

RealTimeWT-Tower Abschlussbericht

Teil I: Kurze Darstellung

Forschungsprojekt:	
RealTimeWT-Tower	FKZ: 03EE3048A
Verbundvorhaben: RealTimeWT-Tower - Echtzeitanalyse des dynamischen Verhaltens und Schädigungsprognose von WEA-Türmen; Teilvorhaben: Monitoring und Referenzmodell	
Projektlaufzeit:	1. Juni 2021 – 30. November 2024
Projektvolumen:	818.141,94 €
Zuwendungsempfänger:	RWTH Aachen University
Gefördert von:	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Projektträger:	Projektträger Jülich (PtJ)
Ausführende Stellen:	
Chair for Wind Power Drives (CWD)	
Prof. Dr.-Ing. Georg Jacobs	Projektleitung
Prof. Dr.-Ing. Ralf Schelenz	
Thorsten Reichartz	
Stefan Witter	Fachlicher Ansprechpartner
Center for Wind and Earthquake Engineering (CWE)	
Dr.-Ing. Frank Kemper	
Prof. Dr.-Ing. Christoph Butenweg	
Dr.-Ing. Robert Fontecha	
Soumitra Chatterji	

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



CWE Center for Wind
and Earthquake
Engineering



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1 Aufgabenstellung

Windenergieanlagen (WEA) werden durch aerodynamische Kräfte zum Schwingen angeregt. Diese sind in der Regel nicht kritisch und können in der Auslegung berücksichtigt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen können jedoch kritische Schwingungsphänomene wie wirbelerregte Querschwingungen (VIV) auftreten, welche die Auslegungsannahmen übertreffen. Dies kann zu Schädigungen im Turm und im Extremfall zur Havarie der Anlage führen. Bis heute existiert keine zuverlässige Methodik, mit der das Auftreten dieser Schwingungen für WEA vorhergesagt werden kann.

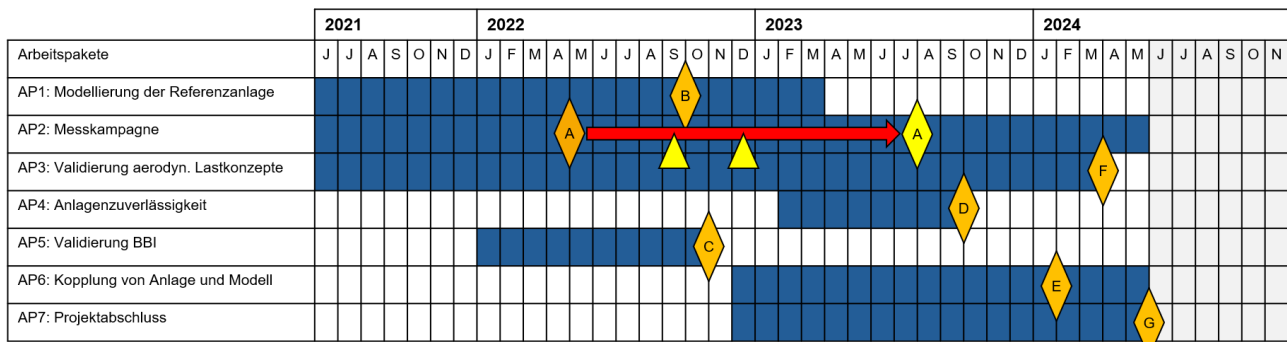
In RealTimeWT-Tower sollen diese Schwingungen weiter untersucht werden. Das Ziel hierbei ist sowohl die Untersuchung der Ursachen von wirbelerregten Querschwingungen als auch die Detektion von daraus resultierenden Schäden am Turm. Hierzu soll eine reale WEA mit Sensoren ausgestattet werden, welche den Schwingungszustand der Anlage erfassen kann und somit eine breite Datenbasis für die Untersuchungen im Projekt bietet. In Windkanalversuchen sollen Miniaturmodelle der Anlage und des Turms auf deren Schwingungsanfälligkeit untersucht werden. Außerdem soll ein digitaler Zwilling der realen Anlage entwickelt werden, mit dessen Hilfe Schäden an der Anlage detektiert werden können. Aufgebaut wird in diesem Projekt auf den Ergebnissen des Projektes Boden-Bauwerk-Triebstrang-Interaktion (BBTI, FKZ: 0325793). Die in diesem Projekt entwickelten Bodenmodelle sollen in RealTimeWT-Tower validiert werden.

2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die in den letzten Jahren rasant gewachsenen Windenergieanlagen stellen die Hersteller vor große Herausforderungen. Eine Komponente, die hierbei besonders heraussticht, ist der Turm. Dessen Durchmesser ist auf Grund von Transportbeschränkungen begrenzt. Daher werden höhere Türme zwangsläufig schlanker und somit auch schwingungsanfälliger. Die Schwingungsanregung besser zu verstehen und vorhersagen zu können, ist daher für die Anlagenhersteller von großer Bedeutung, um auch in Zukunft sichere und wirtschaftliche Türme bauen zu können. Von großer wirtschaftlicher Bedeutung sind ebenfalls Condition-Monitoring-Systeme, mit welchen die Kosten der Wartung und Instandhaltung deutlich reduziert werden können. Während dies im Triebstrang bereits Standard ist, fehlen sinnvolle Ansätze für Turmschäden komplett. Das Konsortium hat bereits im 2017 abgeschlossenen Projekt BBTI erfolgreich zusammengearbeitet und baut auf dessen Ergebnissen und Methoden auf.

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben war ursprünglich für drei Jahre (36 Monate) geplant. Im Projekt gab es allerdings starke Verzögerungen bei der Messkampagne in AP 2. Der dazugehörige Meilenstein wurde damit erst mit 15-monatiger Verzögerung erreicht. Eine Erreichung aller Projektziele war damit im vorgesehenen Zeitraum nicht möglich. Daher wurde das Projekt um sechs Monate bis November 2024 verlängert. In der untenstehenden Abbildung ist der Gantt-Chart des Projektes mit den wichtigsten Meilensteinen und der ursprünglichen Zeitplanung abgebildet.



Meilenstein	Datum	Beschreibung
A	April 2022	Messdaten sind online verfügbar
B	September 2022	Gesamtanlagenmodell validiert
C	Oktober 2022	Dynamisches Fundament-Boden-Modell
D	September 2023	Sicherheitstheoretische Analyse liegt vor
E	Januar 2024	Liveüberwachung der Anlage durch das Referenzmodell in Betrieb
F	März 2024	Ergebnisse aus dem Windkanal verglichen, bewertet und zusammengefasst
G	Mai 2024	Projektergebnisse zusammengetragen und bewertet

Kostenneutrale
Verlängerung
(+ 6 Monate)

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

In Deutschland gibt es zwei gültige Berechnungsverfahren für wirbelerregte Querschwingungen: das Korrelationslängenverfahren und das Spektralverfahren. Diese Verfahren sind allerdings nicht für die schlanken Türme von WEA ausgelegt und berücksichtigen nicht den Einfluss des Rotors. Für die Berechnung der aerodynamischen Dämpfung hat sich ein auf der Blattelementtheorie basierender Ansatz, bei welchem variierende Rotorgeschwindigkeiten berücksichtigt werden, durchgesetzt.

Türme von WEA müssen nach der Richtlinie für Windenergieanlagen des DIBt mindestens alle zwei Jahre geprüft werden. In der Realität sind Wartungsintervalle von sechs Monaten häufig. Hierbei wird der Turm auf Schäden geprüft. Z.B. wird für jede Flanschverbindung eine Klangprobe durchgeführt und ggf. lose Bolzen festgezogen. Diese regelmäßigen Prüfungen führen zu hohen Betriebskosten. Eine zuverlässige Methodik, Schäden im Turm automatisiert zu detektieren oder vorherzusehen existiert derzeit noch nicht.

5 Kurzzusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Eine WEA von Nordex wurde mit Sensoren ausgestattet, mit welchen die Schwingungen und Umströmung des Turms gemessen werden können. Im Betrachtungszeitraum wurden allerdings keine VIV entdeckt. Aus den Windkanalversuchen hat sich ergeben, dass schlanke Türme, wie sie in WEA üblich sind, anfälliger für VIV sind, als durch derzeitige Berechnungsstandards vorhergesagt. Mit einem Mehrkörpersimulationsmodell (MKS-Modell) konnte gezeigt werden, dass Turmschäden die Eigenfrequenzen der Anlage leicht reduzieren. Aus dem MKS-Modell wurde ein echtzeitfähiges Surrogatmodell abgeleitet und mit den Messdaten gekoppelt. Durch eine Analyse der Eigenfrequenzen über die Zeit konnte gezeigt werden, dass im Betrachtungszeitraum kein Schaden am Turm entstanden ist.

6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

An dem Verbundvorhaben RealTimeWT-Tower waren Nordex SE und die RWTH Aachen University beteiligt. Die ausführenden Stellen der RWTH Aachen waren der Chair for Wind Power Drives (CWD), das Institut für Stahlbau (STB) und der Lehrstuhl für Baustatik und Baudynamik (LBB). Im Rahmen des Kick-Off-Meetings, des Projektabschlussmeetings und der Projektmeetings hat sich

das Konsortium abwechselnd in Aachen und Hamburg getroffen. Außerdem bestand regelmäßiger Austausch in den wöchentlichen Online-Meetings.

Folgende externe Unterauftragnehmer waren am Projekt beteiligt:

- Brunnenbau Schult: Bohren der Löcher für die Bodenmessungen in AP 5
- GuD Berlin: Durchführen der Bodenmessungen in AP 5

RealTimeWT-Tower Abschlussbericht

Teil II: Eingehende Darstellung

Forschungsprojekt:	
RealTimeWT-Tower	FKZ: 03EE3048A
Verbundvorhaben: RealTimeWT-Tower - Echtzeitanalyse des dynamischen Verhaltens und Schädigungsprognose von WEA-Türmen; Teilvorhaben: Monitoring und Referenzmodell	
Projektlaufzeit:	1. Juni 2021 – 30. November 2024
Projektvolumen:	818.141,94 €
Zuwendungsempfänger:	RWTH Aachen University
Gefördert von:	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
Projektträger:	Projektträger Jülich (PtJ)
Ausführende Stellen:	
Chair for Wind Power Drives (CWD)	
Prof. Dr.-Ing. Georg Jacobs	Projektleitung
Prof. Dr.-Ing. Ralf Schelenz	
Thorsten Reichartz	
Stefan Witter	Fachlicher Ansprechpartner
Center for Wind and Earthquake Engineering (CWE)	
Dr.-Ing. Frank Kemper	
Prof. Dr.-Ing. Christoph Butenweg	
Dr.-Ing. Robert Fontecha	
Soumitra Chatterji	

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



CWE Center for Wind and Earthquake Engineering



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	X
1 Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	1
1.1 AP 1: Modellierung der Referenzanlage (CWD)	1
1.1.1 AP 1.1: Modellierung von Komponenten und Substrukturen.....	1
1.1.2 AP 1.2: Modellierung der Referenzanlage	6
1.1.3 AP 1.3: Modellvalidierung.....	7
1.1.4 AP 1.4: Numerische Untersuchungen	11
1.2 AP 2: Instrumentierung und Messung der Referenzanlage (STB)	17
1.2.1 AP 2.1: Instrumentierung der physikalische Referenzanlage.....	17
1.2.2 AP 2.2: Initiierung der Messung an der Referenzanlage.....	21
1.2.3 AP 2.3: Kontinuierliche Messung und Auswertung	22
1.2.4 AP 2.4: Rückbau der Messtechnik.....	24
1.3 AP 3: Validierung und Erweiterung aerodynamischer Lastkonzepte (STB).....	25
1.3.1 AP3.1: Aerodynamik der Referenzanlage nach Stand der Technik	26
1.3.2 AP3.2: Planung der Windkanalmodelle der Referenzanlage	29
1.3.3 AP3.3: Herstellung der Windkanalmodelle der Referenzanlage	36
1.3.4 AP3.4: Windkanalmessungen: Wirbelerregte Querschwingungen.....	41
1.3.5 AP3.5: Windkanalmessungen: Aerodynamische Dämpfung.....	57
1.3.6 AP3.6: Auswertung der Messdaten der Referenzanlage	61
1.3.7 AP3.7: Vergleich der aerodynamischen und aeroelastischen Ergebnisse	66
1.4 AP 4: Anlagenzuverlässigkeit und Lebensdauerprognose (STB).....	70
1.4.1 AP 4.1: Statistische Analyse der Windbedingungen am Standort.....	70
1.4.2 AP 4.2: Sicherheitstheoretische Analyse.....	72
1.5 AP 5: Sensitivitätsanalysen und Bewertung (LBB).....	76
1.5.1 Analytisches Bodenmodell	76
1.5.2 In-Situ Messungen der dynamischen Bodenkennwerte	81
1.5.3 BBI - Modell	83
1.5.4 Standortspezifische Erdbebeneinwirkung am Fundament	92
1.6 AP 6: Kopplung von Referenzanlage und Referenzmodell (CWD)	95
1.6.1 AP 6.1: Koppelstellen und Kommunikationskonzept.....	95
1.6.2 AP 6.2: Modellreduktion	95
1.6.3 AP 6.3: Inbetriebnahme.....	101
1.6.4 AP 6.4 + AP 6.5: Konzepte zur kontinuierlichen Modelloptimierung und deren Implementierung	102
1.6.5 Detektion von Turmschäden mit einem digitalen Zwilling	104

1.7	AP 7: Empfehlungen, Bewertung und Projektabschluss (Nordex)	107
1.8	Zusammenfassung der Ergebnisse	111
2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	113
3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	113
4	Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans.....	113
5	Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	113
6	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses	115
	Literaturverzeichnis.....	117
Anhang 1	Zylindermodelle für zwangserregte Windkanalmessungen	121
Anhang 2	Untersuchten Profilpolaren	123
Anhang 3	Liste von Schornsteinen und Türmen	124
Anhang 4	Zahlenmäßiger Nachweis.....	126

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	a) Der Turm als Simbeam-Körper, b) der Turm als FEM-Modell, c) der Flansch vom FEM-Turmmodell mit Schaden in der Detailansicht.....	2
Abbildung 2:	Darstellung des Rotorblatts in Simpack.....	4
Abbildung 3:	a) Die Zeichnung des Maschinenträgers, b) Das CAD-Modell des Maschinenträgers	4
Abbildung 4:	Schematische Vorgehensweise bei der Modellierung des Hauptlagers	5
Abbildung 5:	Schematischer Überblick der Struktur des Gesamtanlagenmodells.....	7
Abbildung 6:	Verlauf der Generatorgeschwindigkeit für die reale Anlage und das MKS-Modell beim Anlauf (oben) und beim normalen Abschalten (unten).....	10
Abbildung 7:	Die Änderung der ersten Eigenfrequenz in Abhängigkeit der defekten Bolzen.....	13
Abbildung 8:	Die relative Änderung der Nachgiebigkeit des Flansches in Abhängigkeit des Biegemomentes für verschiedene Turmschäden Quelle: (Witter et al. 2024b)	14
Abbildung 9:	Die Steifigkeitsänderung des Turms im Vergleich zwischen FEM und MKS.....	14
Abbildung 10:	Die Änderung der Eigenfrequenz für defekte Schrauben	15
Abbildung 11:	Die Änderung der Eigenfrequenz für Flanschklaffungen	16
Abbildung 12:	Schematische Darstellung der Sensoranordnung in der Referenzanlage.....	18
Abbildung 13:	MEMS-Beschleunigungsaufnehmer über Ringflansch.....	18
Abbildung 14:	Dehnungsmessstreifen über dem Fußflansch.....	19
Abbildung 15:	Installation der Druckmessstellen auf dem Turm (links) und Übersicht der Druckmessstellen auf dem Turm (Mitte und rechts).	20
Abbildung 16:	Geophon auf dem Turmfundament, neben dem Fußflansch.	20
Abbildung 17:	Ultraschall-Anemometer auf dem 10-Meter-Mast, neben der Referenzanlage	21
Abbildung 18:	Beispiel von gleichzeitiger Visualisierung von RWTH- und SCADA-Daten.	23
Abbildung 19:	der Äquivalenz von SCADA-Daten und im Projekt gemessenen Daten.....	24
Abbildung 20:	Aerodynamische Dämpfung der Referenz-WEA (Windgeschwindigkeit nicht gezeigt wegen Vertraulichkeit)	28
Abbildung 21:	Aerodynamische Dämpfung von üblichen Referenz-Windenergieanlagen (Robert Fontecha 2023).....	28
Abbildung 22:	Flussdiagramm des Rotor-Skalierungsverfahrens	32
Abbildung 23:	Geometrie des Flügelprofils s4096.....	33

Abbildung 24:	Lift-Polaren des s4096-Flügelprofils für variierenden Machzahl (links) und Reynoldszahl (rechts)	35
Abbildung 25:	3D-Modell des skalierten Rotorblatts.....	36
Abbildung 26:	Übersicht der Naben- und Gondelverbindung (links) und des Gesamtmodells im Windkanal (rechts).....	36
Abbildung 27:	Übersicht der Modelle D100 (oben) und D050 (unten) für zwangserregten HFFB-Messungen	37
Abbildung 28:	Windkanalmodelle D100 (links) und D050 (rechts) in zwangserregten HFFB-Messungen bei hochturbulenter Grenzschichtsimulation (TC3 bzw. Geländekategorie GKIII/IV nach EC1-1-4/NA).....	38
Abbildung 29:	Detail der Messung von Schwingamplituden durch Laserwegaufnehmer.	38
Abbildung 30:	Windkanalmodelle M1 (links) und M2(rechts) in aeroelastischen Messungen bei hochturbulenter Grenzschichtsimulation (TC3 bzw. Geländekategorie GKIII/IV nach EC1-1-4/NA).	39
Abbildung 31:	Querschnittsmodell des Flügelprofils s4096 für die Messung der Profilpolaren	39
Abbildung 32:	Aerodynamisch skaliertes Modell der Referenzanlage für Messungen der aerodynamischen Dämpfung.....	40
Abbildung 33:	Übersicht des Nabenmodells (links) und des Prüftands für zwangserregten HFFB-Messungen	41
Abbildung 34:	Konfigurationen der Windkraftanlage für die Windkanaltests und Nomenklatur	42
Abbildung 35:	Vergleich der gemessenen und berechneten Fußkräfte im VIV-Resonanzbereich (Y-P909090-WD000)	43
Abbildung 36:	Dimensionslose Schwingungsamplituden y/d beim Auftreten maximaler VIV für alle getesteten Konfigurationen.....	43
Abbildung 37:	Strouhal-Zahl St beim Auftreten maximaler VIV für alle Konfigurationen mit einem ausgeprägten Synchronisationspeak	44
Abbildung 38:	Bestimmung der Korrelationslänge L analog zu Novak (Novak and Tanaka 1977)..	45
Abbildung 39:	Korrelationslängen in Abhängigkeit von simulierter Grenzschicht, relative Schwingamplitude und relative Windgeschwindigkeit.	47
Abbildung 40:	Korrelationslängen in Abhängigkeit der relativen Schwingamplitude.	48
Abbildung 41:	Schlankheit-normierte Korrelationslängen.	49
Abbildung 42:	Schlankheit-normierte Korrelationslängen.	49

Abbildung 43:	Windkanalmessungen mit Modell M2 unter verschiedenen Grenzschichtsimulationen	50
Abbildung 44:	Windkanalmessungen mit Modell M2 unter verschiedenen Grenzschichtsimulationen	51
Abbildung 45:	Relative Schwingungsamplituden Y/D in Abhängigkeit von der wachsenden reduzierten Geschwindigkeit u_{red} aus den Windkanalmessungen der aeroelastischen Turmmodelle (Modell M1).....	54
Abbildung 46:	Relative Schwingungsamplituden Y/D in Abhängigkeit von der wachsenden reduzierten Geschwindigkeit u_{red} aus den Windkanalmessungen der aeroelastischen Turmmodelle (Modell M2).....	55
Abbildung 47:	Bezogene Schwingungsamplitude bei wirbelerregten Querschwingungen in Abhängigkeit von der simulierten Grenzschicht bzw. Geländekategorie.....	56
Abbildung 48:	Oberflächenanpassung der bezogenen Schwingungsamplituden bei wirbelerregten Querschwingungen in Abhängigkeit von der simulierten Grenzschicht und der Scruton-Zahl des Tragwerks.	56
Abbildung 49:	Polaren des Profils s4096 aus XFOIL-Berechnungen und aus Windkanalversuchen.	58
Abbildung 50:	Gemessene Dämpfungs-Fußmomente aus Referenz- und aeroelastische Messungen	60
Abbildung 51:	Gemessene aerodynamische Dämpfungsmaß ξ_{AD}	60
Abbildung 52:	Visualisierung der Rotorblatt-Schwingung bei variierender Schwingungsamplitude y	61
Abbildung 53:	Maximale 10-Minutige Schwingamplituden in Fore-Aft Richtung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe.	62
Abbildung 54:	Maximale 10-Minutige Schwingamplituden in SideSide Richtung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe.	62
Abbildung 55:	Visualisierung von maximalen und durchschnittlichen Schwingamplituden in FA- und SS-Richtungen.....	63
Abbildung 56:	Visualisierung von maximale und durchschnittliche Schwingamplituden in FA- und SS-Richtungen (WEA in Stillstand, nur Amplituden über Schellenwert).....	64
Abbildung 57:	Dämpfungswerte der ersten Biegeeigenform des Turms aus der Anwendung der SSICOV-Methode auf Betriebsmessungen mit Beschleunigungsaufnehmern.....	65
Abbildung 58:	Dämpfungswerte der ersten Biegeeigenform des Turms aus der Anwendung der OMA-Analyse auf Betriebsmessungen mit einem Beschleunigungsaufnehmer.	66

Abbildung 59:	Gegenüberstellung der experimentell bestimmten und analytisch berechneten WQS-Amplituden mit dem Resonanzverfahren (EC 1-1-4) und dem im Projekt RealTimeWT-Tower erweiterten Verfahren.	67
Abbildung 60:	Gegenüberstellung der experimentell bestimmten und analytisch berechneten aerodynamischen Dämpfungswerte	68
Abbildung 61:	Berücksichtigten meteorologischen Stationen in der Nähe der Referenzanlage (Standort Neubukow, linkes Bild) und Häufigkeitswindrosen der umgebenden Stationen.	70
Abbildung 62:	Oberflächenrauigkeitskarte basierend auf CORINE Land Cover 2018 (links) und abgeleitete Häufigkeitswindrose am Standort der Referenzanlage („RealTimeWT 1992–2000“, rechts).	71
Abbildung 63:	Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit an der Nabe der Referenzanlage.	72
Abbildung 64:	Schematische Darstellung der Schädigungseinschätzung und Lebensdauerprognose des WEA-Turms anhand von Beschleunigungsaufnehmern	73
Abbildung 65:	Vereinfachung einer Beschleunigungszeitreihe durch Reduktion auf Beiträge der 1. und 2. Eigenform.	73
Abbildung 66:	Vergleich von Spannungen aus Dehnmessstreifen und aus Beschleunigungsaufnehmern.	74
Abbildung 67:	Vergleich der Spannungskollektiven von Beschleunigungsaufnehmer und DMS	75
Abbildung 68:	Kreisförmiges Fundament der Referenz-Windkraftanlage auf dem steifen Schotterboden.	77
Abbildung 69:	Starrkörperfreiheitsgrade eines Fundamentes, Quelle: (V 2018).	79
Abbildung 70:	Bodensteifigkeiten für Translationen in horizontaler und vertikaler Richtung, Kippen und Torsion	79
Abbildung 71:	Variation der statischen Bodensteifigkeit (a) Translationssteifigkeiten und (b) Rotationssteifigkeiten in Abhängigkeit vom Schubmodul.	80
Abbildung 72:	Bohrlochtestpositionen von BS1 und BS2.	81
Abbildung 73:	Prinzip der Bohrlochmessungen mit Wellenerzeugung an der Oberfläche (Prinzipskizze).	82
Abbildung 74:	1D Geschwindigkeits-Tiefenprofile in (a) BS1 und (b) BS2 und (c) bereichsweise Abstufung des dynamischen Schubmoduls	83

Abbildung 75:	Dynamische Steifigkeitskoeffizienten von starren Kreisfundamenten auf homogenem Halbraum für (a) horizontale Richtung (b) Kippen und (c) vertikale Richtung nach (Gazetas 1983)	85
Abbildung 76:	Installation eines triaxialen Geophons auf dem Betonfundament der Windkraftanlage, 09/2022	86
Abbildung 77:	Normierte Eigenfrequenzen in den Hauptrichtungen über eine Messdauer von 7000 Stunden.....	88
Abbildung 78:	Histogramme der normierten dominanten Eigenfrequenzen für die translatorischen (a) 22,5 in x-Richtung, (b) 22,5 in y-Richtung und (c) 38,75 in z-Richtung	89
Abbildung 79:	Histogramme der normierten dominanten Eigenfrequenzen für die rotatorischen (a) Kippschwingung von 0,8125 in x-Richtung, (b) Kippschwingung von 0,8125 in y-Richtung und (c) 26,06 im Torsionsschwingung	90
Abbildung 80:	Windgeschwindigkeitsprofil mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von etwa 7 m/s.....	91
Abbildung 81:	Normierten Frequenzspektren der MBS-Turbine mit einer Impedanzfunktion, Schubmodul von $G_s = 220 \text{ MPa}$	91
Abbildung 82:	(a) Elastisches -Antwortspektrum und (b) räumliche Verteilung der spektralen Antwortbeschleunigung für eine Wiederkehrperiode 475 Jahre auf Fels	93
Abbildung 83:	(a) Elastisches Beschleunigung-Antwortspektrums nach ESHM2020 und (b) reale Erdbebenzeitverläufe, die mit den Zielspektrum übereinstimmen	94
Abbildung 84:	Der Echtzeitfaktor des Modells für 7 m/s (blau) und 9 m/s (rot) Windgeschwindigkeit	97
Abbildung 85:	Schematische Darstellung des Surrogatmodells	98
Abbildung 86:	Anlauf (oben) und Bremsvorgang (unten) des Surrogatmodells.....	102
Abbildung 87:	Schematische Darstellung des Surrogatmodells mit Turmschwinger. Quelle: (Witter et al. 2024a)	103
Abbildung 88:	Schematische Darstellung des Turmschwingers. Quelle: (Witter et al. 2024a).....	104
Abbildung 89:	Feature Importances des Random Forest Regressors für verschiedene Parameter	106
Abbildung 90:	Bestimmung der <i>clat</i> -Kurve auf Basis aktueller Literaturangaben für den verbesserten Ansatz zur Berechnung wirbelerregter Querschwingungen.....	108
Abbildung 91:	Gegenüberstellung des Verfahrens 1 nach Eurocode (Resonanzverfahren) und des verbesserten Ansatzes (Ansatz 3a).....	109

Abbildung 92:	Differenz zwischen gemessenen und berechneten Querschwingungsamplituden Y/D in Abhängigkeit von der Tragwerksschlankheit	109
Abbildung 93:	Zylindermodel D100 (100 mm Durchmesser) für zwangserregte Windkanalmessungen	121
Abbildung 94:	Zylindermodel D050 (50 mm Durchmesser) für zwangserregte Windkanalmessungen	122

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Relative Massenabweichungen der Komponenten.....	8
Tabelle 2:	Relative Abweichung der Eigenfrequenzen der Rotorblätter	8
Tabelle 3:	Zur Validierung ausgewählte Zeiträume.....	9
Tabelle 4:	Validierung der Eigenfrequenzen	11
Tabelle 5:	Berechnete relative wirbelerregte Querschwingamplituden Y/D nach Stand der Technik (Ergebnisse normiert aus Vertraulichkeitsgründen):	27
Tabelle 6:	Geometrische Parameter der Windkanalmodelle für HFFB-Messungen.....	37
Tabelle 7:	Geometrische Parameter der Windkanalmodelle für HFFB-Messungen.....	45
Tabelle 8:	Modelleigenschaften und Messparameter für Windkanalmessungen VIV-AE-TM....	50
Tabelle 9:	Ergebnisse der Windkanalmessungen mit aeroelastischen Turmmodellen	51
Tabelle 10:	Ausgewählte Parameter zur Verifizierung der Profil-Polaren.....	57
Tabelle 11:	Normierte Messparameter der Windkanalmessungen der aerodynamischen Dämpfung	60
Tabelle 12:	Richtungsabhängiger Parameter zur Beschreibung der Windgeschwindigkeits- und Turbulenzprofile bei der Referenzanlage.	71
Tabelle 13:	Informationen über die Messtiefen und Messabstände	82
Tabelle 14:	Geologische Schichten mit Mächtigkeiten, Dichten, Schwerwellengeschwindigkeiten und Schubmodule	82
Tabelle 15:	Vergleich der normierten Frequenzen des MKS-Modell mit den durchschnittlich gemessenen Frequenzen	92
Tabelle 16:	Mindestens benötigter Detailgrad für den digitalen Zwilling.....	96
Tabelle 17:	Variierte Parameter für den Trainingssatz.....	98
Tabelle 18:	Inputs und Outputs für die drei Varianten.....	99
Tabelle 19:	Bewertungskriterien für verschiedene Architekturen der Surrogatumgebung	100
Tabelle 20:	Bewertungskriterien für verschiedene Architekturen der ML-Modelle	100
Tabelle 21:	Auswertung des hybriden Surrogatmodells.....	104

1 Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Im folgenden Kapitel werden die erzielten Ergebnisse der RWTH sowie essenzielle Schritte auf dem Weg zu diesen Ergebnissen vorgestellt. Die Struktur orientiert sich an der Struktur der Arbeitspakete.

1.1 AP 1: Modellierung der Referenzanlage (CWD)

Ein Hauptziel des Vorhabens ist die automatisierte Detektion von Turmschäden mit einem echtzeitfähigen Modell der Referenzanlage. Die Referenzanlage ist die Windenergieanlage, an welcher im Rahmen von AP 2 die Messkampagne durchgeführt wird. In diesem Arbeitspaket wird das Mehrkörpersimulations-Modell (MKS-Modell) der Referenzanlage, das hierfür als Grundlage dienen soll, in der MKS-Umgebung modelliert. Die Eingänge hierfür sind die Anlagendaten des Partners Nordex und die in Kapitel 1.2 beschriebenen Ergebnisse der Messkampagne aus AP 2, auf Basis derer das Modell erstellt und validiert wird. Verwendet wird dieses Modell hauptsächlich in AP 6, bei dem das echtzeitfähige Modell aus dem MKS-Modell abgeleitet wird. Damit die Schadensvorhersage möglich ist, muss das Modell das Verhalten der realen Anlage möglichst genau abbilden. Hierbei ist vor allem das Schwingungsverhalten relevant, welches zum größten Teil durch die Strukturkomponenten definiert wird.

Die Modellierung erfolgt vollständig im MKS-Programm Simpack. Dieses verfügt über eine grafische Oberfläche, numerische Solver, die Möglichkeit der Modellierung von flexiblen Körpern, zahlreiche Kraftelemente für die Modellierung von Maschinenelementen und windenergiespezifische Tools. Für die größeren Strukturkomponenten sind hierbei insbesondere flexible Körper von großer Bedeutung, da deren elastische Verformung maßgeblich für das Schwingungsverhalten der Anlage ist. Die Grundlage hierfür ist die modale Reduktion nach Craig-Bampton (Simpack Documentation). Hierbei wird zuerst ein FEM-Modell erstellt und eine Eigenwertanalyse durchgeführt. Es können einzelne Nodes angegeben werden, an denen zusätzliche lokale Verformungen berechnet werden. Diese können nach dem Import in Simpack als Marker verwendet werden. In Simpack entspricht dann jede Eigenmode und jede lokale Verformungsmode einem Freiheitsgrad des Körpers zusätzlich zu den sechs Starrkörperbewegungen. In der Simulation kann jede Mode ausgelenkt werden, durch Superposition der zugehörigen Eigenformen entsteht der Verformungszustand des Bauteils. Sind ausreichend viele Eigenfrequenzen berücksichtigt, ist dieser eine gute Näherung der Verformung, die das FEM-Modells bei gleicher Belastung hätte, jedoch mit deutlich reduziertem Rechenaufwand. Dies gilt unter Einschränkung von linearem Materialverhalten, da nichtlineare Effekte durch diese Methode nicht berücksichtigt werden können. Zusätzlich zum Import von FEM-Modellen bietet Simpack die Option, Balkenkonstruktionen direkt in der Grafikoberfläche zu definieren, die mit einem integrierten Solver modal reduziert werden. Diese „Simbeam“ genannten Körper verhalten sich in der Simulation identisch zu den aus der FEM importierten Modellen.

1.1.1 AP 1.1: Modellierung von Komponenten und Substrukturen

Das Ziel von AP 1.1 ist es, die einzelnen Komponenten der Referenzanlage zu modellieren. Im Fokus stehen hierbei der Turm, die Rotorblätter, das Hauptlager, das Getriebe, die Nabe, die Hauptwelle und der Maschinenträger. Hierbei sollen für jede Komponente mehrere Detailstufen erstellt werden, da a priori nicht abschätzbar ist, welcher Detailgrad für den gegebenen Anwendungsfall ausreichend ist und wie stark bestimmte Details die Rechenzeit beeinflussen. Jede Detailstufe stellt somit einen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenkosten dar. Bei jeder

Komponente wurde dabei so vorgegangen, dass die zur Modellierung der höchsten Detailstufe benötigten Daten von Nordex angefordert wurden. Da Nordex aus betrieblichen Gründen nicht alle Daten direkt bereitstellen konnte (z.B. in Form von CAD-Modellen), lagen die Daten in verschiedenen Formaten und teilweise ungenau vor.

1.1.1.1 Modellierung des Turms

Der Turm der Referenzanlage ist als Stahlrohrturm ausgeführt und ca. 122 m hoch. Die Daten für den Turm wurden in Form einer technischen Zeichnung übermittelt. Diese beinhaltet detaillierte Informationen über die höhenabhängigen Blechdicken und -durchmesser und die Flanschgeometrien. Der Turm besteht aus sechs Segmenten, die mit Ringflanschen miteinander verschraubt sind.

Der Turm wurde zuerst in zwei Detailgraden modelliert: als Simbeam Körper und als modal reduziertes FEM-Modell. Beim Simbeam Modell wurde für jedes Blech ein Balkenelement erstellt. Das Modell wurde von einem Skript generiert, um die Modellerstellung zu beschleunigen und Fehler beim Übertragen der Daten zu vermeiden. Auf die Dichte des Stahls wurden pauschal 10 % aufgeschlagen, um die Trägheit des Innenbaus (Leiter, Plattformen, Aufzug, etc.) zu berücksichtigen. Das Simbeam-Turmmodell ist in Abbildung 1 a) abgebildet.

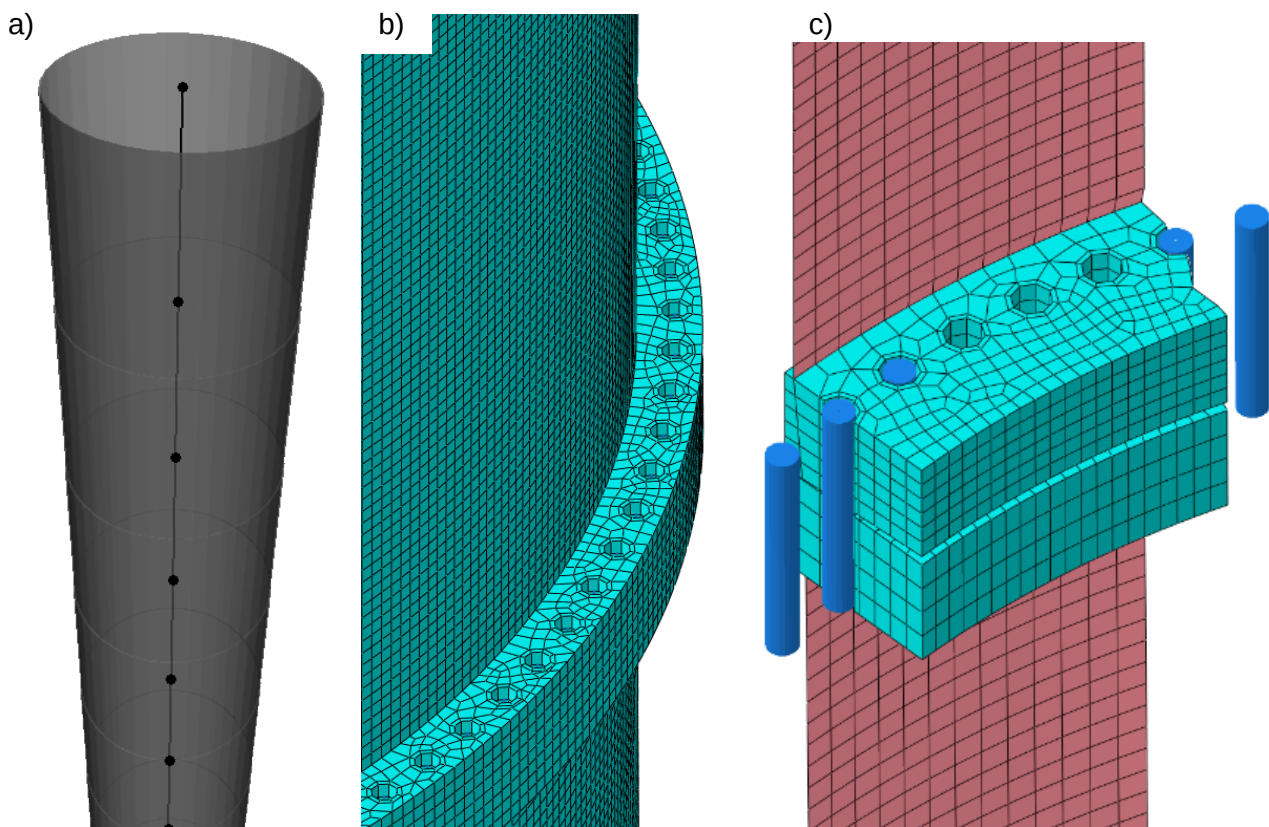


Abbildung 1: a) Der Turm als Simbeam-Körper, b) der Turm als FEM-Modell, c) der Flansch vom FEM-Turmmodell mit Schaden in der Detailansicht

Das FEM-Modell wurde in Abaqus ebenfalls mit einem Skript generiert. Das Modell besteht aus 2D-Schalenelementen für die Stahlbleche und 3D-Hexaederelementen für die Flansche. Für jede Schraubenverbindung ist in der Geometrie eine Bohrung vorhanden. Die Schrauben selbst werden als Balken modelliert, dessen Enden über Randbedingungen mit der Fläche um die Bohrungen herum verbunden sind. Die Muttern und Schraubenköpfe werden nicht ausmodelliert, da diese die

Elementanzahl unnötig erhöhen würden, ohne dass ein signifikanter Einfluss auf die Ergebnisse zu erwarten wäre. Zwischen je zwei Flanschen wird eine Kontaktberechnung durchgeführt. Auch wenn der Kontakt im Normalfall geschlossen ist, kann sich dieser unter extremen Lasten oder bei vorliegenden Schäden öffnen.

In Vorüberlegungen wurden rotationssymmetrische Flanschklaffungen und defekte Schraubenverbindungen als relevante Schadenstypen identifiziert, wie in Kapitel 1.1.4 genauer erörtert wird. Das FEM-Turmmodell kann mit diesen Schäden generiert werden, indem entsprechende Eingabeparameter im Skript gesetzt werden. Für die rotationssymmetrischen Flanschklaffungen werden die Flansche durch Materialaussparung konisch ausgeführt. Durch die Schraubenkräfte kann diese Lücke ggf. wieder geschlossen werden. Hierbei sind sowohl flanschseitige als auch rohrseitige Flanschklaffungen möglich. Für die defekten Schraubenverbindungen kann eine einstellbare Anzahl von Schrauben aus dem Modell entfernt werden, was einem kompletten Bruch der Schrauben entspricht. Des Weiteren kann die Vorspannkraft der Schrauben reduziert werden, was einem langsamen Loslösen der Schrauben entspricht. In Abbildung 1 c) ist das FEM-Modell mit flanschseitiger symmetrischer Flanschklaffung und drei defekten Bolzen (Schrauben) abgebildet.

Das FEM-Modell des gesamten Turms wurde modal reduziert und in Simpack als linear flexibler Körper importiert. In den Untersuchungen zu AP 1.4 hat sich gezeigt, dass diese Modellierung nicht ausreichend ist, um die feinen Unterschiede zwischen verschiedenen Schadensausmaßen darzustellen. Daher wird ein dritter Modelltyp, ein nichtlineares Turmmodell, aus dem FEM-Modell synthetisiert. Die genaue Dokumentation dazu wird in Kapitel 1.1.4 gegeben.

Teil der Komponente Turm ist außerdem das Fundament. Dieses ist für alle Varianten als Starrkörper modelliert, dessen Masse und Trägheitsmomente aus technischen Zeichnungen berechnet wurden. Dieses ist über eine Feder-Dämpfer-Matrix an das inertielle Koordinatensystem gekoppelt und starr mit dem Turmfuß verbunden. Die Berechnung der Steifigkeits- und Dämpfungsbeiwerte ist vom LBB auf Grundlage der Bodenmessungen durchgeführt worden und in Kapitel 1.5 dokumentiert.

1.1.1.2 Modellierung der Rotorblätter

Neben dem Turm haben auch die Rotorblätter aufgrund ihrer Flexibilität einen großen Einfluss auf das Schwingungsverhalten der Anlage. Nordex hat die zur detaillierten Modellierung notwendigen Daten für mehrere über die Länge des Blattes verteilte Querschnitte bereitgestellt. Dazu gehören:

- Längenspezifische Masse und Massenträgheitsmomente
- Fläche und Flächenträgheitsmomente
- Schwerpunkte
- Schermittelpunkte
- Prebend, Sweep, relative Dicke und Twist

Aus diesen Daten ist ein mechanisches Modell der Rotorblätter ableitbar. Hierzu wurden die Daten mit einem Skript importiert, an 100 gleichmäßig über die Länge des Rotorblattes verteilten Nodes interpoliert und daraus ein Simbeam-Körper erstellt. Da die Anzahl der Nodes keinen Einfluss auf die Simulationszeit hat und eine starre Modellierung das Verhalten der Anlage für die geplanten Schadensuntersuchungen nicht hinreichend genau abbilden kann, wurde keine weitere Detailstufe für die Rotorblätter erstellt. Durch die Wahl der maximal berücksichtigten Eigenfrequenz lässt sich

die Genauigkeit und Rechenzeit allerdings kontinuierlich einstellen. Das Rotorblattmodell ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Implementierung der Aerodynamik ist Teil von AP 1.2 und wird in Kapitel 1.1.2 beschrieben.



Abbildung 2: Darstellung des Rotorblatts in Simpack

1.1.1.3 Modellierung der sonstigen Strukturkomponenten

Neben dem Turm und den Rotorblättern gehören außerdem der Maschinenträger, die Nabe und die Hauptwelle zu den Strukturkomponenten, deren elastische Verformung einen Einfluss auf das Schwingungsverhalten hat und daher berücksichtigt werden muss. Von Nordex wurden detaillierte technische Zeichnungen zu diesen Komponenten zur Verfügung gestellt. Nach dieser Vorlage wurden die Komponenten in CAD nachgebaut. Dabei wurde eine hohe Übereinstimmung zwischen dem erstellten Modell und der bereitgestellten Zeichnung erreicht, wie in Abbildung 3 qualitativ dargestellt ist. Anschließend wurde die Geometrie in Abaqus importiert und modal reduziert. Da der Einfluss auf das Schwingungsverhalten für diese Komponenten geringer ist als für den Turm und Rotor, wurden starre Körper als Detailgrad gewählt. Diese Modelle wurden von den Flexiblen abgeleitet, indem deren Massen und Massenträgheiten auf die starren Körper übertragen wurden.

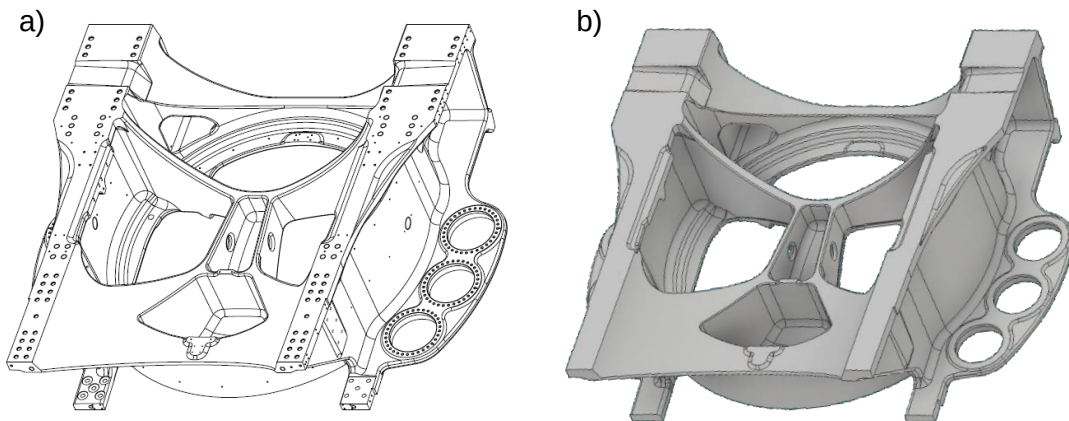


Abbildung 3: a) Die Zeichnung des Maschinenträgers, b) Das CAD-Modell des Maschinenträgers

1.1.1.4 Modellierung des Hauptlagers

Als weitere relevante Komponente für das Schwingungsverhalten der Anlage muss das Hauptlager modelliert werden. Dieses ist als Dreipunktlagerung umgesetzt. Als Lagertyp wird hierbei ein Pendelrollenlager verwendet, da dieses ein Verkippen der Hauptwelle zulässt, wodurch die Kippmomente durch das Getriebe abgeleitet werden können. In MKS wird das Hauptlager in drei verschiedenen Detailgraden implementiert. In der einfachsten Version werden alle Freiheitsgrade der Welle außer den rotatorischen gesperrt. In den anderen beiden Varianten werden alle Freiheitsgrade beibehalten und die Welle mit Kraftelementen festgehalten. Für das zweite Modell wird das in Simpack integrierte Kraftelement für Wälzlager verwendet. Dieses berechnet die Wälzlagerkräfte anhand der theoretischen Kontaktkräfte nach der Hertzschen Pressung. Somit können die Nichtlinearität des Kraftverlaufes sowie der Kreuzeinfluss zwischen axialer und radialer Auslenkung abgebildet werden.

Die dritte Hauptlagervariante ist im Rahmen einer Bachelorarbeit entstanden und basiert auf einem FEM-Modell. Die Vorgehensweise der Modellierung ist in Abbildung 4 gezeigt. Hierfür wurden zwei FEM-Modelle erstellt, welche die Geometrie des Lagers genau abbilden. Das Segmentmodell enthält ein Segment („Kuchenstück“) vom inneren und äußeren Lagerring und einen Wälzkörper. Die beiden Lagerringe werden aufeinander zubewegt und die daraus resultierende Kraft über den Weg ausgelesen. Dieser Kraftverlauf wurde als Federkennlinie in das Gesamtmodell des Hauptlagers eingefügt und die Wälzkörper damit ersetzt. Im Gegensatz zum Gesamtmodell mit Wälzkörpern werden die benötigten Rechenressourcen stark reduziert. Der Vergleich zwischen beiden Modellen hat gezeigt, dass die Reduzierung nicht mit einem Verlust an Genauigkeit einhergeht (siehe Abbildung 4, Vergleich der Kennlinien). Schließlich wurde das reduzierte Modell in axialer und radialer Richtung ausgelenkt und die daraus resultierenden Kraftverläufe in Simpack als nichtlineare Federelemente eingefügt.

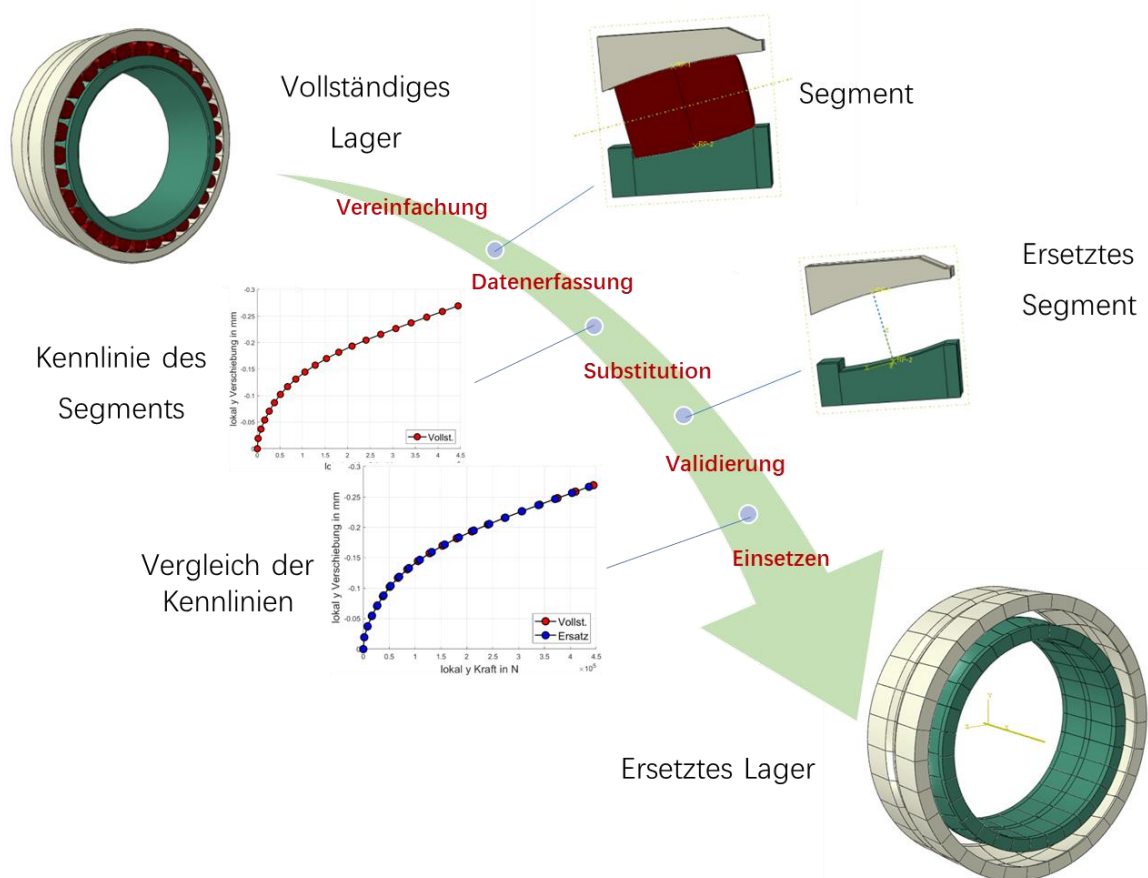


Abbildung 4: Schematische Vorgehensweise bei der Modellierung des Hauptlagers

1.1.1.5 Modellierung des Getriebes

Das Getriebe besteht aus zwei Planetenstufen und einer Stirnradstufe und weist eine Gesamtübersetzung von ca. 1:108 auf. Hierfür konnten von Nordex keine genauen Abmessungen und Bezeichnungen, dafür aber ungefähre Zeichnungen des Getriebes geteilt werden. Diese waren detailliert genug, um die Geometrien der Zahnräder und Lager abschätzen zu können. Darauf aufbauend wurden drei verschiedene Modellvarianten für das Getriebe erstellt. Die einfachste Variante besteht nur aus der Eingangs- und Ausgangswelle, die sich um eine Achse drehen können und deren Drehzahlverhältnis durch eine Randbedingung auf die Getriebeübersetzung festgesetzt wird. Bei der komplexesten Variante werden alle Zahn- und Lagerkräfte ausmodelliert. Für die

Zahnkräfte wird das in Simpack nativ unterstützte Kraftelement verwendet, welches die Zahnkräfte anhand von DIN 3990 berechnet. Die Lager wurden analog zum Hauptlager (siehe Kapitel 1.1.1.4) modelliert. Anders als beim Hauptlager wurde hier jedoch mit einer vereinfachten Lagergeometrie gearbeitet.

Als Kompromiss zwischen dem einfachen und dem komplexesten Modell wurde aus dem komplexesten Modell ein Zweimassenschwinger abgeleitet. Bei diesem werden die Massenträgheiten des Getriebes auf die Ein- und Ausgangswelle reduziert. Zwischen diesen beiden Wellen existiert neben der Randbedingung, die die Getriebeübersetzung festlegt, eine Torsionsfeder, die die Verspannungssteifigkeit des Getriebes abbildet. Die Rechenkosten gegenüber dem komplexen Getriebemodell werden somit stark reduziert, während zumindest das Schwingungsverhalten in Torsionsrichtung in vereinfachter Form beibehalten wird.

