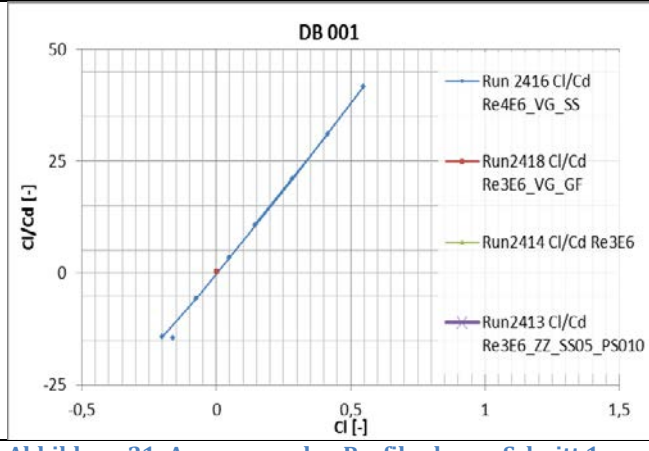
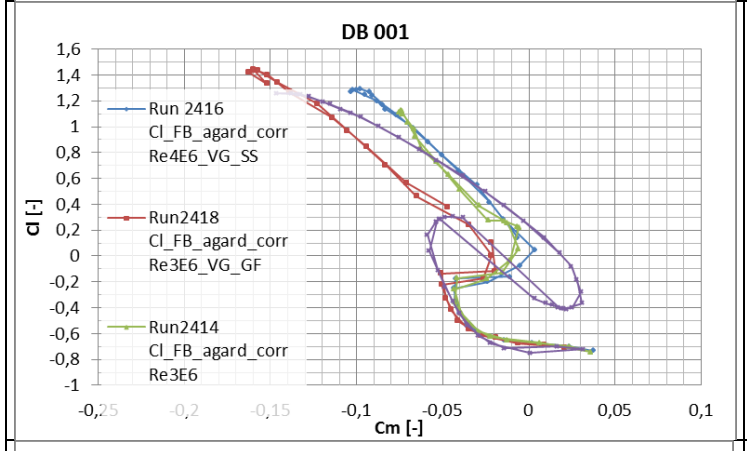
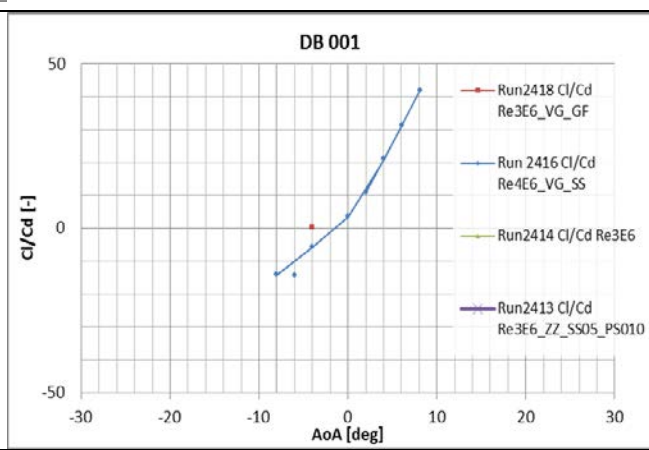
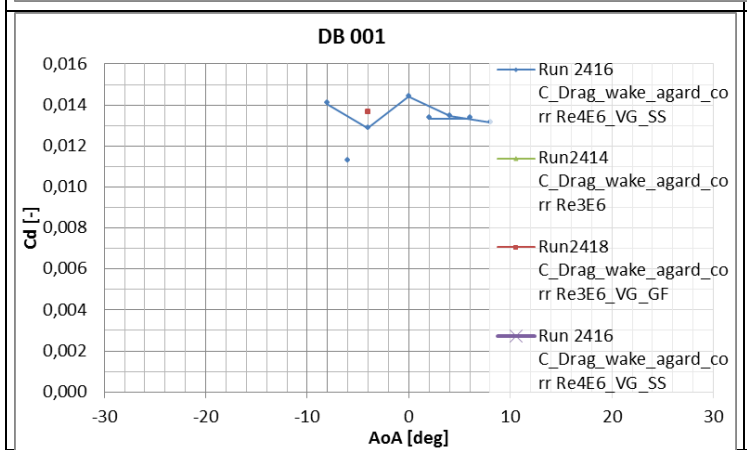
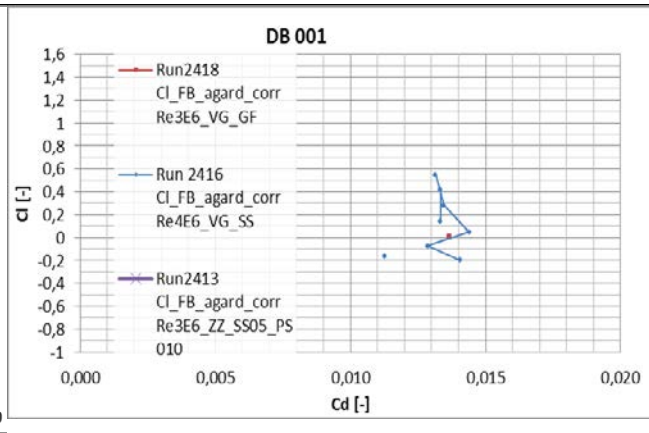
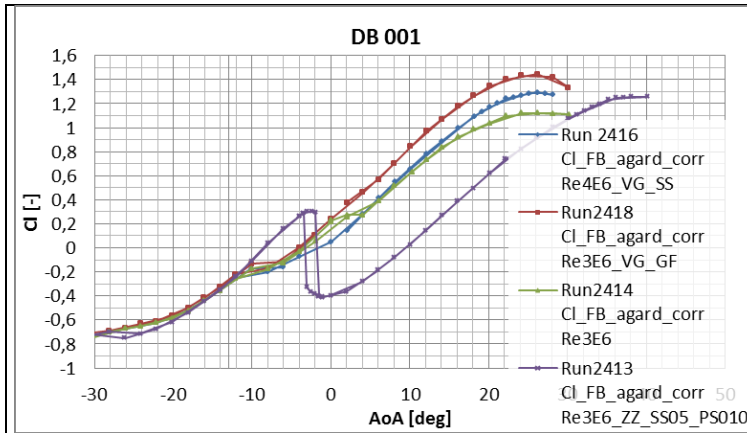


Abbildung 21: Auszug aus den Profildatensätzen, Schnitt 1

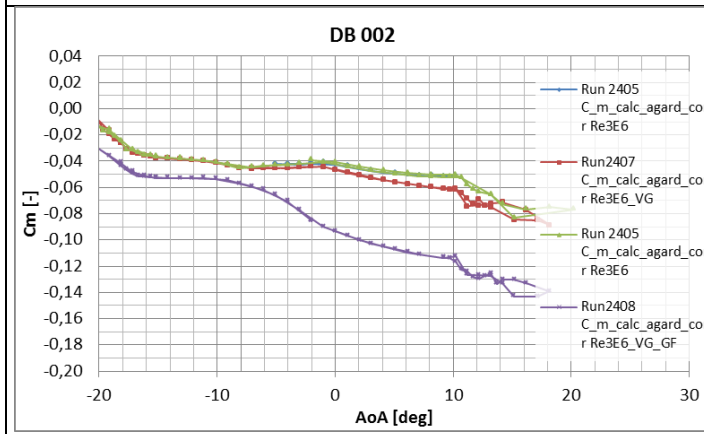
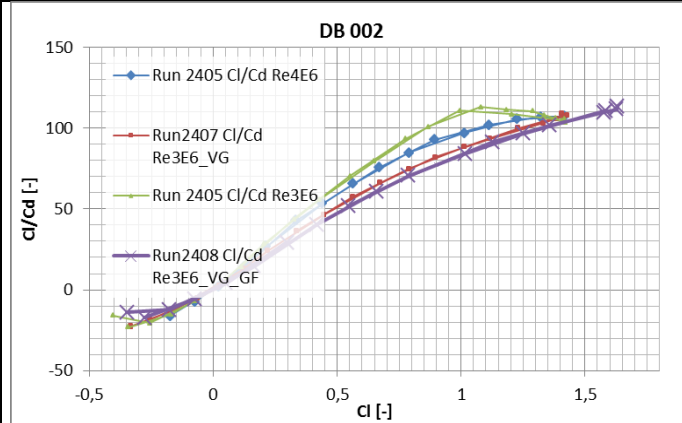
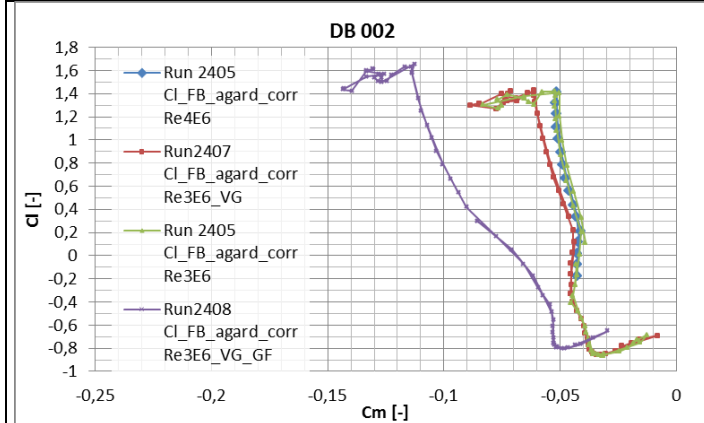
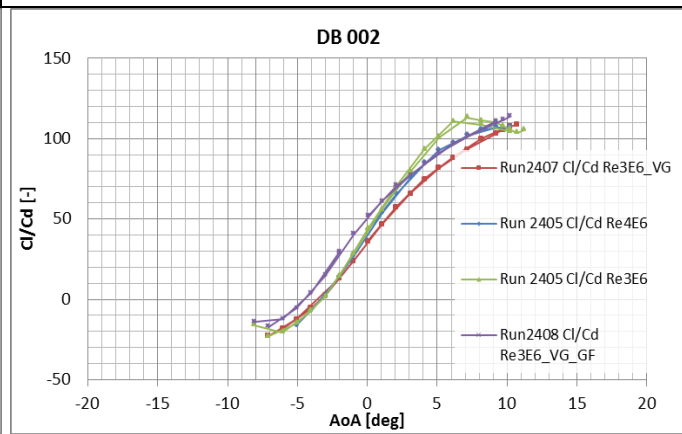
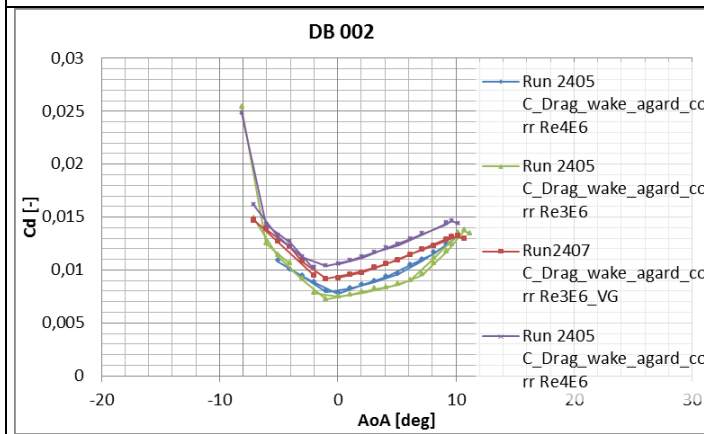
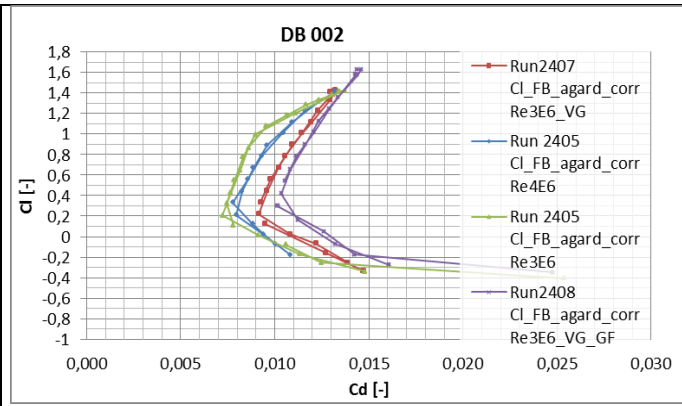
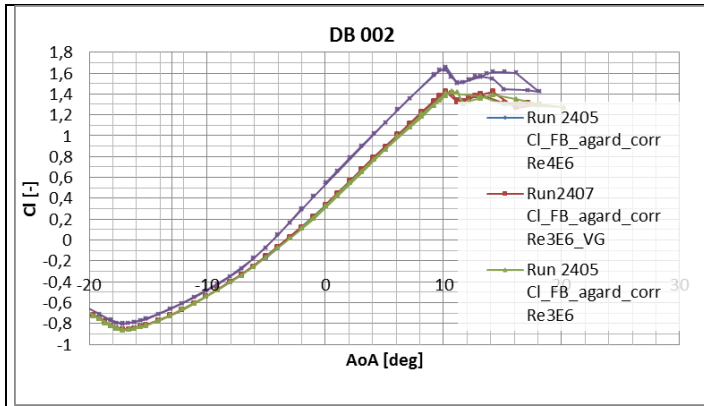


