

Deutsche WindGuard Engineering GmbH
BIMAQ
Fachhochschule Kiel
WindGuard Certification GmbH

Verbesserung der Energieproduktion bestehender Windenergieanlagen durch Rotorblattmodifizierungen – Phase 2: Detailuntersuchungen, Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt
gefördert unter dem AZ 27118/02 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Von

Nicholas Balaesque
Christoph Dollinger
Gerrit Eilers
Oliver Bleich
Alois Schaffarczyk
Torben Reichstein
Andres Vogt
Cornelia von Zengen

Bremerhaven, Juni 2017

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	27118/02	Referat	24/0	Fördersumme	340.000,-
----	-----------------	---------	-------------	-------------	------------------

Antragstitel	Verbesserung der Energieproduktion bestehender Windenergieanlagen durch Rotorblattmodifizierungen - Phase 2: Detailuntersuchungen, Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.
---------------------	---

Stichworte	Erneuerbare Energien, Wind
-------------------	----------------------------

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
31 Monate	01.09.2014	31.03.2017	

Zwischenberichte	halbjährlich
------------------	--------------

Bewilligungsempfänger	Deutsche WindGuard Engineering GmbH Überseering 7 27580 Bremerhaven	Tel 04451-9515-0 Fax 04451-9515-29	Projektleitung Dr. Knud Rehfeldt
		Bearbeiter Cornelia von Zengen	

Kooperationspartner	Fachhochschule Kiel, Sokratesplatz, 24149 Kiel BIMAQ, Linzer Straße 13, 28359 Bremen WindGuard Certification GmbH, Oldenburger Str. 65, 26316 Varel
----------------------------	---

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Das Projekt will auf Basis von Untersuchungen im Windkanal und CFD-Simulationen Optimierungsmaßnahmen für Rotorblätter von bestehenden Windenergieanlagen entwickeln, die zu einer nennenswerten Ertragsverbesserung der Anlagen führen und so deren individuellen Beitrag zum Klimaschutz erhöhen, ohne weiteren Zubau zu generieren. Gleichzeitig soll durch eine akustische Optimierung der Rotorblätter eine Leistungssteigerung ohne Zunahme der Schallemission ermöglichen und somit ein Beitrag zur Akzeptanzförderung geleistet werden. Basierend auf den Ergebnissen aus Projektphase 1 werden die Optimierungsmaßnahmen getestet und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit, zu erwartender Ertragsverbesserung und akustischer Emission bewertet.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Basierend auf der Auswahl an Modifikationen aus den Voruntersuchungen der ersten Projektphase werden die modifizierten Rotorblattprofile mittels Messungen im Windkanal und CFD-Berechnungen systematisch auf ihre aerodynamischen Eigenschaften hin untersucht. Die CFD-Berechnungen dienen dabei zum einen der Verifikation der Messungen, zum anderen simulieren sie die Strömungsverhältnisse an den Bereichen des Rotorblatts, die im Windkanal nicht zuverlässig gemessen werden können (v.a. den Rotorblattwurzelbereich). Auch die Auswirkung der Modifikationen auf die akustischen Eigenschaften der Rotorblätter wird in Windkanalmessungen detailliert geprüft. Damit soll sichergestellt werden, dass die Erhöhung der Effizienz der Rotorblätter nicht auf Kosten der Schallemissionen geschieht. Parallel werden die genehmigungsrechtlichen Aspekte der Modifikation geprüft. Im Anschluss werden alle getesteten Modifikationen verglichen und bewertet und die sinnvollsten ausgewählt. Um das Produkt letztendlich zur Marktreife entwickeln zu können, sind die Suche nach Kooperationspartnern für die Umsetzung der Modifikationen sowie eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung die abschließenden Arbeitspakete des Projektes.

Ergebnisse und Diskussion

Die zweite Projektphase konnte nahtlos an die Ergebnisse aus Phase 1 anknüpfen und präsentiert mit Projektende eine fertige Spezifikation für ein Add-On-Kit, das wirtschaftlich sinnvoll Windenergieanlagen ab einer Restlaufzeit von drei Jahren mit dem Rotorblattsatz LM 37p zu gesteigerten Erträgen und/oder geringeren Schallemissionen führen kann.

Die ursprüngliche Zielsetzung einer Ertragssteigerung zwischen 5 und 6% und einer Schallsenkung um 3dB konnte teilweise übertroffen werden. Bei entsprechenden Standortbedingungen erreicht Modifikation A Ertragssteigerungen von bis zu 9%. Die getesteten Serrations haben keinen massiven Einfluss auf die Ertragssteigerung, senkten aber den gemessenen Schalldruckpegel um 2-3dB ab. Das Projektziel ist damit erreicht.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

- Woche der Umwelt (05.-06.06.2012, Berlin)
- Vortrag „vorbildlicher Umweltschutz“ (22.11.2011, Oldenburg)
- Vortrag innerhalb der Vortragsreihe „Bionik“ der Hochschule Bremen (11.06.2013, Bremen)
- Vortrag auf der DFMR Tagung „Windenergie“ (07.11.2013, Bremen)
- Publikation: Dollinger C, Sorg M, Thiemann P (2013) Aeroacoustic optimization of wind turbine airfoils by combining thermographic and acoustic measurement data. *Dewi Magazin* 43:61–64.
- Konferenzbeitrag zur AWEA Wind Power Conference and Exhibition, (05-08.05.2014, Las Vegas). Dollinger C, Balaesque N, Sorg M, Goch G (2014) Thermographic measurement method for turbulence boundary layer analysis on wind turbine airfoils.
- Konferenzbeitrag zur EWEA, (11.03.2014, Barcelona), Dollinger C, Balaesque N, Sorg M (2014) Thermographic boundary layer visualisation of wind turbine rotorblades in operation.
- Konferenzbeitrag zur TORQUE 2016 (06.10.2016, München), Dollinger C, Balaesque N, Schaffarczyk AP, Fischer A (2016) Thermographic Detection of separated Flow. *Journal of Physics: Conference Series*
- Konferenzbeitrag zur TORQUE 2016 (06.10.2016, München), N. Balaesque, S. Bicker, C. Dollinger, A. Fandrich, S. Gatz, M. Hölling, K. Irschik, T. Reichstein, A. P. Schaffarczyk, C. von Zengen: Investigations for Improvement of Energy Yield of Rotor-blades from the 1.5 MW Class. *Journal of Physics: Conference Series*

Fazit

Mit den Projektergebnissen kann nun eine Installation eines Prototypen in einem bestehenden Windpark in Kombination mit entsprechenden Messungen angegangen werden. Entsprechende Kontakte zu Windparkbetreibern mit passenden Parkportfolios wurden bereits hergestellt. In dieser dritten Projektphase müssten die Energieerträge des modifizierten Rotorblattes mit denen einer nicht modifizierten Nachbaranlage über einen bestimmten Zeitraum verglichen werden. Messungen zur Schallemission wären ebenfalls notwendig. Eine solche Installation würde zudem auch Tests mit den bisher nur im CFD simulierten Grenzschichtzäunen und Spoilern ermöglichen und hier belastbare Daten liefern. Damit wären unter Umständen sogar noch höhere Ertragssteigerungen denkbar. Um noch möglichst viele Windenergieanlagen mit der untersuchten Rotorblattserie optimieren zu können, sollte das Produkt im Jahr 2018 Marktreife erlangen. Eine möglichst lange Restlaufzeit macht die nachträgliche Modifizierung schließlich finanziell umso attraktiver. Gerade vor dem Hintergrund der aktuell im Markt zu beobachtenden Verlängerung der Laufzeit von WEA nach 20 Jahren macht den Einsatz ertragssteigernder Maßnahmen durch entsprechende Add-On-Kits besonders interessant.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	11
Verzeichnis von Begriffen und Definitionen	13
Abkürzungen:.....	13
Begriffe und Definitionen:	13
Formelzeichen:	14
Zusammenfassung.....	16
Einleitung	17
Hauptteil	21
AP 1 – Herstellung weiterer Profilmodelle und Modifikationen	21
Vorgesehene Modellherstellung laut Antrag	21
Tatsächliche Modellfertigung	21
AP 2 – Weitere CFD-Simulationen	22
CFD-Simulationen zur Ergänzung der Windkanalmessungen	22
Simulationsumgebung	23
Übertragbarkeit von CFD-Simulationen auf Windkanalmessungen	24
Untersuchung zur Auswirkung von Serrations	25
Untersuchungen zur Auswirkung von Flaps und Grenzschichtzäunen	26
Untersuchungen aerodynamischer Hilfen: Spoiler	28
Ergebnisse der CFD-Simulationen.....	29
AP 3 –Systematische Untersuchung der aerodynamischen Eigenschaften der modifizierten Profile im Windkanal unterstützt durch Auslegungsrechnung.....	29
AP 3a: Untersuchung des Einsatzes aerodynamischer Hilfen zur Verbesserung der Strömungsqualität	30
Windkanalmessungen zur Positionierung von Add-Ons.....	30
Bewertung der Positionierung von Add-Ons.....	33
AP 3b: Untersuchung der Empfindlichkeit des Profils.....	34
Simulation von Verschmutzungen im Windkanal	35
Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Rotorblattfehlstellung und Eingangsturbulenz	35
Durchgeführte Simulationen in BLADED	36
Auswirkungen von Rotorblattfehlstellungen	36
Auswirkungen von verringerter Eingangsturbulenz	37

Thermographische Untersuchungen zum Verschmutzungsgrad im Freifeld	38
AP 4 – Systematische Untersuchung der akustischen Eigenschaften verschiedener Profilvariationen im Windkanal	40
Beschreibung der akustischen Messtechnik im Windkanal.....	41
Methodik zur Messung der Aeroakustik im Windkanal.....	41
Ergebnisse der aeroakustischen Messungen.....	42
AP 5 – Bewertung der durchgeführten Modifikationen	43
Auswirkungen auf die Ermüdungslasten	46
Auswirkungen auf den Energieertrag.....	48
AP 6 – Prüfung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen	48
Komponentenzertifikat.....	49
Typenzertifikat / Typenprüfung der WEA.....	51
CE-Konformitätsbewertung.....	51
Schlussfolgerung in Bezug auf die Genehmigungsfähigkeit.....	52
AP 7 – Vorbereitung der Umsetzung des Modifikations-Kits.....	53
Spezifikationen für das Modifikations-Kit	53
Schritte zur Vorbereitung der Umsetzung.....	53
AP 8 – Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	54
Betrachtete Faktoren	54
Prognostizierte Zusatzgewinne und Amortisationszeitraum	57
Bewertung der Ergebnisse des Gesamtprojekts im Hinblick auf die ursprüngliche Zielsetzung	57
Ausführliche ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse im Vergleich mit Stand der Technik.....	59
Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse	60
Fazit	61
Literaturverzeichnis.....	62
Anhänge	64
Anhang 1: Abbildungen	64
Anhang 2: Tabellen.....	90

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CFD-Simulation des Rotorblattes unter Verwendung eines Spoilers.....	28
Abbildung 2: Thermografie-Aufnahme zur Strömungsvisualisierung. a) Originalaufnahme mit Markierungen für den laminaren und den turbulenten Strömungsbereich sowie der Transition dazwischen. b) Ausgewertete Aufnahme mit einer Korrektur der radialen Verzeichnung sowie der Visualisierung von Auswertebereich und Auswerteergebnis.....	32
Abbildung 3: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 5 bei starker Verschmutzung.....	35
Abbildung 4: Thermografie-Aufnahmen der Saugseite von den Rotorblättern einer GE 1.5 sl in einem Windpark in Thedinghausen	38
Abbildung 5: Thermografieaufnahme eines Rotorblattes einer GE 1.5 sl Windenergieanlage nach einer längeren Zeit ohne Niederschlag.....	39
Abbildung 6: Thermografieaufnahme eines Rotorblattes einer GE 1.5 sl Windenergieanlage direkt nach einem starken Regenschauer.	39
Abbildung 7: : Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition auf der Saugseite für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5°. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.	78
Abbildung 8 Skizze des Rotorblattes mit neuen Modifikationen.....	46
Abbildung 9: zusätzlicher Jahresgewinn nach der Modifizierung für saubere und verschmutzte Rotorblätter	86
Abbildung 10: Positionen der aerodynamischen Hilfen auf dem Rotorblatt, zusammen mit den Positionen der Schnitte für die 2D-Untersuchungen	64
Abbildung 11: Verwendetes Netz für die Simulationen: links: gesamtes Simulationsvolumen; rechts: Oberfläche des Profils	65
Abbildung 14: Auftriebsbeiwerte für die fünf 2D-Profile: Dargestellt sind Windkanalmessungen (Kreuze), sowie Simulationen mit vollturbulenter Grenzschicht (Diamanten) bzw. laminar-turbulenter Transition (Dreiecke). Unten rechts: Vergleich verschiedener Turbulenzmodelle (SA – Spalart-Allmaras; MB – Menter Baseline; MS – Menter SST; WS – Wilcox $k\omega + SST$; WI – Wilcox $k\omega$) mit Windkanalmessung (Diamanten)	65
Abbildung 17: Profil 4: Widerstandsbeiwert c_d (links) und Polare (rechts)	66
Abbildung 12: Abmessungen der Serrations, die für die CFD-Simulationen verwendet wurden. Links: Serration 1; rechts: Serration 2	66

Abbildung 13: Profil 4 mit Serration: Oben: Stromlinien an Serration 1. Unten: Auftriebsbeiwert (links) und Polare (rechts) mit Serrations im Vergleich mit dem blanken Profil.....	67
Abbildung 15: Einfluss der aerodynamischen Hilfen auf die Performance: Oben: relative Änderung der Leistung. Mitte: relative Änderung der Lasten. Unten: Vergleich der relativen Änderungen.....	67
Abbildung 16: Detailaufnahme des Spoilers für die CFD-Simulationen.....	68
Abbildung 18: Anwendungsoberfläche des (halb-)automatisierten Auswertetools zur Bestimmung der laminar-turbulenten Transition über die thermografische Strömungsvisualisierung.....	68
Abbildung 19: Die im Windkanal gemessene Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für eine Reihe möglicher Modifikationen an Profil 4. ZZ049: Zackenband auf der Saugseite bei 49% der Sehnenlänge; GF 14_30: Gurney-Flap mit 14mm Länge und einem Winkel von 30°. SF_16C_64_15: Serration mit 64mm langen Zacken in einem Winkel von 15°. SF_10c_40: Serration mit 40 mm langen Zacken, 0°.....	69
Abbildung 20: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 1.....	69
Abbildung 21: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 2.....	70
Abbildung 22: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 3.....	70
Abbildung 23: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 4.....	71
Abbildung 24: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 5.....	71
Abbildung 25: Aerodynamische Koeffizienten eines Zylinders mit einem Spoiler-Flap mit einer Länge von 10% des Durchmessers. Der rote Pfeil markiert den angestrebten Betriebspunkt.....	72
Abbildung 26: Druckverteilung entlang des Zylinders bei unter- und überkritischer Umströmung.....	72
Abbildung 27: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saugseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	73
Abbildung 28: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Druckseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	73
Abbildung 29: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saugseite des Schnitts 2 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	74
Abbildung 30: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 3 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	74
Abbildung 31: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	75

Abbildung 32: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 5 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition Xtr.....	75
Abbildung 33: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 1 bei starker Verschmutzung.....	76
Abbildung 34: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 2 bei starker Verschmutzung.....	76
Abbildung 35: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 3 bei starker Verschmutzung.....	77
Abbildung 36: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 4 bei starker Verschmutzung.....	77
Abbildung 37: Beispiel zum grundlegenden Vorgehen zur Bestimmung des Verschmutzungsanteils. a) Original Thermografieaufnahme eines Bereichs des Rotorblattes. b) Bestimmung der natürlichen Transition über den Temperaturgradienten und die Bewertung einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. c) Bestimmung der tatsächlichen Transition inklusive der durch Verschmutzung hervorgerufenen Strömungskeile.....	78
Abbildung 38: Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition auf der Druckseite für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5°. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.....	79
Abbildung 39: Layout des Mikrofonarray mit Positionsangaben in Metern.....	79
Abbildung 40: Ergebnis des klassischen Beamforming-Algorithmus am Beispiel des Schnittes DBU004 bei einem Anstellwinkel von 0° und einer Windgeschwindigkeit von 50 m/s.....	80
Abbildung 41: Ergebnis des CLEAN-SC-Algorithmus am Beispiel des Schnittes DBU004 bei einem Anstellwinkel von 0° und einer Windgeschwindigkeit von 50 m/s.....	80
Abbildung 42: Die gemessenen Schalldruckpegel bei sauberem Profil, Schnitt 4.....	81
Abbildung 43: Die gemessenen Schalldruckpegel bei getripptem Profil, Schnitt 4.....	81
Abbildung 44: Die gemessenen Schalldruckpegel bei sauberem Profil, Schnitt 5.....	82
Abbildung 45: Die gemessenen Schalldruckpegel bei getripptem Profil, Schnitt 5.....	82
Abbildung 46: Auswirkung von Vortexgeneratoren und Flaps auf Schnitt 2 bei sauberem Profil.....	83
Abbildung 47: Auswirkung von Vortexgeneratoren und Flaps auf Schnitt 2 bei verschmutztem Profil.....	83
Abbildung 48: Skizze des Rotorblattes im Ist-Zustand.....	84
Abbildung 49: Rotorblattwurzelkoordinatensystem.....	84
Abbildung 50: Leistungskurven für die verschiedenen Modifikationen.....	85

Abbildung 51: Prozentuale Abweichung der Leistungskurven im Vergleich zum Original, jeweils im sauberen und im verschmutzten Fall.....	85
Abbildung 52: Jährlicher Energieertrag der verschiedenen Modifikationen	87
Abbildung 53: Amortisationsdauer in Monaten für unterschiedliche Nabenhöhen und Windgeschwindigkeiten bei sauberem und verschmutztem Rotorblatt. Die roten Graphen stellen die Konfigurationen dar, deren Amortisationsdauer die Nutzungsdauer der Anlagen bei weitem überschreitet, bzw. identisch mit ihr ist.....	87
Abbildung 54: Zeichnung des Flaps, GF_1	88
Abbildung 55: Zeichnung der Serration für den inneren Bereich, S1	88
Abbildung 56 Zeichnung der Serration für den äußeren Bereich, S2	89
Abbildung 57: Zeichnung der Vortex-Generatoren VG_1	89
Abbildung 58: Zeichnung der Vortex-Generatoren VG_2	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Profilschnitte und installierte Add-Ons im Ist-Zustand und nach der Modifikation.....	33
Tabelle 2: Bezeichnung der Modifikationen	36
Tabelle 3: relativer Energieertrag bei verringerter Eingangsturbulenz.....	37
Tabelle 4: Zusammenfassung einer Quantifizierung des Verschmutzungsgrad vor und nach einem Regenschauer sowie die Differenz zwischen beiden Zuständen.	40
Tabelle 5: gemessene Position der Transition und gemessener Anstellwinkel im Windkanal gegenüber der im Freifeld gemessenen Position der Transition.....	44
Tabelle 6: Prozentuale Abweichung des Energieertrags im Vergleich zum Original.....	48
Tabelle 7: Beschreibung DLC 1.1.....	90
Tabelle 8: Turbinenparameter.....	91
Tabelle 9: Profil 4: Vergleich der Beiwerte für verschiedene Konfigurationen	91
Tabelle 10: Untersuchte Rotorblattfehlstellungen.....	91
Tabelle 11: Auswirkung der Rotorblattfehlstellung auf die Ermüdungslasten	92
Tabelle 12: Ergebnisse einer Koordinatentransformation der Position der laminar-turbulenten Transition aus den Bildern in Abbildung 4 auf die Profilgeometrie der einzelnen Profilschnitte 1-5.....	92
Tabelle 13: Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5° für die Saugseite. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.	92
Tabelle 14: Add-Ons am Rotorblatt im Ist-Zustand.....	93
Tabelle 15: anzufertigende Add-Ons, deren Länge und die benötigte Stückzahl pro Anlage	93
Tabelle 16: Add-Ons am Rotorblatt mit neuen Modifikationen	93
Tabelle 17: DELs an der Rotorblattwurzel für verschiedene Modifikationen (sauber) ...	94
Tabelle 18: DELs an der Rotorblattwurzel für verschiedene Modifikationen (verschmutzt).....	94
Tabelle 19: Prozentuale Abweichung der DELs (sauber)	94
Tabelle 20: Prozentuale Abweichung der DELs (verschmutzt).....	94
Tabelle 21: Windkanal-Runs der sauberen „IST-Zustand“-Konfiguration	95
Tabelle 22: Windkanal-Runs der sauberen „Modifiziert“-Konfiguration.....	95
Tabelle 23: Windkanal-Runs der verschmutzten „IST-Zustand“-Konfiguration.....	95
Tabelle 24: Windkanal-Runs der verschmutzten „Modifiziert“-Konfiguration.....	96
Tabelle 25: Windkanal-Runs der sauberen „Original Unmodifiziert“-Konfiguration	96

Tabelle 26 Windkanal-Runs der verschmutzten „Original Unmodifiziert“-Konfiguration 96

Verzeichnis von Begriffen und Definitionen

Abkürzungen:

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

Begriffe und Definitionen:

Anstellwinkel	Winkel zwischen der relativen Anströmrichtung und der Profil-Sehne
BLADED	WEA-Design- und Zertifizierungs-Software
Chord- oder Profilsehne	Imaginäre Linie von der Profilhinterkante zur Profilverderkante
Dynamic Stall	Strömungsabriss während einer schnellen Änderung des Anstellwinkels
Flaps/Gurney Flaps	Flaps sind an der Hinterkante angebrachte Winkel, die den Auftrieb erhöhen. Gurney Flaps haben laut Definition einen Flap Winkel von 90° und wurden in diesem Projekt nicht untersucht, in der Windenergie ist es jedoch üblich, auch reguläre Flaps „Gurney Flaps“ zu nennen.
Gleitzahl	Definiert als Verhältnis von Auftriebskraft zur Widerstandskraft (C_l/C_d)
Pitch(-winkel)	Winkel zwischen dem Rotorblatt und der Rotationsebene. Wird bei hohen Windgeschwindigkeiten vergrößert, um die Leistung auf Nennleistung zu begrenzen.
Profilpolaren	Auch Lilienthalpolaren genannt. Kennlinien die die aerodynamischen Haupteigenschaften eines Profils darstellen

Reynoldszahl	Dimensionslose Kennzahl, die in der Strömungslehre verwendet wird. Beschreibt das Verhältnis von Trägheits- zu Zähigkeitskräften. Bei gleicher Reynolds-Zahl sind Modellversuche im Windkanal vergleichbar und realitätsnah ($Re = U * L/\nu$)
Serrations	Aerodynamisches Add-On mit gezackter Hinterkante
Strouhalzahl	Dimensionslose Kennzahl, aus der unter anderem die Ablösefrequenz von Wirbeln bestimmt werden kann.

Formelzeichen:

Symbol	Erklärung	Einheit
c	Sehnenlänge (Chord)	m
C_d	Widerstandsbeiwert	-
C_l	Auftriebsbeiwert	-
C_m	Drehmomentbeiwert ($3M/(p_t \pi R^3)$)	-
C_p	Leistungsbeiwert ($\lambda \cdot c_m$)	-
C_p	Druckbeiwert	-
C_s	Schubbeiwert ($3F_s/p_t \pi R^2$)	-
f	Frequenz	Hz
k	Reduzierte Frequenz	-
K_{Cl}	Auftrieb Korrekturfaktor (Althaus)	-
L	Charakteristische Länge	m
n_{rpm}	Drehzahl	1/min
p	Druck	Pa
p_t	Staudruck ($v^2 \rho / 2$)	Pa
R	Rotorradius (Nabe -> Rotorblattspitze)	m
Re	Reynolds-Zahl ($U * L/\nu$)	-
S	Samples (Anzahl)	-
U_1	Anströmgeschwindigkeit	m/s
U_{res}	Resultierende Anströmgeschwindigkeit	m/s
U_{rot}	Tangentialgeschwindigkeit des Rotorblattes	m/s
U_∞	Ungestörte Anströmgeschwindigkeit	m/s
v	Strömungsgeschwindigkeit	m/s
α	Anströmwinkel	Grad
ν	Kinematische Viskosität	m^2/s
η	Windkanal Korrekturfaktor (Althaus)	-
λ	Schnellaufzahl ($\omega R/\nu$)	-

ρ	Dichte (Standard Dichte = 1,225 ¹)	[kg/m ³]
ω	Kreisfrequenz Winkelgeschwindigkeit	oder Rad/s

¹ Definiert gemäß IEC 61400, Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

Zusammenfassung

Basierend auf den Ergebnissen der zwischen 2010 und 2013 durchgeführten ersten Projektphase (gefördert von der DBU, Aktenzeichen 27118), entwickelten die Projektpartner auf Basis von Windkanalmessungen, CFD-Simulationen sowie Thermografiemessungen an laufenden Windenergieanlagen (WEA), ein Modifikationskit zur Optimierung von Rotorblättern bestehender Windenergieanlagen. Ein Kit besteht aus einem auf das jeweilige Rotorblatt abgestimmten Satz aerodynamischer Add-Ons, die im Rahmen von routinemäßigen Reparaturarbeiten an den Rotorblättern montiert werden können. Diese Add-Ons sollten dabei sowohl den Energieertrag der einzelnen Windenergieanlage erhöhen als auch gleichzeitig die Schallemission der WEA reduzieren. Durch die Reduzierung der Schallemission kann der schallreduzierte Betrieb von WEA verringert werden, wodurch die einzelnen WEA einen erhöhten Ertrag erwirtschaften können. Damit steigert sich der Beitrag jeder einzelnen bestehenden WEA zum Klimaschutz ohne weiteren Neuzubau generieren zu müssen.

Zur Entwicklung des Modifikationskits wurden Windkanalmessungen mit den bestehenden Modellen und CFD-Simulationen zur optimalen Positionierung und Abmessung von Add-Ons durchgeführt. Die aerodynamisch effektivsten Konfigurationen wurden dann auf ihr akustisches Optimierungspotenzial untersucht. Für die besten Konfigurationen wurden die potenziellen Ertragssteigerungen sowie die Auswirkungen auf die Ermüdungslasten berechnet. Darauf basierend wurden Analysen zum Einfluss der Modifizierungen auf die bestehende Zertifizierung der WEA durchgeführt. Parallel wurde die Markteinführung des Modifikationskits vorbereitet, indem Fertigungsspezifikationen erstellt, Kooperationspartner für die Fertigung und Installation gesucht, sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt wurde.

Das Projekt kommt zu dem Ergebnis, dass mit dem fertigen Modifikationskit je nach Verschmutzungsgrad und Standort der WEA an einer Beispiel-WEA eine Ertragssteigerung zwischen 3 und 9% möglich ist. Gleichzeitig lässt sich die Schallemission lokal um durchschnittlich 2-3 dB senken. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass sich eine nachträgliche Optimierung zwischen 7 und 14 Monaten amortisieren kann. Basierend auf diesen Ergebnissen soll im Anschluss an das Projekt die Markteinführung forciert werden. Dafür soll in einem ersten Schritt die Installation eines Prototyps auf einer WEA in einem Windpark mit mehreren baugleichen WEA erfolgen und deren Erträge über einen bestimmten Zeitraum verglichen werden. Zur Verifizierung der Schallreduzierung werden Emissionsmessungen im Betrieb vorgenommen. Parallel wird an einem Komponentenzertifikat für die WEA gearbeitet.

Antragssteller war die Deutsche WindGuard Engineering GmbH. Als Kooperationspartner waren die FH Kiel, das BIMAQ sowie die WindGuard Certification GmbH in das Projekt eingebunden. Die WindGuard Certification ist dabei als Ersatz für den ausgestiegenen Kooperationspartner Deutsche WindGuard Offshore GmbH eingebunden worden. Das Projekt wurde von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen 27118/2 gefördert.

Einleitung

Die Bedeutung von Erneuerbaren Energien für die Energieversorgung im postfossilen Zeitalter ist inzwischen weitestgehend unumstritten. Ihr Ausbau sowie die Steigerung ihrer Effizienz ist in vielen Ländern ein fester Bestandteil der Regierungsstrategien. Während die Windenergie in den Ausbauplänen in Deutschland weiterhin eine wichtige Rolle spielt, wird es immer schwieriger neue Flächen für die Windenergienutzung zu erschließen. Der im EEG 2017 verankerte Ausbaudeckel begrenzt den Zubau und trägt der Flächenknappheit damit Rechnung. Die Optimierung bestehender Windenergieanlagen ist daher eine valide Möglichkeit, den Beitrag der Windenergie zum Gesamtenergiebedarf ohne die Generierung von Neuzubau zu steigern. Mit dem Ausbau der Windenergie an Land in einem dicht besiedelten Land wie Deutschland gehen gesellschaftliche Akzeptanzschwierigkeiten einher. Speziell die von den Windenergieanlagen ausgehende Schallemission ist eine verbreitete Sorge von Bürgerinitiativen gegen Windparks. An diesen beiden kritischen Punkten – Flächenknappheit und Akzeptanzproblematik – setzt dieses Projekt an. Ziel des Projektes ist es, zu untersuchen, ob sich die Rotorblätter von derzeit aufgestellten Windenergieanlagen nachträglich durch solche aerodynamischen Hilfsmittel verbessern lassen, die sich im Rahmen von Wartungsarbeiten ohne Demontage des Rotorblattes anbringen lassen. Dabei sollen – neben einer aerodynamischen Optimierung, die eine deutliche Ertragssteigerung der einzelnen Windenergieanlagen zum Ziel hat – die jeweiligen Rotorblätter zusätzlich auch akustisch optimiert werden. Dadurch soll eine verringerte Umweltbelastung hinsichtlich der Schallabstrahlung von Windenergieanlagen erreicht werden. Dies spielt insbesondere eine wichtige Rolle, um beispielsweise die Auswirkungen auf in der Nähe von Windenergieanlagen liegende Wohngebiete zu minimieren. Die sich ergebenden Ertragssteigerungen bedeuten nicht nur eine finanzielle Verbesserung für den Betreiber, sondern ebenso Vorteile für die Umwelt, da durch eine Erhöhung der Windenergieeinspeisung deren Beitrag zum Klimaschutz gesteigert werden kann. Damit sich jedoch die entwickelten Maßnahmen auf dem Markt durchsetzen können, muss die Umsetzung sich in einem wirtschaftlich sinnvollen Rahmen bewegen. Die Investition für eine nachträgliche Modifizierung muss in einem entsprechenden Verhältnis zu den zu erwartenden Mehreinnahmen aus der Ertragssteigerung stehen. Dafür ist es wichtig, dass eine kostenintensive Neuzertifizierung des Rotorblattes nicht notwendig wird, was wiederum voraussetzt, dass die Designlasten durch die Modifizierung nicht überschritten werden.

Generell kommen für eine solche nachträgliche Modifizierung der Rotorblätter alle Windenergieanlagen in Betracht, die zehn Jahre oder älter sind, da hier in der Regel größere Überholungsarbeiten an den Rotorblättern anstehen und die Anlagen noch eine entsprechende Restlaufzeit haben. In der ersten Phase des Projektes hat man sich allerdings für eine Fokussierung auf Windenergieanlagen der 1,5MW Klasse entschieden. 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]. Für eine detaillierte Begründung der Wahl und Fokussierung auf diese Rotorblätter, wird hier auf den Abschlussbericht zu Phase 1 verwiesen [Pha1].

Was würde eine nachträgliche Optimierung dieser Art von Windenergieanlagen für den Anlagenbestand in Deutschland bedeuten? Ende 2015 waren in Deutschland etwa 5.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung zwischen 1,5 und 2 MW in Betrieb, die einen potenziellen Jahresenergieertrag von etwa 13 TWh erwirtschaften. Anlagen mit einem Potenzial für Optimierung gibt es demnach zur Genüge. Unter der Annahme, dass an der Hälfte dieser Anlagen eine Rotorblattoptimierung durchgeführt würde, ergeben sich bezogen auf den gesamtdeutschen Anlagenbestand in dieser Leistungsklasse mögliche Ertragssteigerungen von rund 390 GWh pro Jahr. Das entspräche einer CO₂-Ersparnis von etwa 200 Tonnen pro Jahr. Darüber hinaus zeichnet sich derzeit im Windenergiemarkt eine deutliche Tendenz zu längeren Laufzeiten der WEA ab. Während die bisherige Lebensdauer von WEA mit 20 Jahren kalkuliert wurde, werden derzeit im großen Umfang Zertifizierungen für den Betrieb von WEA nach 20 Jahren erstellt, mit dem Ziel Anlagen deutlich über 20 Jahre bis hin zu 30 Jahren zu betreiben. Hieraus wird deutlich, dass eine nachträgliche Optimierung von Rotorblättern in Form von der Entwicklung von Add-On-Kits große Marktchancen hat.

Die für die Optimierung vorgesehenen aerodynamischen Hilfsmittel wie Vortex-Generatoren, Zackenband und Gurney-Flaps sind in der Aerodynamik lange bekannt. Die Fertigungskosten sind gering, da sie größtenteils über 3D-Drucker gefertigt werden können. Aerodynamische Hilfsmittel dieser Art finden sich inzwischen an sehr vielen neueren Windenergieanlagen. Der genaue Einfluss der Positionierung und Größe der Hilfsmittel an den Rotorblättern auf die aerodynamischen Eigenschaften ist nach wie vor in den meisten Fällen nur unzureichend erforscht. Im Bereich der akustischen Optimierung von Rotorblättern gab es in den vergangenen Jahren weitreichende technische Fortschritte. Speziell der Einsatz von aerodynamischen Hilfsmitteln zur Hinterkantenmodifikation mit dem Ziel der Reduzierung der Schallemission wird an den meisten modernen Windenergieanlagentypen inzwischen serienmäßig angeboten. Für ältere Anlagentypen besteht hier allerdings immer noch eine Marktlücke. Hier profitierten die Projektergebnisse massiv von der seit Bewilligung stark optimierten und verfeinerten Messtechnik zur Lokalisierung von Schallquellen am Profil im Windkanal der Deutschen WindGuard Engineering in Bremerhaven. So wurde beispielsweise der bereits bei Antragstellung bestehende Mikrofon-Array von 40 auf 80 Mikrofone erweitert. Auch die Auswertelgorithmen sowie die akustischen Eigenschaften der Messstrecke wurden optimiert, sodass aussagekräftige Ergebnisse zur Lokalisierung von Schallquellen am vermessenen Profil möglich sind.

Das vorliegende Projekt gliedert sich in zwei Phasen. Die erste Projektphase bestand aus der Vermessung eines gängigen Rotorblattprofils, der Herstellung, Vermessung und

Simulation von entsprechenden Profilschnitten sowie der Untersuchung, ob aerodynamische Add-Ons den Ertrag tatsächlich steigern können und sich im Rahmen der bestehenden Zertifizierung wirtschaftlich umsetzen lassen. Die hier vorliegende zweite Projektphase hat die positiven Ergebnisse aus Phase 1 zum Ausgangspunkt genommen, um durch umfangreiche Untersuchungen (Windkanaltests, CFD-Simulationen, Lastrechnungen, thermographische Freifeldmessungen an Windenergieanlagen im laufenden Betrieb) die Spezifikationen für die Fertigung eines solchen Optimierungs-Kits zu erstellen.

Das genannte Kit soll den Energieertrag der modifizierten Windenergieanlage um 5-6% steigern sowie die Schallemission um 3dB senken und dabei in einem wirtschaftlich sinnvollen Rahmen umsetzbar bleiben.