1.1.1.6 Sonstige Komponenten

In diesem Kapitel werden die Komponenten beschrieben, deren Modellierung nur in einem einfachen Detailgrad erfolgt. Der Grund für die einfache Modellierung ist hierbei, dass deren Einfluss auf das Anlagenverhalten gering ist oder eine komplexere Modellierung im Hinblick auf die Rechenzeit nicht sinnvoll ist. Hierzu gehört der Generator, der als starre rotierende Welle in einem Gehäuse mit einer geschätzten Masse modelliert ist. Am Maschinenträger ist eine Kopfmassse befestigt, die die Massen aller Komponenten in der Gondel, die nicht bereits als eigene Komponenten modelliert wurden, repräsentiert. Diese beinhalten beispielsweise die Leistungselektronik oder das Gondelgehäuse und wurde geschätzt. Die Blattlager und das Azimutlager wurden anhand vorhandener Zeichnungen dimensioniert und als das in Simpack integrierte Kraftelement für Wälzlager implementiert. Die Bodensteifigkeiten wurden als Feder-Dämpfer-Matrizen zwischen dem Bodenmarker und dem Fundament umgesetzt. Die Berechnung dieser Matrizen wurde vom LBB als Teil des AP 5 auf Grundlage der Bodenmessungen an der Referenzanlage durchgeführt. Möglich ist außerdem die Einwirkung eines Erdbebens. Hierfür wird dem Bodenmarker eine zeitabhängige Bewegung aufgeprägt. Die dafür benötigten Positions- Geschwindigkeits- und Beschleunigungszeitreihen in drei Richtungen können aus den Messdaten oder Datenbanken für Erdbebenereignissen entnommen werden.

1.1.2 AP 1.2: Modellierung der Referenzanlage

Ziel von AP 1.2 ist die vorab modellierten Komponenten zu einem funktionierenden Gesamtanlagenmodell zusammenzufügen. Dies beinhaltet unter anderem die Implementierung eines Controllers und der Aerodynamikberechnung.

Für jede Komponente werden Marker definiert, über welche diese mit anderen Komponenten verbunden werden können. In Abbildung 5 ist die Struktur des Gesamtanlagenmodells mit den Bezeichnungen der Schnittstellen schematisch dargestellt. Verschiedene Detailmodelle der gleichen Komponente (vgl. Kapitel 1.1.1) verwenden dabei dieselbe Bezeichnung für die Schnittstellen. Hierbei wird das Sender-Receiver-System von Simpack verwendet, welches automatisch nach den richtigen Markern sucht und diese miteinander verknüpft. Dies ermöglicht eine schnelle Anpassung des Detailgrades durch Austausch der Komponentenmodelle.

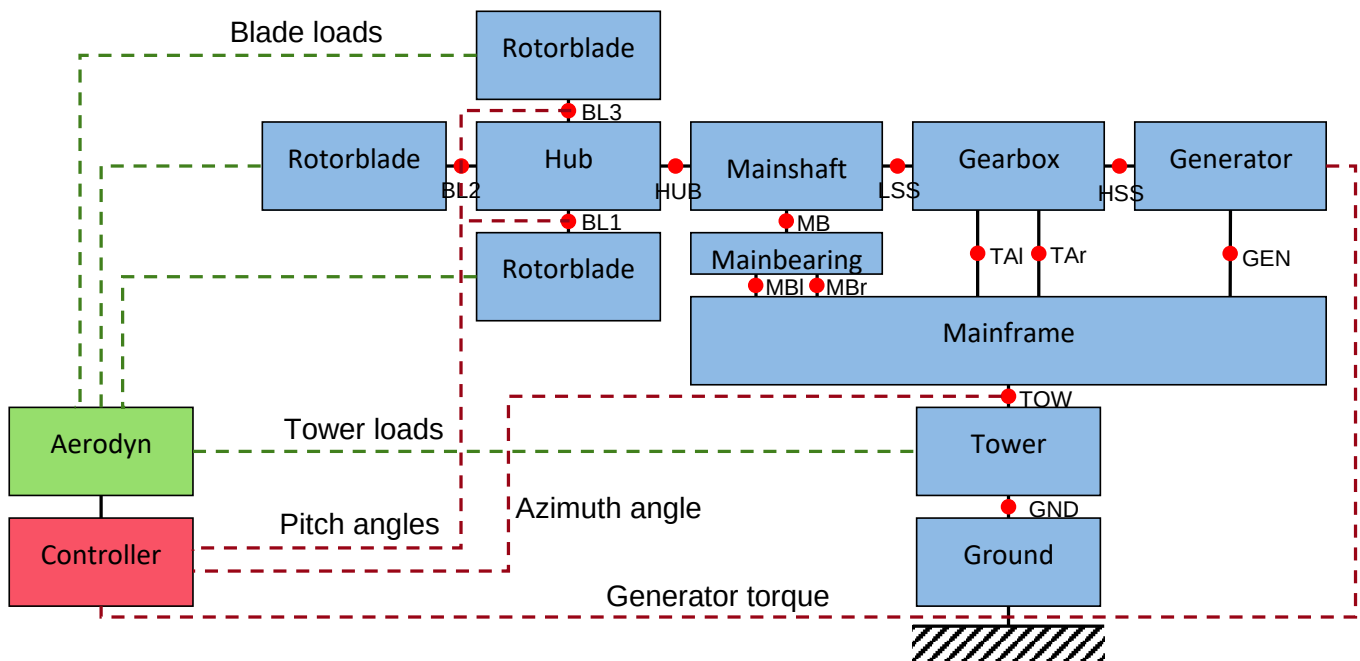


Abbildung 5: Schematischer Überblick der Struktur des Gesamtanlagenmodells

Teil dieses AP ist außerdem die Implementierung eines Controllers und der aerodynamischen Lastenrechnung. Der Controller wurde in Zusammenarbeit mit Nordex erstellt und bildet das Verhalten der Anlage im Feld sehr genau ab. In Simpack wurde dieser in Form einer Windows-Programmbibliothek, die die DISCON-Schnittstelle im Format von Bladed (DNV) unterstützt, eingebunden. Als Eingangsgrößen nimmt dieser die Rotorgeschwindigkeit, den Yaw-Fehler und die Blattwurzelbiegemomente und berechnet daraus die Blattstellwinkel, das Generatormoment und die Yaw-Geschwindigkeit.

Die Berechnung der aerodynamischen Lasten auf den Rotor und den Turm wurde durch Aerodyn V15 umgesetzt. Aerodyn wird von NREL als Teil von OpenFAST entwickelt und frei zur Verfügung gestellt. Simpack unterstützt dieses nativ als Kraftelement. Aerodyn basiert auf der Blattelementtheorie (BEM), bei welcher die komplexe Interaktion des Fluids mit der Geometrie der Rotorblätter auf Polare reduziert wird. Benötigt werden für die Modellierung also die Auftriebs-, Widerstands- und Momentenbeiwerte in Abhängigkeit des Anströmwinkels für alle Querschnitte, in denen die Lasten berechnet werden sollen. Diese wurden von Nordex für einige Querschnitte bereitgestellt. Im Rotorblattmodell wurden gleichmäßig über die Blattlänge zusätzliche Nodes erstellt, an denen die Kräfte eingeleitet werden. Für jede Node wurden die Polare mit einem Skript linear interpoliert. Für die Generierung von turbulenten Windfeldern wurde TurbSim verwendet. Bei den Eingangsparametern wurde sich anhand von DLC 1.1 (Produktionsbetrieb) nach DIN IEC 61400-1 orientiert und das normale Turbulenzmodell (NTM) verwendet. Die Referenzanlage befindet sich auf einem Feld in sehr flacher Umgebung. Als Turbulenzklasse wurde daher „C“ (niedrige Turbulenz) angenommen. Die Windgeschwindigkeit wird je nach Simulationszweck variiert.

1.1.3 AP 1.3: Modellvalidierung

Das MKS-Modell soll die Grundlage des digitalen Zwillings bilden. Damit dies möglich ist, muss das Verhalten des Modells sehr genau mit dem der realen Anlage übereinstimmen. Das Ziel von AP 1.3 ist daher, das MKS-Modell zu validieren. Dazu werden die einzelnen Komponenten zunächst mit Kennwerten von Nordex verglichen. Anschließend erfolgt die Validierung des Gesamtsystems anhand der in AP 2 erhobenen Messdaten. Aus den DMS- und Beschleunigungsdaten lassen sich

die Eigenmoden bestimmen und vergleichen und aus den SCADA-Daten lässt sich das allgemeine Betriebsverhalten vergleichen.

Für den Maschinenträger, die Hauptwelle, die Nabe und das Blatt werden zuerst die Massen validiert. In Tabelle 1 sind die relativen Abweichungen der Masse der in AP 1.1 modellierten Komponenten zu den von Nordex vorgegebenen Massenangaben gegeben. Nicht aufgelistet ist hier der Turm, da dessen Masse durch die Berücksichtigung des Innenlebens in der Materialdichte den Vorgaben bereits exakt entspricht. Der Maschinenträger weist mit einer Abweichung von 12 % den mit Abstand größten Fehler auf. Daher wurde das Modell erneut angepasst, indem die Dichte des Stahls soweit verringert wurde, dass die Massenabweichung vollständig verschwunden war. Die Massen der Hauptwelle und der Nabe wurden mit einer Abweichung von unter einem Prozent bereits sehr gut getroffen, weshalb im Hinblick auf die Masse keine weitere Anpassung vorgenommen wurde. Die Massenabweichung der Rotorblätter ist mit 3,4 % noch im Rahmen.

Tabelle 1: Relative Massenabweichungen der Komponenten

Komponente	Relative Abweichung
Maschinenträger	+12 %
Hauptwelle	-0,79 %
Nabe	-0,78 %
Rotorblatt	+3,4 %

Wichtiger als die Masse sind für die Rotorblätter die Eigenfrequenzen, deren relative Abweichungen in Tabelle 2 aufgelistet sind. Alle Eigenfrequenzen werden vom Rotorblattmodell sehr gut getroffen. Der größte Fehler liegt in der vierten Eigenfrequenz, die im Modell um 0,47 % unter der Vorgabe liegt. In Hinblick auf diese sehr hohe Übereinstimmungen wird auf eine Massenskalierung wie beim Maschinenträger verzichtet, da diese eine Verschlechterung der Eigenfrequenzen zur Folge hätte.

Tabelle 2: Relative Abweichung der Eigenfrequenzen der Rotorblätter

Eigenfrequenz	Relative Abweichung
1.	-0,38 %
2.	-0,23 %
3.	-0,24 %
4.	-0,47 %

Die Eigenfrequenzen und -formen des Maschinenträgers, der Hauptwelle und der Nabe sind schwieriger zu vergleichen, da diese im Vergleich zum balkenförmigen Rotorblatt komplexere Schwingungsformen aufweisen. Daher wurde ein Katalog erstellt, der nicht nur die Eigenfrequenzen, sondern auch Bilder und Beschreibungen von allen Eigenformen für diese Komponenten enthält. Dieser Katalog wurde an Nordex zum qualitativen Vergleich übergeben. Nordex zufolge stimmen die Eigenmoden aus dem Katalog sehr genau mit den Eigenmoden der eigenen Modelle überein. Damit wurden auch diese Komponenten validiert.

Als nächstes wird das Gesamtanlagenmodell mit den Messdaten validiert. Da zum Zeitpunkt der Validierung aufgrund der mangelhaften Internetverbindung der Anlage im Feld nur in begrenztem Maße Daten heruntergeladen werden konnten, wurden im ersten Schritt selektiv Zeiträume herausgesucht, die ein breites Spektrum von Betriebszuständen abbilden und gut in der Simulation nachzubilden sind. Umgesetzt wurde dies mit einem Python-Skript, welches die SCADA-Daten in

10-Minuten-Zeiträume unterteilt und nach zu den Betriebspunkten passenden Kriterien bewertet. Bei den Betriebspunkten wurde sich an den Design Load Cases (DLC) der DIN IEC 61400-1 orientiert. Untersucht werden hierbei DLC 1 (Produktionsbetrieb), DLC 3 (Anlauf), DLC 4 (normale Abschaltung) und DLC 6 (Parken). Für alle DLCs wurde für jede Zielwindgeschwindigkeiten die Zeitreihe rausgesucht, bei der die Abweichung zu dieser Windgeschwindigkeit minimiert wird. Bei DLC 3 wurde die zusätzliche Bedingung implementiert, dass die Generatorgeschwindigkeit innerhalb von drei Minuten von einem unteren Schwellwert auf einen oberen Schwellwert steigen muss. Ob die Anlage regulär bremst, kann für DLC 4 direkt aus den SCADA-Daten ausgelesen werden. Es wurden zusätzliche Suchkriterien für DLC 1.4 (Extremböen) und DLC 5 (Notabschaltung) definiert, jedoch keine passenden Ereignisse während der laufenden Messkampagne gefunden. Aus den gefundenen Zeiträumen wurden zwölf ausgewählt, die den Parameterraum großflächig abdecken. Diese sind in Tabelle 3 aufgelistet. Jeder Zeitraum wurde in der Simulation reproduziert. Die Turbulenz der Windfelder wurde dabei aus der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit berechnet.

Tabelle 3: Zur Validierung ausgewählte Zeiträume

Name	Startzeit (UTC)	V _{Wind}	Betriebsart	Design Load Case
1-3	2023-11-18 09:06:00	3 m/s	Normal	DLC 1
1-7	2023-09-15 18:11:00	7 m/s	Normal	DLC 1
1-11	2023-09-27 22:37:00	11 m/s	Leistungsreduziert	DLC 1
1-15	2023-10-14 00:42:00	15 m/s	Leistungsreduziert	DLC 1
6-2	2023-09-14 03:15:00	2 m/s	Leistungsreduziert	DLC 6.4
6-5	2023-08-28 22:24:00	5 m/s	Leistungsreduziert	DLC 6.4
3-5	2023-10-26 00:50:23	5 m/s	Leistungsreduziert	DLC 3.1
3-7	2023-09-30 18:46:56	7 m/s	Normal	DLC 3.1
3-11	2023-11-16 16:34:11	11 m/s	Normal	DLC 3.1
4-3	2023-09-04 08:00:41	3 m/s	Normal	DLC 4.1
4-7	2023-09-30 19:10:42	7 m/s	Normal	DLC 4.1
4-11	2023-09-25 05:26:25	11 m/s	Normal	DLC 4.1

Für die Starts und Stopps werden die Verläufe der Generatorgeschwindigkeiten qualitativ miteinander verglichen. Diese werden in Abbildung 6 abgebildet. Sowohl für den Anfahr- als auch für den Bremsvorgang stimmen die Verläufe sehr gut überein. Nach dem Anfahren ist im oberen Diagramm außerdem noch das Verhalten im Produktionsbetrieb zu sehen. Auch hier stimmen die Verläufe grundsätzlich überein. Die Turbulenz führt allerdings in beiden Fällen zu Schwankungen in der Windgeschwindigkeit. Weil die Windgeschwindigkeit von TurbSim stochastisch modelliert ist, stimmen die Abweichungen vom Mittelwert nicht mit den SCADA-Daten überein, weshalb auch die Schwankungen der Generatorgeschwindigkeit anders aussehen.

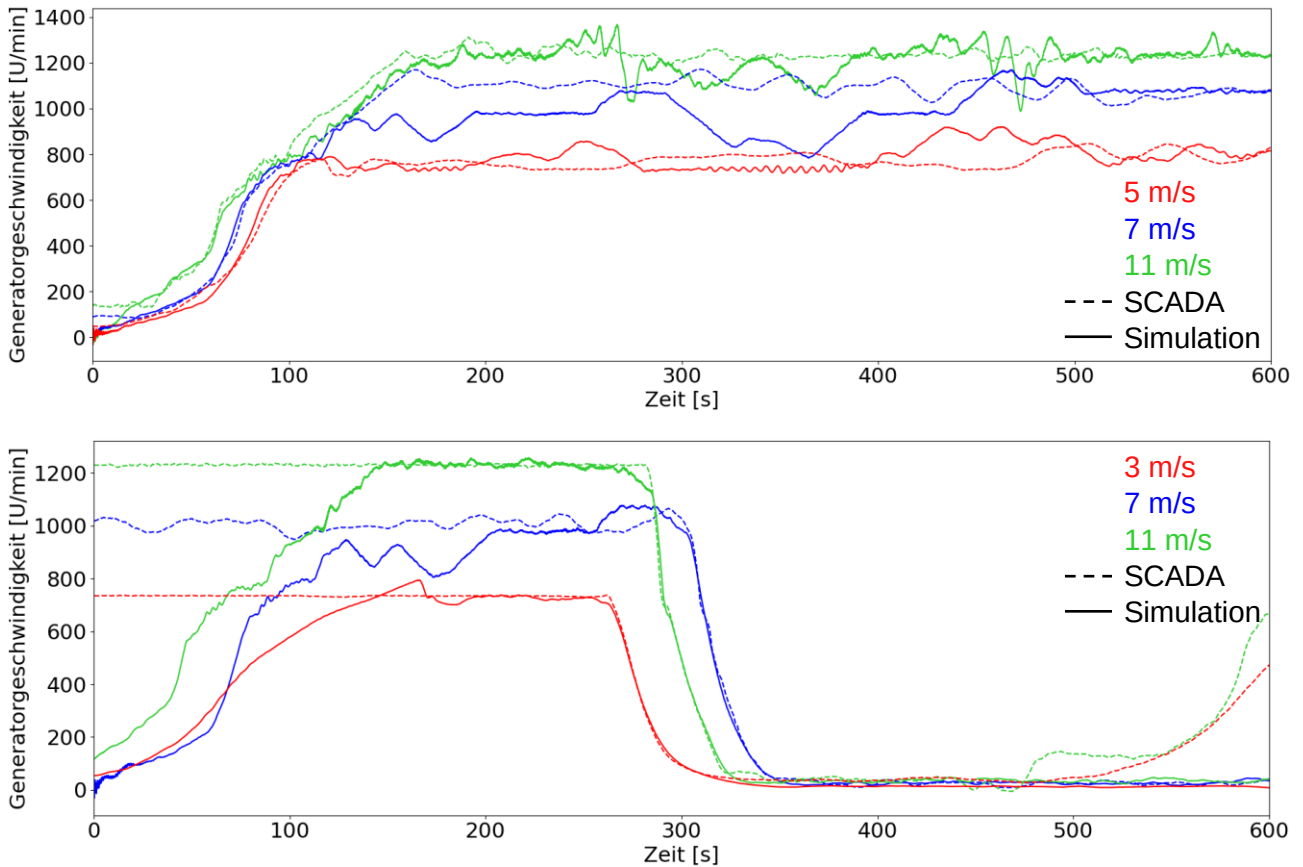


Abbildung 6: Verlauf der Generatorgeschwindigkeit für die reale Anlage und das MKS-Modell beim Anlauf (oben) und beim normalen Abschalten (unten)

Bei den Zeitreihen für den Produktionsbetrieb und Parken wird das Schwingungsverhalten verglichen. Hierfür werden in den Messdaten und in der Simulation die Eigenfrequenzen und -formen mit der Operational Modal Analysis (OMA) ermittelt und miteinander verglichen. Hierbei wurden die Beschleunigungen und Dehnungen in Windrichtung transformiert, hochfrequentes Rauschen mit einem Tiefpassfilter entfernt. Die Berechnungen wurden mit PyOMA2 (Pasca et al. 2024) durchgeführt. Die Eigenfrequenzen als skalare Größen können direkt miteinander verglichen werden. Für die Eigenformen wird das Modal Assurance Criterion (MAC) eingeführt. Dieses berechnet sich zu:

$$MAC = \frac{|\langle \varphi_1, \bar{\varphi}_2 \rangle|^2}{\langle \varphi_1, \bar{\varphi}_1 \rangle \cdot \langle \varphi_2, \bar{\varphi}_2 \rangle}$$

Hierbei sind φ_1 und φ_2 die zu vergleichenden komplexen Eigenvektoren und $\langle \cdot, \cdot \rangle$ das Skalarprodukt. Der Wert des MAC bewegt sich zwischen null und eins. Hierbei beschreibt der schlechteste Wert null zwei orthogonale Moden und der beste Wert eins zwei exakt identische Moden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 gegeben. Die Ermittlung der Eigenmoden erwies sich insgesamt als schwierig. Zwar wurden meistens passende Moden gefunden, die Eigenfrequenzen unterliegen dabei jedoch starken Schwankungen. Durch verschiedene Betriebszustände werden zwar leicht andere Eigenfrequenzen erwartet, die Streuung in den gemessenen Eigenfrequenzen wird vermutlich jedoch durch andere Effekte verursacht. Die Anlage wird durch die aerodynamischen Kräfte zum Schwingen angeregt. Der Wind ist allerdings turbulent, weshalb diese Anregungskräfte ein breites Frequenzspektrum abbilden. Die Anlage schwingt folglich ebenfalls nicht kontinuierlich mit einer fixen Frequenz und Amplitude. Bei der Ermittlung der Eigenfrequenzen mit der OMA kann dies zu Unsicherheiten führen.

Besonders problematisch waren die Ermittlung der Eigenmoden für die Zeitreihen 1-15 und 6-2, bei denen die gefundenen Eigenfrequenzen weit auseinanderlagen. Bei 1-15 könnte dies mit den hohen Turbulenzen und damit großen stochastischen Abweichungen in der Anregung erklärt werden. Bei 6-2 scheint die Anlage dagegen nicht stark genug zum Schwingen angeregt zu werden, wodurch die erste Eigenfrequenz nur ungenau und die zweite Eigenfrequenz gar nicht gefunden wird. Für die anderen Zeitreihen wird die erste Eigenfrequenz gut getroffen. Das MAC zeigt für alle Zeitreihen eine sehr gute Übereinstimmung. Die zweite Eigenfrequenz wird im Allgemeinen deutlich weniger stark angeregt, weshalb deren Ermittlung einer noch größeren Unsicherheit unterlag.

Tabelle 4: Validierung der Eigenfrequenzen

Name	1. Eigenfrequenz		2. Eigenfrequenz	
	Abweichung	MAC	Abweichung	MAC
1-3	-2,7 %	0,9997	+18,5 %	0,6813
1-7	+1,8 %	0,9670	-1,0 %	0,9301
1-11	-2,9 %	0,9863	+1,4 %	0,9530
1-15	+13,1 %	0,9998	+22,8 %	0,8126
6-2	+14,4 %	0,9496	Nicht gefunden	
6-5	0,8 %	0,9706	+17,4 %	0,1555

Insgesamt entspricht das Schwingungsverhalten des MKS-Modells dem der realen Anlage im Rahmen der Ermittlungsgenauigkeit der OMA. Die OMA basiert auf der Annahme eines linearen Systems, welches durch weißes Rauschen zum Schwingen angeregt wird. In der Realität sind WEA allerdings nichtlineare Systeme. Die Anregung setzt sich zusammen aus den aerodynamischen Lasten durch den turbulenten Wind, welche als pinkes Rauschen modelliert werden können und den periodischen P-Anregungsfrequenzen, welche aus der Rotation des Rotors folgen. Die Annahmen der OMA werden deshalb verletzt, weshalb die Frequenzmessung einer Unsicherheit unterliegt. Zusätzliche Ursachen für die Messungenauigkeit sind die verhältnismäßig niedrige Zyklenzahl im Zeitintervall (Größenordnung 100 Schwingungen pro Zeitintervall), eine Veränderung des Systemverhaltens durch Stellvorgänge und je nach Betriebspunkt generell niedrige Schwingungsamplituden. Um das Schwingungsverhalten noch genauer einschätzen zu können, wurde die erste Eigenfrequenz mit der Eigenwertanalyse von Simpack bestimmt und mit den von Nordex vorgegebenen Wert verglichen. Hier zeigte sich eine Abweichung von unter einem Prozent. Da die in Kapitel 1.1.1.6 beschriebene Kopfmasse nur ein geschätzter Wert ist, wurde diese nochmals angepasst, womit der verbleibende Fehler eliminiert werden konnte.

1.1.4 AP 1.4: Numerische Untersuchungen

Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, den Einfluss des Anlagenzustands auf das Schwingungsverhalten zu charakterisieren. Im Fokus stand hier insbesondere der Einfluss von Turmschäden, da diese in AP 6 detektiert werden sollen. Für diese wird zuerst eine Vorauswahl getroffen. Als Turmschäden kommen infrage:

- Beulen
- Mangelhafte Schweißnähte
- Fundamentschäden

- Lose und defekte Schraubenverbindungen
- Flanschklaffungen

Es wurde sich auf Schadensarten beschränkt, die das Schwingungsverhalten beeinflussen. Der Einfluss von allen Schäden auf das Schwingungsverhalten ist allerdings voraussichtlich gering. Im Modell kann mit guter Genauigkeit gezeigt werden, wie stark ein Schaden die Eigenfrequenz der Anlage verändert. Die absolute Eigenfrequenz unterliegt allerdings sehr stark der Modellierungsunsicherheit und ist damit schwieriger zu bestimmen. Es werden daher nur Schäden betrachtet, bei denen die Frequenzänderung zum unbeschädigten Zustand bestimmt werden kann. Dies ist der Fall, wenn der Schaden im Betrieb der Anlage auftreten kann. Beulen fallen damit raus, da diese üblicherweise bei der Errichtung entstehen, wenn die Turmsegmente beim Transport mit dem Kran durch Kollisionen beschädigt werden. Das gleiche gilt für mangelhafte Schweißnähte. Zwar können auch nach Errichtung der Anlage unter entsprechenden Bedingungen Schäden am Fundament entstehen, da das Fundament sich allerdings kaum bewegt und abbröckelnde Massen im Vergleich zur Fundamentmasse gering sind, ist der Einfluss dieser Schäden auf das Schwingungsverhalten jedoch vernachlässigbar klein. Schrauben zur Verbindung der Turmsegmente können sich im Betrieb lösen oder in Extremfällen sogar brechen. Wenn der Schaden groß genug ist, dass sich der Flansch unter Last öffnet, reduziert dies die Steifigkeit des Turms und wird damit auch in der Eigenfrequenz sichtbar. Ähnlich sieht es bei Flanschklaffungen aus. Diese entstehen zwar durch Fehler im Herstellungsprozess, können aber im Betrieb je nach Betriebspunkt und Vorspannkraft der Schrauben ebenfalls dazu führen, dass sich der Flansch öffnet. Aufgrund dieser Vorüberlegungen liegt der Fokus in diesem AP auf Schäden an Schraubverbindungen und Flanschklaffungen, andere Schadensarten werden nicht weiter berücksichtigt.

In einem ersten Versuch wurden in dem in Kapitel 1.1.1.1 beschriebenen FEM-Modell sukzessive Schrauben entfernt und die daraus resultierende Änderung in der Eigenfrequenz ermittelt. Die Ergebnisse für alle L-Flansche sind in Abbildung 7 dargestellt. Flansch 2 ist der unterste L-Flansch und Flansch 5 der oberste. Dabei ist auf der x-Achse der prozentuale Anteil der entfernten Schrauben aufgetragen. Auffällig ist, dass die Veränderung insbesondere für kleine Schadensausmaße sehr gering ausfällt. Bis 5 % ist kein Unterschied feststellbar und selbst bei 10 % liegt der Unterschied bei unter 0,3 %. Diese Erkenntnis ist insbesondere kritisch, da diese Schäden bereits sehr groß sind und im Sinne einer prädiktiven Wartungsstrategie nicht mehr zulässig sind.

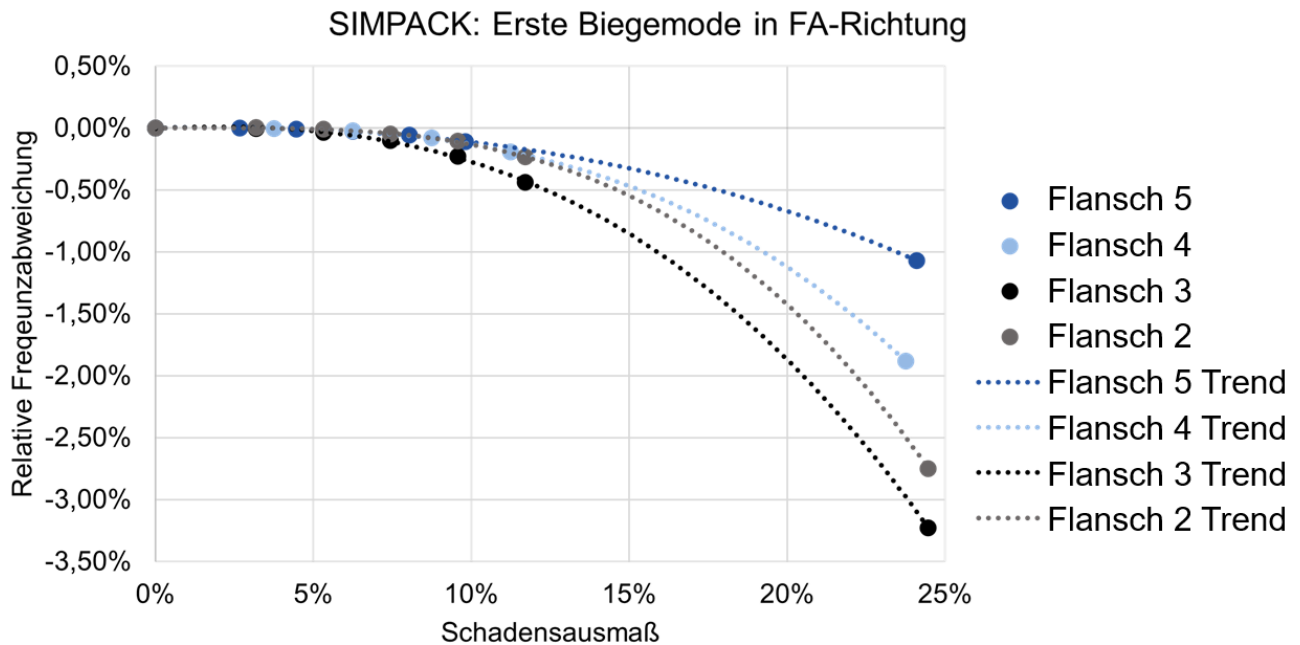


Abbildung 7: Die Änderung der ersten Eigenfrequenz in Abhängigkeit der defekten Bolzen

Der Grund für diese kleinen Unterschiede liegt in der modalen Reduktion. Hierbei wird rein lineares Systemverhalten vorausgesetzt. Der Kontakt im Flansch ist allerdings stark nichtlinear, da die lokale Steifigkeit in der Fuge sofort auf null fällt, wenn sich der Flansch öffnet. Als Folge ist auch das Verhalten des gesamten Turms nichtlinear, da diese Öffnung mit dem Biegemoment zunimmt und sich somit die Steifigkeit reduziert. Weil die modale Reduktion im Zustand ohne äußere Lasten durchgeführt wird, ist der Flansch für kleine Schäden immer geschlossen und damit kein Unterschied im Schwingungsverhalten feststellbar. Um den Einfluss von Schäden auf das Systemverhalten bestimmen zu können, ist folglich zwingend eine nichtlineare Modellierung des Turms erforderlich.

Als Modellierungsansatz für den nichtlinearen Turm werden die Turmsegmente einzeln modal reduziert und zwischen den Segmenten nichtlineare Biegefedern eingebaut. Diese Federn repräsentieren den nichtlinearen Verformungsanteil durch den Flanschkontakt. Um deren Kennlinien zu bestimmen, werden fünf Teilmodelle erstellt, die aus jeweils zwei Turmsegmenten und deren Flanschen bestehen. Auf diese wird in Abaqus ein Biegemoment aufgeprägt. Die Steifigkeit dieses Teilmodells ergibt sich aus den Steifigkeiten der einzelnen Segmente und der nichtlinearen Steifigkeit des Flansches. Da die Steifigkeiten der einzelnen Segmente bekannt sind und die Steifigkeit des Teilmodells ausgelesen werden kann, kann somit die Steifigkeit des Flansches und damit die Federkennlinie der Biegefeder berechnet werden. In Abbildung 8 sind diese Federkennlinien in Form der Änderung der Nachgiebigkeit, also dem Kehrwert der Steifigkeit, im Verhältnis zur Nachgiebigkeit des gesamten Teilmodells gegeben. Bei negativen Biegemomenten steht die Schadensstelle unter Druck, bei positiven unter Zug. Bei linearem Systemverhalten wäre die Änderung der Nachgiebigkeit konstant null. Es wird deutlich, dass das Verhalten unter Zug stark vom linearen Verhalten abweicht. Dieser Effekt wird stärker, je größer der vorhandene Schaden ist.

Dies ist damit zu erklären, dass sich der Flansch unter Zug lokal öffnet, wenn die Vorspannkraft der Bolzen fehlt.

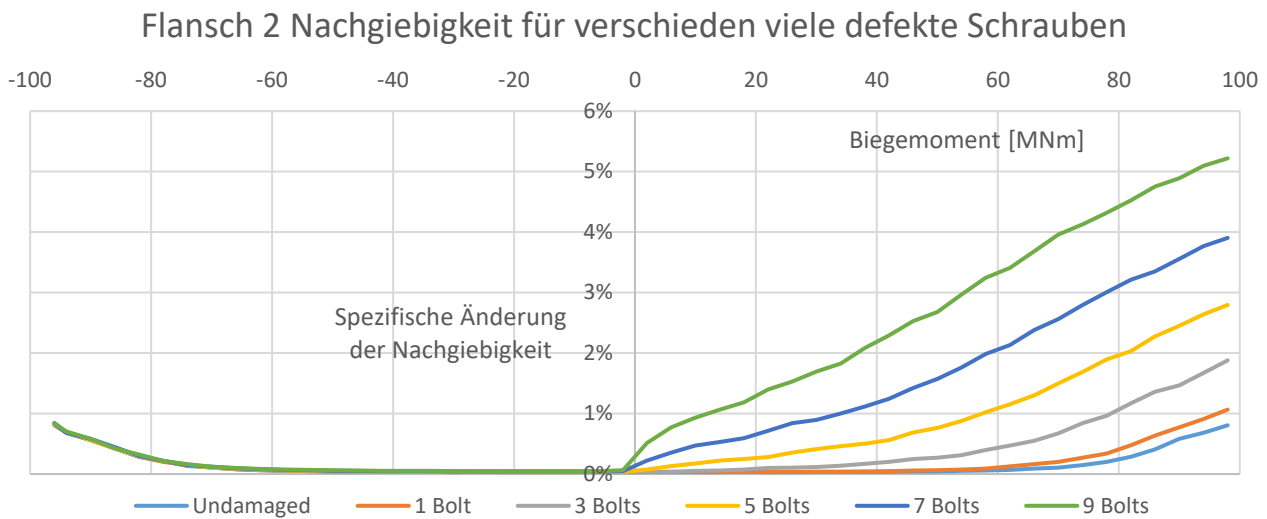


Abbildung 8: Die relative Änderung der Nachgiebigkeit des Flansches in Abhängigkeit des Biegemomentes für verschiedene Turmschäden Quelle: (Witter et al. 2024b)

Die Federkennlinien der Flansche wurden für eine Vielzahl von Schadensfällen mit defekten Schraubenverbindungen und Flanschklaffungen im Modell inkludiert. Zur Validierung werden das FEM-Modell und das nichtlineare MKS-Modell an der Turmspitze ausgelenkt. In Abbildung 9 wird die Steifigkeitsänderung aus diesen Simulationen für je einen unbeschädigten Turm und einen Turm mit sieben gebrochenen Bolzen am zweiten Flansch dargestellt. Der unbeschädigte Turm zeigt überwiegend lineares Verhalten und weist nur für extreme Lasten eine Nichtlinearität auf. Beim beschädigten Turm tritt bereits bei kleinen Belastungen, die die Schadensstelle unter Zug stellen, eine Verringerung der Steifigkeit ein. Die Steifigkeit sinkt mit zunehmender Auslenkung weiter ab und weicht für die maximale Schubkraft von 600 kN um ca. 1 % vom linearen Modell ab. Der Vergleich zwischen den Kurven aus FEM und MKS weist eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen beiden Modellen sowohl für den beschädigten als auch für den unbeschädigten Turm auf.

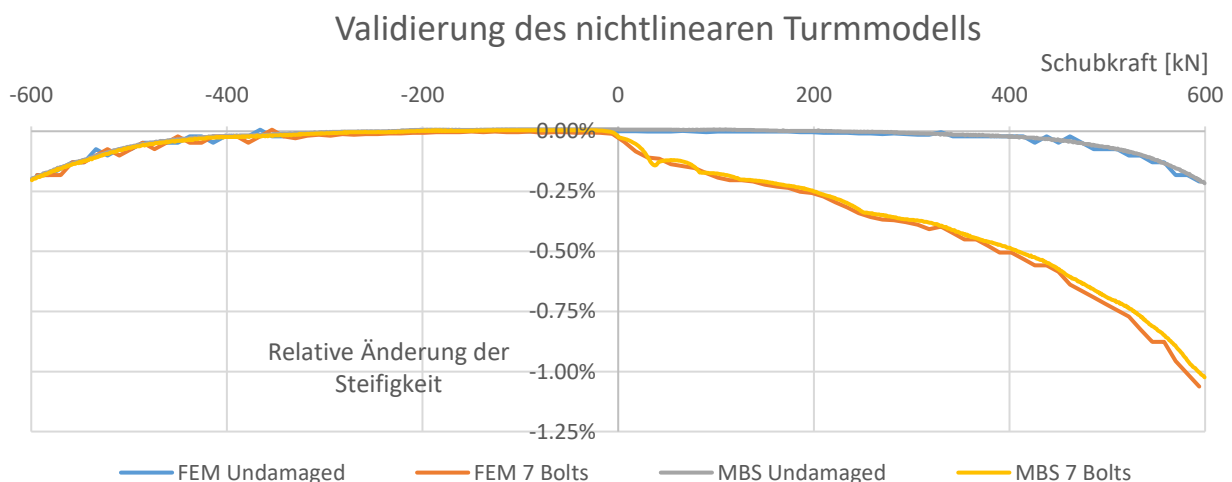


Abbildung 9: Die Steifigkeitsänderung des Turms im Vergleich zwischen FEM und MKS

Das validierte nichtlineare Turmmodell wurde in das Gesamtanlagenmodell integriert und die geänderten Eigenfrequenzen ermittelt. Hierbei wurde eine künstliche Schubkraft auf den Rotor

gegeben, welche äquivalent zum aerodynamischen Schub bei einer Windgeschwindigkeit von 7 und 11 m/s ist. Diese Werte wurden gewählt, weil die Windgeschwindigkeit von 7 m/s bei der Referenzanlage am häufigsten vorkommt und weil die Schubkraft bei 11 m/s maximal wird. Der Schaden wurde jeweils in Windrichtung platziert, weil das aus der Schubkraft resultierende Biegemoment den Flansch an dieser Stelle auseinanderzieht und nur dann ein Einfluss zu erwarten ist. Die relativen Änderungen der ersten beiden Eigenfrequenzen in Windrichtung für defekte Schrauben und Flanschklaffungen in Flansch 2 sind in Abbildung 10 und Abbildung 11 gegeben.

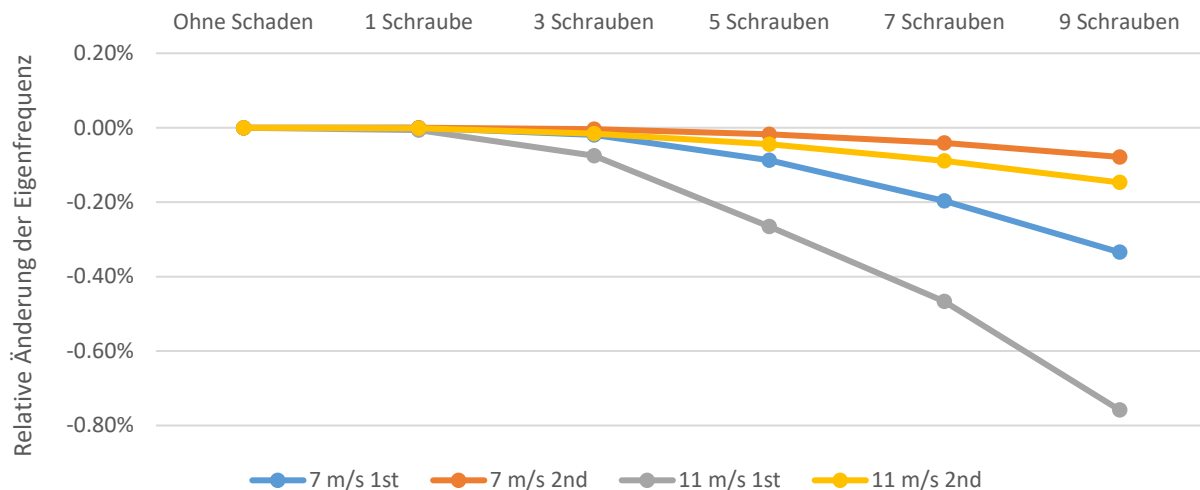


Abbildung 10: Die Änderung der Eigenfrequenz für defekte Schrauben

Für die defekten Schrauben ist als eindeutiger Trend zu erkennen, dass die Eigenfrequenzen mit zunehmendem Schaden sinken. Diese Abweichung ist bei 11 m/s ca. 2,3-mal so groß wie bei 7 m/s und für die erste Eigenfrequenz ca. fünfmal so groß wie für die zweite. Die größte Abweichung wurde bei neun fehlenden Schrauben bei 11 m/s mit einer Verringerung der ersten Eigenfrequenz um 0,76 % gefunden. Deutlich geringer fallen die Änderungen bei den Flanschklaffungen aus. Hier ist nur für die höhere Windgeschwindigkeit bei der ersten Eigenfrequenz ein klarer Trend zu erkennen. Rohrseitiges Flanschklaffen verringert die Eigenfrequenz, flanschseitiges Flanschklaffen erhöht die Eigenfrequenz marginal. Die größte Reduzierung der Eigenfrequenz tritt hier bei rohrseitigem Flanschklaffen mit 5 mm auf und beträgt -0,04 %. Weil diese Abweichung um den Faktor 20 kleiner ist, als die ohnehin niedrigen Abweichungen bei defekten Schrauben, werden Flanschklaffungen als vernachlässigbar eingestuft und für die Schadensdetektion nicht weiter betrachtet.

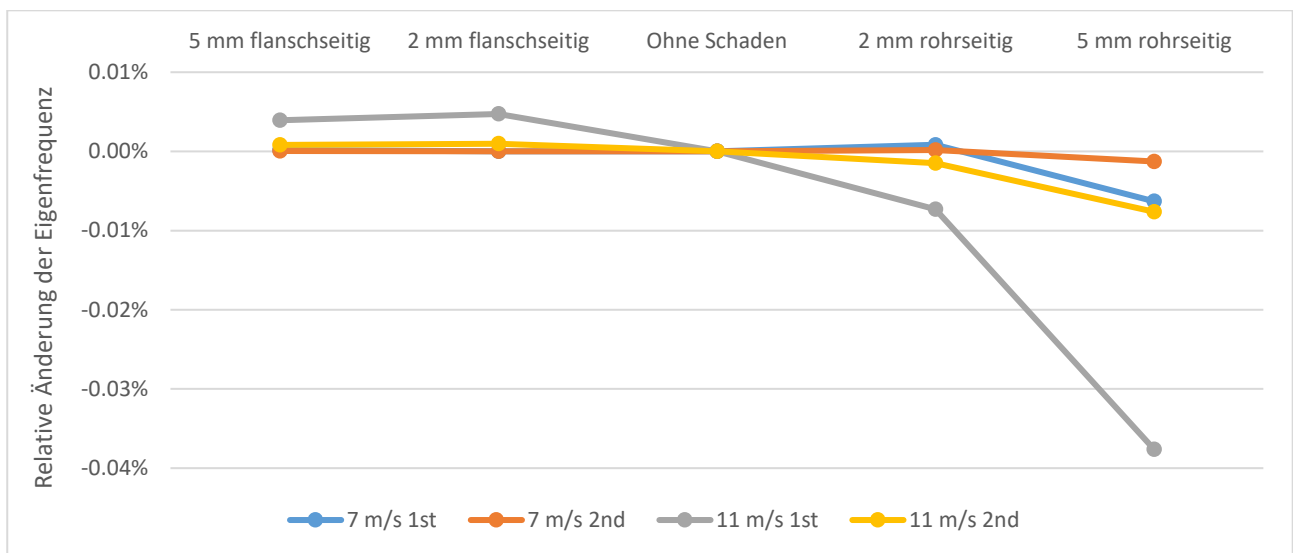


Abbildung 11: Die Änderung der Eigenfrequenz für Flanschklaffungen

1.2 AP 2: Instrumentierung und Messung der Referenzanlage (STB)

1.2.1 AP 2.1: Instrumentierung der physikalische Referenzanlage

Das Ziel dieses Arbeitspakets ist die Installation und Vernetzung von Sensoren zur Erfassung relevanter Messgrößen der Referenzanlage.

Aufbau und Konfiguration des Datenerfassungssystems

Für die Schwingungs- und Zustandsüberwachung einer Windenergieanlage wurde ein Messsystem mit Komponenten des Herstellers Gantner Instruments aufgebaut. Die verwendeten Geräte basieren auf einem modularen Konzept zur Datenerfassung, das sich für strukturelle mechanische Messungen unter wechselnden Umgebungsbedingungen eignet. In diesem System wurden verschiedene Sensortypen eingesetzt: Beschleunigungsaufnehmer an Gondel und Turm, Dehnungsmessstreifen an zwei Turmhöhen, Drucksensoren, ein Geophon sowie ein Anemometer zur Erfassung der Windgeschwindigkeit.

Die Sensoren wurden jeweils an passende Eingangsmodule der Serie Q.bloxx angeschlossen. Diese Module erlauben eine Signalaufbereitung und Digitalisierung direkt am Einbauort und sind für unterschiedliche Sensortypen ausgelegt (z. B. IEPE für Beschleunigungsaufnehmer oder Brückeneingänge für DMS). Die Module wurden über ein internes Bussystem mit einer zentralen Verarbeitungseinheit vom Typ Q.station am Fuß des Turms verbunden. Die Q.station übernimmt die zeitlich synchronisierte Erfassung aller Kanäle sowie die Vorverarbeitung und Speicherung der Daten.

Zur Erhöhung der Ausfallsicherheit wurde die Datenspeicherung redundant auf zwei unabhängige Festplatten realisiert. Der Zugriff auf ausgewählte, vorverarbeitete Datensätze war über eine SFTP-Schnittstelle möglich. Die vollständigen Rohdaten wurden darüber hinaus in regelmäßigen Abständen lokal gesichert und für weiterführende Analysen bereitgestellt. Die Daten wurden mit einer Abtastrate von 200 Hz erfasst, um auch höhere Frequenzanteile des Getriebes zuverlässig zu erfassen.

Das Gesamtsystem erlaubt eine kontinuierliche, langzeitstabile Erfassung von Messgrößen zur Bewertung des strukturellen und dynamischen Verhaltens der Anlage.

Aufbau und Konfiguration des Datenerfassungssystems

Die angebrachten Sensoren und deren Anordnung sind in Abbildung 12 schematisch dargestellt.

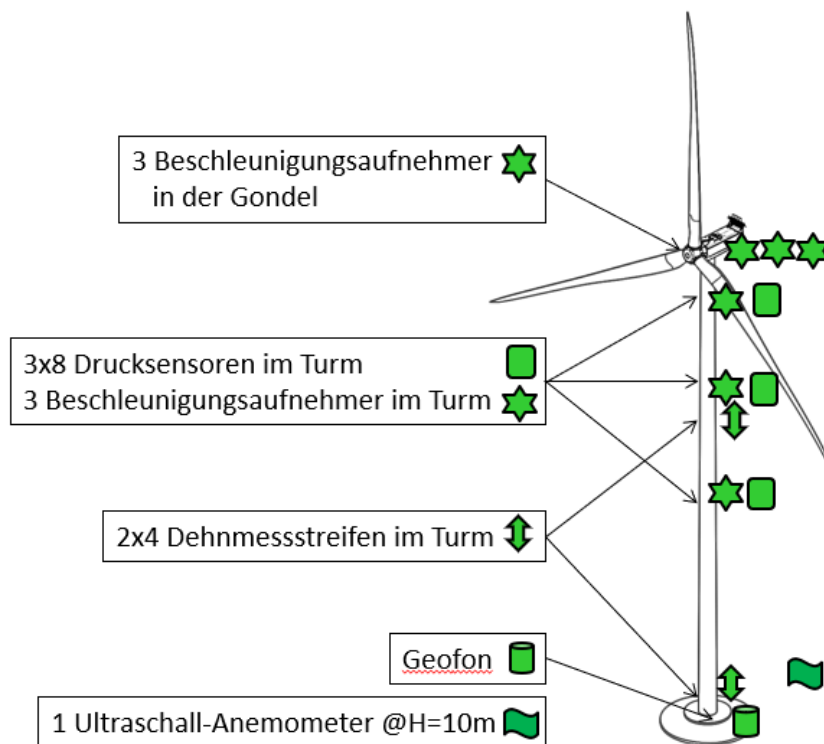


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Sensoranordnung in der Referenzanlage.

Die angebrachten Sensoren werden nachfolgend zusammengefasst:

- In der Gondel wurden drei triaxiale MEMS-Beschleunigungsaufnehmer der Firma Wölfel installiert. Sie sind an den Lagerstellen des Getriebes sowie des Hauptwellenlagers positioniert.
- Im Turm wurden ebenfalls drei triaxiale MEMS-Beschleunigungsaufnehmer desselben Typs angebracht: einer unmittelbar unterhalb des Azimutlagers, ein weiterer auf etwa drei Viertel der Turmhöhe und einer auf halber Turmhöhe.

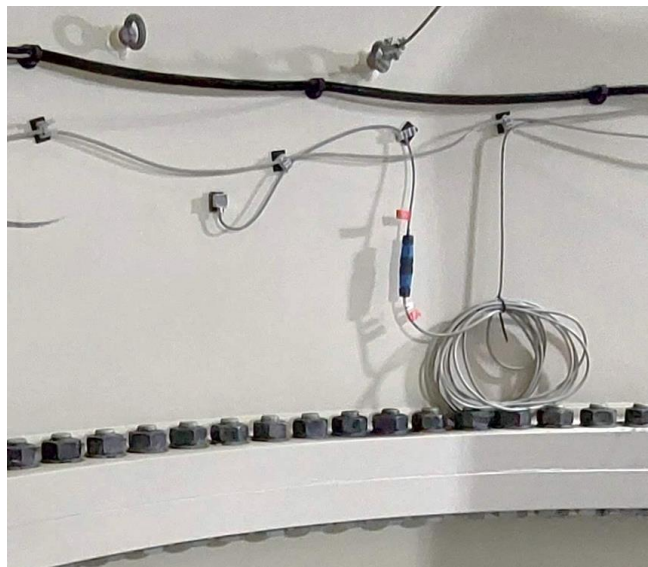


Abbildung 13: MEMS-Beschleunigungsaufnehmer über Ringflansch.

- Zur Erfassung der Biegebeanspruchungen wurden im Turminneren an zwei definierten Querschnitten jeweils vier Dehnungsmessstreifen (DMS) der Firma HBS geklebt. Die Anordnung der DMS erfolgte so, dass die Biegemomente in zwei zueinander senkrechten Richtungen bestimmt werden können.

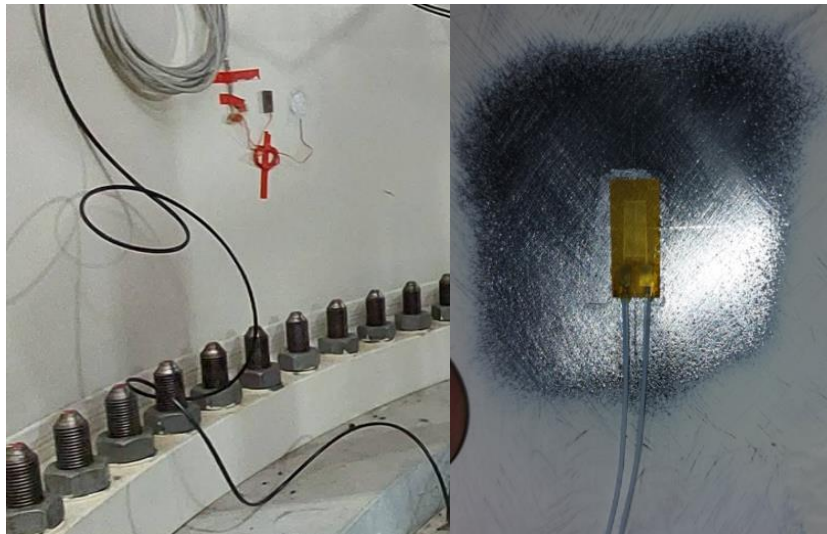


Abbildung 14: Dehnungsmessstreifen über dem Fußflansch.

- Außerhalb des Turms wurden auf drei verschiedenen Höhen jeweils acht Druckmessstellen eingerichtet. Die Montage erfolgte durch Seilkletterer des Projektpartners Nordex. Die Messstellen wurden mit Hilfe von Magnetfolien an der äußeren Turmwand befestigt. Die zugehörigen Differenzdruck-Messumformer der Firma Setra befinden sich im Inneren des Turms unterhalb des Azimutlagers. Die Verbindung zwischen den äußeren Messstellen und den Sensoren erfolgt über PVC-Schläuche, die zusätzlich mit UV-beständigen Wellrohren geschützt sind. Diese Wellrohre wurden mit Neodym-Magneten an der Außenseite des Turms befestigt. Aufgrund der signifikanten Länge der PVC-Schläuche kommt es zu einer zeitlichen Verfälschung der gemessenen Druckzeitreihen. Um diese systembedingten Verzerrungen zu quantifizieren und korrigieren zu können, wurden im Windkanal umfangreiche Messungen durchgeführt, mit deren Hilfe die frequenzabhängige Übertragungsfunktion des Gesamtsystems bestimmt wurde. Aufgrund der Dämpfung durch die langen Schlauchverbindungen können nur sehr niederfrequente Druckanteile zuverlässig erfasst werden. Diese enthalten jedoch relevante Informationen über die variierenden Winddruckbelastungen im Bereich der ersten Biegeeigenfrequenz des Turms.



Abbildung 15: Installation der Druckmessstellen auf dem Turm (links) und Übersicht der Druckmessstellen auf dem Turm (Mitte und rechts).