Abbildung 22: Auszug aus den Profildaten, Schnitt 2

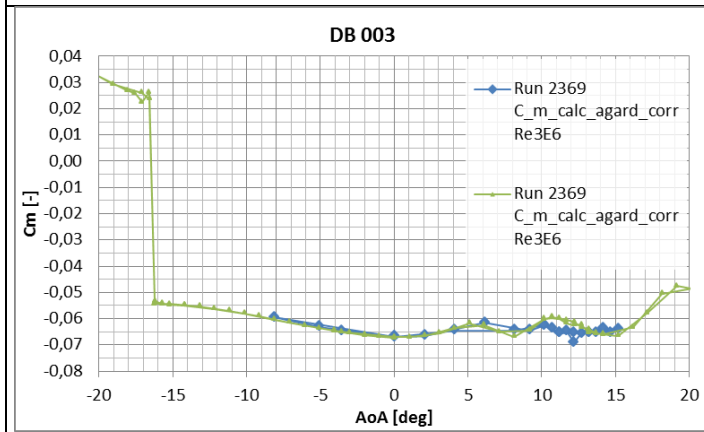
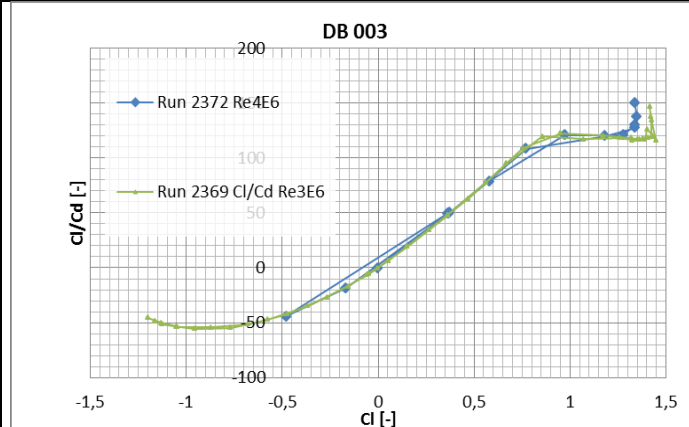
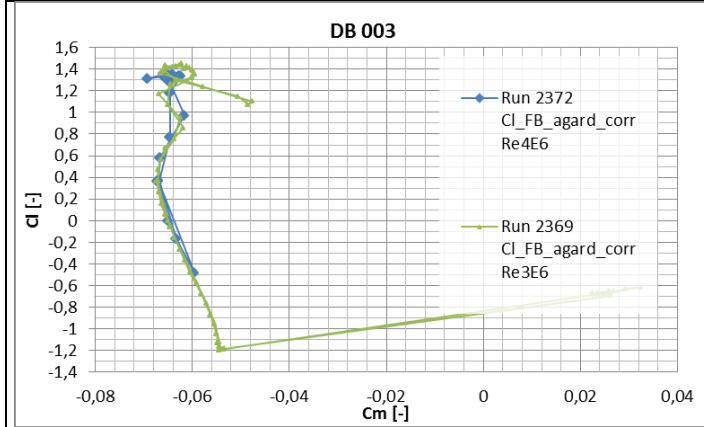
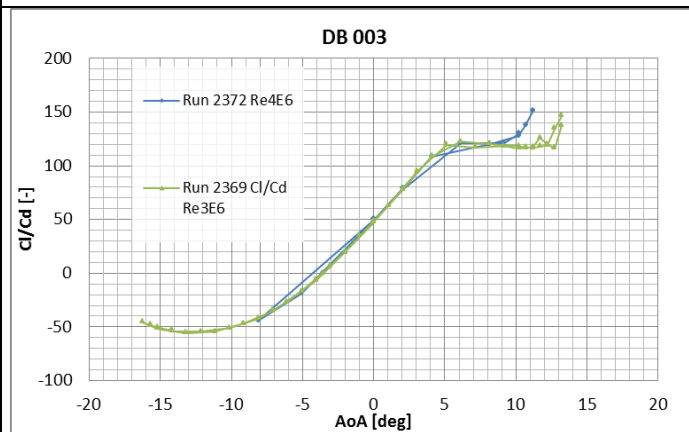
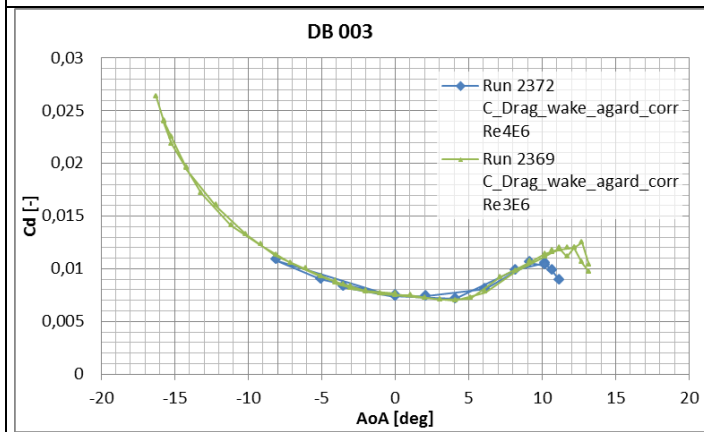
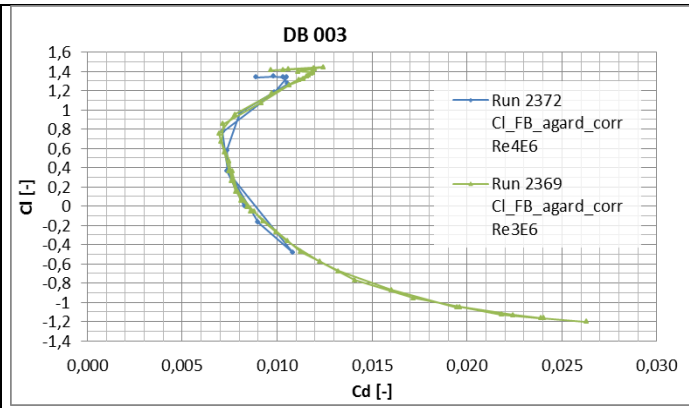
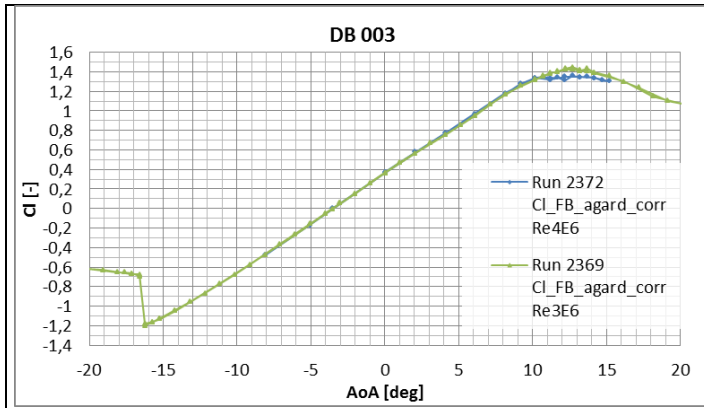
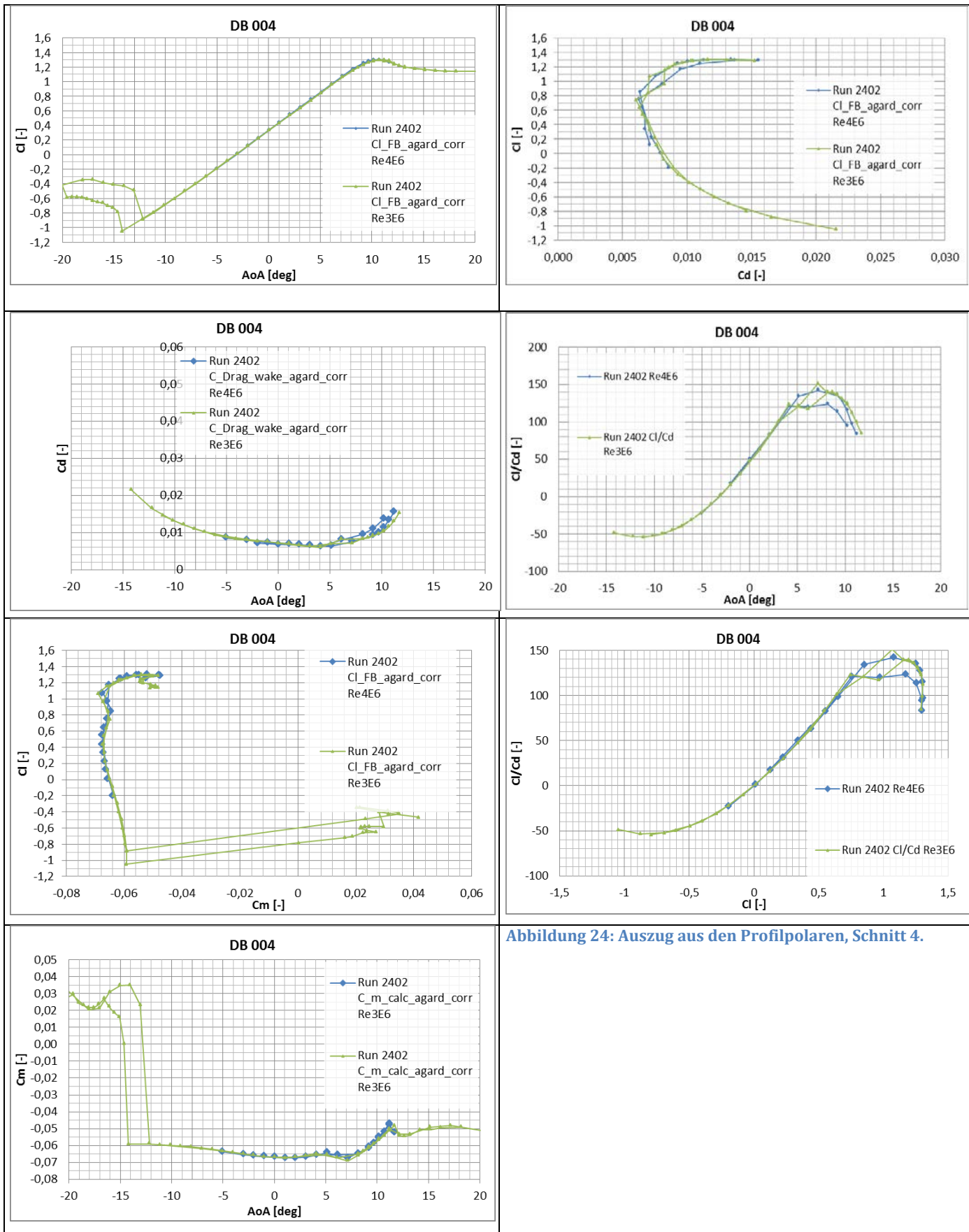


Abbildung 23: Auszug aus den Profilpolaren, Schnitt 3





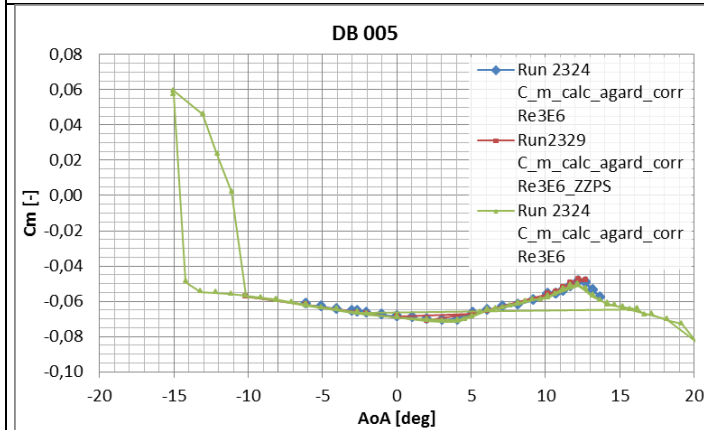
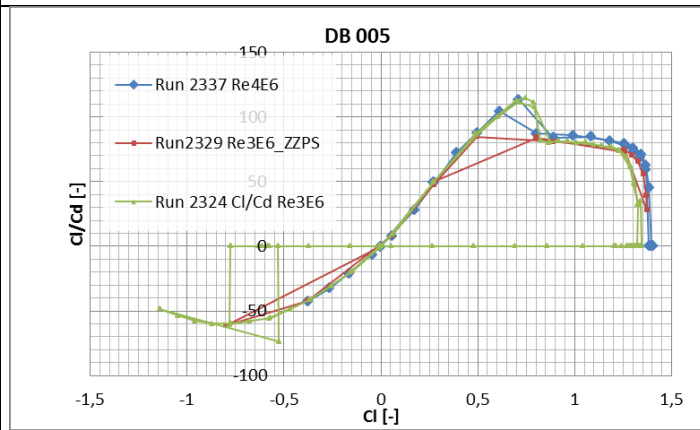
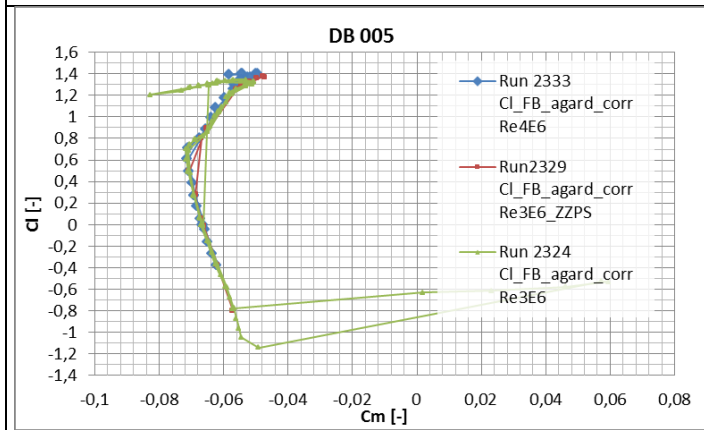
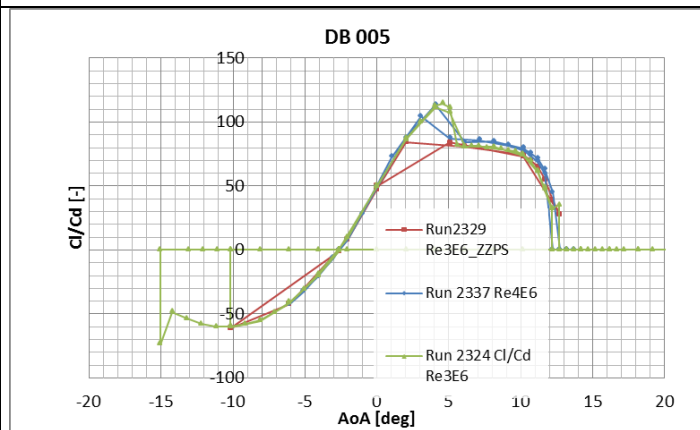
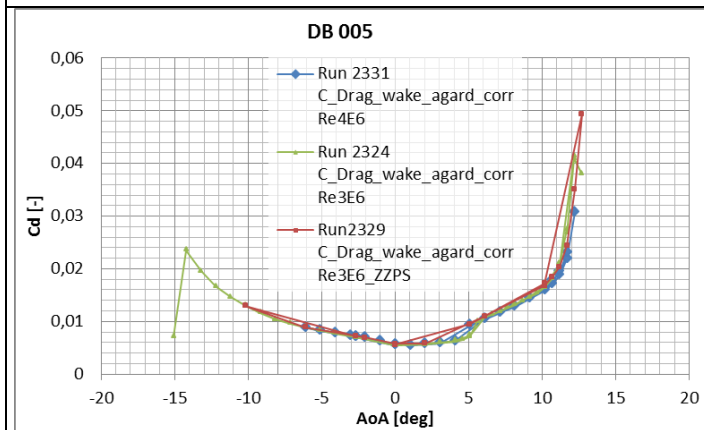
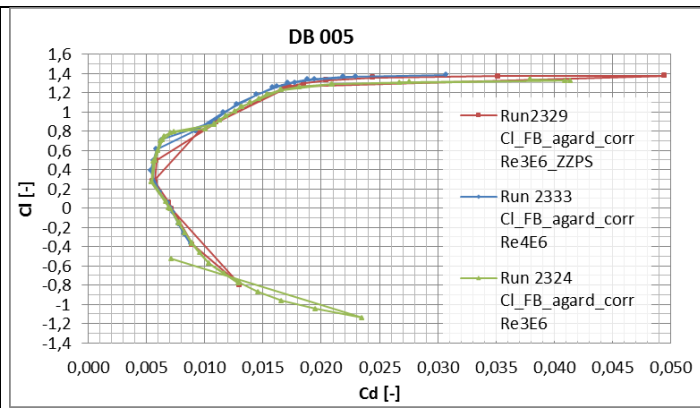
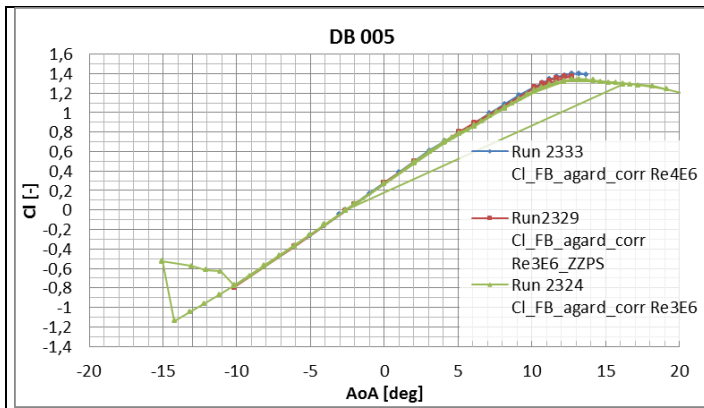