Das Lösungskonzept der zweiten Projektphase beinhaltet zwei Stufen: Zunächst wurden die in der ersten Phase identifizierten vielversprechendsten Maßnahmen genauestens auf ihre aerodynamischen und akustischen Eigenschaften und Auswirkungen hin untersucht. Im zweiten Schritt wurden die Ergebnisse der Untersuchungen ausgewertet und die drei besten Konfigurationen ausgewählt. Diese wurden im Hinblick auf ihr Potenzial zur Ertragssteigerung, ihren Einfluss auf die Ermüdungslasten und damit die Genehmigungsfähigkeit sowie auf ihre wirtschaftliche Umsetzbarkeit getestet. Nach Abschluss des Projekts steht nun der Praxistest an einer laufenden Windenergieanlage als nächster logischer Schritt an.

In der zweiten Projektphase wurden die folgenden Arbeitsschritte ausgeführt:

- Anfertigung weiterer Profilmodelle und Add-Ons für Windkanalmessungen
- Numerische Strömungssimulationen (CFD) als Ergänzung und Bestätigung der Windkanalmessungen zur Beurteilung der Auswirkung der Modifikationen auf das gesamte Rotorblatt
- Windkanalmessungen zur Auswirkung von Größe und Positionierung unterschiedlicher Formen von Add-Ons auf die aerodynamischen Eigenschaften der Profilschnitte
- Untersuchungen zur Empfindlichkeit der Profile hinsichtlich Eingangsturbulenz, Rotorblattfehlstellungen sowie Verschmutzung mittels Windkanaltests, Freifeldmessung und Simulation in BLADED
- Untersuchung der akustischen Eigenschaften und Optimierungspotenziale der Profilschnitte im Windkanal
- Bewertung aller getesteten Konfigurationen und Bewertung ihrer Auswirkung auf die Ermüdungslasten sowie den Energieertrag
- Prüfung der Einhaltung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen bei nachträglicher Modifizierung der Rotorblätter
- Erste Maßnahmen zu Vorbereitung einer Markteinführung:

- Erstellen von Fertigungsspezifikationen für das Modifikations-Kit,
 - Kontaktaufnahme mit Herstellern von Add-Ons sowie Rotorblattwartungsfirmen
 - Kontaktaufnahme mit Windparkbetreibern mit einem passenden Anlagenportfolio für die Installation eines Prototypen
- Durchführen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit Berechnung der zu erwartenden jährlichen Zusatzgewinne sowie einer Amortisationsrechnung im Hinblick auf die verbleibende Restnutzungsdauer

Hauptteil

AP 1 – Herstellung weiterer Profilm Modelle und Modifikationen

Bereits in Phase 1 des Projektes wurden auf Basis der optischen Geometriemessung eines gebrauchten Rotorblattes fünf Modelle von ausgewählten Schnitten des Blattes gefertigt [Pha1]. Die Modelle dienten dann als Basis für die Untersuchungen zu möglichen Modifikationen der Profile.² Die zweite Projektphase sieht vor, dass die entworfenen Modifikationen an Modellen umgesetzt und anschließend detailliert im Windkanal untersucht werden. Auf Basis der Messdaten werden die unterschiedlichen Modifikationskonfigurationen hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit, der resultierenden Energieertragsverbesserungen sowie ihrer akustischen Emissionen bewertet.

Vorgesehene Modellherstellung laut Antrag

Zum Zeitpunkt der Antragstellung war noch unklar, ob die Fertigung weiterer Modelle erforderlich sein würde. Das Arbeitspaket sah daher vor allem die Kosten für Fremdleistungen für diese Fertigung vor. Diese Kosten waren vorbehaltlich der tatsächlichen Notwendigkeit eingestellt. Ziel war es, für die in den folgenden Arbeitspaketen geplanten Vermessungen Modelle und Add-Ons von ausreichender Präzision zu erhalten, die realistische, übertragbare Ergebnisse für die Umsetzung auf das tatsächliche Rotorblatt liefern.

Tatsächliche Modellfertigung

Im Verlauf des Projekts stellte sich heraus, dass eine in-House-Fertigung der Add-Ons die finanziell wie auch zeitlich effizienteste Lösung darstellte. So konnten einerseits mit geringem Anpassungsaufwand Restbestände der in Phase 1 beschafften Serrations, Vortex-Generatoren und Flaps weiterverwendet und modifiziert werden. Allein der Spoiler musste neu aus Blech angefertigt werden. Andererseits hatte diese Methode den Vorteil, dass bei Bedarf im Projektverlauf neue Add-On-Varianten ohne Verzögerungen durch Lieferengpässe hergestellt werden konnten. Die Beschaffungskosten für die für die Anpassung der Restbestände notwendigen

² In diesem Bericht wird auf unterschiedliche Ausgangskonfigurationen verwiesen. Das vermessene Ursprungsrotorblatt, auf dessen Basis die Modelle der Schnitte gefertigt wurden, wies an einigen Stellen bereits aerodynamische Hilfsmittel vor. Dieser Zustand ist im folgenden Bericht als „Ist-Zustand“ definiert. Dieser Herstellereigene Add-On-Satz ist aber nicht auf allen Rotorblättern der LM37-Serie zu finden. Daher gibt es einen weiteren Rotorblattzustand ohne dieses Modifikations-Kit mit dem Namen „Original unmodifiziert“. Die im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten Modifikationen sind immer mit dem Zusatz „modifiziert“ bezeichnet.

Materialien waren im Verhältnis relativ gering und wurden im Projekt abgerechnet. Die daraus resultierenden Einsparungen wurden teilweise in weitere Windkanalmessungen investiert, die die Unsicherheiten des Projektes weitere reduzieren konnten. Ein anderer Teil wurde für den durch die in-House-Fertigung entstehenden Personalaufwand eingesetzt.

Die Add-Ons wurden auf die bereits bestehenden Modelle aus Phase 1 aufgebracht. Abweichend zum Antrag war eine Anfertigung von Modellen in einem kleineren Maßstab für die akustische Optimierung nicht notwendig. Durch die weitreichende Optimierung der akustischen Messtechnik im Windkanal (vgl. AP 4), konnte ein ausreichender Signal-Rauschabstand zwischen Profil und Windkanalgrundrauschen erreicht werden. Erfahrungen im Projektverlauf haben gezeigt, dass die Fertigungsqualität der bereits vorhandenen Modelle für die Akustikmessungen mehr als ausreichend war.

Einzig für die Messungen zur Verifizierung des Thermografieverfahrens, beziehungsweise zur Auswirkung von Spoilern im Flanschbereich (s. AP 3a), wurde das Modell eines Zylinders komplett neu angefertigt. Die Kosten für dieses Modell wurden allerdings nicht als Projektkosten eingereicht, da eine Weiternutzung des Modells für Versuche nach Projektende nicht auszuschließen ist. Die Kosten für die Bestückung des Modells für die spezifischen Versuche innerhalb des Projekts wurden allerdings im Rahmen des fünften Mittelnachweises geltend gemacht. Das Modell wurde in Handarbeit vom Personal der Deutschen WindGuard Engineering mit entsprechender Mess-Sensorik bestückt.

AP 2 – Weitere CFD-Simulationen

Im Folgenden wird auf die unterstützenden CFD-Simulationen der FH Kiel im Rahmen des Projektes eingegangen. In enger Abstimmung mit AP 3 und AP 4 wurden zunächst ausgewählte 2D-Profile ohne aerodynamische Hilfsmittel simuliert, um die Übertragbarkeit der CFD-Simulationen auf Windkanalmessungen zu gewährleisten. Da ein Schwerpunkt dieses Projektes war, Möglichkeiten zur Reduktion der Schallemission von Windenergieanlagen zu untersuchen, wurde das Hauptaugenmerk auf den Außenbereich des Rotorblattes und somit auf die Schnitte 4 und 5 gelegt. Im Windkanal hatte sich die Wirkung von Serrations an Schnitt 4 und Schnitt 5 als erfolgversprechend herausgestellt (siehe AP 4), sodass auch diese Konfigurationen mittels CFD-Simulationen untersucht wurden.

CFD-Simulationen zur Ergänzung der Windkanalmessungen

Ein Ziel der CFD-Simulationen war es, die Messungen im Windkanal zu ergänzen und die Optimierungsmaßnahmen numerisch zu erfassen. Dabei wurde untersucht, ob die

gewählten Optimierungen (beispielsweise der Einsatz von Serrations in Hinblick auf eine Schallemissionsreduktion) auch mit aerodynamischen Verbesserungen kombinierbar sind oder ob eine Verringerung der Schallemission zu Ertragseinbußen führen würde. Darüber hinaus wurde der Einfluss von aerodynamischen Hilfen auf die Gesamtleistung des Rotorblattes weiter numerisch untersucht, da diese Untersuchungen im Windkanal nur segmentweise durchführbar sind. Zunächst wurden ausgewählte und im Windkanal vermessene 2D-Konfigurationen numerisch untersucht, um die Übertragbarkeit der CFD-Simulationen auf die Windkanalergebnisse zu gewährleisten. An diese Verifikationsstudie anschließend wurden verschiedene Konfigurationen mit aerodynamischen Hilfen numerisch untersucht, um deren aerodynamischen Einfluss zu vergleichen. Dabei wurden folgende Konfigurationen analysiert:

- Serrations an 2D-Profilen (und Vergleich mit Windkanalmessungen)
- Flaps und Grenzschichtzäune am Gesamtblatt (Fortführung aus Phase 1)
- Spoiler im Innenbereich

Der Einsatz von Serrations lässt sich im Windkanal ebenfalls experimentell untersuchen, sodass ein weiterer Vergleich zwischen Simulation und Windkanalmessungen durchgeführt werden konnte. Da sich aber einige der in Phase 1 erarbeiteten Modifikationen, insbesondere der Einsatz von Grenzschichtzäunen im Rotorblattwurzelbereich, nicht über Windkanalmodelle zufriedenstellend evaluieren ließen, wurden die in Phase 1 begonnenen 3D-Simulationen des Gesamtblattes fortgeführt und der Einfluss aerodynamischer Hilfen auf die Leistungsfähigkeit des Gesamtblattes untersucht. Neben den Auswirkungen der in Phase 1 untersuchten Grenzschichtzäune oder Flaps, wurde außerdem der Einfluss eines Spoilers auf das Rotorblatt untersucht.

Simulationsumgebung

Wie bereits in der vorangegangenen Projektphase wurde der TAU-Code des DLR [TAU14] verwendet, der eine vollständige 3D Modellierung ermöglicht. In der ersten Phase konnten mit diesem Code bereits Erkenntnisse zur Rotorblatsumströmung gewonnen werden, die so im Windkanal nicht zu erreichen waren [Pha1].

Ausgehend von den in der ersten Projektphase vermessenen Profilschnitten wurden analog zur Erzeugung von 2D-Profilen für den Windkanal unter Zuhilfenahme der Software Ansys ICEM CFD 2D-Modelle der einzelnen Schnitte erzeugt und vernetzt. Für die Berechnungen in TAU wurden 3D-Gitter mit einer Breite von einer Zelle in y-Richtung erzeugt, während das 2D-Profil in der xz-Ebene liegt. Das Gitter bestand aus etwa 150.000 Zellen mit einer radialen Auflösung von ca. 250 Zellen und ca. 480 Zellen um das Profil herum. In Abbildung 10 ist beispielhaft das Gitter von Profilschnitt 4 dargestellt, das für die Simulationen verwendet wurde. Links ist das gesamte

Berechnungsvolumen dargestellt, während rechts die Vernetzung der Profiloberfläche gezeigt ist.

Die aerodynamischen Eigenschaften eines Rotorblattes werden wesentlich durch die Ausbildung einer Grenzschichtströmung an seiner Oberfläche bestimmt. Diese wurde im Modell ebenso berücksichtigt wie der Übergang von laminaren zu turbulenten Bereichen in der Grenzschicht. Auch wenn eine turbulente Grenzschicht den Strömungswiderstand des Rotorblattes gegenüber einer laminaren Strömung erhöhen, helfen sie dabei auf der Saugseite des Profils Strömungsabriss zu verhindern, welche wiederum den Strömungswiderstand stark erhöhen.

Es wurde eine stationäre Berechnung des Strömungsfeldes vorgenommen. Treten keine Strömungsabriss in den Strömungsfeldern auf, kann dadurch eine erhebliche Reduktion des Rechenaufwands erzielt werden. Treten jedoch Ablösewirbel auf, müssen die dann gewonnenen Ergebnisse auf ihre Plausibilität überprüft und hinsichtlich ihrer Unsicherheit bewertet werden.

Übertragbarkeit von CFD-Simulationen auf Windkanalmessungen

Um die Übertragbarkeit der Simulationsergebnisse auf die Windkanalmessungen und umgekehrt, der Windkanalmessungen auf die Simulationsergebnisse zu gewährleisten, wurden zunächst die Umströmungen der 2D-Profile ohne Modifikationen (Abbildung 10, rechte Seite) bei typischen Anströmwinkeln (AoA) von -10° bis $+15^\circ$ unter der Annahme vollturbulenter Grenzschichten simuliert. Dazu wurde das Turbulenzmodell von Spalart-Allmaras [SA94] mit einer Turbulenzintensität von 0,1% verwendet. Anschließend wurden die Rechnungen mit laminar-turbulenter Transition der Grenzschichtströmung erneut durchgeführt und mit Messungen im Windkanal verglichen, um die Belastbarkeit der Ergebnisse aus den Simulationen zu bewerten.

In Abbildung 11 sind die Auftriebsbeiwerte $c_l(\alpha)$ für die fünf 2D-Profile dargestellt, jeweils Windkanalmessung (Kreuze), sowie TAU-Simulationen mit vollturbulenter Grenzschicht (Diamanten) bzw. mit laminar-turbulenter Transition (Dreiecke). Zusätzlich ist in Abbildung 11 unten rechts ein Vergleich verschiedener Turbulenzmodelle dargestellt.

Bei allen fünf 2D-Profilen ist ein kontinuierlicher Anstieg von c_l zu beobachten, bis bei etwa 10° ein Maximum erreicht wird (Ausnahme: Profil 1). Dabei fällt auf, dass bei einer vollturbulenten Grenzschicht c_l im Vergleich zur Windkanalmessung teilweise deutlich unterschätzt wird. Bei Annahme einer laminar-turbulenten Transition ist eine sehr gute Wiedergabe der Windkanalmessungen zu beobachten. Insbesondere die Steigung der Polare im linearen Bereich stimmt zwischen Windkanal und CFD für die Profile 2 bis 5 überein. Abweichungen von CFD-Simulationen und Windkanalmessungen werden vor allem bei höheren AoA festzustellen. Dies liegt darin begründet, dass es bei hohen AoA zu Ablösewirbeln kommt, die in der stationären Rechnung nicht korrekt wiedergegeben werden. So löst die Strömung bei Profil 1 für

jeden Anstellwinkel ab, so dass hier keine aussagekräftigen Ergebnisse erzielt werden konnten.

Die überwiegend gute Übereinstimmung zwischen transitioneller CFD-Simulation und den Windkanalmessungen lässt den Schluss zu, dass die Grenzschichtströmung im Windkanal ebenfalls eine laminar-turbulente Transition aufweist, was durch Thermografiemessungen (AP 3) unabhängig davon gezeigt werden konnte.

Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Strömungswiderstandskoeffizienten c_D und der Polare (Abbildung 12). Die Transitionssimulation weist im Bereich ohne Ablösewirbel ($\alpha < 8^\circ$) eine gute Übereinstimmung mit den Windkanalmessungen auf, während die vollturbulente Rechnung bei qualitativ ähnlichem Verlauf die Werte für c_D insgesamt überschätzt. Dieser Sachverhalt ist ebenfalls an der Polare erkennbar. Somit gibt die transitionelle Rechnung in gewissen Grenzen die experimentellen Ergebnisse gut wieder.

Der Vergleich verschiedener Turbulenzmodelle bei konstant gehaltenen Simulationsparametern (Abbildung 11 rechts unten) zeigt, dass die Wahl des Turbulenzmodells einen erheblichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse hat; Abweichungen von ca. 30% sind möglich. Alle untersuchten Modelle weisen den gleichen Trend auf, so dass es zulässig ist, qualitative Aussagen über die Veränderung der Beiwerte bei veränderten Strömungsparametern zu treffen. Ebenfalls ist zu beobachten, dass bei allen Modellen die Auftriebsbeiwerte für Grenzschichtströmungen mit laminar-turbulenter Transition höher liegen als bei vollturbulenten Grenzschichtströmungen. Damit liegen sie gleichzeitig auch näher an den Windkanalmessungen.

Auch wenn Abweichungen zwischen CFD-Simulationen und Windkanalmessungen zu beobachten waren, sind die Ergebnisse der CFD-Simulationen als Ergänzung und Erweiterung der Windkanalmessungen geeignet, wenn sorgfältig auf mögliche Abweichungen (Wahl des Turbulenzmodells) und die Grenzen ihrer Gültigkeit (stationäre Rechnung) geachtet wird.

Untersuchung zur Auswirkung von Serrations

In dieser Projektphase wurde die Möglichkeit der Reduktion von Schallemissionen durch das Aufbringen von Modifikationen auf das Rotorblatt intensiv untersucht. Da der Außenbereich des Rotorblattes maßgeblich für die Schallemission verantwortlich ist, wurde das Hauptaugenmerk auf den Einfluss von Modifikationen im Bereich von Profilschnitt 4 gelegt. Neben den Windkanalmessungen (siehe AP 4) wurde daher der Einfluss aerodynamischer Hilfen an diesem Schnitt mittels CFD-Simulationen untersucht.

Daher wurde, nachdem der Ist-Zustand des Profils 4 sowohl experimentell als auch in Simulationen erfasst worden war, der Einfluss von Serrations auf die aerodynamischen

Eigenschaften untersucht. Dazu wurde das CFD-Modell von Profil 4 mit zwei verschiedenen Serrations erweitert, die sich in Windkanalmessungen (AP 3/4) als besonders erfolgsversprechend erwiesen hatten. Die Abmessungen der Serrations sind in AP 7 dargestellt. Durch die neue Geometrie war eine dreidimensionale Strömung zu erwarten. Um diese zu erfassen, musste das Gitter in y-Richtung deutlich verfeinert werden, sodass das Gitter für diese Simulation aus etwa 500.000 Zellen bestand. Zur Minimierung des damit verbundenen Mehraufwands an Rechenzeit wurde nur jeweils eine Spitze simuliert.

In Abbildung 14 ist oben beispielhaft die Umströmung von Serration 1 bei einem Anströmwinkel von 0° gezeigt. Es ist direkt der dreidimensionale Charakter der Strömung zu erkennen.

Das aerodynamische Verhalten der Serrations kann an Hand des Auftriebsbeiwertes bewertet werden (Abbildung 14 unten links). Dargestellt ist hier $c_L(\alpha)$ für Serration 2, jeweils CFD-Simulationen mit vollturbulenter (Kreise) bzw. transitioneller (Quadrate) Grenzschicht sowie den Windkanalmessungen mit (Plus) bzw. ohne (X) Serrations. Alle Kurven zeigen das gleiche Verhalten. Der Einsatz von Serrations führt zu einem für alle AoA erhöhten Auftriebsbeiwert. Somit ist neben der Reduktion der Schallemission auch eine Erhöhung des Auftriebs zu beobachten.

Bei den Simulationen war erneut zu beobachten, dass sie die Windkanalergebnisse gut wiedergeben, solange keine Ablösewirbel auftreten. Auffällig dabei ist, dass der Unterschied zwischen vollturbulenter Grenzschicht und transitioneller Grenzschicht hier weitaus geringer ausfällt. Dieser Befund deckt sich mit Untersuchungen im Windkanal (AP 3).

In Abbildung 14 sind darüber hinaus die Polaren für das blanke Profil (aufrechtes Dreieck), Serration 1 (umgedrehtes Dreieck) und Serration 2 (Kreis) gezeigt. Dabei ist zu beobachten, dass keine signifikanten Unterschiede zwischen den untersuchten Serrations festzustellen sind, sodass bei einer Auswahl die akustischen Eigenschaften den Ausschlag geben können. Im Vergleich zum blanken Profil fällt auf, dass der minimale Widerstandsbeiwert $c_{D,\min}$ durch den Einsatz von Serrations erhöht wird, ein merklicher Anstieg von c_D jedoch erst bei sehr viel größeren Anströmwinkeln auftritt.

In Tabelle 9 sind für Profil 4 die Beiwerte für 0° und 6° (Arbeitsbereich) angegeben. Es ist ersichtlich, dass der Einsatz von Serrations bei 6° neben einer merklichen Erhöhung von c_L eine zusätzliche Verringerung von c_D zur Folge hat und somit im Rahmen dieser Untersuchung eine sehr vielversprechende Möglichkeit zur Ertragssteigerung liefert.

Untersuchungen zur Auswirkung von Flaps und Grenzschichtzäunen

In der ersten Projektphase wurde aus den geometrisch gemessenen Profilschnitten ein dreidimensionales Ausgangsmodell des untersuchten Rotorblattes erstellt. Mit Hilfe des TAU-Codes wurden die aerodynamischen Eigenschaften dieses Modells unter der

Annahme vollturbulenter Grenzschichten simuliert, um als Referenz für die Eigenschaften des modifizierten Rotorblattes zu fungieren. Im Bereich der Optimierungen konnten vor allem Grenzschichtzäune als vielversprechende Option für eine Ertragssteigerung ausgemacht werden, da diese die Ausbreitung widerstandserzeugender Ablösewirbel beschränken.

Um eine belastbarere Aussage über die Wirksamkeit dieser aerodynamischen Hilfen geben zu können, wurden diese in 3D-Simulationen erneut untersucht. Nachdem der Vergleich zwischen Simulationen und Windkanalmessungen gute Übereinstimmungen gezeigt hat, können diese 3D-Simulationen somit Aufschluss über die Wirkung von ausgedehnten aerodynamischen Hilfen geben, die in Windkanalmessungen nicht realisierbar sind. Auch wenn durch die Limitierung der Simulationen auf stationäre Rechnungen durch instationäre Prozesse wie Wirbelablösungen Abweichungen in den Ergebnissen nicht ausgeschlossen werden können, liefert die CFD-Analyse qualitativ aussagekräftige Resultate, die nur in sehr aufwändigen Windkanalmessungen erzielt werden könnten, welche jedoch den zeitlichen und finanziellen Rahmen dieses Projektes weit übersteigen würden.

Um den Einfluss aerodynamischer Hilfen auf die Performance des Rotorblattes zu untersuchen, wurden folgende Konfigurationen untersucht:

- Clean: Rotorblatt ohne aerodynamische Hilfen
- 1GZ: Rotorblatt mit einem Grenzschichtzaun (innere Position)
- 2 GZ: Rotorblatt mit zwei Grenzschichtzäunen
- GF: Rotorblatt mit Flap
- 2GZ+GF: Rotorblatt mit zwei Grenzschichtzäunen und Flap

In Abbildung 9 sind die Positionen der verschiedenen, in den Rotorblatt-Simulationen verwendeten aerodynamischen Hilfen dargestellt zusammen mit den Positionen der fünf Schnitte für die 2D-Untersuchungen. Jede dieser Konfigurationen wurde in einem 120°-Zylindersegment vernetzt, wie bereits in Phase 1 dieses Projekts. Details dazu sind im Bericht zur Phase 1 [Pha1] gegeben.

Jede Konfiguration wurde mit zehn unterschiedlichen Drehzahlen bei konstanter Anströmungsgeschwindigkeit gerechnet, sodass die Schnelllaufzahl im Bereich von 3,3 bis 9,3 lag. Dies entspricht typischen Betriebsbedingungen der untersuchten Anlageklassen.

Um Aussagen über den Einfluss der aerodynamischen Hilfen auf Leistung und Lasten des Rotorblatts treffen zu können, wurden Drehmoment und Kraft aus den Simulationen untersucht. Da die Rotationsachse des Rotorblattes und Windrichtung mit der x-Achse zusammenfallen, sind die x-Komponenten von Drehmoment und Kraft proportional zu Leistung und Lasten.

Die relative Änderung von Drehmoment ($\Delta M_x = M_x / M_{x, \text{clean}}$) und Kraft ($\Delta F_x = F_x / F_{x, \text{clean}}$) ist in Abbildung 15 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass nicht jede aerodynamische Hilfe zu einer Ertragssteigerung führt. So ist beispielsweise bei der Verwendung von nur einem Grenzschichtzaun mit Ertragsminderungen von 5-10% zu rechnen, während der Einsatz eines Flaps Steigerungen von mehreren Prozent über den gesamten untersuchten Bereich aufweist. Für den Teillastbereich (Schnelllaufzahl (TSR) < 6, grauer Bereich), zeigt auch der Einsatz von zwei Grenzschichtzäunen sowohl mit als auch ohne Gurney Flap Potenzial für Ertragssteigerungen.

Jedoch sind mit Zunahme des Drehmoments auch Steigerungen der Kräfte (proportional zu den Lasten) zu beobachten. Daher wurden die relativen Änderungen miteinander verglichen, um die optimale Konfiguration zu bestimmen, die sich dadurch auszeichnet, dass sie einen stärkeren Anstieg in der Leistung, verglichen mit den Lasten, aufweist. Dies ist im unteren Panel von Abbildung 15 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass im Teillastbereich die Kombination aus zwei Grenzschichtzäunen mit Gurney-Flap das höchste Potenzial für Ertragssteigerungen bietet.

Untersuchungen aerodynamischer Hilfen: Spoiler

Zusätzlich zu den beschriebenen Hilfsmitteln wurde ebenfalls untersucht, welchen Einfluss ein Spoiler im Innenbereich des Rotorblattes auf die Performance des Rotorblattes hat. Da die Geometrien von Spoilern Betriebsgeheimnisse der Rotorblatthersteller sind, wurde eine eigene, simple Geometrie erdacht. Diese ist in Abbildung 9 und Abbildung 16 gezeigt. Der simulierte Spoiler war 4,5m lang und 0,25m hoch. Seine Ausrichtung war in y-Richtung, das Netz bestand aus 19 Mio. Zellen.

Die Umströmung des Rotorblattes bei Verwendung des Spoilers ist in Abbildung 1 gezeigt. Es ist ein sehr komplexes Strömungsfeld zu erkennen. Jedoch waren die Ergebnisse der CFD-Simulationen nicht sehr aussagekräftig, sodass sich keine verbindlichen Aussagen über die Auswirkungen eines Spoilers auf die aerodynamische Performance treffen lassen.

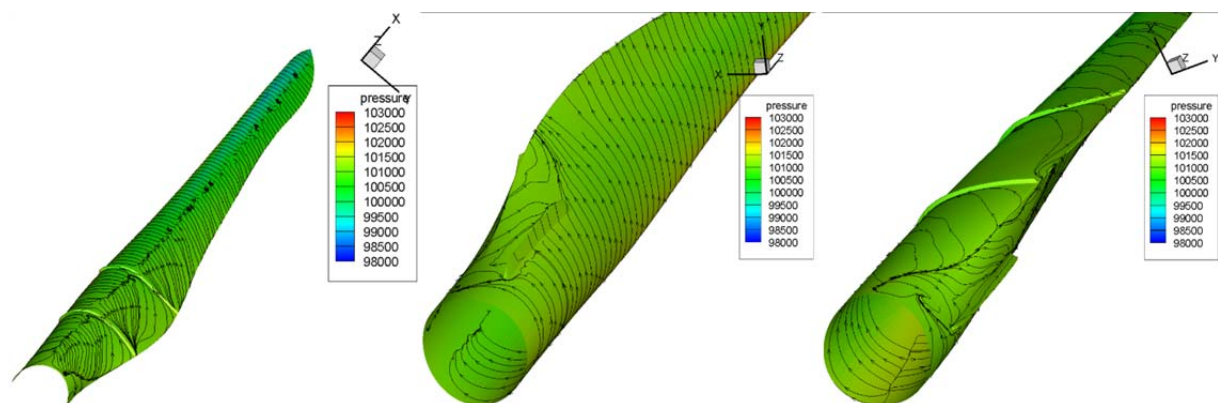


Abbildung 1: CFD-Simulation des Rotorblattes unter Verwendung eines Spoilers

Ergebnisse der CFD-Simulationen

Mit Hilfe der numerischen Strömungssimulationen (CFD) konnten Untersuchungen der Umströmung von 2D-Modellen einzelner Profilschnitte sowie von 3D-Modellen durchgeführt werden, wie es in dieser Tiefe mittels Windkanalmessungen nicht möglich ist. Dabei konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Die CFD-Simulationen haben im Vergleich mit den Windkanalmessungen eine gute Übereinstimmung gezeigt, so dass CFD eine kostengünstige und nicht so zeitintensive Ergänzung zu Windkanalmessungen darstellt. Darüber hinaus lassen (zumindest qualitativ) Daten für das gesamte Rotorblatt gewinnen, die so experimentell nicht oder nur mit erheblichem Mehraufwand realisierbar sind.
- Der Einsatz von Serrations an der Hinterkante eines Profils verbessert auch die aerodynamischen Eigenschaften deutlich. Dies ist sowohl bei Simulationen mit vollturbulenter Grenzschicht als auch mit laminar-turbulenter Transition zu beobachten. Da die untersuchten Serrations keinen deutlichen Unterschied in ihren aerodynamischen Eigenschaften gezeigt haben, können bei der Auswahl die akustischen Eigenschaften (AP 4) den Ausschlag geben.
- Die erneute kritische Analyse von aerodynamischen Hilfen auf die Performance des Gesamtblattes hat Potenziale für Ertragssteigerungen im Bereich einiger Prozent gezeigt. Da mit einer höheren Leistung auch erhöhte Lasten auftreten, ist die Kombination aus Grenzschichtzäunen und Flap am besten geeignet, da hier die Lasten prozentual weniger stark anwachsen als die Leistung.
- Die Analyse eines Spoilers im Innenbereich des Rotorblattes konnte keine aussagekräftigen Empfehlungen zugunsten oder gegen dessen Einsatz geben. Somit wären weitere Untersuchungen erforderlich, bevor eine Empfehlung zugunsten des Einsatzes von Spoilern zur Ertragssteigerung gegeben werden kann.

AP 3 –Systematische Untersuchung der aerodynamischen Eigenschaften der modifizierten Profile im Windkanal unterstützt durch Auslegungsrechnung

Die vorhandenen Modelle wurden im Windkanal der Deutschen WindGuard Engineering hinsichtlich ihrer aerodynamischen Eigenschaften untersucht und die Daten für die Auswertung aufbereitet, wobei unterschiedliche Untersuchungsschritte erfolgten. Basierend auf den in Phase 1 generierten Ergebnissen, wurden die Untersuchungen in diesem Projekt insbesondere auf die Auswirkungen von Flaps, Vortex-Generatoren,

Serrations, sowie Spoilern fokussiert. Um die bestmögliche Konfiguration zu ermitteln, wurde mit Größe und Positionierung der Add-Ons experimentiert. Ziel war es dabei stets, den Auftrieb bei unverändertem oder vermindertem Widerstand zu erhöhen. Im zweiten Teil des Arbeitspaktes wurden die Rotorblätter einer Sensitivitätsanalyse in Bezug auf Empfindlichkeit gegenüber Verschmutzungen, Rotorblattfehlstellungen und unterschiedlichen Turbulenzgrad unterzogen.

AP 3a: Untersuchung des Einsatzes aerodynamischer Hilfen zur Verbesserung der Strömungsqualität

Die Analyse der turbulenten Grenzschicht und Bestimmung der Transitionslinie erfolgte in Kooperation mit BIMAQ. Kenntnisse über die Lage und Position der Transitionslinie zwischen laminarer und turbulenter Strömung können zur Entwicklung von neuen leisen und effizienten Rotorblättern, zur Optimierung von bekannten Rotorblättern und zur Validierung von CFD-Berechnungen genutzt werden. Des Weiteren kann die Funktion und die Auswirkung von Strömungselementen (z.B. Vortex-Generatoren) überprüft werden. Die Position der Transitionslinie hat einen direkten Einfluss auf den Strömungswiderstand eines Rotorblattes.

Windkanalmessungen zur Positionierung von Add-Ons

Um Informationen über die Auswirkung von Größe und Positionierung der Add-Ons zu gewinnen, wurden ausführliche Windkanaltests durchgeführt. Die Profilschnitte wurden im Windkanal montiert und mit den verschiedenen Add-Ons ausgestattet. Um die Vergleichbarkeit zu den Messungen der ersten Projektphase gewährleisten zu können, mussten einige Messungen wiederholt werden. Zusätzlich zu bereits getesteten Modifikationen wurden im Projekt auch unterschiedliche Varianten von Serrations getestet. Parallel zu diesen aerodynamischen Messungen wurden auch akustische und thermografische Messungen durchgeführt, wodurch umfangreiche Daten zu den Auswirkungen verschiedenster Modifikationskombinationen auf jedem Profil generiert wurden.

Während der Messung wurden alle aerodynamischen Kräfte mit Hilfe von Kraftwaagen erfasst, die unter- und oberhalb des Profils im Windkanal montiert waren. Zusätzlich erfolgten Druckmessungen über in den Windkanalwänden integrierte Sensoren. In denjenigen Profilarbeitsbereichen, in denen die Strömung anliegt, wurden die Widerstandskräfte indirekt unter Verwendung eines Nachlaufrechens bestimmt.

Um Informationen über das Strömungsverhalten am Übergang zwischen zylindrischem Rotorblattflansch und Schnitt 1 zu gewinnen, wurde zusätzlich zu den Profilschnitten ein Zylinder-Modell (Abbildung 8) vermessen (s. AP 1). Dieses Modell wurde unter anderem mit einem Flap getestet, um die Wirksamkeit eines Spoilers am Rotorblatt beurteilen zu können. Der Zylinder wurde zusätzlich mit einer Reihe von

Druckbohrungen ausgestattet, mit deren Hilfe die aerodynamischen Koeffizienten sowie zusätzliche Information über den Strömungszustand bestimmt werden konnten.

Diese Messkampagne diente gleichzeitig dazu, die Übertragbarkeit zwischen Thermografie-Messungen im Freifeld und im Windkanal zu verifizieren. Im Laufe der Thermografiemessungen im Windkanal bestätigte sich die Vermutung, dass eine valide Möglichkeit besteht, Ablösungen am Rotorblatt mittels Thermografie automatisiert zu erkennen. Für die Übertragbarkeit des Kits auf andere WEA-Typen ist dies eine essentielle Voraussetzung, da durch eine Übertragbarkeit des Verfahrens ins Freifeld schneller Informationen zur optimalen Platzierung der Add-Ons gewonnen werden können. Da ein geometrischer Zylinder eine Form darstellt, an der es garantiert zu aerodynamischen Ablösungen kommt, konnten die Messungen zur Validierung der Ablösedetektion durch die Thermografiekamera sowie zur Kalibrierung der zugehörigen Software genutzt werden.

Mittels der thermografischen Messungen zur Strömungsvisualisierung und Grenzschichtanalyse wurde jeweils die Visualisierung von Bereichen mit unterschiedlichen Strömungszuständen vorgenommen. Darüber hinaus wurden Methoden der Bildverarbeitung auf die Thermografiebilder angewendet, um quantitative Informationen, wie z.B. die Position des laminar-turbulenten Übergangs, die Position einer möglichen Strömungablösung (vgl. [DBSF16]) oder den Grad der Verschmutzung und die daraus resultierende Strömungsbeeinflussung, zu gewinnen.