- Ergänzend wurde im Fundamentbereich des Turms (innerhalb des Turms) ein Geophon zur Erfassung von Bodenschwingungen installiert.



Abbildung 16: Geophon auf dem Turmfundament, neben dem Fußflansch.

- Außerhalb des Turms wurde ein Ultraschall-Anemometer (Modell 81000, Firma Young) auf einem zehn Meter hohen Mast montiert, um die anströmende Windgeschwindigkeit in Bodennähe zu erfassen.



Abbildung 17: Ultraschall-Anemometer auf dem 10-Meter-Mast, neben der Referenzanlage

Mit dieser Sensorik können sowohl auf der Strukturseite dynamische Messgrößen – wie Vibrationen und Schwingungen über die Beschleunigungsaufnehmer – als auch strukturelle Messgrößen – wie Turmspannungen über Dehnungsmessstreifen – erfasst werden. Gleichzeitig ermöglichen die Drucksensoren und das Anemometer eine quantitative Erfassung der äußeren aerodynamischen Belastung. Damit ist eine detaillierte Beschreibung des mechanischen Verhaltens der Referenzanlage unter realen Betriebsbedingungen möglich.

Der Meilenstein **MS 2.1: Messinstrumentarium vollständig installiert** wurde erfolgreich erreicht. Alle Sensoren wurden gemäß dem Messkonzept installiert und in Betrieb genommen. Die Funktionsfähigkeit sowie die Messqualität der einzelnen Sensoren wurden überprüft und bestätigt. Damit ist die vollständige Messfähigkeit des Systems sichergestellt.

1.2.2 AP 2.2: Initiierung der Messung an der Referenzanlage

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden die Messfähigkeit des Systems und die Nutzbarkeit der aufgezeichneten Daten sichergestellt. Die Messeinrichtung wurde formal in Betrieb genommen.

Zur Gewährleistung einer kontinuierlichen Messung über den gesamten Projektzeitraum hinweg wurden mehrere Maßnahmen zur Systemüberwachung und Fernwartung implementiert. Zur Statusüberprüfung des Systems kam einerseits eine smarte GSM-Steckdose zum Einsatz. Diese ermöglichte sowohl das ferngesteuerte Ein- und Ausschalten des Messrechners als auch die automatische Benachrichtigung per SMS im Falle eines Stromausfalls in der Anlage. Andererseits wurde der Messrechner zur Datenübertragung über eine Mobilfunkverbindung an das Internet angebunden, sodass bei Bedarf eine Remote-Verbindung hergestellt werden konnte. Über eine eingerichtete SFTP-Schnittstelle war es möglich, sowohl den aktuellen Status der Messungen als auch bereits vor Ort ausgewertete oder gespeicherte Daten abzurufen bzw. herunterzuladen. Zur Datensicherheit wurde eine kontinuierliche redundante Speicherung auf zwei lokalen Festplatten in der Anlage eingerichtet.

Die Plausibilität der Messdaten wurde überprüft, unter anderem durch Vergleiche mit Werten aus MKS-Simulationen sowie mit theoretischen Werten, die beispielsweise aus BEMT-Berechnungen auf Basis der Rotorgeometrie und -polaren abgeleitet wurden. Somit wurde die Plausibilität verschiedener Messgrößen überprüft, darunter die Turmkopfbeschleunigungsamplituden (erfasst mit Beschleunigungsaufnehmern), die Oberflächendrücke am Turm (gemessen mit Drucksensoren)

sowie die Spannungen am Turmfuß (ermittelt über Dehnmessstreifen). Darüber hinaus wurde die Synchronität zwischen den verschiedenen Messsignalen erfolgreich kontrolliert und sichergestellt.

In Abstimmung mit dem Projektpartner Nordex wurden die Zustandsdaten der Windenergieanlage (SCADA-Daten) in regelmäßigen Zeitabständen (etwa monatlich) zur Verfügung gestellt. Dieses Vorgehen hatte den Nachteil, dass jeweils auf die Datenübermittlung gewartet werden musste und bestimmte Auswertungen daher asynchron erfolgen mussten – teils mit mehreren Wochen Verzögerung. Gleichzeitig bot dieses Format einen wesentlichen Vorteil: Die SCADA-Daten lagen mit einer deutlich höheren Abtastrate von 1 Hz vor (im Vergleich zu typischen Zeitreihen im Bereich von 10-Minuten-Werten). Dadurch wurde eine wesentlich detailliertere Analyse ermöglicht und die SCADA-Daten konnten die Messdaten aus dem erweiterten Sensorsystem viel besser ergänzen. Die Synchronisierung zwischen SCADA- und Messdaten wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

Der Meilenstein **MS 2.2: Messdaten sind online verfügbar** wurde erreicht. Die in der Anlage erfassten Daten werden über eine Internetverbindung bereitgestellt, sodass ein kontinuierlicher Zugriff auf aktuelle Messdaten gewährleistet ist.

1.2.3 AP 2.3: Kontinuierliche Messung und Auswertung

Ziel dieses Arbeitspakets ist die kontinuierliche Auswertung der an der Referenzanlage gemessenen Daten. Um eine effiziente und automatisierte Analyse zu ermöglichen, wurde ein Framework entwickelt, das sowohl das automatisierte Einlesen und Zuordnen der Messdaten als auch deren Vorverarbeitung und Auswertung mit wenigen Befehlen erlaubt.

Ergänzend zu den Messdaten wurden SCADA-Daten der Referenzanlage eingebunden, die von Nordex zur Verfügung gestellt wurden. Die SCADA-Daten („*Supervisory Control and Data Acquisition*“) enthalten Informationen über den Anlagenzustand (z. B. Rotordrehzahl, Betriebsmodus) sowie über Umweltbedingungen (z. B. Windgeschwindigkeit und -richtung).

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, ein Framework zu entwickeln, das beide Datenstrukturen verarbeiten kann – mit spezifischen Methoden für jeden Datentyp sowie übergreifenden Funktionen, bei denen SCADA-Daten typischerweise die Auswertung der gemessenen Signale ergänzen oder steuern.

Monitoring Framework

Das Framework wurde in MATLAB mittels objektorientierter Programmierung realisiert. Jedes erzeugte Objekt besitzt folgende Eigenschaften:

- Zeitrahmen: Beginn und Ende des betrachteten Datenausschnitts
- Sensorinformationen: Informationen zum Einlesen, Skalieren und Zuordnen der mit Sensoren gemessenen Zeitreihen.
- SCADA-Daten: gespeichert als MATLAB-Timetable (Zeitstempelspalte plus gemessenen Zeitreihen).
- RWTH-Messdaten: ebenfalls als MATLAB-Timetable abgelegt.
- Pfadangabe: Speicherort der zugehörigen Daten.

Den Objekten sind Methoden zugewiesen, die sowohl Vorverarbeitungsroutinen als auch die eigentliche Datenanalyse ermöglichen.

Bei den Vorverarbeitungsroutinen wurden native Funktionen und Werkzeuge von MATLAB verwendet, um unter anderem Ausreißer zu eliminieren, doppelte Einträge zu entfernen, Datentrends oder -sprünge zu korrigieren, fehlende Werte – sofern möglich – zu ergänzen sowie temporäre Ausfälle einzelner Sensoren zu identifizieren.

Ergänzend wurden zahlreiche Visualisierungsmethoden implementiert, um sowohl die SCADA- als auch die RWTH-Daten sowie die Analyseergebnisse schnell und mit wenigen Befehlen darzustellen. Dies erlaubt eine effiziente Kontrolle der Korrektheit der Vorverarbeitungs- und Auswertungsroutinen. Abbildung 18 zeigt ein Beispiel einer Darstellung von Mess- und SCADA-Daten.

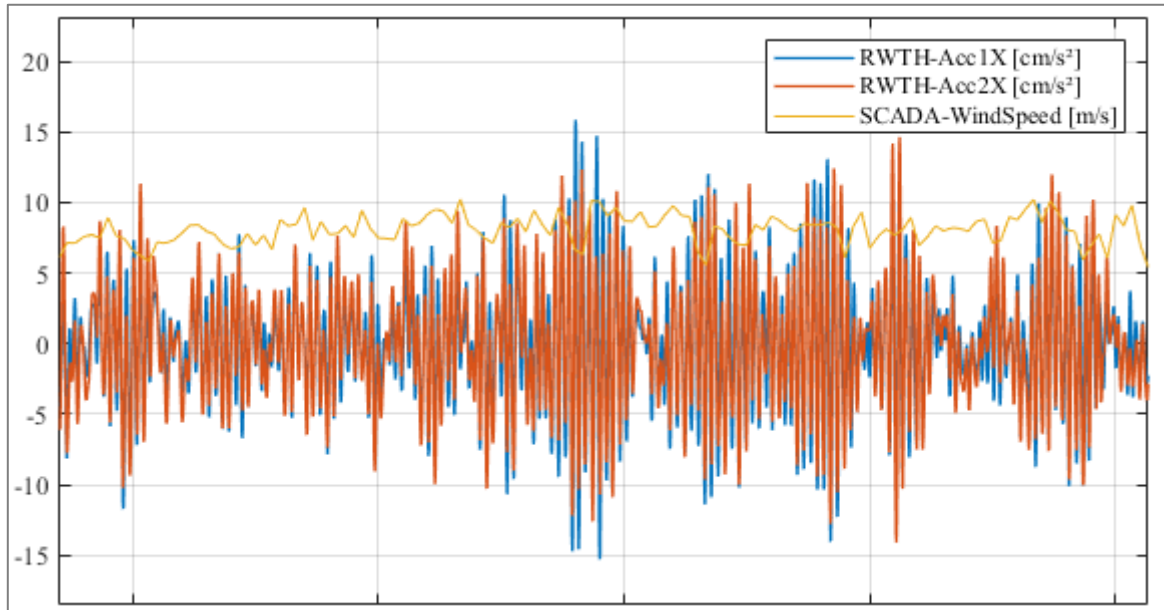


Abbildung 18: Beispiel von gleichzeitiger Visualisierung von RWTH- und SCADA-Daten.

Synchronisierung der Daten

Die Synchronität und Gleichwertigkeit der Daten wurden anhand mehrerer Stichproben überprüft. Dabei wurde kontrolliert, ob die Schwingungen in den SCADA-Daten mit den im Projekt gemessenen Schwingungen übereinstimmen. Zu diesem Zweck wurden die Beschleunigungssignale bandpassgefiltert, zentriert um die erste Biegeeigenfrequenz des Turmes. Anschließend wurden aus den gefilterten Beschleunigungen die Beschleunigungsamplituden abgeleitet. Ein Vergleich dieser Amplitudensignale bestätigte sowohl die zeitliche Synchronität als auch die inhaltliche Gleichwertigkeit der beiden Datenquellen. Damit wurde gezeigt, dass sowohl die SCADA- als auch die gemessenen Beschleunigungsdaten für die weiteren Analysen als äquivalent betrachtet werden können. Abbildung 19 zeigt eine Stichprobe des Vergleichs der Amplitudensignale aus SCADA- und Beschleunigungsmessdaten.

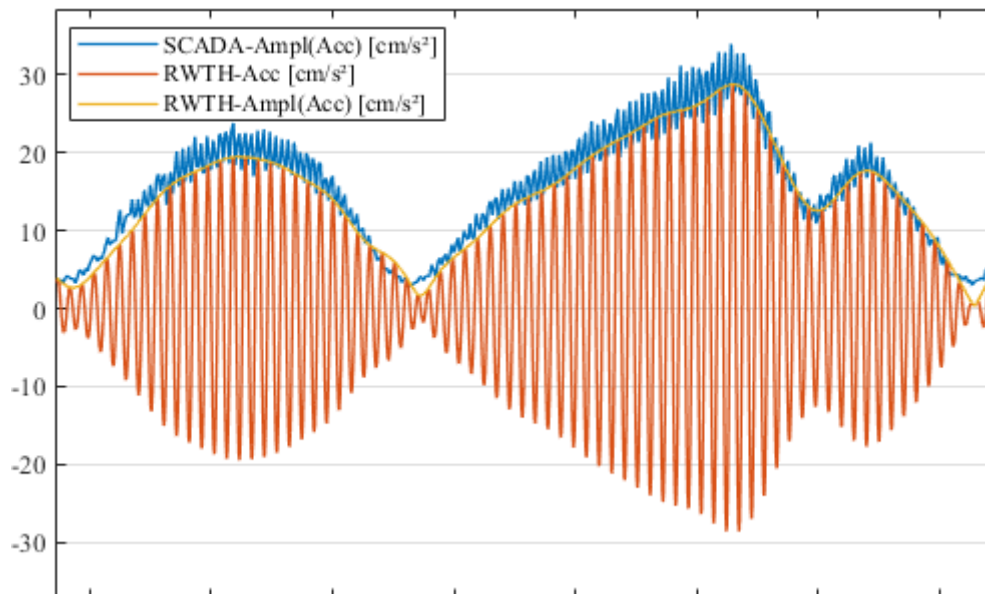


Abbildung 19: der Äquivalenz von SCADA-Daten und im Projekt gemessenen Daten.

1.2.4 AP 2.4: Rückbau der Messtechnik

Der Rückbau der eingebauten Sensorik wurde bisher nicht durchgeführt. Der Grund dafür ist das Forschungsprojekt SensPhWT („*Sensitive Oscillation Phenomena of Wind Turbine Towers*“, Förderkennzeichen: 03EE3114A+B), das bereits vor Abschluss des Projekts RealTimeWT-Tower begonnen wurde. Im Rahmen des Projekts SensPhWT erfolgen ebenfalls Messungen an derselben Referenzanlage, weshalb der Rückbau der Sensorik bis zum Ende dieses Projektes aufgeschoben wurde.

Da der Rückbau der eingebauten Sensorik im Hinblick auf das Folgeprojekt SensPhWT noch nicht durchgeführt wurde, wurde der Meilenstein „**MS 2.3: Rückbau erfolgt**“ nicht erfüllt.

1.3 AP 3: Validierung und Erweiterung aerodynamischer Lastkonzepte (STB)

Auftretende winderregte Schwingungen von Windenergieanlagen, während der Errichtungs- und der Betriebsphase sind dominant von Wirbelerregung gekennzeichnet. Dieser Anregungsmechanismus ist komplex, da die lastbildenden Wirbelstrukturen von vielen Parametern abhängen und zudem durch die auftretenden Schwingungen selbst gesteuert werden. Ein wesentlicher Grund für die auch heute noch bestehenden Unklarheiten zur Prognose von wirbelerregten Schwingungen ist das Skalenproblem (Reynoldszahl-Abhängigkeit), das die ansonsten übliche maßstäbliche Untersuchung in Grenzschichtwindkanälen betrifft. Durch die deutlich unterschiedlichen Reynoldszahlen in Modell und Natur (unterkritisch vs. transkritisch) ergeben sich unterschiedliche Muster der Wirbelablösung und der Wirbelkorrelation, so dass verlässliche Prognosen allein auf Basis von Windkanalversuchen nicht ausreichend präzise sein können. Bestehende Modelle orientierten sich zudem an Kaminen, also Stahlrohtürmen, deren Durchmesser und Bauhöhen deutlich geringer sind als bei modernen WEA – die Prognoseproblematik und daraus resultierende Nachweisunschärfe ist somit deutlich größer.

Da es kaum möglich ist, die Reynoldszahl experimentell im notwendigen Maße zu erhöhen, wird hilfsweise auf Naturbeobachtungen (Schwingungen gebauter Türme) zurückgegriffen. Die Zielsetzung des Arbeitspaketes 3 besteht darin, die in situ auftretenden Phänomene sowohl bzgl. der Belastungsseite (Druckschwankungen) als auch bzgl. der Antwort (Turmschwingungen) zu erfassen. Diese Beobachtungen lassen sich dann sowohl mit Modellansätzen als auch mit experimentell ermittelten Größen vergleichen. Es soll somit erarbeitet werden, welche beeinflussenden Parameter bei der Verbesserung der Modellansätze besonders relevant werden, bzw. bislang zu abweichend eingeschätzt wurden. Da die bislang etablierten Grundlagen an Turmstrukturen ermittelt wurden, die sich deutlich bzgl. Schlankheit, Höhe über Grund, Konizität etc. von den modernen Tragstrukturen von WEA unterscheiden, sollen insbesondere die Effekte aus diesen Parametern in experimentellen Untersuchungen (Windkanal) bewertet werden. Es wird erhofft, dass das Zusammenspiel aus Realdaten (alle Parameter inkludiert aber mit seltenen und zufälligen Ereignissen) und Experimentaldaten (ausgewählte Parameter inkludiert aber mit gezielter Steuerung der Parametermatrizen) den Erkenntnisgewinn insgesamt voranbringt.

In diesem Arbeitspaket werden aerodynamische Lastkonzepte anhand von Berechnungen, Windkanalmessungen sowie Messdaten der Referenzanlage validiert und – falls erforderlich – erweitert. Die Untersuchungen konzentrieren sich somit auf wirbelerregte Querschwingungen und aerodynamische Dämpfung.

Zunächst wurden auf Grundlage der von Nordex bereitgestellten Daten der Referenzanlage Berechnungen mit Methoden nach aktuellem Stand der Technik und gemäß geltender Normen durchgeführt. Diese Daten dienen zugleich als Grundlage für die Auslegung und Entwicklung geeigneter Windkanalmodelle.

Im Bereich der wirbelerregten Querschwingungen wurden verschiedene Modellierungs- und Messansätze kombiniert, um die jeweiligen Stärken der Methoden gezielt auszunutzen. Zum Einsatz kamen sowohl aeroelastische Modelle der vollständigen Referenzanlage als auch vereinfachte, geometrisch steife Turmmodelle für Messungen unter Zwangserregung. Ziel war es, einzelne physikalische Parameter isoliert zu untersuchen – beispielsweise die Korrelationslänge in den Turmmodellen oder die Schwingungsamplituden und effektive Strouhal-Zahlen in den Messungen mit vollständigem WEA-Modell. Die gewonnenen Ergebnisse wurden anschließend mit den in Normen angegebenen Werten verglichen und hätten nach der im Antrag vorgegebenen Vorgehensweise auch mit gemessenen Ereignissen der Referenzanlage abgeglichen werden sollen.

Letzteres war jedoch nicht möglich, da entsprechende Querschwingungsereignisse im Untersuchungszeitraum nicht auftraten (siehe Abschnitt 1.3.6).

Im Bereich der aerodynamischen Dämpfung wurden zunächst analytische Ansätze verwendet, um theoretische Dämpfungswerte zu ermitteln. Anschließend wurden steife Windkanalmodelle entwickelt und in zwangserregten Windkanalmessungen eingesetzt, um die aerodynamische Dämpfung unter idealisierten Bedingungen experimentell zu bestimmen. Abschließend erfolgt ein Vergleich der analytischen Berechnungen, der Windkanalmessungen sowie der aus den Messdaten der Referenzanlage abgeleiteten Dämpfungswerte. Ziel dieses Abgleichs ist eine gegenseitige Validierung der unterschiedlichen Methoden.

1.3.1 AP3.1: Aerodynamik der Referenzanlage nach Stand der Technik

Das Ziel des Arbeitspaketes ist einerseits die Erfassung des Stands der Technik bei der Berechnung von wirbelerregten Querschwingungen und der aerodynamischen Dämpfung, andererseits die Berechnung der untersuchten aerodynamischen Anregungsprozesse bei der Referenzanlage.

Wirbelerregte Querschwingungen

In Deutschland dürfen zwei Ansätze für die Berechnung von Wirbelerregten Querschwingungen verwendet werden:

1. Korrelationslängenverfahren (Verfahren 1 nach DIN EN 1991-1-4): hierbei wird das Tragwerk als 1-Massen-Schwinger idealisiert, und der Erregungsmechanismus als sinusoidale Kraft modelliert. Die Berechnung erfolgt iterativ, da die Wirkungslänge der ablösenden Wirbel (Korrelationslänge) abhängig von den resultierenden Amplituden ist:

$$\frac{Y}{D} = \frac{1}{St^2} \frac{1}{Sc} K K_W c_{lat}$$

Das Verfahren basiert auf der kumulierte Arbeit mehrerer Autoren, die mit den Arbeiten von Ruscheweyh am Ende der 80er Jahre kulminiert (Ruscheweyh 1989; 1986). Als letzter Nennenswerte Ergänzung kann man die Einführung zwei Grenzzustände von Clobes (Clobes, Willecke, and Peil 2012), die größere Schwingamplituden für wenige Schwingungsereignisse ermöglicht.

2. Spektralverfahren (Verfahren 2 nach DIN EN 1991-1-4): basiert auf den Spektralverfahren nach Davenport und die Arbeiten von Vickery and Basu (Vickery and Basu 1983; Basu and Vickery 1983). Der Erregungsmechanismus wird als aerodynamische Dämpfung modelliert. Beim Stand der Technik ist eine Modifikation des Ausdrucks für die aerodynamischen Dämpfung K_a erforderlich (Lupi, Niemann, and Höffer 2017; Lupi, Höffer, and Niemann 2021):

$$\frac{\sigma_y}{D} = \frac{1}{St^2} \frac{C_c}{\sqrt{\frac{Sc}{4\pi} - K_a \left(1 - \left(\frac{\sigma_y}{D a_L}\right)^2\right)}} \sqrt{\frac{\rho D^2}{m_e}} \sqrt{\frac{D}{h}}$$

Beide Verfahren haben unterschiedliche Stärken und Schwächen, aber keins hat sich definitiv durchgesetzt.

Beide Verfahren wurden für die Berechnung der Amplitude von wirbelerregten Querschwingungen angewendet (nur 1. Eigenform). Aufgrund der Vertraulichkeit der Originaldaten wurden die Ergebnisse normiert dargestellt.

Tabelle 5: Berechnete relative wirbelerregte Querschwingamplituden Y/D nach Stand der Technik (Ergebnisse normiert aus Vertraulichkeitsgründen):

	Verfahren 1	Verfahren 1 + Clobes	Verfahren 2	Verfahren 2 + Lupi
Bauzustand (WEA-Turm)	1,00	2,15	4,83	2,82
Stillstand (gesamte WEA)	0,31	0,52	0,47	0,56

Die Ergebnisse geben ein Bild der relativen Unterschiede zwischen den Verfahren. Verfahren 1 mit der Erweiterung von Clobes führt zu deutlich größeren Schwingungen für seltenen Ereignisse (Clobes, Willecke, and Peil 2012). Verfahren 2 führt zu den größten Schwingungen aufgrund der negativen Krümmung des aerodynamischen Dämpfungsparameters. Unter Berücksichtigung der Korrektur von Lupi (Lupi, Höffer, and Niemann 2021) resultieren kleinere Schwingamplituden, die näher an den Ergebnissen von Verfahren 1 mit der Erweiterung von Clobes sind.

Alle gezeigten Ansätze berücksichtigen nicht die Besonderheiten von Windkraftanlagen, wie deren extreme Schlankheit und die dynamische, dämpfende und evtl. anregende Wirkung der Blätter. Diese Aspekte werden in folgenden Arbeitspaketen thematisiert.

Aerodynamische Dämpfung

Im Folgenden wird die aerodynamische Dämpfung des gesamten Rotors einer Windenergieanlage betrachtet, wenn dieser in Windrichtung schwingt. Bei einer Oszillation der Anlage entsprechend der ersten Vorwärts-Rückwärts-Biegeeigenform des Turms (*Fore-Aft*) erfahren die Rotorblattsegmente eine Änderung der momentanen Anstellwinkel, als ob sie quer zur Anströmrichtung schwingen würden. Ursache hierfür ist die hohe tangentielle Geschwindigkeit der Blattsegmente. Daraus resultiert eine aerodynamische Kraft, die gegen die Phase der Oszillationsgeschwindigkeit wirkt und damit zu einer Reduktion der Gesamtschubkraft führt.

Die ersten Ansätze für die aerodynamische Dämpfung von Windkraftanlagen nahmen konstante Rotordrehgeschwindigkeiten an (Kühn 2001; Van Der Tempel et al. 2010). Denen folgten Ansätze von Myers und Valamanesh, die variierende Rotordrehgeschwindigkeiten berücksichtigen (Valamanesh and Myers 2014). Diese Ansätze haben sich in der Literatur etabliert, da sie auf der Blade Element Momentum Theory (BEMT) basieren, welche das am weitesten verbreitete Verfahren zur Beschreibung der Aerodynamik von Windenergieanlagen darstellt, und damit seine Implementierung sowohl praxisnah als auch sinnvoll macht.

Neuere Untersuchungen haben diesen Ansatz erweitert, um auch elastische Verformungen von Türmen und Rotorblättern horizontaler Windkraftanlagen (HAWT) bei oszillierendem Betrieb zu berücksichtigen (Y. Chen et al. 2021), was zu nachweislich höheren resultierenden Dämpfungskoeffizienten führt. Andere Ansätze basieren auf der Identifikation von Dämpfungsmatrizen (C. Chen, Duffour, and Fromme 2019; 2020; C. Chen et al. 2021; B. Chen et al. 2021). Eine detaillierte Sammlung und Erklärung zu diesen Ansätzen kann in (Robert Fontecha 2023) gefunden werden.

In diesem Projekt wird wegen dessen guter Nachvollziehbarkeit der verschiedenen Parameter, die in der aerodynamischen Dämpfung eine wichtige Rolle spielen, der Ansatz von Myers verwendet.

$$\xi_{AD} = \frac{c_{AD}}{2m\omega_n} = \frac{N(A+B)}{2m\omega_n} \quad (1)$$

$$A = \rho_a \int_0^R v_R [C_L(\alpha, r) \cos \varphi(r) + C_D(\alpha, r) \sin \varphi(r)] c(r) dr \quad (2)$$

$$B = \frac{1}{2} \rho_a \int_0^R v_\Omega(r) \left[\left(\frac{\partial C_L(\alpha, r)}{\partial \alpha} + C_D(\alpha, r) \right) \cos \varphi(r) + \left(\frac{\partial C_D(\alpha, r)}{\partial \alpha} - C_L(\alpha, r) \right) \sin \varphi(r) \right] c(r) dr \quad (3)$$

Das Dämpfungsmaß der aerodynamischen Dämpfung wird in translatorische (A) und rotatorische (B) Komponenten unterteilt. Bei Anwendung der oberen Ausdrücke resultiert der folgende Verlauf der Aerodynamischen Dämpfung. Die Windgeschwindigkeiten werden wegen der Geheimhaltungspflicht nicht offengelegt.

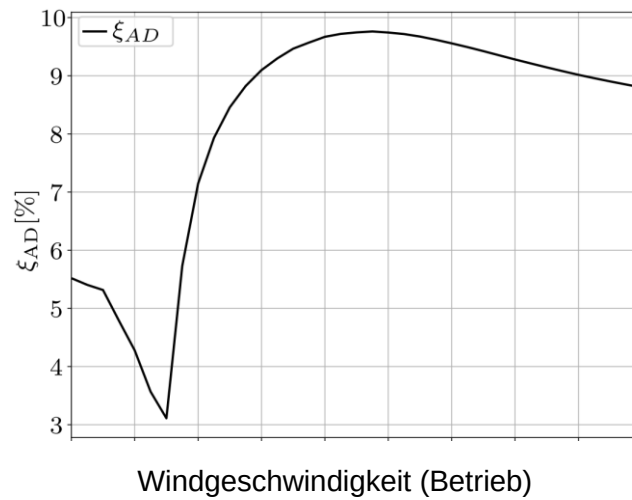


Abbildung 20: Aerodynamische Dämpfung der Referenz-WEA (Windgeschwindigkeit nicht gezeigt wegen Vertraulichkeit)

Aus dem Vergleich mit den Werten der aerodynamischen Dämpfung anderer Referenz-WEA aus der Literatur lässt sich schließen, dass die Ergebnisse aus den analytischen Berechnungen im plausiblen Bereich liegen, siehe Abbildung 21:

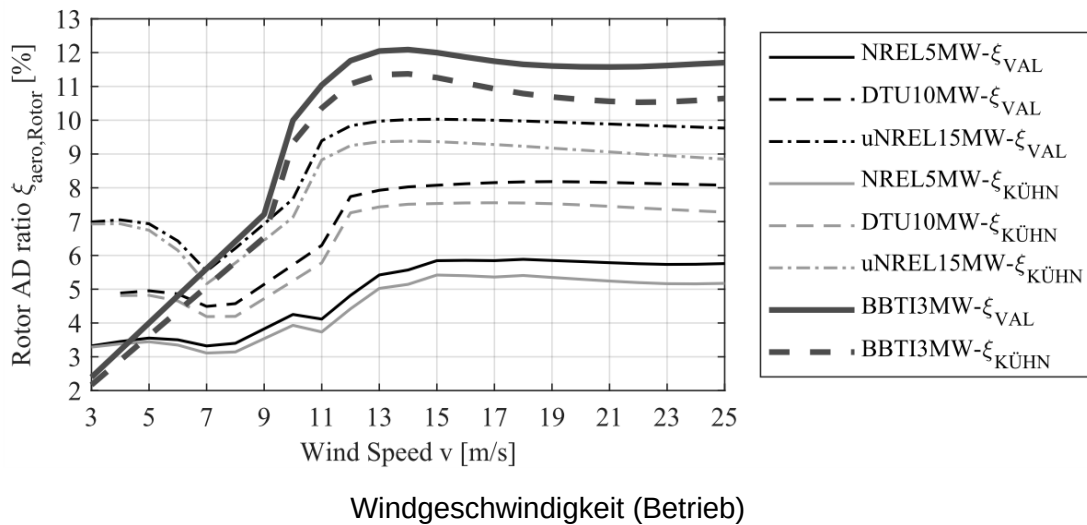


Abbildung 21: Aerodynamische Dämpfung von üblichen Referenz-Windenergieanlagen (Robert Fontecha 2023)

Die Ergebnisse der vorigen Berechnungen stellen Anhaltspunkte für die folgenden Untersuchungen dar. Die angewendeten Turbinenparametern fließen in der Modellierung der Referenz-WEA für Windkanalversuchen ein.

Der Meilenstein **MS 3.1: Aerodynamik der Referenzanlage nach Stand der Technik** wurde erreicht. Die relevanten Kenndaten der Referenzanlage liegen vollständig vor. Das erwartete aerodynamische Verhalten der Anlage wurde auf Basis aktueller Literaturquellen und Normen berechnet. Damit ist die Grundlage für spätere aerodynamische und aeroelastische Bewertungen geschaffen.

1.3.2 AP3.2: Planung der Windkanalmodelle der Referenzanlage

1.3.2.1 Windkanalmodelle für die Messung von wirbelerregten Querschwingungen

Für die Untersuchung von wirbelerregten Querschwingungen an der Referenzanlage wurden Windkanalmessungen in 3 verschiedenen Varianten durchgeführt:

1. Windkanalmessungen an einem aeroelastischen Modell der Referenzanlage (VIV-AE-RWEA)
2. Windkanalmessungen bei zwangserregten Turmmodellen (VIV-HFFB-TM)
3. Windkanalmessungen an aeroelastischen Turmmodellen (VIV-HFFB-TM)

Die drei Varianten haben unterschiedliche Ziele und Anforderungen an der Modellierung.

Aeroelastisches Modell der Referenzanlage (VIV-AE-RWEA)

Bei der aeroelastischen Skalierung von dynamischen Tragwerken müssen bestimmte Ähnlichkeitsgesetze erfüllt werden, um das äquivalente Verhalten zwischen Modell (m) und Original bzw. Prototyp (p) sicherzustellen. Diese Gesetze werden in den meisten Fällen durch dimensionslose Zahlen ausgedrückt, die sich auf verschiedenen Größen beziehen (Geometrie, Masse, etc.). Welche Zahlen für jeden Fall relevant sind, ist abhängig davon, welche Größen im untersuchten Fall eine größere Relevanz haben.

Für die Skalierung wurde ein Modellmaßstab von $\lambda_g = 1:150$ gewählt. Es wurde versucht, eine ähnliche Systemdämpfung zu erreichen, d.h. $\lambda_\delta \approx 1:1$, was praktisch durch die Verwendung von wenigen, einfachen Anschlussstellen umgesetzt wird. Die Scrutonzahl, ein üblicher Massendämpfungsparameter in Windingenieurwesen, ist maßgebend für die Systemdynamik und muss daher konstant bleiben. Aus dieser Bedingung ergibt sich der Faktor für die Skalierung der verteilte Systemmasse:

$$Sc_m = Sc_p \rightarrow \frac{m_m \cdot \delta_m}{d_m^2} = \frac{m_p \cdot \delta_p}{d_p^2} \rightarrow \lambda_m = \lambda_g^2 \lambda_\delta = 4,44 \cdot 10^{-5} \quad (4)$$

In Kombination mit der Strouhalzahl, die die Wirbelablösefrequenz bestimmt und damit das Verhältnis zwischen Windgeschwindigkeit und Modelleigenfrequenz, wird die dynamische Modellierung abgeschlossen. Die Rotorblätter wurden in diesem Fall nur geometrisch und bezüglich der Masse modelliert, aber nicht aerodynamisch.

Steifes Turmmodell für Zwangserregte HFFB-Messungen (VIV-HFFB-TM)

In dieser Versuchsvariante wird das erweiterte HFFB-Verfahren (Steckley 1989) auf Zylindermodelle mit Kreisquerschnitt angewendet, die WEA-Türme und andere ähnliche Tragwerke (wie

Schornsteine) repräsentieren. Für die Versuche wurde der Prüfstand, der beim CWE für das Projekt BBTI-WEA (Feldmann et al. 2018) entwickelt wurde, weiterentwickelt und verstärkt, um höhere Erregungsfrequenzen zu ermöglichen.

Bei der erweiterten HFFB-Methode müssen die Windkanalmodelle so steif und leicht wie möglich sein, und ihre Geometrie muss der des Prototyps entsprechen. Aufgrund der Kreisquerschnitte spielt die Reynolds-Zahl eine wichtige Rolle in der Versuchsaerodynamik. Die Versuche werden in diesem Fall unter subkritischen Strömungsbedingungen durchgeführt (es wird keine Oberflächenrauigkeitsmodifikation vorgenommen). Der Fokus von diesen Messungen liegt in der Messung der Korrelationslänge am Zylindermodell unter verschiedenen Schwing- und Anströmungsparameter. Dafür werden Druckmessstellen über die Zylinderhöhe positioniert.

Gemäß der HFFB-Methode wird zudem die atmosphärische Grenzschicht entsprechend dem Modellmaßstab nachgebildet.

Aeroelastisches Turmmodell (VIV-AE-TM)

Das aeroelastische Turmmodell (VIV-AE-TM) wird ähnlich wie das aeroelastische Modell der Referenzanlage (VIV-AE-RWEA) entwickelt. Da die Scruton-Zahl von Windenergieanlagentürmen sehr niedrig ist, ist eine herkömmliche Herstellung mit einem durchgehenden Kern und umhüllenden Kreisquerschnittselementen, die die äußere Geometrie nachbilden, schwer realisierbar. Die verhältnismäßig sehr geringe Masse des Turms führt dazu, dass über den Turm verteilte Anschlusselemente die Ähnlichkeitsanforderungen bezüglich Masse und gegebenenfalls Dämpfung nicht mehr erfüllen würden.

Folglich wurde das Modell aus steifen, sehr leichten Karbonrohren hergestellt. Am Modellfuß wird eine Anschlusskonstruktion eingesetzt, mit der die Eigenfrequenz und die Modellsteifigkeit angepasst werden können. Dadurch wird die erste Eigenform zu einer geraden Linie, was im Windingenieurwesen klassischerweise als vertretbare Vereinfachung angenommen wird (Steckley 1989; Tschanz 1982). Das Ziel ist es hierbei, gleiche Reynolds-Zahlen und Schwingfrequenzen zu erreichen wie in den zwangserregten HFFB-Messungen.

Diese Messung soll über die Darstellung von Windenergieanlagentürmen hinausgehen und auch andere turmartige Konstruktionen (wie Schornsteine) abbilden. Daher wurde eine möglichst niedrige Scruton-Zahl erzielt, sodass nachträglich Dämpfungs- und Gewichtselemente am Turmmodellkopf die Dämpfung und Masse – und damit die Scruton-Zahl – gezielt erhöhen können. Auf diese Weise kann eine Scrutonzahl-abhängige Antwort für die gegebene Schlankheit untersucht werden. In diesem Fall wurde nur die Turmschlankheit $\lambda = 25$ betrachtet.

1.3.2.2 Windkanalmodelle für die Messung der aerodynamischen Dämpfung

Die Windkanalmessungen zur Untersuchung der aerodynamischen Dämpfung erfolgen mithilfe einer erweiterten HFFB-Methode (Hybrid-Force/Force-Balance) in Kombination mit erzwungenen Modellschwingungen. Diese Methodik wurde bereits im Forschungsprojekt BBTI-WEA erfolgreich eingesetzt (Feldmann et al. 2018), und hat sich in mehrfacher Hinsicht bewährt: durch ihre Wirtschaftlichkeit im Modellbau, die gute Kombinierbarkeit mit dem analytischen Ansatz nach Myers und Valamanesh bei der Versuchsauswertung sowie die hohe Kontrolle über die Versuchsparameter. Letzteres ermöglicht gezielte parametrische Studien, etwa durch Variation einzelner Parameter wie Schwingfrequenz und -amplitude oder die Einstellung spezifischer Betriebszustände mit nahezu konstanter Rotordrehzahl.

Nachdem die Messmethode und der zugrunde liegende analytischer Ansatz festgelegt wurden, müssen die sich daraus ergebenden Konsequenzen für den Skalierungsprozess identifiziert werden. Bei der Analyse von Windkraftanlagen hängt die Bedeutung verschiedener Ähnlichkeitsbedingungen stark von den jeweils betrachteten Größen ab. Obwohl eine möglichst hohe geometrische Ähnlichkeit anzustreben ist, ist es bei der Untersuchung der aerodynamischen Dämpfung unerlässlich, die durch den Rotor – insbesondere durch Blätter oder Blattsegmente – erzeugten Kräfte angemessen zu modellieren. Diese Kräfte sind ursächlich für die Oszillation des Systems und bestimmen maßgeblich die aerodynamischen Dämpfungsverhältnisse ξ_{AD} . Diese Aussage lässt sich anhand der Einflussgrößen in den Korrelationen der analytischen Lösung nach Valamanesh und Myers rechtfertigen. Daher sind strömungscharakterisierende Parameter wie Reynolds-Zahl, Mach-Zahl und Oberflächenrauheit sowohl im Real- als auch im Modellmaßstab von grundlegender Bedeutung. Hieraus ergeben sich jedoch widersprüchliche Anforderungen: Eine rein geometrische Skalierung verändert die Strömungsbedingungen und führt zu nichtlinearen Änderungen der resultierenden Kräfte – insbesondere aufgrund von Änderungen der Reynolds-Zahl, welche die aerodynamischen Kräfte empfindlich beeinflussen. Folglich müssen die Geometrien des skalierten Windturbinenmodells bei der Untersuchung der aerodynamischen Dämpfung gezielt von der rein geometrischen Skalierung abweichen, da die Ähnlichkeit der angreifenden Kräfte eine Voraussetzung für aussagekräftige Messergebnisse darstellt. Dabei gilt, dass geometrische Anpassungen auf ein Minimum beschränkt werden sollten, da Diskrepanzen und damit verbundene Abweichungen mit zunehmendem Skalierungsfaktor λ_g überproportional zunehmen.

Im vorliegenden Fall der Untersuchung der aerodynamischen Dämpfung ist es daher notwendig, die strömungsdefinierenden Parameter wie Reynolds-Zahl (Re), Mach-Zahl (Ma) sowie Windgeschwindigkeiten und Turbulenzeigenschaften adäquat zu skalieren. Zusätzlich müssen die Anströmwinkel relativ zu den Rotorblättern angepasst werden, um eine Ähnlichkeit der angreifenden Kräfte und damit eine Vergleichbarkeit zwischen realer und Modell-Windkraftanlage sicherzustellen. Deshalb ist die Beibehaltung des Tip-Speed-Ratios (TSR) zwischen Realbetrieb und Modellmaßstab essentiell. Die daraus gezogene Schlussfolgerung ist, dass die aerodynamische Ähnlichkeit des Modellrotors so realitätsnah wie möglich hergestellt werden muss.

Zudem wurde in (Robert Fontecha 2023) gezeigt, dass der resultierende aerodynamische Dämpfungskoeffizient im Wesentlichen durch den Ausdruck $\partial C_L / \partial \alpha$ bestimmt wird. Auf dieser Grundlage wird ein aerodynamischer Skalierungsprozess für den Rotor – insbesondere für die Blätter – durchgeführt.

Aerodynamisches Neuentwurfes des skalierten Rotormodells

Wie zuvor begründet, erfolgt die Skalierung der Geometrie des Rotorblattmodells nicht rein geometrisch, sondern aerodynamisch. Durch die im Modell beibehaltene Tip-Speed Ratio (TSR) werden identische Anstellwinkel über die normierte Rotorradiuslänge r/R hinweg sichergestellt. Daher werden die Profile der Rotorblätter der Referenzturbinen im Modell durch geometrisch abweichende Profile ersetzt, die – unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Reynolds- und Mach-Zahlen im Original und im Modell – zu vergleichbaren Auftriebs- und Widerstandskräften sowie entsprechend zu ähnlichen Drehmoment- und Schubkräften führen. Abbildung 22 veranschaulicht den durchgeführten Skalierungsprozess des Rotors schematisch.

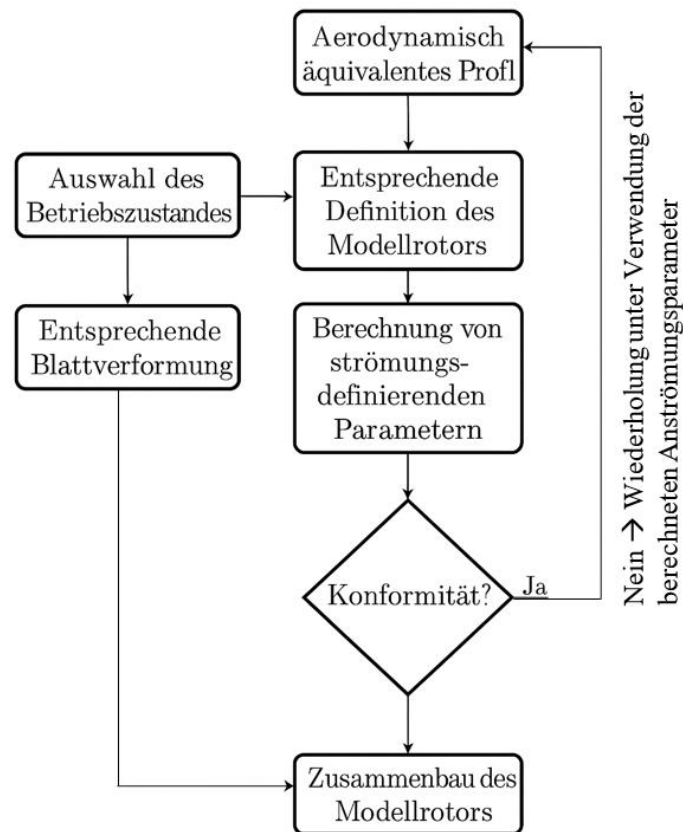


Abbildung 22: Flussdiagramm des Rotor-Skalierungsverfahrens

Auswahl der aerodynamisch äquivalente Flügelprofile

Um skalenangepasste, aber aerodynamisch äquivalente Kräfte zu erzeugen, ist es zunächst erforderlich, geometrisch angepasste Profile auszuwählen, die unter den Strömungsbedingungen im Modellmaßstab möglichst ähnliche Polaren aufweisen. Prinzipiell existiert eine unbegrenzte Anzahl potenziell geeigneter Geometrien, wobei sich die optimalen Profilformen weder direkt noch analytisch bestimmen lassen. Aus diesem Grund wird auf die UIUC Airfoil Database (Selig 2025) zurückgegriffen. Diese Datenbank enthält Profilgeometrien, die sich insbesondere für Anwendungen in Strömungen mit niedrigen Reynolds-Zahlen eignen. Die darin enthaltenen Profile wurden bereits mehrfach in früheren Windkanaluntersuchungen an Windenergieanlagen zur aerodynamischen Skalierung von Rotorblättern verwendet (Bayati et al. 2016; Muggiasca et al. 2021).

Im ersten Schritt werden mithilfe des Programms XFOIL die Polaren aller in der Datenbank enthaltenen Profile iterativ berechnet, unter Variation der drei Parameter, die die Strömungsbedingungen definieren: die Reynolds-Zahl (Re), die Mach-Zahl (Ma) sowie N_{crit} (nach dem Ausdruck in (Drela 1998) und bei einsetzen von $I_u = 4,5\%$ kann für den benutzten Windkanal den Wert $N_{crit} = 0,4$ angenommen werden). Da die aerodynamische Dämpfung maßgeblich durch den Anstieg des Auftriebsbeiwerts $\partial C_L / \partial \alpha$ über verschiedene Anstellwinkel, erfolgt die Auswahl der Profile anhand möglichst gut übereinstimmender CL -Polaren. Unter diesen Randbedingungen werden insgesamt 238 Profilgeometrien untersucht. Eine vollständige Liste dieser Profile ist im Anhang enthalten.

Die exakten Profilgeometrien und -polaren des Referenzsystems sind vertraulich und werden deshalb nicht offengelegt. Die Referenzwerte für die Skalierung werden dem Blattbereich entnommen, der am relevantesten für die aerodynamischen Dämpfung ist, d.h. der Bereich zwischen

$0.3R - 0.9R$. Die Literatur zeigt, dass ein Vergleichsintervall der Polaren im Angriffswinkelbereich von $\alpha = 2^\circ - 9^\circ$ für Skalierungsprozesse sinnvoll ist (Bayati et al. 2016) und wird daher hier übernommen. Für die Modellierung werden die Polare einer einzigen Stelle der Referenzblätter berücksichtigt.

Zur Auswahl des am besten geeigneten Profils wurde ein automatisierter Vergleich der erzeugten Polaren mit der Referenzpolare durchgeführt. Dazu wurden alle Kandidatenprofile zunächst um Anstellwinkel-Offsets von $\pm 5^\circ$ untersucht. Die Schrittweite für die erste Analyse betrug dabei $1,0^\circ$, für die genauere Auswertung der vielversprechendsten Kandidaten wurde sie auf $0,25^\circ$ reduziert. Der Vergleich erfolgte auf zwei Ebenen:

1. Fehlermaß über CL-Werte: Die Differenzen der C_L -Werte wurden im betrachteten Bereich ($\pm 5^\circ$) quadriert und gemittelt als σ_{CL}^2 , was die Form und Lage der Polare beschreibt.
2. Fehlermaß über die Steigung: Zusätzlich wurde eine lineare Regression auf die sortierten quadratischen Abweichungen durchgeführt, um die Gleichmäßigkeit bzw. die Gradientenähnlichkeit zu erfassen. Daraus ergibt sich der Wert $K_{\Delta CL}^2$.

Beide Kenngrößen wurden anschließend zu einem Gesamtbewertungskriterium kombiniert:

$$P = \sigma_{CL}^2 + 10 \cdot K_{\Delta CL}^2 \quad (5)$$

Der Wert P erlaubt eine eindeutige Bewertung und Sortierung aller Kandidaten – je kleiner der Wert, desto besser passt das Profil zur Referenz. Dieses Verfahren wurde auf alle erzeugten Kandidatenpolaren angewandt, anschließend wurden die drei besten Profile mit feinerer Schrittweite erneut evaluiert.

Auswahl des geeignetsten Flügelprofil

Das automatisierte Auswahlverfahren ergibt das Profil **s4096** als besten Kandidaten, einschließlich eines zusätzlichen Winkel-Offsets von $\Delta\alpha = -2^\circ$. Das Profil weist ein stark gestaucht wirkendes Erscheinungsbild auf, mit einer maximalen Dicke von 12,5 % der Sehnenlänge, gemessen bei 34 % der Sehne – typisch für Profile, die für Anwendungen im Bereich niedriger Reynolds-Zahlen optimiert sind.

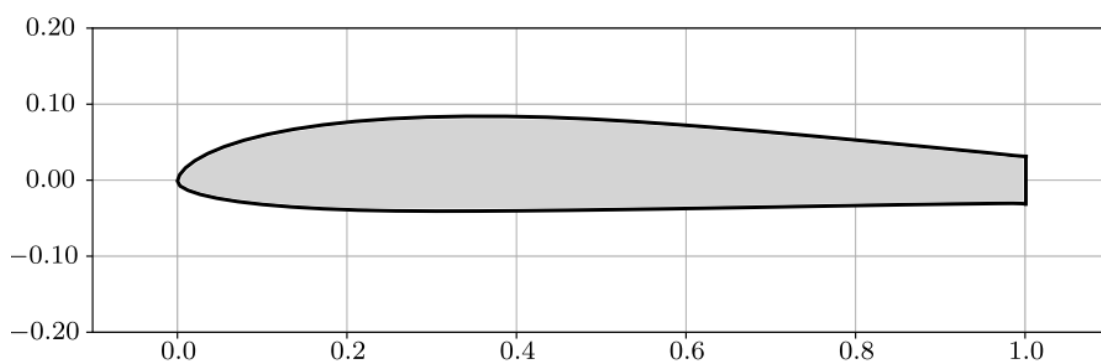


Abbildung 23: Geometrie des Flügelprofils s4096

Die schlanke Geometrie führt im Modellmaßstab zu sehr dünnen Rotorblättern, was die Fertigung der Modellrotorblätter erschwert. Da diese Dicke jedoch zwangsläufig aus dem gewählten Modellskalierungsfaktor von $\lambda_g = 110$ resultiert – welcher durch die maximal mögliche Rotorausdehnung in Bezug auf den Windkanalquerschnitt vorgegeben ist – sowie durch die entsprechende Abweichung der Reynolds-Zahl zwischen Modell- und Originalmaßstab, wird dieses

Erscheinungsbild in Kauf genommen. Andererseits ist das Profil nicht gepfeilt, was sich vorteilhaft auf die Herstellbarkeit auswirkt.

Die Polare des Kandidatenprofils zeigt im oben definierten relevanten Bereich eine sehr gute Übereinstimmung mit der Referenz, wobei die Steigung nur geringfügig flacher ausfällt. Auch wenn im Vergleichsverfahren nicht berücksichtigt, ist die Übereinstimmung der Widerstandspolare ebenfalls ausreichend genau.

Konzipierung der skalierten Rotorblätter

Nach Auswahl des Profils s4096 werden die übrigen Parameter der Rotorblätter im Modellmaßstab festgelegt. Dazu zählen insbesondere die Sehnenlängen und Twist-Winkel entlang der Blattlänge. Grundlage ist ein festgelegter Betriebszustand der Referenzturbinen, der über die Beibehaltung des TSRs im Modellmaßstab auf die aerodynamischen Bedingungen wirkt. Daraus ergeben sich Pitch-Winkel, lokale Strömungsgeschwindigkeiten sowie die zu erwartenden Reynolds- und Mach-Zahlen im Modell.

Bei der Wahl des Betriebszustands wird die Rotordrehzahl aus Gründen der Modellstabilität auf 400 U/min begrenzt. Dabei wird die höchstmögliche Windgeschwindigkeit im Modellmaßstab angestrebt, was sich günstig auf die Messbarkeit der aerodynamischen Dämpfung auswirkt (Wollrab 2019; Feldmann et al. 2018). Bei der Festlegung von TSR, Rotordrehzahl und Windkanalwindgeschwindigkeit wird analog zu (Robert Fontecha 2023) vorgegangen.

Für die Blattmodellierung wird zunächst eine bereits erfolgreich eingesetzte Routine verwendet, die die Rotorparameter mit Blick auf die erzeugte Schubkraft bestimmt (Bayati et al. 2016). Da die Formulierung des aerodynamischen Dämpfungsverhältnisses nach Valamanesh und Myers (Valamanesh and Myers 2014) aus der Beschreibung der vom Rotor erzeugten Schubkraft abgeleitet ist – und diese Kraft die Fore-Aft-Schwingungen der Anlage anregt – lässt sich eine direkte Verbindung zwischen diesen Größen herstellen. Weil die Schubkraft des Rotors maßgeblich durch die Auftriebskräfte entlang der Rotorblätter bestimmt wird, basiert die Berechnung der Sehnenlängen und Twist-winkel im Modellmaßstab auf dem Verhältnis der Auftriebskräfte entlang der Blattlänge im Original- und im Modellmaßstab (Bayati et al. 2016).

$$L_{mod} = \frac{L_{ref}}{\lambda_v \lambda_g} \quad (6)$$

In Gleichung (6) wird der Geschwindigkeitsskalierungsfaktor $\lambda_v = \frac{v_{ref}}{v_{mod}}$ eingeführt, um gemeinsam mit dem geometrischen Skalierungsfaktor λ_g die Auftriebskraft L_{ref} entlang der Blattlänge auf den Modellmaßstab L_{mod} zu übertragen. Unter der Annahme, dass die Rotorblätter überwiegend nicht im Stall-Bereich betrieben werden, sich also im näherungsweise linearen Bereich der Auftriebspolare befinden, und bei Beibehaltung des TSRs, ergeben sich folgende Beziehungen (Bayati et al. 2016):

$$c_{mod} = \frac{c_{ref}}{\lambda_g} \cdot \frac{K_{l,ref}}{K_{l,mod}} \quad (7)$$

$$\varphi_{TW,mod} = \varphi_{TW,ref} - \frac{C_{l,ref}^0}{K_{l,ref}} + \frac{C_{l,mod}^0}{K_{l,mod}} \quad (8)$$

Mit der Sehnenlänge c , Dem Twist-Winkel φ_{TW} , der Steigung der linearen Regression der C_L -Polare K_l und dem Achsenabschnitt der Regression C_l^0 . Die linearen Regressionen werden wie vorher erwähnt im Bereich $\alpha = 2^\circ - 9^\circ$ durchgeführt (Bayati et al. 2016). Die resultierenden Sehnenlängen

beeinflussen die Reynolds-Zahlen und damit auch die Auftriebspolare, daher müssen sie iterativ auf Basis der jeweils zutreffenden Parameter K_l und C_l^0 bestimmt werden. Bei dem Profil s4096 haben sich die C_L -Polaren relativ unabhängig von Mach- und Reynoldszahlen im untersuchten Bereich, wie Abbildung 24 zeigt.