Abbildung 25: Auszug aus den Profilpolaren, Schnitt 5.

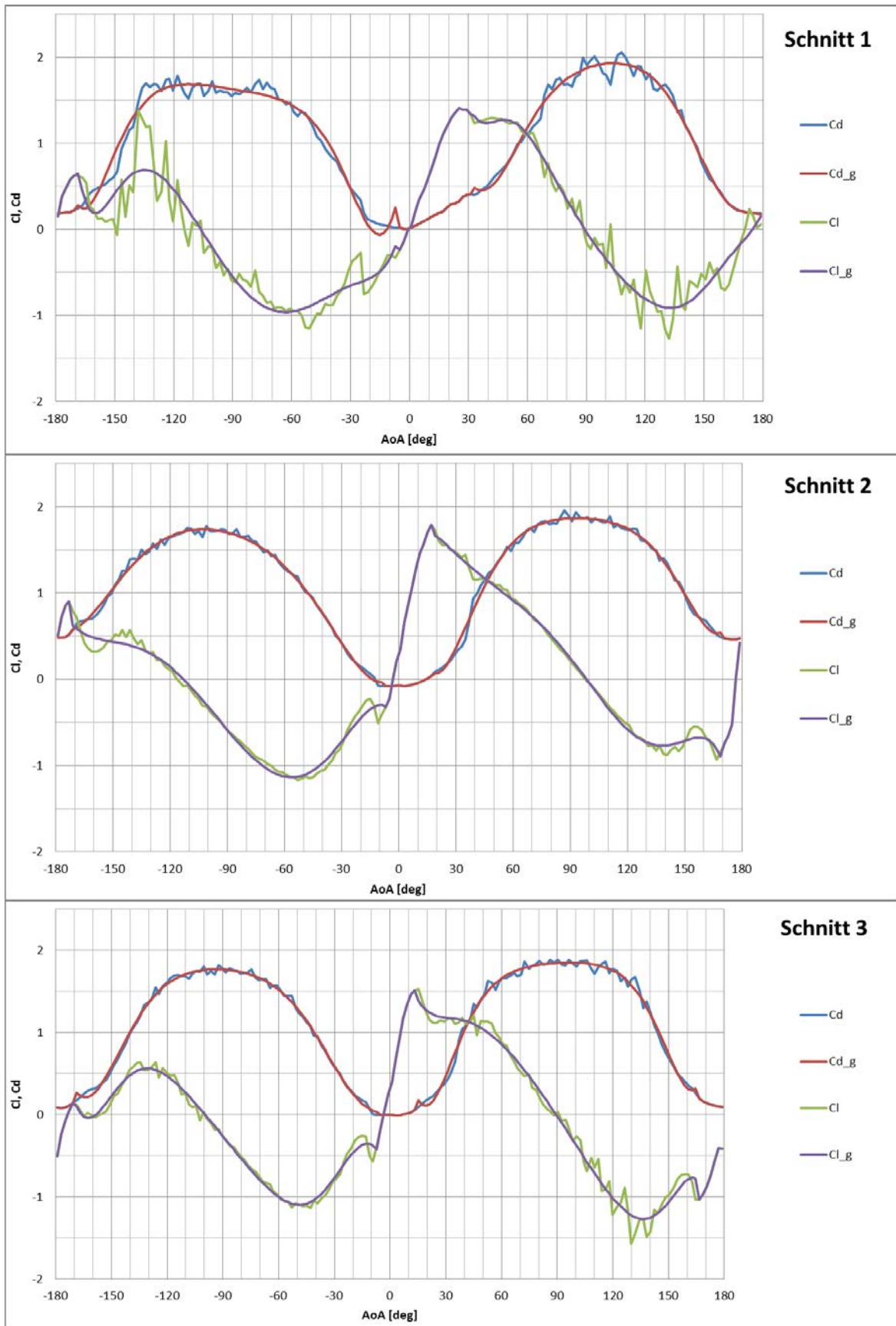


Abbildung 26: 360° Polaren der Schnitte 1 bis 3. „g“ steht für die geglätteten Kurven.

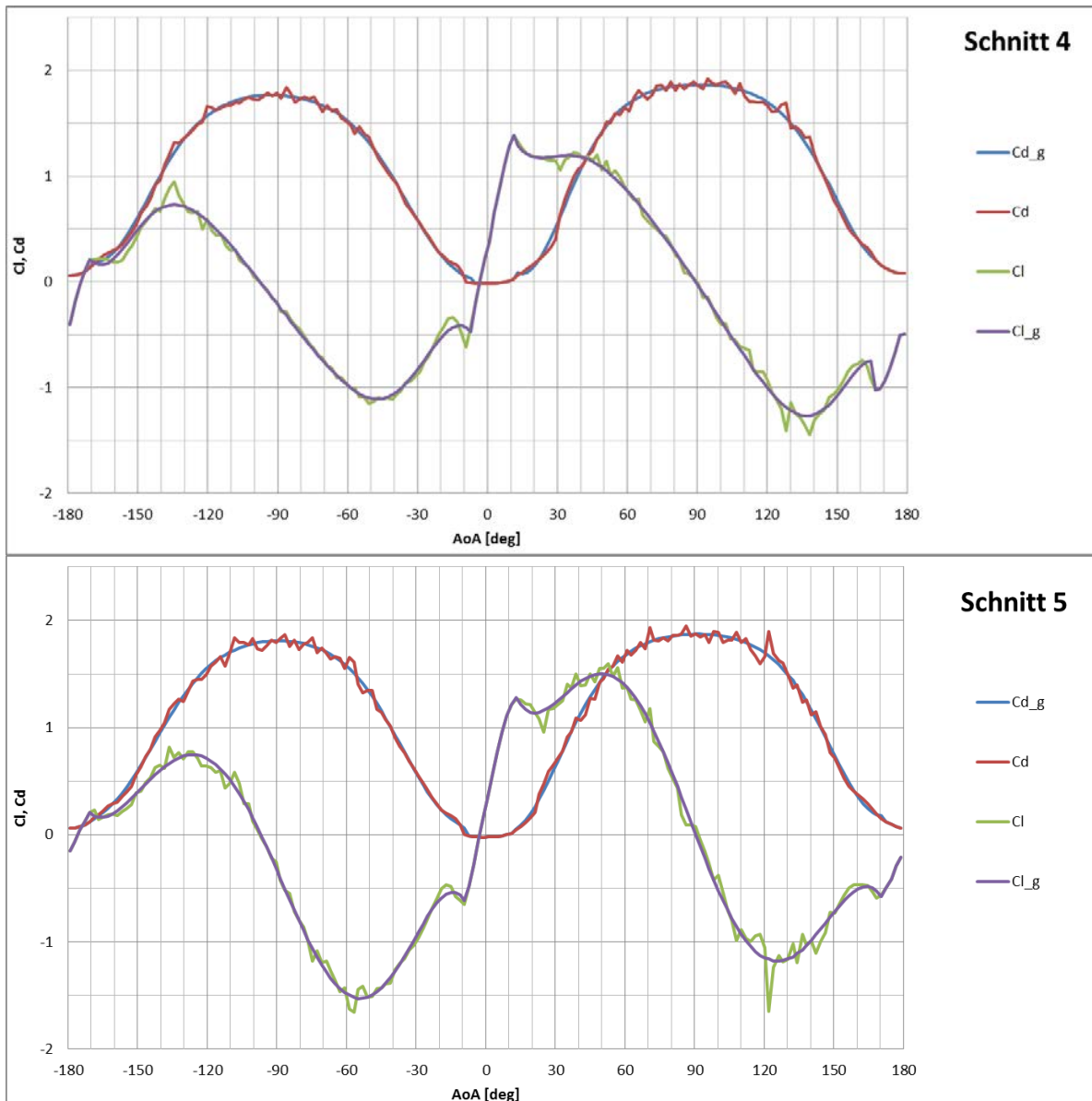


Abbildung 27: 360° Polaren der Schnitte 4 und 5. „g“ steht für die geglätteten Kurven.

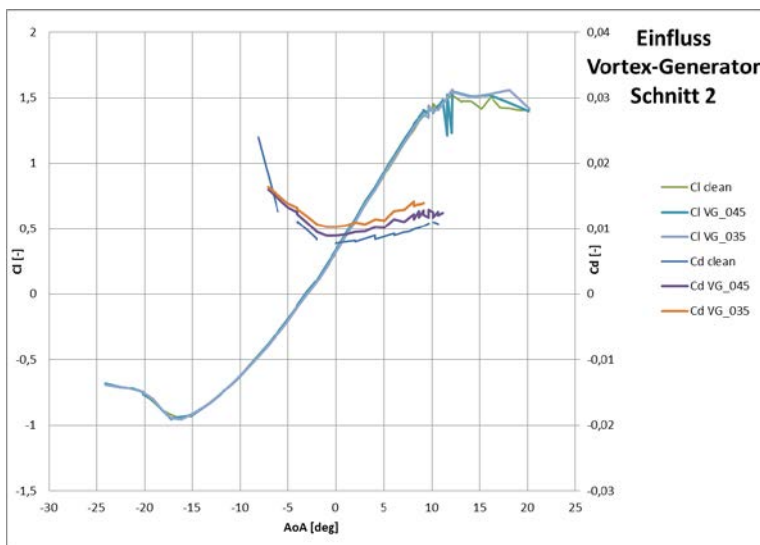


Abbildung 28: Einfluss von Vortex-Generatoren auf Auftriebsbeiwert und Widerstand (Schnitt 2)

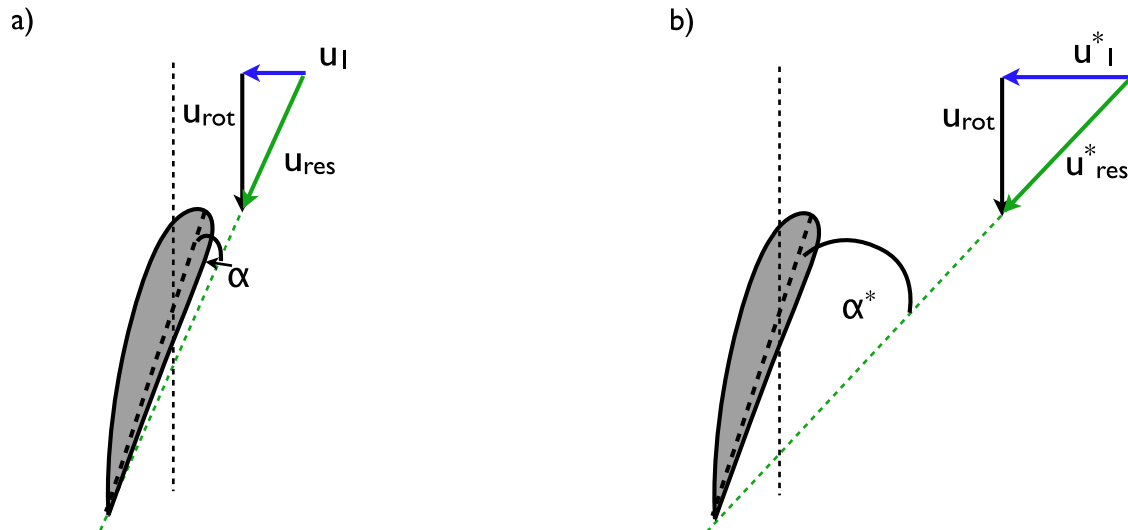


Abbildung 29: Skizze der lokalen Strömungsbedingungen am Rotorblatt. Im rotierenden System überlagern sich die freie Anströmung  $u_1$  und die Eigenbewegung des Blattes  $u_{rot}$  zu der resultierenden Anströmgeschwindigkeit  $u_{res}$  und bilden einen Anströmwinkel  $\alpha$ . Bei unterschiedlicher freier Anströmung  $u_1$  (a) und  $u^*_1$  (b) ändern sich ebenfalls die Anströmwinkel.