Basierend auf einer Temperaturdifferenz zwischen dem Messobjekt und der Strömung, lassen sich mit der thermografischen Strömungsvisualisierung Strömungszustände anhand ihrer unterschiedlichen Oberflächenreibungen und damit einhergehenden Wärmeübergängen voneinander unterscheiden ([LCB90], [GR91], [Qua87]). Im Windkanal der Deutschen WindGuard kann diese Messmethode ohne größere Anpassungen angewendet werden, da es sich um einen geschlossenen Windkanal (Göttinger Bauart) handelt. Die Temperatur der Luftströmung im Windkanal erhöht sich im Betrieb aufgrund von Reibungsverlusten im Windkanal kontinuierlich, was zu einem Temperaturunterschied zwischen der anströmenden Luft und dem Windkanalprüfling führt, der über die Dauer der gesamten Messkampagne vorhanden ist. In Abbildung 2 ist beispielhaft eine Thermografie-Aufnahme eines Rotorblattsegmentes in der Teststrecke dargestellt. Die Anströmung erfolgt von links. Es ist ein deutlicher Temperaturunterschied zwischen den vorderen 20 % und den hinteren 80 % der Profiloberfläche zu erkennen. Es handelt sich dabei am Anfang (ab Profilvorderkante, links) um eine laminare Strömung, die am Ort der laminar-turbulenten Transition in eine turbulente Strömung übergeht. Im Allgemeinen lässt sich festhalten, dass eine turbulente Strömung mit mehr Widerstand als eine laminare Strömung einhergeht. Es ist dabei egal, ob die turbulente Strömung aufgrund der Profilgeometrie, aufgrund von Strömungselementen oder aufgrund von Verschmutzungen oder Beschädigungen der Rotorblattvorderkante verursacht wird.

Am BIMAQ steht für die Messaufgabe der thermografischen Strömungsvisualisierung eine Vielzahl von Thermografie-Messsystemen zur Verfügung. Von besonderem Interesse ist dabei ein gekühltes Messsystem mit sehr hoher thermischer Empfindlichkeit. In Kombination mit einem leistungsstarken 200 mm Infrarot-Teleobjektiv lassen sich mit diesem System auch Thermografie-Aufnahmen zur Strömungsvisualisierung an Windenergieanlagen im Betrieb durchführen. Innerhalb der Projektlaufzeit wurden bereits vorhandene Auswertalgorithmen [DST13] weiterentwickelt und optimiert. Als Ergebnis steht ein Auswertetool mit dem sich unter Angabe einiger Informationen bezüglich des Windkanalbetriebs und der Profilgeometrie automatisiert die Position der Transition ermittelt werden kann. Abbildung 26b zeigt das Ergebnis einer derartigen Auswertung, welche im Kern aus Methoden der Bildverarbeitung und Koordinatentransformationen besteht.

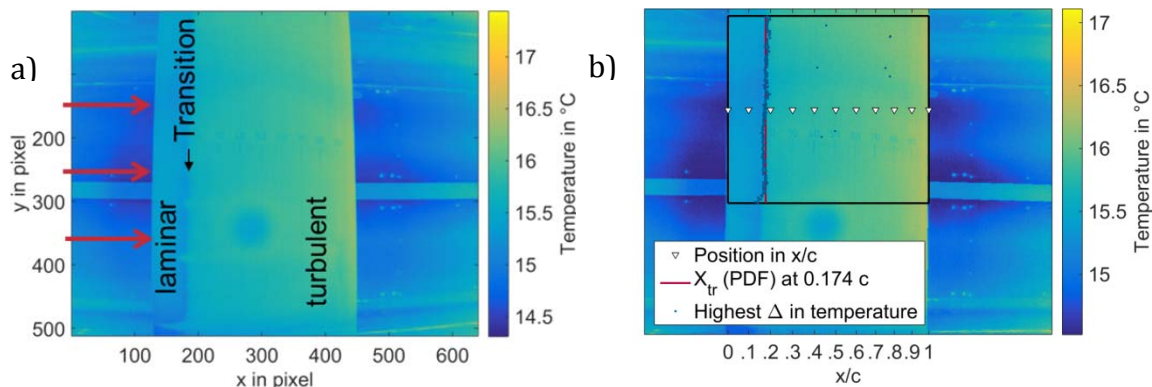


Abbildung 2: Thermografie-Aufnahme zur Strömungsvisualisierung. a) Originalaufnahme mit Markierungen für den laminaren und den turbulenten Strömungsbereich sowie der Transition dazwischen. b) Ausgewertete Aufnahme mit einer Korrektur der radialen Verzeichnung sowie der Visualisierung von Auswertebereich und Auswertergebnis.

Zu sehen ist, dass die Aufnahme von ihrer durch ein Weitwinkelobjektiv verursachten radialen Verzeichnung befreit wurde (senkrechte Linien verlaufen im rechten Bild parallel) und innerhalb eines gewählten Auswertefensters die Position der Transition ermittelt wird (rote Linie). Diese Position resultiert aus den zeilenweise ermittelten Positionen des größten Temperaturgradienten und Auswahl über den Modus einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (englisch: Probability Density Function, PDF). Das Vorgehen ist dabei an das von [CDWS15] angelehnt. In Abbildung 17 ist die Anwendungsoberfläche des (halb-)automatisierten Auswertetools zur Bestimmung der laminar-turbulenten Transition über die thermografische Strömungsvisualisierung dargestellt. Mit dem Programm lassen sich Datenreihen von Profilmessungen, die 20-50 verschiedenen Anstellwinkel beinhalten, automatisiert auswerten, darstellen und sichern. Dies hat sich im Projektverlauf als notwendige Maßnahme zur Effizienzsteigerung dargestellt: Für jeden gemessenen Anstellwinkel wird jeweils ein Thermografiebild auf der Druck- und auf der Saugseite aufgenommen. Allein für die im

Rahmen dieses Projekts durchgeführten Messungen resultieren daraus etwa 1.000 Aufnahmen, die man in mühsamer Handarbeit einzeln hätte analysieren und auswerten müssen.

Mit dem Auswerteprogramm wurden die meisten der Auswertungen in Bezug auf die Position der laminar-turbulenten Transition im Projekt durchgeführt. Dies hat den Vorteil, dass die Ergebnisse durch den Wegfall einer manuellen Auswertung durch den Bediener vergleichbar wurden. Ausnahmen stellen Windkanalläufe dar, in denen aufgrund einer zur geringen Windgeschwindigkeit im Windkanal der Temperaturunterschied zwischen Strömung und Rotorblattprofil zu gering war.

Bewertung der Positionierung von Add-Ons

Die Messreihe im Windkanal ergab, dass jeder getestete Profilschnitt mit Ausnahme von Schnitt 3 mit Hilfe aerodynamischer Hilfsmittel weiter verbessert werden kann. Abbildung 18 zeigt beispielhaft die Gleitzahl für einige verschiedene Modifikationen am Rotorblattschnitt 4. Hier ist zu sehen, dass sowohl durch gezackte Hinterkanten (Serrations) als auch durch Flaps die Gleitzahl erhöht werden konnte. Die an einigen Anlagen bereits installierten Flaps stellen offenbar bereits die effizienteste Modifikation für Profilschnitt 3 dar und verbesserten Schnitt 4 ebenfalls.

Für die weiteren Berechnungen zum Jahresertrag und zu den Lasten mussten die vielversprechendsten Modifikationen gewählt werden, welche – bei gleichbleibenden oder reduzierten Geräuschemissionen – den Energieertrag steigerten. Dafür wurden im inneren und mittleren Bereich des Rotorblattes die Modifikationen mit der höchsten Gleitzahl am Betriebspunkt gewählt. Da der Rotorblattaußenbereich maßgeblich verantwortlich für die Geräuschemission ist, wurden dort Modifikationen (Serrations) bevorzugt, die die Schallemission minderten. Diese konnten im Vergleich zum Rotorblatt ohne Add-Ons sowohl die Gleitzahl erhöhen, als auch den Lärmpegel senken. Abbildung 19 bis Abbildung 20 (Anhang?) zeigen die Gleitzahl der ausgewählten Modifikationen im Vergleich zum „Ist-Zustand“ und zum vollständig unmodifizierten Rotorblatt für jeden Schnitt. In Tabelle 1 sind die gewählten Modifikationen gelistet. Eine genaue Erklärung und Bewertung der jeweiligen Modifikation findet im Kapitel zu AP 5 statt.

Tabelle 1: Profilschnitte und installierte Add-Ons im Ist-Zustand und nach der Modifikation

Profil	Ist-Zustand	Modifiziert
Schnitt 1	Vortex-Generatoren, 25%	Vortex-Generatoren, 45%
Schnitt 2	Vortex-Generatoren, 40%	Vortex-Generatoren, 40%; Gurney Flap, 10mm 35°
Schnitt 3	Gurney-Flap, 10mm 35°	Gurney-Flap, 10mm 35°
Schnitt 4	Gurney-Flap 14mm 30°	Serration 16c_64
Schnitt 5	ZZ-Band, 49%	ZZ-Band, 49%; Serration 16c_64

Um Informationen über die Strömung am Flanschbereich zu erhalten, wurde das Modell des Zylinders mit zwei Flaps vermessen, die sich in der Länge unterschieden. Abbildung 24 zeigt die aerodynamischen Koeffizienten des modifizierten Zylinders bei 50 m/s Strömungsgeschwindigkeit, das für den hier angewendeten Zylinder mit $D=160\text{mm}$ einer überkritischen Umströmung entspricht. Dies lässt sich unter anderem an der Druckverteilung am Zylinder erkennen (Abbildung 25).

In Abbildung 26 und Abbildung 27 bis Abbildung 31 sind exemplarisch Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für unterschiedliche Konfigurationen und Modifikationen des Rotorblattschnittes 4 dargestellt (jeweils für die Saugseite und die Druckseite). Es wurde ersichtlich, dass sich die Position der Transition aufgrund der unterschiedlichen Modifikationen nur geringfügig ändert. Dies legte die Vermutung nahe, dass sich auch der Widerstand und die daraus resultierenden Lasten nur in geringem Maße verändern würden. Es sei jedoch erwähnt, dass die Messunsicherheit des Messsystems und der Auswertung auf $\pm 2\%$ Sehnenlänge abgeschätzt wird.

Für positive Anstellwinkel ist die Position des Überganges zwischen laminarer und turbulenter Strömung auf der Druckseite durch ein Zackenband auf 49 % fixiert. Dies ist in einem auftretenden tonalen Geräusch begründet welches durch dieses Tripping vermieden werden konnte.

AP 3b: Untersuchung der Empfindlichkeit des Profils

In Kooperation zwischen den Projektpartnern WindGuard Certification, Deutsche WindGuard Engineering und BIMAQ wurde überprüft, inwieweit sich die Modifikationen im Vergleich zum Ist-Zustand-Rotorblatt auf dessen Empfindlichkeit im Hinblick auf Eingangsturbulenz, Blattfehlstellungen, Energieertrag und Ermüdungslasten auswirken. Vor allem der Einfluss von Schmutz auf die genannten Parameter wurde auf verschiedenste Arten sowohl im Windkanal und über Simulationen als auch mittels Freifeldmessungen getestet.

Zunächst wurde eine Verschmutzung der Profile im Windkanal simuliert. Die Ergebnisse aus den Windkanalmessungen wurden dann in die Software BLADED implementiert, um eine Sensitivitätsanalyse der Profile bezüglich Eingangsturbulenz und Blattfehlstellungen vornehmen zu können. Mit der Software BLADED wurden zudem Simulationen durchgeführt, die eine Bewertung der Auswirkung der veränderten aerodynamischen Eigenschaften auf die Rotorblattlasten sowie die Energieerträge erlaubten. Die Ergebnisse dieser zuletzt genannten Simulationen werden in AP 5 ausführlich diskutiert.

Um überprüfen zu können, ob der Übergang von laminarer zu turbulenter Strömung im Windkanal an der gleichen Position erfolgt wie am realen Rotorblatt, wurden Thermografiemessungen an im Betrieb befindlichen Windenergieanlagen mit einem entsprechenden Rotorblatt vorgenommen. Die Messungen dienten zudem zur qualitativen Bewertung des Verschmutzungsgrads der Vorderkantenoberfläche.

Simulation von Verschmutzungen im Windkanal

Verschmutzungen auf dem Profil wurden in Windkanalexperimenten mit Hilfe eines Zackenbands nachgebildet. Dafür wurde ein Zackenband verwendet, welches auf der Saugseite bei 5% der Profillänge und auf der Druckseite bei 10% der Profillänge aufgeklebt wurde. Ähnlich wie Verschmutzungen auf dem Rotorblatt verursachte das im Bereich der Vorderkante aufgebrachte Band einen vorzeitigen Umschlag von laminarer zu turbulenter Strömung.³ Analog zu den Windkanal Messungen in Abschnitt AP3a wurden alle relevanten Konfigurationen auch im getrippten Zustand vermessen.

Abbildung 32 bis Abbildung 35 und Abbildung 3 zeigen die Gleitzahl über dem Anstellwinkel für alle Schnitte.

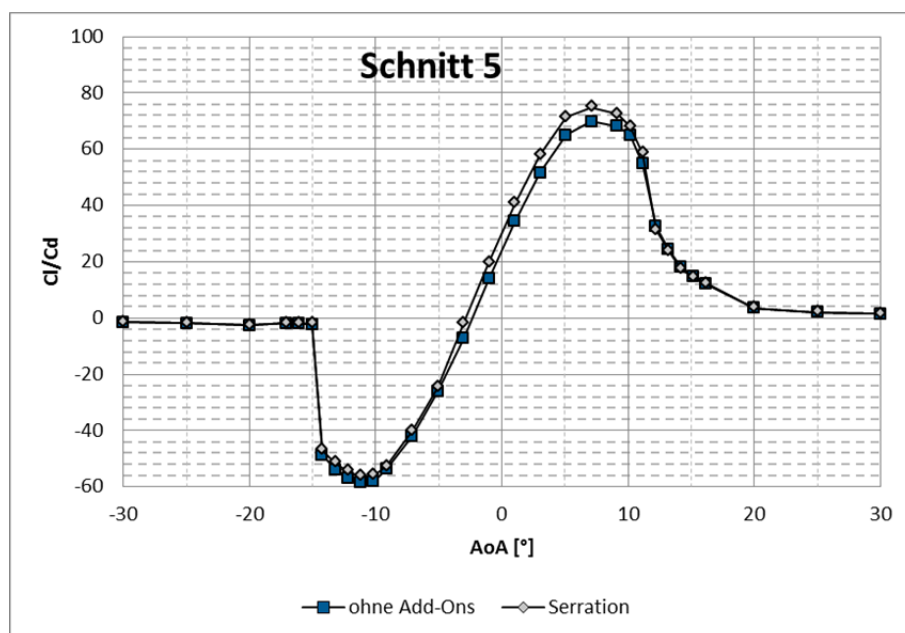


Abbildung 3: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 5 bei starker Verschmutzung

Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Rotorblattfehlstellung und Eingangsturbulenz

Die Daten aus den Windkanalmessungen aus den bisherigen Arbeiten im AP 3 dienen als Eingangsparameter für die Sensitivitätsanalyse. Hierzu wurden aeroelastische Simulationen mit der Software BLADED (Version 4.5) für das unveränderte Rotorblatt

³ Dieser Vorgang wird als „Boundary Layer Tripping“ bezeichnet. Im Folgenden wird diese Rotorblattkonfiguration daher als „getrippt“ bezeichnet. Was im Windkanal als „getrippt“ bezeichnet wird, entspricht einem „verschmutzten“ Rotorblatt im Freifeld.

und für verschiedene Rotorblattmodifikationen im „sauberen“ und im „verschmutzten“ Zustand durchgeführt.⁴

Neben dem Originalblatt wurden drei verschiedene Modifikationsfälle betrachtet, die sich in den bereits erfolgten Windkanalmessungen als besonders vielversprechend in Bezug auf den Energieertrag erwiesen hatten. (Tabelle 2):

Tabelle 2: Bezeichnung der Modifikationen

Modifikationen	
Bezeichnung	Änderungen
Original	Alle Rotorblattprofile sind original
Modifikation A	Alle Rotorblattprofile außer Schnitt 3 und 4 sind modifiziert
Modifikation B	Alle Rotorblattprofile außer Schnitt 0 (Zylinder) und 3 sind modifiziert
Modifikation C	Alle Rotorblattprofile außer Schnitt 3 sind modifiziert

Des Weiteren wurde bei jedem Rotorblattprofil einmal zwischen einer „sauberen“ und einer „verschmutzten“ Variante unterschieden.

Durchgeführte Simulationen in BLADED

Die durchgeführten Simulationen sind in Tabelle 7 beschrieben. Im Rahmen der Arbeiten für die Sensitivitätsanalyse wurden ebenfalls bereits die Einflüsse der Modifikationen auf die Ermüdungslasten und Energieerträge simuliert. Diese sind ausführlich in AP 5 dargestellt. Das Lastfallsetting folgt der Richtlinie IEC 61400-1 (1). Als Eingangsparameter für den Controller der Windenergieanlage wurden die in Tabelle 8 genannten Werte benutzt.

Auswirkungen von Rotorblattfehlstellungen

Tabelle 10 gibt eine Übersicht über die untersuchten Rotorblattfehlstellungen. Eine positive Rotorblattfehlstellung bedeutet, dass das Rotorblatt in Richtung Fahnenstellung gedreht ist.

Zur Bestimmung der Ermüdungslasten und des Energieertrages gemäß IEC Richtlinie kam standardmäßig Fehlstellung b zum Einsatz. Da in diesem Fall ein Rotorblatt ohne Fehlstellung ist, ein Rotorblatt um $+0.3^\circ$ und ein Rotorblatt um -0.3° gedreht ist und sich

⁴ Die Simulationen in BLADED erfolgten im gleichen Zug wie die Lastsimulationen aus Arbeitspaket 5. Daher wurden sie schon für die in AP5 ausgewählten drei End-Modifikationskonfigurationen durchgeführt.

damit die Auswirkung auf den Energieertrag wieder aufheben könnten, wurde ein Vergleich des Energieertrages im Fall keiner Fehlstellung und Fehlstellung a (Drehung von Rotorblatt 1 um 0.3° Richtung Fahnenstellung) durchgeführt.

Es stellt sich heraus, dass Fehlstellung a bei den saubereren Rotorblättern der Modifikation A einen untergeordneten Einfluss auf den Energieertrag besitzt. Die Abweichungen des Energieertrages durch die Rotorblattfehlstellung liegt hier bei lediglich 0.01 % mehr Energieertrag für die Anlage mit Fehlstellung.

Im Gegensatz dazu ist der Ertrag der Anlage mit der verschmutzten Modifikation A und Fehlstellung a um 1 % ertragreicher, als die Anlage ohne Rotorblattfehlstellung. Der Grund hierfür liegt in dem Stall-Verhalten der Rotorblätter. Bei verschmutzten Rotorblattprofilen tendieren die Rotorblätter schon bei kleineren Anströmwinkeln zum Strömungsabriss. Die Fehlstellung von Rotorblatt 1 wirkt diesem Effekt entgegen, so dass die Anlage mehr Energie produziert.

Um den Einfluss einer Rotorblattfehlstellung auf die Ermüdungslasten zu quantifizieren, wurden die aeroelastische Simulationen mit Fehlstellung für Rotorblatt 1, Rotorblatt 2 und Rotorblatt 3 ausgewertet und in Tabelle 11 zusammengefasst. Die Ergebnisse zeigen, dass die Erhöhungen der Ermüdungslasten durch eine Rotorblattfehlstellung sehr niedrig sind, wobei M_y um 1,03 % ansteigt, M_z steigt um etwa 5 %.

Auswirkungen von verringerter Eingangsturbulenz

Ergänzend zu der Betrachtung der Auswirkung von Rotorblattfehlstellungen, wurde zusätzlich ein weiterer Fall mit einem veränderten Turbulenzgrad untersucht.

Zum Test von Modifikation A bei niedriger Turbulenz (IEC C) wurden die aeroelastischen Simulationen von DLC 1.1 mit angepasster Turbulenz wiederholt und der Energieertrag ermittelt. Die Werte sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3: relativer Energieertrag bei verringerter Eingangsturbulenz

verminderte Turbulenz	Original (sauber)	Modifikation A (sauber)	Original (verschmutzt)	Modifikation A (verschmutzt)
Energieertrag	+6.4 %	+1.3 %	+2.63 %	+3.3 %

Unabhängig vom Turbulenzgrad steigen die Energieerträge beim verschmutzten Rotorblatt an. Die Messungen im Freifeld (s.u.) lassen darauf schließen, dass saubere Rotorblätter in der Realität die Ausnahme bilden. Selbst nach einem Regenguss ist ein gewisser Verschmutzungsgrad weiterhin vorhanden. Die Auswirkungen der Modifikationen auf den Energieertrag von sauberen Rotorblättern sind daher in der Praxis nicht relevant.

Thermographische Untersuchungen zum Verschmutzungsgrad im Freifeld

Die im Windkanal entwickelten und optimierten Methoden der Thermografie-Messung wurden im Projektverlauf auch auf Freifeldmessungen in unterschiedlichen Windparks übertragen. Ziel dabei war unter anderem der Vergleich der Position des laminar-turbulenten Übergangs an der laufenden Windenergieanlage mit der aus den Windkanalversuchen und zum anderen eine Quantifizierung des Verschmutzungsgrades realer Rotorblätter. Dies ermöglicht eine bessere Einschätzung des Betriebsverschmutzungsgrades für die Energieertragsberechnung sowie zu Zwecken der Lastenberechnung, die sonst bezüglich des Verschmutzungsgrades auf rein theoretischen Annahmen basieren.

Wie in Phase 1 beschrieben, befindet sich diese Rotorblattserie an unterschiedlichen Windenergieanlagentypen der 1,5MW-Klasse. Eine davon ist die GE 1,5sl. In Abbildung 4 sind Thermografie-Aufnahmen der drei Rotorblätter einer GE 1.5 sl aus einem Windpark in Rheine, Deutschland, zu sehen. Wie bereits bei den Windkanalbildern, lassen sich die laminaren und die turbulenten Strömungsbereiche aufgrund eines Temperaturunterschieds zwischen Strömung und Rotorblatt identifizieren. Im Falle einer Freifeldmessung kommt die Temperaturdifferenz durch die Erwärmung der Rotorblätter durch die Heizleistung der solaren Strahlung zustande [DBS14, DBSG14]. Die Entfernung zur Anlage betrug 169 m und die Nabenhöhe 62 m. Die Qualität der Aufnahmen zeugt von den technischen Weiterentwicklungen im Bereich der Thermografie.

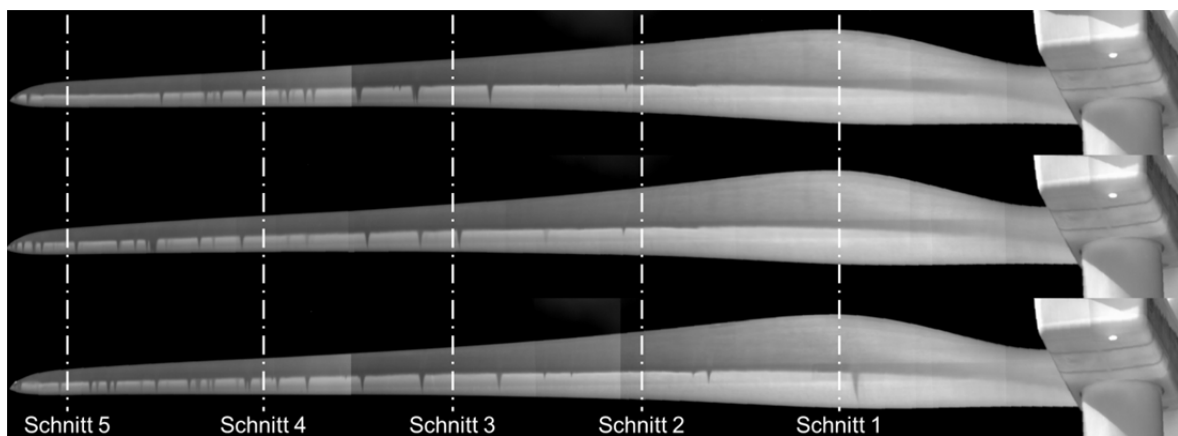


Abbildung 4: Thermografie-Aufnahmen der Saugseite von den Rotorblättern einer GE 1.5 sl in einem Windpark in Thedinghausen

In dem Bild sind die Positionen der einzelnen Profilschnitte 1 bis 5 markiert. An diesen Positionen wurde die Transition im Bild lokalisiert und mit Koordinatentransformationen die geometrische Position dieser auf den Rotorblattschnitt berechnet. Dabei wurde der Pitchwinkel der Rotorblätter zum

Zeitpunkt der Aufnahme sowie die Verdrehung des Rotorblattes und die Auswirkungen der Messposition miteinbezogen. Die Ergebnisse dieser Berechnung finden sich für das Beispiel der gezeigten Bilder in Tabelle 12.

Neben der Position der Transition ist ebenfalls der Verschmutzungsgrad von Rotorblättern im Betrieb von Interesse. Die in diesem Falle als verschmutzt bezeichnete Lauffläche der Rotorblattoberfläche kann entweder von Kontaminationen aufgrund von Insekten oder Luftaerosolen oder aufgrund von Vorderkantenerosion sowie kleineren Beschädigungen hervorgerufen werden. Die Verschmutzungen äußern sich in den Thermografie-Aufnahmen als turbulente Strömungskeile innerhalb der laminaren Strömungsbereiche. Zur Ermittlung des Anteils an Verschmutzungen wurde zunächst, basierend auf den bereits erwähnten Methoden zur Bildverarbeitung, die Position der (natürlichen) Transition im Bild bestimmt. Im Anschluss daran wurden die Anteile der Strömungskeile über die gleichen Methoden jedoch ohne die Bewertung über eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ermittelt. In Abbildung 36 ist das grundlegende Vorgehen anhand von Beispielbildern dargestellt.

Die einzuführende Kenngröße des Verschmutzungsgrades wurde im Anschluss über den Quotient von tatsächlicher laminarer Laufstrecke zu natürlicher laminarer Laufstrecke ermittelt. In Abbildung 5 und in Abbildung 6 ist jeweils das Rotorblatt der besagten GE 1.5 sl Windenergieanlage dargestellt. Die Aufnahmen sind in einem zeitlichen Abstand von ca. 60 Minuten zueinander entstanden.

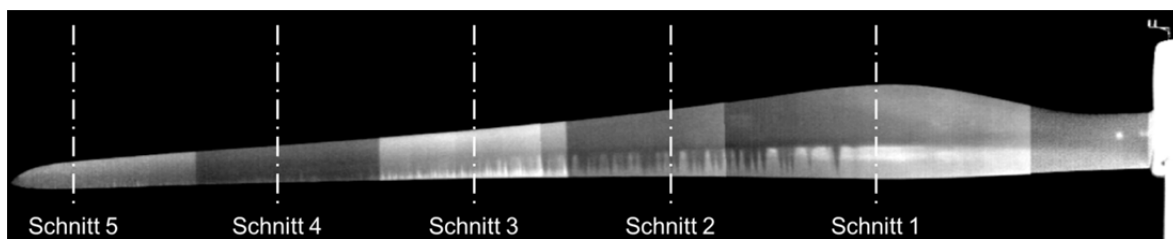


Abbildung 5: Thermografieaufnahme eines Rotorblattes einer GE 1.5 sl Windenergieanlage nach einer längeren Zeit ohne Niederschlag.

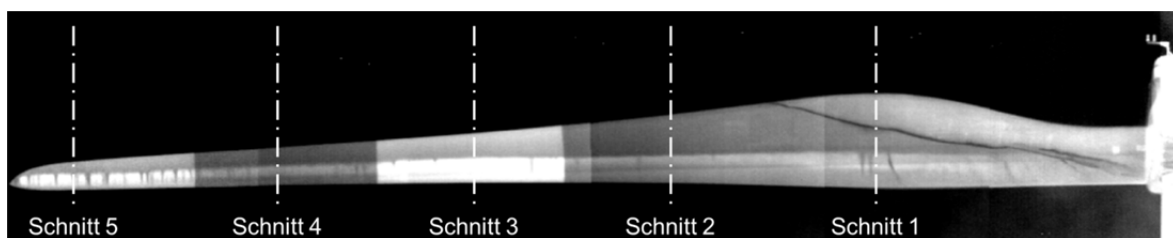


Abbildung 6: Thermografieaufnahme eines Rotorblattes einer GE 1.5 sl Windenergieanlage direkt nach einem starken Regenschauer.

Vor der Messung in dem Windpark war es einige Tage trocken ohne Niederschlag und die Kontamination der Rotorblattvorderkante war stark ausgeprägt. Zwischen den beiden Aufnahmen gab es einen starken Regenschauer. Währenddessen lief die Windenergieanlage stetig weiter. Im Rotorblattaußenbereich kann davon ausgegangen werden, dass die Wassertropfen mit Geschwindigkeiten von über 250 km/h auf das Rotorblatt treffen. Die Reinigungskraft ist damit mit der eines Hochdruckreinigers vergleichbar. Die zweite Messung wurde unmittelbar nach dem Regenschauer gestartet. Es ist deutlich zu erkennen, dass ein Großteil der durch Verschmutzungen hervorgerufenen Strömungskeile daraufhin verschwunden ist. Dies zeigt zum einen, dass eine längere Periode ohne Niederschlag zu einer erhöhten Verschmutzung aufgrund von Schmutz- und Insekten-Kontamination der Rotorblattvorderkante führen kann. Es zeigt jedoch auch, dass ein Großteil davon von Regen wieder abgewaschen werden kann. An- und um die in den Bildern markierten Bereichen wurde der Verschmutzungsgrad quantitativ ausgewertet und die Ergebnisse für beide Messungen in Tabelle 4 gegenübergestellt.

Tabelle 4: Zusammenfassung einer Quantifizierung des Verschmutzungsgrad vor und nach einem Regenschauer sowie die Differenz zwischen beiden Zuständen.

Schnitt		1	2	3	4	5
Verschmutzungsgrad	Abbildung 5	10 %	40 %	70 %	> 95 %	> 95 %
	Abbildung 6	10 %	< 5 %	< 5 %	7 %	15 %
Differenz		0	> 35 %	> 65 %	> 88 %	> 80 %

Abschließend folgen in Abbildung 37 und in Abbildung 38 die Gegenüberstellung von den modifizierten Profilschnitten zu den modifizierten Profilschnitten und den Bedingungen an der laufenden Windenergieanlage in Bezug auf die Lage der Transition. Die Darstellung ist für einen Pitchwinkel von 2° erfolgt, wie er im Teillastbereich an der Windenergieanlage vorliegen würde. Dies entspricht einem Anstellwinkel von etwa 5°.

AP 4 – Systematische Untersuchung der akustischen Eigenschaften verschiedener Profilvariationen im Windkanal

Lärmemissionen an Rotorblättern werden von atmosphärischen Turbulenzen an der Vorderkante und von der turbulenten Grenzschicht an der Hinterkante des Rotorblattes erzeugt. Turbulente Strömungen, die die Hinterkante des Rotorblattes passieren gehören zu den Hauptquellen für Lärm an Rotorblättern. Diese Hinterkantengeräusche

können sowohl tonal, als auch breitbandig sein. Die in Phase 1 nicht untersuchten akustischen Auswirkungen der Modifikationen wurden hier ausführlich betrachtet.

Beschreibung der akustischen Messtechnik im Windkanal

Die akustischen Messungen wurden mit einem Mikrofon-Array bestehend aus 80 MEMS (mirco-electro-mechanical system) Mikrofonen durchgeführt. Das Mikrofon-Array ist in eine der Windkanalwände integriert und ermöglicht die Messung eines Gesamtschallpegels sowie die geometrische Zuordnung einzelner Geräuschquellen. Dies geschieht aufgrund von Laufzeitunterschieden zwischen den Geräuschquellen und den einzelnen Mikrofonen im Array. Die einzelnen Mikrofone sind jeweils in nach Außen druckdichten Hohlräumen in der Wand eingelassen und sowohl durch ein feines Stahlgewebe, das einen Druckausgleich zu Messstrecke ermöglicht und schalldurchlässig ist, als auch durch 25 mm unbewegte Luft innerhalb des Hohlraumes von der Grenzschicht an der Windkanalwand getrennt. Auf diese Weise lässt sich ein erheblich größeres Signal-zu-Rausch-Verhältnis (SNR) erreichen. Die akustischen Messdaten werden synchron mit jeweils 48 kHz mit der Aufnahmesoftware des Herstellers *CAE Software & Systems* aufgezeichnet. Dies würde theoretisch die Analyse von Frequenzen bis 24 kHz erlauben, wobei das Layout des Arrays für Frequenzen zwischen 400 Hz und 10 kHz ausgelegt ist. Das Layout des Arrays wurde durch die Firma *PSA3 Avanced AeroAcoustics* entworfen. Das Layout ist in Abbildung 39 zusammen mit der typischen Position eines Windkanalprüflings vor den tragenden Elementen der Windkanalwand dargestellt

Methodik zur Messung der Aeroakustik im Windkanal

Aufgrund der großen Erfahrung im Bereich der Mikrofon-Array Messungen in Windkanälen wird die Auswertung der Akustikdaten ebenfalls mit einem Software-Paket der Firma *PSA3* durchgeführt.

Grundsätzlich lässt sich die Auswertung der akustischen Daten in sechs Schritte untergliedern:

1. Ausgehend vom Zentrum des Arrays wird ein Netz aus Messpunkten für einen Anstellwinkel von 0° in der Ebene des Profilssegmentes aufgespannt. Das Netz erstreckt sich zwischen dem Boden und der Decke des Windkanals sowie in einigem Abstand vor der Profilverkante bis zu einigem Abstand hinter der Profilhinterkante. Das Messpunkte-Netz wird entsprechend des Anstellwinkels des Profils mit Koordinatentransformationen rotiert. Die Ergebnisbilder sind wiederum auf das rücktransformierte Netz projiziert, um Anstellwinkel vergleichen zu können.
2. Die Auto- und Kreuzspektren werden berechnet. Dabei werden die Frequenzspektren anhand von FFTs (Fast Fourier Transformations) mit 1024

Einzelmesswerten. Als Fensterfunktion wird dabei ein Von-Hann-Fenster (Hanning Fenster) verwendet und die Blöcke aus 1024 Einzelmesswerten überlappen sich zu 50 %. Resultierend kann bei einer typischen Messzeit von 20 Sekunden über 1877 Blöcke gemittelt werden.

3. Das konventionelle Beamforming wird auf das bereits beschriebene Netz von Messpunkten angewendet. Die grundsätzliche Vorgehensweise kann in [Sij13] gefunden werden. Die Ergebnisse werden in Form von Falschfarbenbildern des Netzes von Messpunkten in Terzbändern gespeichert. Ein Beispiel für das Ergebnis des klassischen Beamformings für den Schnitt DBU004 bei 0° Anstellwinkel und einer Windgeschwindigkeit von 50 m/s ist in Abbildung 40 dargestellt.
4. In einem weiteren Schritt wird der CLEAN-SC Algorithmus auf die Daten angewendet [Sij07]. Mit dieser Methode lassen sich in einem iterativen Verfahren innerhalb definierter ROI (Regions of interest, in diesem Falle in erster Linie an der Rotorblatthinterkante) kohärente Nebenkeulen von der tatsächlichen Quelle trennen und entfernen. Das Ergebnis dieses Algorithmus ist in Abbildung 41 dargestellt.
5. Störende Geräuschquellen ausgehend von z.B. der Decke oder dem Boden des Windkanals, welche die Geräuschquellen des Windkanalprüflings überlagern, werden im Zuge einer weiteren Auswertung mit dem CLEAN-SC-Algorithmus mit gefilterter Kreuzspektralmatrix herausgefiltert.
6. Für die Berechnung des Gesamtschallpegels und des Gesamtspektrums wird über die Fläche des Netzes aus Einzelmesspunkten integriert. Die Ergebnisse werden in Terzbändern und als schmalbandige Frequenzspektren mit einer Frequenzauflösung von ca. 50 Hz ausgegeben. Die Ausgabe erfolgt sowohl linear gewichtet, als auch A-bewertet.