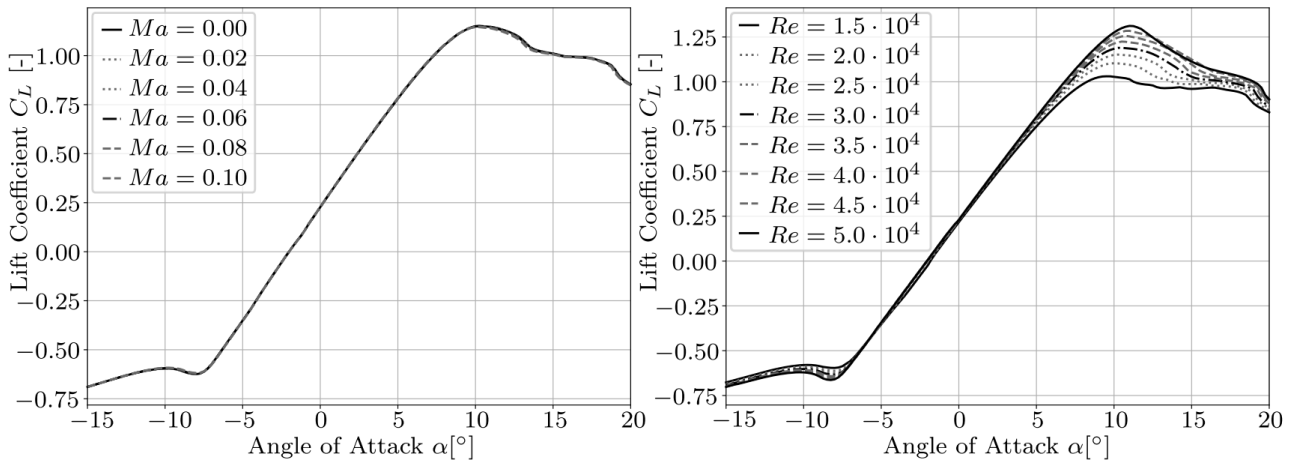


Abbildung 24: Lift-Polaren des s4096-Flügelprofils für variierenden Machzahl (links) und Reynoldszahl (rechts)

Zur Bestimmung des Verhältnisses $K_{l,ref}/K_{l,mod}$ entlang der Blattlänge wurden 21 Datenpunkte manuell ausgewertet. Die zugehörigen Reynolds-Zahlen wurden dabei abschnittsweise in 5.000er-Schritten gruppiert. Es zeigt sich, dass das Verhältnis der Steigungen proportional zum Rückgang der lokalen Reynolds-Zahlen ist, was sich direkt auf die benötigten Sehnenlängen auswirkt. Diese nehmen entlang der Blattlänge tendenziell ab. Die Iteration beginnt mit einer rein geometrischen Skalierung $c_{mod} = c_{ref}/\lambda_g$. Die Reynolds-Zahlen werden dann aus den gewählten Windkanalgeschwindigkeiten und simulierten TSR berechnet. Für jeden der 21 Punkte entlang der Blattlänge werden die zugehörigen Werte für Re , $K_{l,mod}$ und daraus die aktualisierte Sehnenlänge c_{mod} bestimmt. Die Reynolds-Zahlen werden dabei schrittweise mit einer Auflösung von $\Delta Re = 50$ interpoliert. Für fast alle Datenpunkte konvergiert der Fehler in der Reynolds-Zahl gegen null; in wenigen Fällen liegt die Abweichung unter 10, was als ausreichend genau bewertet wird. Einzig an der Blattspitze tritt eine rechnerische Singularität bedingt durch eine nahezu verschwindende Sehnenlänge. Diese beeinflusst die Gesamtergebnisse jedoch nicht wesentlich. Die endgültigen Verwindungswinkel $\varphi_{TW,mod}$ entlang der Blattlänge werden abschließend mit Gleichung (8) berechnet.

Auf Grundlage der resultierenden geometrische Parameter wurde ein räumliches Modell der Rotorblätter im Modellmaßstab erstellt, dass die festgelegten geometrischen Eigenschaften vollständig berücksichtigt. Es ist zu beachten, dass an den ersten Positionen aus geometrischen und fertigungstechnischen Gründen ein zirkulares Profil verwendet wird. Entsprechend wird im Bereich der Blattspitze eine Mindestsehne von $c_{min} = 1,2 \text{ mm}$ umgesetzt, um realisierbare Profilstärken sicherzustellen. Abbildung 25 zeigt die resultierende Rotorblattgeometrie.

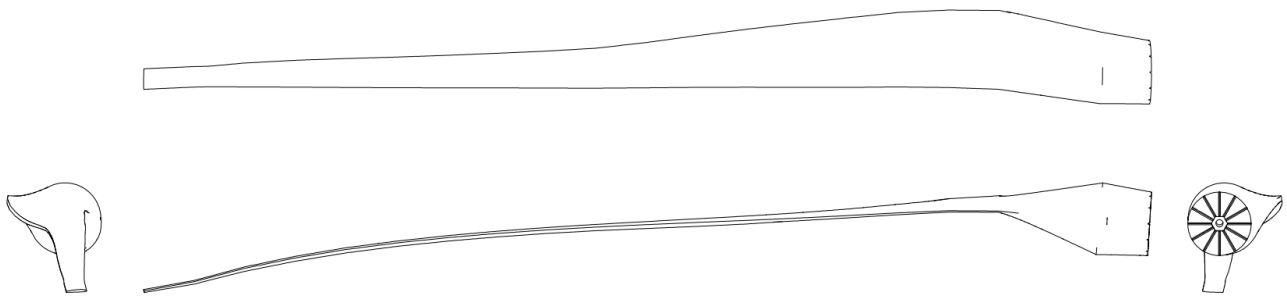


Abbildung 25: 3D-Modell des skalierten Rotorblatts.

1.3.3 AP3.3: Herstellung der Windkanalmodelle der Referenzanlage

1.3.3.1 Windkanalmodelle für die Messungen von wirbelerregten Querschwingungen

Aeroelastisches Modell der Referenzanlage (VIV-AE-RWEA)

Um die geringe Modellmasse zu realisieren, wurde ein Rohr aus kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff (CFK) mit konstantem Durchmesser gewählt, was eine vertretbare Annahme darstellt. Die Blätter wurden durch selektives Lasersintern (SLS) aus Polyamidmaterial (PA12) gefertigt. Diese Blätter wurden nicht aerodynamisch skaliert, da bei dieser Messung der Fokus auf den Interaktionseffekten zwischen Blättern und Turm lag, wodurch die genaue Geometrie (Abstand zwischen Turm und Blättern, Nachlauf des Blattes) priorisiert wurde. Nabe und Gondel wurden aus Aluminium geätzt, um das Gewicht gering zu halten bei vergleichsweise hoher Steifigkeit. Abschließend wurden Elemente aus Styrodur hergestellt, um die Formen von Nabe und Gondel nachzubilden.

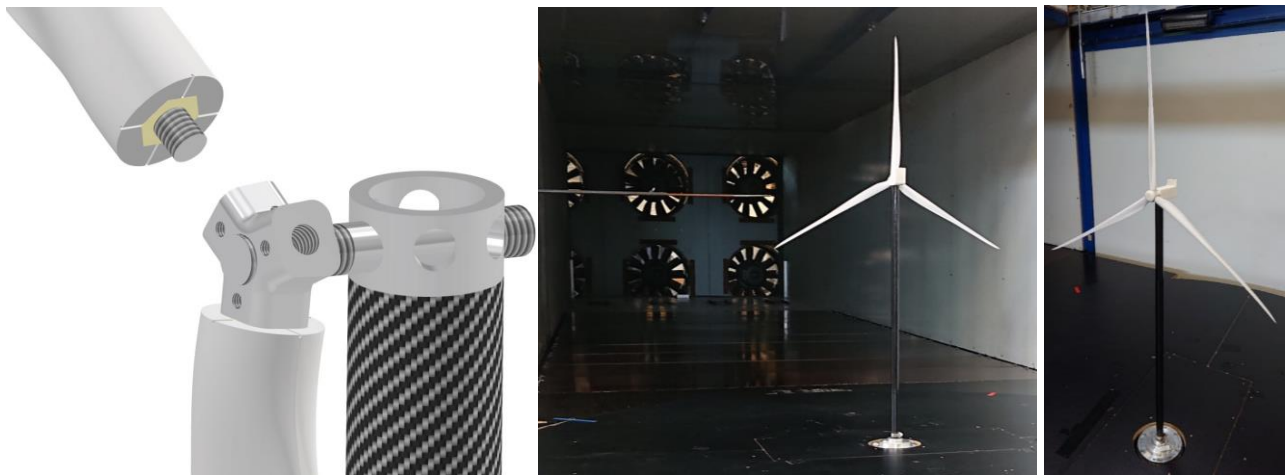


Abbildung 26: Übersicht der Naben- und Gondelverbindung (links) und des Gesamtmodells im Windkanal (rechts)

Die Antwort des Modells wird ausschließlich über eine 6-Komponenten-Messwaage am Modellfuß erfasst. Eine Ableitung der Kopfverschiebungen aus den Fußkräften und -momenten wird in Kapitel 1.3.4.1 dargestellt.

Steifes Turmmodell für Zwangserregte HFFB-Messungen (VIV-HFFB-TM)

Für die Messung der Korrelationslänge wurden 2 Modelle mit verschiedener Schlankheit angewendet. Beide Modelle wurden aus Aluminiumrohren hergestellt, und deren Geometrie ist grob in Tabelle 6 angegeben. Abbildung 27 zeigt eine Übersicht der Modelle, aus Anhang 1 kann eine genauere Beschreibung entnommen werden. Es soll darauf geachtet werden, dass die Messhöhe

als Höhe über dem Windkanalmesstisch definiert wird, d.h. es ist die Höhe, die vom Wind angeströmt wird.

Tabelle 6: Geometrische Parameter der Windkanalmodelle für HFFB-Messungen.

Modell	Messhöhe H [mm]	Durchmesser D [mm]	Schlankheit λ [mm]	Anzahl Messtellen für Korrelationslänge
D100	1000	100	10	18 x 2 Messachsen
D050	1250	50	25	21 x 1 Messachse

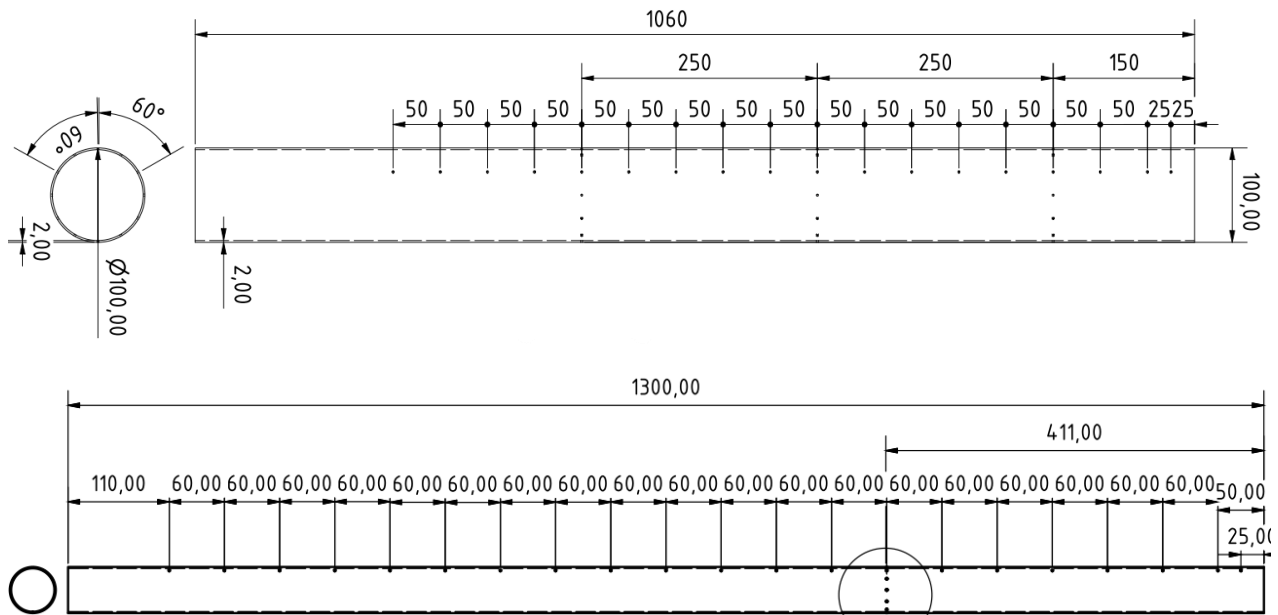


Abbildung 27: Übersicht der Modelle D100 (oben) und D050 (unten) für zwangserregten HFFB-Messungen

An den Modellen wurden Druckmessstellen angebracht, um die Korrelationslänge zu bestimmen. Aufgrund des begrenzten Raums im Modell konnte nur eine eingeschränkte Anzahl von Druckmessstellen installiert werden. Im Modell D100 wurden zwei vertikale Achsen mit jeweils 18 Messstellen angeordnet, um die Korrelationslänge auf beiden Seiten erfassen zu können, während im Modell D050 aus Platzgründen nur 21 Messstellen entlang einer einzigen Achse positioniert wurden.

Beide Modelle wurden am Modelfuß mit einem hochsteifen Anschluss am Prüfstand verbunden. Der Prüfstand ermöglicht eine parametrische Messung unterschiedlicher Schwingungskonstellationen durch Variation der Erregerfrequenz und -amplituden. Über die Einstellung der Erregeramplitude konnte die Kopfschwingungsamplitude am Modell definiert werden. Abbildung 28 zeigt beide Modelle im Windkanal.



Abbildung 28: Windkanalmodelle D100 (links) und D050 (rechts) in zwangserregten HFFB-Messungen bei hochturbulenter Grenzschichtsimulation (TC3 bzw. Geländekategorie GKIII/IV nach EC1-1-4/NA).

Aeroelastisches Turmmodell (VIV-AE-TM)

Es wurden zwei unterschiedliche Modelle hergestellt:

- M1: ein Carbonrohr mit den Abmessungen Durchmesser $\times$ Wanddicke = $22 \times 0,5$ mm sowie einer durchgehenden Rohrisolierung mit einem Außendurchmesser von 48 mm und einem Innendurchmesser von 22 mm.
- M2: ein Carbonrohr mit den Abmessungen Durchmesser $\times$ Wanddicke = 50×1 mm.

Das Modell M1 hat eine geringere Masse, was – abhängig von der Dämpfung – Scruton-Zahlen im Bereich von $Sc \approx 2$ ermöglicht. Das Modell M2 besitzt eine harte und glatte Oberfläche, ist dafür jedoch etwa doppelt so schwer. Die Modelle wurden am Modellfuß über Schrauben verschiedener Durchmesser (für unterschiedliche Schwingfrequenzen) an eine 6-Achs-Waage angeschlossen. Die Turmauslenkungen wurden zusätzlich mit einem Laserwegaufnehmer gemessen, siehe Abbildung 29. Dabei wurde durch einen Messabstand von etwa 40 cm sichergestellt, dass der Laserwegaufnehmer keinen Einfluss auf die aerodynamische Belastung hatte. Abbildung 30 zeigt beide Modelle im Windkanal.



Abbildung 29: Detail der Messung von Schwingamplituden durch Laserwegaufnehmer.

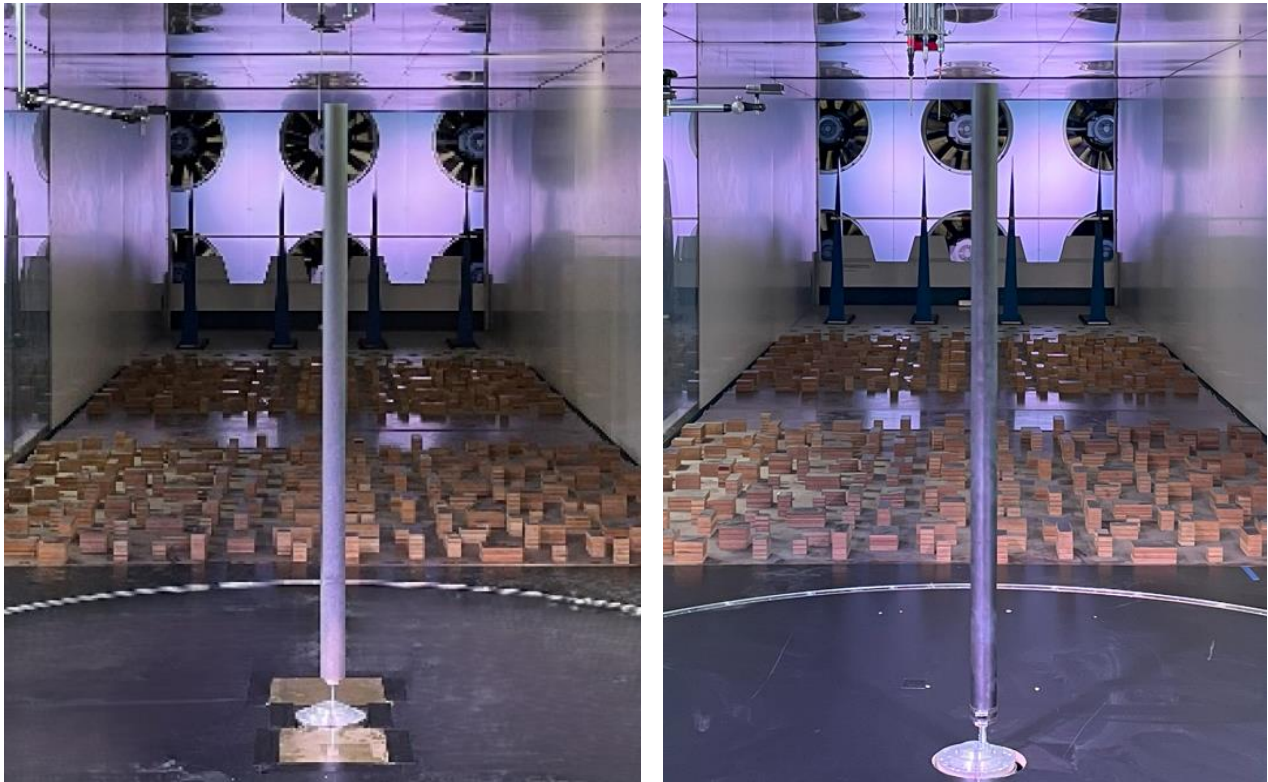


Abbildung 30: Windkanalmodelle M1 (links) und M2(rechts) in aeroelastischen Messungen bei hochturbulenter Grenzschichtsimulation (TC3 bzw. Geländekategorie GKIII/IV nach EC1-1-4/NA).

1.3.3.2 Windkanalmodelle für Messung der aerodynamischen Dämpfung

Bei der Materialwahl ist das Hauptziel, eine möglichst hohe Steifigkeit bei gleichzeitig geringem Gewicht zu erreichen. Die Rotorblattmodelle wurden durch selektives Lasersintern (SLS) aus Polyamid Material (PA12) hergestellt, was eine mäßige Steifigkeit bei sehr geringem Gewicht bietet.

Es wurden 2 Windkanalmodelle hergestellt: ein Querschnittsmodell für die Messung der Profilpolaren, und ein WEA-Modell für die HFFB-Messungen der Gesamtanlage.

Für die Messung der Polare wurden Querschnittsmodelle des Profils s4096 mit einer Sehnenlänge von $c = 40 \text{ mm}$ und einer Länge von $l = 500 \text{ mm}$ ausgelegt. Der Prüfkörper wird an den Endplatten des Prüfstands verschraubt, weshalb seine Enden verbreitert sind, um vorgebohrte Befestigungslöcher für eine geeignete Montage am Prüfstand bereitzustellen.

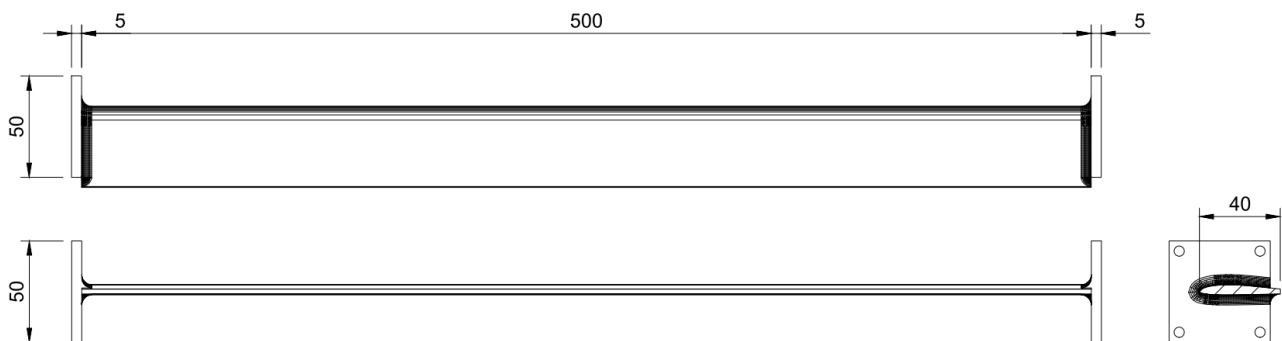


Abbildung 31: Querschnittsmodell des Flügelprofils s4096 für die Messung der Profilpolaren

Das verwendete Windkanalmodell für die Messungen an der Gesamtanlage wurde auf Basis der ausgelegten Rotorblätter aufgebaut. Zur Regelung der Rotordrehzahl sind die drei Rotorblätter auf einem Motor montiert, der sich auf einem konischen Aluminiumrohr befindet, das den Referenzturm nachbildet. Der modellierte Turm wurde so steif wie möglich ausgeführt. Die Ausführung von Turm und Nabe wurde bereits in der Vergangenheit verwendet (Feldmann et al. 2018; Wollrab 2019; Robert Fontecha 2023). Hierbei wurden die Rotorblätter entsprechend verändert, und einen neuen Motor mit Übersetzung 30:1 ausgewählt. Damit lassen sich noch präziser die ausgewählten Rotordrehzahlen einstellen. Die Kräfte und Momenten werden am Modellfuß mit einer 6-Achs-Waage gemessen, siehe (Robert Fontecha, Kemper, and Feldmann 2019). Die folgenden Abbildungen geben eine Übersicht des gesamten Windkanalmodells.

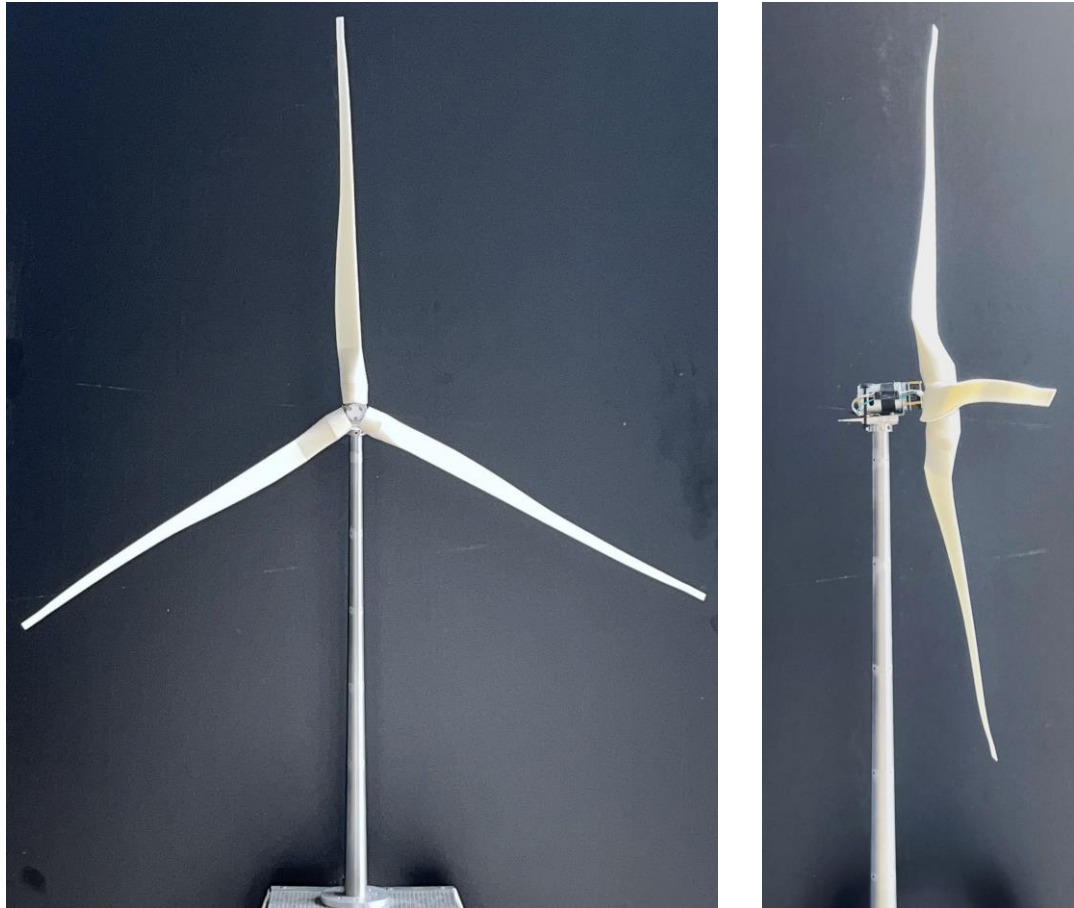


Abbildung 32: Aerodynamisch skaliertes Modell der Referenzanlage für Messungen der aerodynamischen Dämpfung

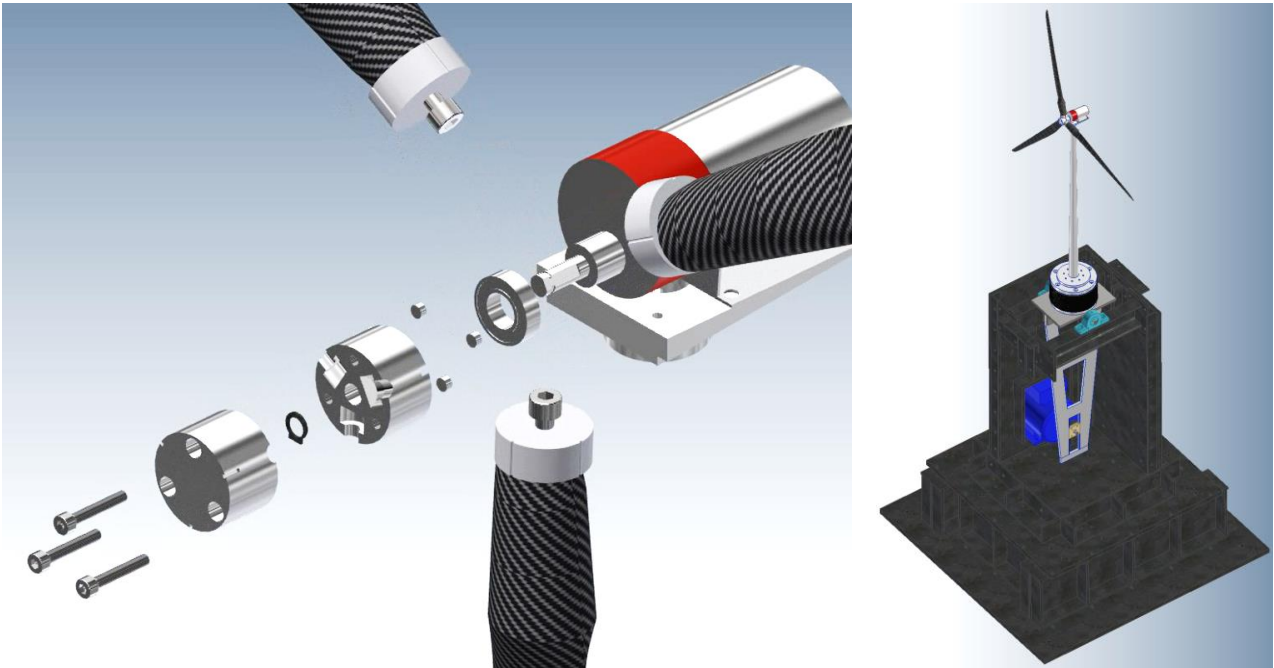


Abbildung 33: Übersicht des Nabenmodells (links) und des Prüfstands für zwangserregte HFFB-Messungen

Der Meilenstein **MS 3.2: Windkanalmodelle der Referenzanlage und Prüfstände fertiggestellt** wurde erreicht. Die benötigten Windkanalmodelle der Referenzanlage wurden in allen erforderlichen Varianten aufgebaut und entsprechend kalibriert. Somit stehen alle Modelle und Prüfstände für die geplanten Windkanalmessungen bereit.

1.3.4 AP3.4: Windkanalmessungen: Wirbelerregte Querschwingungen

1.3.4.1 Aeroelastisches Modell der Referenzanlage (VIV-AE-RWEA)

Messkampagne und -technik

Im Stillstandzustand befindet sich der Rotor von Windkraftanlagen in der Regel entweder im Stillstand oder im Leerlaufbetrieb. Letzterer, der eine freie Rotation des Rotors erlaubt, ist im Modell nicht vorgesehen. Stattdessen werden verschiedene Stillstandkonfigurationen getestet, um mögliche Rotorstellungen und Windrichtungen abzudecken. Zur eindeutigen Kennzeichnung der Messungen wird folgende Nomenklatur definiert:

$$A - P B1B2B3 - WD XXX$$

Der Buchstabe an erster Stelle A gibt die Azimutstellung der Blätter in der Rotorebene an. Die möglichen Werte Y , H , S und K beziehen sich auf die Form, die in der Vorderansicht der Windkraftanlage sichtbar ist. Die zweite Gruppe von Variablen P gibt die Blattverstellung (Pitch) der Blätter $B1$ bis $B3$ an. Sie ist definiert durch den Winkel zwischen der unverdrillten Sehne des Profils und der Rotorebene. Abbildung 4.7 zeigt die möglichen Konfigurationen für die Windkanaltests sowie die Benennung der Blätter. Die letzte Variable WD beschreibt den Gierwinkel (Yaw) zwischen der Windrichtung und der Rotationsachse des Rotors.

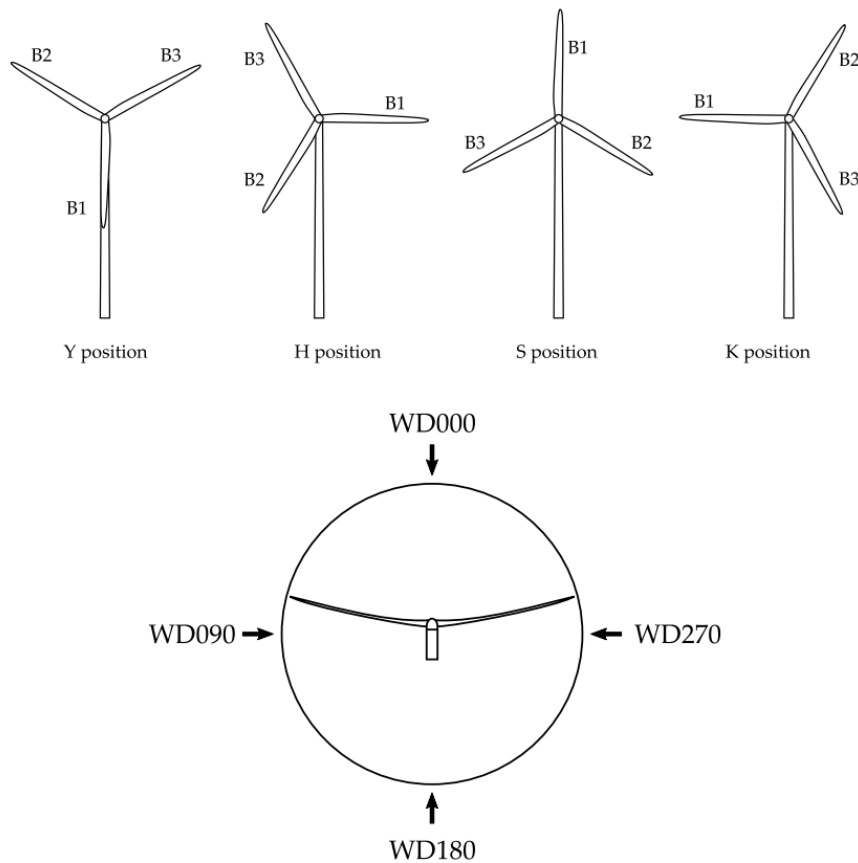


Abbildung 34: Konfigurationen der Windkraftanlage für die Windkanaltests und Nomenklatur

Für die Blattverstellung wird in allen Messungen die Federstellung P 909090 angewendet. Diese entspricht der üblichen Konfiguration im geparkten Zustand, in dem keine Energie erzeugt wird. Die Windrichtung hingegen wird variiert, da die Ausrichtung der Rotorachse nicht in allen Fällen gewährleistet werden kann. Ein Ausfall des Giersystems, Wartungsarbeiten oder plötzliche Änderungen der Windrichtung können hier zu einer Fehlstellung führen.

In den Experimenten werden daher die Azimut-Positionen H, S und K für die Windrichtungen WD000, WD090, WD180 und WD270 getestet. Für eine weiterführende Analyse der Interferenzen, wenn sich ein Rotorblatt in der Nähe des Turms befindet, wird die Y-Position für Gierwinkel in 30°- bzw. 15°-Schritten um WD000 und WD180 untersucht. Darüber hinaus werden zwei Referenzmessungen durchgeführt: eine am Turm (X) und eine am Turm mit konzentrierter Kopfmasse (N).

Die Strömungsgeschwindigkeiten reichen von $u_{red} = 2,5 - 11$ in Schritten von ca. 0,1 m/s. In einer ersten Messung werden die Eigenfrequenz und die Dämpfung jeder Konfiguration durch einen Freiauslaufversuch bestimmt. Zusätzlich werden vor und nach den Experimenten Referenzmessungen ohne Wind durchgeführt, um etwaige Offsets zu ermitteln.

Während der Messungen wird die Strömungsgeschwindigkeit mit einem Hitzedraht-Anemometer überwacht, das in Nabenhöhe in gewissem Abstand zum Modell installiert ist. Die durch Wirbel induzierten Schwingungen werden über Kraft- und Wegmessungen erfasst. Am Fuß des Turms wird eine Sechs-Komponenten-Waage eingesetzt. Aus dem Kraftsignal F_y wird die Querverschiebung bei maximaler Schwingung in Resonanz durch zeitliche Integration berechnet. Für die Integration wird die kumulative Trapezmethode verwendet. Die Messung der Fußkraft entspricht technisch gesehen nicht ausschließlich der Trägheitskraft, sondern enthält auch die statische Anregungskraft. Die

zeitliche Integration wird dennoch als zulässig angesehen, da die dynamische Verstärkung im Synchronisationsbereich groß ist und der Anteil der Anregungskraft daher gering (unter 1 %) ist. Diese Annahme wird durch eine Beschleunigungsmessung an der Turmspitze für die Konfiguration Y-P909090-WD000 validiert. Der Vergleich der Bodenkraft mit der berechneten Trägheitskraft ist in Abbildung 35 dargestellt. Die beiden Signale stimmen gut überein. Die Verschiebung kann daher in Resonanz aus dem Kraftsignal bestimmt werden.

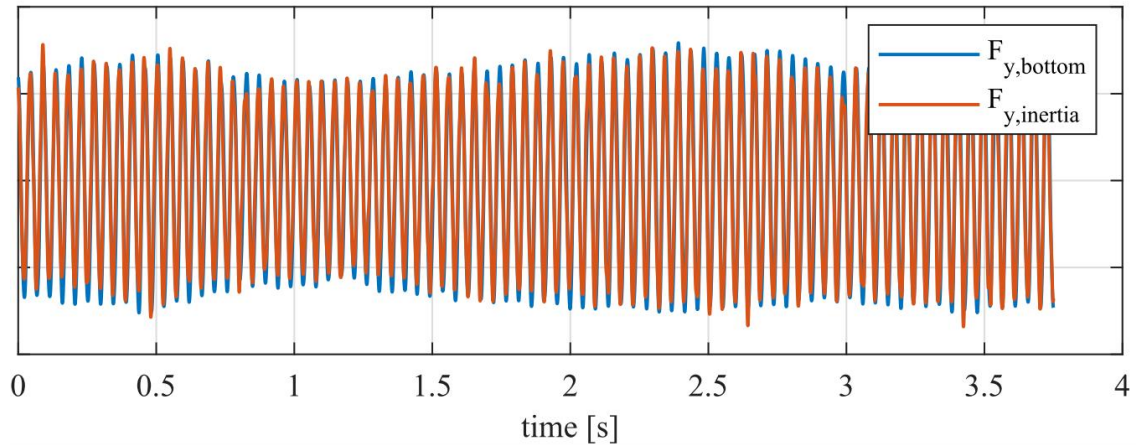


Abbildung 35: Vergleich der gemessenen und berechneten Fußkräfte im VIV-Resonanzbereich (Y-P909090-WD000)

Bei den Messungen lag das logarithmische Dämpfungsdekrement zwischen 0,008 und 0,015.

Messergebnisse

Die Querverschiebungen für die Fälle maximaler WQS werden für alle Konfigurationen in Abbildung 36 dargestellt. Zusätzlich wird eine fiktive Amplitude "y/d (Sc-korrigiert)" berechnet, um Unterschiede in der Scruton-Zahl infolge veränderter struktureller Dämpfung zwischen den Modellkonfigurationen auszuschließen. Als Referenz dient hierbei die Messung mit der simulierten Kopfmasse.

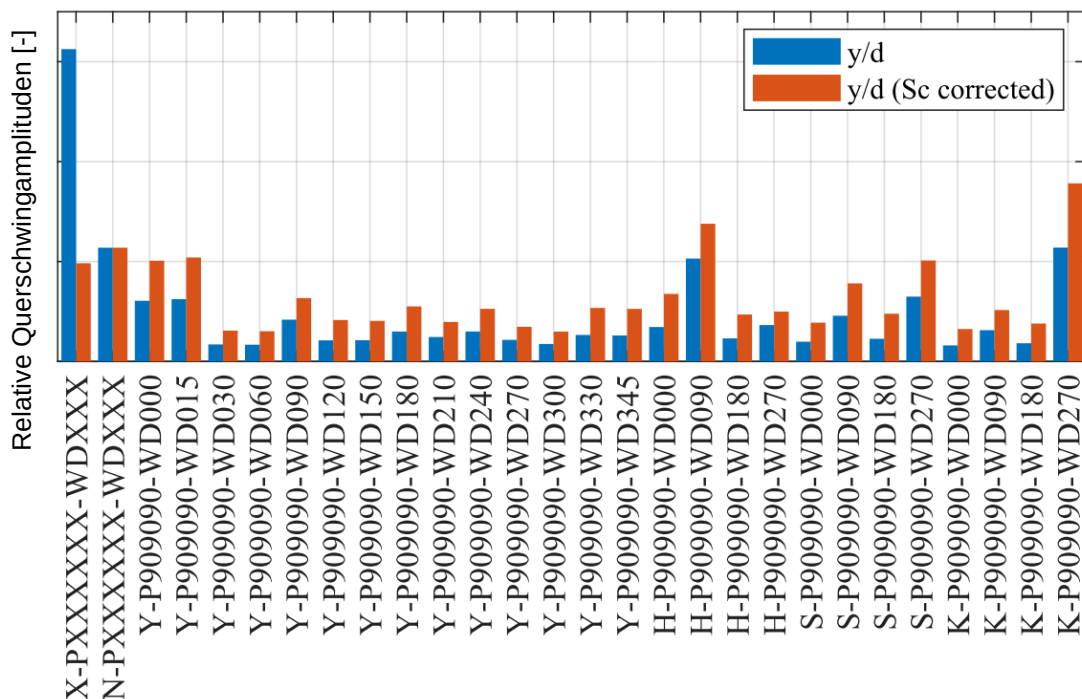


Abbildung 36: Dimensionslose Schwingungsamplituden y/d beim Auftreten maximaler VIV für alle getesteten Konfigurationen

Es ist zu erkennen, dass die Schwingungen – mit Ausnahme von zwei Messungen, H-P909090-WD090 und K-P909090-WD270 – deutlich geringer ausfallen als bei den Konfigurationen *X* und *N*. Abgesehen von diesen beiden Fällen reduziert der Rotor die Querschwingungsantwort, auch wenn WQS dadurch nicht vollständig unterdrückt wird. In den Zeitsignalen lassen sich bei jeder Konfiguration bestimmte Schwingungsphasen beobachten.

Erklärungen für diese Reduktion sind:

- Der Rotor erhöht die aerodynamische Dämpfung
- Der Rotor stört die Ausbildung korrelierter Wirbel an der Turmspitze.

Infolge dessen lässt sich bei einigen Konfigurationen kein ausgeprägter Peak im Verlauf der Querkraft über den getesteten Geschwindigkeitsbereich feststellen. Dort bleibt die Querkraft in derselben Größenordnung wie die Längskraft. Diese Messungen – nämlich die Windrichtungen WD030 bis WD150 und WD210 bis WD345 in der Y-Position sowie WD000 und WD180 in den Positionen H, S und K – werden daher aus der Bestimmung der Strouhal-Zahl in Abbildung 37 ausgeschlossen.

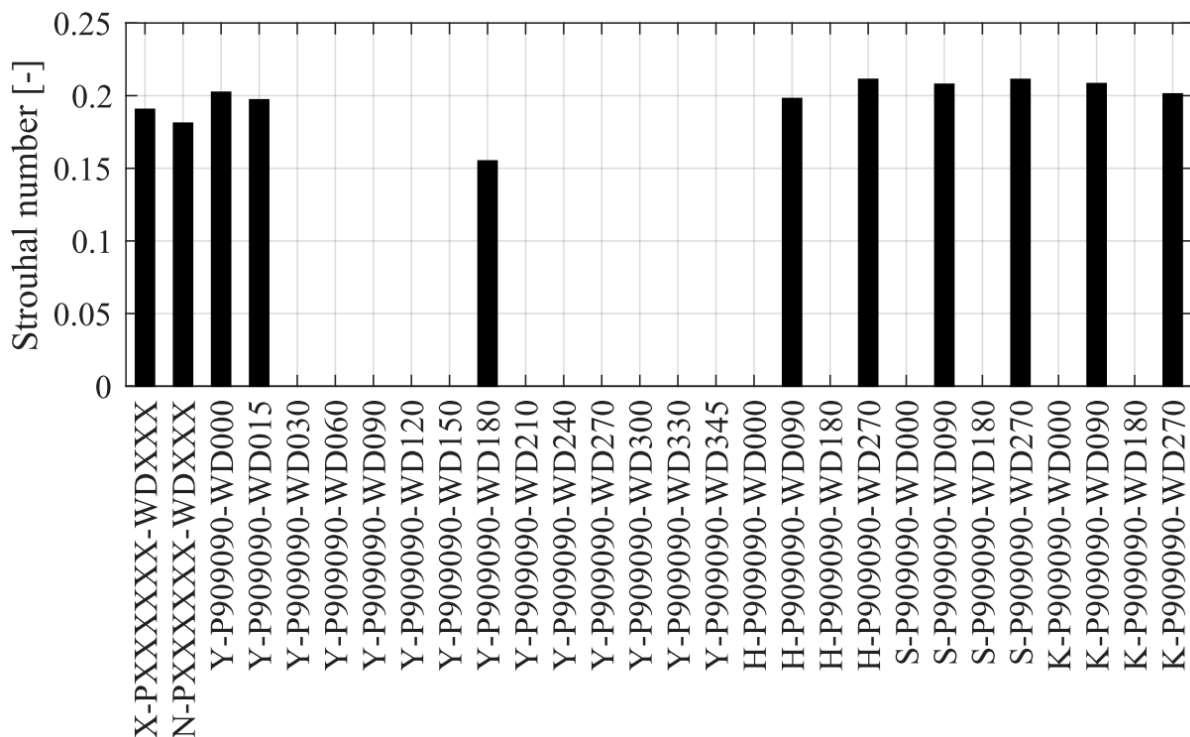


Abbildung 37: Strouhal-Zahl St beim Auftreten maximaler VIV für alle Konfigurationen mit einem ausgeprägten Synchronisationspeak

In der Abbildung ist zu erkennen, dass WQS bei $St = 0,2$ für alle Rotorstellungen auftreten, mit Ausnahme von Y-P909090-WD180. Das bedeutet, dass das Wirbelablösen vom Zylinder das Verhalten der VIV dominiert. Die Konfiguration Y-P909090-WD180 zeigt eine reduzierte Strouhal-Zahl von $St = 0,16$. Dieser Abfall wurde bereits in einer früheren Studie am Institut beobachtet (R. Fontecha and Kemper 2021). Die höchsten WQS-Amplituden treten bei den Konfigurationen H-P909090-WD090 und K-P909090-WD270 auf. Gemeinsam ist diesen beiden Fällen, dass sich kein Blatt auf der windzugewandten Seite des Turms befindet und die Sehne der Blätter quer zur Windrichtung ausgerichtet ist, was nur geringe (aerodynamische) Dämpfung bietet.

1.3.4.2 Zwangserregte HFFB-Messungen (VIV-HFFB-TM)

Das Ziel bei den zwangserregten Messungen ist die Korrelationslänge unter verschiedenen Bedingungen zu bestimmen. Die Stärke dieser Methode ist die Möglichkeit, einzelne Parameter systematisch zu variieren, sodass eine ausführliche parametrische Untersuchung mit verhältnismäßig niedrigen Kosten durchgeführt werden kann.

Tabelle 7: Geometrische Parameter der Windkanalmodelle für HFFB-Messungen.

Parameter	D100	D050
Höhe x Durchmesser [mm]	1000 x 100	1250 x 50
Schlankheit λ [-]	10	25
Simulierte Grenzschicht bzw. Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA	TC1 (Turbulenzarm) TC2 (GKI/II) TC3 (GKIII/IV)	
Windgeschwindigkeitsverhältnis $\frac{v}{v_{crit}}$ [-]	0,8 – 1,4	
Reynoldszahl Re [-]	$[2,0 \dots 6,0] \cdot 10^4$	$[0,4 \dots 1,9] \cdot 10^4$
Relative Schwingamplitude $\frac{y}{D}$ [-]	0,0 ... 0,23	0,0 ... 0,71

Die Bestimmung der Korrelationslänge erfolgt analog zu Novak (Novak and Tanaka 1977) gemäß Gleichung (9). Dabei wird die lokale Korrelationslänge an der Messstelle j als die Länge L_j eines Rechtecks mit perfekter Korrelation ($\rho = 1$) definiert, dessen Fläche der Fläche unter der Kurve von Korrelationskoeffizienten $\rho_{1,x}$ zwischen den Druckmessstellen j und x entspricht. Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 38 dargestellt.

$$\frac{L_j}{D} = \int_0^\infty \rho_{1,x} d\left(\frac{r_x}{D}\right) \quad (9)$$

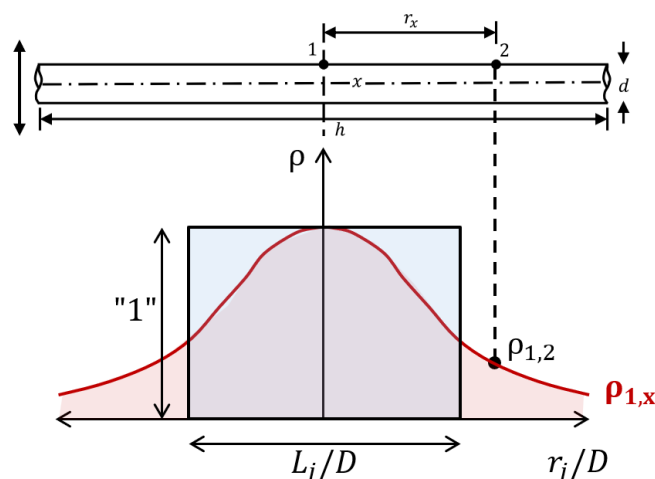


Abbildung 38: Bestimmung der Korrelationslänge L analog zu Novak (Novak and Tanaka 1977).

Die Berechnung erfolgt an jeder Messstelle; dabei wird die Höhe ausgewählt, die die größeren Fußmomente verursacht und somit maßgebend für die Bemessung ist.

Abbildung 39 zeigt die Messergebnisse aus dem Windkanal. Dargestellt sind die Korrelationslängen in Abhängigkeit der Modellschlankheit (links $\lambda = 10$, rechts $\lambda = 25$), der simulierten

Geländekategorie bzw. Grenzschichtrauigkeit (von oben nach unten), der relativen Windgeschwindigkeit v/v_{crit} sowie der relativen Amplitude Y/D . Es ist erkennbar, dass die Korrelationslänge mit zunehmender Schwingungsamplitude Y/D ansteigt und bei relativen Windgeschwindigkeiten über ca. $v/v_{crit} 1,1$ abnimmt. Die simulierte Grenzschicht scheint die Abnahme der Korrelationslänge bei $v/v_{crit} > 1,1$ zu beeinflussen, indem höhere Geländerauigkeiten diese Abnahme glätten. Auf die maximal erreichten Werte hat sie jedoch kaum Einfluss.

$\circ$ $v/v_{CR}=0.8$ $*$ $v/v_{CR}=0.9$ $\square$ $v/v_{CR}=1.0$ $\diamond$ $v/v_{CR}=1.1$ $\times$ $v/v_{CR}=1.2$ $+$ $v/v_{CR}=1.3$ ∇ $v/v_{CR}=1.4$
 $---$ $v/v_{CR}=0.8$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=0.9$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=1.0$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=1.1$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=1.2$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=1.3$ (fit) $---$ $v/v_{CR}=1.4$ (fit)

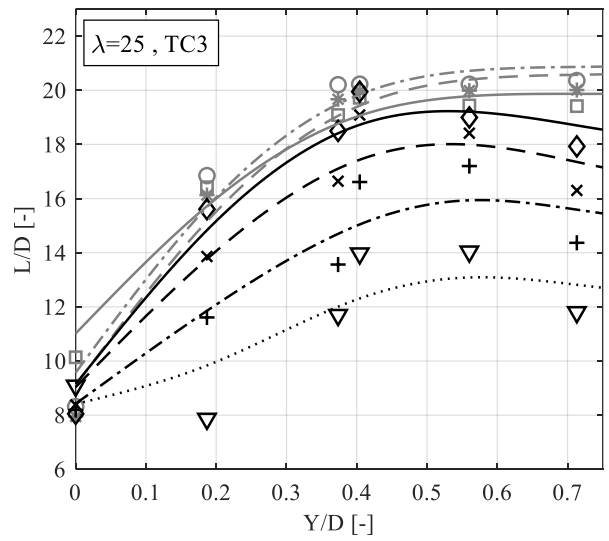
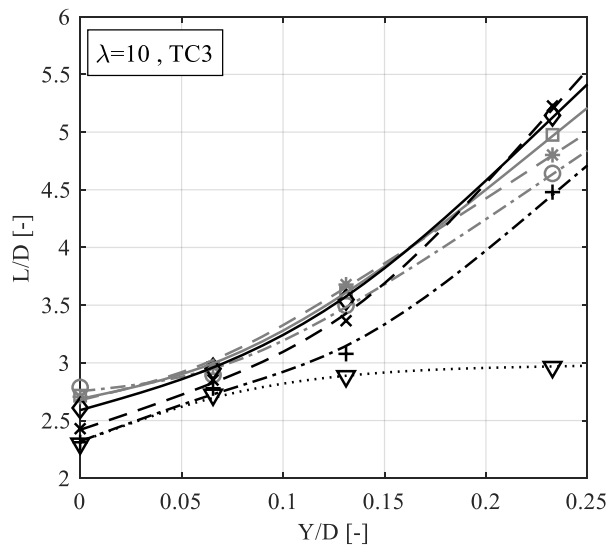
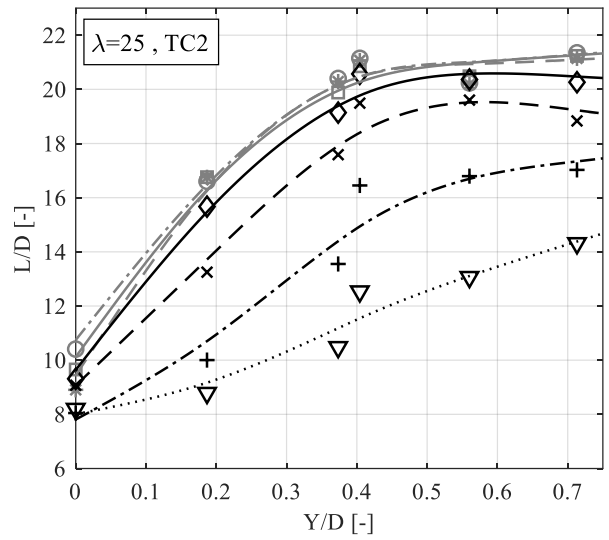
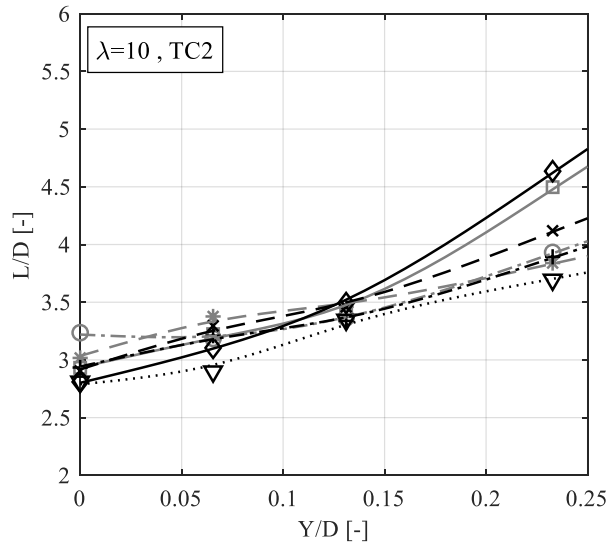
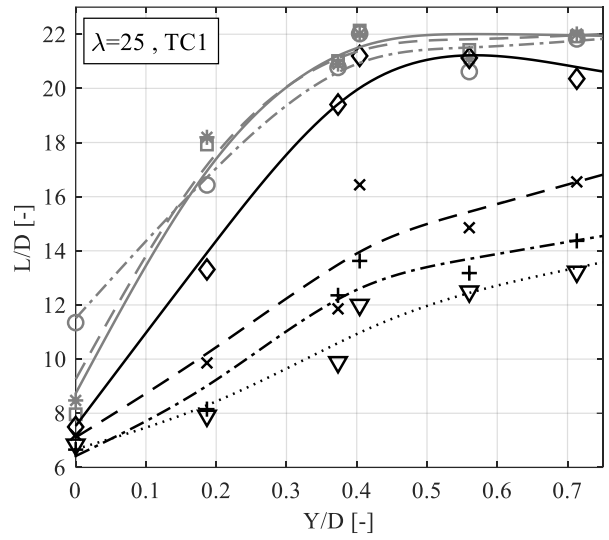
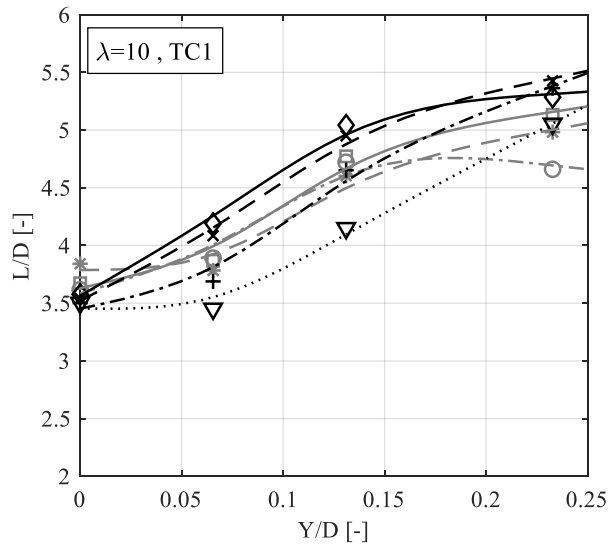


Abbildung 39: Korrelationslängen in Abhängigkeit von simulierter Grenzschicht, relative Schwingamplitude und relative Windgeschwindigkeit.