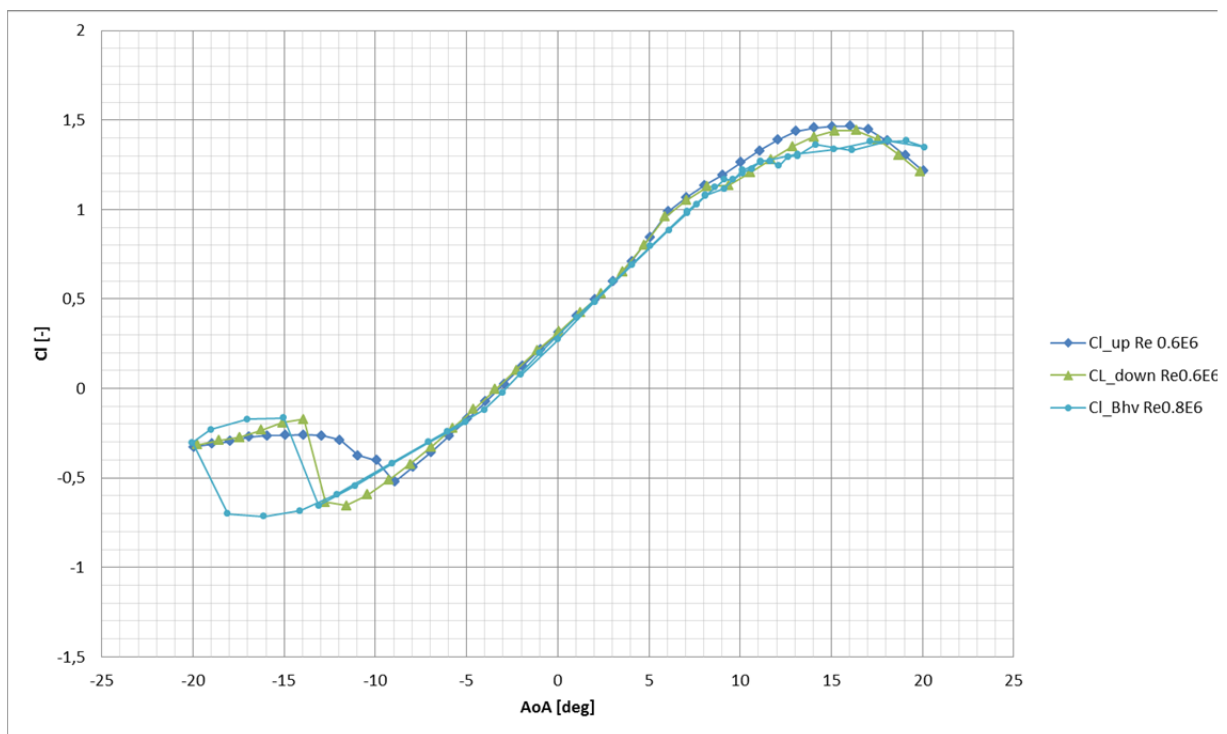


Abbildung 30: Vergleich der Messung zwischen Windkanal Oldenburg und Windkanal Bremerhaven am Beispiel von Schnitt 2.

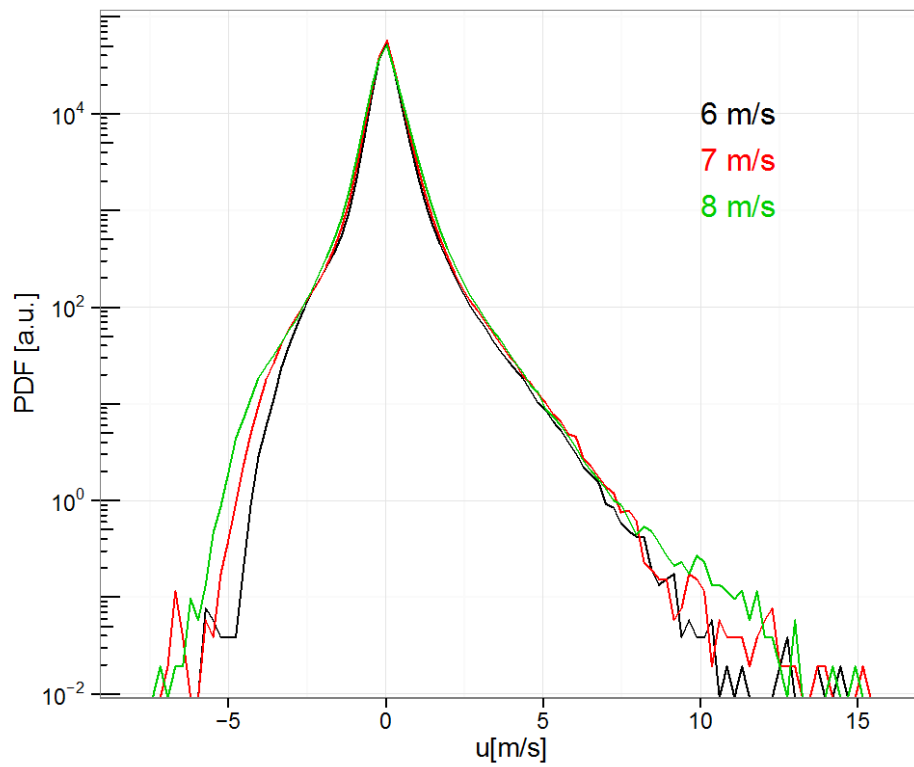


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der auftretenden Geschwindigkeitsfluktuationen auf einer Skala von 1 Sekunde. Die unterschiedlichen Farben repräsentieren bedingte Geschwindigkeiten von 6 m/s bis 8 m/s.



Abbildung 32: Geschlossene Messstrecke mit Wanddrucksensoren und montiertem Rotorblattprofil, aus [Sch09].

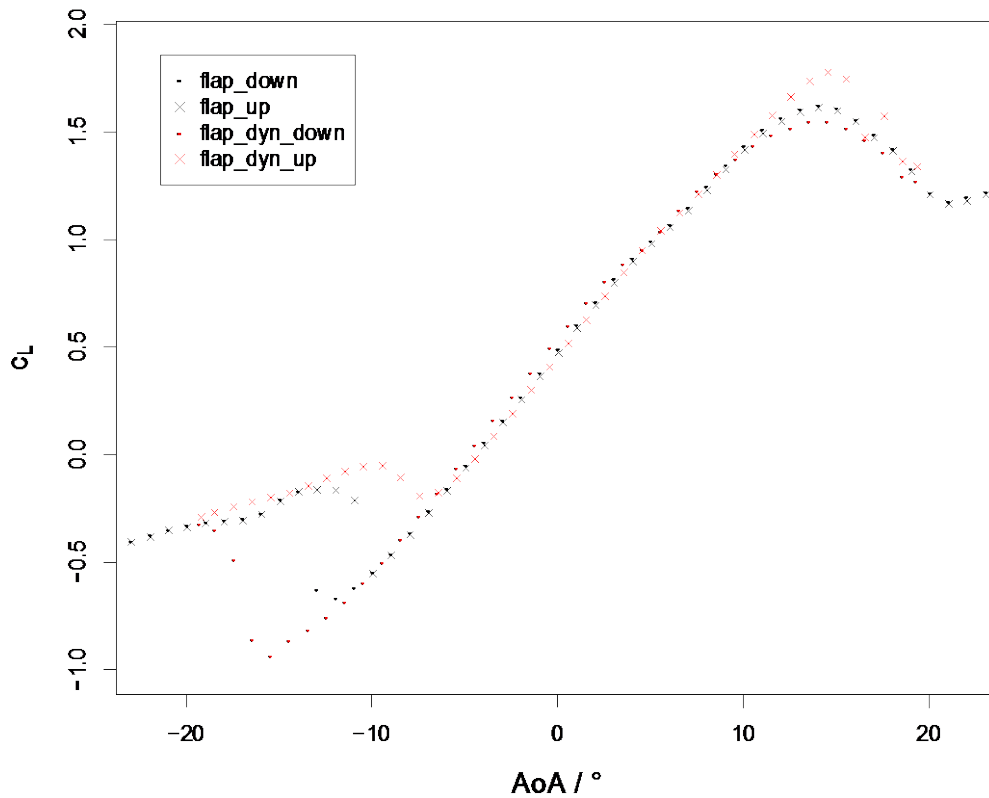


Abbildung 33: Vergleich der Auftriebsbeiwerte für statische (schwarz) und dynamische (rot) Messungen für das Profil 3.