Mit Hilfe der fest installierten akustischen Kamera wurden Geräuschquellen auf dem Profil detektiert. Aus dem mittleren Pegel aller Quellen in einem definierten Bereich wurden dann Schalldruckpegel errechnet, die sich relativ zueinander vergleichen lassen. Die Schallausstrahlung von der Rotorblatthinterkante ist ein bekanntes Phänomen. Die vorgenommene Visualisierung war wichtig, um nachzuweisen, dass der gemessene Schall tatsächlich vom Prüfling stammte.

Ergebnisse der aeroakustischen Messungen

In Abbildung 42 und Abbildung 44 werden der Schalldruckpegel verschiedener Modifikationen an Schnitt 4 und Schnitt 5 bei sauberem Profil, in Abbildung 43 und Abbildung 45 bei verschmutztem Profil verglichen. Schnitt 4 und 5 stellen den äußeren Bereich dar und sind deshalb für die Geräuschentwicklung von besonderem Interesse.

Die Modifikation der Hinterkante mit Serrations senkte den gemessenen Schalldruckpegel zwischen 2 dB und 3 dB ab.

AP 5 – Bewertung der durchgeführten Modifikationen

In den Arbeitspaketen 3 und 4 wurden diverse Messungen mit unterschiedlichen Konfigurationen der Modifikationen durchgeführt. Im fünften Arbeitspaket erfolgten eine übergreifende Analyse der Ergebnisse und eine Bewertung im Hinblick auf Gleitzahl und Energieertrag.

Wie bereits in AP 3 beschrieben, konnte die Position der Transition für das unmodifizierte Original und die modifizierten Konfigurationen in Windkanalmessungen thermografisch ermittelt werden. Darüber hinaus konnte erstmal ein Vergleich zu thermografischen Messdaten an der laufenden Windenergieanlage gezogen werden. In Tabelle 13 sind die Ergebnisse aus Abbildung 37 und Abbildung 38 nochmals in tabellarischer Form zusammengestellt. Es wird deutlich, dass sich die Position der Transition nach der Modifikation nur im geringen Maße ändert. Die zu beobachtenden Änderungen lagen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Messunsicherheit unter den erschwerten Bedingungen. Die Anbringung von im Thermografiebild reflektierenden Serrations und Flaps, die zudem die Hinterkante des Profils verdeckten, erschwerten eine automatisierte Auswertung enorm.

Die weitreichende Übereinstimmung der Windkanalmessungen mit den Freifeldmessungen an der laufenden Windenergieanlage zeigt, dass das Verfahren vom Windkanal auf Freifeldmessungen unter realen Bedingungen übertragbar ist. Darüber hinaus ließ sich mit der thermografischen Strömungsvisualisierung der Verschmutzungsgrad der Rotorblätter anhand der vorhandenen Turbulenzkeile quantitativ bestimmen. Für eine umfassende Statistik sind noch zu wenige Daten aufgenommen worden, es lässt sich jedoch sagen, dass je nach Wetterlage und Alter der Anlage die Verschmutzung sehr stark oder weniger stark ausgeprägt ist. In jedem Falle ist immer ein gewisser Teil der laminaren Laufstrecke verfrüht turbulent und sorgt für einen größeren Widerstand und erhöhte Schallemissionen.

Der Anstellwinkel des Rotorblattes während der Freifeldmessungen war nicht bekannt und wurde mit 5° angenommen. Um diese Annahme zu verifizieren, wurde eine Gegenprüfung mit den Windkanalmessungen durchgeführt. Da sich bei einer Änderung des Anstellwinkels auch die Position der Transition auf dem Rotorblatt ändert, lässt sich im Umkehrschluss von den im Freifeld gemessenen Transitionspositionen auf den Anstellwinkel während der Messung schließen. Dafür wurde die im Windkanal gemessene Position der Transition an den Schnitten 3 und 4 mit den im Freifeld gemessenen Positionen verglichen. Zwischen den Schnitten 3 und 4 befindet sich der Nullpunkt des Rotorblattes, was diese Schnitte für einen Vergleich ideal macht. Tabelle 5 zeigt die im Windkanal gemessene Position der Transition bei einem Anstellwinkel von

5°. Im Umkehrschluss beträgt der Anstellwinkel an der laufenden Windenergieanlage dann 5°, wenn die Position der Transition identisch mit der im Windkanal bei diesem Anstellwinkel gemessenen Position ist. Die Annahme, dass der Anstellwinkel während der Freifeldmessungen etwa bei 5° lag, ist somit verifiziert.

Tabelle 5: gemessene Position der Transition und gemessener Anstellwinkel im Windkanal gegenüber der im Freifeld gemessenen Position der Transition.

	DBU003	DBU003	DBU004	DBU004
	X_{tr}/c [-]	AoA [°]	X_{tr}/c [-]	AoA [°]
Saugseite Windkanal unmodifiziert	0,4	5	0,42	5
Saugseite Freifeld unmodifiziert	0,4	n/a	0,42	n/a

Durch die Kombination von Verschmutzungs-, Aerodynamik- und Geräuscentwicklungsdaten können die Modifikationen bewertet werden.

Schnitt 1 konnte durch das Verschieben der vorhandenen Add-Ons deutlich verbessert werden. Die vorinstallierten Vortex-Generatoren saßen bei 25% der Profilhöhe, während auf der hinteren Hälfte das Profil zur Ablösung neigte. Dieses Phänomen war unter anderem auch in der Freifeldmessung am nassen Rotorblatt 1 zu erkennen. Bis zur Freifeldmessung im Windpark Rheine war dieses Phänomen unbestätigt. Durch die nach vorn verschobenen Vortex-Generatoren konnte ein Ablösen der Strömung besser verhindert werden. Im verschmutzten Zustand sind die Ergebnisse nicht mehr eindeutig interpretierbar. Die Thermografie-Messungen zeigen allerdings, dass die Verschmutzung in diesem Bereich des Blattes weniger relevant ist, da auch direkt vor dem Regenschauer ein Verschmutzungsgrad von nur 10% gemessen wurde. Dies hängt unter anderem mit der niedrigen Rotationsgeschwindigkeit im inneren Bereich des Rotors zusammen.

Schnitt 2 konnte durch Anbringen von Flaps sowohl im verschmutzten als auch im sauberen Zustand verbessert werden. Die ursprünglich angebrachten Vortex-Generatoren wiesen eine Verschlechterung der Gleitzahl bei sauberem Profil auf, zögerten bei Verschmutzung den Strömungsabriss aber wesentlich hinaus. (Siehe Abbildung 46 und Abbildung 47) Der Verschmutzungsgrad bei Schnitt 2 ist mit etwa 40% nicht hoch, sollte jedoch nicht vernachlässigt werden.

Für Schnitt 3 konnte kein besseres aerodynamisches Hilfsmittel als der bereits an einigen Windenergieanlagen installierte Flap gefunden werden. Die Tests ergaben zwar einige Varianten, die ähnlich gute Ergebnisse erzielten, aber keine mit einem derartig großen Verbesserungspotenzial, dass eine Modifikation finanziell sinnvoll erschien.

Die Gleitzahl an Schnitt 4 konnte durch Anbringen einer gezackten Hinterkante gegenüber dem unveränderten Rotorblatt verbessert werden. Aerodynamisch ist die Verwendung eines Gurney-Flaps jedoch günstiger. Da der Schnitt schon weit am

äußeren Ende des Rotorblattes sitzt, sind die akustischen Daten hier auch zu berücksichtigen. Durch Serrations konnte die Geräuschemission messbar verringert werden. Schnitt 4 bietet hier die Möglichkeit, individuell für jede Anlage zu entscheiden, ob die Optimierung eher in Bezug auf die Akustik oder – wenn Geräuschemissionen eine untergeordnete Rolle spielen – in Bezug auf den Ertrag erfolgen soll. Serrations verminderten die Geräuschemission stärker, erwiesen sich aber im Gegensatz zu einem Flap als etwas weniger leistungssteigernd.

Für Schnitt 5 ist in der Regel mit einem hohen Verschmutzungsgrad zu rechnen. Mit Hilfe von Serrations konnte sowohl die Gleitzahl erhöht, als auch der Geräuschpegel gesenkt werden. Bei einem sauberen Profil ist die Interpretation nicht ganz eindeutig, denn die Gleitzahl zeigt über einen kleinen Bereich einen niedrigeren Wert. Durch die starke Neigung zur Verschmutzung lag die Priorität hier aber auf der getrippten Konfiguration.

Die Wirksamkeit des Spoilers war durch die starken dreidimensionalen Effekte in der Rotormitte schwierig durch Windkanaltests zu beurteilen. Da die Umströmung eines Zylinders allerdings aerodynamisch äußerst ungünstig ist, kann davon ausgegangen werden, dass eine Ergänzung um Flaps oder Splitter-Plates den Widerstand reduziert und gleichzeitig Auftrieb erzeugt, der sich positiv auf die Rotorblattumströmung auswirkt. Dennoch müssten hierzu gezielt Messdaten im Praxis-Einsatz gesammelt werden, um verlässliche Aussagen treffen zu können. Der Einsatz von ausgewählten Serrations und Flaps hat sich sowohl in den Windkanalmessungen als auch in den CFD-Simulationen als vielversprechend für eine Leistungsoptimierung erwiesen.

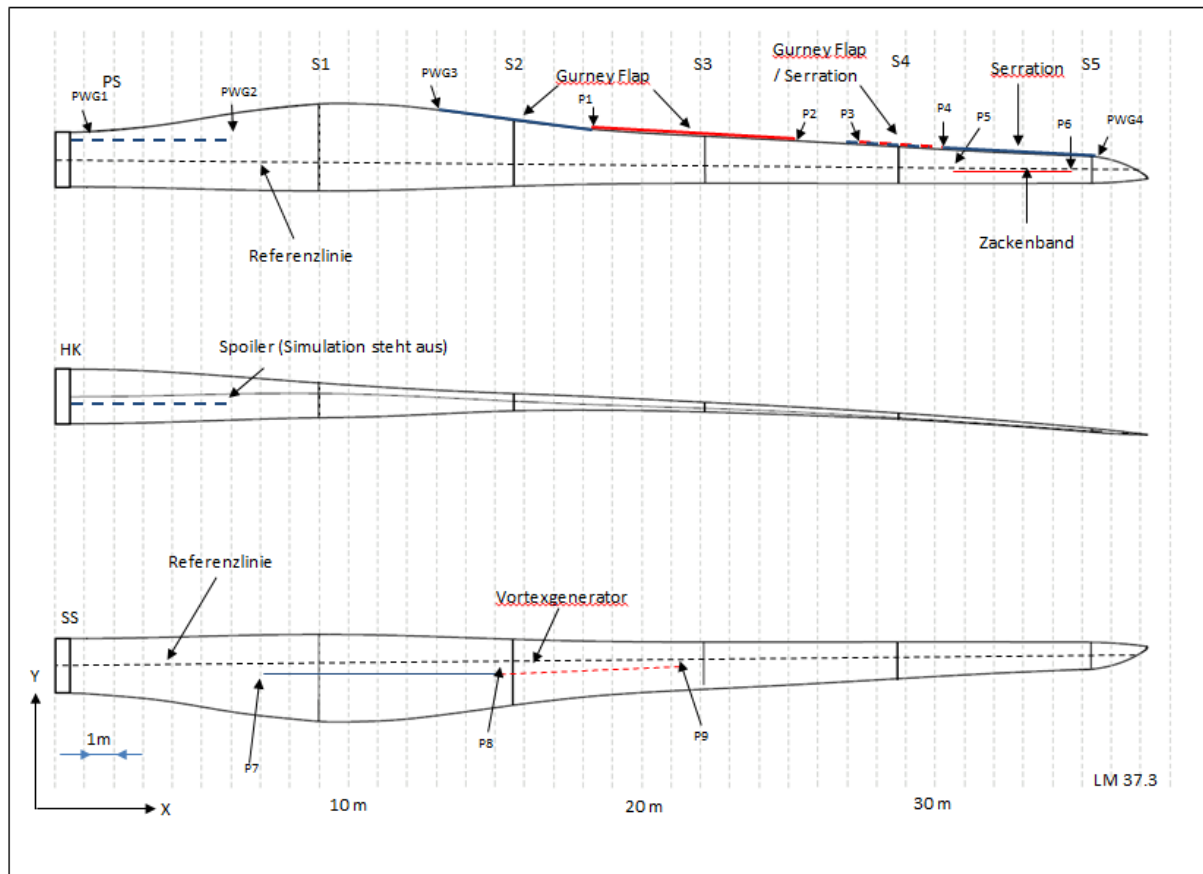


Abbildung 7 Skizze des Rotorblattes mit neuen Modifikationen

Die Schlüsse aus den Windkanalmessungen lassen sich auf das Rotorblatt übertragen. Abbildung 7 stellt relevante Stellen am Rotorblatt dar, Tabelle 16 zeigt die verwendeten Add-Ons an den jeweiligen Positionen. Der Flap zwischen P3 und P4 sollte im Falle einer Umbau-Maßnahme nicht entfernt werden. Falls dort noch kein Flap installiert sein sollte, kann alternativ auch eine Serration angebracht werden. Ähnlich verhält es sich mit den Vortex-Generatoren zwischen P8 und P9. Diese müssten nicht entfernt werden, allerdings könnte die Wirksamkeit auch nicht endgültig bestätigt werden. Dafür wäre es nötig, die tatsächlich auftretende Verschmutzung über einen längeren Zeitraum zu beobachten.

Auswirkungen auf die Ermüdungslasten

Um die Effekte von Modifikationen auf den Betrieb der Anlage bewerten zu können, wurden die aerodynamischen Werte der einzelnen Rotorblattabschnitte auf das Gesamtrorblatt übertragen. Darauf basierend wurden Lasten und Erträge berechnet. Hierzu wurden erneut aeroelastische Simulationen mit der Software BLADED für das unveränderte Rotorblatt und für verschiedene Rotorblattmodifikationen im „sauberen“ und im „verschmutzten“ Zustand durchgeführt. Die Ergebnisse waren schadens-

äquivalente Lasten (DEL), Leistungskurven und der Jahresenergieertrag. Die hieraus resultierenden Ergebnisse gingen als Input in die Arbeitspakete 6 und 8 ein.

Unter Verwendung der Polaren für Auftrieb, Widerstand und Moment wurden die Ermüdungslasten an der Rotorblattwurzel gemäß IEC 61400-1 durch aeroelastische Simulationen berechnet. Als Eingangsdaten für die Lastannahmen wurden entgegen der ursprünglichen Planung im Projektantrag nur die Windkanaldaten berücksichtigt. Die aus den CFD-Simulationen generierten Daten (das inkludiert die Grenzschichtzäune an Schnitt 1) wurden nicht zusätzlich einbezogen. Die Lasten, die am Rotorblatt auftreten, sind stark abhängig von instationären Strömungseffekten. Die CFD-Simulationen wurden aber unter Verwendung eines stationären Strömungsmodells durchgeführt, das für die Berechnung von Ermüdungslasten ungeeignet ist. Es wurde daher im Projektverlauf entschieden, dass die Lastberechnungen allein auf den Windkanaldaten basieren sollten. Das Koordinatensystem für die Darstellung der Ergebnisse ist das Rotorblattwurzelkoordinatensystem, dargestellt in Abbildung 49.

Das Koordinatensystem hat seinen Ursprung im Zentrum der Rotorblattwurzel, rotiert mit dem Rotor und dreht sich beim Pitchen der Rotorblätter. Die z-Achse zeigt Richtung Rotorblattspitze, die x-Achse ist orthogonal zur z-Achse und zeigt windabwärts, die y-Achse vervollständigt das rechtshändige kartesische Koordinatensystem.

Die Ermüdungslasten wurden in Form von schadensäquivalenten Lasten (engl. Damage Equivalent Loads – DELs) basierend auf $1E+07$ Referenzzyklen dargestellt. Die Simulationsläufe wurden Weibull-gewichtet (Skalenfaktor von $A = 8,46$ m/s, Formfaktor $k = 2$). Der Wöhlerexponent betrug $m = 10$ (GFK-Rotorblätter).

Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 (sauberes Rotorblatt) und Tabelle 18 (verschmutztes Rotorblatt) dargestellt. Die relativen Abweichungen der Lasten im Vergleich zum Original sind in Tabelle 19 und Tabelle 20 dargestellt.

Da bei den Simulationen für das Original-Rotorblatt im verschmutzten Zustand numerische Instabilitäten bei der Berechnung des Pitchmoments M_z auftraten, ist dieser Wert (unrealistisch) hoch und die Lastreduktionen für die modifizierten Rotorblätter dementsprechend groß. Da der absolute Wert für das Pitchmoment M_z aber sehr klein ist und keine designtreibende Funktion besitzt, war der Verzicht auf die Quantifizierung der Lastreduktion dieses Moments vertretbar.

Der größte Einfluss der unterschiedlichen aerodynamischen Rotorblattmodifikationen wird im Bereich der Betriebslasten (DLC1.1) erwartet. Für die Extremlastauswertung gemäß IEC 61400-1 werden keine signifikanten Veränderungen erwartet, da sich bei den Extremlastfällen die Rotorblätter meist in Fahnenstellung befinden und die relativen Windgeschwindigkeiten am Rotorblatt (verglichen mit den relativen Windgeschwindigkeiten für den Betriebslastfall) gering sind. Deshalb beschränkten sich die durchgeführten Berechnungen auf die Ermüdungslasten und beinhalteten damit alle im Hinblick auf die Lastabweichung signifikanten Informationen. Die Rotorblattwurzeln stellen die signifikanten Bauwerkspositionen dar. Der Einfluss der

Rotorblattmodifikationen auf die Lasten ist direkt ersichtlich. Die Bestimmung der Lasten an anderen signifikanten Bauwerkspositionen wurde für nicht notwendig befunden, da die Simulationen für die Auslegungswindbedingungen (IEC 3 A) durchgeführt wurden. Für die Genehmigung von realen Projektvorhaben werden abgeänderte Windbedingungen (Sonderwindklasse S_A) verwendet.

Auswirkungen auf den Energieertrag

Die Leistungskurven für die verschiedenen Modifikationen sind in Abbildung 50 dargestellt. Die Leistungskurven wurden direkt aus den Simulationen von DLC 1.1 extrahiert. Abbildung 53 zeigt den jährlichen Energieertrag für die unterschiedlichen Modifikationen. Hierbei wurde eine Windverteilung gemäß Weibull mit einem Skalenfaktor $A = 8.46 \text{ m/s}$ und einem Formfaktor $k = 2$ zugrunde gelegt (Windzone: IEC 3). Die relativen Abweichungen der Modifikationen im Vergleich zum Original sind in Abbildung 51 dargestellt.

Tabelle 6 zeigt die prozentualen Abweichungen im Energieertrag der Modifikationen im Vergleich zum Original. Es wird deutlich, dass die Modifikation A die höchste Leistungssteigerung bietet. Der Effekt der Modifizierung verstärkt sich bei einem verschmutzten Rotorblatt. Da die im Windkanal getestete getrippte Modifikation einen Extremfall in Bezug auf die Verschmutzung darstellt, ist die Ertragssteigerung in der Realität vermutlich zwischen 3% und 5% abspielen.

Prozentuale Abweichung Energieertrag	Modifikation A sauber	Modifikation B sauber	Modifikation C sauber	Modifikation A verschmutzt	Modifikation B verschmutzt	Modifikation C verschmutzt
	3.73 %	1.67 %	2.71 %	8.41 %	4.57%	1.11%

Tabelle 6: Prozentuale Abweichung des Energieertrags im Vergleich zum Original

AP 6 – Prüfung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen

Um den Einfluss auf die genehmigungsrechtlichen Anforderungen zu ermitteln ist der Umfang der baulichen Veränderung an der WEA zu bewerten. Das hier vorgestellte Szenario geht davon aus, dass für diesen Prozess keine Unterstützung durch den Hersteller der WEA gegeben ist und zeigt auf, unter welchen Voraussetzungen eine Zertifizierung ohne Herstellerunterstützung gelingen kann bzw. woran sie scheitern könnte. Die Notwendigkeit zur Prüfung der genehmigungsrechtlichen Lage kann sich ergeben aus:

- Internationalen Normen (Komponentenzertifikat, Typenzertifikat),
- Deutsches Baurecht (Typenprüfung),

- EU-Recht (CE Konformität).

Zu bewerten ist die Veränderung der Eigenschaften der Rotorblätter durch die Anbauten gegenüber den in der Typenzertifizierung zu Grunde gelegten, wie z.B. Veränderung der Eigenfrequenzen durch zusätzliche Massen. Danach ist der Einfluss auf die WEA durch veränderte Eigenfrequenzen und veränderten Lasteintrag und schließlich die Standsicherheit zu bewerten.

Kern dieser Prüfungen ist immer ein Lastvergleich zwischen unveränderter WEA bei Auslegungsbedingungen und veränderter WEA bei Standortbedingungen (Einzelprüfung) bzw. zu definierender Sonderklasse S_A (Typenprüfung). Ergebnisse dieser Prüfung können ein Komponentenzertifikat für die Anbauten selber und auf dessen Grundlage eine gutachtliche Stellungnahme zur weiteren Gültigkeit der Typenzertifizierung bzw. -prüfung sein. Im Falle der CE-Konformität ist es eine Einbauerklärung nach Maschinenrichtlinie sowie die Feststellung der weiteren Gültigkeit der CE-Konformitätsvermutung. Auch hier kann der Lastvergleich als Grundlage dienen.

Komponentenzertifikat

Der Zweck der Komponentenzertifizierung ist die Bestätigung, dass ein bestimmter Typ einer Hauptkomponente einer WEA in Übereinstimmung mit den Konstruktionsannahmen, spezifischen Normen und weiteren technischen Anforderungen konstruiert, dokumentiert und hergestellt ist. Der Ablauf der Komponentenzertifizierung gliedert sich in folgende Module:

- Bewertung der Konstruktionsbasis
- Bewertung der Konstruktion
- Typprüfung
- Bewertung der Herstellung

Bewertung der Konstruktionsbasis

Eine Konstruktionsbasis ist für eine Komponentenzertifizierung nach DIN EN 61400-1:2011 nicht zwingend vorgeschrieben. Es kann darauf verzichtet werden, wenn die Konstruktionsbasis für den WEA-Typ, für den die Komponente vorgesehen ist, anwendbar und bereits geprüft ist. Da die Konstruktionsbasis des WEA-Typ in der Regel aber nicht verfügbar und damit nicht anwendbar ist, ist es empfehlenswert hier für die Zertifizierung der Add-Ons eine Konstruktionsbasis zu erstellen.

In der Konstruktionsbasis müssen alle Anforderungen, Annahmen und Methoden angegeben werden, die für die Konstruktion und die Dokumentation der Konstruktion von maßgeblicher Bedeutung sind. Dies beinhaltet Vorschriften und Normen – hier sollen die gleichen Normen vereinbart werden, welche auch bei der Typenzertifizierung der

WEA zur Anwendung kamen – Konstruktionsparameter und -methoden sowie Anforderungen für Herstellung, Installation und Inbetriebnahme.

Bewertung der Konstruktion

Um hier eine Neubewertung der Rotorblätter und anderer konstruktiver Komponenten der WEA zu vermeiden, wird der Nachweis erbracht, dass die Auslegungslasten der WEA bei Anwendung der Add-Ons nicht überschritten werden. Dies kann durch eine Lastvergleichsrechnung mittels aeroelastischer Simulationssoftware wie BLADED erfolgen. Hierbei werden Simulationsrechnungen für eine unveränderte WEA bei Auslegungswindbedingungen und eine WEA mit montierten Rotorblatt-Add-Ons durchgeführt und die resultierenden Lasten verglichen. Gegebenenfalls ist es erforderlich für die WEA mit Add-Ons gesonderte Windbedingungen S_A zu definieren, unter denen die Auslegungslasten eingehalten werden. In diesem Fall ist in einem späteren Schritt standortspezifisch nachzuweisen, dass der Standort die Windbedingungen S_A einhält.

Die Add-Ons werden auf die Einhaltung der Anforderungen der vorliegenden technischen Spezifikation, von IEC 61400-1 und weiterer in der Konstruktionsbasis vereinbarter Vorschriften und Normen, wie z.B. GL-IV-1:2010, bewertet. Die rechnerische Prüfung der Add-Ons und der Klebung sowie Prüfung der Konstruktionsunterlagen erfolgt entsprechend den in IEC 61400-22 angegebenen Kriterien. Als Alternative zum rechnerischen Nachweis können für die Add-Ons auch mechanische Tests und Messungen (Komponentenprüfung) vereinbart werden.

Im Allgemeinen sind im Rahmen der Komponentenzertifizierung Herstellungs-, Transport-, Installations- und Instandhaltungsprozess zu bewerten. Für die hier betrachteten Add-Ons ist eine Einschränkung auf Herstellungs- und Installationsprozess gerechtfertigt. Für die Installation ist vom Hersteller der Add-Ons ein Handbuch zu erstellen und von der Zertifizierungsstelle zu bewerten.

Typprüfung

Nach DIN EN 61400-1:2011 ist eine Typprüfung im Rahmen der Komponentenzertifizierung nicht zwingend vorgeschrieben, wird aber empfohlen, soweit es sich um eine Komponente handelt, für die im Rahmen einer Typenzertifizierung eine Typprüfung gefordert ist. Für Rotorblätter ist das zwar der Fall, es ist aber davon auszugehen, dass dies im Rahmen der Typenzertifizierung der WEA bereits erfolgt ist. Sofern die ermittelten Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten, ist kein weiterer Rotorblatttest erforderlich.

Eine weitere Typprüfung bilden die Beanspruchungsmessungen. Ihr Zweck ist die Validierung der durch Simulation ermittelten Auslegungslasten. Da die Add-Ons nur eine geringfügige Modifikation darstellen und die hier angewendete vergleichende Lastsimulation weniger sensibel auf die Modellgenauigkeit ist als die Ermittlung absoluter Lasten, ist eine Beanspruchungsmessung nicht zwingend notwendig. Dennoch

ist es empfehlenswert eine vergleichende Beanspruchungsmessung an zwei identischen WEA mit und ohne Add-Ons am selben Standort durchzuführen, um die Simulationsergebnisse zu validieren.

Es ist davon auszugehen, dass kritische Aspekte der Sicherheit von Personen durch die nachträgliche Installation der Add-Ons nicht betroffen sind. Es muss die zufriedenstellende Funktion von Betriebsführungs- und Sicherheitssystem gezeigt werden. Insbesondere der Einfluss der zusätzlichen Masse auf das Sicherheitssystem. Daher ist nach der Installation der Add-Ons an einer ersten WEA ein Sicherheits- und Funktionstest durchzuführen.

Bewertung der Herstellung

Die Zertifizierungsstelle muss bei einer Inspektion prüfen, dass mindestens ein repräsentativer Prüfling nach der zu zertifizierenden Konstruktion hergestellt wurde. Im Falle der hier betrachteten Add-Ons ist die Montage am hängenden Rotorblatt als Teil der Herstellung einzustufen. Es ist also eine Inspektion der Herstellung der Add-Ons selbst und eine Inspektion der Installation an der WEA erforderlich.

Typenzertifikat / Typenprüfung der WEA

In diesem Schritt erfolgt die Prüfung der Gültigkeit eines bestehenden Typenzertifikats bzw. einer bestehenden Typenprüfung einer WEA. Handelt es sich bei der WEA um den WEA-Typ der Komponentenzertifizierung ist es ausreichend hier den Nachweis zu führen, dass der Standort durch die im Komponentenzertifikat ausgewiesenen Windbedingungen S_A abgedeckt ist. Dies kann durch eine Gutachtliche Stellungnahme eines geeigneten Sachverständigen erfolgen (Standorteignungsnachweis). Hierdurch werden Typenzertifikat bzw. Typenprüfung und Komponentenzertifikat zusammen geführt.

Handelt es sich bei der WEA um einen anderen WEA-Typ, welcher mit den gleichen Rotorblätter ausgestattet ist, sind zusätzlich die Lastvergleichsrechnung, der Sicherheits- & Funktionstest und ggf. die Beanspruchungsmessungen zu wiederholen. Die Ergebnisse müssen durch eine Zertifizierungsstelle bewertet werden.

CE-Konformitätsbewertung

Jeder Hersteller oder Inverkehrbringer eines Produktes innerhalb der Europäischen Union hat ein CE-Konformitätsbewertungsverfahren durchzuführen. Da die hier behandelten Add-Ons für den Anbau an eine WEA vorgesehen sind, fallen sie wie eben diese unter die Maschinenrichtlinie. In der Maschinenrichtlinie wird zwischen Maschinen und unvollständigen Maschinen unterschieden, für welche ein unterschiedlicher Umfang der Konformitätsbewertung gefordert ist. Unvollständige Maschinen sind solche, die für sich allein keinen Zweck erfüllen und nur für den Einbau

in eine Maschine vorgesehen sind. Bei den hier betrachteten Add-Ons handelt es sich also um unvollständige Maschinen.

CE-Einbauerklärung

Für unvollständige Maschinen kann ein Hersteller eine vereinfachte Konformitätsbewertung durchführen. Diese besteht aus einer Risikobeurteilung gemäß DIN EN 12100 und der Ausstellung einer Einbauerklärung. Die Einbauerklärung wird mit dem Produkt an den Kunden geliefert, eine CE-Kennzeichnung auf dem Produkt ist nicht erforderlich. Nach Einbau der unvollständigen Maschine in eine Maschine, z.B. eine WEA, wird die Einbauerklärung Bestandteil der CE-Dokumentation des Maschinenherstellers.

CE-Konformität der WEA

Bei jeder baulichen Veränderung einer Maschine ist zu prüfen, ob dadurch neue Risiken entstehen oder bestehende Risiken relevant erhöht werden. Falls dies zutrifft ist eine neue Konformitätsbewertung der gesamten Maschine erforderlich, anderenfalls bleibt die bestehende CE-Konformitätsbescheinigung gültig. Für eine WEA kann eine komplette Konformitätsbewertung sicher nur durch den Hersteller durchgeführt werden. Eine entsprechend relevante Veränderung an der WEA setzt also die Unterstützung durch den WEA-Hersteller voraus.

Durch die hier betrachteten Add-Ons entstehen sicherlich keine neuen Gefährdungen, zumal sie an einer eher unzugänglichen Stelle montiert werden. Bleibt zu prüfen, ob bestehende Risiken relevant erhöht werden. Dies könnte zum Beispiel durch höhere Drehzahlen von Maschinenkomponenten der Fall sein. Solche fundamentalen Betriebsparameter werden aber durch die Add-Ons nicht verändert. Daher ist davon auszugehen, dass bei einer positiven Zertifizierungsentscheidung auch die CE-Konformität erhalten bleibt. Der Betreiber muss lediglich die Einbauerklärung der ihm vorliegenden CE-Konformitätserklärung vom WEA-Hersteller beifügen.

Schlussfolgerung in Bezug auf die Genehmigungsfähigkeit

Die hier vorgestellten genehmigungsrelevanten Aspekte zeigen, dass es keine grundsätzlichen Hindernisse für die Genehmigung von Add-Ons auf Rotorblättern gibt. In ganz besonderen Fällen von Standorten, deren Windbedingungen nah an den Auslegungsbedingungen liegen, könnte die Nachweisführung schwierig werden. Für solche Standorte sind die Add-Ons jedoch sowieso nicht vorgesehen. An typischen Schwachwindstandorten ist davon auszugehen, dass alle genehmigungsrechtlichen Anforderungen erfüllt werden können.

Der hier vorgestellte Weg über ein Komponentenzertifikat bietet den Vorteil, dass dieses Dokument auf viele WEA angewendet werden kann. Anderenfalls wäre für jede WEA eine Einzelprüfung erforderlich mit vergleichbar hohem Aufwand in der

Nachweisführung. Vergleichende Beanspruchungsmessungen wären bei Einzelanlagen gar nicht durchführbar.

AP 7 – Vorbereitung der Umsetzung des Modifikations-Kits

Aus den ausgewählten Add-Ons der Modell-Versuche wurden montierbare Produkte für das echte Rotorblatt entwickelt. Dafür mussten die verschiedenen Add-Ons in der Größe passend skaliert werden. Hinterkanten-Erweiterungen sollen der Wölbungslinie des Profils folgen und auf der Druckseite befestigt werden können. Für die Produktion und die Montage der Add-Ons wurden jeweils Projektpartner gesucht und erste Angebote eingeholt.

Spezifikationen für das Modifikations-Kit

Abbildung 55 bis Abbildung 59 zeigen die skalierten Add-Ons. Der Tabelle 15 lässt sich die Länge der einzelnen Teile und die Stückzahlen entnehmen, die nötig sind, um die in AP 5 beschriebene Konfiguration zu realisieren.

Schritte zur Vorbereitung der Umsetzung

Zur Herstellung der Add-Ons wurde mit der Firma SP Molding A/S aus Dänemark Kontakt aufgenommen. SP Molding ist einer der führenden Hersteller von Spritzguss-Präzisions-Komponenten aus Kunststoff für viele Industrieunternehmen weltweit. Die Standorte sind unter anderem Dänemark, Polen und China. Die Prototypen sollen im Spritzguss Verfahren hergestellt werden und mit Hilfe von 3M Klebeband am Flügelprofil angebracht werden.

Der bevorzugte Projektpartner zur Umsetzung und Montage der Modifikationen ist BayWa r.e. Das Unternehmen betreut mehrere Projekte im Bereich des Repowering und der Anlagenwartung und bietet bereits einige Anbaukomponenten als Nachrüstsatz für Rotorblätter von Windenergieanlagen an. Die Rotorservice-Dienstleistungen sind nach den Richtlinien des Germanischen Lloyd zertifiziert, das Unternehmen selbst ist mit dem TÜV-SÜD-Zertifikat „Energiewende-Unternehmen“ ausgezeichnet worden. In Zusammenarbeit mit BayWa r.e. wurden bereits Preiskalkulationen erstellt. Diese sind Grundlage der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und in AP 8 näher beschrieben.

Die Modifikationen sollen im Idealfall demnächst in den Windparks in Thedinghausen und in Rheine angewandt und getestet werden. Mit diesen Parks wurde schon zur Erstellung der Thermografie-Freifeldmessungen zusammengearbeitet. Die Verhandlungen mit den Parkbetreibern laufen derzeit.

AP 8 – Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Nach dem die grobe Wirtschaftlichkeitsanalyse in Phase 1 vielversprechende Ergebnisse bezüglich der Rentabilität der nachträglichen Modifizierung geliefert hatte, wurde in Phase 2 eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsuntersuchung mit einer Amortisationsrechnung durchgeführt. Alle hier durchgeführten Betrachtungen beziehen sich auf Deutschland. In anderen Märkten mit anderen Förder- und Vergütungsregimen hat diese Betrachtung keine Gültigkeit. Alle Betrachtungen erfolgten ohne Berücksichtigung von Inflation und Verzinsung.