Wählt man die Korrelationslängenkurven für die Maximalfälle – also bei maximaler Resonanz unterhalb $v/v_{crit} = 1,1$ – ergeben sich die in Abbildung 40 dargestellten Verläufe. Der Einfluss der Geländekategorie ist in diesem Fall vergleichsweise gering. Die dargestellten Kurven sind schlankheitsbezogen und werden der Kurve aus Eurocode 1-1-4 gegenübergestellt, welche unabhängig von der Schlankheit ist. Dabei wird deutlich, dass der Eurocode die Korrelationslänge bei hoher Schlankheit ($\lambda = 25$) deutlich unterschätzt und bei geringer Schlankheit ($\lambda = 10$) überschätzt. Es ist jedoch zu beachten, dass diese Überschätzung im Eurocode möglicherweise durch die nachträgliche Begrenzung des Parameters K_w teilweise kompensiert wird.

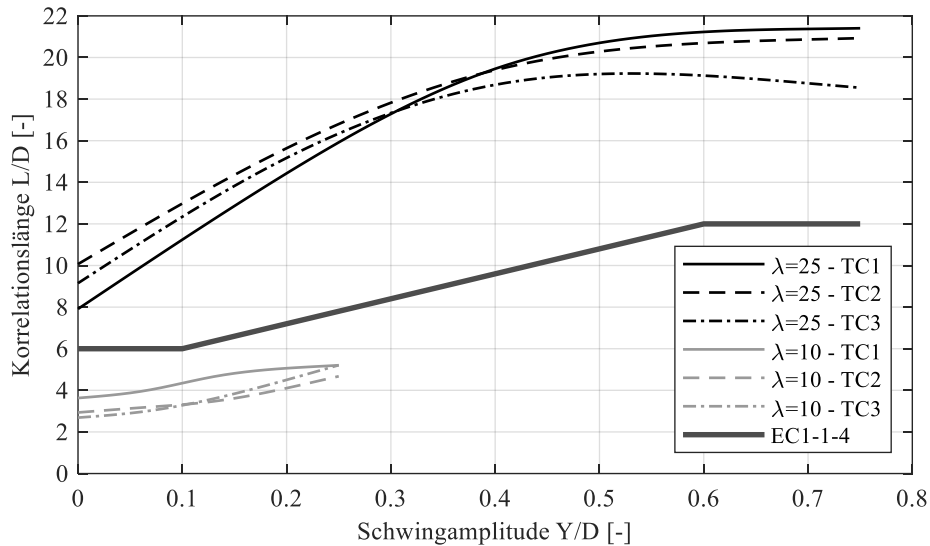


Abbildung 40: Korrelationslängen in Abhängigkeit der relativen Schwingamplitude.

Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass die Schlankheit eine wesentliche Rolle für die Korrelationslänge spielt. Dies ist auch physikalisch nachvollziehbar, da ein schlankerer Turm mehr Raum für die Ausbildung synchronisierter Wirbelablösungen über die Höhe bietet. Aus diesem Grund wird die Schlankheit im nächsten Schritt in den Ausdruck der Korrelationslänge einbezogen, indem eine Normierung mit der Schlankheit erfolgt:

$$\frac{L/D}{\lambda} = \frac{L/D}{H/D} = L/H \quad (10)$$

Abbildung 40 kann anschließend in der Form von Abbildung 41 dargestellt werden. Da die Kurve im Eurocode keiner spezifischen Schlankheit zugeordnet ist, wird sie in Abbildung 41 zunächst nicht berücksichtigt.

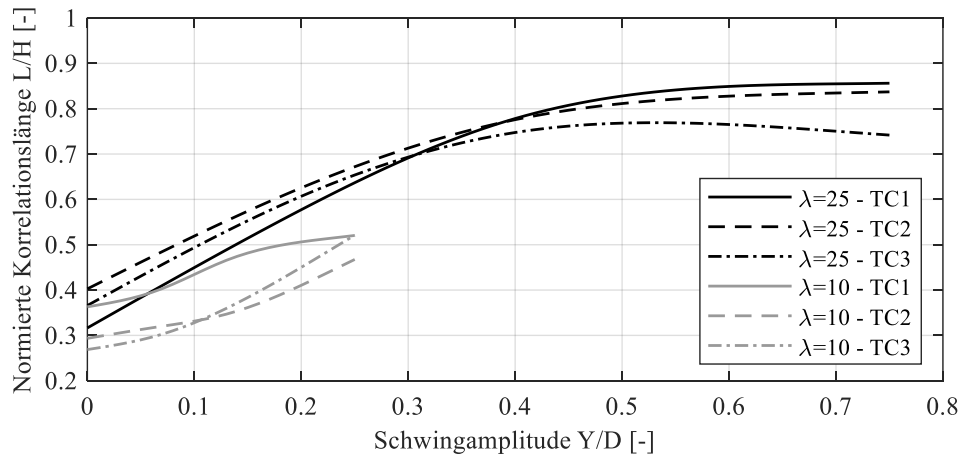


Abbildung 41: Schlangen-normierte Korrelationslängen.

Abbildung 41 zeigt, dass die Werte der Korrelationslänge auf eine gemeinsame Tendenz zusammenfallen – insbesondere im Bereich kleiner relativer Schwingungen. Mit zunehmender Schwingungsamplitude konvergieren die Werte gegen ein Maximum, das etwa der Turmhöhe abzüglich vier Turmdurchmessern entspricht. Diese Begrenzung lässt sich durch Spitzen-Effekte am Turmkopf, die Bodengrenzschicht sowie den Verlust des Lock-in-Mechanismus im unteren Bereich erklären. Die Verläufe können daher idealisiert durch eine ansteigende Gerade beschrieben werden, die mit wachsender relativer Schwingungsamplitude zunimmt und bei einer maximalen Korrelationslänge von $H - 0,4D$ endet. Dieses Verhalten wird durch den Ausdruck in Gleichung (11) beschrieben und führt zu den idealisierten Kurvenverläufen in Abbildung 42.

$$\frac{L}{H} = 0,4 + \frac{Y}{D} \leq 1 - \frac{4}{\lambda} \quad (11)$$

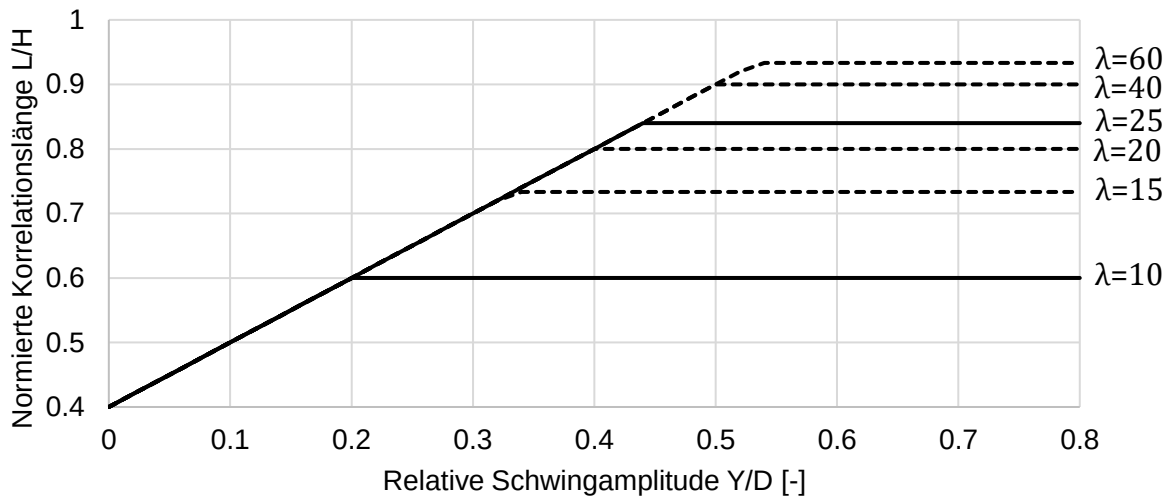


Abbildung 42: Schlangen-normierte Korrelationslängen.

1.3.4.3 Aeroelastisches Turmmodell (VIV-AE-TM)

Das Ziel der aeroelastischen Turmmodellmessungen ist sowohl die Bestimmung der Schwingamplituden bei verschiedenen Scrutonzahlen als auch die Überprüfung der Korrelationslänge, die in den zwangserregten Versuchen bestimmt wurde.

Dafür wurden die aeroelastischen Turmmodelle M1 und M2 (siehe Abschnitt 1.3.3.1) unter den drei Grenzschichtbedingungen getestet, die auch in den zwangserregten Versuchen verwendet wurden (vgl. Abbildung 43), und zwar im Bereich vergleichbarer Windgeschwindigkeiten und Reynolds-Zahlen. Tabelle 8 gibt eine Übersicht der entsprechenden Versuchsbedingungen.

Die Scruton-Zahlen der Modelle wurden durch die Anbringung von Kopfmassen (MXXX) und Dämpfern (DAMPX) am Modellkopf variiert, sodass mit demselben Modell mehrere Schwingungsfälle dargestellt werden konnten. Bei den Dämpfern handelte es sich um am Kopf montierte Behälter, die mit unterschiedlichen Wassermengen befüllt wurden.

Tabelle 8: Modelleigenschaften und Messparameter für Windkanalmessungen VIV-AE-TM.

Parameter / Modell	M1	M2
Modellmaterial	CFK-Rohr D x t = 22 x 0,5mm + Isolierungsrohr 48x22mm	CFK-Rohr D x t = 50 x 1mm
Height x Width [mm]	1250 x 50 (Schlankheit $\lambda=25$)	
Simulierte Grenzschicht bzw. Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA	TC1 (Turbulenzarm) TC2 (GKI/II) TC3 (GKIII/IV)	
Windgeschwindigkeitsverhältnis $\frac{v}{v_{crit}} [-]$	0,8 – 1,4	
Reynoldszahl $Re [-]$	$[0,4 \dots 1,9] \cdot 10^4$	



Abbildung 43: Windkanalmessungen mit Modell M2 unter verschiedenen Grenzschichtsimulationen

Bei den Messungen wurde wie folgt vorgegangen: Zunächst wurden die jeweilige Modellvariante sowie die entsprechenden Grenzschichtsimulationen im Windkanal installiert. Anschließend erfolgten Freischwingsversuche zur genauen Bestimmung der Dämpfung jeder Modellkonfiguration. Dabei wurde sowohl ein globaler Dämpfungswert über die gesamte Schwingungsabklingkurve ermittelt (als „Full-decay“ oder FD bezeichnet) als auch eine Interpolationsfunktion erstellt, um amplitudenabhängige Dämpfungswerte abzuleiten (siehe Abbildung 44).

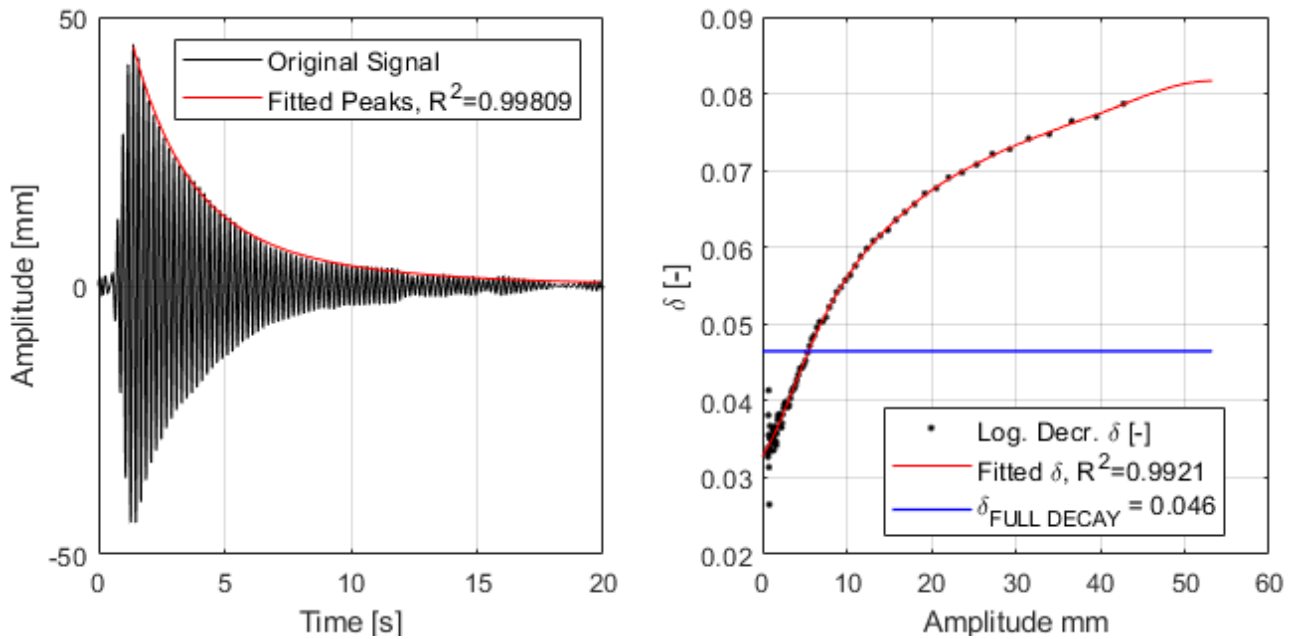


Abbildung 44: Windkanalmessungen mit Modell M2 unter verschiedenen Grenzschichtsimulationen

Im Anschluss wurden Messungen bei ansteigenden Windgeschwindigkeiten durchgeführt, um den Übergang von stochastischen Schwingungen über resonante, wirbelerregte Querschwingungen bis hin zu erneut stochastischen Schwingungen abzubilden. Auf diese Weise wurden sowohl die maximalen Schwingungsamplituden als auch der Lock-In-Bereich ermittelt.

Tabelle 9 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Windkanalmessungen. Aufgeführt sind – von links nach rechts – der Messungsname (bestehend aus Modellbezeichnung M1 oder M2, verwendeter Grenzschichtsimulation und Scrutonzahl-Variante, z. B. *MXXX* oder *DAMPX*), die gemessene Eigenfrequenz der jeweiligen Modellvariante, der Modelldurchmesser, die maximale bezogene Schwingungsamplitude sowie die zugehörige reduzierte Geschwindigkeit, das gemessene logarithmische Dämpfungsdekrement δ und die daraus berechnete Scruton-Zahl.

Tabelle 9: Ergebnisse der Windkanalmessungen mit aeroelastischen Turmmodellen

Messungsname	f_n [Hz]	D [mm]	Y/D_{MAX} [-]	$u_{red,MAX}$ [-]	δ_{FD} [-]	Sc_{FD} [-]
M1-TC01-M000	6,28	48	0,75	5,3	0,014	1,0
M1-TC01-M000-R	6,28	48	0,78	5,3	0,014	1,0
M1-TC01-DAMP1	4,95	48	0,14	5,3	0,046	6,0
M1-TC01-DAMP1-R	4,95	48	0,14	5,3	0,046	6,0
M1-TC01-DAMP2	4,63	48	0,25	5,1	0,039	5,7
M1-TC01-DAMP2	4,63	48	0,25	5,1	0,039	5,7
M1-TC02-M000	6,28	48	0,73	6,4	0,023	1,5
M1-TC02-M000-R	6,28	48	0,77	6,1	0,023	1,5
M1-TC02-DAMP1	5,01	48	0,14	5,5	0,039	5,0
M1-TC02-DAMP1-R	5,01	48	0,16	5,1	0,039	5,0
M1-TC02-DAMP2	4,64	48	0,28	5,4	0,037	5,3
M1-TC02-DAMP2-R	4,64	48	0,25	6,0	0,037	5,3
M1-TC03-M000	6,28	48	0,73	7,1	0,009	0,6
M1-TC03-M000-R	6,28	48	0,71	6,8	0,009	0,6
M1-TC03-DAMP1	5,01	48	0,15	5,8	0,046	5,9
M1-TC03-DAMP1-R	5,01	48	0,15	5,5	0,046	5,9
M1-TC03-DAMP2	4,68	48	0,25	6,4	0,039	5,6
M1-TC03-DAMP2-R	4,68	48	0,26	6,7	0,039	5,6

M2-TC01-M000	13,02	50	0,30	6,5	0,013	2,2
M2-TC01-M000-R	13,02	50	0,32	6,6	0,013	2,2
M2-TC01-M173	7,98	50	0,05	5,7	0,017	8,1
M2-TC01-M173-R	7,98	50	0,06	5,3	0,017	8,1
M2-TC01-DAMP1	11,65	50	0,10	5,4	0,029	6,4
M2-TC01-DAMP1-R	11,65	50	0,11	5,4	0,029	6,4
M2-TC01-DAMP2	11,13	50	0,05	5,2	0,041	10,0
M2-TC01-DAMP2-R	11,13	50	0,04	5,1	0,041	10,0
M2-TC02-M000	13,06	50	0,27	7,1	0,011	1,8
M2-TC02-M000-R	13,06	50	0,29	6,6	0,011	1,8
M2-TC02-M173	8,01	50	0,19	6,4	0,018	8,4
M2-TC02-M173-R	8,01	50	0,22	6,3	0,018	8,4
M2-TC02-DAMP1-V2	11,62	50	0,09	6,1	0,031	6,8
M2-TC02-DAMP1	11,62	50	0,09	6,1	0,031	6,8
M2-TC02-DAMP2	11,22	50	0,04	6,4	0,056	13,5
M2-TC02-DAMP2-R	11,22	50	0,05	5,7	0,056	13,5
M2-TC03-M000	13,05	50	0,23	7,3	0,013	2,1
M2-TC03-M000-R	13,05	50	0,25	6,5	0,013	2,1
M2-TC03-M173	8,04	50	0,17	6,6	0,017	8,0
M2-TC03-M173-R	8,04	50	0,18	6,4	0,017	8,0
M2-TC03-DAMP1	11,71	50	0,08	6,3	0,016	3,4
M2-TC03-DAMP1-R	11,71	50	0,08	6,3	0,016	3,4
M2-TC03-DAMP2	11,29	50	0,03	7,1	0,029	6,9
M2-TC03-DAMP2-R	11,29	50	0,04	7,3	0,029	6,9

Die Ergebnisse sind in Abbildung 45 (Modell M1) und Abbildung 46 (Modell M2) dargestellt. Aus den Messergebnissen lassen sich mehrere wichtige Erkenntnisse ableiten:

- Die maximalen Schwingungsamplituden sind bei allen drei Grenzschichtsimulationen vergleichbar. Dies deutet darauf hin, dass weder die Steilheit des Windgeschwindigkeitsprofils noch die Unterschiede in der Turbulenzintensität im ausgeprägten Resonanzzustand ausreichen, um die Synchronisation der Wirbelablösung entlang des Turms zu stören – d. h. es liegt eine vergleichbare Korrelationslänge vor. Dies gilt insbesondere bei niedrigen Scruton-Zahlen, also für Fälle mit stark resonantem Schwingungsverhalten.
- Da die Referenzwindgeschwindigkeit in den Versuchen stets am Turmkopf gemessen wurde, ist zu beobachten, dass die maximalen Schwingungsamplituden mit zunehmender Grenzschichtturbulenz bei höheren reduzierten Geschwindigkeiten auftreten (eine Verschiebung „nach rechts“ im Diagramm). Ursache hierfür ist das steiler werdende Windprofil: Um denselben mittleren Wert von v_{crit} über die Turmhöhe zu erreichen, ist eine höhere Windgeschwindigkeit am Turmkopf erforderlich.
- Das beobachtete Schwingungsverhalten zeigt eine Hysterese, was aus der Literatur bekannt ist. Es äußert sich in zwei charakteristischen Aspekten: Einerseits verschiebt sich der Lock-In-Bereich in Abhängigkeit von der Richtung der Änderung der Windgeschwindigkeit. Bei ansteigender Windgeschwindigkeit ist der Lock-In-Bereich tendenziell auf der rechten Seite (oberhalb) der kritischen Windgeschwindigkeit breiter – also bei höheren Geschwindigkeiten nach dem Erreichen des Resonanzpunktes. Umgekehrt zeigt sich bei abnehmender Windgeschwindigkeit ein breiterer Lock-In-Bereich auf der linken Seite – also unterhalb der

kritischen Windgeschwindigkeit. Dieses Verhalten ist darauf zurückzuführen, dass der Turm bereits in Schwingung ist und die bestehende Bewegung die Wirbelablösung weiterhin beeinflusst bzw. stabilisiert. Andererseits treten die maximalen Schwingungsamplituden häufig in Versuchsszenarien mit abnehmender Windgeschwindigkeit auf. Resonanzfälle, bei denen die kritische Windgeschwindigkeit zuvor überschritten wurde und die Windgeschwindigkeit anschließend wieder abnimmt, führen zu stärkeren Schwingungsantworten als beim Erreichen der Resonanzbedingung aus niedrigeren Windgeschwindigkeiten.

- Der Lock-In-Bereich wird mit zunehmender Grenzschichtturbulenz breiter (siehe auch hierzu Abbildung 47). Als mögliche Ursachen gelten einerseits die größeren Schwankungen der lokalen Windgeschwindigkeit, die wiederholt Resonanzbedingungen am Turm hervorrufen, und andererseits die stärkere Windgeschwindigkeitsprofilneigung, die trotz unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten am Turmkopf immer wieder Bereiche mit kritische Windgeschwindigkeiten enthält.

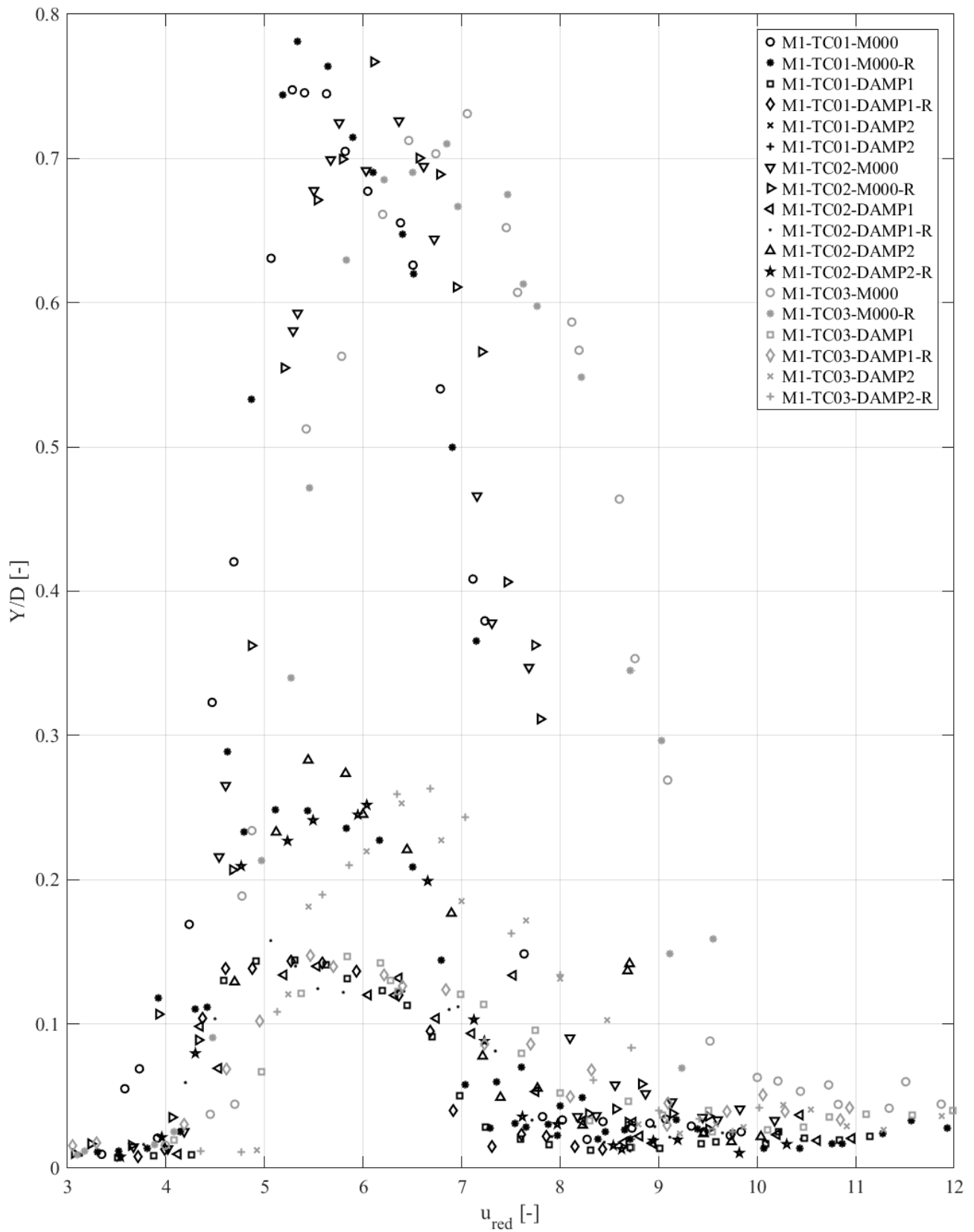
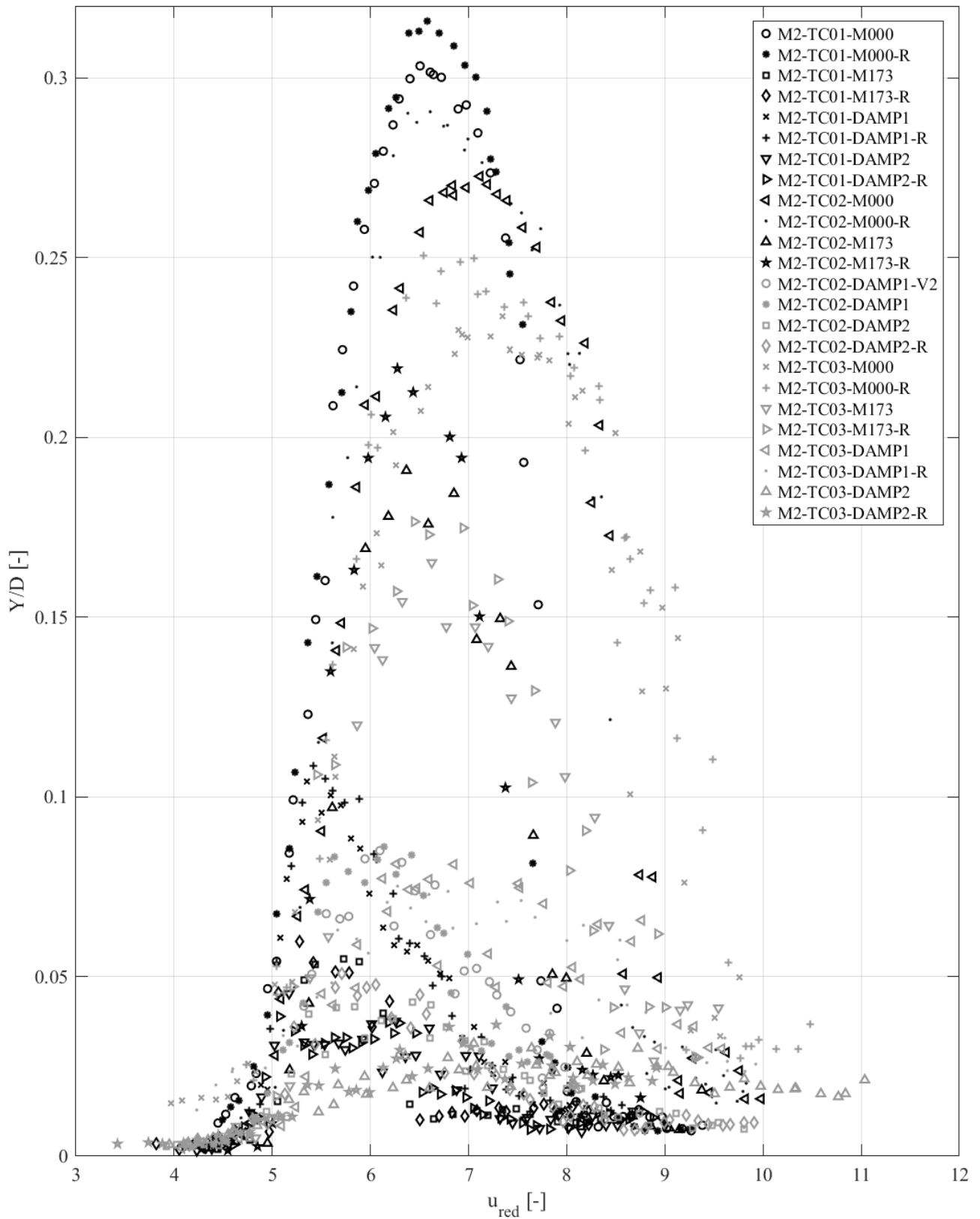


Abbildung 45: Relative Schwingungsamplituden Y/D in Abhängigkeit von der wachsenden reduzierten Geschwindigkeit u_{red} aus den Windkanalmessungen der aeroelastischen Turmmodelle (Modell M1)



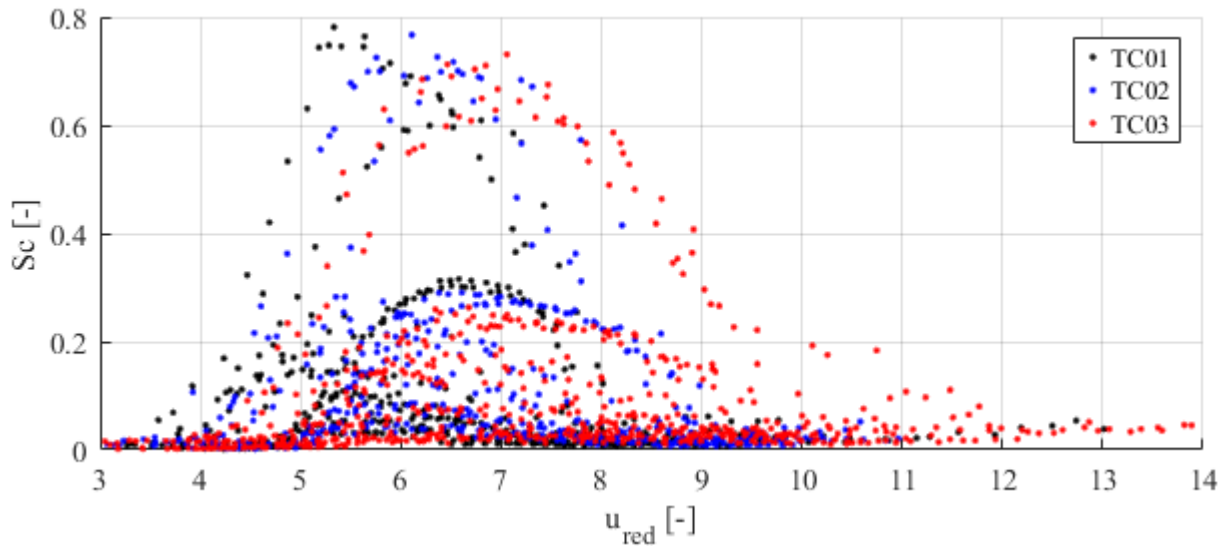


Abbildung 47: Bezogene Schwingungsamplitude bei wirbelerregten Querschwingungen in Abhängigkeit von der simulierten Grenzschicht bzw. Geländekategorie.

Abschließend können die ermittelten Scruton-Zahlen hinzugefügt werden, um für jede der drei simulierten Grenzschichten eine Schwingungsamplituden-Oberfläche in Abhängigkeit von der reduzierten Geschwindigkeit und der Scruton-Zahl zu erzeugen (siehe Abbildung 48). Hierbei sind sowohl die Verschiebung hin zu höheren reduzierten Geschwindigkeiten als auch die breiteren Lock-In-Bereiche mit zunehmender Grenzschichtturbulenz deutlich erkennbar.

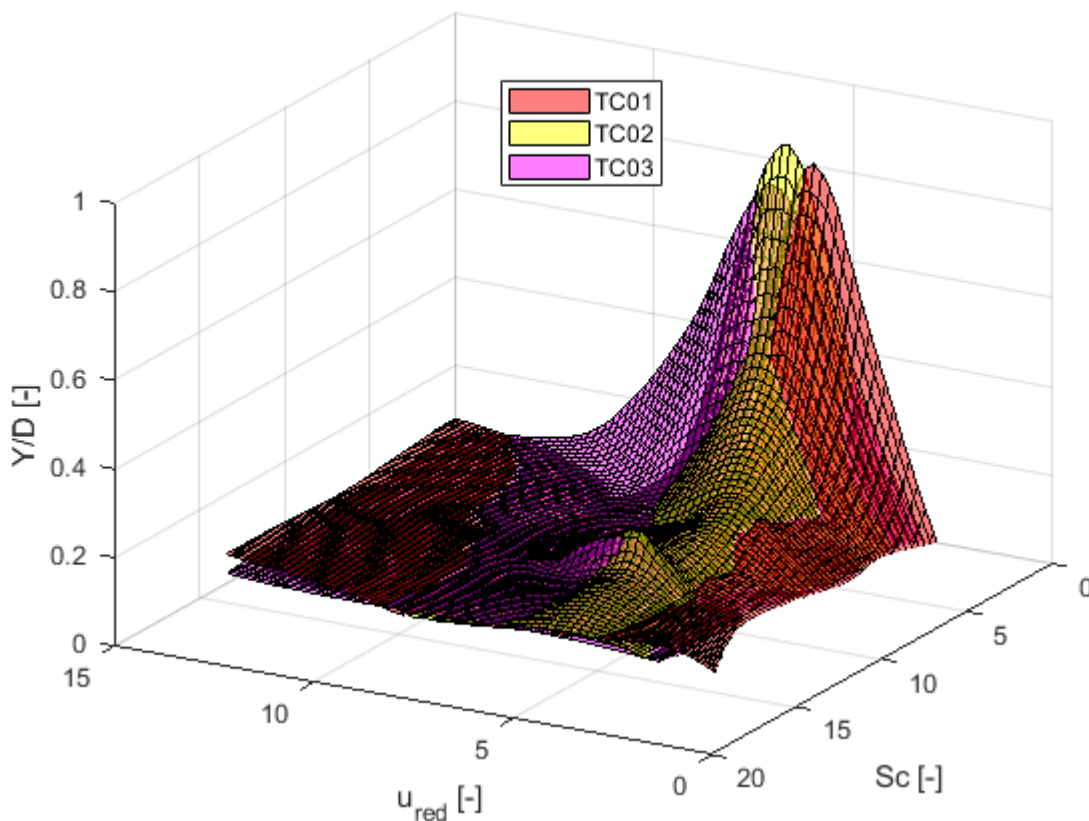


Abbildung 48: Oberflächenanpassung der bezogenen Schwingungsamplituden bei wirbelerregten Querschwingungen in Abhängigkeit von der simulierten Grenzschicht und der Scruton-Zahl des Tragwerks.

1.3.5 AP3.5: Windkanalmessungen: Aerodynamische Dämpfung

Messung der Profilpolaren

Die Polaren des Profils S4096 werden unter verschiedenen Parameter-Kombinationen gemessen, um die Kraftverläufe entlang der Blattspannweite des Modells im Maßstab zu verifizieren. Tabelle 10 fasst die gewählten Randbedingungen zusammen. Mit der gewählten Kombination aus einer Profiltiefe von $c = 40 \text{ mm}$ und den entsprechenden Windgeschwindigkeiten v wird ein Reynolds-Zahl-Bereich zwischen $Re = 2,0 \cdot 10^4 - 3,0 \cdot 10^4$ vollständig abgedeckt, was aufgrund der erwarteten Reynolds-Zahlen als ausreichend bewertet wird.

Tabelle 10: Ausgewählte Parameter zur Verifizierung der Profil-Polaren

Sehnenlänge c [mm]	Windgeschwindigkeit v [m/s]	Reynolds-Zahl Re
40,0	7,500	$2,0 \cdot 10^4$
	9,375	$2,5 \cdot 10^4$
	11,250	$3,0 \cdot 10^4$

Die Auftriebs- und Widerstandsbeiwerte C_L und C_D werden für repräsentative Werte des Anstellwinkels α im relevanten Wertebereich gemessen.

Abbildung 49 zeigt den Vergleich zwischen den Polaren des gewählten Profils S4096, die mittels XFoil-Berechnungen und Windkanalmessungen unter übereinstimmenden Randbedingungen durchgeführt wurden. Die Übereinstimmung der berechneten und gemessenen Auftriebs-Polaren unter den verschiedenen Randbedingungen ist zufriedenstellend. Besonders im Hinblick auf den Gradienten der C_L -Verläufe kann die Korrektheit der berechneten Polaren bestätigt werden, und die Auftriebs-Polaren werden für die weiteren Berechnungen zum Modellrotor unverändert übernommen.

Die Widerstands-Polaren hingegen weichen deutlich von den berechneten Werten ab. Es zeigt sich, dass die gemessenen Koeffizienten deutlich höher liegen und ab den etwa übereinstimmenden Minimalwerten bei $\alpha = 0^\circ$ mit zunehmenden absoluten Werten von α stärker ansteigen. Die Messwerte sind dennoch nach der Erfahrung frühere Untersuchungen (Feldmann et al. 2018; Robert Fontecha 2023) plausibel. Die Abweichungen lassen sich auf die nun berücksichtigte Oberflächenrauigkeit zurückführen, die zu höheren Reibungskräften führt. Daraus ergeben sich korrigierte Widerstands-Polaren $C_{D, \text{korrigiert}}$, die für die folgenden Betrachtungen des Modellrotors herangezogen werden. Hierzu werden die gemessenen Verläufe der Widerstandsbeiwerte mit Polynomen angenähert, welche eine kontinuierliche Definition der korrigierten Widerstands-Polaren im relevanten Wertebereich von α ermöglichen.

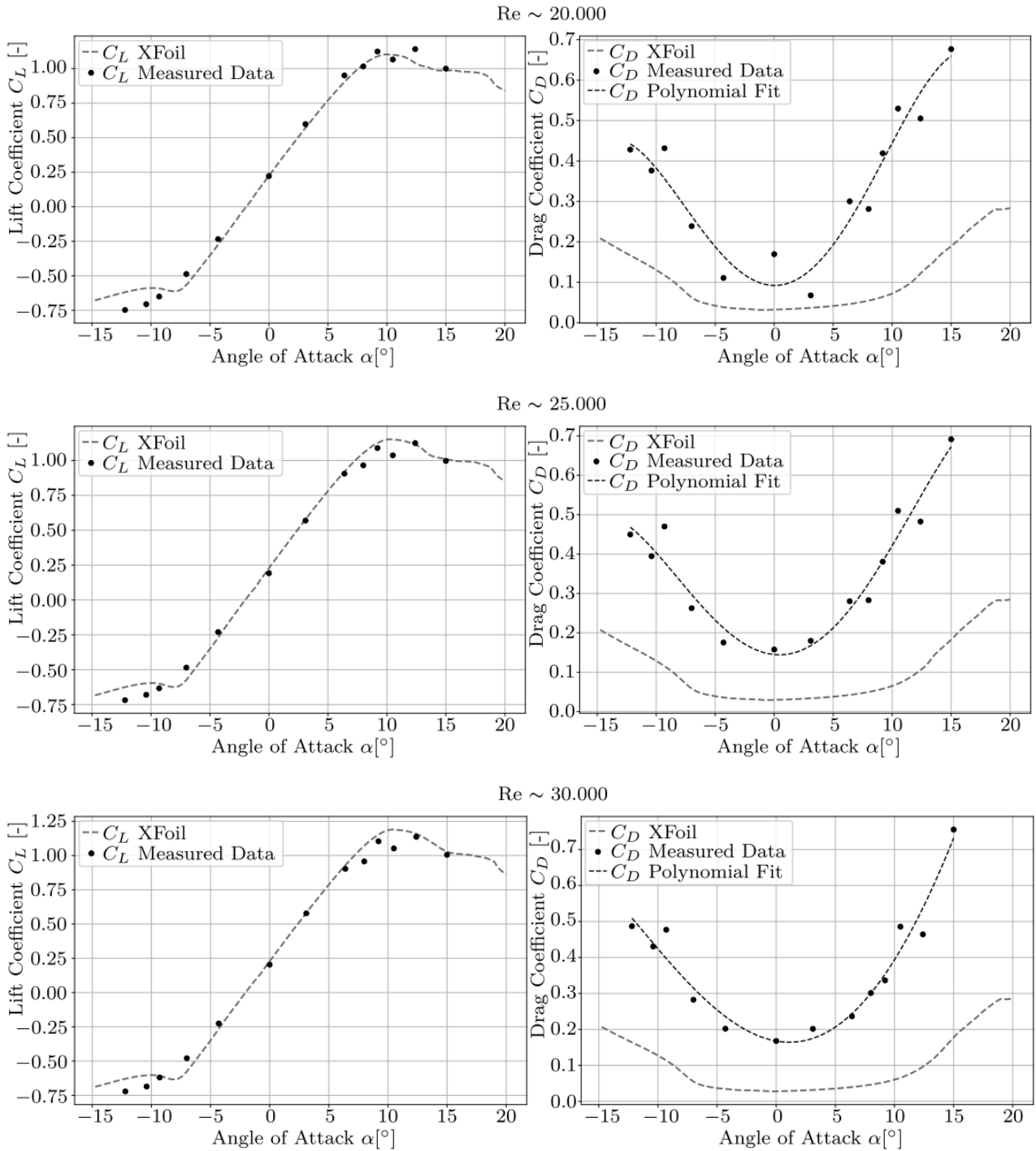


Abbildung 49: Polaren des Profils s4096 aus XFoil-Berechnungen und aus Windkanalversuchen

Messung der aerodynamischen Dämpfung beim Modell der Referenzanlage

Damit ein Betriebszustand der Referenzturbinen im Modell genau abgebildet werden kann, muss in einer einzelnen Messung folgendes Verhältnis eingehalten werden (Robert Fontecha 2023), wobei f_{n1} die erste Eigenfrequenz der Referenzturbinen in Fore-Aft-Richtung und f_e die Anregungsfrequenz des Windkanalmodells ist:

$$\frac{\Omega_{ref}}{f_{n1}} = \frac{\Omega_{mod}}{f_e} \quad (12)$$

Für die Darstellung des realen Betriebs des Referenzsystems bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit v_{ref} müssen verschiedene Parameter entsprechend angepasst werden. Aus der Windgeschwindigkeit v_{mod} und der Rotordrehzahl Ω_{mod} ergibt sich die TSR_{mod} , die einem Betriebszustand der Referenzturbinen entspricht, bei dem dieselbe TSR vorliegt. Daraus ergeben sich Ω_{ref} und der kollektive Blattwinkel β sowie die Anregungsfrequenz f_e über Gleichung (12), und dass ein Betriebszustand der Referenzturbinen im Modellmaßstab über verschiedene Kombinationen von Ω_{mod} , v_{mod} und f_e dargestellt werden kann – jedoch jeweils mit demselben Blattwinkel β . Auf dieser Basis wird das Ziel gesetzt, eine Vielzahl von Betriebszuständen für Windgeschwindigkeiten v_{ref} zu replizieren, bei denen die Nenndrehzahl des Referenzrotors erreicht wird – mit unterschiedlichen Kombinationen der oben genannten Einflussgrößen – um die Menge an verwertbaren Messdaten zu maximieren.

Zusätzlich sollen Referenzmessungen ohne anliegenden Windstrom durchgeführt werden, um die strukturelle Dämpfung aus der gemessenen Gesamtdämpfung zu isolieren und somit den aerodynamischen Dämpfungsanteil zu bestimmen. Um die strukturelle Dämpfung unter den variierenden Randbedingungen der Messreihen angemessen zu erfassen, werden diese Referenzmessungen mit variablen Anregungsfrequenzen f_e durchgeführt.

Die gemessenen Basismomente können analog zum Auswertungsverfahren in (Robert Fontecha, Kemper, and Feldmann 2019; Robert Fontecha 2023) ausgewertet werden, indem die aerodynamischen Dämpfungskoeffizienten der Messungen und der Referenzturbinen durch einen geometrischen Normalisierungsfaktor ψ_{geom} normiert werden.

$$\psi_{geom} = N \frac{1}{2} \rho_{air} \Omega \int_{r_{root}}^R r c(r) dr \quad (13)$$

Die normierten Dämpfungsverhältnisse c_a können dann gemäß Gleichung (14) bestimmt werden, wobei D_a das durch die aerodynamische Dämpfungskraft erzeugte Basismoment darstellt. Dieses kann durch Subtraktion des durch strukturelle Dämpfungskräfte erzeugten Basismoments D_s vom gemessenen Basismoment infolge der gesamten Dämpfungskräfte D_F ermittelt werden. $\dot{x}$ sowie $\hat{y}$ stehen für die maximale Schwinggeschwindigkeit bzw. die maximale Schwingamplitude.

$$\bar{c}_a = \frac{D_a}{\dot{x} h_{modell} \psi_{geom}} = \frac{D_a}{2\pi f_e \hat{y} \psi_{geom}} \quad (14)$$

Die normierten Dämpfungsverhältnisse eines einzelnen Betriebszustands, die für die Referenzturbinen berechnet und für das Modell gemessen wurden, können direkt miteinander verglichen werden, indem die normierten Werte $\bar{c}_{a,mod}$ mit dem Normalisierungsfaktor des Betriebszustands der Referenzturbinen skaliert werden. Durch Bezug auf die kritische Dämpfung ergibt sich das Dämpfungsverhältnis gemäß Gleichung (16).

$$c_{a,ref} = \bar{c}_{a,mod} \psi_{geom,Ref} = \frac{D_a}{\dot{x} h_{modell} \psi_{geom,mod}} \quad (15)$$

$$\xi_{AD} = \frac{c_{a,ref}}{2m\omega_n} = \frac{c_{a,ref}}{4m\pi f_n} \quad (16)$$

Im Folgenden erfolgt eine Zusammenstellung der gemessenen Daten. Alle dargestellten Größen beziehen sich auf den Modellrotor. Abbildung 50 zeigt die gemessenen Basismomente infolge der Dämpfungskräfte der Datenpunkte, einschließlich der Referenzmessungen. Es ist zu beachten, dass

die Referenzmessdaten mit einem Polynom angenähert werden, um die strukturelle Dämpfung für jeden der gemessenen Betriebspunkte exakt interpolieren zu können.

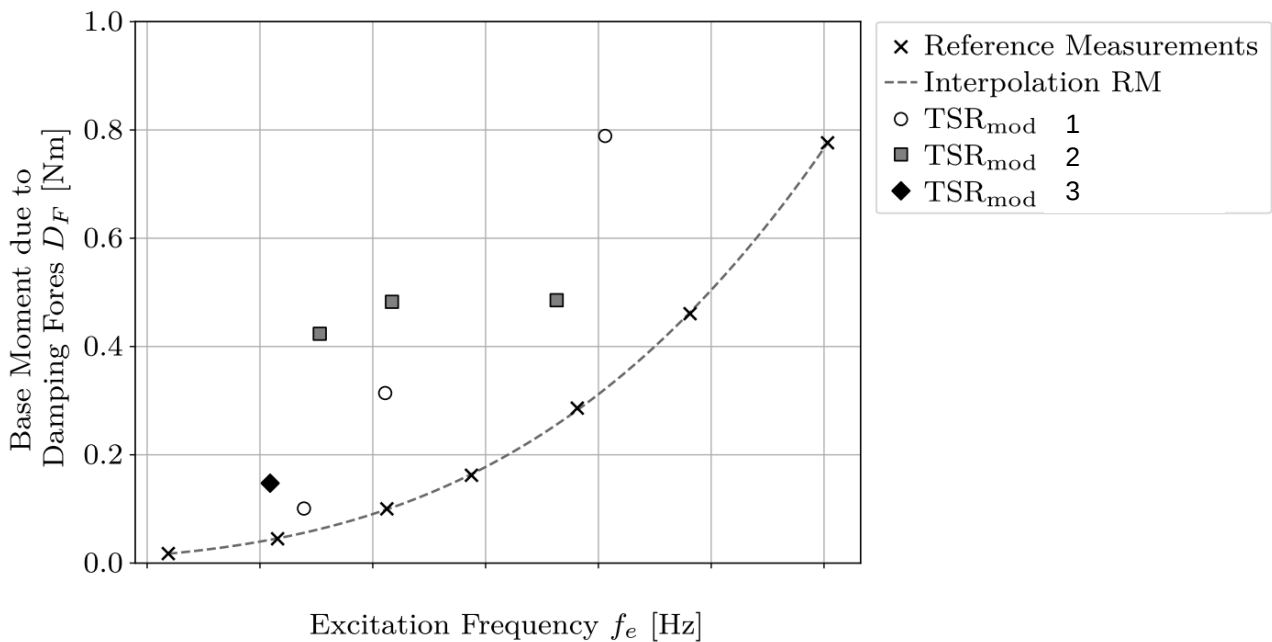


Abbildung 50: Gemessene Dämpfungs-Fußmomente aus Referenz- und aeroelastische Messungen

Durch Auswertung der Gleichungen (13) bis (16) können die gemessenen Dämpfungskräfte des Modellrotors auf den entsprechenden Betriebszustand der Referenzturbine übertragen werden. Abbildung 51 zeigt die gemessenen Dämpfungsverhältnisse, während Tabelle 10 die wesentlichen Parameter enthält (Wegen Vertraulichkeit normiert), unter denen die einzelnen Messungen durchgeführt wurden.