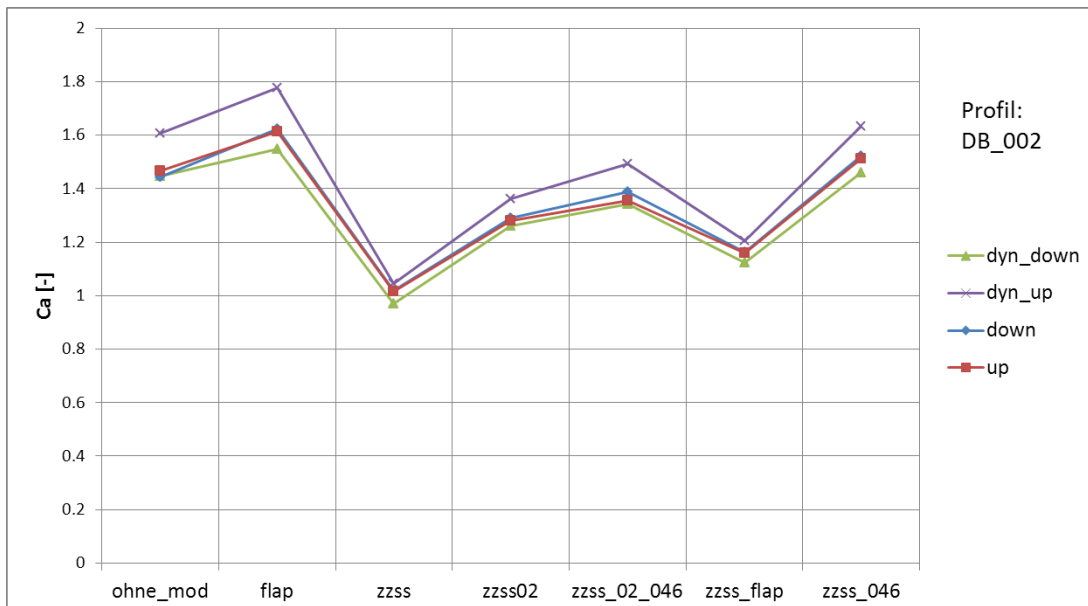


Abbildung 34:  $Ca_{max}$ -Werte für das Profil 2

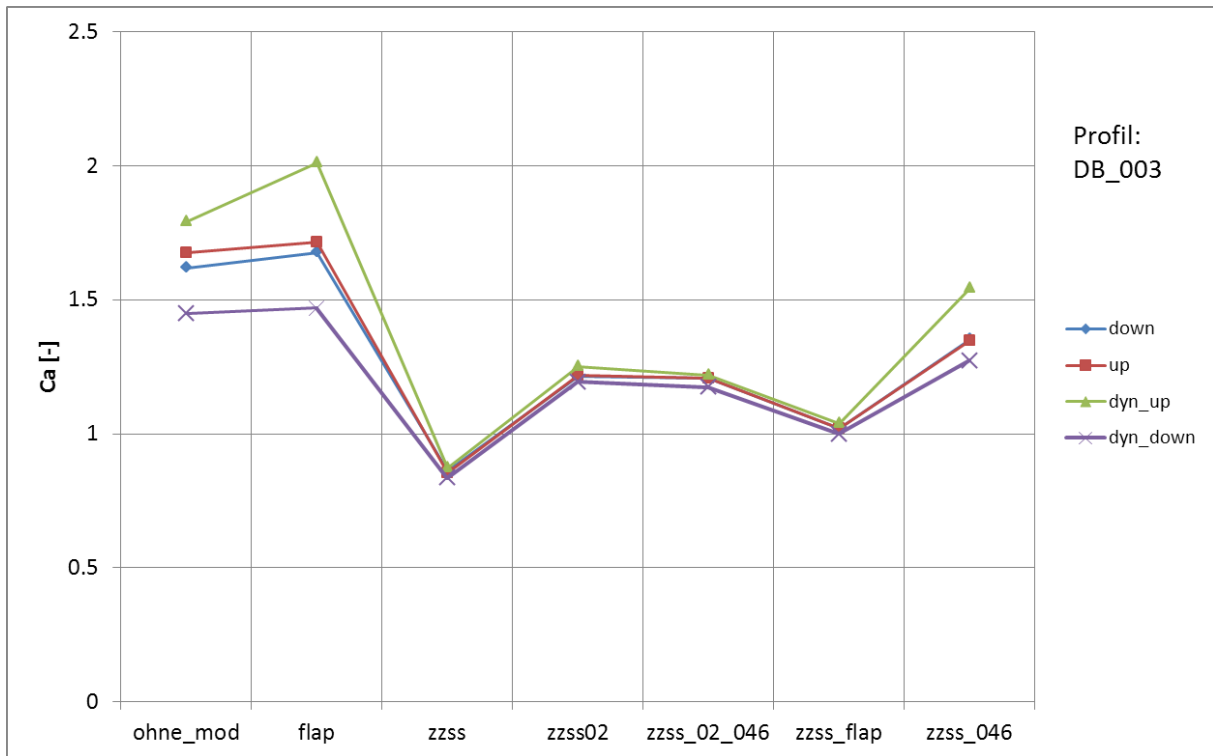


Abbildung 35:  $Ca_{max}$ -Werte für das Profil 3



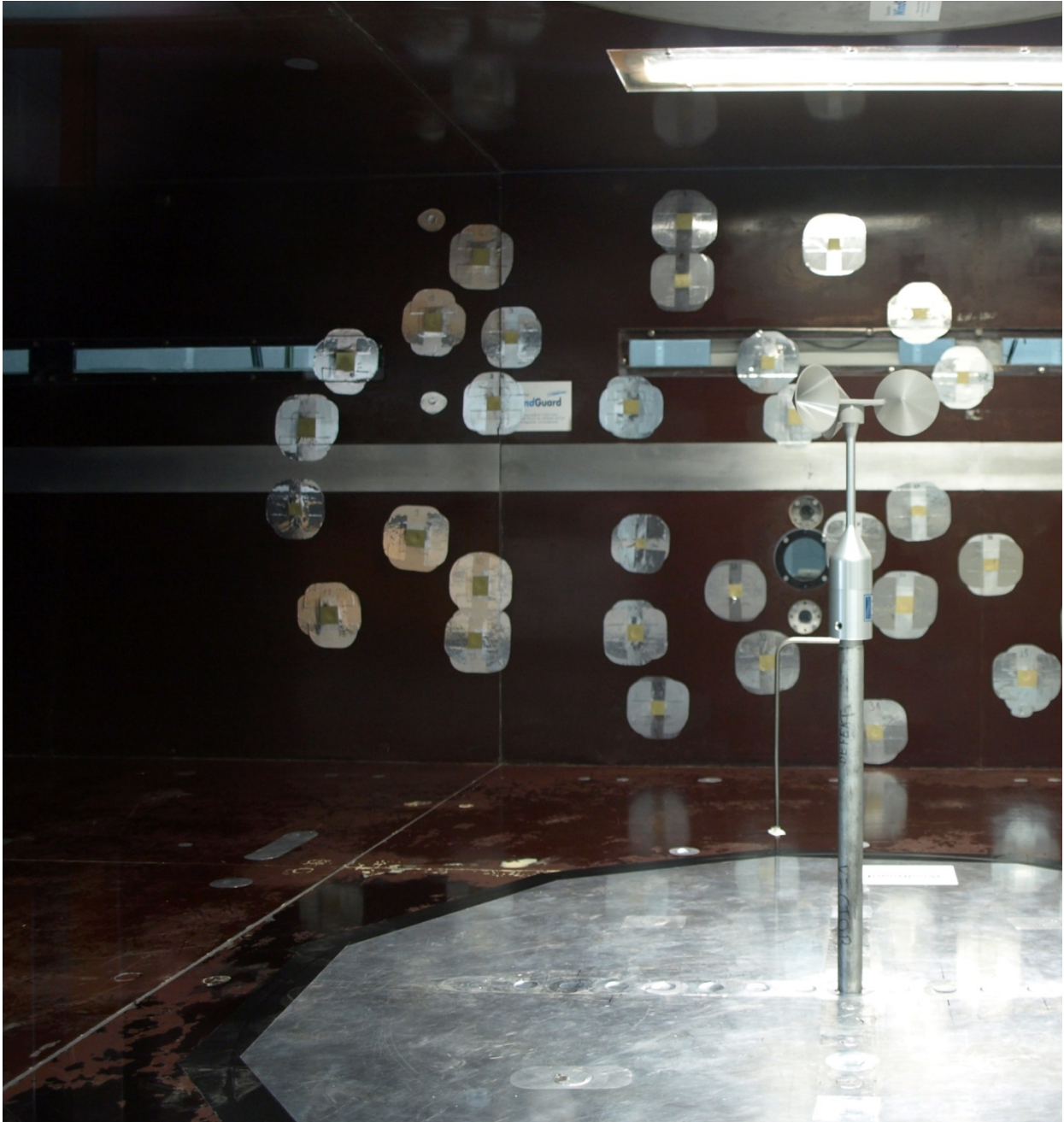


Abbildung 36: Mikrofon-Array mit Kevlar-Abdeckung

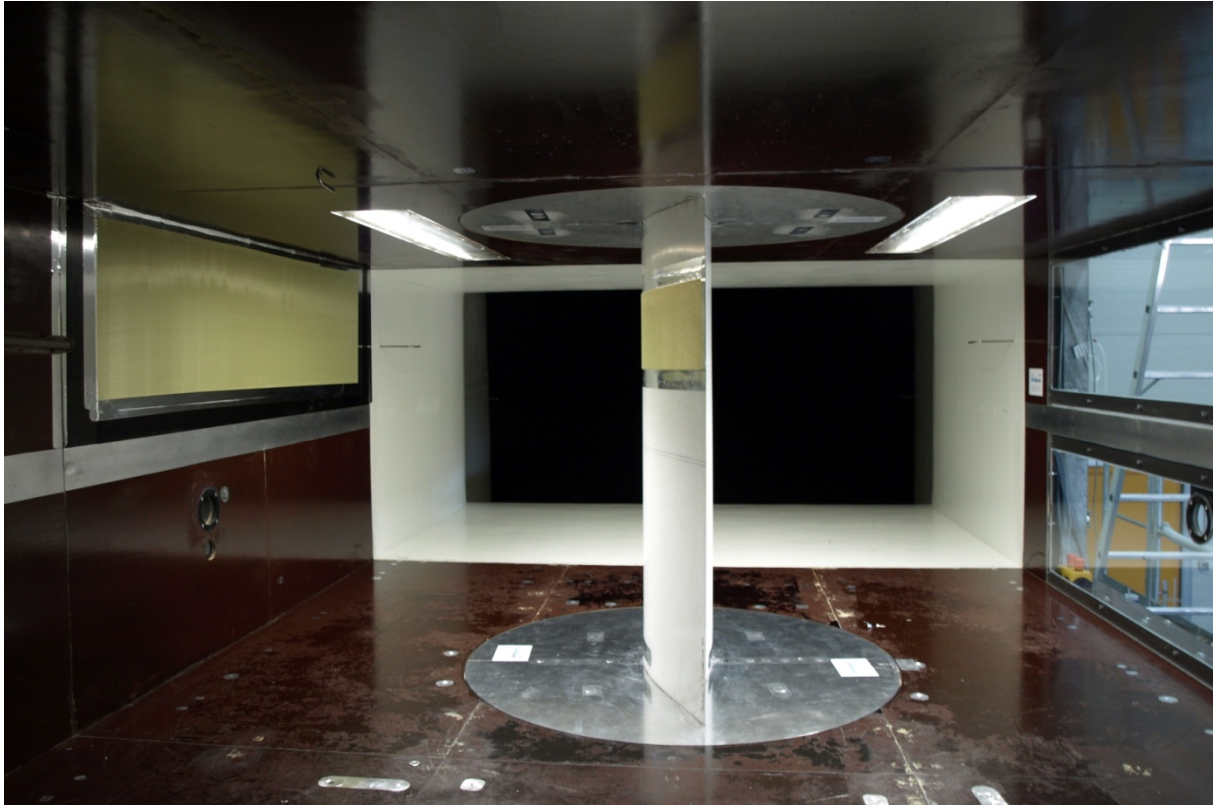


Abbildung 37: links im Bild ist die in der Messstrecke integrierte Kevlar-Wand zu sehen.

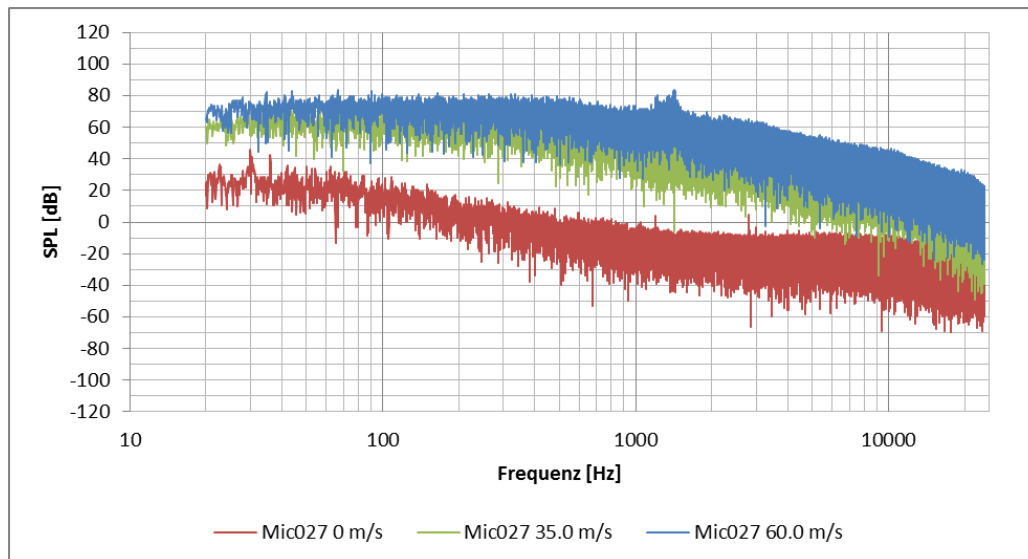


Abbildung 38: Schalleistungspegel der leeren Windkanalmessstrecke, gemessen mit einem einzigen Mikrofon des Arrays

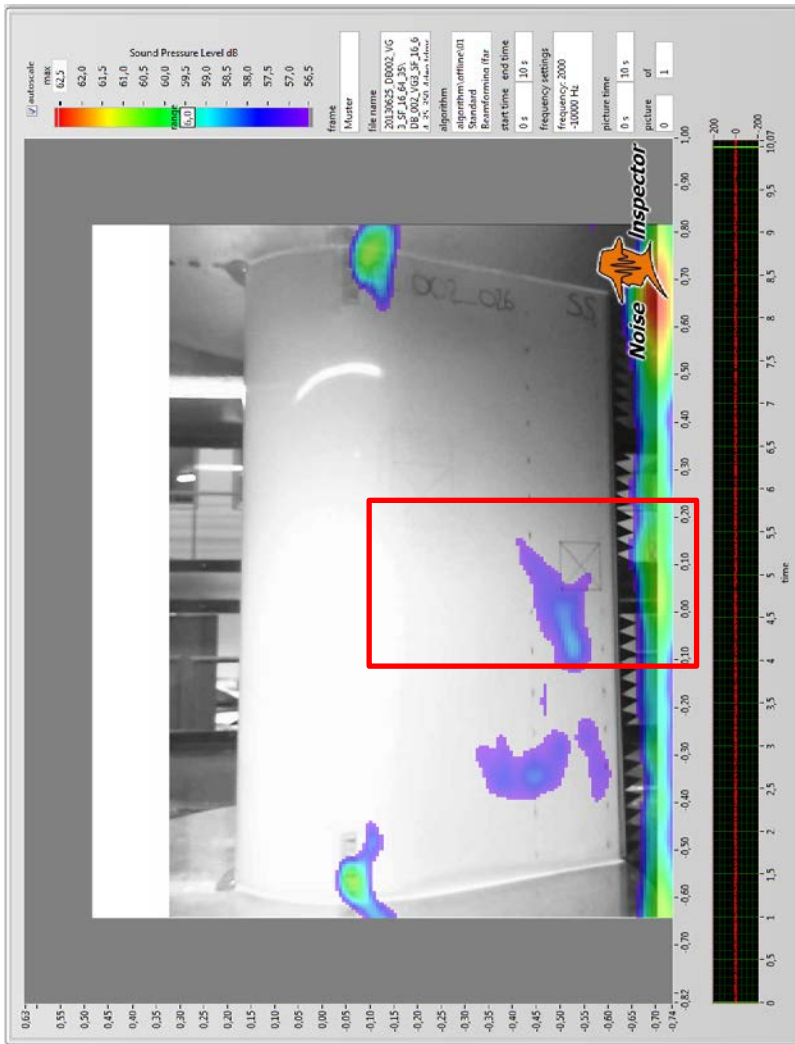


Abbildung 39: Veranschaulichung der definierten Referenzfläche (nicht maßstabsgetreu)

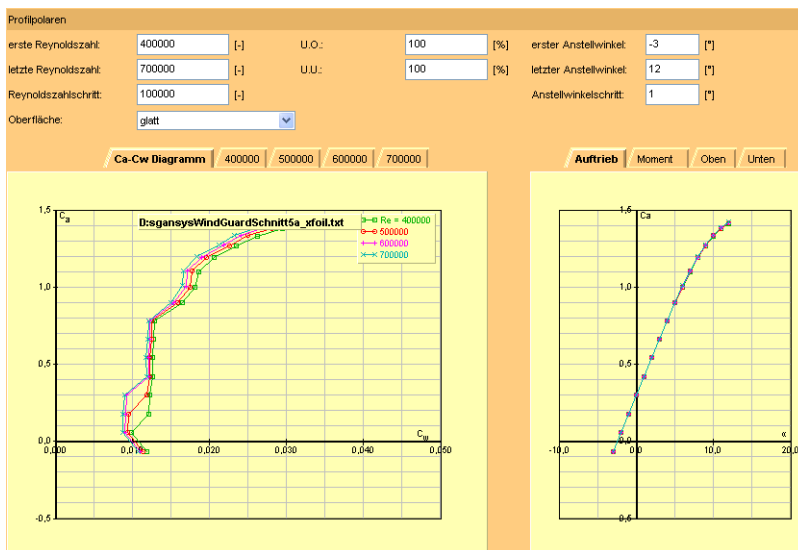


Abbildung 40: Berechnete Profilpolare und Auftriebskurve für den fünften Profilschnitt (Quelle: [www.mh-aerotoools.de/airfoils/javafoil.htm](http://www.mh-aerotoools.de/airfoils/javafoil.htm))