Betrachtete Faktoren

Für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung wurden die folgenden Faktoren als Eingangsparameter berücksichtigt:

- Anlagenkonfiguration
- Windhöffigkeit
- Modifikationen
- Rotorblattzustand
- Kosten für die Herstellung und Montage der Add-Ons
- Zeitrahmen
- Vergütung

Anlagenkonfiguration

Die Berechnung wurde auf Basis einer Anlage vom Typ GE 1,5sl durchgeführt. Für die Analyse werden zwei Anlagenkonfigurationen zugrunde gelegt. Der Beispielanagentyp ist hinsichtlich Nennleistung, Rotordurchmesser und Leistungskennlinie in allen berechneten Szenarien identisch. Die Nabenhöhe wird als variable Faktor auf 62 m (entsprechend eines real existierenden Beispielparks) bzw. 100 m festgelegt.

Windhöffigkeit

Es werden weiterhin für jede Nabenhöhe drei unterschiedlich windhöffige Standorte angenommen. Für die Nabenhöhe von 62 m wird die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf 5 m/s, 6 m/s und 7 m/s festgesetzt. Für die Anlage mit 100 m Nabenhöhe liegen die zugrunde gelegten Windgeschwindigkeiten etwas höher. Unterscheiden werden hier drei Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s, 6,5 m/s und 7,5 m/s. Es wird dabei in allen Fällen vereinfachend davon ausgegangen, dass keine Schwankungen über die Betriebsjahre auftreten.

Modifikationen

Unterschieden werden drei Modifikationssets (Modifikation A, B und C), die die Leistungskurve der Bespielanlage auf unterschiedliche Weise beeinflussen. Die Modifikationen werden weiterhin jeweils mit spezifischen Kosten belegt. Die Untersuchung verschiedener Modifikationen (und nicht nur der Modifikation A, die die Leistungskurve am stärksten optimiert) ist bedeutsam, da den verursachten Ertragssteigerungen die jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden und es somit denkbar ist, dass durch einen günstigeren Preis eine Modifikation rentabler ist, die nicht die stärkste Ertragssteigerung ausweist. Dies gilt es zu prüfen.

Die in AP 2 als vielversprechend identifizierten Grenzschnittzäune wurden aufgrund der hohen Unsicherheit der CFD-Simulation für Schnitt 1 vorerst nicht in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt. Im Falle einer dritten Projektphase wäre eine Installation an einer realen Windenergieanlage hier der beste Weg, um die aus der CFD-Simulation abgeleiteten Ergebnisse mit Messdaten zu verifizieren.

Rotorblattzustand

Die Leistungskurve der Beispiel-Windenergieanlage verändert sich mit zunehmender Verschmutzung der Rotorblätter. Die bisherigen Untersuchungen haben ergeben, dass die verschmutzten Windenergieanlagen einen niedrigeren Energieertrag erzielen. Daher wurden sämtliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einerseits für ein ganz sauberes, andererseits für ein getripptes Rotorblatt durchgeführt. Beide berechneten Extremfälle sind eher unwahrscheinlich, da davon ausgegangen werden kann, dass sich der Verschmutzungsgrad über die gesamte Lebensdauer der Anlage ständig verändert. Realistische Werte liegen daher zwischen den beiden Extrema. Die Darstellung zur Rentabilität des verschmutzten Rotorblatts ist vermutlich zu positiv, da sich eine hohe Verschmutzung indirekt auf die ermittelte Standortqualität auswirkt. Dadurch wird die höhere Anfangsvergütung im Zweifelsfall verlängert, was zu einer unrealistischen Wirtschaftlichkeit führt. Bei einer Marktreife kann eine entsprechend auf den Standort abgestimmte Wirtschaftlichkeitsanalyse für jede zu modifizierende WEA Klarheit über die tatsächlich zu erwartende Rentabilität bringen.

Kosten

Grundsätzlich wird angenommen, dass die Anlagen vor der Modifikation kostendeckend betrieben werden können und durch die Modifikation neben den Investitionskosten keine weiteren Kosten entstehen. Folglich werden in der Analyse nur die durch den erhöhten Energieertrag verursachten Mehreinnahmen den Investitionskosten der Maßnahme gegenübergestellt um den resultierenden Zusatzgewinn abzuschätzen. Zur Bewertung des Zusatzgewinns wird davon ausgegangen, dass die Kosten gleichmäßig über die Nutzungsdauer abgeschrieben werden.

Zur Abschätzung der Investitionskosten für die Modifikationsmaßnahmen wurden bei den identifizierten möglichen Kooperationspartnern aus AP 7 generelle Preise

angefragt. Berücksichtigt wurden Kosten Material, Arbeit und Reisekosten für Beispielstandorte in der Region. Der Zeitbedarf wurde für alle betrachteten Modifikationsvarianten als identisch festgelegt. Die Bühnenmiete wurde proportional zur betrachteten Nabenhöhe steigend angenommen. Die Materialkosten wurden je nach Modifikation entsprechend der tatsächlich benötigten Bauteile variiert.

Für tatsächliche Projekte können die verschiedenen Kostenpositionen variieren. Bei größeren zu modifizierenden Windparks sind beispielsweise Synergieeffekte denkbar, die zu Kostensenkungen führen. Hingegen kann allein die Lage des Windparks aufgrund von Anfahrtswegen Kostenpositionen wie Bühnenmiete oder Reisekosten negativ beeinflussen.

Eine Übertragung auf andere Anlagentypen wurde in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Es kämen Kosten für weitere Vermessungen, sowie ggf. für höhere Nabenhöhen und größere Rotorblätter höhere Material- sowie Bühnenmieten hinzu. Es wäre zudem zu beachten, dass neuere Rotorblattprofile bereits in ihrer Ausgangskonfiguration bessere Werte aufweisen als die hier untersuchten Rotorblätter. Das erschwert eine Optimierung, bzw. macht die Differenz zwischen Modifizierung und unmodifiziertem Rotorblatt ggf. geringer. Geringere Ertragssteigerungen verringern dann in der Konsequenz die Zusatzgewinne im Verhältnis zu den höheren Kosten.

Zeitraahmen

Der den Analysen zugrunde gelegte Zeitrahmen beeinflusst die Rechnungen stark. Das Inbetriebnahmejahr ist ausschlaggebend für die Vergütungssätze, die je nach gültigem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zum Inbetriebnahmezeitpunkt gezahlt wird. Die verwendete Beispielanlage wurde in Deutschland zwischen 2001 und 2008 errichtet. Es wurden zwei Szenarien berechnet: Im ersten Szenario erfolgte die Inbetriebnahme im Jahr 2003. Das entspricht den Anlagen im beispielhaft betrachteten Windpark Rheine. Das zweite Szenario nimmt eine Inbetriebnahme im letzten Errichtungsjahr der Anlagen, also 2008, an.

Der Zeitpunkt der Anlagenmodifikation sowie die angenommen Nutzungsdauer entscheiden darüber, wie lange von den Mehrerträgen profitiert werden kann.

Es wird in allen Szenarien angenommen, dass die Modifikation im Jahr 2018 vorgenommen wird. Somit ergeben sich damit Restlaufzeiten der WEA mit Modifikation von fünf, bzw. zehn Jahren bis zum Ende der ihrer Entwurfsnutzungsdauer von i.d.R. 20 Jahren. Es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Anlagen nach 20 Jahren zurückgebaut werden, da sie zu diesem Zeitpunkt aus der EEG-Förderung fallen. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass derzeit vermehrt Windenergieanlagen in den Weiterbetrieb gehen. Die Betriebszeit verlängert sich dann entsprechend, wenn auch mit geänderten Vergütungssätzen. Werden die Anlagen in der Realität darüber hinaus genutzt, können selbstverständlich weiterhin optimierte Erträge erwirtschaftet werden, jedoch stehen diese nur noch dem Marktstrompreis gegenüber, der im Folgenden nicht abgeschätzt wird.

Vergütung

Für die betrachteten Errichtungszeiträume greifen unterschiedliche Versionen des EEG. Anlagen, die im Jahr 2003 in Betrieb genommen wurden, fallen unter das Förderregime des EEG 2000. Für das zweite Szenario mit Inbetriebnahme im Jahr 2008 greift das EEG 2004. Die Anfangsvergütung und Grundvergütung die für Strom aus Windenergieanlagen gezahlt wird unterscheidet sich je nach zugrundeliegendem EEG sowie in Abhängigkeit von der zum Inbetriebnahmezeitpunkt bereits erfolgten Degression. So sind die Vergütungssätze für Windenergieanlagen aus dem Jahr 2008 deutlich niedriger als bei Inbetriebnahme im Jahr 2003.

Der Zeitraum, über den die höhere Anfangsvergütung gezahlt wird, ist abhängig von der so genannten Standortqualität. Diese wiederum wird abhängig vom durchschnittlichen Energieertrag der Anlage im Verhältnis zum Referenzertrag des Analgentyps festgelegt.

Prognostizierte Zusatzgewinne und Amortisationszeitraum

Abbildung 52 und Abbildung 54 zeigen einerseits die prognostizierten durchschnittlichen Zusatzgewinne pro Jahr an unterschiedlichen Standorten, sowie andererseits die Amortisationsdauer in Monaten am jeweiligen Standort in Bezug auf die verbleibende Betriebszeit. In Abbildung 54 sind diejenigen Modifikationen, die sich nicht mehr in ihrer Standardlaufzeit amortisieren, rot dargestellt.

Aus beiden Grafiken geht deutlich hervor, dass Modifikation A an allen Standorten die wirtschaftlich sinnvollste Modifikation darstellt. Sie amortisiert sich in allen Fällen während der Restlaufzeit der Anlage und stellt daher immer eine wirtschaftlich sinnvolle Investition dar. Auch wenn man davon ausgeht, dass die tatsächlichen Werte irgendwo zwischen den hier dargestellten Extremfällen bezüglich des Rotorblattzustandes liegen, ist eine nachträgliche Modifizierung sinnvoll – zumindest so lange eine entsprechende Restlaufzeit besteht.

Bewertung der Ergebnisse des Gesamtprojekts im Hinblick auf die ursprüngliche Zielsetzung

Phase 1 des Projekts hatte zum Ziel, die generelle Machbarkeit einer nachträglichen Modifizierung von Rotorblättern bestehender Windenergieanlagen zur Ertragssteigerung zu untersuchen und kam zu der Schlussfolgerung, dass es wirtschaftlich sinnvolle Optionen für eine solche Optimierung gibt. Die zweite Projektphase konnte nahtlos an diese Ergebnisse anknüpfen und präsentiert mit Projektende eine fertige Spezifikation für ein Add-On-Kit, das wirtschaftlich sinnvoll Windenergieanlagen mit einer Restlaufzeit von drei Jahren mit dem Rotorblattsatz LM 37p zu gesteigerten Erträgen und/oder geringeren Schallemissionen führen kann.

Die ursprüngliche Zielsetzung einer Ertragssteigerung zwischen 5 und 6% und einer Schallsenkung um 3dB konnte teilweise übertroffen werden. Bei entsprechenden Standortbedingungen erreicht Modifikation A Ertragssteigerungen von bis zu 9%. Die getesteten Serrations haben keinen massiven Einfluss auf die Ertragssteigerung, senkten aber den gemessenen Schalldruckpegel um 2-3dB ab. Das Projektziel ist damit erreicht.

Die CFD-Simulationen schlagen vor, dass im Teillastbereich die Kombination aus zwei Grenzsichtzäunen mit Flap weiteres Potenzial für Ertragssteigerungen bietet. Da die CFD-Simulationen jedoch keine eindeutigen Aussagen ermöglichten, sind hier genauso wie beim Einsatz von Spoilern Tests in der Praxis notwendig, um verbindliche Werte über ihren Nutzen zur Ertragssteigerung liefern zu können. Die Hinweise aus der Simulation sind allerdings vielversprechend.

Innerhalb der Projektlaufzeit konnten in Bezug auf die Auswertung der Transitionserkennung auf Thermografieaufnahmen sowohl im Windkanal als auch vor allem im Freifeld weitreichende Fortschritte verzeichnet werden. Die bereits vorhandene Auswertelgorithmen [DST13] wurden weiterentwickelt und optimiert. Im Ergebnis steht ein Auswertetool, mit dem sich unter Angabe einiger Informationen bezüglich des Windkanalbetriebs und der Profilgeometrie automatisiert die Position der Transition ermittelt werden kann. Für die Freifeldthermografie ist das Verfahren ebenfalls weit fortgeschritten. Im Rahmen des Projektes konnten so erstmals fundierte Daten zum Grad der Verschmutzung sowie zu ihrem Einfluss auf die Transition am Rotorblatt gewonnen werden. Mit der thermografischen Strömungsvisualisierung lässt sich der Verschmutzungsgrad der Rotorblätter anhand der vorhandenen Turbulenzkeile quantitativ bestimmen. Für eine umfassende Statistik sind noch zu wenige Daten aufgenommen worden, ein Blick auf den Einfluss der Verschmutzung auf den Energieertrag und respektive auch auf die Einnahmen lassen hier jedoch dringend weiteren Forschungsbedarf erkennen.

Alle getesteten Profilschnitte mit Ausnahme von Schnitt drei konnten durch die entwickelten Add-Ons in Bezug auf ihre aerodynamischen Eigenschaften weiter verbessert werden. Die weitreichende Übereinstimmung der Windkanalmessungen mit den Freifeldmessungen an der laufenden Windenergieanlage zeigte zudem überzeugend, dass das Messverfahren vom Windkanal auf Freifeldmessungen unter realen Bedingungen übertragbar ist. Damit wird die Grundlage für die Entwicklung weiterer Modifikationskits für andere Anlagentypen geschaffen, da mit dieser Freifeldmessung eine enorme Zeitersparnis bei der Optimierungsarbeit erreicht wird.

In Bezug auf die Zertifizierbarkeit kommt das Arbeitspaket sechs zu dem Schluss, dass es keine grundsätzlichen Hindernisse für die Genehmigung von Add-Ons auf Rotorblättern gibt. An typischen Schwachwindstandorten, an denen die Auslegungswindbedingungen nicht erreicht werden, ist davon auszugehen, dass alle genehmigungsrechtlichen Anforderungen mittels eines Komponentenzertifikats erfüllt werden können. Damit wird die Notwendigkeit einer Einzelprüfung für jede Anlage vermieden.

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

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt klar, dass sich der Einsatz des Modifikationskits an allen betrachteten Standorten innerhalb der Restlaufzeit der betroffenen Windenergieanlagen amortisiert, so lange diese Laufzeit noch mindestens drei Jahre beträgt. Die Optimierung mittels des vorgestellten Modifikations-Kits 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, sondern auch die Belastung der Anwohner durch geringere Schallemissionen verringert. Dies fördert die Akzeptanz der Windenergie und dient damit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien generell. Das Modifikations-Kit kann mit geringem Produktionsaufwand gefertigt werden. Da es auf bestehende Rotorblätter aufgebracht wird und somit die alten Blätter nicht recycelt werden müssen, spart die vorgestellte Methodik nicht nur Entsorgungskosten, sondern reduziert auch die Entsorgungsmengen, die sich für ein Rotorblatt auf mehrere Tonnen belaufen.

Darüber hinaus zeichnet sich im Windenergiemarkt eine deutliche Tendenz zu längeren Laufzeiten von WEA ab. Während die bisherige Lebensdauer von WEA auf 20 Jahre kalkuliert wurde, ist derzeit eine große Nachfrage für die Zertifizierung des Weiterbetriebs von WEA nach 20 Jahren im Markt zu erkennen. Hierbei werden Laufzeiten bis 30 Jahre möglich, so dass ein Modifikations-Kit an Rotorblättern sowohl zur Ertragssteigerung als auch zur Reduzierung der Schallemissionen an Bedeutung stark zunehmen kann.

Das Projekt hat den Stand der Technik in mehreren Bereichen vorangetrieben. Die im Rahmen der akustischen Messungen gewonnenen Erfahrungen haben bei der weiteren Optimierung der Messtechnik im Windkanal geholfen und können nun Herstellern von Windenergieanlagen bei der akustischen Optimierung ihrer Anlagen noch besser unterstützen.

Durch die gewonnenen Erfahrungen im Bereich der Freifeld-Thermografie, kann die optimale Positionierung von aerodynamischen Hilfsmitteln wie Vortex-Generatoren leichter und effizienter erfolgen. Bisher waren dafür umständliche Methoden wie das Bekleben des Rotorblattes mit Tufts (Wollfäden zur Strömungsvisualisierung) notwendig. Die Bestimmung der Transition mittels Thermografie bedeutet demgegenüber keine Stillstandszeiten und damit Ertragsausfälle für die Anlage. Der Optimierungsprozess wird enorm beschleunigt. Die zudem gewonnenen Erkenntnisse über den tatsächlichen Verschmutzungsgrad eröffnen neue, spannende Forschungsperspektiven.

Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse

Bisher wurde das Projekt oder dort generierte Inhalte auf den folgenden 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)
- Vortrag auf der DFMRS Tagung „Windenergie“ (07.11.2013)
- Präsentation auf der TORQUE-Konferenz 2016:
- Präsentation bei Veranstaltung „Leichtbau in der Windindustrie“ in 2016
- Akzeptierter Tagungsbeitrag mit Vortrag auf der GALA 2017
- Akzeptierter Tagungsbeitrag mit Vortrag auf der AHMT 2017

Zusätzlich erfolgten bisher die folgenden Veröffentlichungen

- Zwei Aufsätze Journal of Physics als Nachgang zur TORQUE-Tagung 2016
 - Dollinger C, Balaesque N, Schaffarczyk AP, Fischer A (2016) Thermographic Detection of separated Flow. Journal of Physics: Conference Series 753:072006. doi: 10.1088/1742-6596/753/7/072006
 - N. Balaesque, S. Bicker, C. Dollinger, A. Fandrich, S. Gatz, M. Hölling, K. Irschik, T. Reichstein, A. P. Schaffarczyk, C. von Zengen: Investigations for Improvement of Energy Yield of Rotor-blades from the 1.5 MW Class. Journal of Physics: Conference Series 753(7):072012, 2016.
- Geplante (eingereichte und derzeit begutachtete) Veröffentlichung im Journal Experiments in Fluids
- Vorstellung der Projektergebnisse im Rahmen der Vorlesung Regenerative Energien an der Universität Bremen

Es ist zu beachten, dass eine detaillierte Verbreitung der Ergebnisse, speziell der genauen Abmessungen und Positionen der Add-Ons aufgrund ihrer wirtschaftlichen Verwertbarkeit nur begrenzt erfolgen kann.

Fazit

Wie bereits ausführlich dargestellt, war das Projekt in Bezug auf die Ertragssteigerung und akustische Optimierung der bestehenden Rotorblätter ein voller Erfolg.

Mit den Projektergebnissen kann nun eine Installation eines Prototypen in einem bestehenden Windpark in Kombination mit entsprechenden Messungen angegangen werden. Entsprechende Kontakte zu Windparkbetreibern mit passenden Parkportfolios wurden bereits hergestellt. In einer dritten Projektphase müssten die Energieerträge des modifizierten Rotorblattes mit denen einer nicht modifizierten Nachbaranlage über einen bestimmten Zeitraum verglichen werden. Messungen zur Schallemission wären ebenfalls notwendig. Eine solche Installation würde zudem auch Tests mit den bisher nur im CFD simulierten Grenzschichtzäunen und Spoilern ermöglichen und hier belastungsfähige Daten liefern. Damit wären unter Umständen sogar noch höhere Ertragssteigerungen denkbar. Um noch möglichst Windenergieanlagen mit der untersuchten Rotorblattserie optimieren zu können, sollte das Produkt möglichst vor Ende 2020 marktreife erlangen. Ende 2020 werden WEA mit einer Leistung von mehr als 7.000 MW aus der EEG-Förderung fallen, da diese Anlagen vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden. Über die Zertifizierung des Weiterbetriebs nach 20 Jahren werden mittlerweile Betriebszeiten von WEA bis 30 Jahren erreicht. Eine Optimierung der Ertragssituation über die Installation von Add-On-Kits könnte dazu führen, dass diese WEA auch außerhalb des EEG wirtschaftlich weiterbetrieben werden können, bei gleichzeitiger Optimierung der Schallemissionen.

Eine möglichst lange Restlaufzeit macht die nachträgliche Modifizierung finanziell attraktiver. Wie bereits beschrieben, waren Ende 2015 in Deutschland etwa 5.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung zwischen 1,5 und 2 MW in Betrieb, die einen potenziellen Jahresenergieertrag von etwa 13 TWh erwirtschaften. Ein Potenzial zur nachträglichen Optimierung der Rotorblätter besteht darüber hinaus auch noch für bestimmte Anlagentypen der 2-2,5 MW Klasse. In Deutschland waren davon im Dezember 2015 mehr als 8.000 Anlagen in Betrieb. Die im Projekt am Beispiel einer Windenergieanlage der 1,5MW Klasse entwickelte Methodik zur nachträglichen Optimierung von Rotorblättern lässt sich ohne weiteres auch auf andere Rotorblatttypen übertragen. Damit besteht eine breite Zielgruppe für eine Markteinführung.

Literaturverzeichnis

- [CDWS15] Crawford BK, Duncan GT, West DE, Saric WS (2015) Robust, automated processing of IR thermography for quantitative boundary-layer transition measurements. *Experiments in Fluids* 56:149. doi: 10.1007/s00348-015-2011-x
- [DBS14] DOLLINGER, C., BALARESQUE, N. und SORG, M.: *Thermographic boundary layer visualisation of wind turbine rotorblades in operation*. EWEA Europe's Premier Wind Energy Event, Barcelona, 2014
- [DBSF16] DOLLINGER, C., BALARESQUE, N., SCHAFFARCZYK, AP. und FISCHER, A.: *Thermographic Detection of separated Flow*. *Journal of Physics: Conference Series* 753:072006. doi: 10.1088/1742-6596/753/7/072006, 2016
- [DBSG14] DOLLINGER, C., BALARESQUE, N., SORG, M. und GOCH, G.: *Thermographic measurement method for turbulence boundary layer analysis on wind turbine airfoils*. AWEA Wind Power Conference and Exhibition, Las Vegas, 2014
- [DST13] DOLLINGER, C., SORG, M. und THIEMANN, P., *Aeroacoustic optimization of wind turbine airfoils by combining thermographic and acoustic measurement data*. *Dewi Magazin* 43:61–64., 2013
- [GR91] GARTENBERG, E. und ROBERTS, AS.: *Airfoil transition and separation studies using an infrared imaging system*. *Journal of Aircraft* 28:225–230. doi: 10.2514/3.46016, 1991
- [HBTPC08] HEINZELMANN, B., BOLLNICK, B., THAMSEN, P., PETSCHKE, M. und CHRISTIANSEN, J.: *Investigations into boundary layer fenses in the hub area of wind turbine blades* [Conference] // EWEC. - Brüssel : [s.n.], 2008.
- [IEC05] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION *Wind turbines – Part 1: Design requirements - Third Edition [Report]*. - Geneva : [s.n.], 2005.
- [LCB90] LUCA, L de, CARLOMAGNO, GM und BURESTI, G,: *Boundary layer diagnostics by means of an infrared scanning radiometer*. *Experiments in Fluids* 9:121–128. doi: 10.1007/BF00187411, 1990
- [Pha1] *Ertragsverbesserungen durch Rotorblattmodifizierungen an bestehenden Windenergieanlagen – Abschlussbericht Phase 1* (September 2013)
- [Qua87] QUAST, A: *Detection of Transition by Infrared Image Techniques*. 12th international congress on instrumentation in aerospace simulation facilities (ICIASF 87), Williamsburg 1987
- [RKH07] RAUCH, J., KRÄMER, T. und HEINZELMANN, B: *3D numerical simulation and evaluation of the air flow through wind turbine rotors with focus on the hub area* // *Wind Energy* / book auth. J. Peinke P. Schauerermann, S. Barth. - Berlin : Springer Verlag, 2007.
- [Sij07] SIJTSMA, P.: *CLEAN Based on Spatial Source Coherence*. In: *International Journal of Aeroacoustics* vol. 6 Nr. 4, pp. 357–374, 2007

- [Sij12] SIJTSMA, P.: *Acoustic beamforming for the ranking of aircraft noise [Bericht]*. - Brüssel : National Aerospace Laboratory NLR, 2012
- [Sij13] SIJTSMA, P.: *Acoustic Beamforming for the Ranking of Aircraft Noise*. In: SCHRAM, C. ; DÉNOS, R. ; LECOMTE, E. (eds.): *Accurate and Efficient Aeroacoustic Prediction Approaches for Airframe Noise, 2013-03 : VKI Lecture Series*, 2013
- [TAU14] *TAU-Code User Guide, Release 2014.2.0.*, September 16, 2014
TAU Transition module (V9.30), User guide (V1.04), 2009

Anhänge

Anhang 1: Abbildungen

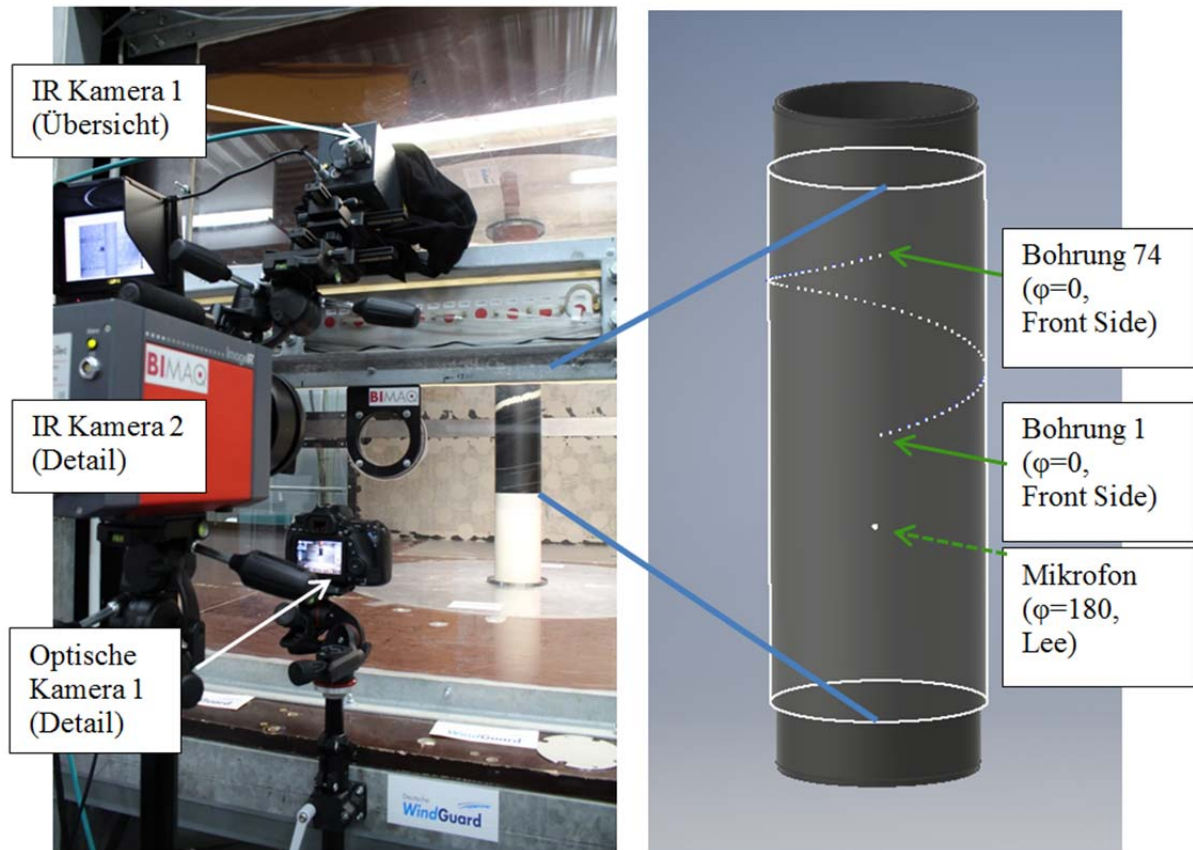


Abbildung 8 2D Zylinder Modell

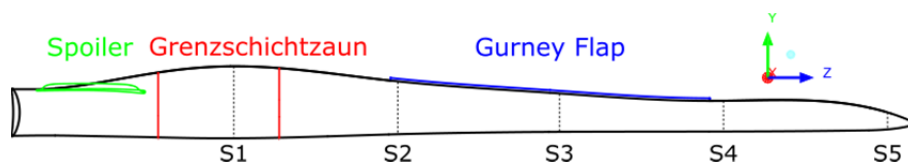


Abbildung 9: Positionen der aerodynamischen Hilfen auf dem Rotorblatt, zusammen mit den Positionen der Schnitte für die 2D-Untersuchungen

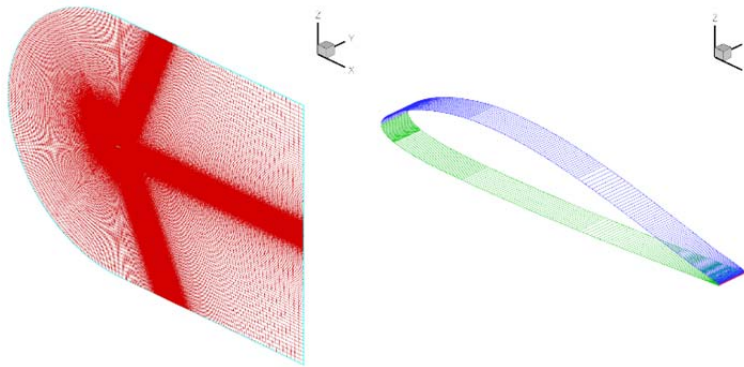


Abbildung 10: Verwendetes Netz für die Simulationen: links: gesamtes Simulationsvolumen; rechts: Oberfläche des Profils

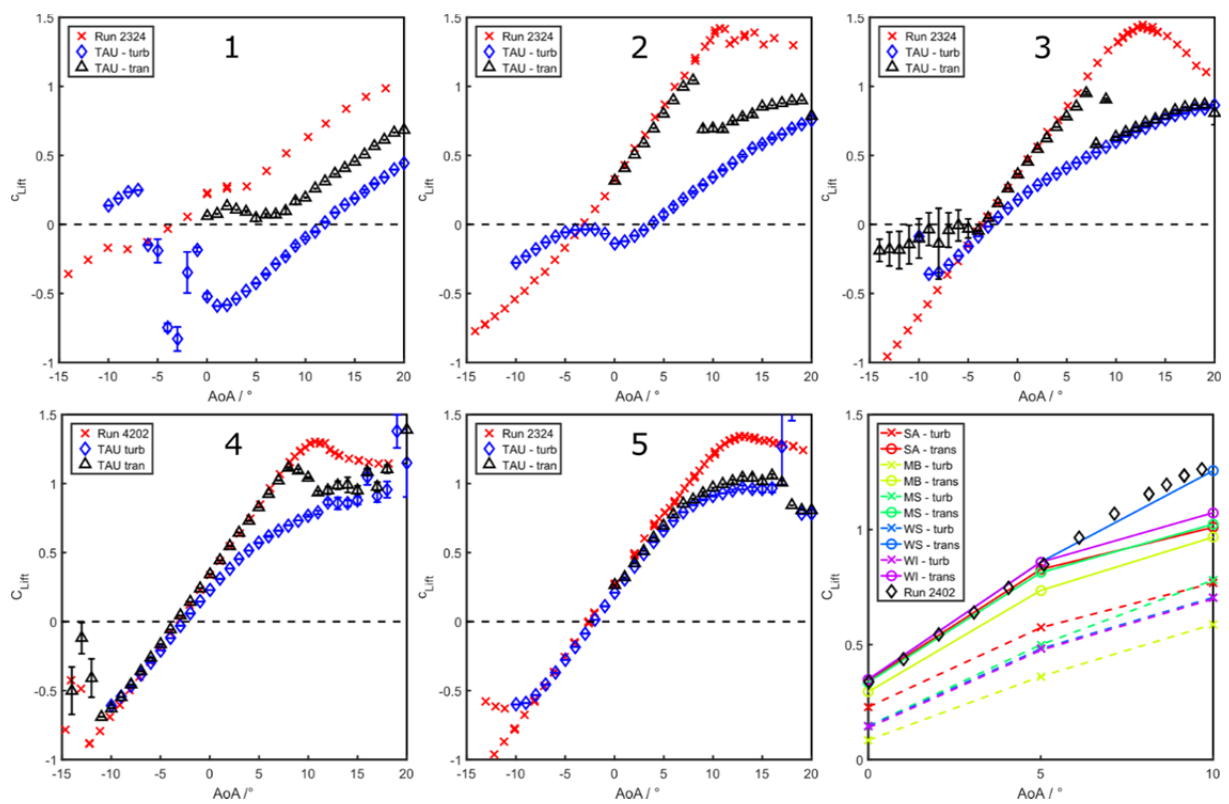


Abbildung 11: Auftriebsbeiwerte für die fünf 2D-Profile: Dargestellt sind Windkanalmessungen (Kreuze), sowie Simulationen mit vollturbulenter Grenzschicht (Diamanten) bzw. laminar-turbulenter Transition (Dreiecke). Unten rechts: Vergleich verschiedener Turbulenzmodelle (SA – Spalart-Allmaras; MB – Menter Baseline; MS – Menter SST; WS – Wilcox $k\omega$ + SST; WI – Wilcox $k\omega$) mit Windkanalmessung (Diamanten)

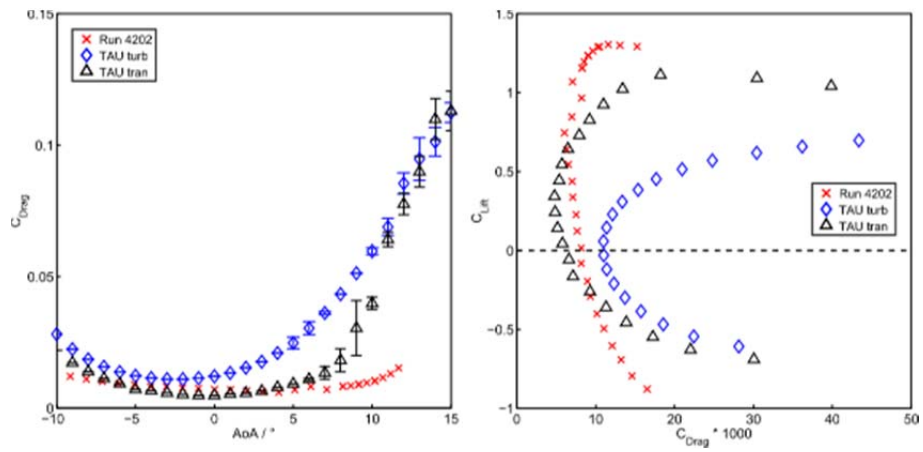


Abbildung 12: Profil 4: Widerstandsbeiwert c_d (links) und Polare (rechts)

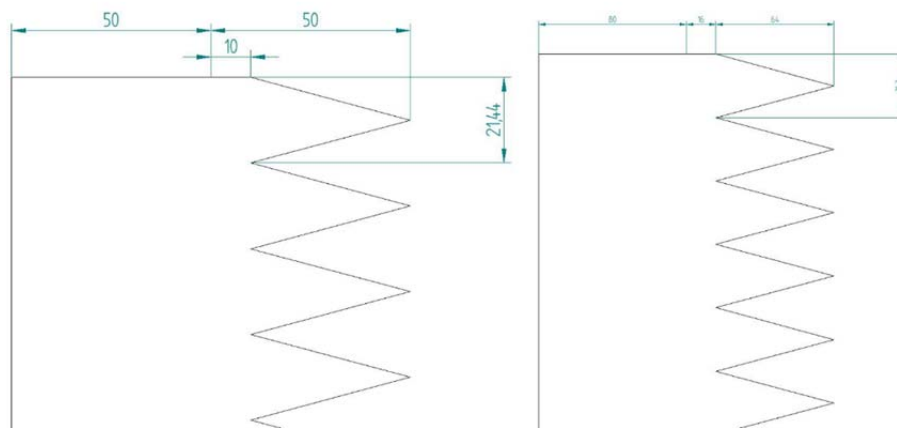


Abbildung 13: Abmessungen der Serrations, die für die CFD-Simulationen verwendet wurden. Links: Serration 1; rechts: Serration 2

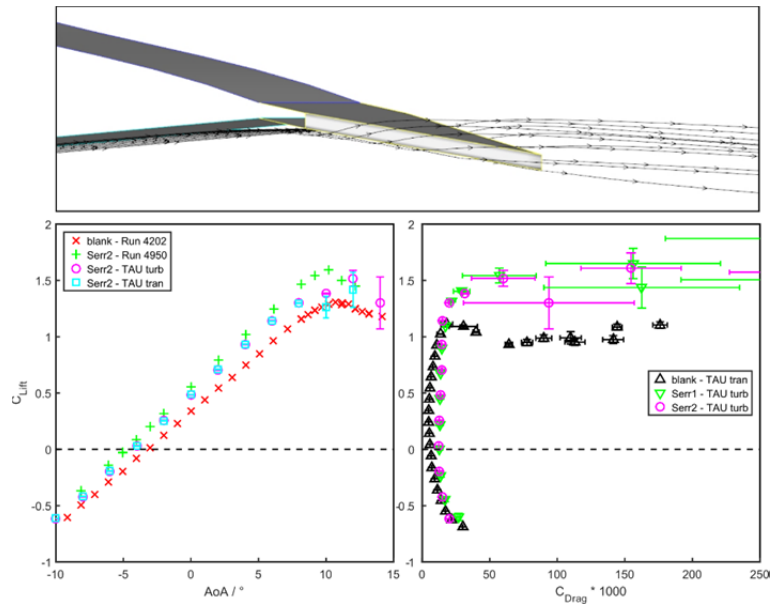


Abbildung 14: Profil 4 mit Serration: Oben: Stromlinien an Serration 1. Unten: Auftriebsbeiwert (links) und Polare (rechts) mit Serrations im Vergleich mit dem blanken Profil.