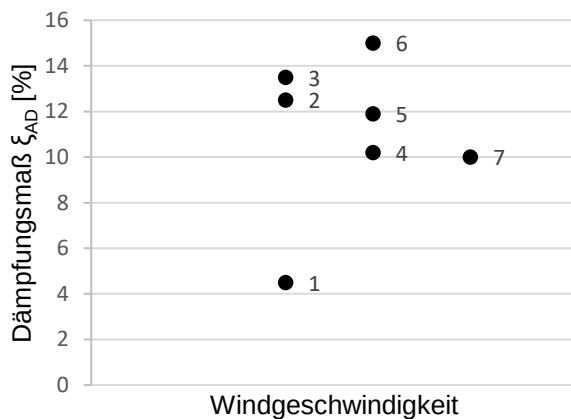


Tabelle 11: Normierte Messparameter der Windkanalmessungen der aerodynamischen Dämpfung

Index	v_{mod} [m/s] Normiert	Ω_{mod} [rpm] Normiert	f_e [Hz] Normiert
1	1,00	1,00	1,00
2	1,47	1,44	1,21
3	1,91	1,93	1,79
4	1,40	0,97	1,04
5	2,07	1,53	1,23
6	2,81	1,95	1,66
7	1,91	0,96	0,98

Abbildung 51: Gemessene aerodynamische Dämpfungsmaß ξ_{AD}

Die Messparameter Windgeschwindigkeit v_{mod} , Modellrotordrehzahl Ω_{mod} und Erregerfrequenz f_e wurden so aufeinander abgestimmt, dass drei verschiedene Betriebszustände simuliert werden konnten (Zustände 1 bis 3, 4 bis 6 und 7). Es lässt sich erkennen, dass innerhalb eines gegebenen Betriebszustands die Dämpfungswerte mit den Messparametern ansteigen – das heißt: Höhere Windgeschwindigkeiten, Rotordrehzahlen und Erregerfrequenzen führen zu einer erhöhten gemessenen aerodynamischen Dämpfung. Es wird vermutet, dass aufgrund der relativen Weichheit

der Rotorblattmodelle die lokalen Schwingungsamplituden und -geschwindigkeiten unterschätzt wurden. Komplexe Wechselwirkungen aus Blattverformung, Trägheitskräften, Massenverteilung und steifigkeitsbedingter Dynamik entlang der Rotorblätter beeinflussen die Messergebnisse. Insbesondere im Bereich zwischen 40 % und 95 % der Blattlänge, der maßgeblich zur aerodynamischen Dämpfung beiträgt, führten die Zwangserregungen zu zusätzlichen Verformungen, die eine Erhöhung der gemessenen Dämpfungswerte verursachen. Eine exakte Quantifizierung dieser Effekte erfordert weiterführende Untersuchungen sowie eine empirische Validierung. Abbildung 52 zeigt eine Visualisierung der Zusatzverformung aufgrund Zwangserregung.

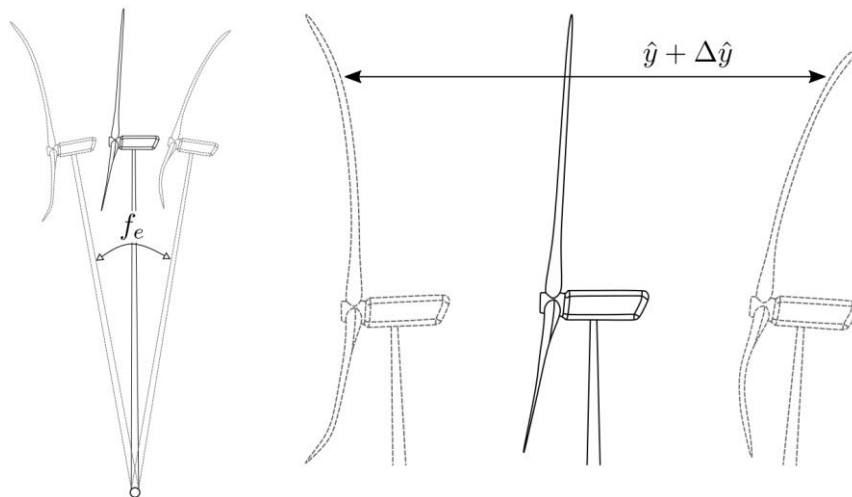


Abbildung 52: Visualisierung der Rotorblatt-Schwingung bei variierender Schwingungsamplitude $\hat{y}$

Der Meilenstein **MS 3.3: Windkanalmessungen durchgeführt** wurde erfolgreich erreicht. Die Windkanalversuche zur Untersuchung wirbelerregter Querschwingungen sowie zur Bestimmung der aerodynamischen Dämpfung wurden durchgeführt.

1.3.6 AP3.6: Auswertung der Messdaten der Referenzanlage

Das programmierte objektorientierte Framework ermöglicht eine schnelle Abfrage, Auswertung und Visualisierung der Messdaten, nachdem diese entsprechend vorverarbeitet wurden. Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen exemplarisch die Visualisierung von maximalen Schwingungen in 10-minütigen Zeitfenstern in Fore-Aft- und Side-Side-Richtung.

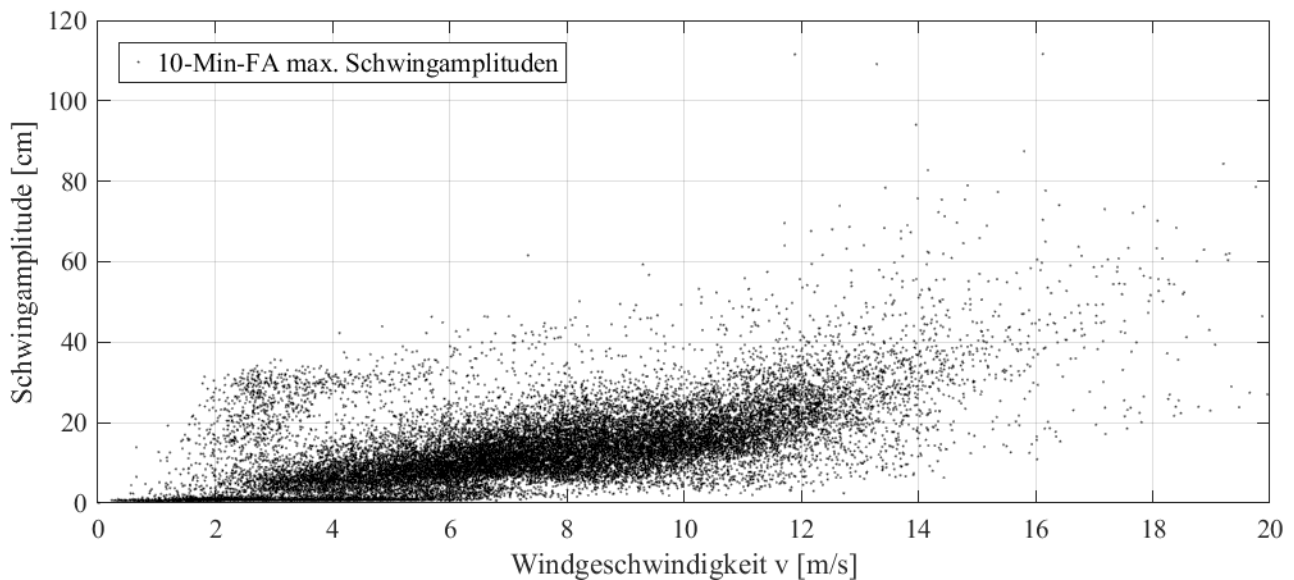


Abbildung 53: Maximale 10-Minutige Schwingamplituden in Fore-Aft Richtung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe.

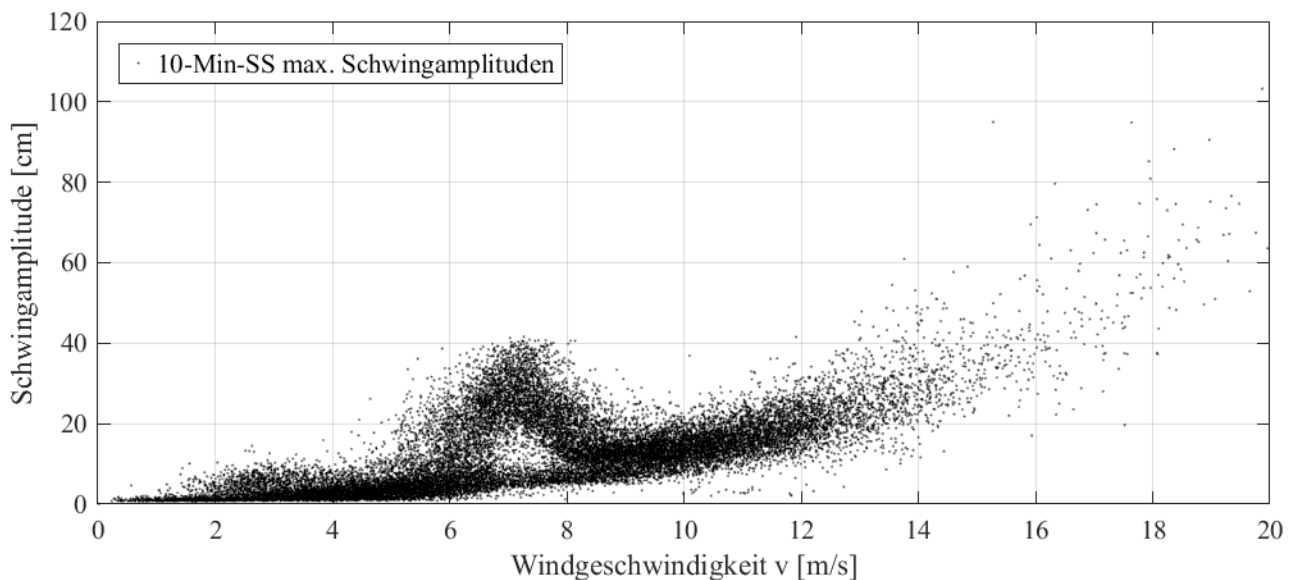


Abbildung 54: Maximale 10-Minutige Schwingamplituden in SideSide Richtung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe.

Wirbelerregte Querschwingungen

In diesem Arbeitspaket wurden Algorithmen entwickelt, um innerhalb der umfangreichen Realdatenmenge diejenigen Schwingungsereignisse zu identifizieren, die eindeutig auf das Erregerphänomen „wirbelerregte Querschwingungen“ zurückzuführen sind. Zur Analyse wurde ein in MATLAB entwickeltes objektorientiertes Framework verwendet (siehe Abschnitt 1.2.3), wobei sowohl SCADA-Daten als auch durch die in AP 2 beschriebene Messkette gemessene Daten berücksichtigt wurden. Die Synchronität der unterschiedlichen Datenquellen wurde durch eindeutig identifizierbare Bezugsereignisse sichergestellt. Für die Analyse der Schwingungsursächlichkeit wurden die maximalen und durchschnittlichen Schwingungswerte in Fore-Aft- (FA) und Side-Side- (SS) in geeigneten Zeitsegmenten ausgewertet.

Für die gezielte Identifikation wirbelerregter Querschwingungsereignisse wurden folgende Randbedingungen bzw. Charakteristika definiert:

- Die Turbine muss sich im Stillstand befinden: es wird davon ausgegangen, dass der periodische Blattdurchgang einer in Betrieb befindlichen WEA die Ausbildung einer stabilen, alternierenden Kármánschen Wirbelstraße verhindert.
- Die Schwingungen müssen quer zur Windrichtung erfolgen: zur Sicherheit wurden jedoch sowohl FA- als auch SS-Schwingungen berücksichtigt.
- Die Windgeschwindigkeit muss sich in einem Intervall befinden, dass die erwartete Wirbelablösefrequenz im Lock-In-Bereich der ersten Turmbiegeeigenfrequenz abdeckt.
- Für alle zuvor genannten Bedingungen wurden zudem nur Ereignisse berücksichtigt, bei denen die Schwingungsamplitude über einem definierten Schwellenwert lag.

Nähere Angaben zu den gesetzten Filterkriterien und insbesondere den dabei verwendeten numerischen Grenzwerten, werden aus Vertraulichkeitsgründen nicht genannt. Die Auswertungen wurden aber zwischen den Projektpartnern abgestimmt und auch vom Hersteller für sinnvoll angesetzt erachtet. Die folgenden Abbildungen zeigen – ebenfalls aus Vertraulichkeitsgründen nur qualitativ – den Filterungsprozess der gemessenen Schwingungsamplituden gemäß den oben genannten Randbedingungen. Abbildung 55 zeigt zunächst die Schwingungsamplituden über den gesamten Messzeitraum. Es ist erkennbar, dass die Mehrheit der Amplituden unterhalb eines bestimmten Schwellenwerts (2 vertikale Diagrammeinheiten) liegt und nur vereinzelte Ereignisse diesen Wert überschreiten.

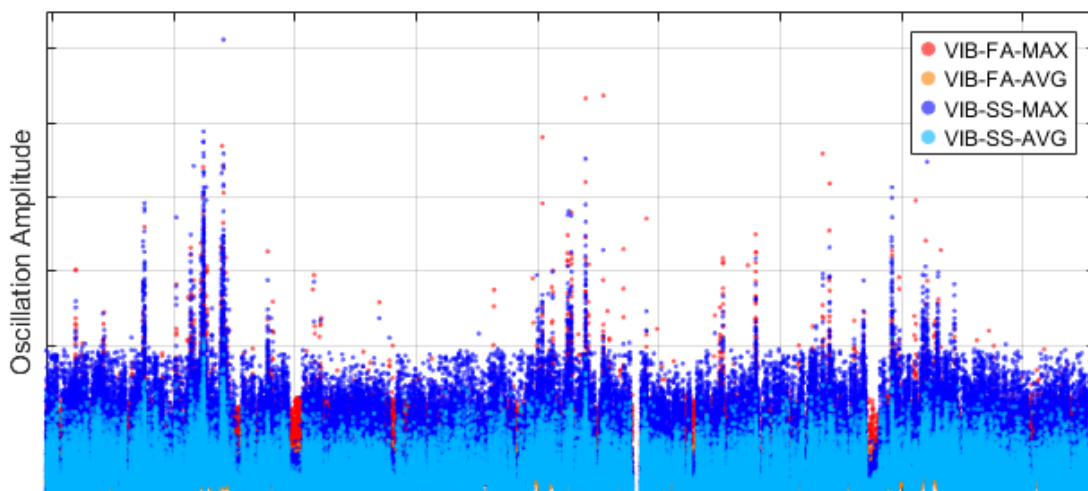


Abbildung 55: Visualisierung von maximalen und durchschnittlichen Schwingamplituden in FA- und SS-Richtungen

Nachfolgend werden nur Zustände berücksichtigt, in denen sich die WEA entweder im Stillstand befindet oder die Rotordrehzahl unterhalb der niedrigsten Betriebsdrehzahl liegt. Zudem wurden nur Ereignisse mit Schwingungsamplituden oberhalb eines definierten Schwellenwerts berücksichtigt, sodass viele Ereignisse mit geringen Amplituden – wie sie typischerweise im Stillstand auftreten – herausgefiltert wurden (vgl. Abbildung 56).

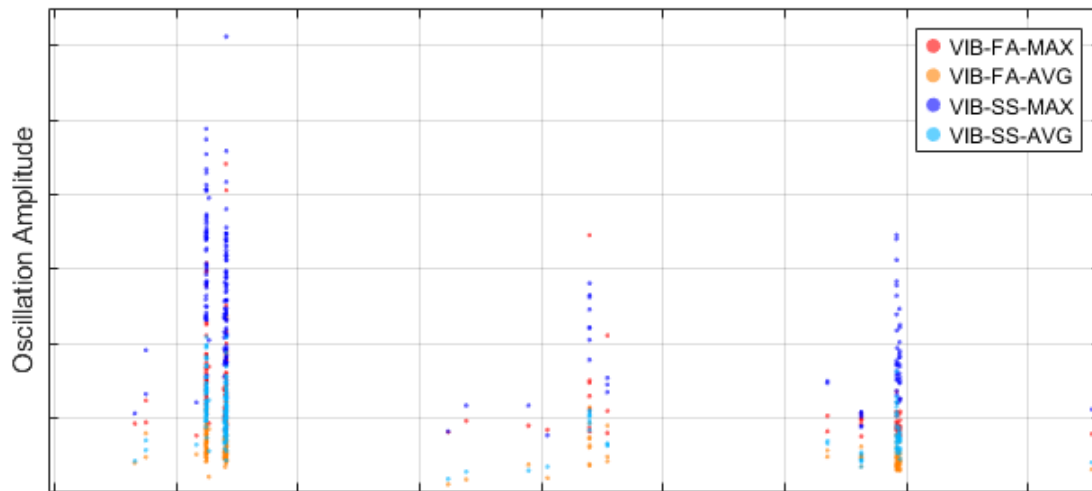


Abbildung 56: Visualisierung von maximale und durchschnittliche Schwingamplituden in FA- und SS-Richtungen (WEA in Stillstand, nur Amplituden über Schellenwert)

Werden schließlich nur Werte mit Windgeschwindigkeiten in der Nähe der kritischen Windgeschwindigkeit berücksichtigt, verbleiben nur vergleichsweise wenige relevante Fälle. Diese wurden mithilfe von Machine-Learning-Routinen (Neuronale Netze, Entscheidungsbäume) sowie durch Visualisierungen analysiert und eine Korrelation zu den SCADA Daten (Maschinenzustandsdaten) hergestellt. Dabei stellte sich heraus, dass diese Fälle mit Brems- bzw. Anfahrvorgängen zusammenhängen. Es konnten keine signifikanten wirbelerregten Querschwingungsereignisse identifiziert werden, sodass ein Vergleich der theoretischen und im Windkanal gemessenen Daten mit den Messdaten der Referenzanlage nicht möglich ist.

Aerodynamische Dämpfung

Die gemessenen Daten der Referenzanlage werden genutzt, um die aerodynamische Dämpfung zu bestimmen. Idealerweise wird die Dämpfung von Tragwerken durch Impulsbelastungen oder Freischwivungsversuche bestimmt; dabei wird das Tragwerk aus der Gleichgewichtsposition ausgelenkt und anschließend frei schwingen gelassen. Aus der Abklingkurve kann das logarithmische Dämpfungsdekrement ermittelt werden. Diese Vorgehensweise kann bei einer WEA im Betrieb jedoch nicht angewendet werden, sodass alternative Methoden erforderlich sind.

Für die Bestimmung der aerodynamischen Dämpfung wird die SSICOV-Methode verwendet. SSICOV (System and Signal Identification via Covariance) ist ein Verfahren zur Systemidentifikation, bei dem aus Messdaten – beispielsweise Zeitreihen von Schwingungen – ein dynamisches Modell des Systems abgeleitet wird. Die Methode basiert auf der Auswertung von Kovarianzmatrizen der gemessenen Signale und eignet sich besonders zur Identifikation von Eigenfrequenzen, Dämpfungen und Eigenformen unter Betriebsbedingungen. Sie gehört zur Klasse der subraum-basierten Identifikationsverfahren und ist robust gegenüber Messrauschen. SSICOV wird eingesetzt, wenn keine kontrollierten Anregungen möglich sind, sodass Struktureigenschaften aus rein betrieblichen Messdaten („ambient measurements“) ermittelt werden.

Hier werden zehnminütige Messereignisse anhand der von Nordex bereitgestellten SCADA-Daten vordefinierten Windgeschwindigkeits-Bins zugeordnet. Zur besseren Identifikation der Turmeigenformen werden drei Beschleunigungsaufnehmer im Turm verwendet. Die Dämpfung in Windrichtung wird anschließend durch Anwendung der SSICOV-Methode auf die Beschleunigungszeitreihen bestimmt. Da sich die Anlage im regulären Betrieb befindet, wird

angenommen, dass die gemessene Dämpfung im Wesentlichen der aerodynamischen Dämpfung entspricht. Abbildung 57 zeigt einen Boxplot der ermittelten Dämpfungswerte.

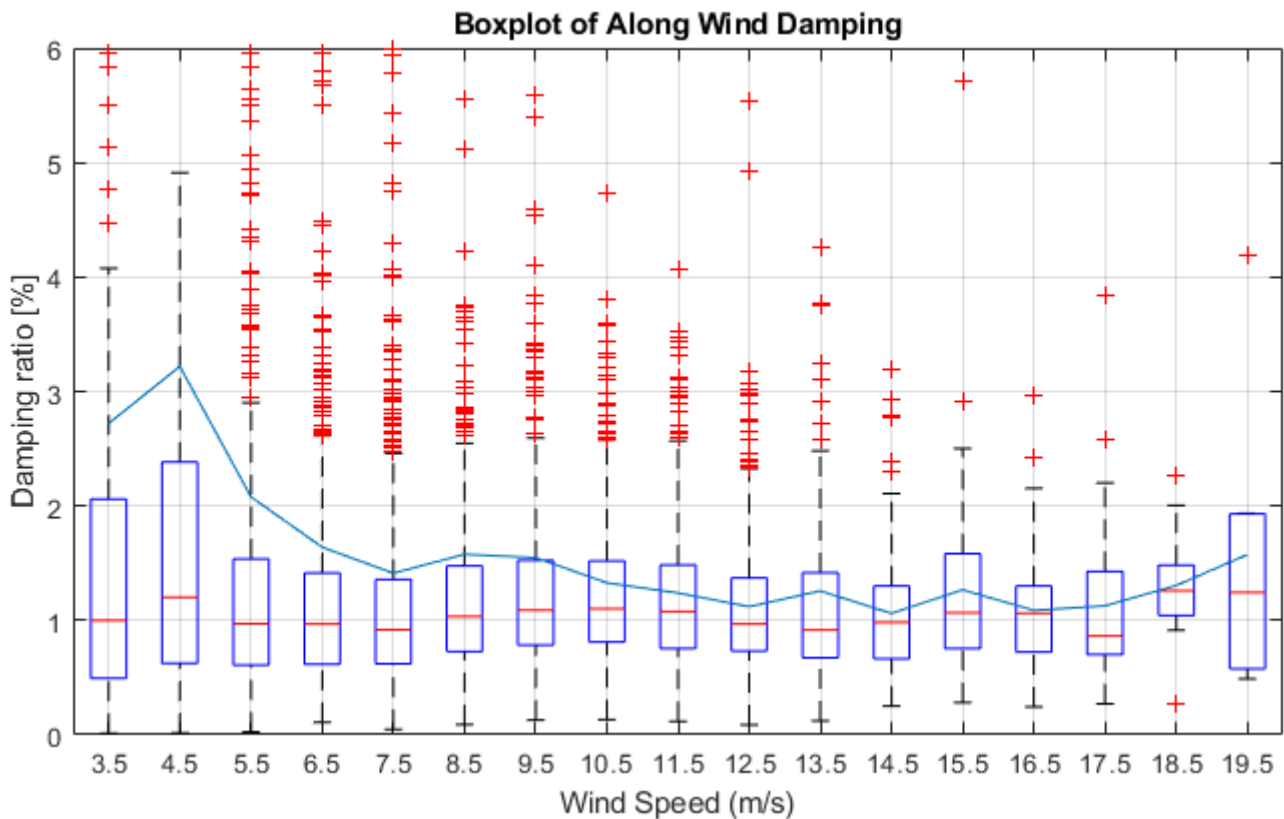


Abbildung 57: Dämpfungswerte der ersten Biegeeigenform des Turms aus der Anwendung der SSICOV-Methode auf Betriebsmessungen mit Beschleunigungsaufnehmern.

Abschließend wurde eine Analyse mit zweiminütigen Fore-Aft-Beschleunigungssignalen aus den SCADA-Daten durchgeführt. Zur Auswertung wurde eine operationale Modalanalyse (OMA) auf Basis der Zeitreihe eines einzelnen, auf die erste Eigenfrequenz bandpassgefilterten Beschleunigungssignals durchgeführt. Da nur ein Sensor verwendet wurde, konnten keine Modalformen bestimmt werden – lediglich das zur ersten Eigenfrequenz zugehörige Dämpfungsgrad wurde identifiziert. Mithilfe der Natural Excitation Technique (NExT) wurde die Impulsantwortfunktion (IRF) bestimmt. Diese IRF wird durch ein gedämpftes Kosinus-Modell approximiert, aus dem die Eigenfrequenz und der zugehörige Dämpfungsgrad präzise abgeleitet werden können. Die identifizierten Dämpfungsgrade sind in Abbildung 58 dargestellt, analog zur Darstellung in Abbildung 57.

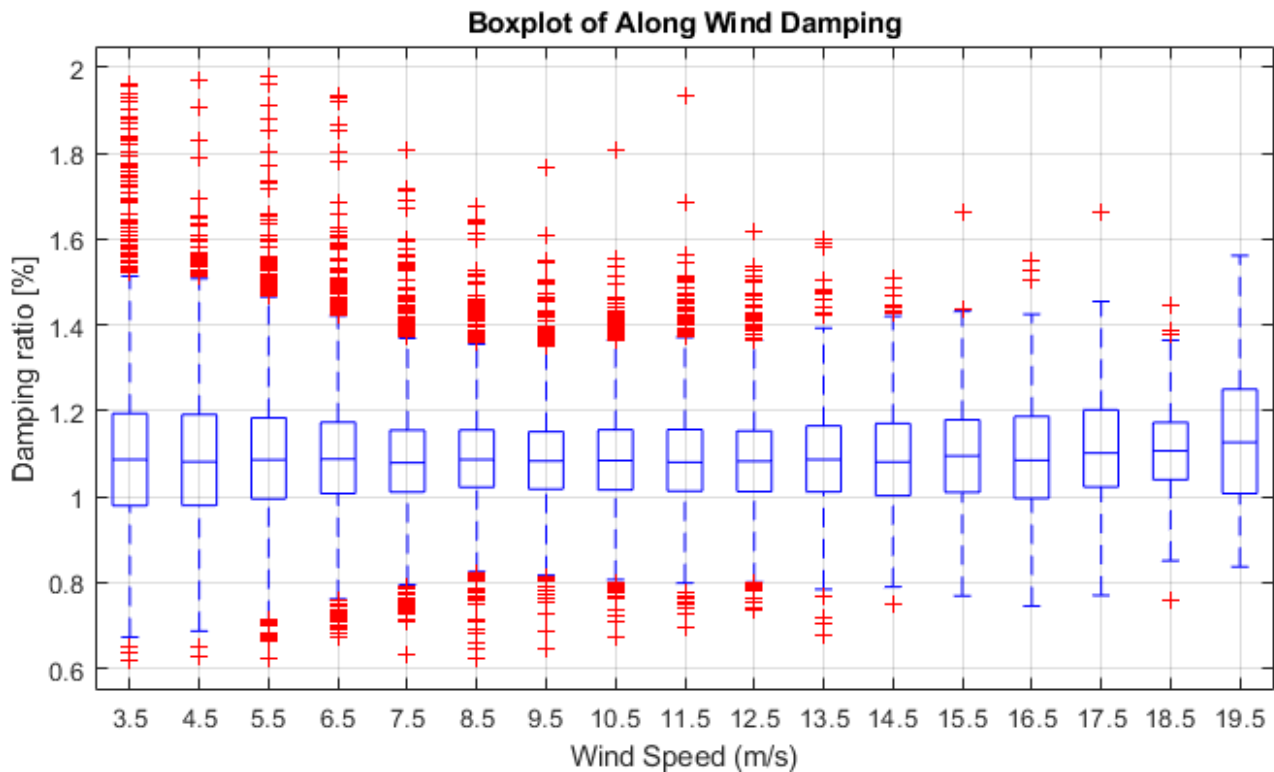


Abbildung 58: Dämpfungswerte der ersten Biegeeigenform des Turms aus der Anwendung der OMA-Analyse auf Betriebsmessungen mit einem Beschleunigungsaufnehmer.

1.3.7 AP3.7: Vergleich der aerodynamischen und aeroelastischen Ergebnisse

Wirbelerregte Querschwingungen

Da während des Beobachtungszeitraums kein VIV-Ereignis an der Referenzanlage auftrat, ist ein direkter Vergleich zwischen Theorie, Windkanalmessungen und Originalmessdaten nicht möglich. Ein Abgleich der experimentellen Ergebnisse mit normbasierten Berechnungsansätzen kann jedoch weiterhin erfolgen.

Für den Vergleich wurden das in der Norm verankerte Resonanzverfahren (Verfahren 1 gemäß EC 1-1-4) und das in diesem Forschungsprojekt entwickelte, erweiterte Verfahren gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 1.7). Letzteres basiert auf den Ergebnissen der Zwangserregungsmessungen sowie ergänzenden Untersuchungen an realen Schornsteinen und Türmen. Als Datengrundlage für die Daten des aeroelastischen Turmmodells diente Tabelle 9.

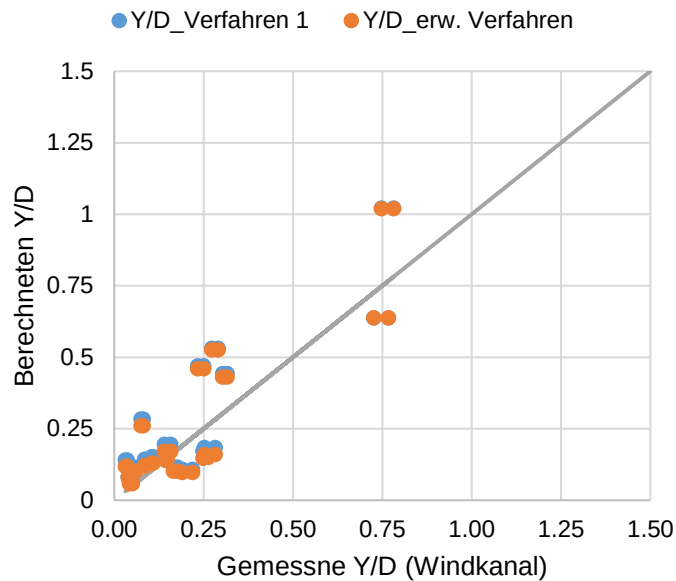


Abbildung 59: Gegenüberstellung der experimentell bestimmten und analytisch berechneten WQS-Amplituden mit dem Resonanzverfahren (EC 1-1-4) und dem im Projekt RealTimeWT-Tower erweiterten Verfahren.

Wie in Abbildung 59 ersichtlich, liefern beide Verfahren in diesem Fall fast identische Ergebnisse - was einerseits weitgehend zufallsbedingt ist, andererseits darauf zurückzuführen, dass in den Messungen im Wesentlichen dasselbe Strukturmodell mit identischer Schlankheit zugrunde gelegt wurde. Die Ergebnisse stimmen im allgemeinen gut mit den gemessenen Y/D-Werte überein. Bei höheren Schwingungsamplituden weichen beide Verfahren zunehmend von den Messwerten ab und tendieren zu einer Überschätzung. Dies ist wahrscheinlich auf die amplitudenabhängige Dämpfung zurückzuführen, die bei größeren Auslenkungen eine bedeutendere Rolle spielt – ein Effekt, der in den aeroelastischen Windkanalmessungen quantifiziert wurde. Das Einlesen und Verwenden des amplitudenabhängigen Dämpfungswerts, der der im Windkanal beobachteten Schwingungsamplitude entspricht, führte bisher jedoch nicht zu einer signifikanten Verbesserung gegenüber der vereinfachten Full-Decay-Variante. Eine präzisere Modellierung der amplitudenabhängigen Dämpfung wird Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Aerodynamische Dämpfung

Zunächst werden die im Abschnitt 1.3.1 analytisch berechneten Werte der aerodynamischen Dämpfung mit den in den Windkanalmessungen bestimmten Werten verglichen. Der Vergleich ist in Abbildung 60 dargestellt; zur Bedeutung der Punktnummern wird auf Abbildung 51 verwiesen

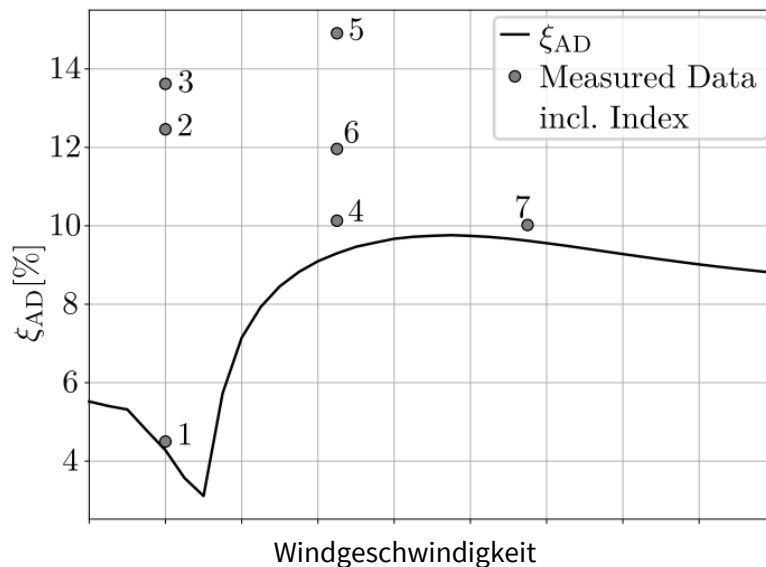


Abbildung 60: Gegenüberstellung der experimentell bestimmten und analytisch berechneten aerodynamischen Dämpfungswerte

Der Vergleich zeigt eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den gemessenen und den analytischen Werten, sofern die Messbedingungen nur geringe Anforderungen an das Modell stellen – das heißt, wenn kleine Erregeramplituden verwendet werden. In solchen Fällen sind die zusätzlichen Blattverformungen infolge von Trägheitskräften gering (siehe Abschnitt 1.3.5), sodass die Messwerte gut mit den analytischen Ergebnissen nach dem Ansatz von Valamanesh (Valamanesh and Myers 2014) übereinstimmen, welcher auf der Annahme starrer Rotorblätter basiert. Mit zunehmender Verformung der Modellblätter entfernen sich die Messergebnisse jedoch zunehmend von der analytischen Kurve. Dieser Effekt lässt sich grundsätzlich auf zwei Arten adressieren:

- Durch eine steifere Auslegung der Modellblätter, sodass die Annahme unverformbarer Blätter die Versuchssituation besser widerspiegelt
- Durch die explizite Berücksichtigung der Blattverformung im analytischen Ansatz (vgl. z. B. (Y. Chen et al. 2021)).

Letztere Variante ähnelt jedoch eine aeroelastische Modellierung, was den methodischen Aufwand erheblich erhöht und die Vorteile der zwangserregten Versuchsdurchführung relativiert. Daher wird die erste Option – die Verwendung steiferer Modellblätter – vorgezogen.

Da die Ursache der Abweichungen plausibel identifiziert wurde und bei Messbedingungen, die den Annahmen der analytischen Ansätze besser entsprechen, eine sehr gute Übereinstimmung erreicht wird, kann insgesamt von einer hohen Übereinstimmung zwischen Windkanalmessungen und theoretischen Ansätzen ausgegangen werden.

Bezüglich des Vergleichs zwischen den Originalmessungen an der Referenzanlage und den Ergebnissen aus den Windkanalversuchen sowie den analytischen Ansätzen: Die in Abbildung 57 gezeigten Dämpfungswerte der Referenzanlage liegen im Wesentlichen im Bereich von etwa 1 %, einem Wert, der in der Literatur und in der Praxis allgemein für die erste Biegeeigenform von WEA-Türmen angenommen wird. Allerdings stimmen diese Werte nicht mit den in den Abschnitten 1.3.1 und 1.3.5 berechneten bzw. im Windkanal gemessenen Werten der aerodynamischen Dämpfung überein. Ähnliche Messungen in der Literatur zeigen etwas höhere Werte für die aerodynamische Dämpfung in Fore-Aft-Richtung, die näher an den theoretisch erwarteten Größen liegen, siehe zum

Beispiel (Weijtjens et al. 2014), oder leicht höhere Dämpfungswerte in Stillstand (Shirzadeh et al. 2013).

Es wird vermutet, dass die Hauptursache für die Abweichung der ermittelten Dämpfungswerte in der Wahl der zehnminütigen Auswertintervalle liegt. Diese Zeiträume beinhalten häufig Brems- und Startvorgänge, die das Messsignal dominieren und zu Dämpfungswerten führen, die eher dem Zustand im Stillstand entsprechen. Deutlich kürzere Intervalle mit weitgehend konstanter Windgeschwindigkeit würden hingegen nur eine sehr geringe Anzahl erfasster Schwingungen in der ersten Biegeeigenform liefern. Bei Eigenfrequenzen im Bereich von 0,15 bis 0,2 Hz ergeben sich Schwingungsperioden von etwa 6 bis 7 Sekunden – entsprechend nur rund zehn vollständige Schwingungen pro Minute. Diese geringe Zyklusanzahl stellt eine unzureichende Basis für eine verlässliche SSICOV-Analyse dar. Die SSICOV-Methode ist grundsätzlich für ambient-basierte Auswertungen stationärer Systeme konzipiert. Im Fall einer Windenergieanlage, deren Dämpfungsverhalten sich kontinuierlich mit der Windgeschwindigkeit ändert, stößt die Methode daher an ihre anwendungstechnischen Grenzen.

Aus diesem Grund wurde die OMA-Analyse mit zweiminütigen Daten durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen trotzdem ein ähnliches Verhalten wie bei der SSICOV-Analyse, sodass keine eindeutige Übereinstimmung mit den theoretisch oder im Windkanal bestimmten Referenzwerten festgestellt werden konnte.

Fazit:

Die Windkanalmessungen zeigen eine sehr gute Übereinstimmung mit den analytisch berechneten Dämpfungswerten, insbesondere unter Versuchsbedingungen, die den theoretischen Modellannahmen entsprechen. Dies bestätigt sowohl die Gültigkeit der zugrunde gelegten analytischen Ansätze als auch die Aussagekraft der experimentellen Methodik. Ein direkter Vergleich mit den aus dem Betrieb der Referenzanlage abgeleiteten Dämpfungswerten war im Rahmen der bisherigen Auswertungen jedoch nicht eindeutig möglich. Die eingesetzten Verfahren zur Auswertung realer Betriebsdaten – die SSICOV-Analyse und die ergänzende OMA-Auswertung auf 2-minütiger Basis – zeigten zwar konsistente Trends zueinander, konnten jedoch keine belastbare Übereinstimmung mit den theoretischen und experimentellen Ergebnissen herstellen. Damit wird deutlich, dass die Analyse realer Betriebsdaten weiterhin methodisch anspruchsvoll ist. Die im Projekt verwendeten Ansätze bieten eine solide Grundlage, die gezielt weiterentwickelt und angepasst werden kann, um künftig belastbare Vergleiche mit theoretischen und experimentellen Referenzwerten zu ermöglichen.

Der Meilenstein **MS 3.4: Ergebnisse AP 3 verglichen, bewertet und zusammengefasst** wurde erreicht. Die Messwerte der Referenzanlage wurden erfasst, wenn möglich ausgewertet und mit den Ergebnissen der Windkanalmessungen sowie den Berechnungen nach Literatur und Normen gegenübergestellt. Abweichungen wurden analysiert und deren Ursachen begründet.

1.4 AP 4: Anlagenzuverlässigkeit und Lebensdauerprognose (STB)

1.4.1 AP 4.1: Statistische Analyse der Windbedingungen am Standort

In diesem Arbeitspaket werden vorhandene Daten von meteorologischen Stationen in der Nähe des Anlagenstandortes genutzt, um eine Detailanalyse der statistischen Kenngrößen des lokalen Windes durchzuführen.

Die Analyse erfolgt mit der Software WindPRO von EMD. Zunächst wurden meteorologische Stationen in der Nähe der Referenzanlage gesucht, um deren Windstatistiken auf den Standort der Anlage zu interpolieren. Berücksichtigt wurden die Stationen in Boltenhagen, Goldberg, Rostock-Warnemünde und Schwerin.

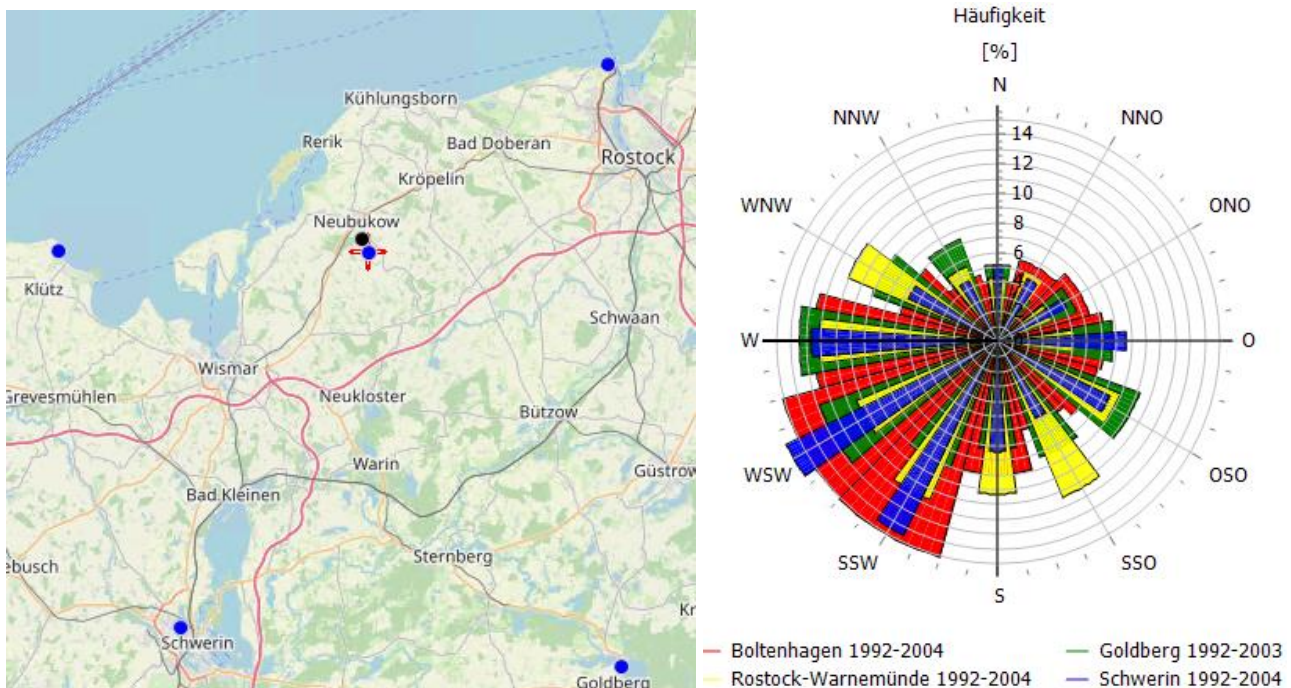


Abbildung 61: Berücksichtigten meteorologischen Stationen in der Nähe der Referenzanlage (Standort Neubukow, linkes Bild) und Häufigkeitswindrosen der umgebenden Stationen.

Ein digitales Höhenmodell wurde aus dem „Mecklenburg-Vorpommern Elevation Model“ importiert, und die Oberflächenrauigkeit des umgebenden Bodens wurde auf Basis der CORINE Land Cover 2018-Daten ermittelt und in Form des Rauigkeitslängenparameters z_0 abgeleitet. Abbildung 62 zeigt exemplarisch die CORINE Karte am Standort der Referenzanlage und die mit WASP abgeleitete Häufigkeitswindrose.

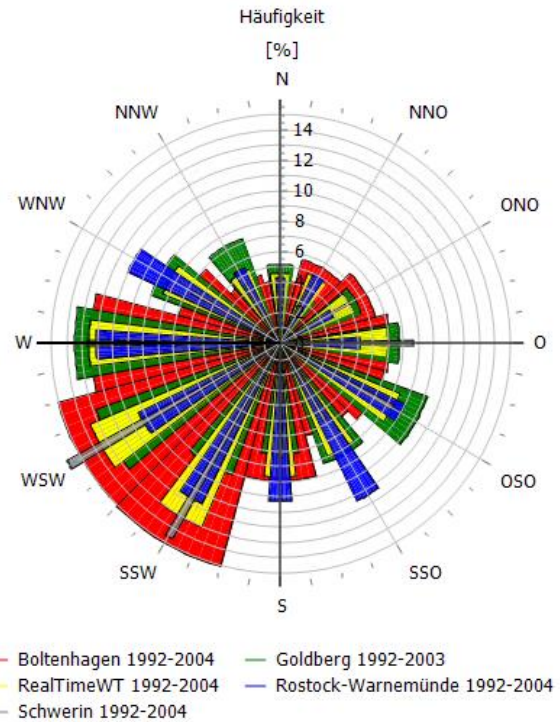
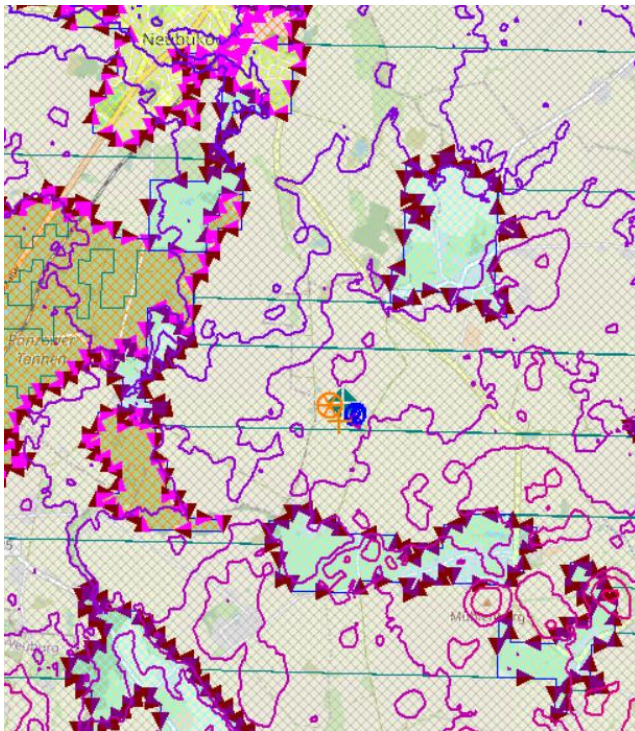


Abbildung 62: Oberflächenrauigkeitskarte basierend auf CORINE Land Cover 2018 (links) und abgeleitete Häufigkeitswindrose am Standort der Referenzanlage („RealTimeWT 1992–2000“, rechts).

Für die Bestimmung der Turbulenzprofile wird die Rauigkeitslänge z_0 verwendet. Der Parameter beeinflusst auch die Neigung des Turbulenzintensitätsprofils gemäß der folgenden Gleichung aus dem Eurocode 1-4:

$$I_v(z) = \frac{1}{\ln(z/z_0)} \quad (17)$$

Auf dieser Grundlage können sowohl das Turbulenzprofil als auch das Windgeschwindigkeitsprofil berechnet werden, siehe Tabelle 12: Richtungsabhängiger Parameter zur Beschreibung der Windgeschwindigkeits- und Turbulenzprofile bei der Referenzanlage.

Tabelle 12: Richtungsabhängiger Parameter zur Beschreibung der Windgeschwindigkeits- und Turbulenzprofile bei der Referenzanlage.

Windrichtung	Rauigkeitslänge z_0	Höhenwindexponent α
N	0,024	0,27
NNO	0,021	0,26
ONO	0,021	0,27
O	0,021	0,27
OSO	0,026	0,27
SSO	0,026	0,27
S	0,024	0,27
SSW	0,021	0,27
WSW	0,021	0,22
W	0,030	0,22
WNW	0,037	0,26
NNW	0,026	0,28

Die Parameter der Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit am Kopf der Referenzanlage werden aus den Windstatistiken und den modellierten Oberflächenrauigkeiten berechnet, siehe Abbildung 63.

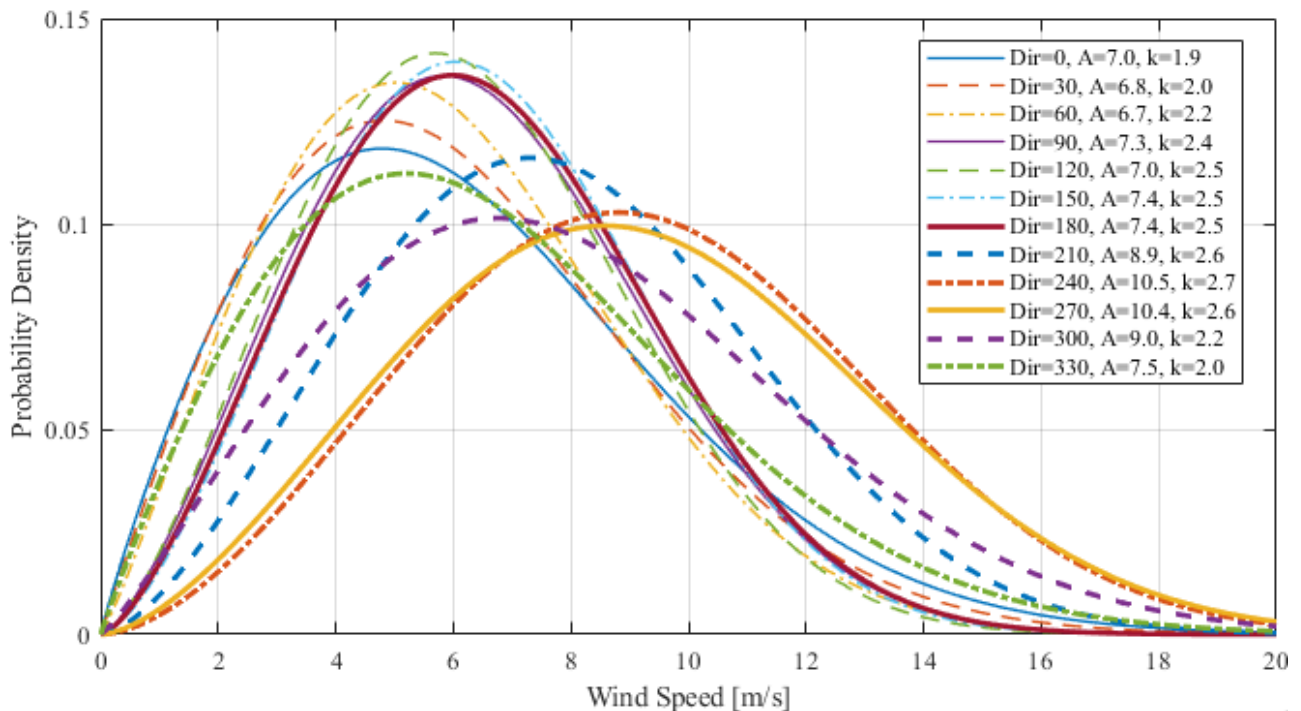


Abbildung 63: Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit an der Nabe der Referenzanlage.

Damit sind die Windbedingungen am Standort der Referenzanlage vollständig charakterisiert.

1.4.2 AP 4.2: Sicherheitstheoretische Analyse

In diesem Arbeitspaket wird angestrebt, die Schädigung von Windenergieanlagenkomponenten – in diesem Fall des Turmfußes – anhand eines vereinfachten, rein empirischen Modells zu erfassen und vorherzusagen. Die Grundidee besteht darin, das dynamische Verhalten der Anlage durch eine geeignete Messgröße darzustellen und diese auf andere Komponenten der WEA zu übertragen, um dort die Schädigung zu quantifizieren. Aufgrund ihrer einfachen Installation und des vergleichsweise geringen Preises eignen sich hierfür insbesondere Beschleunigungsaufnehmer. Das Vorgehen bei diesem Verfahren ist in Abbildung 64 schematisch dargestellt.

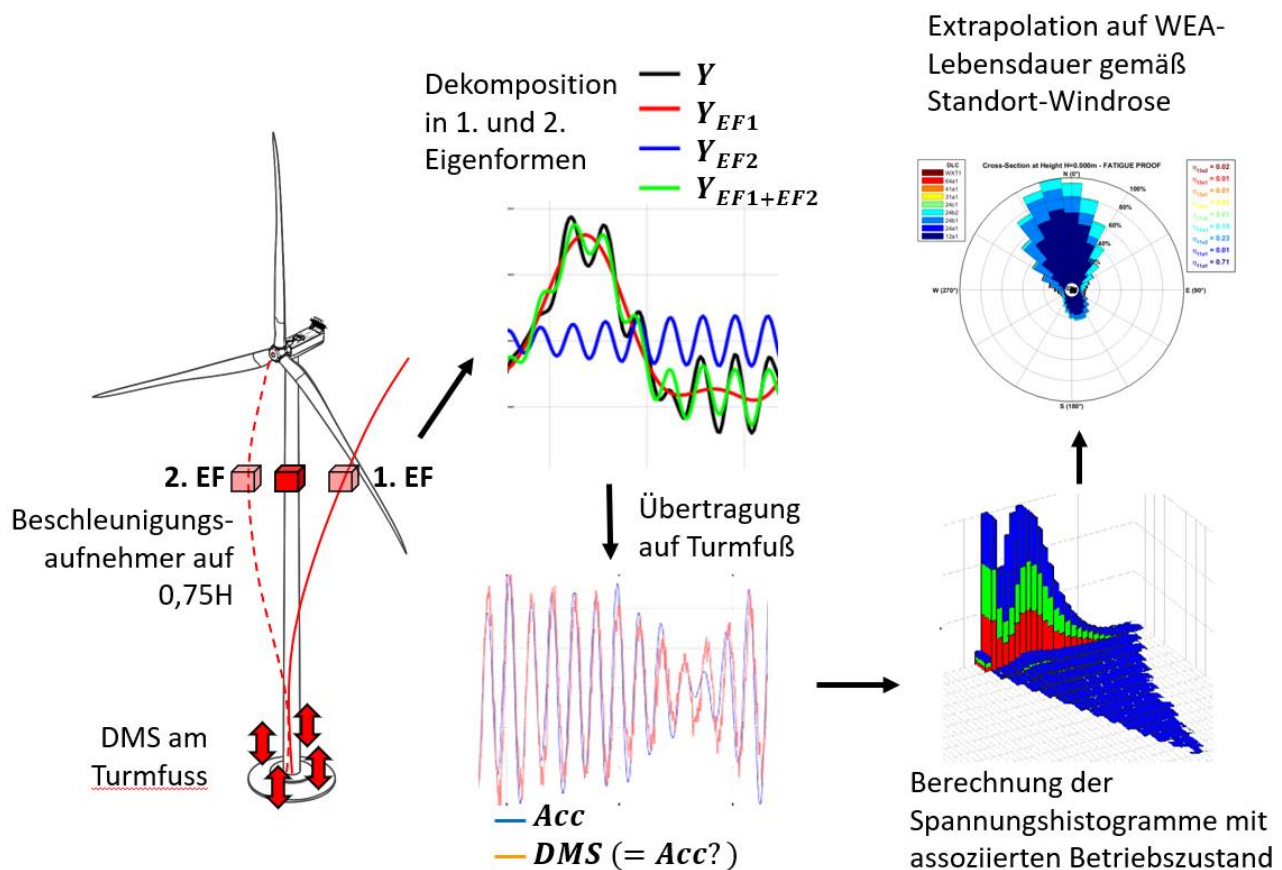


Abbildung 64: Schematische Darstellung der Schädigungseinschätzung und Lebensdauerprognose des WEA-Turms anhand von Beschleunigungsaufnehmern

Das Vorgehen wird nachfolgend im Detail erläutert:

1. Zunächst wird ein Beschleunigungsaufnehmer ausgewählt bzw. an einer geeigneten Stelle des Turms installiert, an der sowohl die erste als auch die zweite Eigenfrequenz des Turms gut messbar sind. Hierfür eignet sich ein Punkt in der Nähe der maximalen Auslenkung der zweiten Eigenform – typischerweise etwa auf 75 % der Turmhöhe.
2. Anschließend werden die gemessenen Beschleunigungsdaten mittels Bandpassfilterung in die relevanten Eigenfrequenzanteile zerlegt. In diesem Fall werden ausschließlich die erste und zweite Eigenfrequenz berücksichtigt. Die gefilterten Beschleunigungs-Zeitreihen werden anschließend in eigenfrequenzabhängige Auslenkungs-Zeitreihen umgerechnet. Ein Beispiel wird in Abbildung 65 gezeigt.