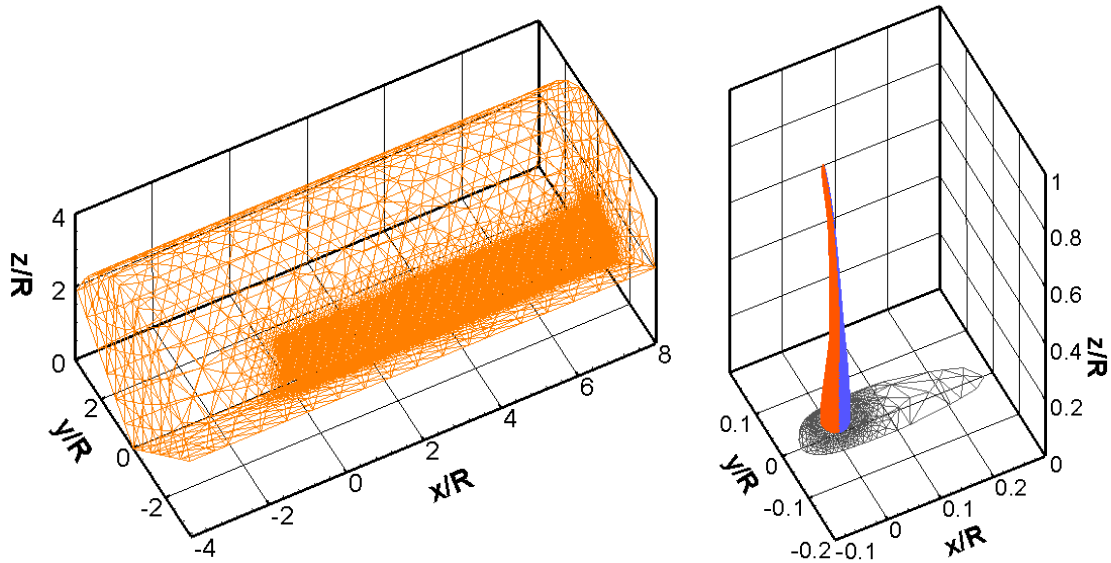


Abbildung 41: Lage des numerischen Volumengitters im Strömungsraum, rechts Detailsicht der Oberflächengitter für Blatt und Gondel. Längenangaben bezogen auf Rotorradius  $R=39.2\text{m}$

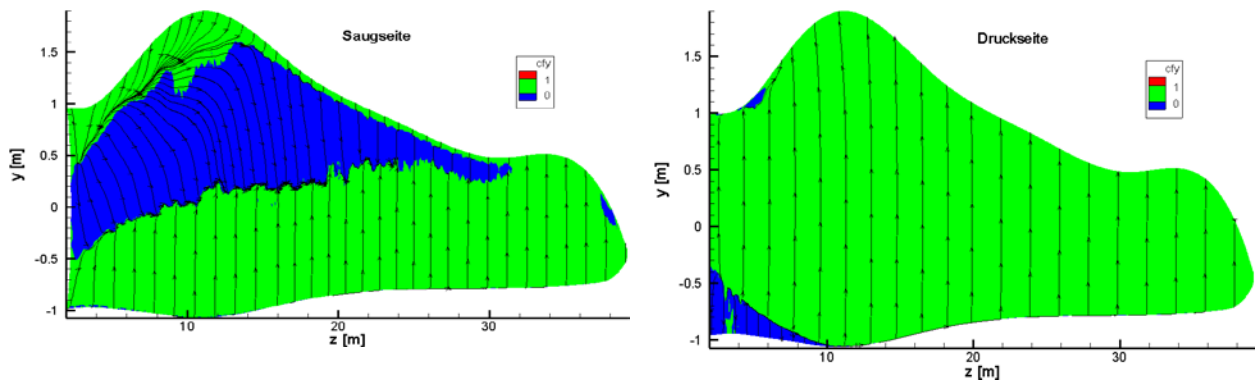


Abbildung 42: Stromliniendarstellung des Vektors  $c_f$  an der Saugseite (links) und Druckseite (rechts) des Rotorblatts;  $\lambda = \lambda_{max}$ ; die Vorderkante des Rotorblatts ist unten

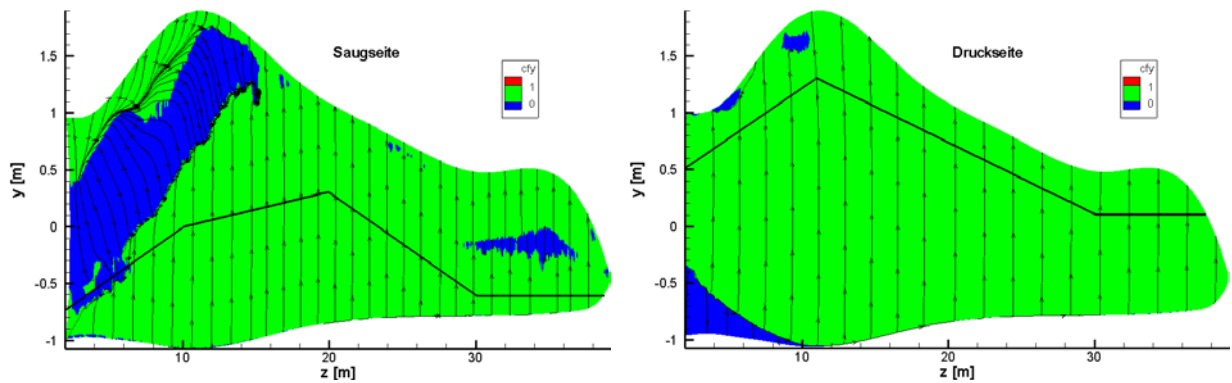


Abbildung 43: Strömungsverhältnisse an der Grenzschicht für Rotorblatt mit vorgegebenem laminar-turbulenten Grenzschichtübergang; turbulente/laminare Grenzschichten ober- bzw. unterhalb der eingezeichneten Linie; Darstellung und Parameter wie in Abbildung 42

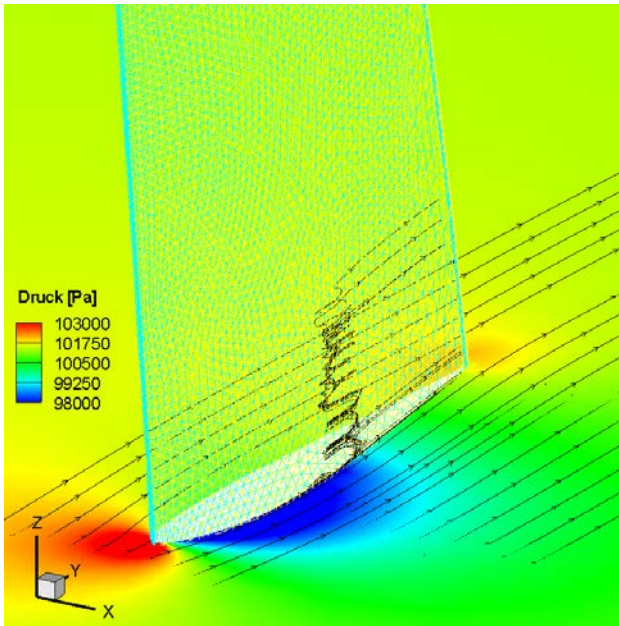


Abbildung 44: Umströmungsverläufe, Druckverhältnisse bei  $z=35\text{m}$

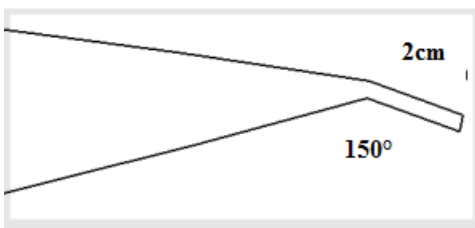


Abbildung 45: Geometrie der Gurney-Flaps

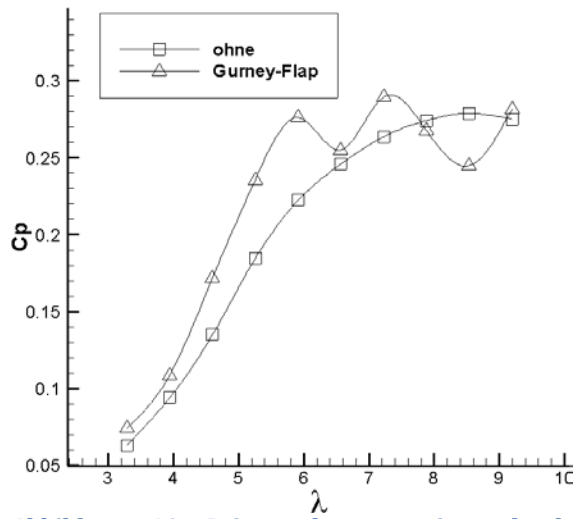


Abbildung 46: Leistungskurven mit und ohne Gurney-Flap

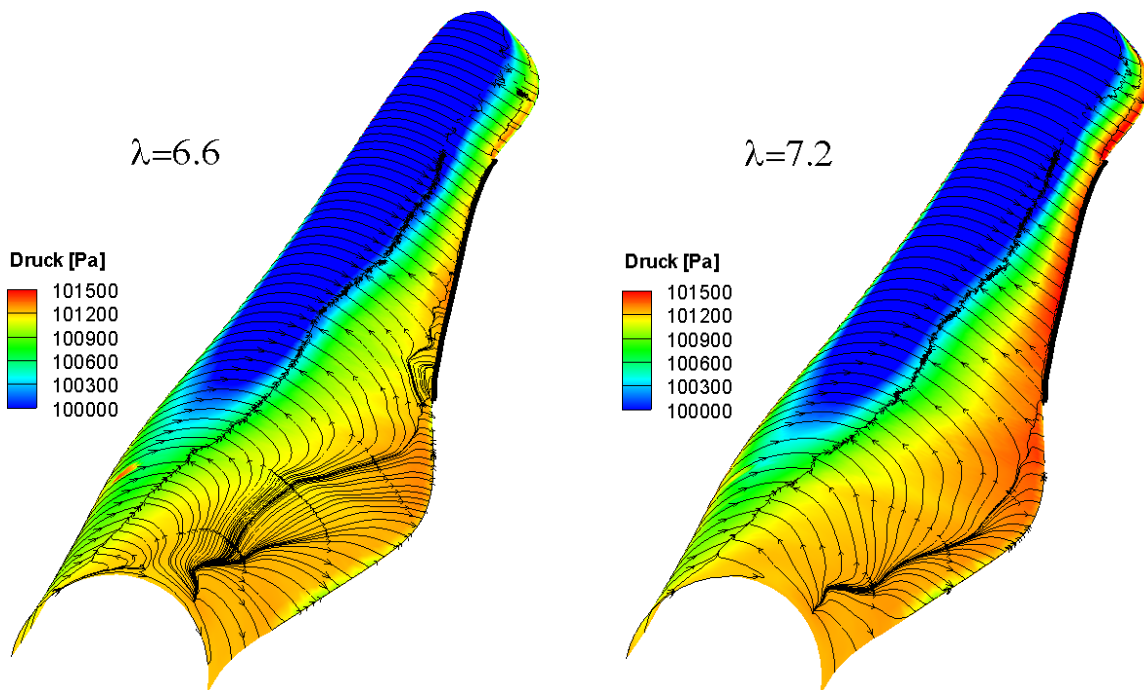


Abbildung 47: Druck- und Strömungsverhältnisse auf der Saugseite; dunkle Linie an Hinterkante: Bereich der Gurney-Flaps; linker Fall: lokales Minimum in der Leistungskurve, rechts: lokales Maximum

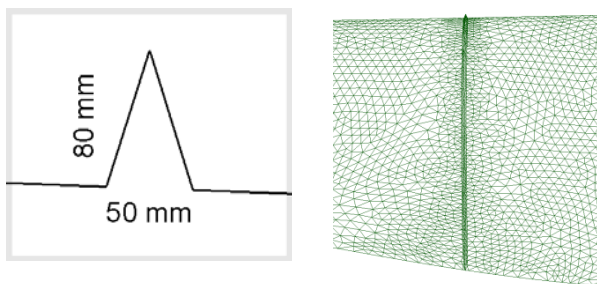


Abbildung 48: Geometrie eines Grenzschichtzauns

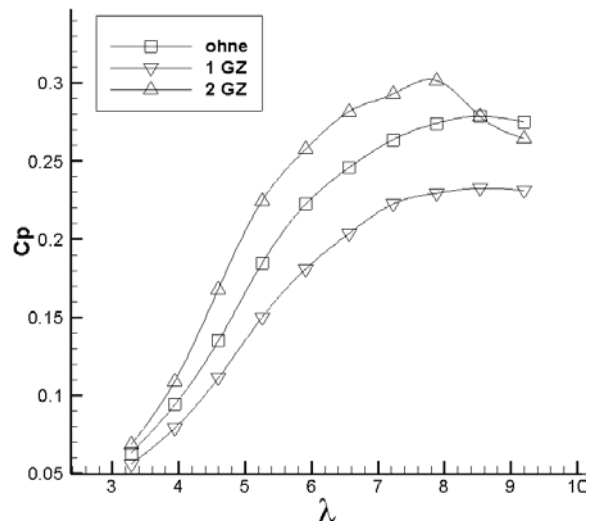


Abbildung 49: Leistungskurven mit und ohne Verwendung von Grenzschichtzäunen

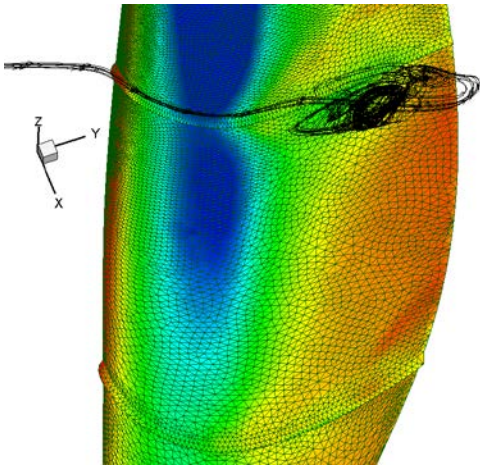


Abbildung 50: Wirbelausbildung oberhalb der Saugseite im Bereich des äußeren Grenzschichtzauns

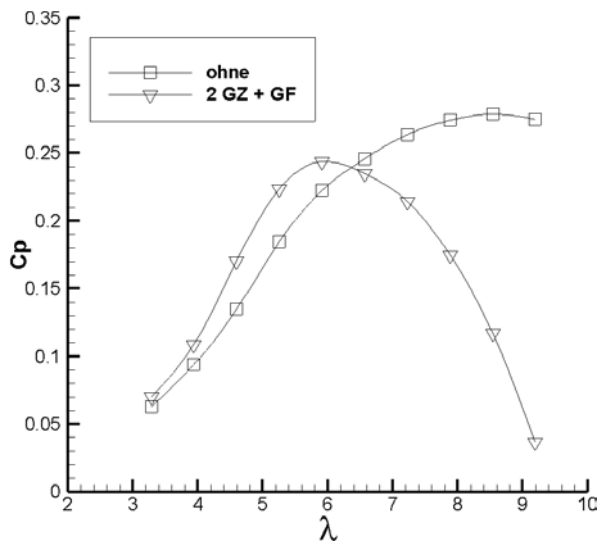


Abbildung 51: Leistungskurven mit und ohne Einsatz von Gurney-Flaps und Grenzschichtzäunen