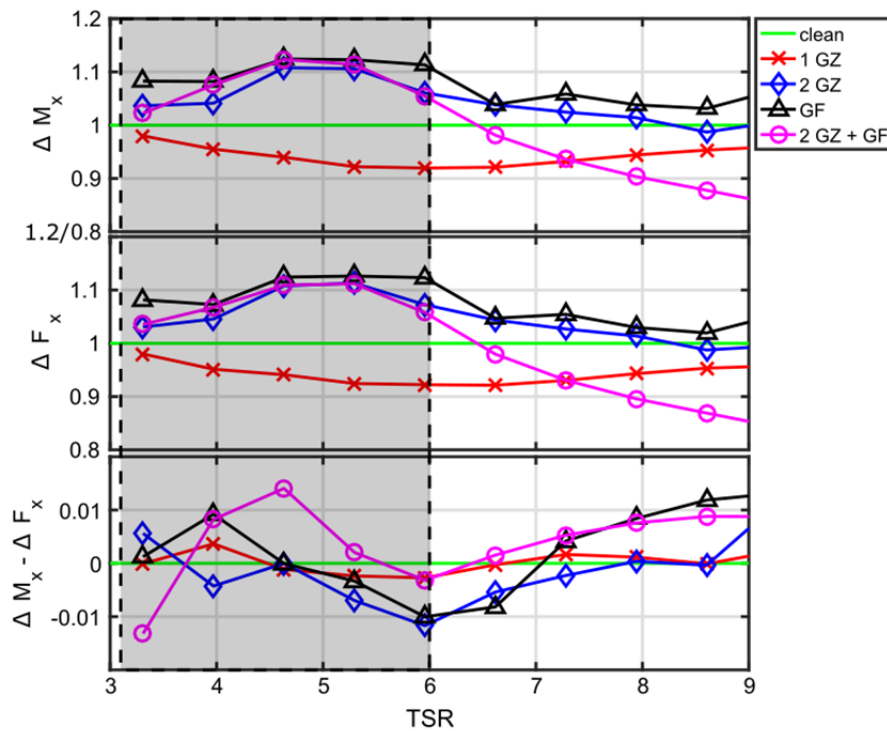


Abbildung 15: Einfluss der aerodynamischen Hilfen auf die Performance: Oben: relative Änderung der Leistung. Mitte: relative Änderung der Lasten. Unten: Vergleich der relativen Änderungen

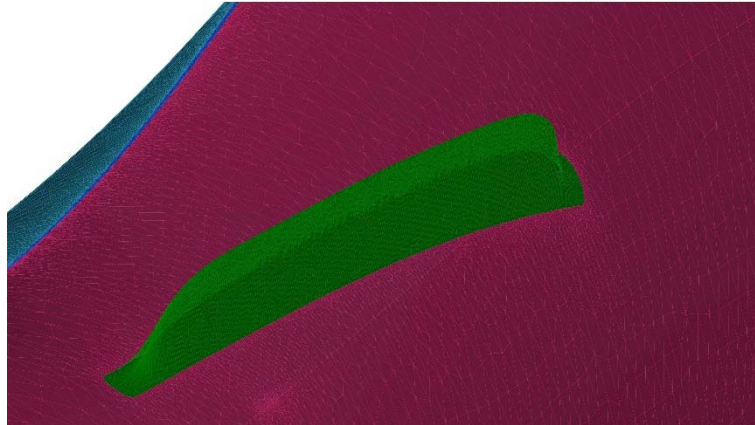


Abbildung 16: Detailaufnahme des Spoilers für die CFD-Simulationen

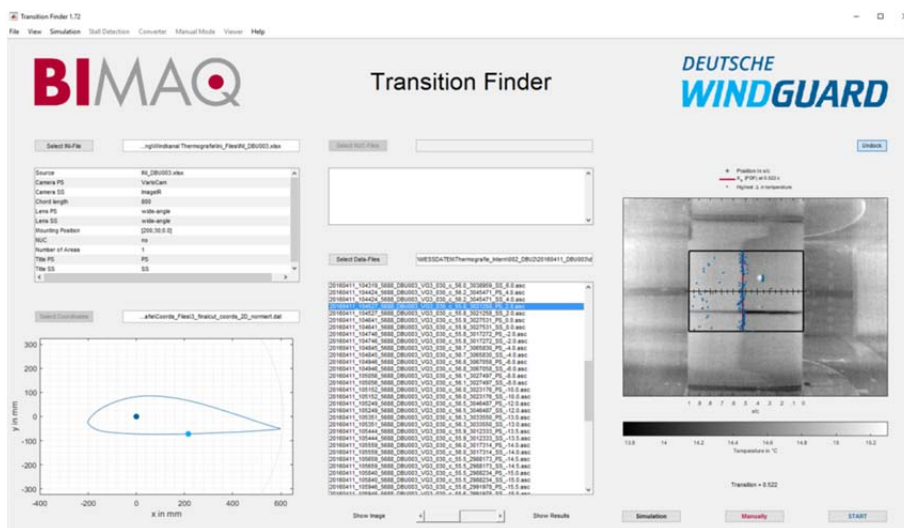


Abbildung 17: Anwendungsoberfläche des (halb-)automatisierten Auswertetools zur Bestimmung der laminar-turbulenten Transition über die thermografische Strömungsvisualisierung.

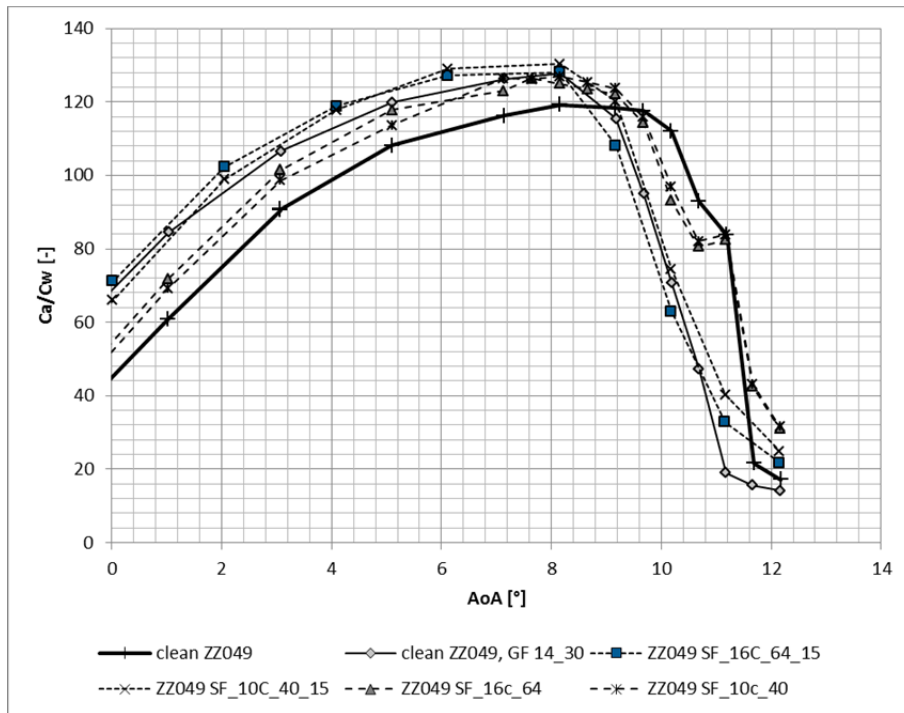


Abbildung 18: Die im Windkanal gemessene Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für eine Reihe möglicher Modifikationen an Profil 4. ZZ049: Zackenband auf der Saugseite bei 49% der Sehnenlänge; GF 14_30: Gurney-Flap mit 14mm Länge und einem Winkel von 30°. SF_16C_64_15: Serration mit 64mm langen Zacken in einem Winkel von 15°. SF_10c_40: Serration mit 40 mm langen Zacken, 0°.

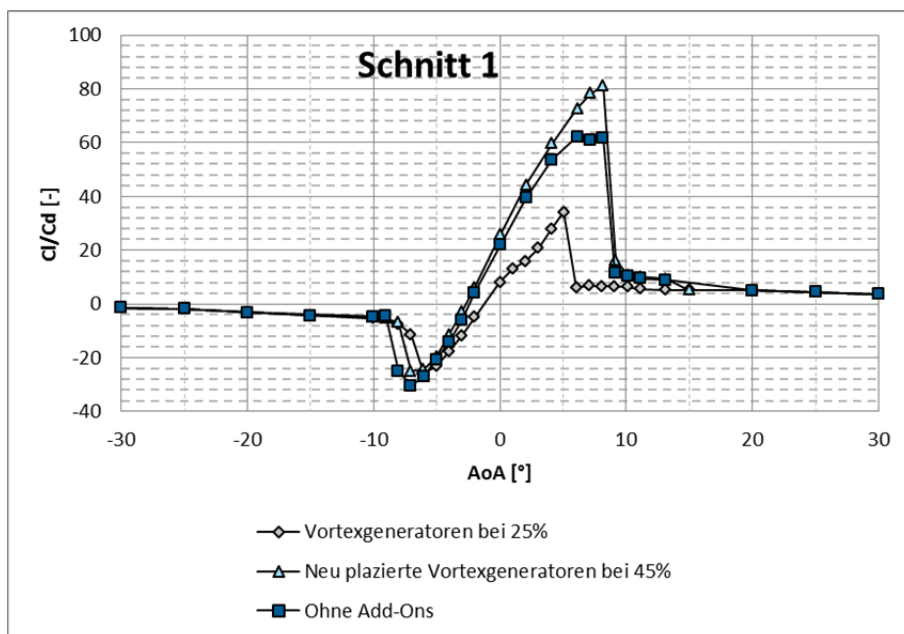


Abbildung 19: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 1

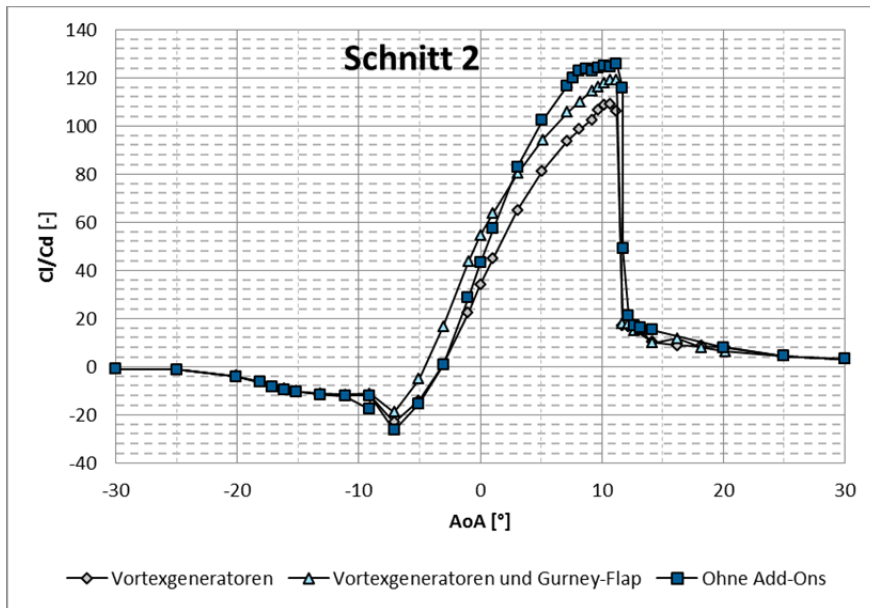


Abbildung 20: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 2

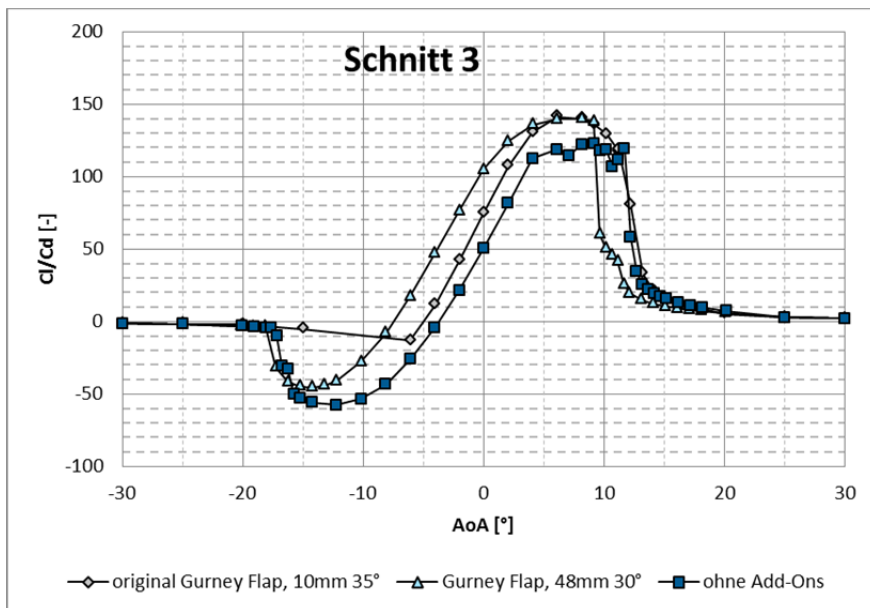


Abbildung 21: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 3

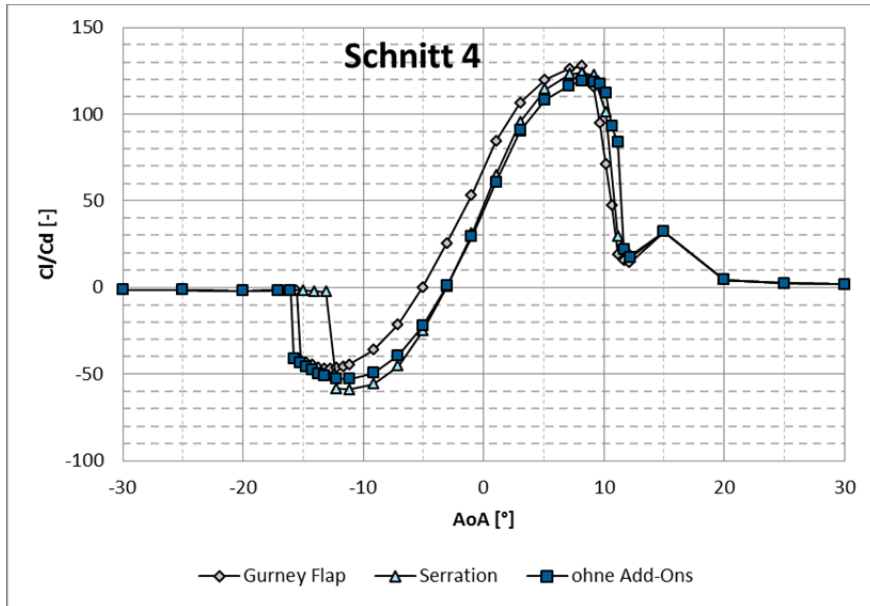


Abbildung 22: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 4

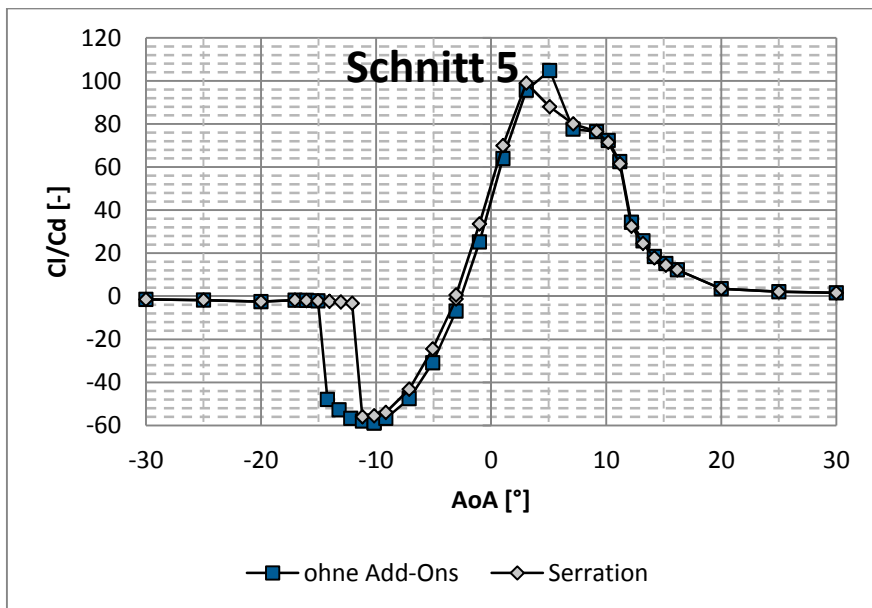


Abbildung 23: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 5

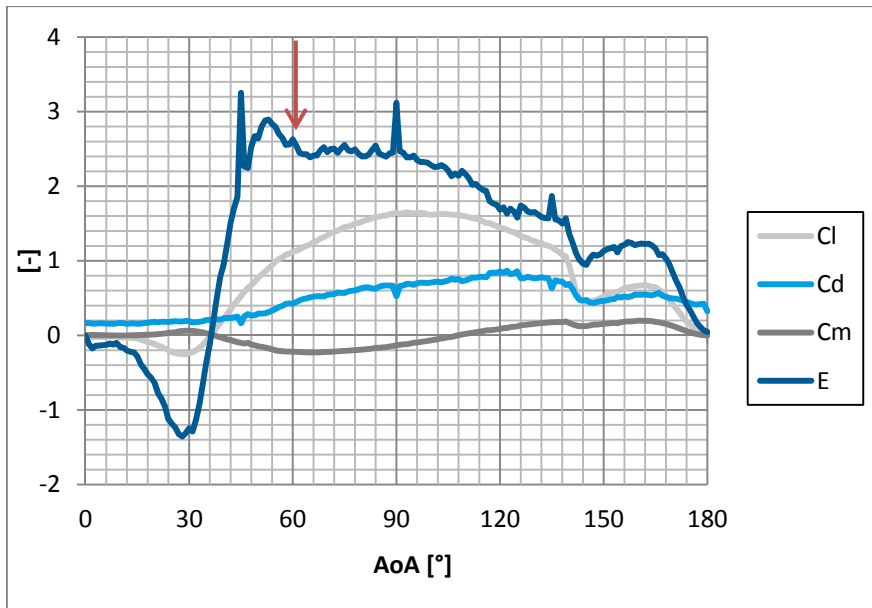


Abbildung 24: Aerodynamische Koeffizienten eines Zylinders mit einem Spoiler-Flap mit einer Länge von 10% des Durchmessers. Der rote Pfeil markiert den angestrebten Betriebspunkt

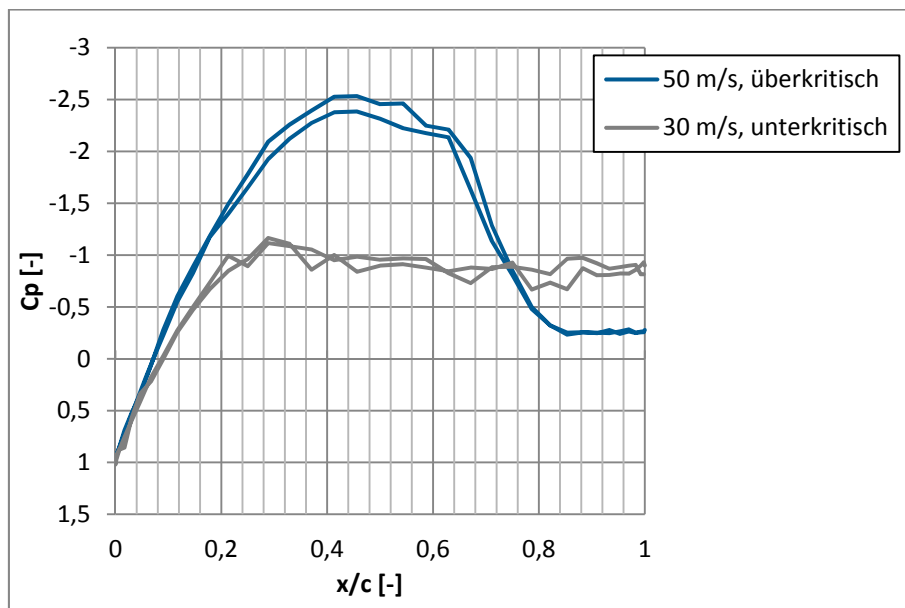


Abbildung 25: Druckverteilung entlang des Zylinders bei unter- und überkritischer Umströmung

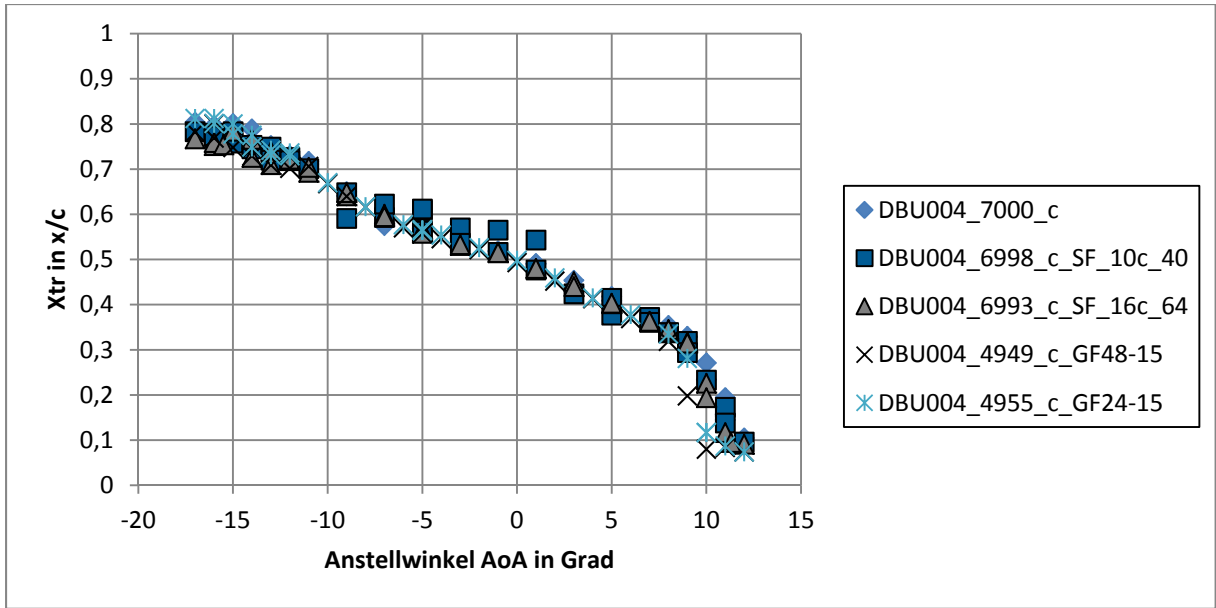


Abbildung 26: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saugseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

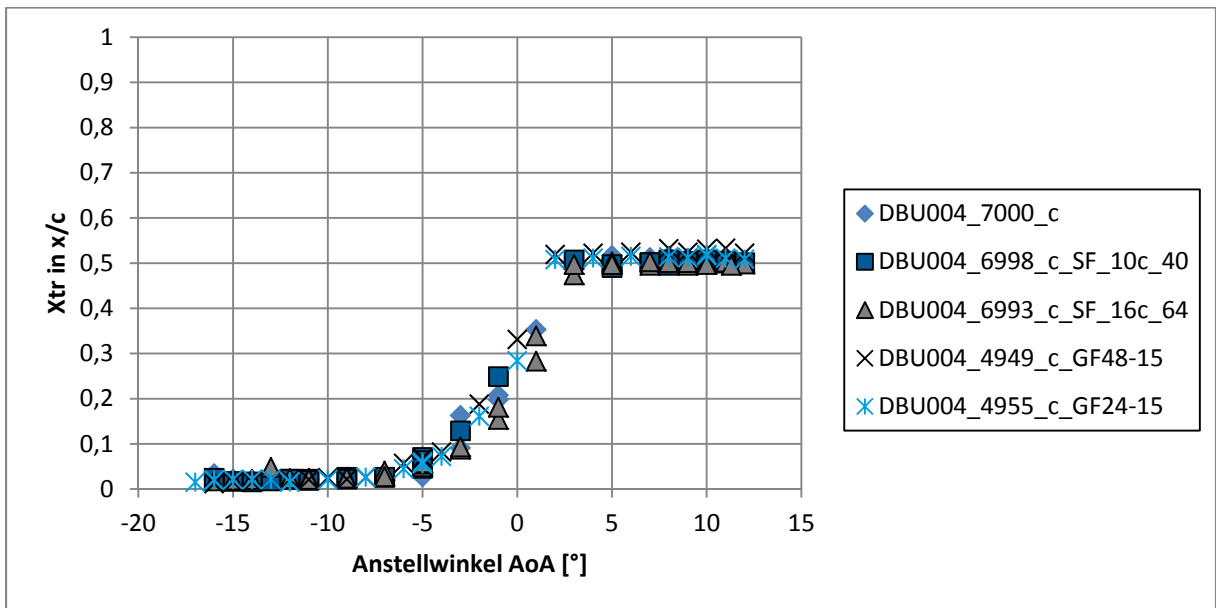


Abbildung 27: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Druckseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

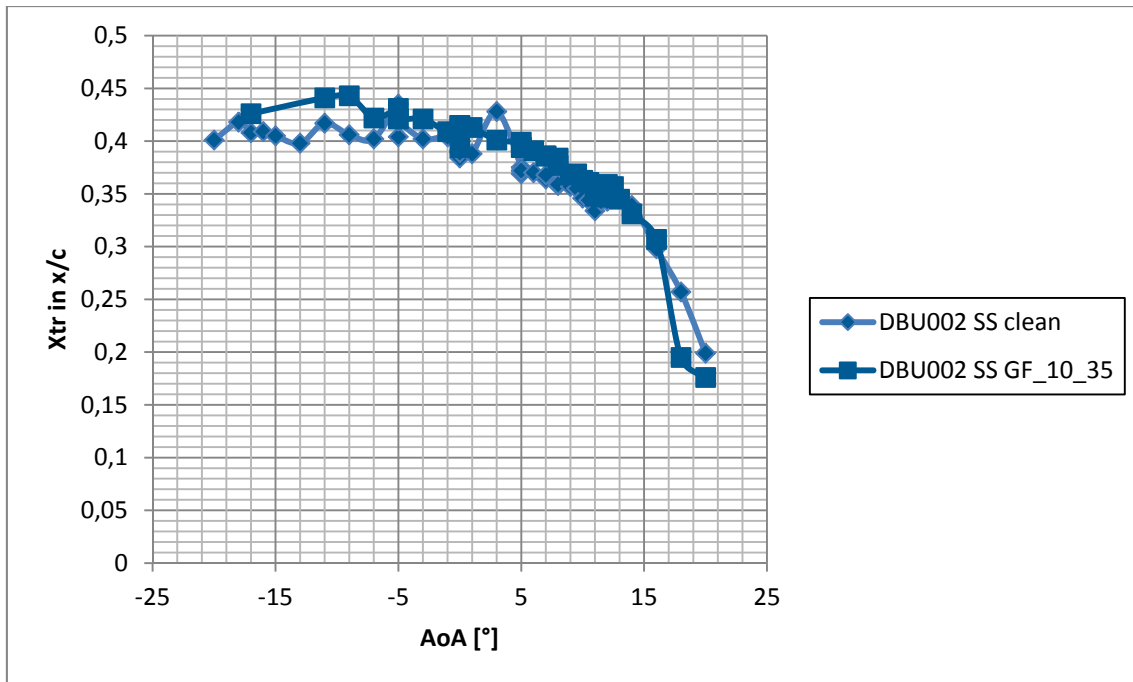


Abbildung 28: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saugseite des Schnitts 2 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

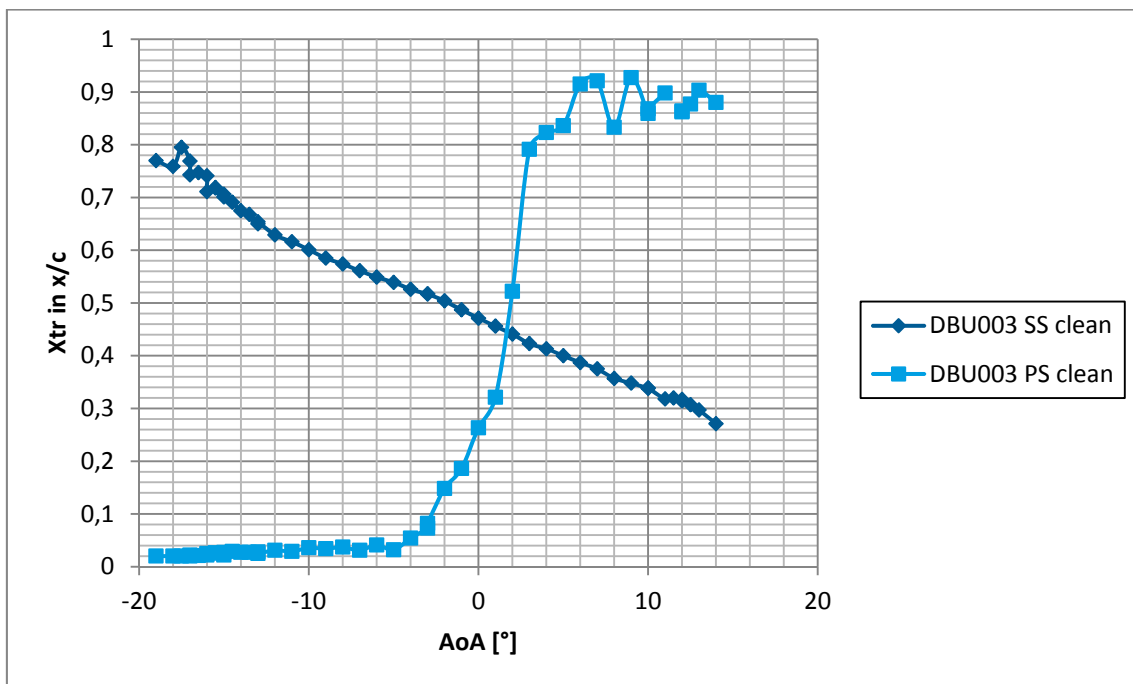


Abbildung 29: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 3 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

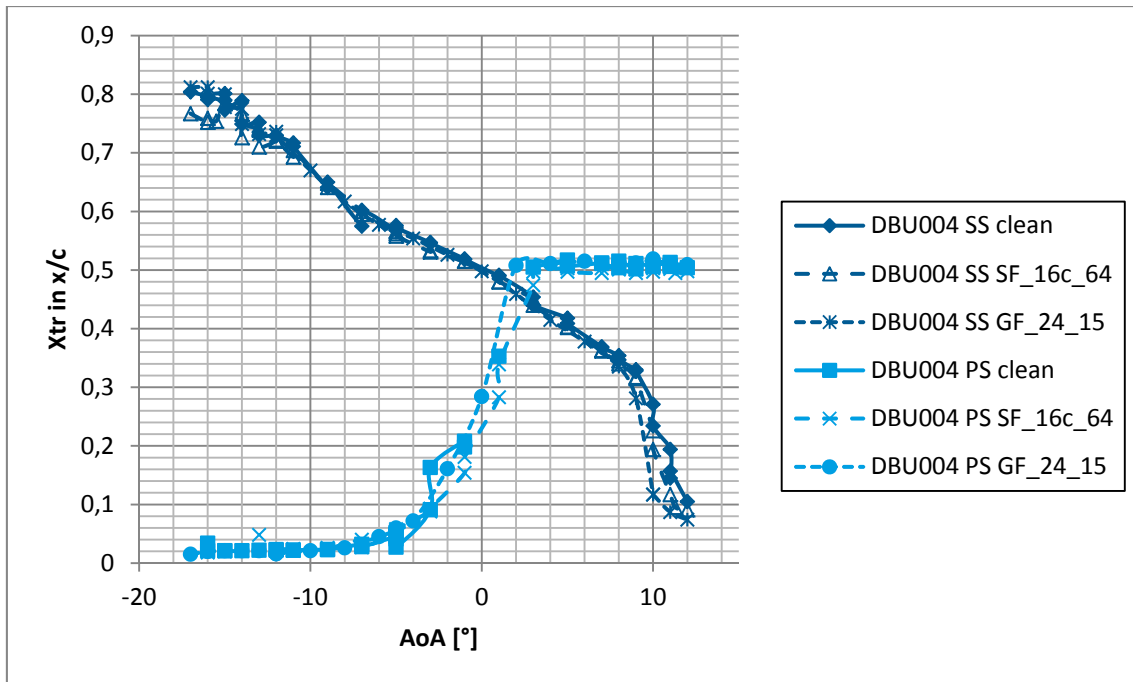


Abbildung 30: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 4 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

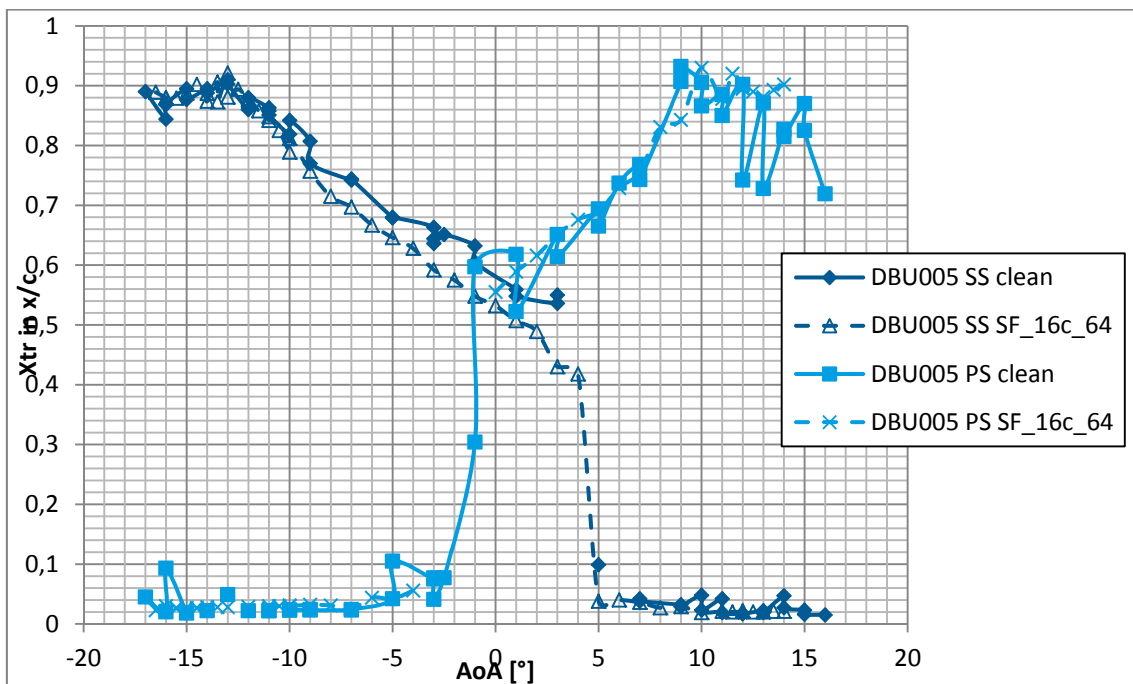


Abbildung 31: Ergebnisse der thermografischen Strömungsvisualisierung für die Saug- und Druckseite des Schnitts 5 in Bezug auf die laminar-turbulente Transition X_{tr} .