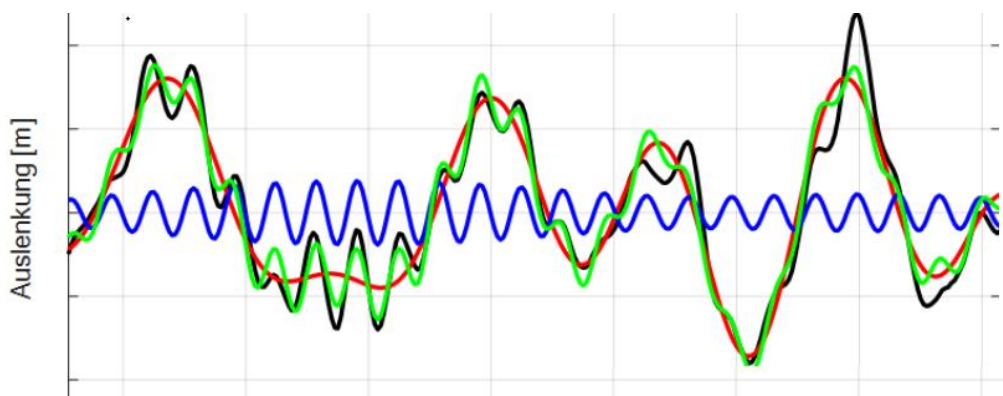


Abbildung 65: Vereinfachung einer Beschleunigungszeitreihe durch Reduktion auf Beiträge der 1. und 2. Eigenform

3. Anhand eines Berechnungsmodells des Turms (z. B. in RSTAB) werden die Momenten- und Querkraftverteilungen entlang des gesamten Turms ermittelt, die zu den jeweiligen Auslenkungen in der ersten und zweiten Eigenform führen. Auf dieser Grundlage lässt sich eine eindeutige Beziehung zwischen der Auslenkung in der jeweiligen Eigenfrequenz und den resultierenden Schnittgrößen am Turmfuß herstellen.
4. In diesem Forschungsprojekt wird die beschriebene Vorgehensweise mithilfe von Dehnmessstreifen am Turmfuß validiert. Die aus den Beschleunigungsaufnehmern berechneten Schnittgrößen bzw. Spannungen am Turmfuß werden mit den aus den Dehnmessungen abgeleiteten Größen verglichen. Ein solcher Vergleich ist in Abbildung 66 exemplarisch dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Beschränkung auf die erste und zweite Eigenform eine vereinfachende Annahme darstellt. Es muss daher überprüft werden, ob nicht weitere Schwingungsanteile existieren, die für den Nachweis von Bedeutung sein könnten.

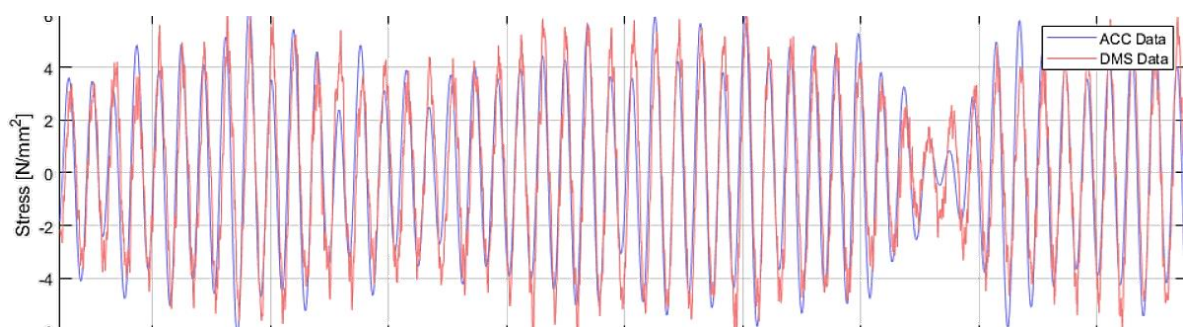


Abbildung 66: Vergleich von Spannungen aus Dehnmessstreifen und aus Beschleunigungsaufnehmern.

5. Der Vergleich der berechneten und gemessenen Spannungen fällt zufriedenstellend aus. Im Anschluss werden die Spannungsschwingspiele mithilfe einer Rainflow-Analyse ausgewertet. Dabei werden Anzahl und Größe der im Signal enthaltenen Spannungsschwingspiele bestimmt. Aus diesen Informationen lässt sich ein Beanspruchungshistogramm ableiten, das beispielsweise für den Ermüdungsnachweis an einer Schweißnaht am Turmfuß verwendet werden kann.
6. Jeder berücksichtigten Beschleunigungszeitreihe kann ein konkreter Betriebszustand anhand der zugehörigen SCADA-Daten zugeordnet werden – z. B. Rotordrehzahl, Windgeschwindigkeit, Windrichtung usw. Bei ausreichend vielen Zeitreihen lässt sich für jeden Betriebszustand bzw. für charakteristische Windbedingungen eine typische Schädigung ermitteln. Auf dieser Grundlage kann unter Verwendung der standortspezifischen Windrose eine Prognose der zu erwartender Schädigung über die verbleibende Lebensdauer der Anlage berechnet werden. Alternativ kann die anlagenspezifisch bestimmte Schädigung genutzt werden, um fundierte Entscheidungen über eine mögliche Lebensdauererlängerung der WEA zu treffen.

Diese Vorgehensweise wurde anhand von installierten Beschleunigungsaufnehmern und Dehnmessstreifen validiert. Abbildung 67 zeigt exemplarisch einen Vergleich der Spannungshistogramme, die aus den Dehnmessstreifen sowie aus den Beschleunigungsaufnehmern ermittelt wurden (unter Berücksichtigung der addierten Spannungsanteile aus Schwingungen in der ersten und zweiten Eigenform).

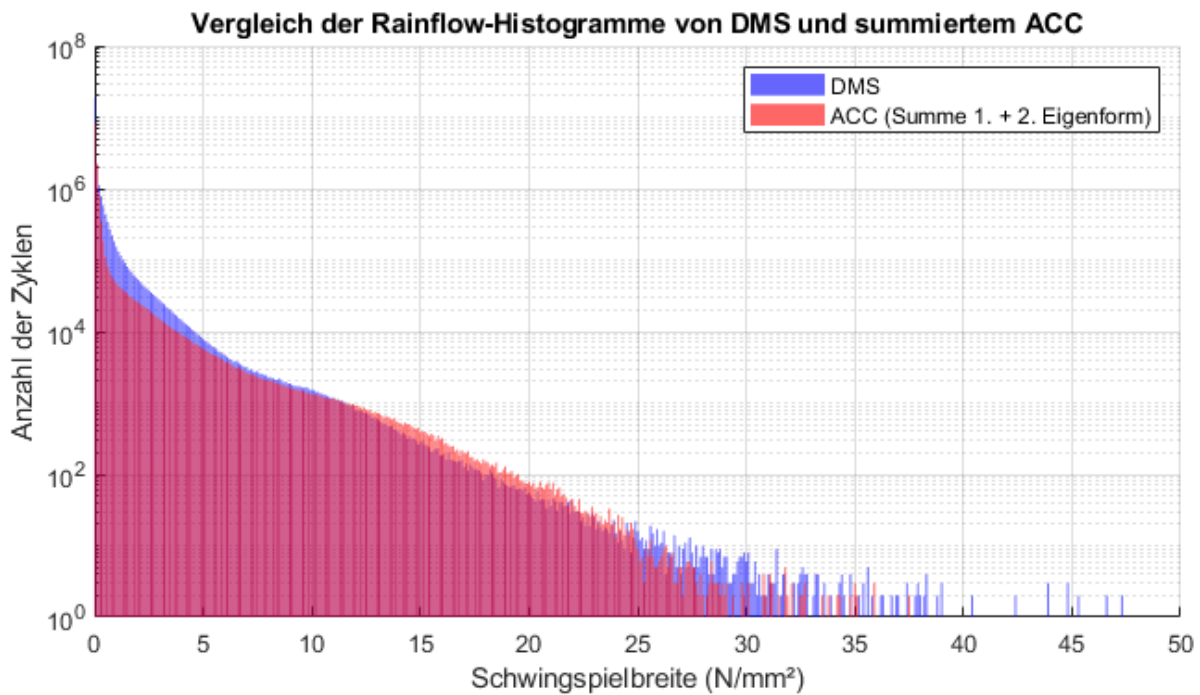


Abbildung 67: Vergleich der Spannungskollektiven von Beschleunigungsaufnehmer und DMS

Es zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung der Histogramme. Zur Quantifizierung wurde ein Ermüdungsnachweis an einer Schweißnaht durchgeführt, basierend auf den ermittelten Histogrammen und unter Anwendung der Schadensakkumulationshypothese nach Palmgren-Miner. Die Abweichungen der berechneten Schädigung zwischen den beiden Sensoren betrugen ca. –21 % bei gleichzeitiger Berücksichtigung der ersten und zweiten Eigenfrequenz (geringere Schädigung bei der Auswertung mit Beschleunigungsaufnehmern). Dabei ist zu beachten, dass die Schädigung durch Schwingungen in der ersten Eigenform etwa fünf Größenordnungen höher war als jene aus der zweiten Eigenform – bezogen auf den Turmfuß. Aufgrund der exponentiellen Natur des Ermüdungsnachweises führen bereits geringe Abweichungen der Eingangsgrößen zu teils erheblichen Unterschieden im Endergebnis. Diese Tatsache ist bei der Bewertung der Genauigkeit unbedingt zu berücksichtigen.

Die vorgestellte Vorgehensweise ist vielversprechend und könnte zukünftig zur fundierten Entscheidung über Lebensdauerverlängerungen von WEA herangezogen werden. Dies würde nicht nur die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen verbessern, sondern vor allem auch deren strukturelle Sicherheit erhöhen – durch eine realitätsnahe Erfassung der tatsächlich aufgetretenen Schädigung.

Die bislang beobachteten Abweichungen bei der Schädigungsbewertung auf Basis von Beschleunigungsaufnehmern sollten durch weiterführende Auswertungen reduziert oder zumindest statistisch quantifiziert werden, um eine verlässliche und belastbare Bewertung der tatsächlichen Schädigung sicherzustellen.

Der Meilenstein **MS 4.1: Sicherheitstheoretische Analyse liegt vor** wurde erreicht. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden sicherheitstheoretische Berechnungen durchgeführt, die eine Prognose der Versagenswahrscheinlichkeiten für die Referenzanlage ermöglichen.

1.5 AP 5: Sensitivitätsanalysen und Bewertung (LBB)

Die Leistung, Gebrauchstauglichkeit und Sicherheit von Windturbinen unter den aerodynamischen Belastungsbedingungen wird nicht nur durch das komplexe Zusammenspiel von Turm, Rotor und Gondel unter aerodynamischen Einwirkungen bestimmt, sondern auch durch die baodynamische Wechselwirkung zwischen Fundament und Boden, die als Boden-Bauwerk-Interaktion (BBI) bezeichnet wird. Das dynamische Verhalten von Windenergieanlagen wird durch BBI erheblich beeinflusst, da sich dadurch sowohl die Eigenfrequenzen des Systems als auch die Strukturantwort auf aerodynamische und seismische Einwirkungen ändern. Bhattacharya et al. zeigten im Rahmen von Parameterstudien, dass die BBI die Eigenfrequenzen der Windturbinen in der Regel um 5-10 % im Vergleich zur Annahme eines starren Fundamentkörpers verringert (Bhattacharya et al. 2017). Diese Frequenzverschiebung kann das Risiko von Resonanzeffekten mit aerodynamischen Anregungen wie den Rotorüberschwingungen (1P- und 3P-Frequenzen) vergrößern. Beispielsweise kann eine 3-MW-Turbine mit einer Grundfrequenz von 0,33 Hz eine Reduzierung der Frequenz auf 0,26 Hz mit BBI aufweisen, was zu einer Überschneidung mit betrieblichen Anregungsfrequenzen führen und die dynamische Strukturantwort verstärken kann. In der Folge kann dies zusammen mit zyklischen Beanspruchungen durch Windturbulenzen und Blattrotation zu einer schnelleren Ermüdung und zu kumulativen Schäden im Gründungssystem führen. Bei nachgiebigen lehmigen Böden kann die BBI die Biegemomente am Turm fuß deutlich erhöhen, wie umfangreiche Studien von Michel et al. zeigten (Michel et al. 2018).

Obwohl die Erdbebeneinwirkungen in Deutschland gering bis moderat sind, ist es nach den jüngsten Aktualisierungen der Erdbebengefährdungskarten in vielen Regionen erforderlich, die seismischen Einwirkungen in der Turbinenauslegung zu berücksichtigen. Analysen mit Berücksichtigung der BBI zeigen, dass weiche Böden zwar die effektive Dämpfung erhöhen können (z.B. von 5 % auf 15 %), aber gleichzeitig auch Frequenzverschiebungen zur Folge haben, was eine optimale Auslegung der Windturbinen erschwert.

Die Notwendigkeit der in diesem Vorhaben durchgeführten Forschungsarbeiten ergibt sich aus den unzureichenden Ansätzen und Untersuchungen in den üblichen Planungen. In der Regel werden die Bodenuntersuchungen ohne die Ermittlung bodendynamischer Eigenschaften durchgeführt, die für eine ausreichend genaue BBI-Modellierung erforderlich sind. Ebenso gehen die Gründungsmodelle von frequenzunabhängigen Steifigkeiten aus oder betrachten den Boden als lineare und homogen. Diese Annahmen können jedoch zu unzureichenden Berechnungen von Verschiebungen, Spannungen und Eigenfrequenzen führen, die auf der unsicheren Seite liegen.

Aus den genannten Gründen werden im AP5 - Validierung der Boden-Bauwerk-Interaktionsmodelle mit der Entwicklung und Validierung zuverlässiger Boden-Bauwerk-Interaktionsmodelle – Modelle entwickelt, die sowohl das statische als auch das dynamische Verhalten mit der Interaktion von Boden und Bauwerk genauer erfassen. Das AP5 baut hierbei auf den analytischen und numerischen Methoden und Modellen auf, die in einem vorangegangenen Forschungsprojekt (BBTI-WEA) entwickelt wurden.

1.5.1 Analytisches Bodenmodell

Ziel von AP 5.1 ist die Entwicklung eines analytischen Bodenmodells, das die dynamische Interaktion zwischen dem Fundament der Windkraftanlage und dem darunter liegenden Boden erfasst. Dieses Modell ermöglicht eine vereinfachte, aber ausreichend genaue erste Abschätzung des bodendynamischen Verhaltens. Das Hauptziel des AP 5.1 ist die Ermittlung der Steifigkeitsparameter für translatorische und rotatorische Freiheitsgrade auf Fundamentebene, die

für die Validierung des Mehrkörperssimulationsmodells (MKS) der Referenzanlage in AP1.3 in einer frühen Projektphase verwendet werden können.

1.5.1.1 Fundamentgeometrie und Bodeneigenschaften

Die Konstruktionszeichnung (E0004316993, Schalplan - Fundament als Flachgründung mit Auftrieb) der Referenz-Windturbine wird für die Abbildung der Fundamentgeometrie verwendet. Die wesentlichen Geometrieparameter sind der Fundamentdurchmesser sowie die Dicke und die Einbindetiefe. Diese geometrischen Parameter haben einen direkten Einfluss auf die Boden-Bauwerk-Interaktion.

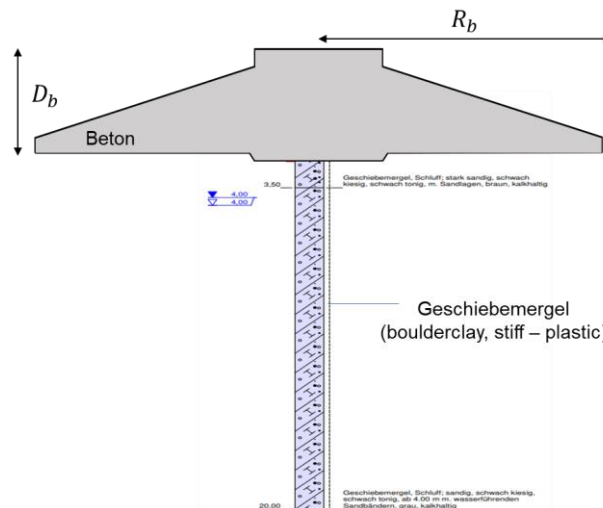


Abbildung 68: Kreisförmiges Fundament der Referenz-Windkraftanlage auf dem steifen Schotterboden.

Die Windkraftanlage wird auf einer Flachgründung mit kegelstumpfförmigem Profil gegründet (Abbildung 68). Das Fundament hat einen Innendurchmesser von R_b und eine Tiefe von D_b . Der Neigungswinkel des Fundaments beeinflusst die Form und die Spannungsverteilung innerhalb des Fundaments. Die Windkraftanlage wird auf dem Fundament erreicht, dass in mehreren Schichten aus Beton (hochwertigen) hergestellt wird. Bei der Berechnung der Einbindetiefe, die der Tiefe des Fundaments entspricht, wird von einem vollständigen mit dem Boden ausgegangen. Bei dem vollflächigen Kontakt wird unterstellt, dass die Kontaktfläche keine Hohlräume aufweist. Aus der Geometrie errechnet sich das Volumen des Fundaments und die daraus resultierende Masse des Fundaments.

Vorhandene Bodenuntersuchungsunterlagen (NDE-NX10-05, Baugrundgutachten, Carinerland) lieferten das Bodenprofil und mit den grundlegenden geotechnischen Eigenschaften. Die durchgeführten Baugrunduntersuchungen ergaben, dass der Standort durch bindige glaziale Böden, hauptsächlich Geschiebelehm und Geschiebemergel, mit steif-plastischer Konsistenz gekennzeichnet ist. Oberflächennahe Schichten enthalten auch schluffig-sandiges Material, was auf eine mäßig heterogene Schichtung hinweist. Der Entwurf sieht eine Kiessand-Ersatzschicht unterhalb des Fundaments vor, um eine mögliche Verflüssigung zu verhindern und die Tragfähigkeit zu erhöhen. Setzungsanalysen ergaben Setzungswerte liegen innerhalb der zulässigen Bemessungsgrenzen.

Die relevanten bodenmechanischen Parameter, die aus Laborversuchen, In-situ-Sondierungen und empirischen Korrelationen abgeleitet wurden, liefern Informationen für die Modellierung der Boden-Bauwerk-Interaktion. Das Einheitsgewicht des Bodens, und es wird eine Poissonzahl von ν

angegeben, die mit dem nahezu inkompressiblen Verhalten steifer tonhaltiger Materialien unter undrainierten Lastbedingungen übereinstimmt. Die genannten Parameter sind für die Berechnung der translatorischen und rotatorischen Steifigkeitswerte im analytischen Bodenmodell und für die Ableitung frequenzabhängiger Impedanzfunktionen in den nachfolgenden Arbeitspaketen von wesentlicher Bedeutung. Es ist jedoch zu beachten, dass in den bodenmechanischen Daten die direkte Messung des dynamischen Schubmoduls $G_{s,dyn}$ fehlt, der den grundlegenden Parameter für die Wellenausbreitung im Boden, die Bodenimpedanz und das frequenzabhängige SSI-Verhalten darstellt. Dieser fehlende Parameter wird deshalb in AP5.2 auf Grundlage von zwei seismischen In-situ-Tests im Bohrloch ergänzend ermittelt. Dazu werden das Scherwellengeschwindigkeitsprofil und das tiefenabhängige dynamische Schubmodul für jede Bodenschicht ermittelt.

1.5.1.2 Analytisches Bodenmodell

Die Entwicklung des analytischen Bodenmodells ermöglicht es die Auswirkungen der BBI in einer frühen Projektphase mit Hilfe geschlossener Lösungen ausreichend genau abzuschätzen. Das vereinfachte Modell kann effektiv als Standard in der Vorentwurfs- und Validierungsphase eingesetzt werden, insbesondere dann, wenn detaillierte standortspezifische bodendynamische Daten entweder noch nicht verfügbar sind.

Modellierungsannahmen

Der Boden wird als ein homogener, isotroper und linear elastischer Halbraum angenommen. Diese Näherung ist sinnvoll für bindige Böden wie Geschiebelehm und Geschiebemergel, die in der am Standort vorliegenden Bodenschichtung der betrachteten Windkraftanlage dominieren. Die Bodensteifigkeiten werden als frequenzunabhängig angenommen, wodurch diese über den gesamten relevanten Frequenzbereich konstant sind. Diese Annahme berücksichtigt jedoch nicht die Wellendispersion und die frequenzabhängige Verstärkung, die das bodendynamische Verhalten beeinflussen. Die Frequenzabhängigkeit wird deshalb in AP5.3 durch eine numerische Impedanzmodellierung auf der Grundlage der detaillierten In-situ-Messungen aus AP5.2 berücksichtigt. Das Fundament wird als starr im Verhältnis zum Boden betrachtet, so dass es sich wie ein starrer Körper bewegt. Es wird davon ausgegangen, dass alle relativen Verformungen im umgebenden Boden stattfinden. Diese Annahme ist konservativ und ist für das hier vorliegende große und stark bewehrte Betonfundament zutreffend. Weiterhin wird angenommen, dass zwischen der Gründungssohle und dem darunter liegenden Boden ein vollflächiger Kontakt ohne Hohlräume besteht und dass kein Schlupf zwischen Fundament und Boden auftritt. Dadurch wird sichergestellt, dass die volle Tragfähigkeit und Steifigkeit des Bodens mobilisiert wird, was bei der vorliegenden Flachgründung mit verdichteten Bodenschichten gerechtfertigt ist.

Steifigkeit des Bodens

Das analytische Modell des Bodens wird durch lineare Federn abgebildet, die in der Schnittstelle zwischen Fundament und Boden angeordnet werden. Die Ableitung der Steifigkeiten für die Federn basiert auf den bekannten klassischen Lösungen für Kreisfundamente auf elastischen Halbraum. Diese sind in der Literatur etabliert und werden auch von der Deutschen Gesellschaft für Geotechnik empfohlen (V 2018). Das Gesamtsystem auf Gründungsebene wird als starrer Körper mit sechs Freiheitsgraden idealisiert, dem translatorische und rotatorische Bewegungen um die drei Raumachsen zugewiesen werden. Abbildung 69 zeigt die translatorischen Freiheitsgrade, die mit den Indizes "xx", "yy" und "zz" bezeichnet werden. Die rotatorischen Freiheitsgrade um die lokale x-

und y-Achse werden mit " θ_x " und " θ_y " bezeichnet. Diese entsprechen den Kippbewegungen. Die torsionale Drehung um die vertikale Achse wird mit " $\phi\phi$ " bezeichnet. Diese sechs Freiheitsgrade des Fundamentes werden bei der Aufstellung der analytischen Impedanzmatrix berücksichtigt.

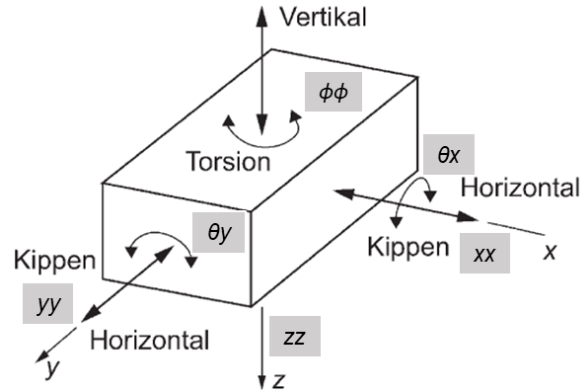


Abbildung 69: Starrkörperfreiheitsgrade eines Fundamentes, Quelle: (V 2018).

Dem kreisförmigen Fundament der betrachteten Windkraftanlage werden die sechs beschriebenen Freiheitsgrade zugewiesen, die jeweils mit einer bestimmten Federsteifigkeit verbunden werden (Abbildung 70). Die zugehörigen analytischen Federsteifigkeiten der Freiheitsgrade sind in den Gleichungen (1) bis (4) angegeben (Deutsche Gesellschaft für Geotechnik, 2018).

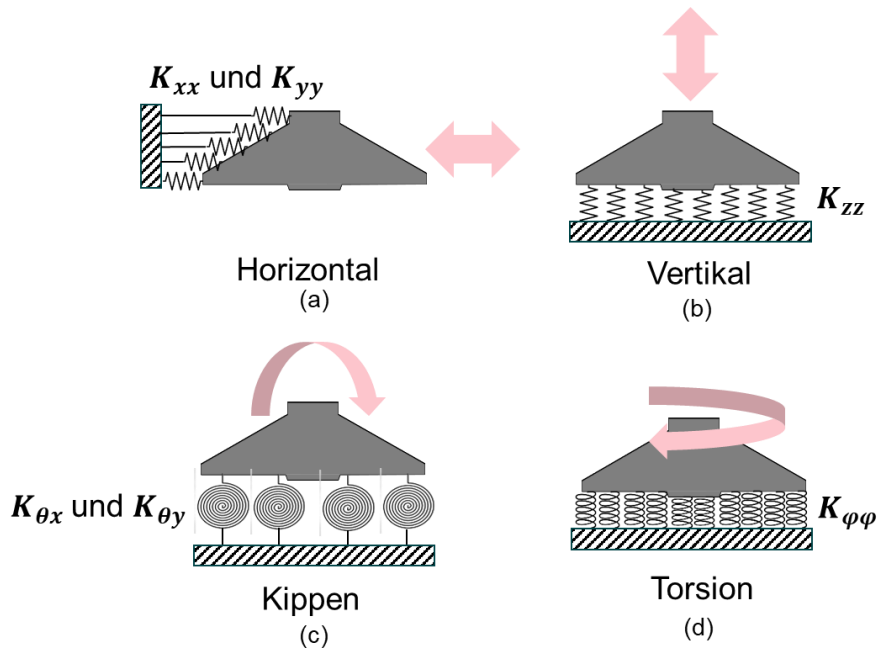


Abbildung 70: Bodensteifigkeiten für Translationen in horizontaler und vertikaler Richtung, Kippen und Torsion

$$K_{xx} = K_{yy} = 8 \cdot \frac{G_s \cdot R_b}{2 - \nu} \quad (18)$$

$$K_{zz} = 4 \cdot \frac{G_s \cdot R_b}{1 - \nu} \quad (19)$$

$$K_{\theta x} = K_{\theta y} = 8 \cdot \frac{G_s \cdot R_b^3}{3 \cdot (1 - \nu)} \quad (20)$$

$$K_{\phi\phi} = 16 \cdot \frac{G_s \cdot R_b^3}{3} \quad (21)$$

Die Steifigkeiten sind vom Schubmodul G_s des Untergrunds abhängig, dass in AP5.2 aus den Ergebnissen von Bohrlochmessungen berechnet wird. In Ermangelung standortspezifischer Werte für G_s in dem AP5.1 wurde eine parametrische Studie unter Verwendung des geschätzten Bereichs dynamischer Steifigkeitsmodule durchgeführt, um die Sensibilität der Strukturantwort auf deren Veränderungen zu bewerten. Die geschlossenen Formeln zeigen eine lineare Abhängigkeit aller Steifigkeitskomponenten vom Schubmodul. Der Grad der Sensibilität ist jedoch abhängig vom betrachteten Freiheitsgrad. Insbesondere die vertikale Steifigkeit und die Torsionssteifigkeit weisen eine stärkere Abhängigkeit von G_s auf. Die Kippsteifigkeit wird hingegen wesentlich durch den Fundamentradius beeinflusst, wodurch diese stärker von geometrischen Veränderungen als von Änderungen des Schubmoduls abhängig ist.

Parameterstudie

Um die Sensibilität der Bodensteifigkeit gegenüber dem Schubmodul zu untersuchen, wurde in AP5.1 eine Parameterstudie durchgeführt. Der Fundamentradius und die Poissonzahl wurden in der Studie mit 13,3 m bzw. 0,40 konstant gehalten, während G_s von 0 bis 500 MPa variiert wurde, was einen breiten Bereich realistischer Werte für steifen Ton bis hin zu dichten kiesigen Böden abdeckt.

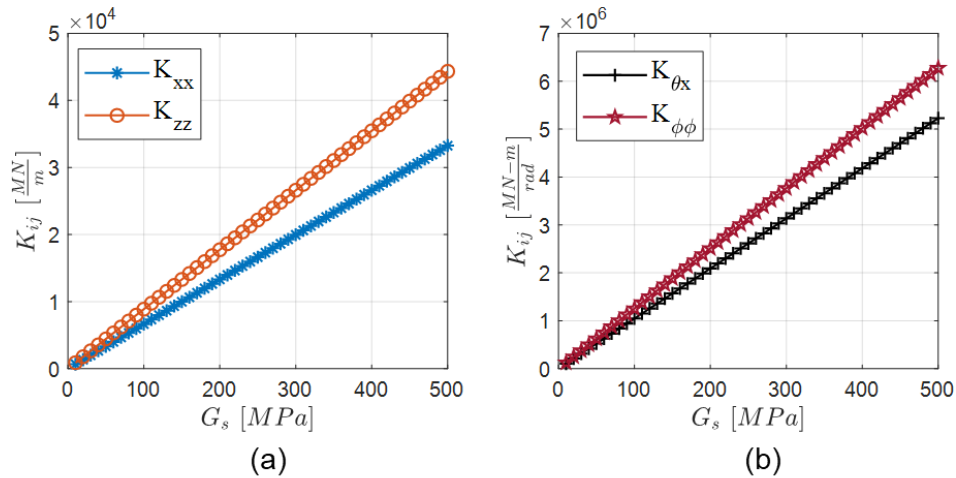


Abbildung 71: Variation der statischen Bodensteifigkeit (a) Translationssteifigkeiten und (b) Rotationssteifigkeiten in Abhängigkeit vom Schubmodul

Abbildung 71 zeigt, dass alle Steifigkeitskomponenten einen linearen Verlauf in Abhängigkeit von G_s aufweisen. Bei den Translationssteifigkeiten ist die vertikale Steifigkeit K_{zz} durchweg größer als die horizontale Komponente K_{xx} . Insbesondere bei kohäsiven Böden ist die vertikale Steifigkeit deutlich größer. Bei den Rotationsfreiheitsgraden ist die Torsionssteifigkeit $K_{\phi\phi}$ bei gleichem Schubmodul deutlich höher als die Kippsteifigkeit $K_{\theta x}$. Daraus kann geschlossen werden, dass Torsionsbewegungen bei typischen Belastungsszenarien weniger kritisch im Hinblick auf die BBI sind. Wie Abbildung 71 zeigt, sind Kipp- und Translationsbewegungen des Fundaments für die

dynamische Strukturantwort kritischer einzuschätzen, da die niedrigeren Steifigkeitswerte zu größeren Verschiebungen und zu Resonanzeffekten im niederfrequenten Bereich führen können.

1.5.2 In-Situ Messungen der dynamischen Bodenkennwerte

Für die Erstellung eines zutreffenden dynamischen Baugrundmodells sind bodendynamische Parameter wie die Scherwellengeschwindigkeit und die dynamische Bodensteifigkeit des Untergrundes erforderlich. Diese Eigenschaften definieren die frequenzabhängige Steifigkeit des Gründungssystems und beeinflussen direkt die Impedanzfunktionen, die bei zur Erfassung der BBI in AP5.3 eingesetzt werden sollen.

1.5.2.1 Grundsätzliches

Der dynamische Schubmodul $G_{s,dyn}$ steht in direktem Zusammenhang mit der Scherwellengeschwindigkeit V_s und der Bodendichte ρ_s , wie in Gleichung 5 angegeben:

$$G_{s,dyn} = \rho_s \cdot V_s^2 \quad (22)$$

Andere verwandte Parameter können aus den Scher- und Kompressionswellengeschwindigkeiten abgeleitet werden. In gesättigten Böden sind Messungen der Kompressionswellengeschwindigkeit jedoch sehr empfindlich gegenüber Lufteinschlüssen und dem Wassergehalt, was sie für die Abschätzung der Steifigkeit unzuverlässig macht (Lange und Knödel 2003). Daher wurden die dynamischen Bodenkennwerte ausschließlich aus Scherwellenmessungen abgeleitet.

1.5.2.2 Bohrlochmessungen als Grundlage für bodendynamische Eigenschaften

Die Bohrlochmessungen für die Kalibrierung der bodendynamischen Modelle wurden am 16. Dezember 2022 am Standort der Windkraftanlage Carinerland mit zwei Bohrungen durchgeführt: BS1-E (Ost) und BS2-W (West), die eine Tiefe von etwa 31 m bzw. 30,8 m erreichten (Abbildung 72). Während der Messungen fanden keine erschütterungsintensiven Arbeiten auf dem Gelände oder in der unmittelbaren Umgebung statt.

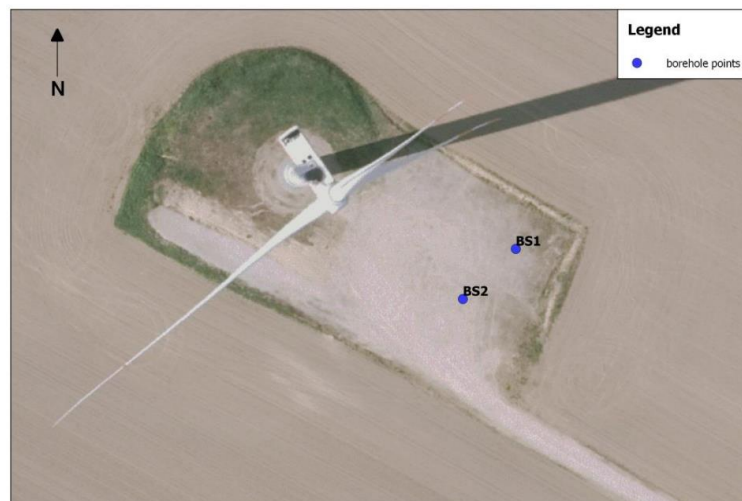


Abbildung 72: Bohrlochtestpositionen von BS1 und BS2

Ziel war es, das für die Berechnung der bodendynamischen Parameter erforderliche Profil der Scherwellengeschwindigkeiten zu bestimmen. Bei der Methode werden Wellen an der Oberfläche mit einem Vorschlaghammer erzeugt, der vertikal und horizontal auf eine Stahlplatte einwirkt,

während Geophone, die in bekannten Tiefen eingebettet sind, die Ankunftszeiten der Wellen aufzeichnen (Abbildung 73).

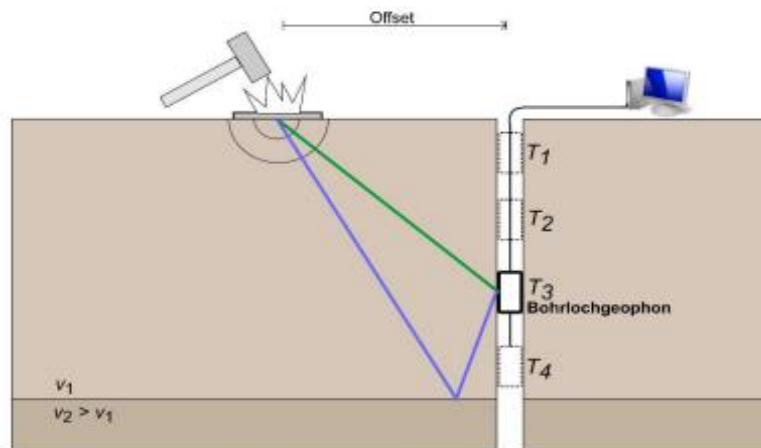


Abbildung 73: Prinzip der Bohrlochmessungen mit Wellenerzeugung an der Oberfläche (Prinzipskizze)

Diese Geschwindigkeiten werden dann verarbeitet, um V_s und $G_{s,dyn}$ zu bestimmen. Das verwendete Messgerät ermöglicht die digitale Erfassung der Schwinggeschwindigkeit im Frequenzbereich von 10 Hz bis mindestens 300 Hz. Die für die Schwingungsmessungen verwendeten Geräte entsprechen den Vorgaben von DIN 45669-1 (2020) für Schwingungsmessgeräte (DIN 45669-1:2020-06, Messung von Schwingungsimmissionen_- Teil_1: Schwingungsmesser_- Anforderungen und Prüfungen). Für jede Messkonfiguration sind die Angaben zu den Messungen in den Bohrlöchern in Tabelle 13 zusammengefasst. Die Messungen wurden in einem Abstand von 0,5 m durchgeführt.

Tabelle 13: Informationen über die Messtiefen und Messabstände

Bohrloch	BS1	BS2
Oben	2,0 m	1,2 m
Unten	31,0 m	30,8 m
Tiefenintervall	0,5 m	0,5 m

1.5.2.3 Bodendynamische Eigenschaften

Tabelle 14 beinhaltet die geologischen Schichten mit Mächtigkeiten, Dichten und Scherwellengeschwindigkeiten. Zudem ist der aus den Messwerten ermittelte dynamische Schubmodul $G_{s,dyn}$ angegeben. Die Ergebnisse für den Schubmodul stimmen in guter Näherung mit den Werten aus (Lange und Knödel 2003) überein.

Tabelle 14: Geologische Schichten mit Mächtigkeiten, Dichten, Scherwellengeschwindigkeiten und Schubmodule

Tiefe unter GOK [m]	Geologie	Scherwellengeschwindigkeit [m/s]	Dichte [g/cm³]	$G_{s,dyn}$ [MPa]
2,0-12,5	Schluffiger, sandiger Mergel	305-320	2,0	205-220
12,5-18,7	Schluffiger, sandiger Mergel (dicht)	330-360	2,1	240-285
18,7-27,0		345-375	2,2	260-310
> 27,0		365-410	2,2	290-370

Die 1D-Geschwindigkeits-Tiefenprofile in Abbildung 74a, b zeigen eine allmähliche Zunahme der Steifigkeit mit der Tiefe. Diese wird durch eine bereichsweise Abstufung des dynamischen Schubmoduls in Abbildung 74c näherungsweise abgebildet.

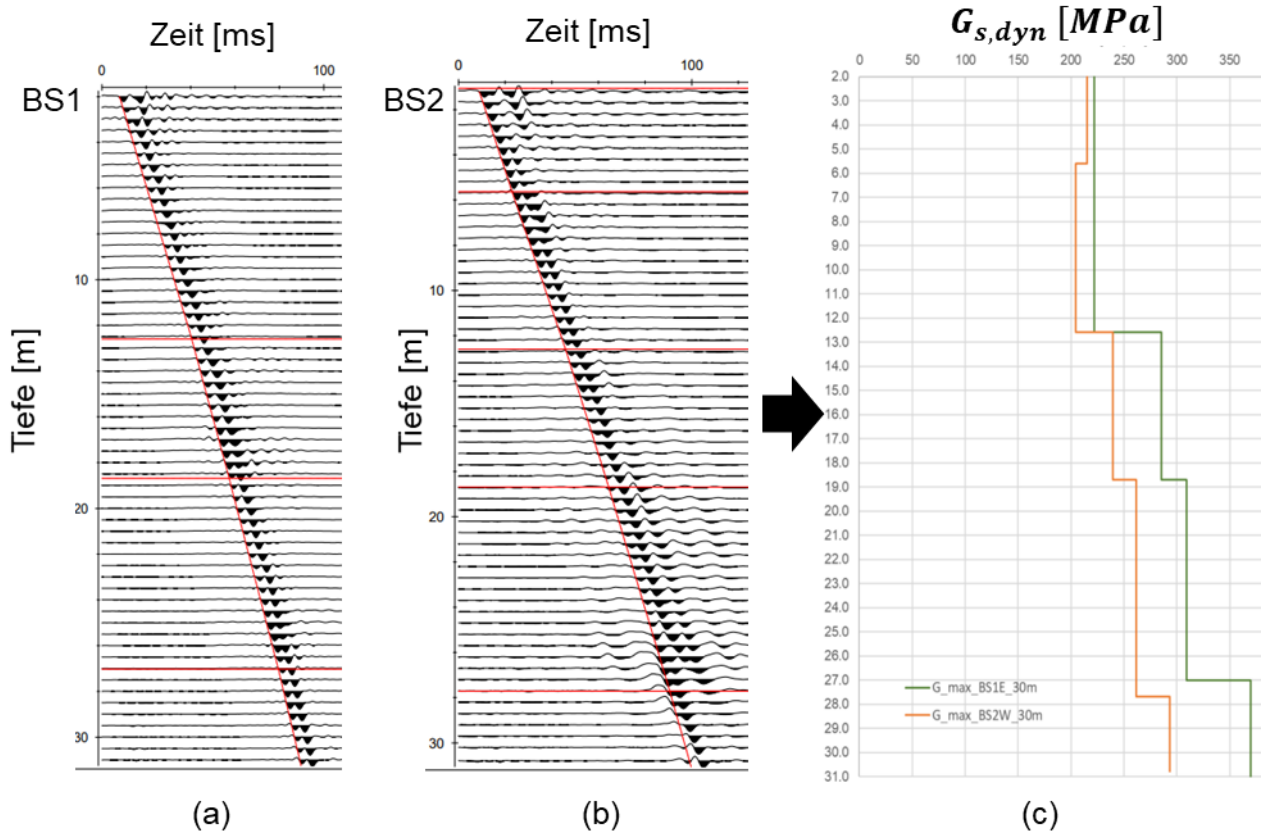


Abbildung 74: 1D Geschwindigkeits-Tiefenprofile in (a) BS1 und (b) BS2 und (c) bereichsweise Abstufung des dynamischen Schubmoduls

Da es sich bei dem Fundament um eine Flachgründung handelt, die in den oberen Bodenschichten gegründet ist, wird ein Bereich des Schubmoduls von 205 bis 220 MPa angesetzt, der dem Schubmodul zwischen 2,0 bis 12,5 m entspricht. Dieser Wert wird als repräsentativer Wert für die frequenzabhängige Impedanzmodellierung in AP5.3 angesetzt.

1.5.3 BBI - Modell

Basierend auf den Parametern der seismischen In-Situ-Tests in AP5.2 wurde zunächst die allgemeine statische Impedanzmatrix nach Gleichung 6 aufgestellt.

$$K_s = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 & 0 & K_{x\theta y} & 0 \\ 0 & K_{xx} & 0 & K_{y\theta x} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_{\theta xy} & 0 & K_{\theta x} & 0 & 0 \\ K_{\theta yx} & 0 & 0 & 0 & K_{\theta y} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & K_{\varphi\varphi} \end{bmatrix} \quad (23)$$

Die statische Impedanzmatrix wurde erweitert, indem die von Gazetas vorgeschlagenen Korrekturfaktoren für die Einbettung mit einbezogen wurden, die die erhöhte Steifigkeit durch die teilweise Einbettung des Fundaments in den Boden berücksichtigen (Gazetas 1983). Diese

Korrekturfaktoren sind spezifisch für jeden Freiheitsgrad zu definieren und stellen im Wesentlichen eine Funktion des Fundamentradius dar. Durch die Anpassung der einzelnen Steifigkeitskomponenten ohne Einbettung mit den Korrekturfaktoren nach Gazetas für eine Einbindetiefe von 2,15 m erhält man eine modifizierte statische Impedanzmatrix. Die Korrektur ist auf alle translatorischen und rotatorischen Steifigkeitselemente der statischen Impedanzformulierung anzuwenden. Die resultierenden korrigierten statischen Impedanzmatrizen wurden dann für die zwei repräsentative Schubmodule $G_{s,dyn} = 205 \text{ MPa}$ und $G_{s,dyn} = 220 \text{ MPa}$ ausgewertet. Daraus ergeben sich die endgültigen statischen Impedanzmatrizen in Gleichung 7 bzw. Gleichung 8, die auch als Basis für die dynamische Erweiterung in der frequenzabhängigen Analyse dienen.

$$K_{G_s=205} = \begin{bmatrix} 20491,5 & 0 & 0 & 0 & 14685,57 & 0 \\ 0 & 20491,5 & 0 & 14685,57 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 22448,6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 14685,57 & 0 & 3576782,6 & 0 & 0 \\ 14685,57 & 0 & 0 & 0 & 4462072,3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1207941,4 \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$K_{G_s=220} = \begin{bmatrix} 21990,9 & 0 & 0 & 0 & 15760,1 & 0 \\ 0 & 21990,9 & 0 & 15760,1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 24091,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 15760,1 & 0 & 3838498,5 & 0 & 0 \\ 15760,1 & 0 & 0 & 0 & 4788565,4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1296327,4 \end{bmatrix} \quad (25)$$

Um das frequenzabhängige Bodenverhalten zu berücksichtigen, werden die Steifigkeitsterme zu dynamischen Impedanzfunktionen der Gleichung 9 erweitert:

$$K_d = K(\Omega) \quad (26)$$

wobei Ω die Anregungsfrequenz ist. Für weitere Details wird an dieser Stelle auf (Gazetas 1983) verwiesen. Diese wurde entsprechend der ersten Eigenform der Windturbine auf 0,16 Hz festgelegt. Das Impedanzverhalten wird hierbei durch den dimensionslosen Frequenzparameter α gemäß Gleichung (10) beschrieben:

$$\alpha = 2\pi \cdot \Omega \cdot \frac{R_b}{V_s} \quad (27)$$

Der dimensionslose Frequenzparameter α ergibt sich zu 0,04, so dass sich die dynamischen Steifigkeitskoeffizienten nach Gazetas zu 1,0 ergeben (Abbildung 75). Die bestätigt, dass für die vorliegende Konfiguration aus Boden und Fundament die BBI im niederfrequenten Bereich arbeitet. Daher ist der Unterschied zwischen den dynamischen und statischen Impedanzwerten vernachlässigbar. Daraus folgt, dass die um die Einbettung korrigierte statische Impedanzmatrix zuverlässig für Simulationen im Rahmen des digitalen Zwillings verwendet werden kann.

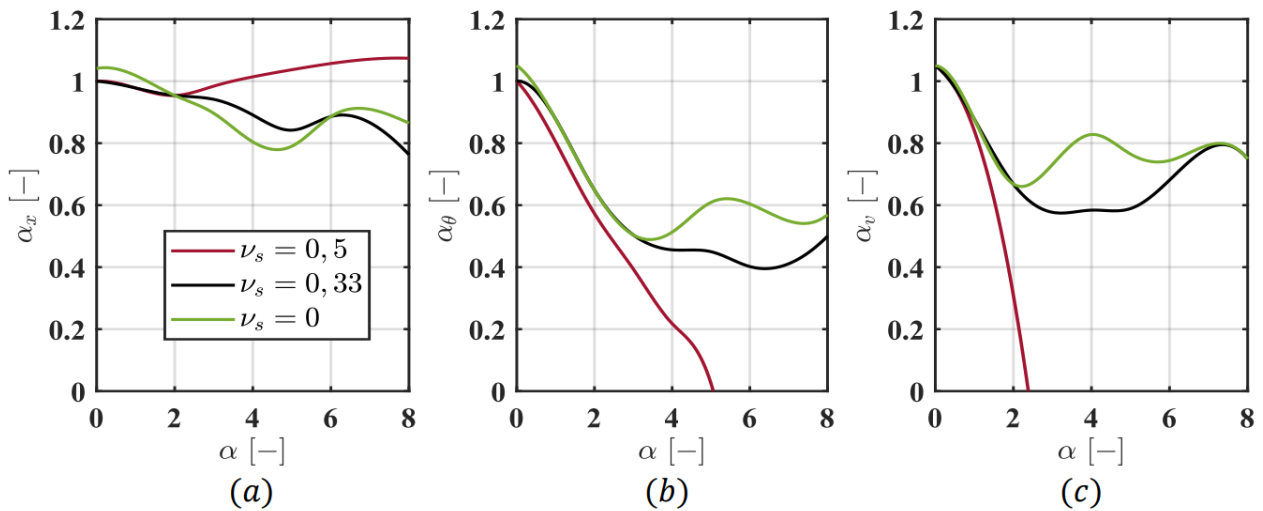


Abbildung 75: Dynamische Steifigkeitskoeffizienten von starren Kreisfundamenten auf homogenem Halbraum für (a) horizontale Richtung (b) Kippen und (c) vertikale Richtung nach (Gazetas 1983)

1.5.3.1 Durchgeführte Messungen

Für die Kalibrierung des in AP5.3 entwickelten numerischen Impedanzmodells wurde eine Messkampagne am Fundament der Windkraftanlage durchgeführt. Dazu wurde ein triaxiales Geophon auf dem Fundament zur Messung der Geschwindigkeit in allen Raumrichtungen installiert (Abbildung 76). Das Geophon wurde sicher verankert, um ein unverfälschtes Messsignal zu erhalten und störende Kopplungseffekte zu vermeiden. Zielsetzung war es die dominanten Frequenzen auf dem Fundament unter Umgebungs- und Betriebsbedingungen, wie z.B. rotorinduzierte Lasten und Windeinwirkungen, zu bestimmen. Diese gemessenen Frequenzen wurden anschließend zur Überprüfung der simulierten Eigenfrequenzen verwendet, die mit dem dynamischen Impedanzmodell berechnet wurden. Für weitere Details zur Messung wird auf AP2 verwiesen.

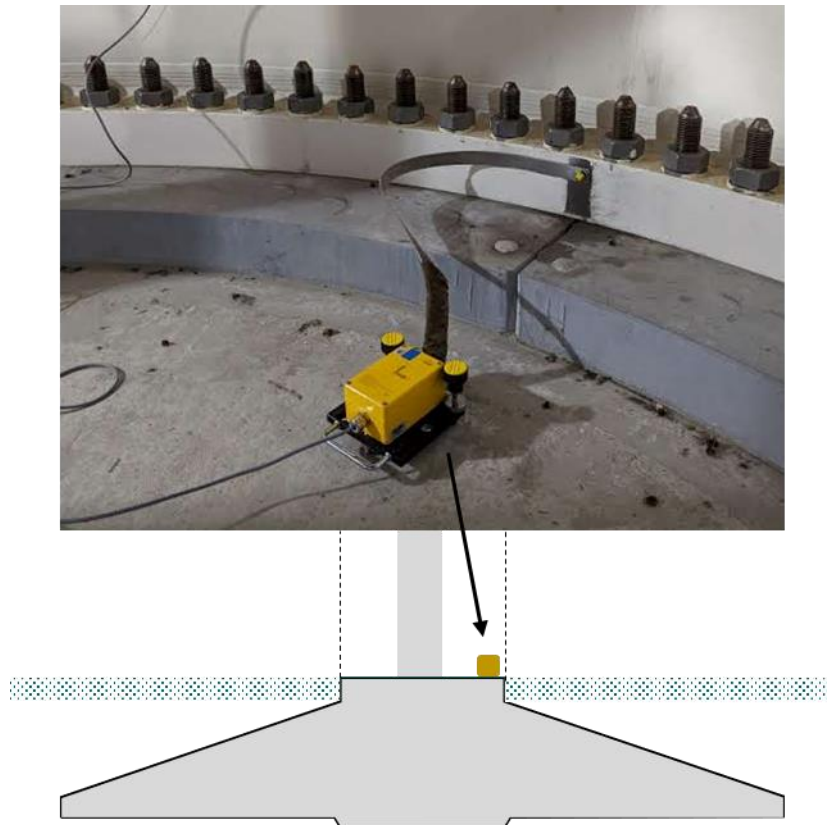


Abbildung 76: Installation eines triaxialen Geophons auf dem Betonfundament der Windkraftanlage, 09/2022

Frequenzanalyse

Die mit dem Geophon erfassten Beschleunigungszeitverläufe wurden einer strukturierten Signalvorverarbeitung und Spektralanalyse unterzogen, um aussagekräftige Eigenfrequenzen zu ermitteln. Die Signalverarbeitung wurde wie folgt durchgeführt:

- Entfernung von Rauschen: Die Rohdaten wurden bereinigt, um transiente elektrische und umweltbedingte Störungen zu beseitigen.
- DC-Offset-Korrektur: Statische Vorspannungskomponenten wurden entfernt, um das Signal um den Nullpunkt zu zentrieren.
- Bandpassfilterung: Es wurde ein Bandpassfilter im Bereich von 0,05-10 Hz angewendet, um die relevanten Frequenzen zu erhalten und gleichzeitig irrelevante niederfrequentes und hochfrequentes Rauschen zu eliminieren.
- Gewichtung: Es wurde ein Hamming-Fenster verwendet, um die Gewichtung der Signale durchzuführen.