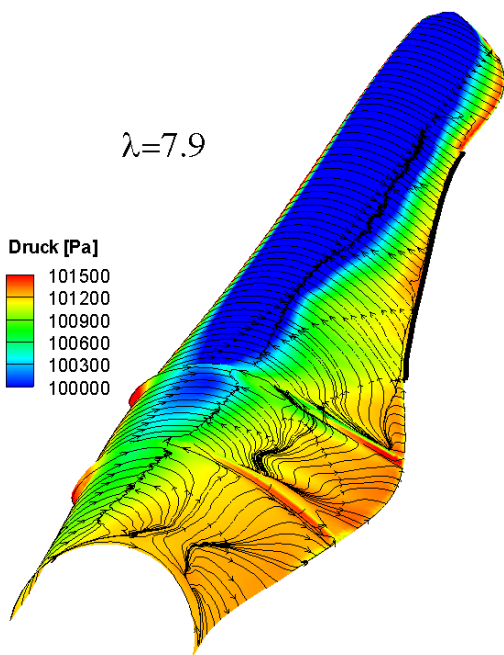


Abbildung 52: Druck- und Strömungsverhältnisse auf der Saugseite bei Einsatz von Gurney-Flaps und Grenzschichtzäunen

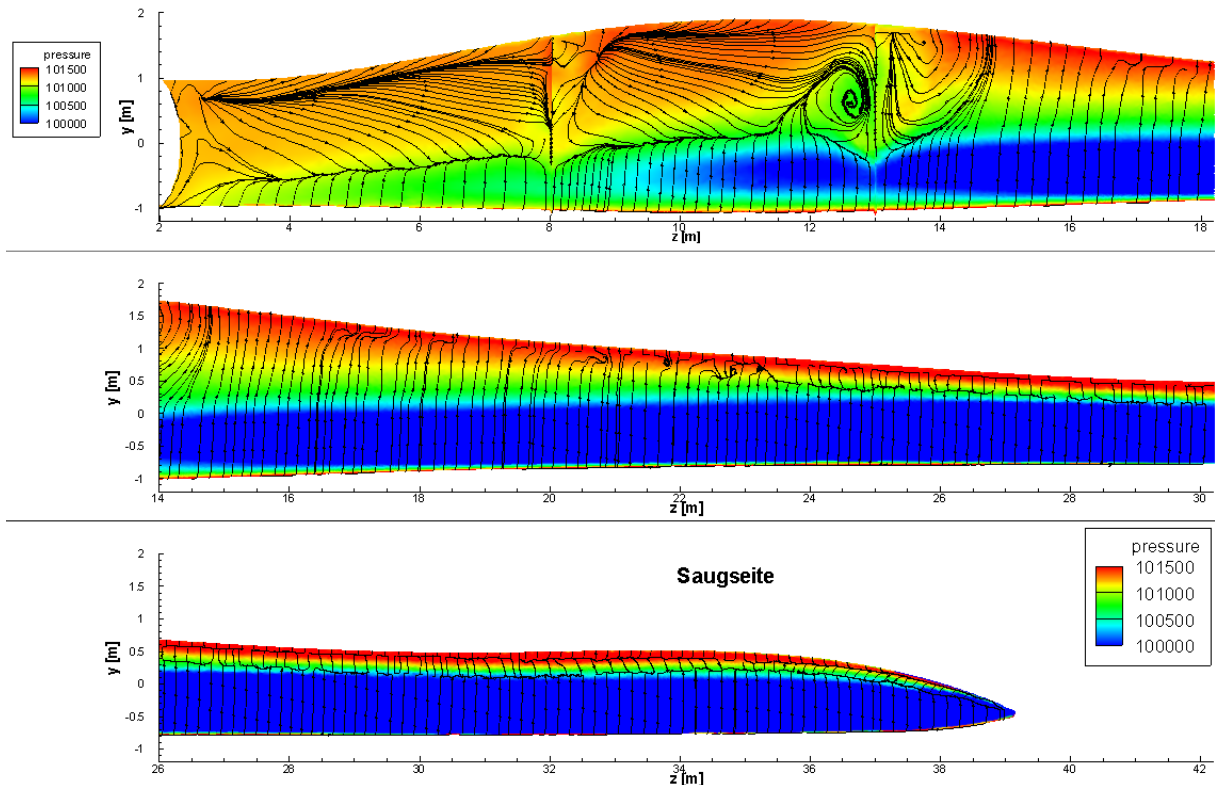


Abbildung 53: Entzerrte Ansicht des modifizierten Rotorblattes

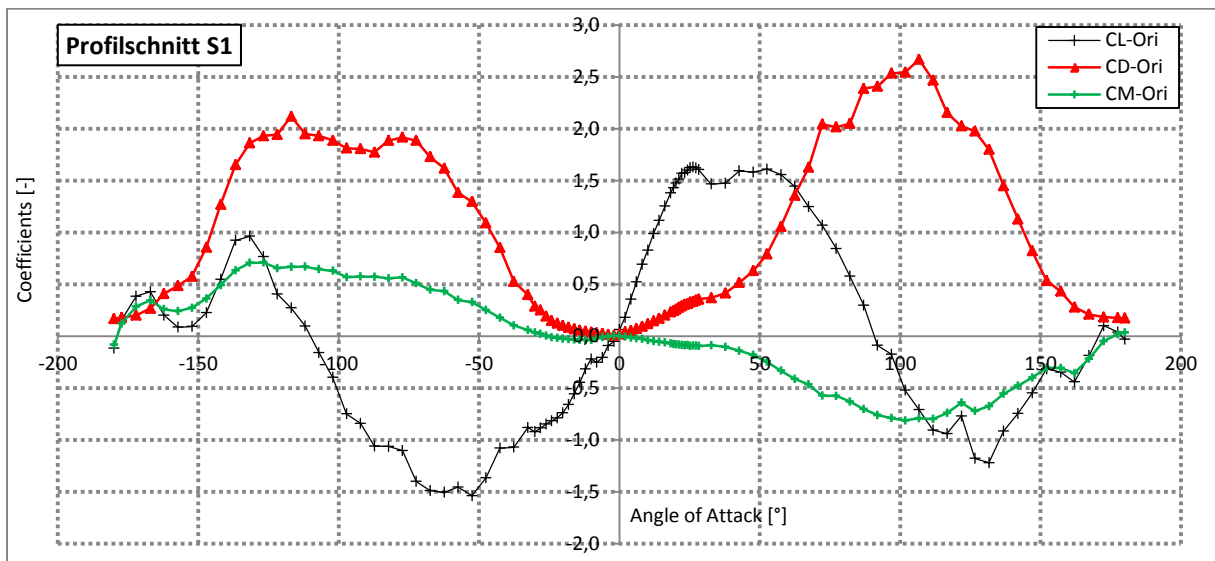


Abbildung 54: Messergebnisse der Profilpolaren des Originalblattes an S1



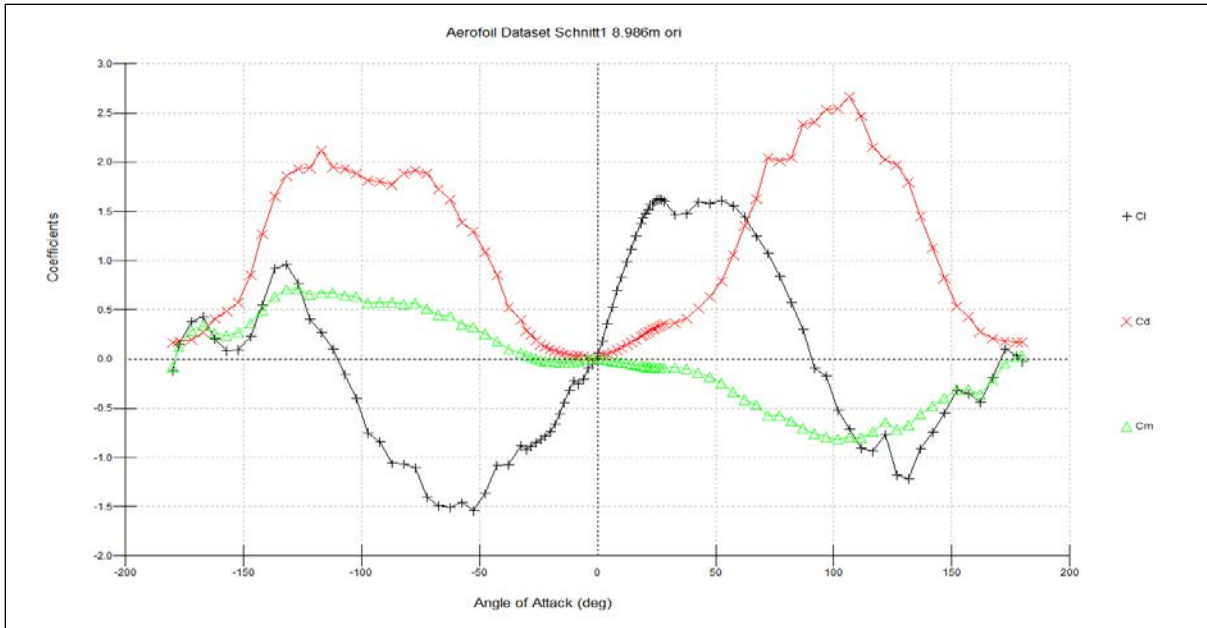


Abbildung 55: Definition der Profilpolaren des Originalblattes an S1 in der Simulationsumgebung

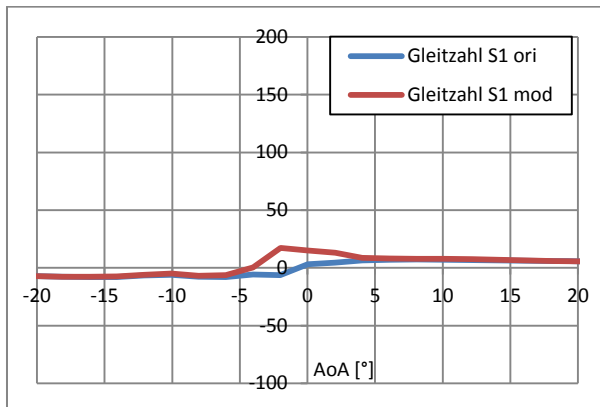


Abbildung 56: Gleitzahl mod. und Originalblatt an S1

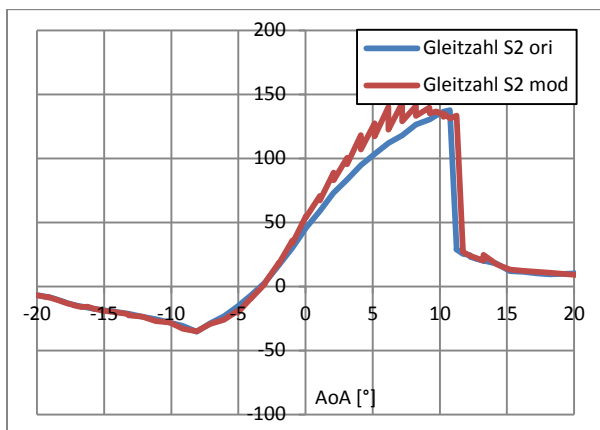


Abbildung 57: Gleitzahl mod. und Originalblatt an S2

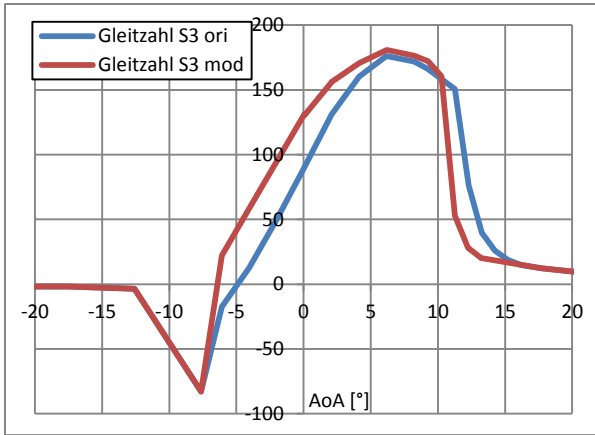


Abbildung 58: Gleitzahl mod. und Originalblatt an S3

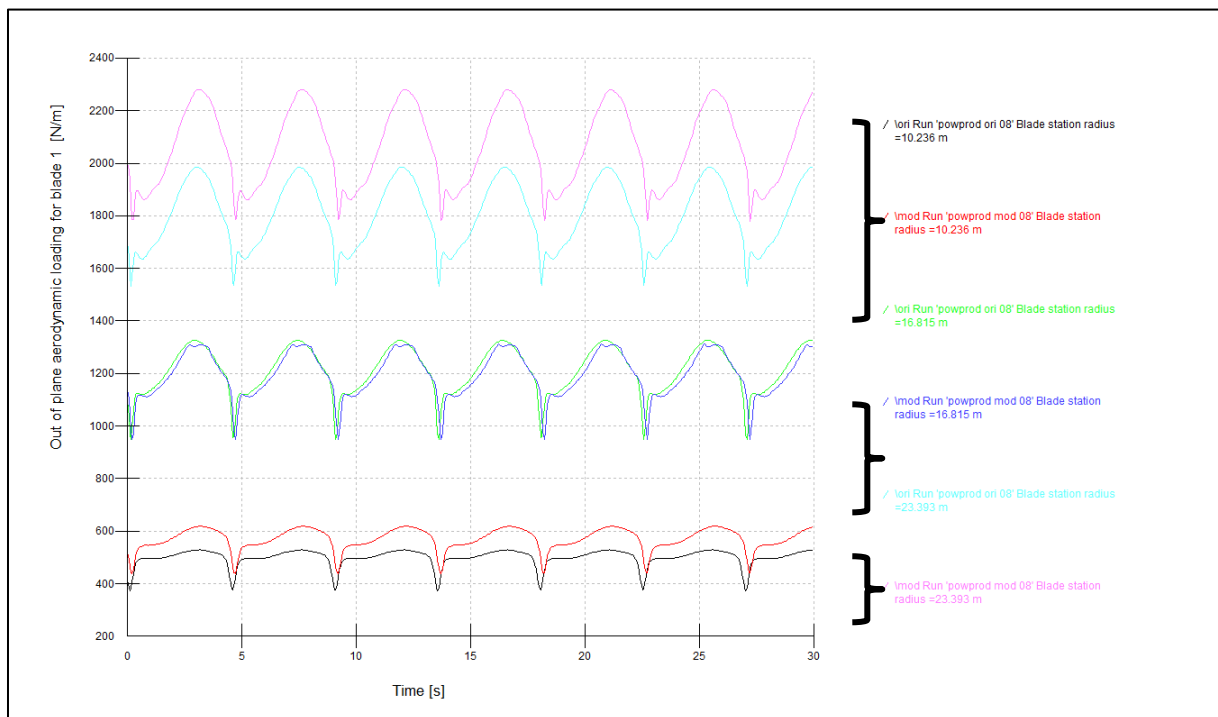


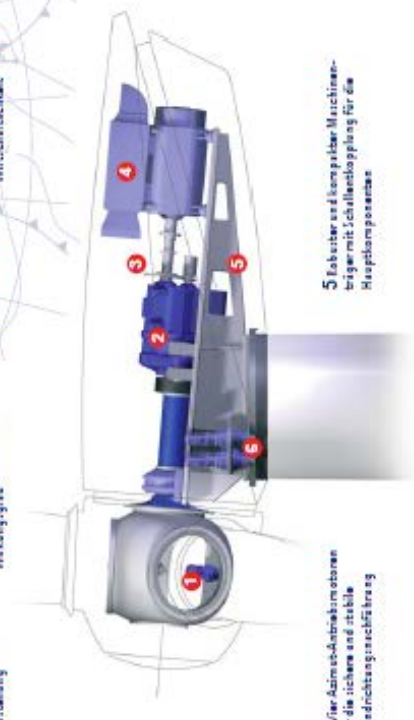
Abbildung 59: Auftretende aerodynamische Lasten im Betrieb bei 10 m/s Windgeschwindigkeit der Schnitte 1-3