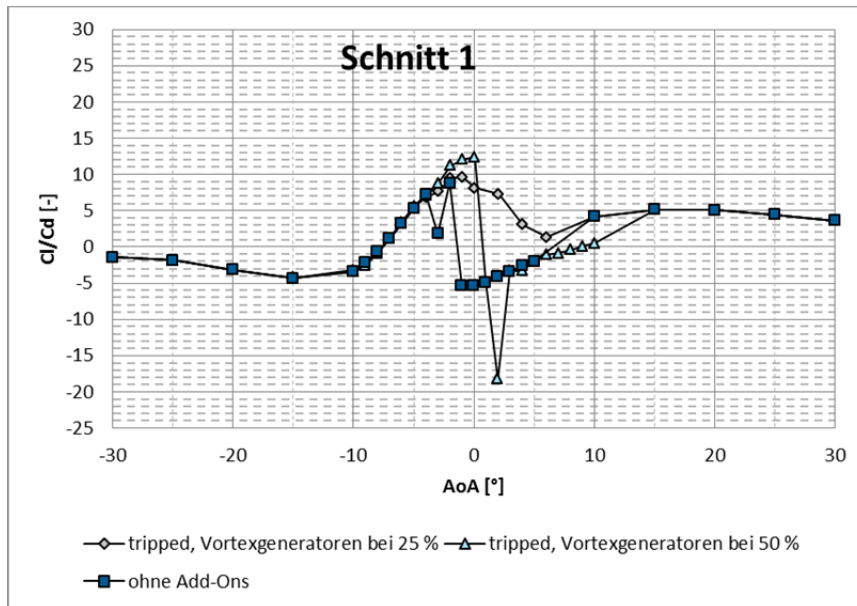


Abbildung 32: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 1 bei starker Verschmutzung

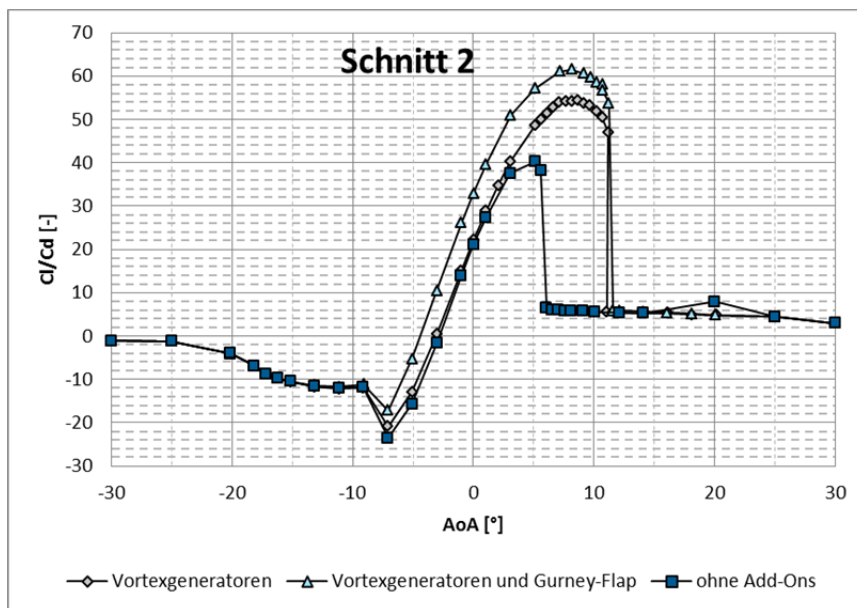


Abbildung 33: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 2 bei starker Verschmutzung

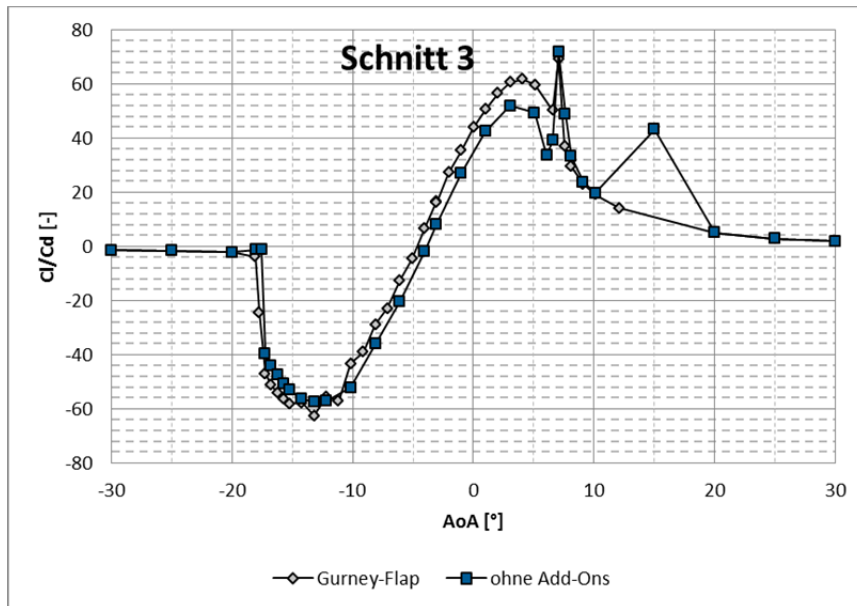


Abbildung 34: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 3 bei starker Verschmutzung

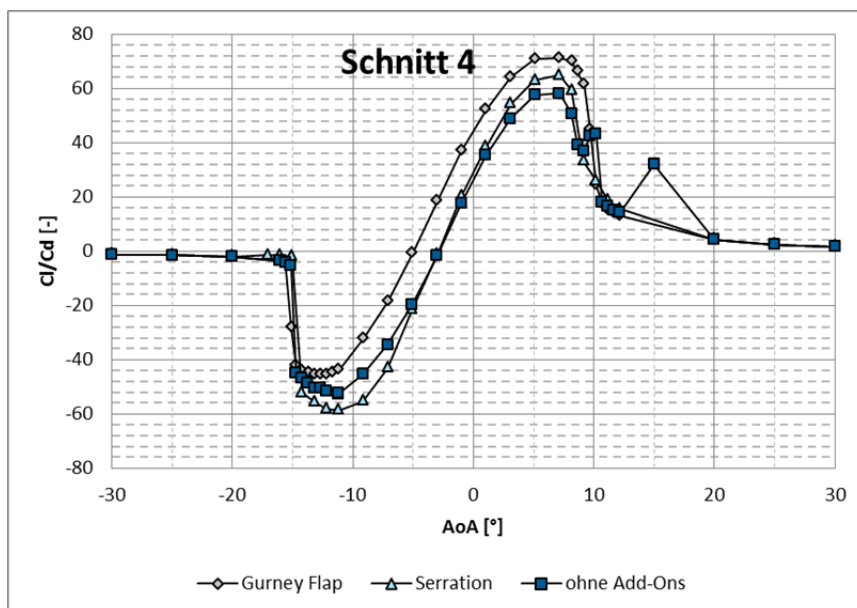


Abbildung 35: Gleitzahl bei verschiedenen Anstellwinkeln für ausgewählte Modifikationen an Schnitt 4 bei starker Verschmutzung

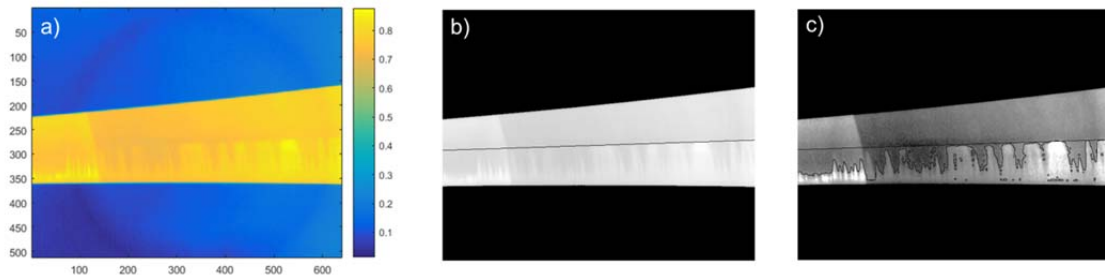


Abbildung 36: Beispiel zum grundlegenden Vorgehen zur Bestimmung des Verschmutzungsanteils. a) Original Thermografieaufnahme eines Bereichs des Rotorblattes. b) Bestimmung der natürlichen Transition über den Temperaturgradienten und die Bewertung einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. c) Bestimmung der tatsächlichen Transition inklusive der durch Verschmutzung hervorgerufenen Strömungskeile.

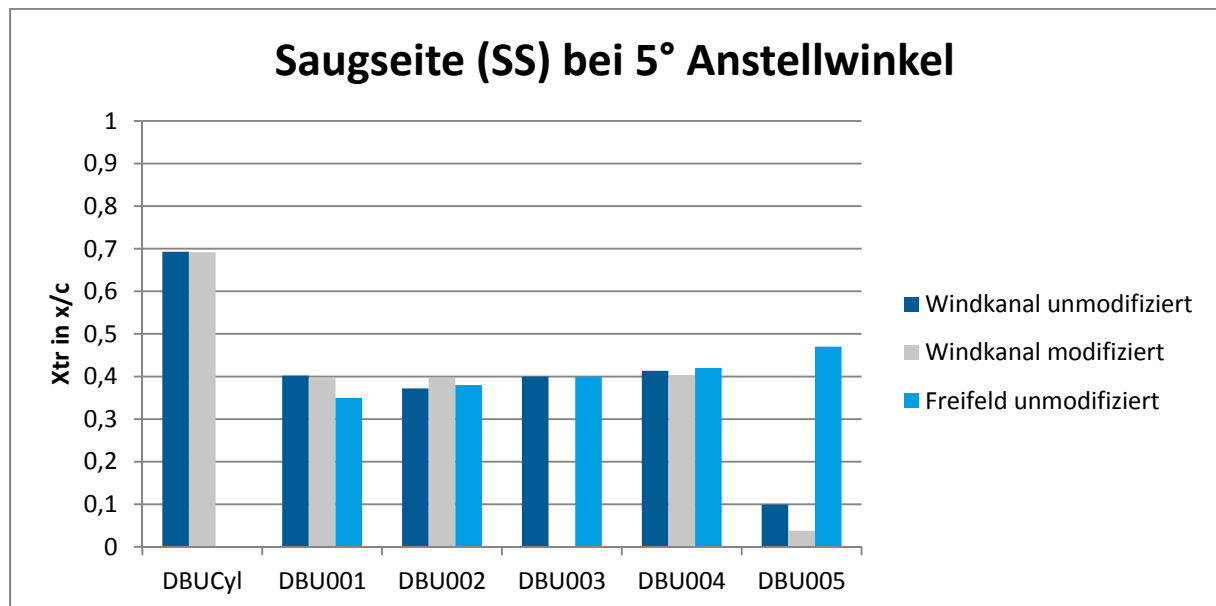


Abbildung 37: : Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition auf der Saugseite für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5°. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.

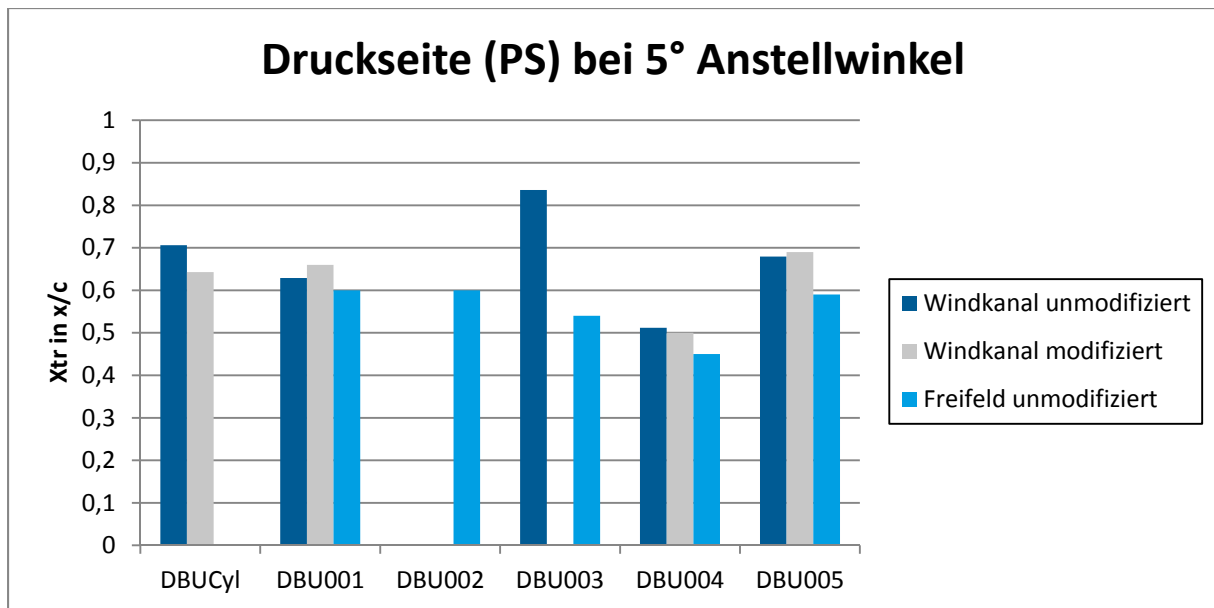


Abbildung 38: Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition auf der Druckseite für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5°. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.

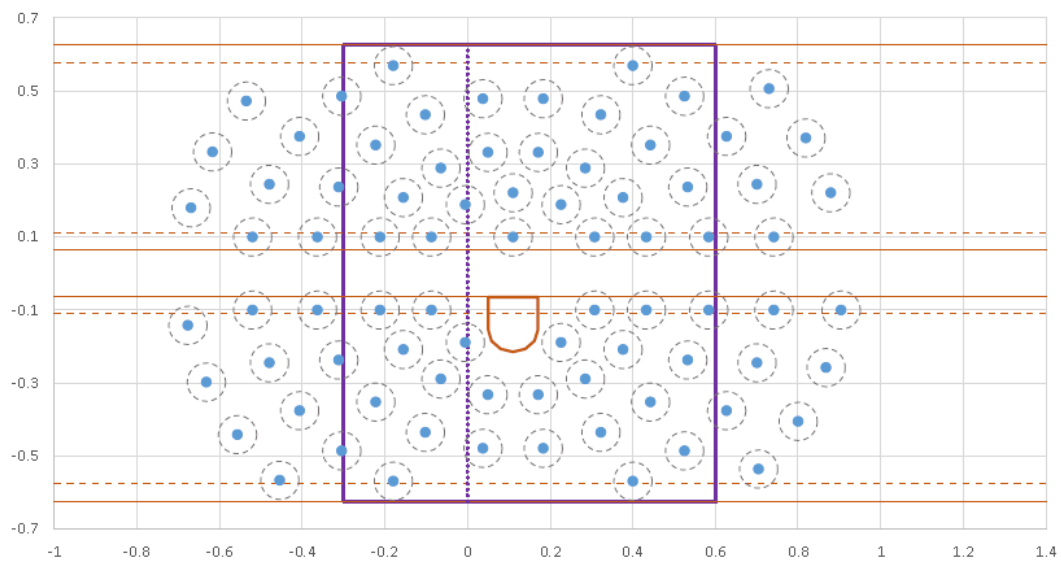


Abbildung 39: Layout des Mikrofonarray mit Positionsangaben in Metern.

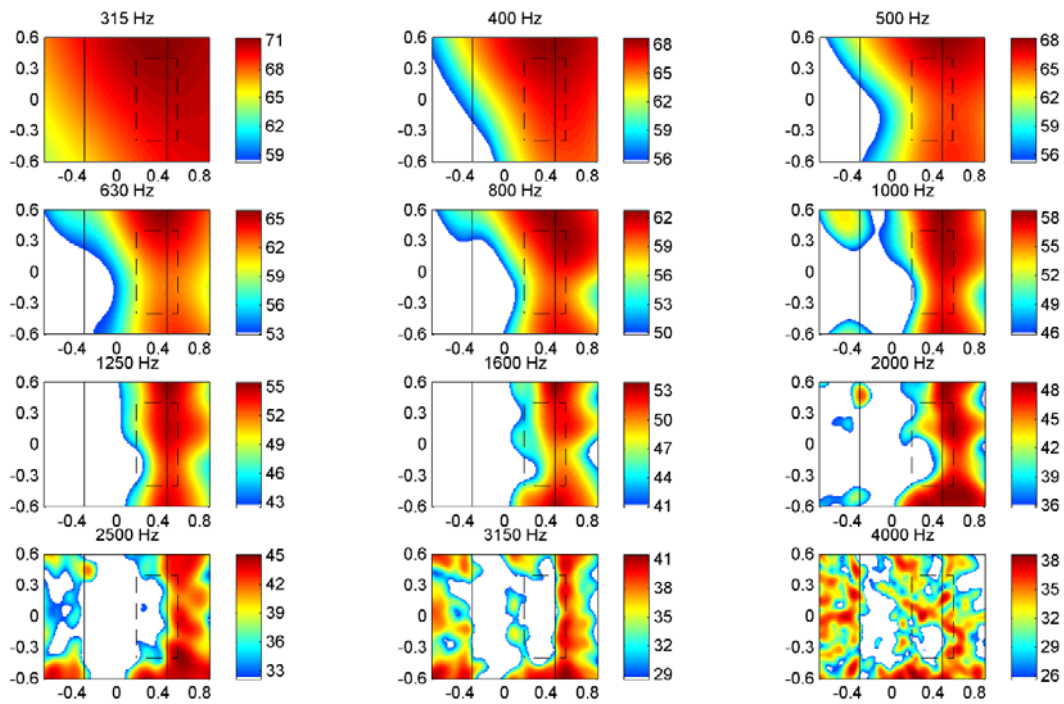


Abbildung 40: Ergebnis des klassischen Beamforming-Algorithmus am Beispiel des Schnittes DBU004 bei einem Anstellwinkel von 0° und einer Windgeschwindigkeit von 50 m/s.

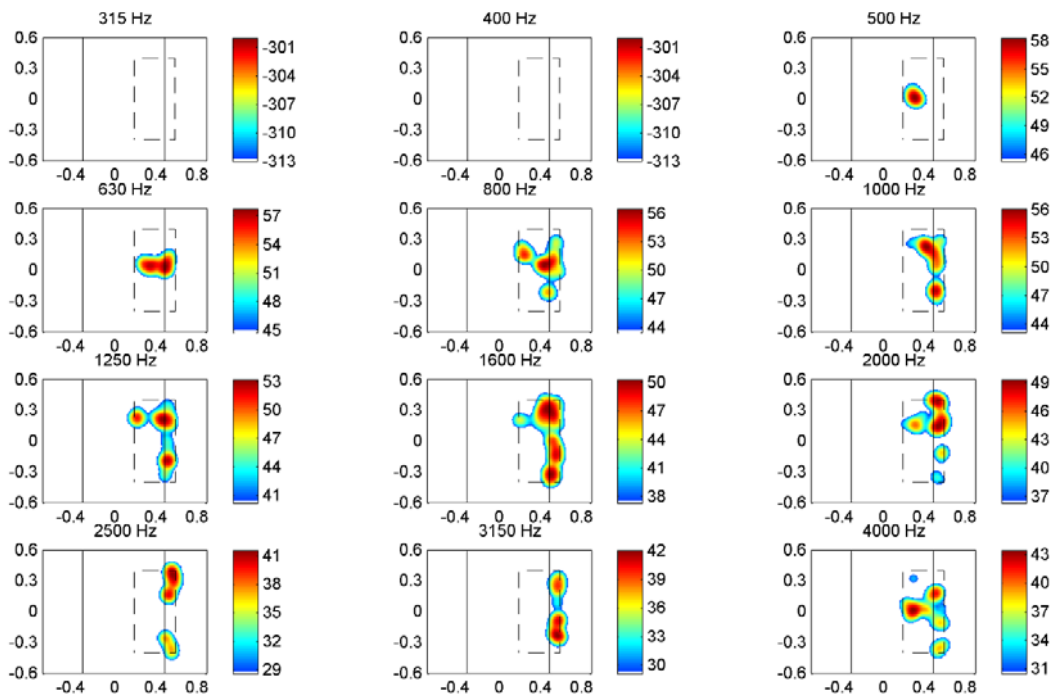


Abbildung 41: Ergebnis des CLEAN-SC-Algorithmus am Beispiel des Schnittes DBU004 bei einem Anstellwinkel von 0° und einer Windgeschwindigkeit von 50 m/s.

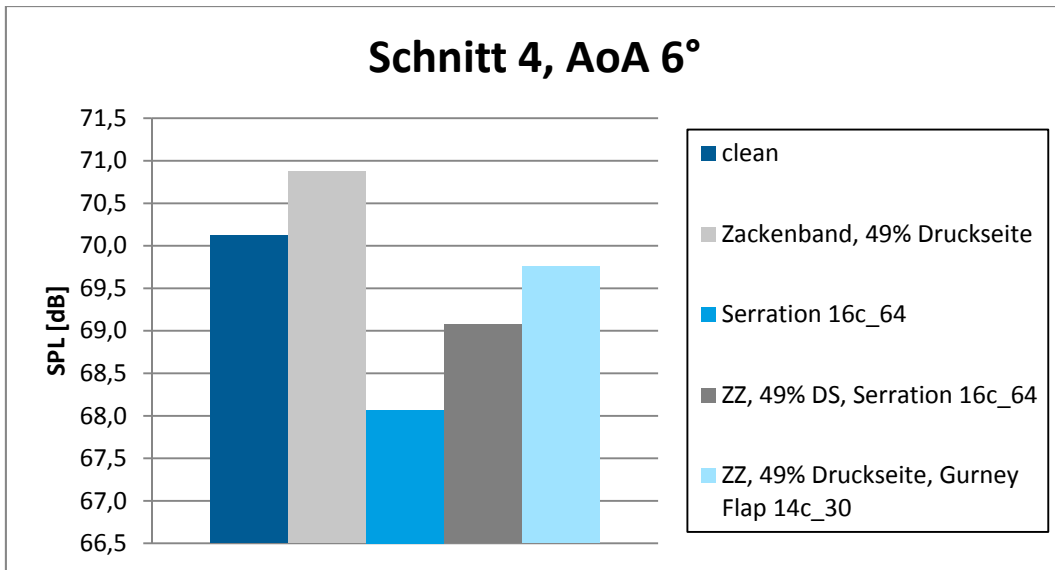


Abbildung 42: Die gemessenen Schalldruckpegel bei sauberem Profil, Schnitt 4

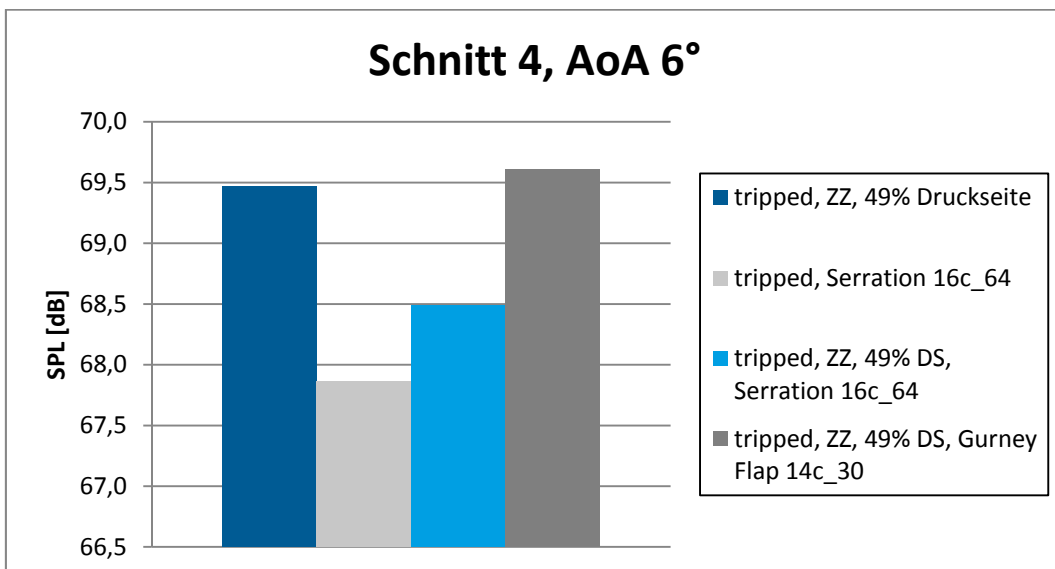


Abbildung 43: Die gemessenen Schalldruckpegel bei getripptem Profil, Schnitt 4

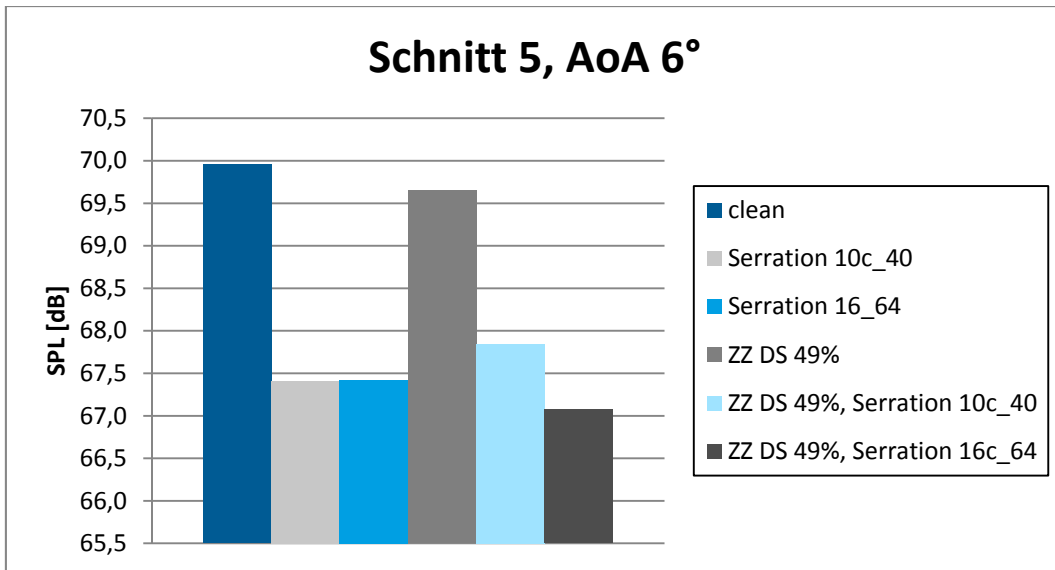


Abbildung 44: Die gemessenen Schalldruckpegel bei sauberem Profil, Schnitt 5

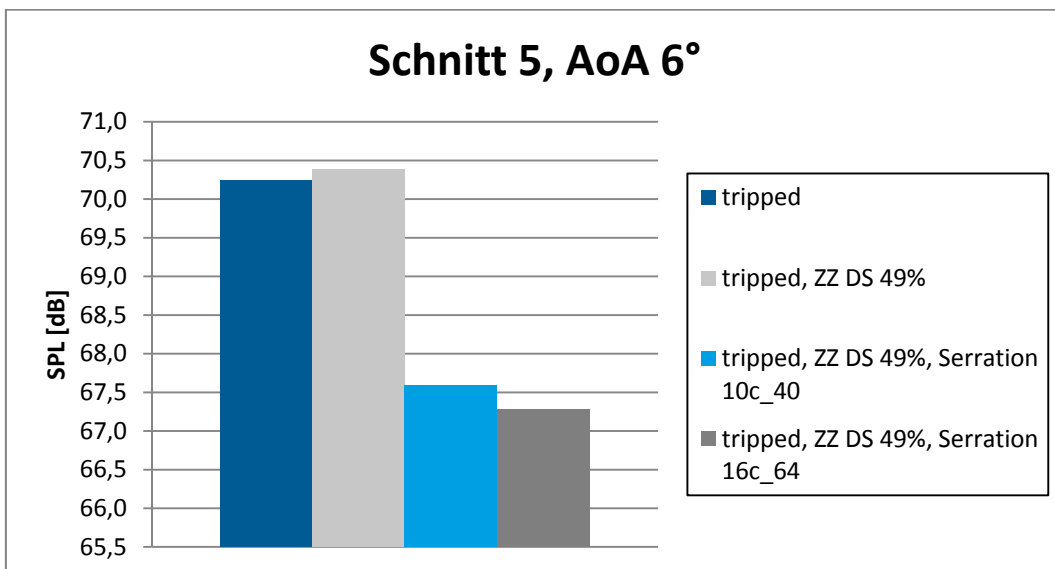


Abbildung 45 Die gemessenen Schalldruckpegel bei getripptem Profil, Schnitt 5

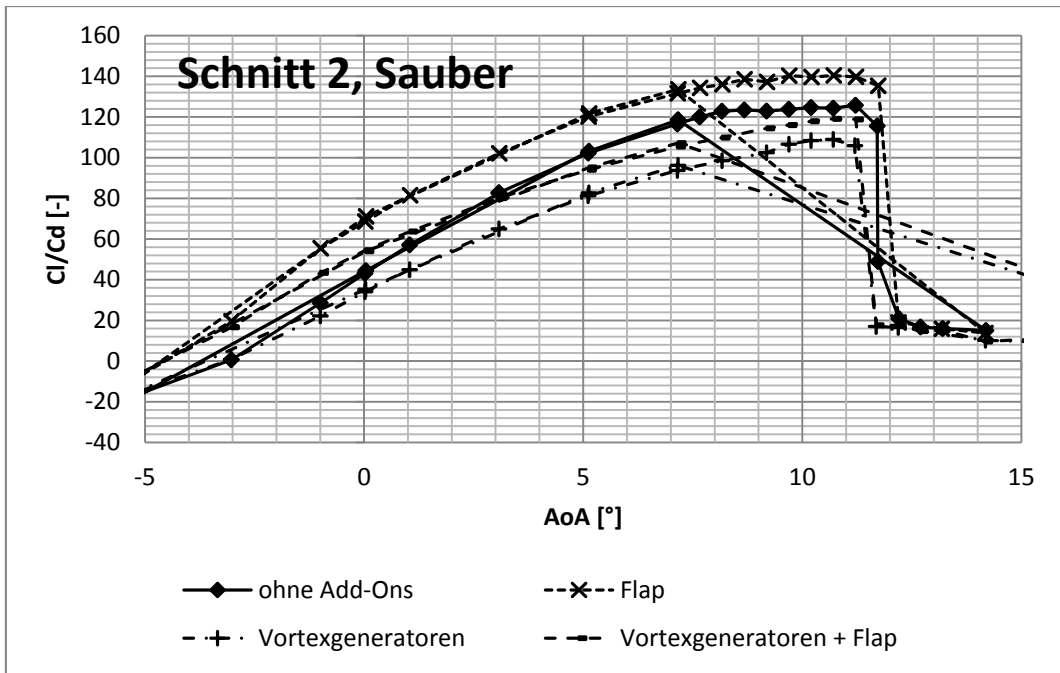


Abbildung 46: Auswirkung von Vortexgeneratoren und Flaps auf Schnitt 2 bei sauberem Profil

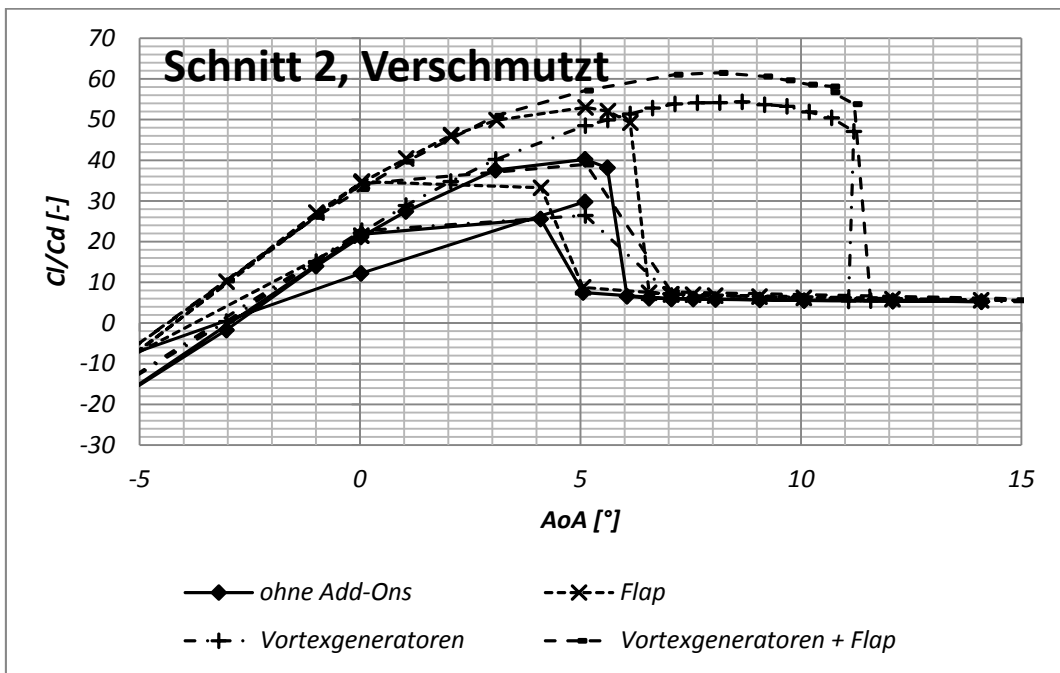


Abbildung 47: Auswirkung von Vortexgeneratoren und Flaps auf Schnitt 2 bei verschmutztem Profil