# Verwendete Datenblätter



**Leistung: 1,5 MW**  
**Rotor: Ø 70 m**  
**Turmhöhe: 65°/80°/85°/144,5° m**  
**Rotor: Ø 77 m**  
**Turmhöhe: 65°/85°/100°/111,5° m**  
 Kabinen: Gittermast

## FL MD 70/77



**1** Hohe Sicherheit durch Einzelblatt-Verstellung

**2** Kombiniertes Planeten-Steuerungsgewölbe für hohen Wirkungsgrad

**3** Schweißnaht als Asynchron-Generator für hohe Wirtschaftlichkeit

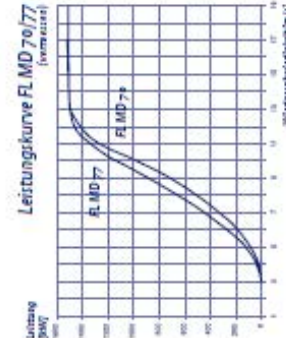
**4** Direktverlinktes Doppelgenerator mit Asynchron-Generator für hohe Wirtschaftlichkeit

**5** Robuster und kompakter Maschinenfrüher mit Schillenkopplung für die Hauptkomponenten

**6** Vier Achsen-Steuermechanismen für die sichere und stabile Windrichtungssteuerung

**Fuhrlander**  
AKTIVGELLESCHAF

**Leistungskurve FL MD 70/77 (normiert)**



niedrige Windaufwechslungsrate (m/s)	FL MD 70 (kW)	FL MD 77 (kW)
2,5	572.000	572.000
7,5	4.885.000	5.271.000
7,6	4.103.000	4.270.000
8,5	3.402.000	4.203.000
8,6	2.910.000	3.875.000
9,5	2.200.000	3.358.000
9,6	1.770.000	2.974.000

© 2014 Fuhrlander Energy Services GmbH. Alle Rechte vorbehalten. Dieses Dokument ist eine vertrauliche Angelegenheit.

### FL MD 70/77: Ein Konzept setzt Maßstäbe

Das preisgünstige Konzept der FL MD 70/77 mit Einzelblatt-Verstellung und doppelt gespeisitem, direktverlinktem Asynchrongenerator steht mit seinem großen Rotor an der Spitze der 2 MW-Klasse. Rotoren mit 70 und 77 m Durchmesser sind unterschiedliche Turmhöhen bis über 100 m ermöglichen eine optimale Anpassung an das jeweilige Standort. Robuster Maschinenbau in Kombination mit modernster Steuerungstechnik, hochwertiges Komponenten und artikuliertes Engineering setzen in dieser Klasse Maßstäbe in Sachen Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit.

Dabei begeistern sich immer mehr Investoren an aller Welt für die FL MD 70/77, die Fuhrlander bereits mehrfach bis nach Japan verkauft hat, auch in einer 50-Ha-Version.

#### ROTOR

Durchmesser	70 m / 77 m
Fläche	3.242 m <sup>2</sup> / 4.677 m <sup>2</sup>
Blitzzahl	7
Drehzahl	10-21 / 10-19 min <sup>-1</sup>
Leistungseingangsleistung	pitch

#### Getriebe

Bauart	komb. Planeten/Planeten
Stufen	7
Übertragung	1:1947/1:106

#### Generator

Bauart	doppelt gespeisite Drehstromasynchronmaschine
Drehzahl	1000 ... 1800 min <sup>-1</sup>
Spannung (Frequenz)	590 V (30/15 Hz)
Umrichter	Feldorientiertes IGBT

#### LEISTUNG

Maximale Leistung	1,5 MW
bei	11,6 / 17 m/s
Startwind	7,0 m/s
Stoppwind	25 / 26 m/s
Überlebensgeschwindigkeit	56 / 59 m/s

#### MAß

Nabenhöhe	MD 70: 6,1 / 6,1 (104,4°) m MD 77: 6,1 / 6,1 (104,4°) m
Bauart	* bester Rotorarm ** Gittermast

#### MOßE

Rotor	70.000 / 77.000 kg
Machineingewicht	36.000 kg
Turm	99.000 ... 261.000 kg

#### Regelung

Drehzahlregelung	Mikroprozessoren
Windrichtungsregelung	4 Getriebeoberen
Hauptbremse	Blattwinkelverstellung
2. Bremssystem	Schubbremse
Überwachung	Festsatz / Falsch / Viberra

#### Schall

Schallleistungspegel	103,2 / 104,8 dB(A)
Verhältnis von Schallleistung	10/10




# TECHNISCHE DATEN.



	S70/1500 kW	S77/1500 kW		S70/1500 kW	S77/1500 kW
<b>Rotor</b>					
Anzahl der Flügel	3	3	<b>Windrichtungenachführung</b>		
Umdrehungszahl	10,6 bis 19 min <sup>-1</sup>	9,9 bis 17,3 min <sup>-1</sup>	Achsmulagerung	Vierpunktlager	Vierpunktlager
Rotor Durchmesser	70 m	77 m	Bremsen	Hydraulisch, Scheibenbremsen mit 10 Bremszangen	
Überstrichene Fläche	3.848 m <sup>2</sup>	4.657 m <sup>2</sup>	Antrieb	vier Asynchronmotoren	
Leistungsgelung	Pitch	Pitch	Drehzahl	Ca. 0,75 %	
Startwind	3 m/s	3 m/s	<b>Steuerung</b>		
Abschaltwind	25 m/s	Für Rohrtürme 25 m/s Für Fachwerktürme 20 m/s	Art	Mikroprozessor (Mits)	Mikroprozessor (Mits)
<b>Überlebenswindgeschwindigkeit</b>					
Überlebenswindgeschwindigkeit	Bis 59,5 m/s (NH 65)	Bis 52,5 m/s (NH 61,5)	Netzaufschaltung	Automatisch über IGBT-Umrichter	
Pitch-Regelung	Elektromotorischer Einzelblatt-Pitch				
Massen	Ca. 32.000 kg	Ca. 34.000 kg	Überwachungsumfang	Fernüberwachung von mehr als 300 verschiedenen Parametern, z.B. Temperatur, Hydraulikdruck, Pitchparameter, Vibrationen, Drehzahlen, Generatormomente, Windgeschwindigkeit und -richtung, etc.	
<b>Blätter</b>					
Blattlänge	34 m	37,5 m	Aufzeichnung	Produktionsdaten, Ereignislisten, Langzeit- und Kurzzeittrends	
Material	GFK	GFK	<b>Bremsen</b>		
Massen	Ca. 5.400 - 5.900 kg	Ca. 6.500 kg	Auslegung	Drei getrennte Bremsensysteme in „fail-safe“ Ausführung (Einzelpitch)	
<b>Getriebe</b>					
Typ	Dreistufiges Planeten-/Stirnradgetriebe				
Übersetzungsverhältnis	1 : 94	1 : 104	Betriebsbremse	Elektromotorische Rotorblattverstellung	
Massen	Ca. 14.000 kg	Ca. 14.000 kg	Freistellbremse	Scheibenbremse, federbelastet, hydraulisch geküht	
Ölmenge	250 l	250 l	<b>Turm</b>		
Ölwechsel	Halbjährliche Kontrolle, Ölwechsel nach Bedarf				
Lager Hauptwelle	Zweistufiges Pendelrollenlager				
<b>Generator</b>					
Leistung	1.500 kW (einstellbar)	1.500 kW (einstellbar)	Ausführung	Modularer Stahlrohrturm, zylindrisch/oberes Segment konisch, oder Fachwerkturm, feuerverzinkt	
Spannung	690 V	690 V	Nebenhöhe	Stahlrohrturm 65 m	Stahlrohrturm 61,5 m
Typ	Doppelpoliger Asynchrongenerator, luftgekühlt				
Drehzahl	1.000 - 1.800 min <sup>-1</sup> 10%	1.000 - 1.800 min <sup>-1</sup> 10%		Zertifikat DIB 2, IEC 2a	Zertifikat IEC 2a, DIB 2 auf Anfrage
Schutzklasse	IP 54	IP 54		Stahlrohrturm 85 m	Stahlrohrturm 80 m
Kupplung	Stahlflexwellenkupplung, elektrisch isoliert				
Effektivität	Ca. 95 % bei Volllast (elektr. System komplett)				
Massen	Ca. 7.000 kg	Ca. 7.000 kg		Fachwerkturm 98 m	85 m, 90 m, 100 m
cos phi	0,9 ind. (unbenutzt) bis 0,95 kap. (übernutzt)				
				Zertifikat DIB 2	Zertifikat DIB 2
				Fachwerkturm 114,5 m	Fachwerkturm 96,5 m
				Zertifikat DIB 2	Zertifikat DIB 2
					Fachwerkturm 111,5 m
					Zertifikat DIB 2

## LEISTUNGSKENNLINIE S70/1500 kW

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
4	24	0,159
5	67	0,295
6	190	0,373
7	329	0,407
8	521	0,440
9	736	0,428
10	1.016	0,421
11	1.294	0,409
12	1.426	0,350
13	1.500	0,290
14	1.500	0,232
15	1.500	0,189
16	1.500	0,155
17	1.500	0,130
18	1.500	0,109
19	1.500	0,090
20	1.500	0,080
21	1.500	0,069
22	1.500	0,060
23	1.500	0,052
24	1.500	0,046
25	1.500	0,041

Gültigkeit Werte, basierend auf Normierung durch WINDTIST GmbH, Serien-Nr. WT1200/00 und WT 2080/01

## LEISTUNGSKENNLINIE S77/1500 kW

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
4	41	0,241
5	121	0,367
6	244	0,396
7	400	0,409
8	600	0,411
9	854	0,411
10	1.111	0,389
11	1.331	0,351
12	1.475	0,299
13	1.500	0,239
14	1.500	0,192
15	1.500	0,156
16	1.500	0,128
17	1.500	0,107
18	1.500	0,090
19	1.500	0,077
20	1.500	0,066
21	1.500	0,057
22	1.500	0,049
23	1.500	0,043
24	1.500	0,038
25	1.500	0,034

Gültigkeit Werte, basierend auf Normierung durch WINDTIST Glasersbach, Serien-Nr. LE 2000/01/08



## Technische Daten

### Leistungs

Nennleistung	1,500 kW
Erschließungswindgeschwindigkeit	3,5 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12,5 m/s
Abschließungswindgeschwindigkeit	20,0 m/s
Windzone	bis zu DIBt 2
Typenklasse	bis zu IEC IIIa / GL 3

### Rotor

Durchmesser	77,0 m
Rotorfläche	4.657 m <sup>2</sup>
Drehzahl	9,6 – 17,3 min <sup>-1</sup> (+12,0%)

### Spannweite

Länge	37,3 m
Bauart	GFK-Schalenbauweise

### Windschulfführung

Bauart	außenverzahntes Vierpunktlager
Antrieb	Geriebenerien
Stabilisierung	Scheibenbremse

### Getriebe

Bauart	schrägverzahntes Planoensteife und zwei Seilradsufen
oder optional	schrägverzahntes Stufenplanoensteife mit einer Seilradsufe
Übersetzung	i – ca. 104,0

### Elektrisches System

Generatorbauart	doppelt gespeister Asynchrongenerator, 4-polig
Nennleistung	1,500 kW
Nennspannung	690 V
Nenn Drehzahl	1.000 – 1.800 min <sup>-1</sup> (+11,0%)
Generatorschutzklasse	IP 54
Umrückerbauart	pulsweitenmodulierte IGBTs

### Leistungsregelung

Prinzip	elektronische Blauwinkelverstellung – Pitch und Drehzahlregelung
---------	--

### Nenn

Bauart	Stahlrohrbau
Nabenhöhe	61,5 / 85 / 90 / 100 m
Bauart	Gleisbauweise
Nabenhöhe	96,5 / 111,5 m

### Fundament

standortabhängiges Stahlbetonfundament mit Fundamentkellbauweise

### Sicherheitskonzepte

- voneinander unabhängige elektronische Einzelblauverstellung – „fail-safe“
- umfangreiche Temperatur- und Drehzahlsensoren in redundanter Auslegung
- vollintegriertes Blitzschutzkonzept
- Stromschienen und geschirmte Kabel zum Schutz von Mensch und Maschine
- Rotorhaltebremse mit Soft-Brake-Funktion

Der vollständige Meßumfang ist dem Prüfbericht WT 2128/02 zu entnehmen.