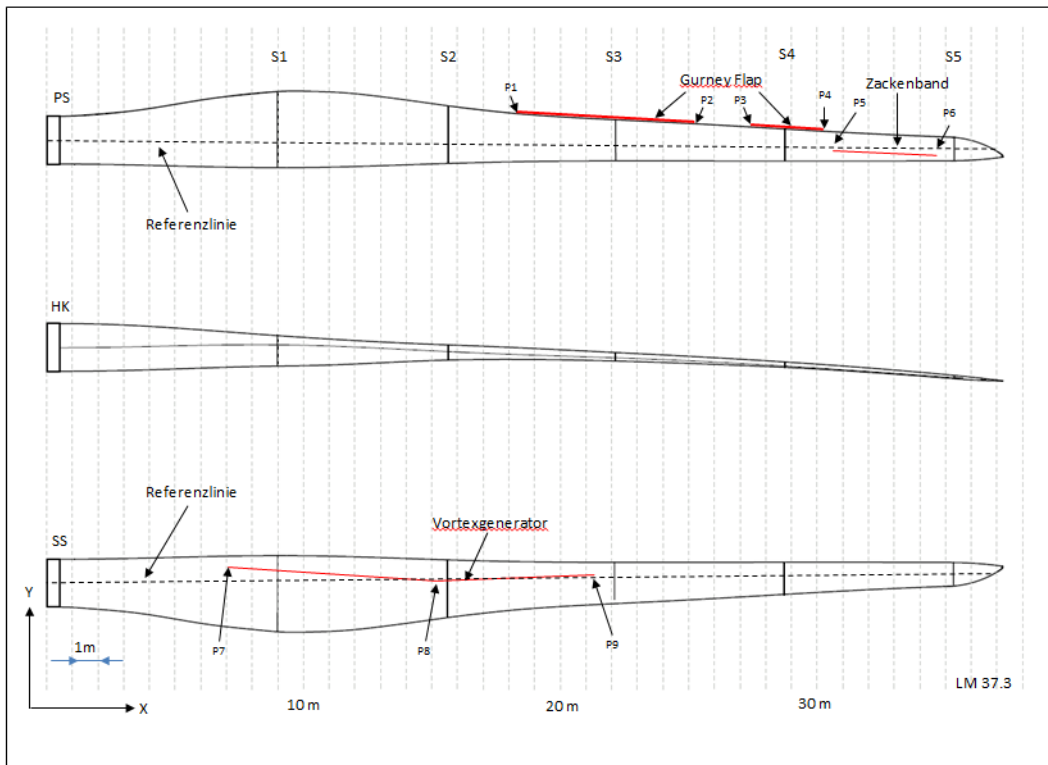


Abbildung 48 Skizze des Rotorblattes im Ist-Zustand

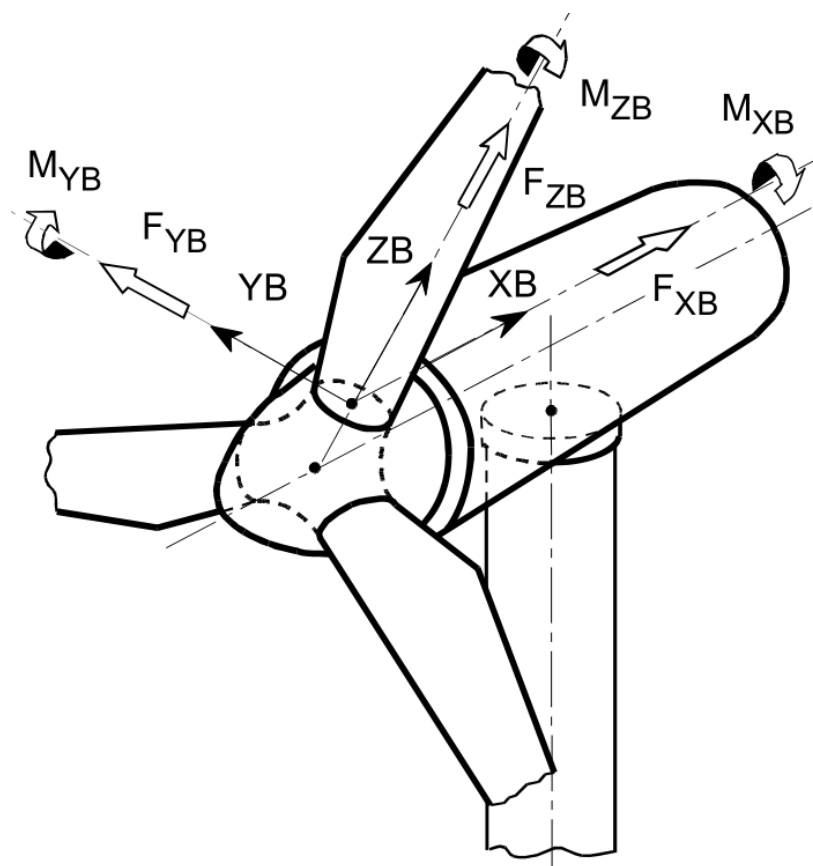


Abbildung 49: Rotorblattwurzelkoordinatensystem

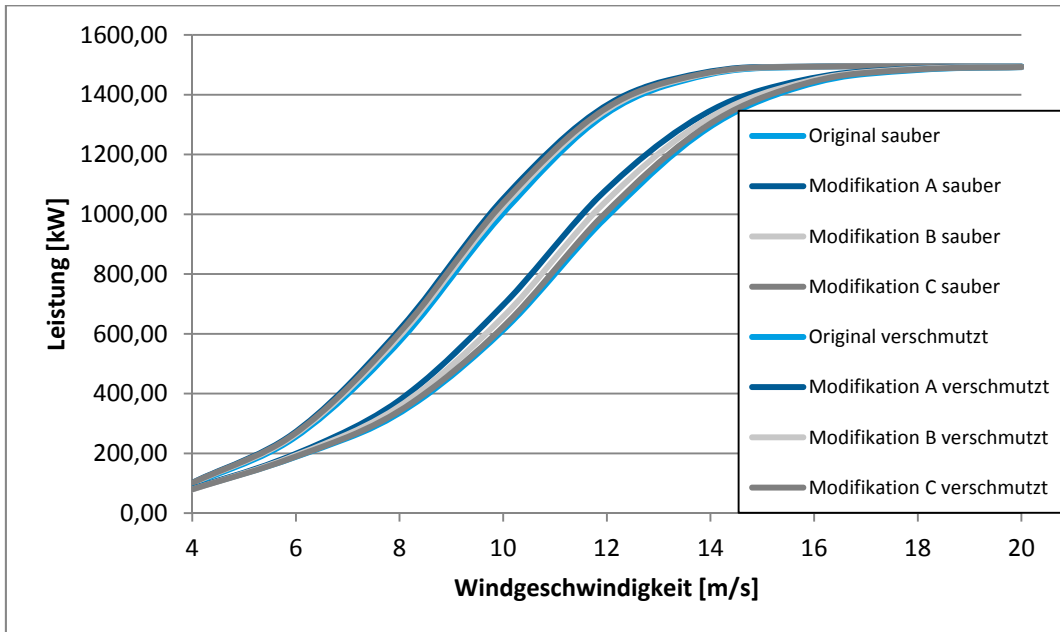


Abbildung 50: Leistungskurven für die verschiedenen Modifikationen

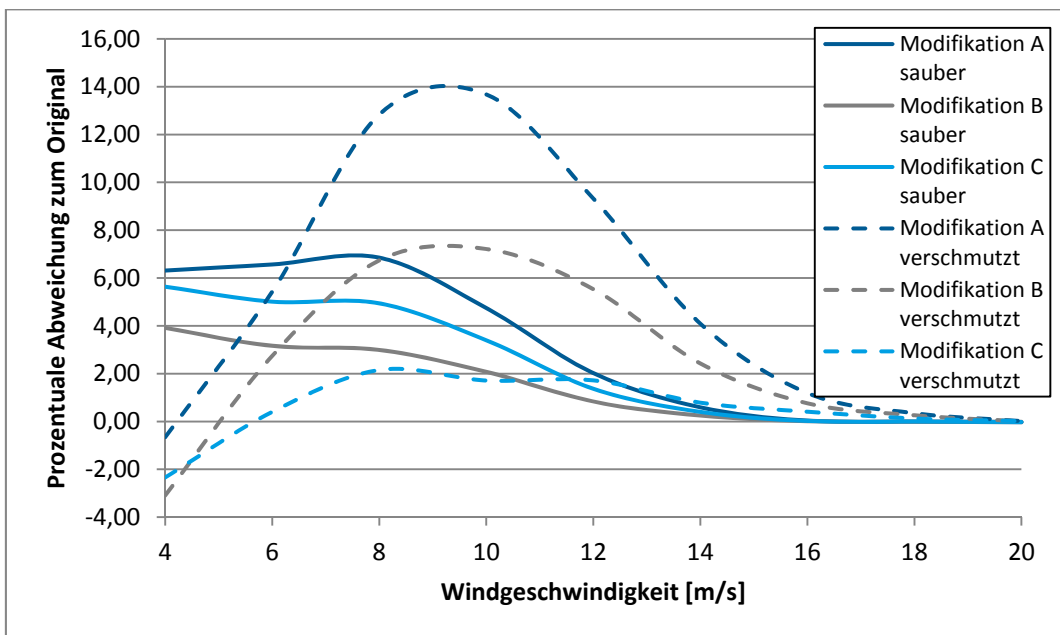


Abbildung 51: Prozentuale Abweichung der Leistungskurven im Vergleich zum Original, jeweils im sauberen und im verschmutzten Fall

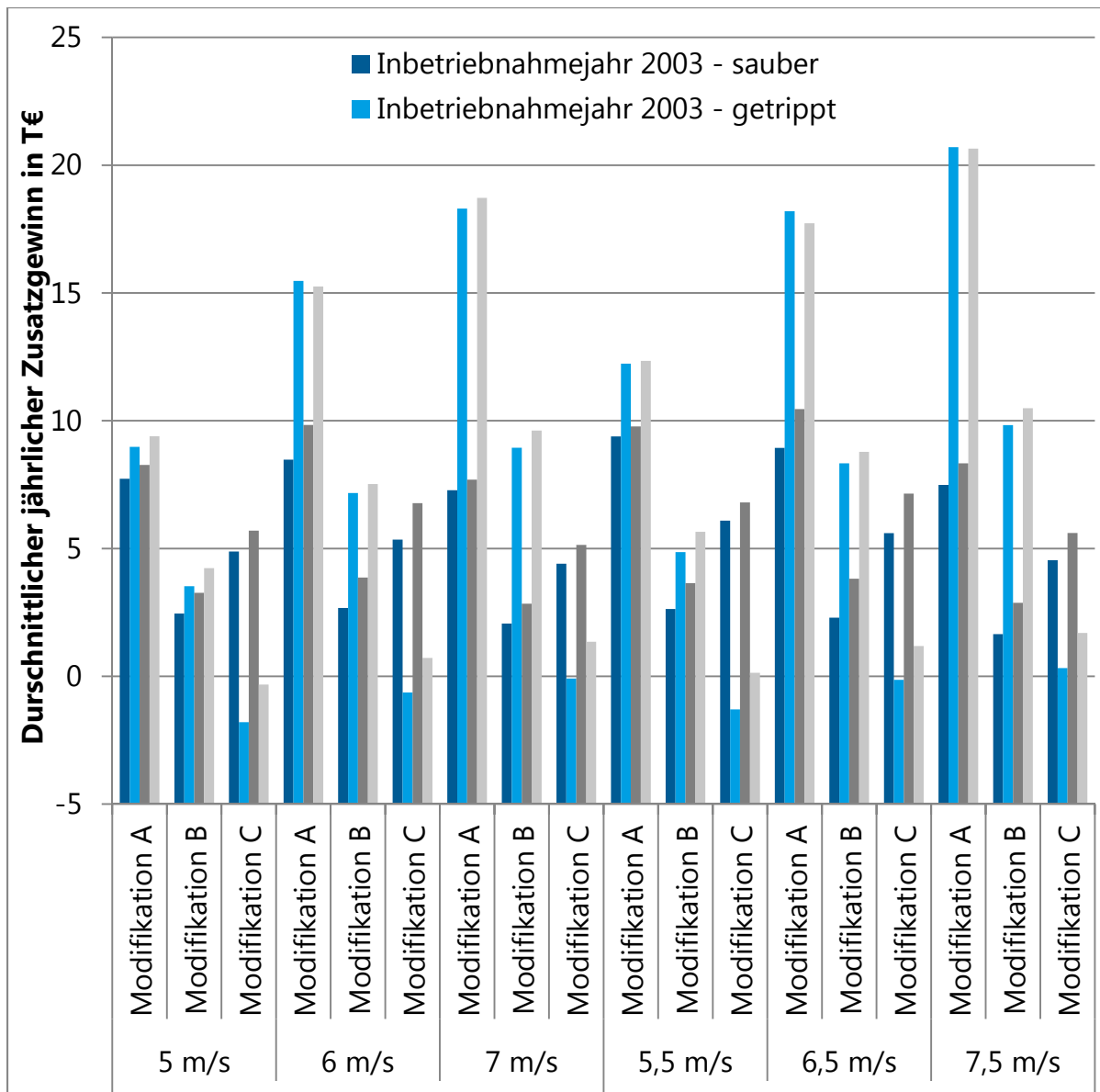


Abbildung 52: zusätzlicher Jahresgewinn nach der Modifizierung für saubere und verschmutzte Rotorblätter

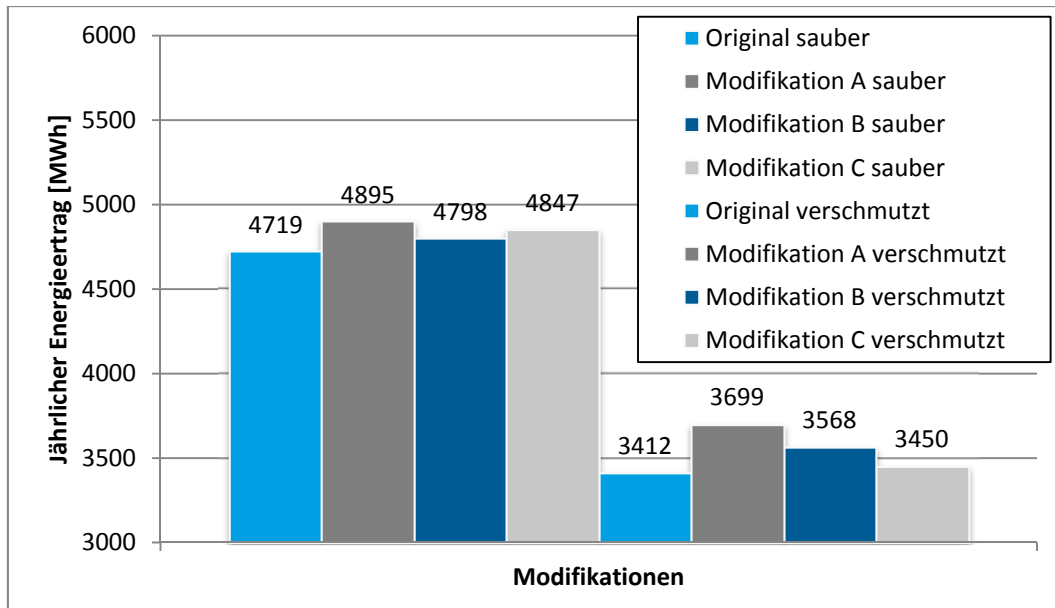


Abbildung 53: Jährlicher Energieertrag der verschiedenen Modifikationen

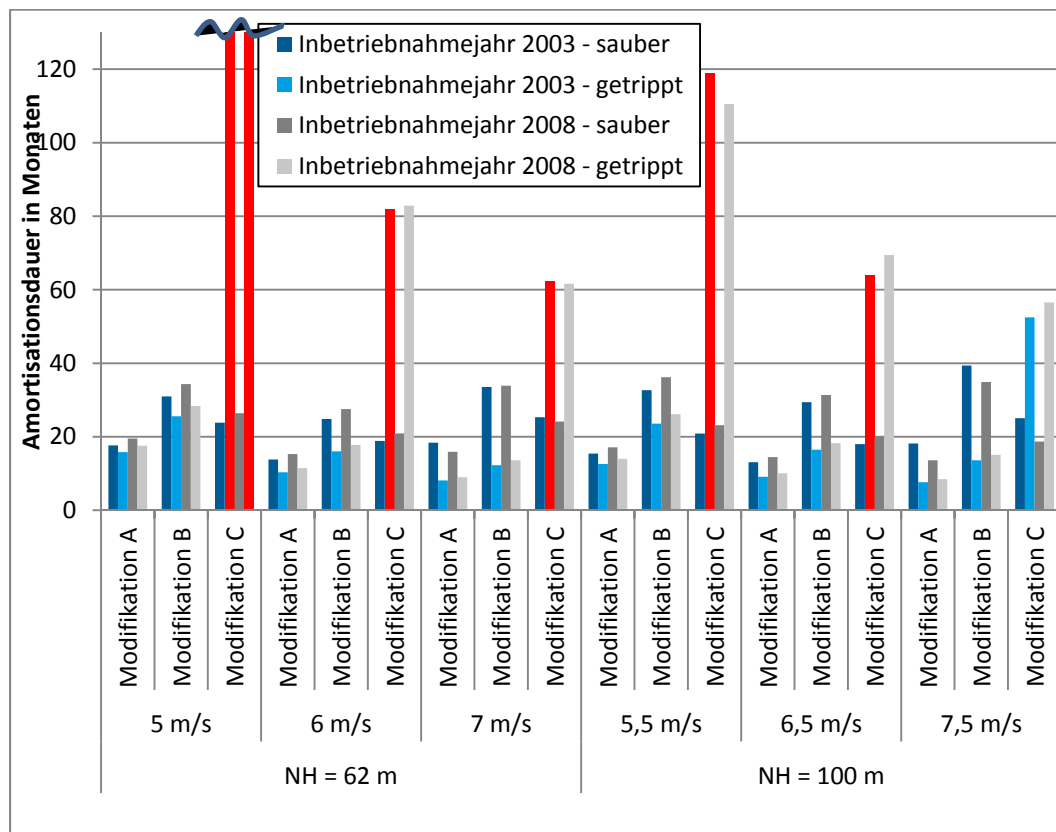


Abbildung 54: Amortisationsdauer in Monaten für unterschiedliche Nabenhöhen und Windgeschwindigkeiten bei sauberem und verschmutztem Rotorblatt. Die roten Graphen stellen die Konfigurationen dar, deren Amortisationsdauer die Nutzungsdauer der Anlagen bei weitem überschreitet, bzw. identisch mit ihr ist.

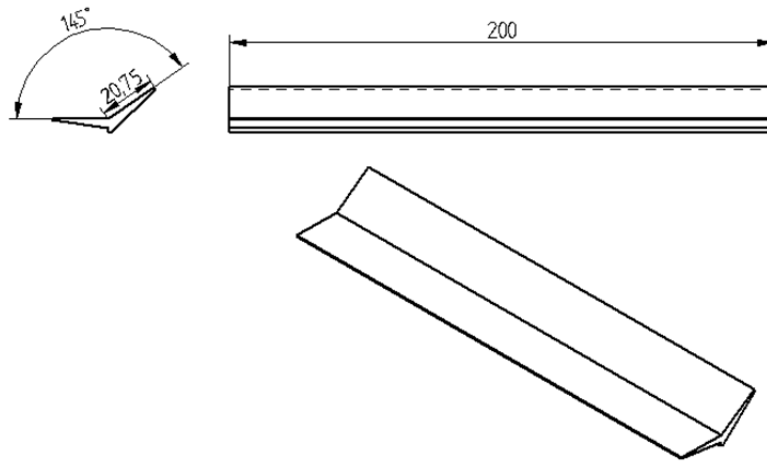


Abbildung 55: Zeichnung des Flaps, GF_1

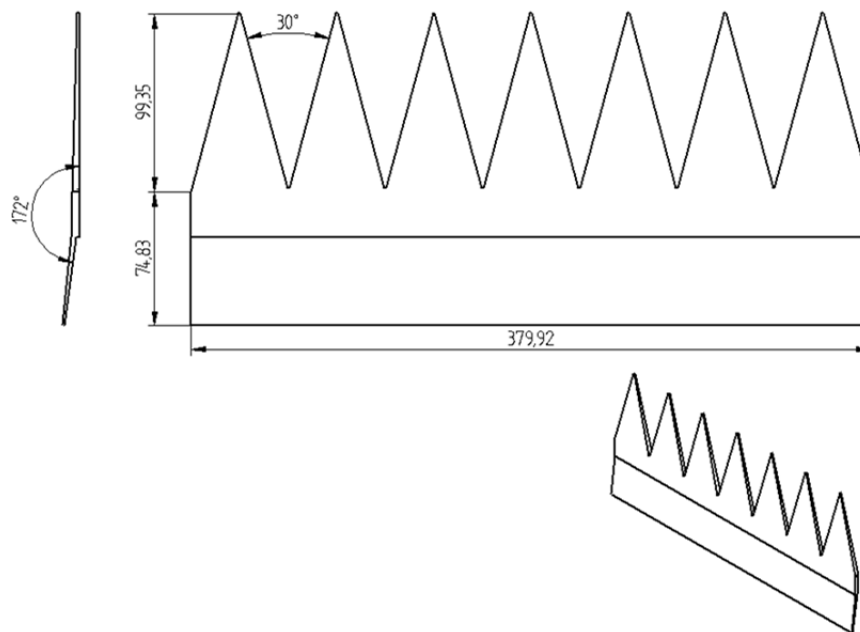


Abbildung 56: Zeichnung der Serration für den inneren Bereich, S1

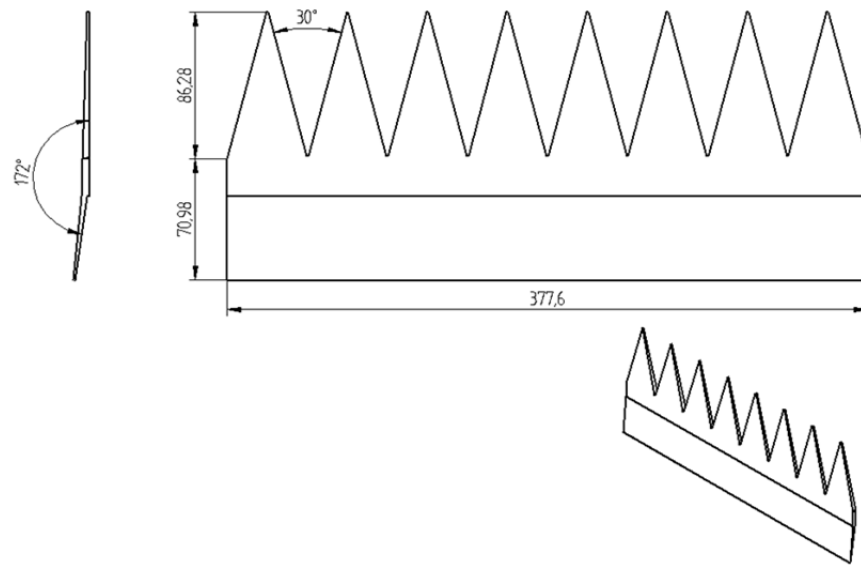


Abbildung 57 Zeichnung der Serration für den äußeren Bereich, S2

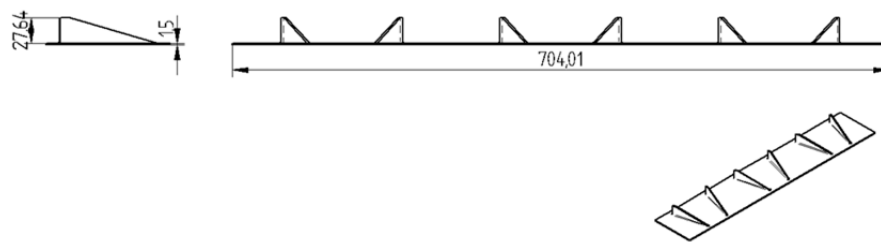


Abbildung 58: Zeichnung der Vortex-Generatoren VG_1

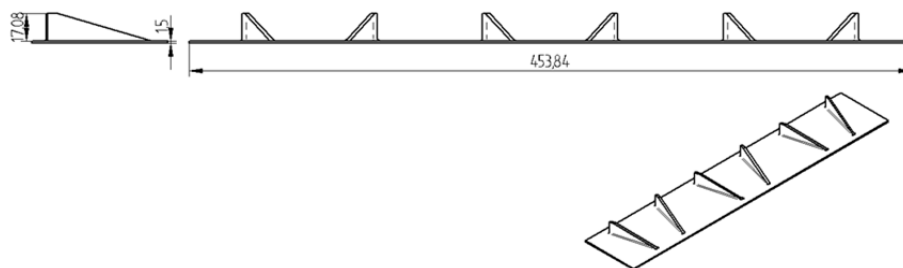


Abbildung 59: Zeichnung der Vortex-Generatoren VG_2

Anhang 2: Tabellen

Tabelle 7: Beschreibung DLC 1.1

DLC 1.1			
Betriebsbedingung	Leistungsproduktion		
Windbedingung	Normales Turbulenz Modell (NTM)		
Dateiname	V [m/s]	Long. TI IEC A [%]	Long. TI IEC C [%]
DLC11_04_y_s	4	34.40	25,80
DLC11_06_y_s	6	26.93	20,20
DLC11_08_y_s	8	23.20	17,40
DLC11_10_y_s	10	20.96	15,72
DLC11_12_y_s	12	19.47	14,60
DLC11_14_y_s	14	18.40	13,80
DLC11_16_y_s	16	17.60	13,20
DLC11_18_y_s	18	16.98	12,73
DLC11_20_y_s	20	16.48	12,36
Kommentare	Kaimal Spektrum für turbulenten Wind mit Längenskalen $x_{Lu} = 340.2$ m, $x_{Lv} = 113.4$ m, $x_{Lw} = 27.72$ m; Kohärenz Skalenparameter = 340.2 m, Kohärenz Verfallsparameter = 12		
	Laterale und vertikale TI sind das 0.8 bzw. 0.5 fache der longitudinal TI		
	s = a, b, c, d, e, f - 6 Windseedkombinationen pro Windgeschwindigkeitsbin		
	$\alpha = 0.2$ – Potenzgesetz-Exponent		
	Upflow-Winkel von 8°		
	y = $-8^\circ, 0^\circ, +8^\circ$ - Windrichtungen; -8° kombiniert mit Seed a und d; 0° kombiniert mit Seed b und e; 8° kombiniert mit Seed c und f		
Simulationsanzahl	54		
Simulationszeit	600 s		

Tabelle 8: Turbinenparameter

Turbinenparameter	Wert	Einheit
Nennleistung	1500	kW
Rotordurchmesser	77.1	m
Nabenhöhe	61.5	m
Referenzwindgeschwindigkeit	37.5	m/s
Referenz­turbulenzintensität	0.16	-
Einschaltwindgeschwindigkeit	4	m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12.5	m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	20	m/s
Steuerungskonzept	variable speed, pitch	-

Tabelle 9: Profil 4: Vergleich der Beiwerte für verschiedene Konfigurationen

	$c_L(0^\circ)$	$c_L(6^\circ)$	$c_D(0^\circ)$	$c_D(6^\circ)$
Blank	0,23	0,62	0,0121	0,0304
Serration 1	0,44	1,08	0,0138	0,0189
Serration 2	0,48	1,13	0,0136	0,0168

Tabelle 10: Untersuchte Rotorblattfehlstellungen

Bezeichnung	Fehlstellung Rotorblatt 1	Fehlstellung Rotorblatt 2	Fehlstellung Rotorblatt 3
	[°]	[°]	[°]
Keine Fehlstellung	0	0	0
Fehlstellung a	0.3	0	0
Fehlstellung b	0	-0.3	0.3

Tabelle 11: Auswirkung der Rotorblattfehlstellung auf die Ermüdungslasten

Modifikation A (sauber)	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
	[kN]	[kN]	[kN]	[kNm]	[kNm]	[kNm]
Rotorblatt 1	88	153	211	2013	1926	20
Rotorblatt 2 (- 0.3°)	88	153	211	2019	1914	20
Rotorblatt 3 (+0.3°)	89	153	210	2015	1952	21

Tabelle 12: Ergebnisse einer Koordinatentransformation der Position der laminar-turbulenten Transition aus den Bildern in Abbildung 4 auf die Profilgeometrie der einzelnen Profilschnitte 1-5.

Schnitt	1	2	3	4	5
Sehnenlänge	3,027 m	2,241 m	1,619 m	1,266 m	0,932 m
Verdrehung	10,54 Grad	4,38 Grad	1,71 Grad	-0,17 Grad	-0,25 Grad
Position	8,986 m	15,565 m	22,143 m	28,722 m	35,3 m
Transition im Bild	0,375 %	0,417 %	0,441 %	0,462 %	0,49 %
Abstand zur WEA	169 m	169 m	169 m	169 m	169 m
Nabenhöhe	62 m	62 m	62 m	62 m	62 m
Transition	0,33	0,375	0,4	0,421	0,46

Tabelle 13: Gegenüberstellung der Position der laminar-turbulenten Transition für die Schnitte 1-5 und der Rotorblattwurzel (DBUCyl) bei einem Anstellwinkel von 5° für die Saugseite. Gegenübergestellt sind die nicht modifizierten Schnitte mit den modifizierten Schnitten und mit Messungen im Freifeld an der laufenden Windenergieanlage.

Anstellwinkel: 5°	DBUCyl		DBU001		DBU002		DBU003		DBU004		DBU005	
	SS	PS	SS	PS	SS	PS	SS	PS	SS	PS	SS	PS
	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]	X _{tr} / c [-]
Windkanal unmodifiziert	0,69	0,71	0,4	0,63	0,37		0,4	0,84	0,41	0,51	0,1	0,68
Windkanal modifiziert	0,69	0,64	0,4	0,66	0,4				0,4	0,5	0,04	0,69
Freifeld unmodifiziert			0,35	0,6	0,38	0,6	0,4	0,54	0,42	0,45	0,47	0,59

Tabelle 14: Add-Ons am Rotorblatt im Ist-Zustand

Position	X [mm]	Y/c [%]	Add-on's	Sehnenlänge c [mm]
P1	18275		Flap	1882.5
P2	25271		Flap	1452
P3	27271		Flap	1335
P4	30265		Flap	1168
P5	30235	47.88	Zackenband	1157
P6	33235	46.18	Zackenband	1009
P7	7062	22.61	Vortex-Generator (VG_1)	2737
P8	15009	37.85	Vortex-Generator (VG_1)	2338
P9	21017	49.61	Vortex-Generator (VG_1)	1669

Tabelle 15: anzufertigende Add-Ons, deren Länge und die benötigte Stückzahl pro Anlage

Bezeichnung	Abkürzung	Add-On Länge (m)	Anzahl pro Anlage (Stk)
Serration 1	S_1	0.38	63
Serration 2	S_2	0.38	24
Vortex Generator 1	VG_1	0.705	21
Vortex Generator 2	VG_2	0.455	24
Flap 1	GF_1	0.2	210

Tabelle 16: Add-Ons am Rotorblatt mit neuen Modifikationen

Position	X [mm]	Y/c [%]	Add-on's	Sehnenlänge c [mm]
PWG1	500		Spoiler Flap *1	
PWG2	6000		Spoiler Flap *1	
PWG3	13000		Flap 1.25% 35°	
P1	18275		Flap 1.25% 35°	1882.5
P2	25271		Flap 1.25% 35°	1452
P3	27271		Serration 8% / GF 1.6% *2	1335
P4	30265		Serration 8% / GF 1.6% *2	1168
PWG4	35300		Serration 8%	
P5	30235	47.88	Zackenband	1157
P6	33235	46.18	Zackenband	1009
P7	7062	45	Vortex-Generator (VG_1)	2737
P8	15009	45	Vortex-Generator (VG_1)	2338
P9	21017	49.61	Vortex-Generator (VG_1) *3	1669

Tabelle 17: DELs an der Rotorblattwurzel für verschiedene Modifikationen (sauber)

Modifikation (sauber)	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
	[kN]	[kN]	[kN]	[kNm]	[kNm]	[kNm]
Original	85	152	208	2008	1851	17
A	88	153	211	2013	1926	20
B	86	153	209	2009	1870	19
C	86	152	210	2007	1881	20

Tabelle 18: DELs an der Rotorblattwurzel für verschiedene Modifikationen (verschmutzt)

Modifikation (schmutzig)	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
	[kN]	[kN]	[kN]	[kNm]	[kNm]	[kNm]
Original	79	149	194	1931	1748	74
A	81	149	195	1944	1797	19
B	80	149	192	1937	1787	18
C	78	148	196	1921	1743	19

Tabelle 19: Prozentuale Abweichung der DELs (sauber)

Modifikation (sauber)	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
	[kN]	[kN]	[kN]	[kNm]	[kNm]	[kNm]
A	3.53%	0.66%	1.44%	0.25%	4.05%	17.65%
B	1.18%	0.66%	0.48%	0.05%	1.03%	11.76%
C	1.18%	0.00%	0.96%	-0.05%	1.62%	17.65%

Tabelle 20: Prozentuale Abweichung der DELs (verschmutzt)

Modifikation (schmutzig)	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
	[kN]	[kN]	[kN]	[kNm]	[kNm]	[kNm]
A	2.53%	0.00%	0.52%	0.67%	2.80%	-74.32%
B	1.27%	0.00%	-1.03%	0.31%	2.23%	-75.68%
C	-1.27%	-0.67%	1.03%	-0.52%	-0.29%	-74.32%

Tabelle 21: Windkanal-Runs der sauberen „IST-Zustand“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7036	(TBnew45deg) VG1_SS025
DB002	7487	vortex_0.4
DB003	3016	VG3_GF_10_35
DB004	7398	GF_14_30 (ZZ49)
DB005	7061	c (ZZ0.4_PS49)

Tabelle 22: Windkanal-Runs der sauberen „Modifiziert“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7035	(TBnew45deg) VG1_SS045
DB002	7483	VG_SS_040 GF_10_35
DB003	3044	keine Veränderung
DB004	6993	SF_16c_64 (ZZ49)
DB005	7053	ZZ0.4_PS49_c_SF_16c_64

Tabelle 23: Windkanal-Runs der verschmutzten „IST-Zustand“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7037	VG1_SS025_RE2.5E6_ZZ0.205_PS10_SS5
DB002	7481	ZZ0255_SS005_PS010 VG_SS_040
DB003	5691	VG030_ZZ0255_PS010_SS005_GF_10_35
DB004	7401	ZZ0205_PS010_SS005_ZZ049_GF_14_30
DB005	7058	ZZ0.4_PS49_ZZ0.205_PS10_SS5

Tabelle 24: Windkanal-Runs der verschmutzten „Modifiziert“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7043	Vg50%_ZZ0.205_PS10_SS5
DB002	7482	ZZ0255_SS005_PS010_VG_SS_040_GF_10_35
DB003		keine Veränderung
DB004	6991	ZZ0.205_PS10_SS5_SF_16c_64
DB005	7055	ZZ0.4_PS49_SF_16c_64_ZZ0.205_PS10_SS5

Tabelle 25: Windkanal-Runs der sauberen „Original Unmodifiziert“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7030	(TBnew45deg)
DB002	7473	clean
DB003	3014	VG3_c
DB004	7397	clean (ZZ49)
DB005	7061	c (ZZ0.4_PS49)

Tabelle 26 Windkanal-Runs der verschmutzten „Original Unmodifiziert“-Konfiguration

Profil	run Nr	Bezeichnung
DB001	7045	ZZ0.205_PS10_SS5
DB002	7479	ZZ0255_SS005_PS010
DB003	5690	VG030_ZZ0255_PS010_SS005_SF10c_40
DB004	7402	ZZ0205_PS010_SS005_ZZ049
DB005	7058	ZZ0.4_PS49_ZZ0.205_PS10_SS5