Nach Durchführung der beschriebenen Schritte der Signalverarbeitung wurden die Daten mit Hilfe der schnellen Fast-Fourier-Transformation (FFT) zur Ermittlung der relevanten Frequenzen analysiert. Diese wurde auf stündliche Zeitblöcke angewendet, um das stationäre und zeitlich veränderliche Schwingungsverhalten des Fundaments zu analysieren. Die extrahierten Frequenzen wurden im Anschluss für den Vergleich und die Verifizierung der mit dem Impedanzmodell simulierten Frequenzen herangezogen. Ziel der Messkampagne war es, sowohl die dominanten translatorischen als auch die rotatorischen Eigenfrequenzen auf der Fundamentebene zu extrahieren, um eine vollständige Verifizierung des Impedanzmodells durchzuführen. Da keine Rotationssensoren eingesetzt wurden, wurde die Rotationsbewegung aus den räumlichen

Ableitungen der translatorischen Geschwindigkeitssignale rekonstruiert, wie in Gleichung (11), (12) und (13) angegeben.

$$\omega_x(t) = \frac{\partial V_y}{\partial t} \cdot V_z + \frac{\partial V_z}{\partial t} \cdot V_y \quad (28)$$

$$\omega_y(t) = \frac{\partial V_x}{\partial t} \cdot V_z + \frac{\partial V_z}{\partial t} \cdot V_x \quad (29)$$

$$\omega_z(t) = \frac{\partial V_x}{\partial t} \cdot V_y + \frac{\partial V_y}{\partial t} \cdot V_x \quad (30)$$

wobei V_x , V_y und V_z die gemessenen Translationsgeschwindigkeiten sind. Der Berechnungsansatz für die rotatorischen Anteile basiert auf der Annahme von Starrkörperrotationen des Fundaments und eignet sich zur Ermittlung niederfrequenter Kipp- und Torsionsschwingungen. Nach der Ableitung wurden die berechneten Rotationssignale mit demselben FFT-basierten Arbeitsablauf weiterverarbeitet, der auch für die translatorischen Signale verwendet wurde. Auf diese Weise wurden die dominanten Frequenzen für die Kipp- und Torsionsschwingungen berechnet. Im Folgenden werden die Frequenzen der Translationen mit f_{xx} , f_{yy} , f_{zz} und die Frequenzen der Rotationen mit $f_{\theta x}$, $f_{\theta y}$, $f_{\varphi\varphi}$ bezeichnet. Mit den in MATLAB erstellten Signalverarbeitungsroutinen wurden die translatorischen und rotatorischen Frequenzen aus stündlichen FFT-Blöcken über eine Messdauer von mehr als 7000 Stunden extrahiert. Durch die Messdauer war es möglich das statistische Verhalten und die Variabilität der Eigenfrequenzen unter Betriebsbedingungen zu ermitteln.

Abbildung 77 zeigt die ermittelten translatorischen und rotatorischen Frequenzen (normiert in Bezug auf die dominierende Eigenfrequenz f_n der Windkraftanlage) über eine Messdauer von 7000h, wobei jede blaue Markierung einer eindeutig identifizierten Eigenfrequenz für eine Stunde entspricht. In allen Richtungen lässt sich eine konsistente Häufung von Frequenzwerten beobachten, aus der die dominanten Frequenzen ermittelt werden konnten. Es ergeben sich folgende normierten Eigenfrequenzen:

- Die normierten Translationsfrequenzen zeigen dominante Frequenzen bei $f_{xx}/f_n = 22,5$, $f_{yy}/f_n = 22,5$ und $f_{zz}/f_n = 38,75$.
- Die normierten Rotationsfrequenzen $f_{\theta x}/f_n$ und $f_{\theta y}/f_n$ liegen meist nahe bei 1,0, wie es für die durch die Bodennachgiebigkeit beeinflussten Kippbewegungen zu erwarten ist. Die normierten Kippschwingungen wurden in beiden Richtungen mit 0,81 identifiziert.
- Die normierten Torsionsfrequenz $f_{\varphi\varphi}/f_n$ weist eine größere Streuung auf, die dominante Eigenfrequenz liegt aber zwischen 20 und 40. Dies ist wahrscheinlich mit der rotorinduzierten Torsionsanregung korreliert.

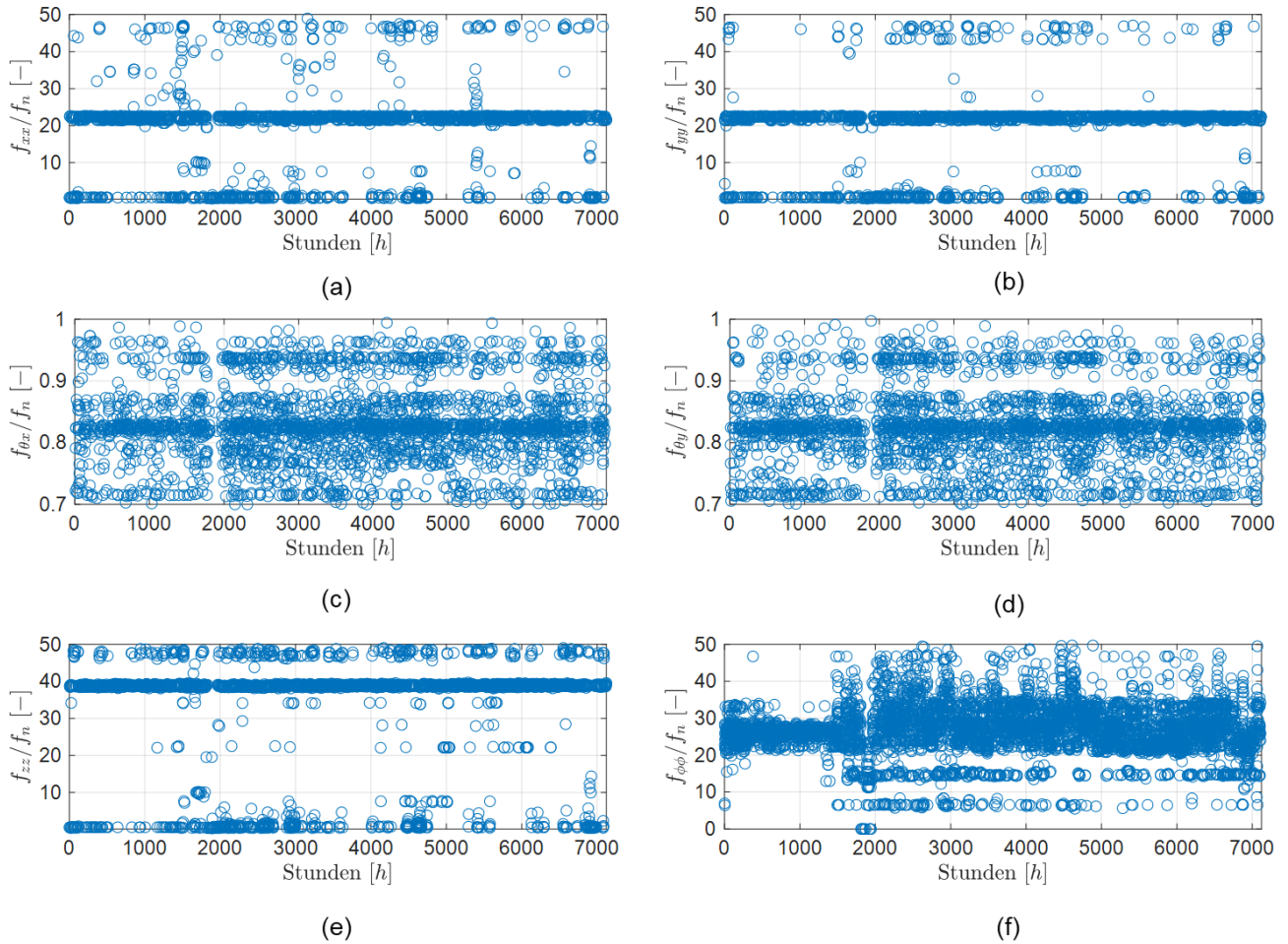
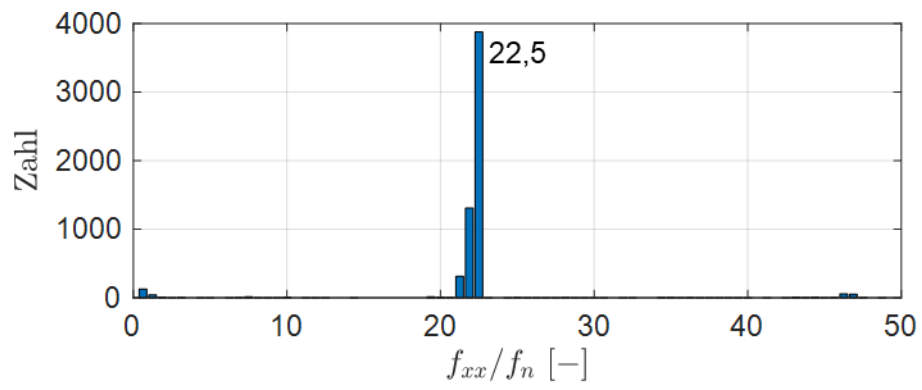
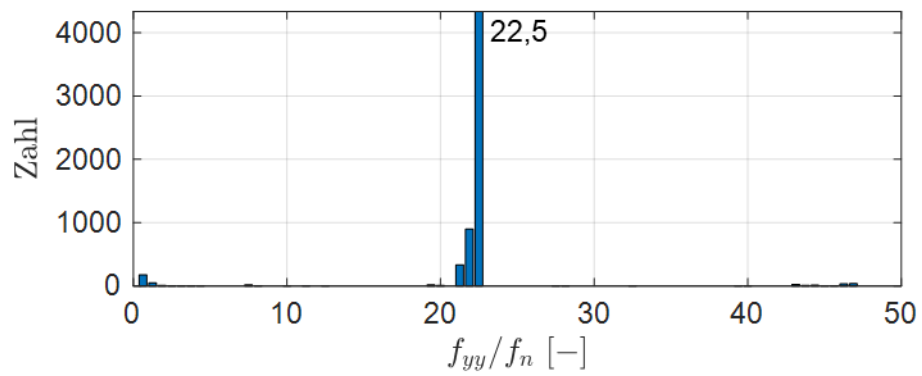


Abbildung 77: Normierte Eigenfrequenzen in den Hauptrichtungen über eine Messdauer von 7000 Stunden

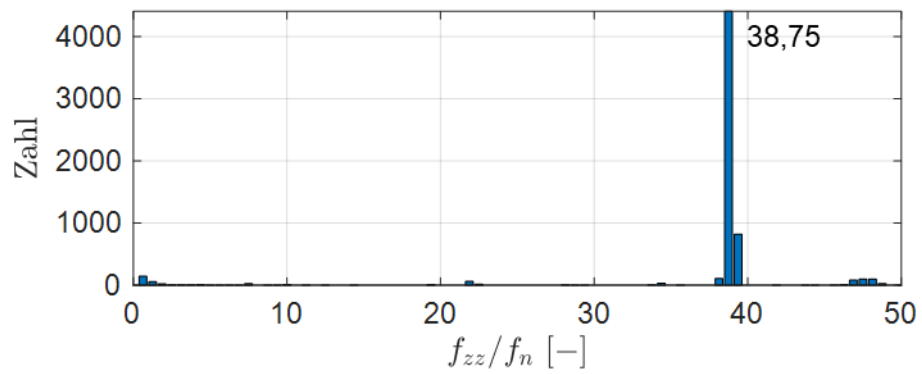
In Abbildung 78 sind die Histogramme der Häufigkeiten für die einzelnen normierten Frequenzen dargestellt. Diese bestätigen die statistische Dominanz der dominanten Frequenzen. Die Translationsmoden weisen scharfe, schmale Spitzen auf, insbesondere um 22,5 (x und y) und 38,75 (z). Die in Abbildung 79 dargestellten Rotationshistogramme zeigen breitere Frequenzverteilungen mit dominanten Werten in der Nähe von 0,8125 für Kippmoden und 26,06 für Torsion.



(a)



(b)



(c)

Abbildung 78: Histogramme der normierten dominanten Eigenfrequenzen für die translatorischen (a) 22,5 in x-Richtung, (b) 22,5 in y-Richtung und (c) 38,75 in z-Richtung

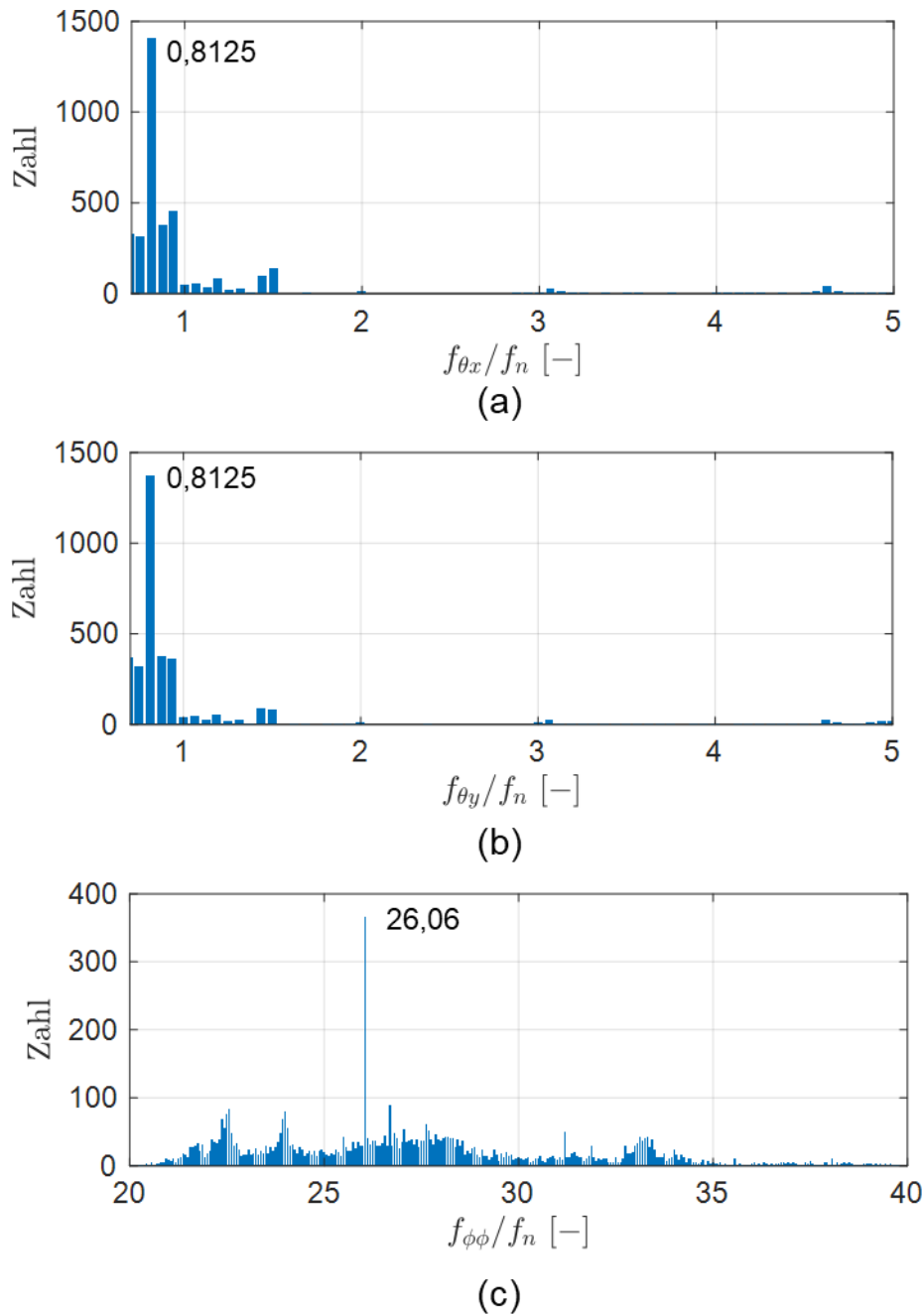


Abbildung 79: Histogramme der normierten dominanten Eigenfrequenzen für die rotatorischen (a) Kippschwingung von 0,8125 in x-Richtung, (b) Kippschwingung von 0,8125 in y-Richtung und (c) 26,06 im Torsionsschwingung

1.5.3.2 Überprüfung

Durch die Überprüfung soll eine Bewertung der Genauigkeit, der im MKS-Modell implementierten, frequenzabhängigen Impedanzfunktionen durchgeführt werden. Dazu erfolgte ein Vergleich der Ergebnisse der MKS-Simulationen mit der impedanzbasierten SSI-Formulierung mit den während der Messkampagne unter Betriebsbedingungen aufgezeichneten sensorbasierten Messungen. Dieser Schritt war von entscheidender Bedeutung, um sicherzustellen, dass die Flexibilität des Fundaments korrekt modelliert wird und dass mit dem Simulationsmodell das dynamische Verhalten der Windturbine unter Betriebslasten korrekt abgebildet wird. Die Simulation erfolgte für das in

Abbildung 80 dargestellte Windgeschwindigkeitsprofil mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von etwa 7 m/s.

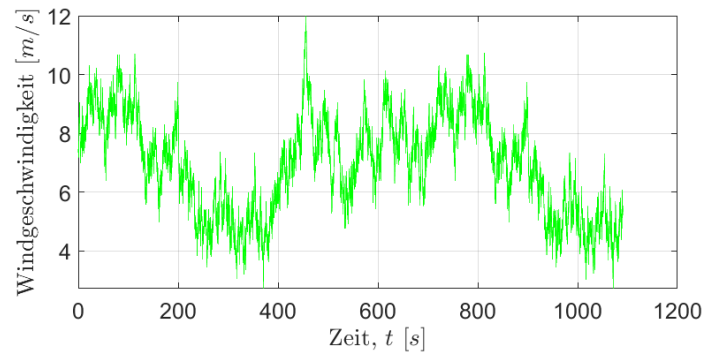


Abbildung 80: Windgeschwindigkeitsprofil mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von etwa 7 m/s

Als Gründungskonfiguration wurde ein flexibles Fundament mit Ansatz von frequenzabhängigen Impedanzfunktionen für alle sechs Freiheitsgrade für ein Schubmodul von $G_s = 220$ MPa betrachtet. Um die Korrektheit der angewandten Impedanzmatrix zu überprüfen, wurden während der Simulation die Beschleunigungen an der Basis der Turbine in allen sechs Freiheitsgraden (3 Translationen und 3 Rotationen) aufgezeichnet. Diese Beschleunigungszeitreihen wurden mittels FFT ausgewertet, um die dominanten translatorischen und rotatorischen Eigenfrequenzen zu identifizieren. Die normierten Frequenzspektren in Bezug auf f_n sind in Abbildung 81 dargestellt.

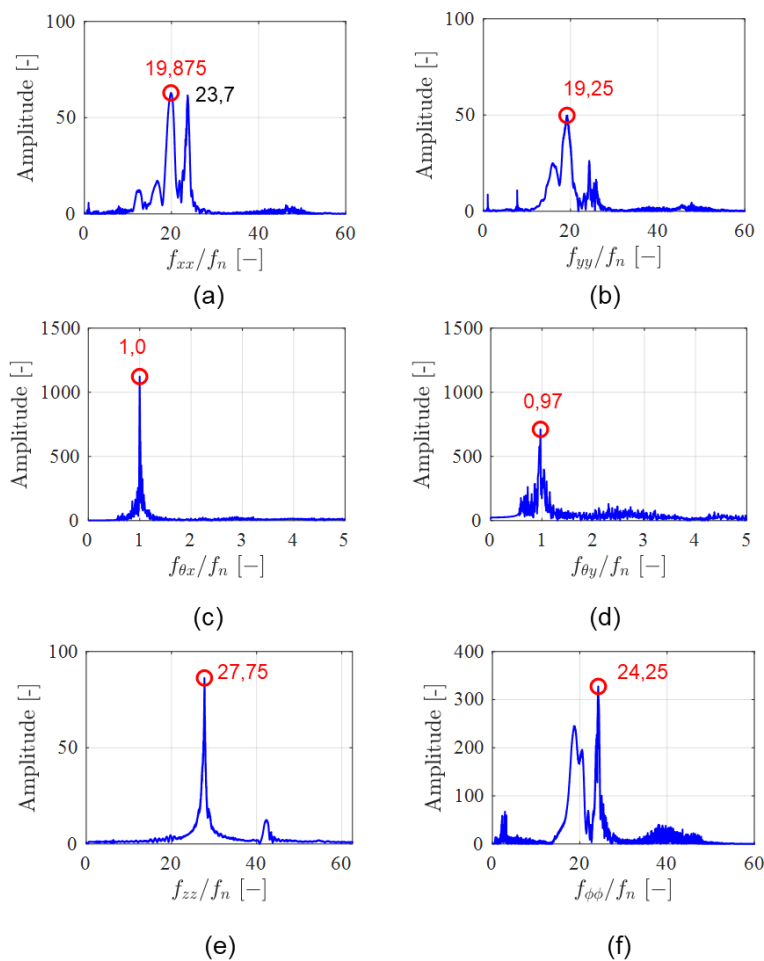


Abbildung 81: Normierten Frequenzspektren der MBS-Turbine mit einer Impedanzfunktion, Schubmodul von $G_s = 220$ MPa

Die resultierenden Spektren wurden dann mit den durchschnittlichen Frequenzen aus den Dauermessungen mit dem Geophon verglichen, die direkt am Fundament der Turbine unter ähnlichen Windbedingungen aufgezeichnet wurden. Tabelle 15 vergleicht die mit dem MKS-Modell berechneten normalisierten Frequenzen mit den durchschnittlichen normalisierten Frequenzen der Messungen.

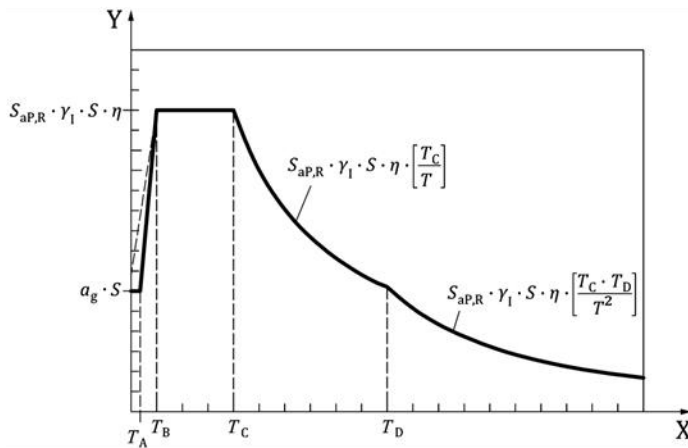
Tabelle 15: Vergleich der normierten Frequenzen des MKS-Modell mit den durchschnittlich gemessenen Frequenzen

Frequenzen [-]	MKS Modell	Geophon
f_{xx}/f_n	19,9-23,7	22,5
f_{yy}/f_n	19,25	22,5
f_{zz}/f_n	27,75	38,75
$f_{\theta x}/f_n$	1	0,81
$f_{\theta y}/f_n$	0,97	0,81
$f_{\varphi\varphi}/f_n$	24,25	26,06

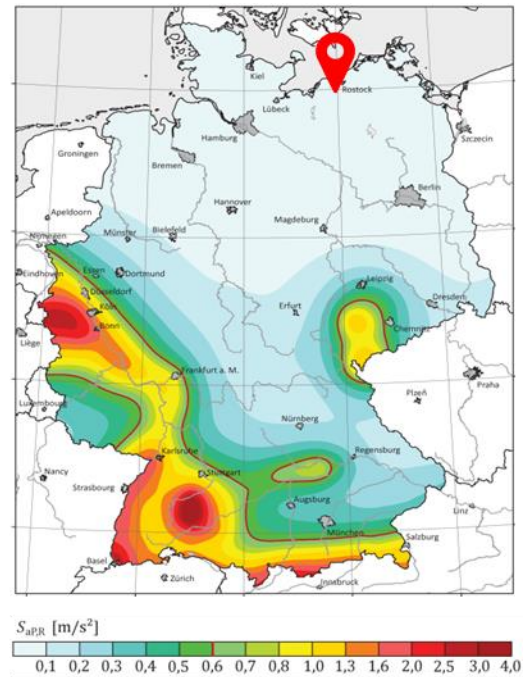
Tabelle 15 zeigt eine sehr gute Korrelation der Frequenzen für alle Freiheitsgrade. Damit ist nachgewiesen, dass die frequenzabhängigen Impedanzfunktionen auf der Grundlage des standortspezifischen dynamischen Schubmoduls $G_s = 220$ MPa die BBI des Fundaments realistisch darstellen. Es ist anzumerken, dass Grund der niedrigen dimensionslosen Frequenzparameter nach Gleichung (10) dazu führt, dass der Unterschied zwischen statischen (frequenzunabhängigen) und dynamischen (frequenzabhängigen) Steifigkeitswerten gering ist.

1.5.4 Standortspezifische Erdbebeneinwirkung am Fundament

In Anlehnung an den aktuellen nationalen Anhang der DIN EN 1998-1/NA (2023) wurde in einem ersten Schritt geprüft, ob der ausgewählte Referenzstandort im Carinerland normativ auf Erdbeben nachzuweisen ist. Gemäß der Norm beträgt die maximale spektrale Antwortbeschleunigung auf Fels $S_{a,pR} \leq 0,1$ m/s², wie Abbildung 82b zeigt. Damit ist keine normative Erdbebenauslegung mit dem normativen Antwortspektrum nach Abbildung 82a notwendig.



(a)

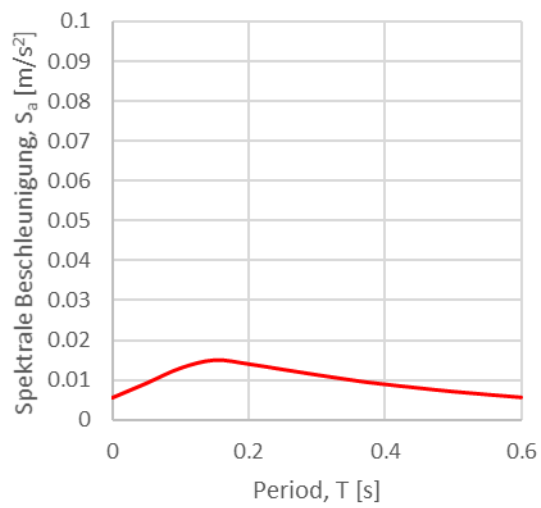


(b)

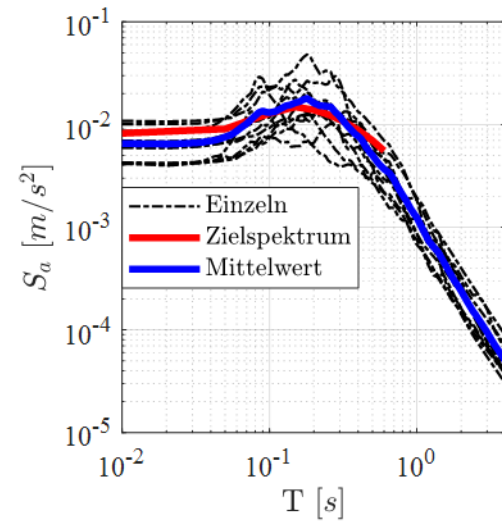
Abbildung 82: (a) Elastisches -Antwortspektrum und (b) räumliche Verteilung der spektralen Antwortbeschleunigung für eine Wiederkehrperiode 475 Jahre auf Fels

1.5.4.1 Standortspezifische Antwortspektren

Zur Quantifizierung potenzieller seismischer Auswirkungen wurde zusätzlich die standortspezifische seismische Gefährdung mit dem European Seismic Hazard Model 2020 durchgeführt (Danciu et al. 2024). Zunächst wurde für eine mittlere Wiederkehrperiode von 475 Jahren das seismische Antwortspektrum auf Fels nach ESHM20, das als Zielspektrum dient. Dann wurden aus der PEER-Datenbank eine Reihe von realen Bodenbewegungsaufzeichnungen ausgewählt, die mit Zielspektrum hinsichtlich des Frequenzgehalts gut übereinstimmen (Abbildung 83). Die ausgewählten seismischen Ereignisse fallen in einen Momentenmagnitudenbereich von 3,0 bis 3,5 der mit Zonen geringer Seismizität übereinstimmt. Diese Zeitverläufe wurden so skaliert, dass sie mit dem Spektrum kompatibel sind. Nach der Skalierung wurden diese in die Raumrichtungen als stochastisch unabhängige Verschiebungszeitverläufe an der Unterkante des Windturbinenfundaments angesetzt. Die simulierten maximalen Bodenverschiebungsspitzen lagen in einem Bereich von 0,2 bis 0,5 mm. Dies bestätigt die Einschätzung nach DIN EN 1998-1/NA (2023), dass seismische Einwirkungen am Standort Carinerland unberücksichtigt bleiben können.



(a)



(b)

Abbildung 83: (a) Elastisches Beschleunigung-Antwortspektrums nach ESHM2020 und (b) reale Erdbebenzeitverläufe, die mit den Zielspektrum übereinstimmen

1.6 AP 6: Kopplung von Referenzanlage und Referenzmodell (CWD)

Im AP 6 soll das in AP 1 entwickelte MKS-Modell der Referenzanlage mit den aus AP 2 gewonnenen Messdaten gekoppelt werden. Der dadurch entstehende digitale Zwilling soll verwendet werden, um Schäden am Turm der Referenzanlage frühzeitig detektieren zu können. Hierzu wird das MKS-Modell zuerst reduziert, sodass die Simulation in Echtzeit erfolgen kann. Anschließend werden die Messdaten als Eingangsgrößen für dieses reduzierte Modell verwendet. Es erfolgt eine Einschätzung, ob im Beobachtungszeitraum relevante Schäden entstanden sind.

1.6.1 AP 6.1: Koppelstellen und Kommunikationskonzept

Das Ziel von AP 6.1 ist es, die Schnittstellen des digitalen Zwillings zu definieren und ein Kommunikationskonzept zu erarbeiten. Als Daten stehen hierfür die hochaufgelösten Messdaten aus AP 2 sowie SCADA-Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Hz zur Verfügung. Von den Messdaten werden die Beschleunigungen und DMS-Werte verwendet, weil sich aus diesen der Schwingungszustand der Anlage gut bestimmen lässt. Die Daten des Geophons werden nicht verwendet, weil die Beschleunigungen am Fundament für alle Turmeigenfrequenzen sehr gering sind. Außerdem befindet sich die Referenzanlage in einem nicht von Erdbeben betroffenen Gebiet, sodass der Einfluss von Erdbeben auf das Schwingungsverhalten nicht berücksichtigt werden muss. Ebenfalls nicht verwendet werden die Druckmessungen, weil die Umströmung des Turms in der MKS-Simulation nicht modelliert werden kann und der Vergleich zwischen realem und digitalem Zwilling damit nicht möglich wäre. Von den verfügbaren SCADA-Daten werden die Windgeschwindigkeit und -richtung verwendet, welche die aerodynamische Anregung der Anlage in stark vereinfachter Form abbilden. Der Betriebszustand der Anlage wird in Form von den Blattwurzelbiegemomenten, dem Pitchwinkel, der Rotorposition und -geschwindigkeit, der Azimuthposition und -geschwindigkeit und dem Generatormoment übernommen.

Nach der Installation der Messinstrumente hat sich gezeigt, dass die Datenverbindung sehr unzuverlässig ist. Dies zeigt sich in Form von niedrigen Datenübertragungsraten und häufigen Verbindungsabbrüchen. Eine kontinuierliche Zustandsüberwachung ist damit nicht möglich. Als Backup-Lösung wurden die Messdaten mehrere Male persönlich abgeholt. Für zukünftige Entwicklungen hin zu einem Produkt sollte entweder im Voraus eine stabile Datenverbindung sichergestellt werden oder der digitale Zwilling lokal an der Anlage betrieben werden. Für dieses Projekt wird der digitale Zwilling stattdessen mit den Offline-Daten von der Festplatte gespeist, womit die Bandbreitenbeschränkung entfällt. Somit können alle Rohdaten berücksichtigt werden und eine Reduzierung auf Condition Parameter ist nicht notwendig.

1.6.2 AP 6.2: Modellreduktion

Die Entwicklung eines Modells der Referenzanlage war Teil von AP 1. In Hinblick auf den Einsatz des Modells als digitaler Zwilling wurden hier bereits verschiedene Detailgrade mit verschiedenen hohen Simulationszeiten des Modells erstellt. Das Ziel von AP 6.2 ist es, daraus ein echtzeitfähiges Modell abzuleiten. Im ersten Schritt wird hierfür versucht, die Echtzeitfähigkeit zu erreichen, indem die Komponentenmodelle mit verschiedenen Detailgraden, wie sie in Kapitel 1.1.1 beschrieben werden, ausgetauscht werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass das Systemverhalten nicht zu stark vereinfacht wird. Sollte dies nicht möglich sein, wird nach alternativen Lösungen gesucht.

Damit das Modell sinnvoll als digitaler Zwilling verwendet werden kann, darf ein minimaler Detailgrad nicht unterschritten werden. Von Bedeutung ist hier insbesondere das Schwingungsverhalten der

Anlage, da sich Turmschäden, wie in Kapitel 1.1.4 beschrieben, vor allem in einer Änderung der Eigenfrequenz zeigen. Das Schwingungsverhalten wird maßgeblich von den Rotorblättern und dem Turm und in geringerem Maße vom Maschinenträger, der Hauptwelle und der Nabe bestimmt. Damit der Einfluss von Turmschäden auf die Eigenfrequenz berücksichtigt werden kann, muss außerdem das nichtlineare Turmmodell verwendet werden. Bei anderen Komponenten kann dafür der Detailgrad reduziert werden. In Tabelle 16 ist die bestimmte minimale sinnvolle Konfiguration aufgelistet:

Tabelle 16: Mindestens benötigter Detailgrad für den digitalen Zwilling

Komponente	Variante
Boden	Starr
Turm	Nichtlinear
Maschinenträger	Starr
Getriebe	1 DoF
Hauptlager	1 DoF
Hauptwelle	Starr
Nabe	Starr
Rotorblätter	Flexibel

Mit der minimalen Konfiguration wurden Testsimulationen durchgeführt, um den Echtzeitfaktor zu bestimmen. Der Echtzeitfaktor ist der Quotient aus der benötigten Rechenzeit zu der simulierten Zeit. Um Echtzeitfähigkeit zu erreichen, muss dieser Faktor unter eins bleiben. In Abbildung 84 sind die Echtzeitfaktoren für zwei Simulationen mit 7 und 9 m/s Windgeschwindigkeit abgebildet. Beide Verläufe liegen über große Bereiche über dem kritischen Wert von eins. Es wird deutlich, dass der Echtzeitfaktor stark von dem Betriebsbereich und äußeren Einflüssen abhängig ist. So liegt der Echtzeitfaktor im Anlauf der Simulation noch bei ca. 0,6. Außerdem ist die Simulation bei der höheren Windgeschwindigkeit generell langsamer. Aus diesem Test ergibt sich, dass auch die stärkste sinnvolle Vereinfachung des MKS-Modells nicht schnell genug simuliert werden kann, um eine Echtzeitüberwachung der Anlage zu ermöglichen. Eine Beschleunigung durch bessere Hardware erscheint dabei auch nicht sinnvoll umsetzbar, da die Simulationen auf einem Intel Core i7-14700 durchgeführt wurden, welcher zum Zeitpunkt des Projektes eine der schnellsten Single-Core-Leistungen bietet. Eine weitere Skalierung durch Multithreading ist aufgrund der sequentiellen Natur von MKS-Berechnungen nicht möglich.

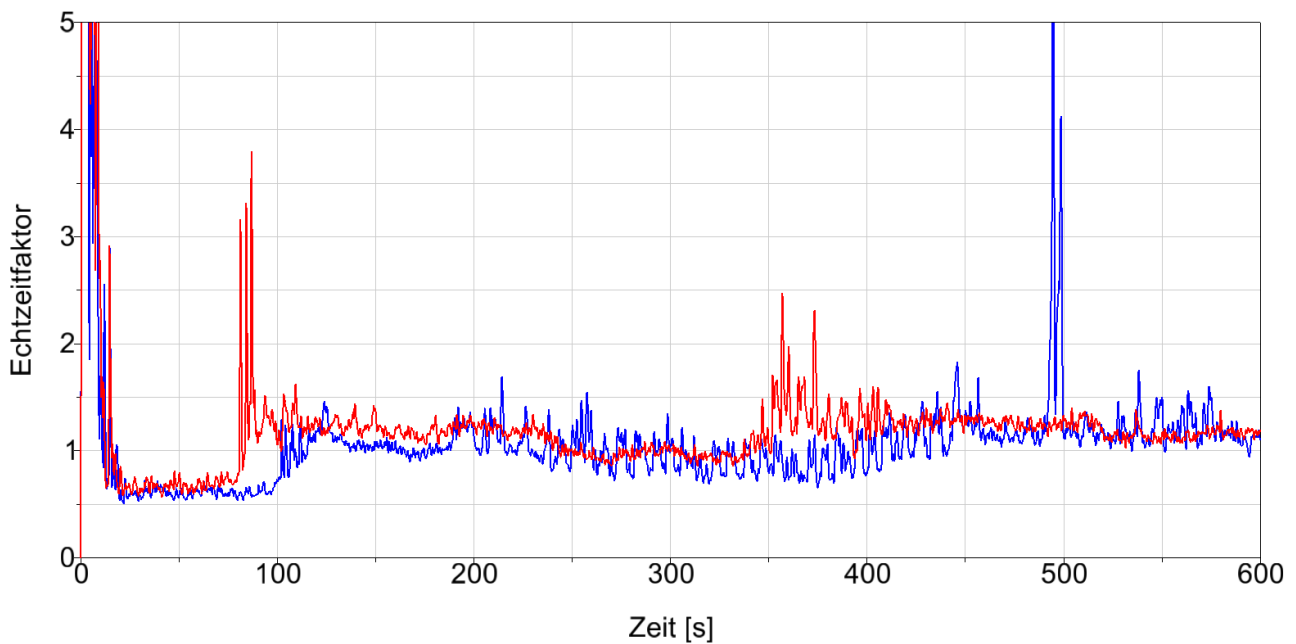


Abbildung 84: Der Echtzeitfaktor des Modells für 7 m/s (blau) und 9 m/s (rot) Windgeschwindigkeit

Aufgrund dieser Ergebnisse wurde die Entscheidung getroffen, eine alternative Lösung zum Ableiten eines echtzeitfähigen Modells zu suchen. Die Entwicklung eines Surrogatmodells auf Basis von Machine-Learning (ML) Methoden schien ein vielversprechender Ansatz zu sein. Diese basieren auf Matrizenberechnungen, welche gut parallelisierbar sind und somit mit leistungsfähigerer Hardware, insbesondere GPUs skalieren. Außerdem ist der Echtzeitfaktor zeitlich konstant, weil die Anzahl an benötigten Rechenoperationen pro Zeitschritt und die Schrittweite fix sind. Zudem muss beim MKS-Modell stets ein Kompromiss zwischen Detailgrad und Rechenaufwand getroffen werden, wobei teilweise unklar ist, wie groß der Einfluss einzelner Details auf das Systemverhalten ist. Das Surrogatmodell kann mit Simulationsdaten mit einem hohen Detailgrad trainiert werden. Während des Trainings lernt dieses nur die für das Systemverhalten wichtigen Zusammenhänge. Unwesentliche Freiheitsgrade, die sich nicht in den Simulationsergebnissen widerspiegeln, werden hingegen ignoriert.

In Abbildung 85 ist das Prinzip des Surrogatmodells schematisch dargestellt. Der Teil innerhalb des gestrichelten Kastens repräsentiert die bestehende MKS-Umgebung. Ein turbulentes Windfeld und die Stellgrößen des Reglers werden von außen auf die Anlage aufgeprägt. In Abhängigkeit davon ändert sich über die Zeit dessen Zustand. Der Zustand wird zurück an den Controller gegeben, es entsteht ein geschlossener Kreis. Das MKS-Modell soll nun durch ein ML-Modell ersetzt werden. Dazu wird zuerst eine Vielzahl an Simulationen durchgeführt. Die Simulationsergebnisse bilden die Trainingsdaten für das ML-Modell. Ausgeführt wird das Surrogatmodell in einer Python-Umgebung. Das Verhalten des Controllers wird hierbei nicht durch das ML-Modell ersetzt, sondern als Original im Surrogatmodell verwendet.

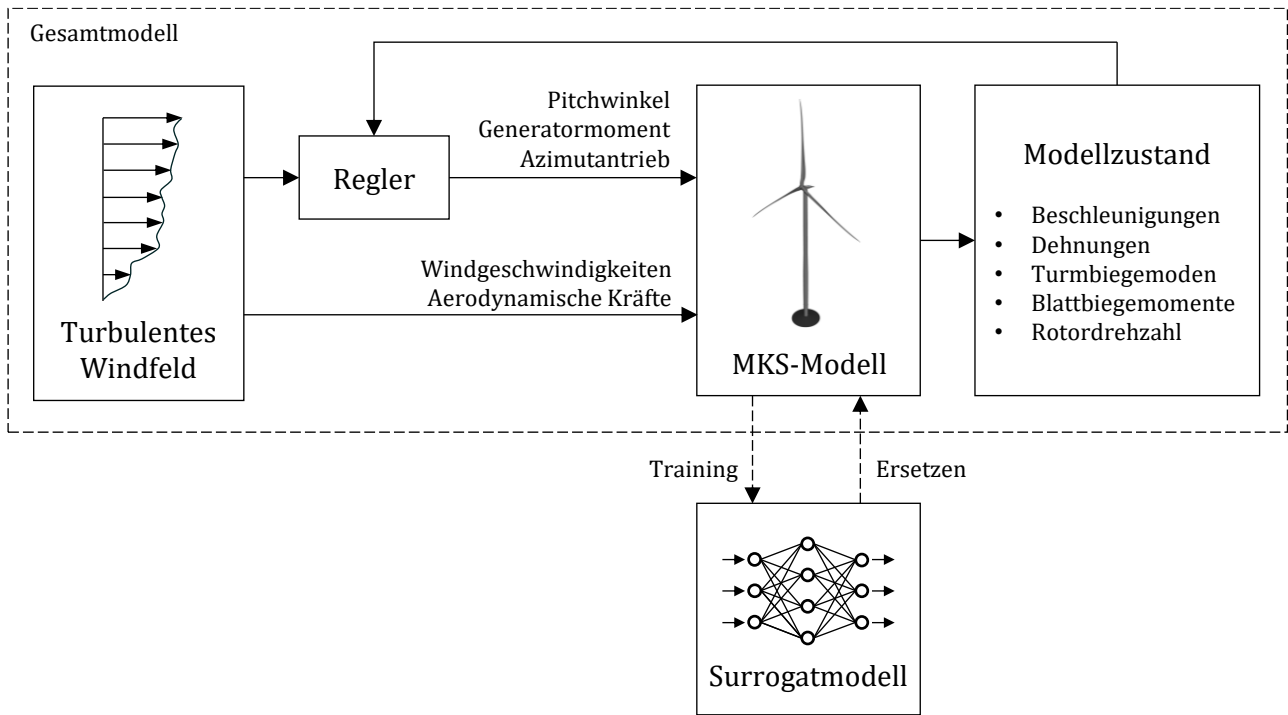


Abbildung 85: Schematische Darstellung des Surrogatmodells

Der erste Schritt der Surrogatmodellierung ist die Generierung der Trainingsdaten. Hierfür werden mehrere Parameter gemäß Tabelle 17 mittels Latin Hypercube Sampling variiert und die Simulationen mit einer Simulationszeit von 600 Sekunden entsprechend durchgeführt. Mit dem Variieren der Windgeschwindigkeit und dem Ein- und Ausschalten des leistungsreduzierten Betriebs werden verschiedene Betriebspunkte im Produktionsbetrieb abgebildet. Die Position des Azimutlagers wird ebenfalls variiert, wodurch Schräganströmung abgebildet werden kann. Alle Simulationen starten im Idle und bremsen vor Simulationsende. Somit können ebenfalls die Betriebszustände Anlauf, normale Abschaltung, Notabschaltung und Parken abgebildet werden. Die Rotorposition bei Simulationsbeginn und der Startzeitpunkt für den Bremsvorgang werden außerdem variiert, um einem möglichen Overfitting des Anlagenzustandes auf die Simulationszeit vorzubeugen. Außerdem wurden am zweiten Flansch verschiedene Schadensstadien eingestellt. Insgesamt wurden 250 Simulationen durchgeführt, von denen 200 (80 %) fürs Training verwendet wurden. Die restlichen wurden zu gleichen Teilen zum Validieren und Testen verwendet. Peaks in den Daten wurden entfernt und Winkel zyklisch kodiert. Die Daten wurden mit einem Min-Max-Skalierer normalisiert.

Tabelle 17: Variierte Parameter für den Trainingssatz

Parameter	Minimaler Wert	Maximaler Wert
Windgeschwindigkeit	0 m/s	30 m/s
Startazimutwinkel	-180°	+180°
Startrotorposition	-180°	+180°
Leistungsreduzierter Betrieb	Aus	An
Bremsvorgang	Normales Bremsen	Notfallbremsen
Startzeit für Bremsvorgang	450 s	550 s
Turmschaden	Unbeschädigt	9 defekte Schrauben

Es wurden verschiedene Architekturen für das Surrogatmodell erprobt und die beste Variante ermittelt. Hierbei wurde nicht nur die Architektur des ML-Modells variiert, sondern auch die Abtastrate und Art und Weise, wie das ML-Modell in die Surrogatumgebung eingebunden ist. Das MKS-Modell wurde mit einer Abtastrate von 200 Hz simuliert, welche als hochfrequente Variante der Abtastrate für das Surrogatmodell übernommen wird. Für die niedrigfrequente Abtastrate wird genau ein sechzehntel davon, also 12,5 Hz gewählt. Der Datensatz hierfür wird erstellt, indem die Originaldaten über jeweils 16 Zeitschritte gemittelt werden. Für die Einbindung in die Surrogatumgebung werden drei verschiedene Varianten getestet. Bei der Variante „Getrennt“ werden die Inputs und Outputs des Modells gemäß Abbildung 85 strikt getrennt. Damit besteht keine Gefahr eines Overfittings auf den Anlagenzustand vorheriger Zeitschritte. Bei der Variante „Rückkopplung“ werden die berechneten Anlagenzustände vorheriger Zeitschritte als Input für die Berechnung des neuen Zeitschrittes verwendet. Der Anlagenzustand kann somit besser gespeichert werden. Bei „Ableitungen“ wird der Zustand ebenfalls als Input wiederverwendet, das ML-Modell berechnet nun aber die Ableitungen der Zustandsvariablen. In Tabelle 18 ist aufgelistet, welche Variable für welche Architektur als Input oder Output eingebunden ist.

Tabelle 18: Inputs und Outputs für die drei Varianten

Kategorie	Anzahl Kanäle	Art der Einbindung		
		„Getrennt“	„Rückkopplung“	„Ableitungen“
Windgeschwindigkeit und -richtung	2	Input	Input	Input
Pitchwinkel	3	Input	Input	Input
Generatormoment	1	Input	Input	Input
Azimuthwinkel und -geschwindigkeit	3	Input	Input	Input
Rotorposition	2	Input	Input	Input
Turmschaden	1	Input	Input	Input
Rotor- & Generatorgeschwindigkeit	2	Output	Input/Output	Input
Turmdehnungen an DMS-Stellen	8	Output	Input/Output	Input
BRBM	3	Output	Input/Output	Input
Beschleunigungen	18	Output	Input/Output	Output
Aerodynamische Turmkräfte and Druckmessstellen	6	Output	Input/Output	Output
Rotor- und Generatorbeschleunigung	2	-	-	Output
Ableitung der Turmdehnungen	8	-	-	Output
Ableitung der BRBM	3	-	-	Output

Für beide Abtastraten und alle drei Einbindungsarten wurde ein Modell trainiert und in der Surrogatumgebung getestet. Als Bewertungskriterien wurde die Anzahl an Simulationen, für die das Surrogatmodell den Produktionsbetrieb erreicht und das Bestimmtheitsmaß der Generatorgeschwindigkeit verwendet. Diese geben einen guten Einblick darüber, ob das Surrogatmodell in Kombination mit dem Controller funktioniert und verschiedene Betriebszustände der Anlage genau genug abbilden kann. Mit der Operational Modal Analysis (OMA) wurden

außerdem die Eigenfrequenzen aus der Simulation und dem Surrogatmodell bestimmt. Als Bewertungskriterien für den Schwingungszustand wurden daraus der mittlere quadratische Fehler (RMSE) und die Standardabweichung (SD) abgeleitet. Die Ergebnisse hierzu sind in Tabelle 19 gegeben. Die Variante mit Rückkopplung und einer Abtastrate von 12,5 Hz stellt sich hierbei als beste Variante heraus und wird für die weiteren Untersuchungen verwendet. In allen 24 Simulationen des Testdatensatzes, bei denen die Windgeschwindigkeit groß genug für die Energieproduktion ist, wurde der Produktionsbetrieb erreicht. Die Verläufe der Generatorgeschwindigkeit zeigen dabei auch eine sehr große Übereinstimmung. Bei den Bewertungskriterien zum Schwingungszustand zeigen sich keine großen Unterschiede zwischen den Architekturen.

Tabelle 19: Bewertungskriterien für verschiedene Architekturen der Surrogatumgebung

Abtastrate	Einbindung	Produktion erreicht	R ² Generator	OMA RMSE	OMA SD
200 Hz	Getrennt	22	0.94	7.8 %	7.1 %
200 Hz	Rückkopplung	20	-1.03	9.1 %	4.2 %
200 Hz	Ableitungen	0	-27.2	-	-
12,5 Hz	Getrennt	22	0.89	9.7 %	6.7 %
12,5 Hz	Rückkopplung	24	0.94	9.3 %	7.9 %
12,5 Hz	Ableitungen	21	-37.6	8.3 %	4.8 %
Optimales Ergebnis		24	1.0	0.0 %	0.0 %

Als nächstes werden verschiedene Architekturen des ML-Modells getestet. Verwendet werden hierfür Transformer, Convolutional Neural Networks (CNN), Gated Recurrent Units (GRU) und Long Short-Term Memory (LSTM). Beim Transformer wird wiederum eine Variante mit Encoder-Decoder-Architektur und eine Variante mit ausschließlich Decoder erprobt. Beim CNN werden die Kernelgröße und die Anzahl der Layer pro Stufe weiter variiert. Der Test wird analog zur Surrogatarchitektur durchgeführt. Die Ergebnisse sind Tabelle 20 gegeben. Der Decoder-Transformer schneidet bei den Kriterien zum Betriebszustand am besten ab. Beim Schwingungszustand gibt es zwischen den Modellvarianten größere Unterschiede als bei der Surrogatarchitektur. Der Decoder-Transformer schneidet auch hier gut ab. Lediglich manche CNN-Varianten schneiden beim RMSE oder bei der Standardabweichung besser ab, erreichen allerdings nicht immer den Produktionsbetrieb.

Tabelle 20: Bewertungskriterien für verschiedene Architekturen der ML-Modelle

Architektur	Variante	Produktion erreicht	R ² Generator	OMA RMSE	OMA SD
Transformer	Nur Decoder	24	0.94	9.3 %	7.9 %
Transformer	Encoder-Decoder	21	0.76	12.5 %	10.0 %
CNN	Kernelgröße 3, 3 Layer	21	0.92	10.8 %	5.9 %
CNN	Kernelgröße 5, 2 Layer	21	0.96	10.5 %	8.2 %
CNN	Kernelgröße 7, 1 Layer	24	0.07	12.0 %	8.3 %

CNN	Kernelgröße 9, 1 Layer	20	-0.40	9.0 %	7.9 %
GRU	-	17	-21.11	12.6 %	10.2 %
LSTM	-	24	0.22	15.3 %	10.2 %
Optimales Ergebnis		24	1.0	0.0 %	0.0 %

Aufgrund dieser Ergebnisse wird als Konfiguration für das Surrogatmodell die Transformerarchitektur mit Rückkopplung und einer Abtastrate von 12,5 Hz ausgewählt und für die zukünftigen Untersuchungen verwendet. Den Betriebszustand der Anlage kann das Surrogatmodell sehr gut abbilden. Für die Untersuchungen zu Schäden kann die Eigenfrequenz der Anlage jedoch noch nicht ausreichend genau abgebildet werden. Diese Schwäche wird im Rahmen der in Kapitel 1.6.4 beschriebenen Modelloptimierung ausgebessert.

1.6.3 AP 6.3: Inbetriebnahme

Nachdem in AP 6.2 das echtzeitfähige Surrogatmodell entwickelt wurde, ist das Ziel von AP 6.3, die Kopplung mit den Messdaten vorzunehmen und den daraus entstehenden digitalen Zwilling erstmals in Betrieb zu nehmen. Wie in Kapitel 1.6.1 erläutert, wird die Kopplung mit Offlinedaten durchgeführt. Hierfür wurde eine Schnittstelle geschaffen, welche die Eingänge des Surrogatmodells aus den SCADA- und Messdaten ausliest und in das ML-Modell einspeist. Der Controller wird aus der Schleife entfernt, weil die Controlleroutputs bereits in den SCADA-Daten enthalten sind. Als erster Test wurden dieselben Zeitreihen, welche für die Validierung in Kapitel 1.1.3 verwendet wurden, auf das Surrogatmodell aufgeprägt. In Abbildung 86 sind erneut die Anläufe und Bremsvorgänge für verschiedene Windgeschwindigkeiten analog zu Abbildung 6 dargestellt. Ähnlich wie das MKS-Modell kann auch das Surrogatmodell die Verläufe der Generatorgeschwindigkeit sehr gut reproduzieren. Die Abweichung ist nach dem Startvorgang etwas größer als in Abbildung 6, was durch Ungenauigkeiten des ML-Modells zu erklären ist.

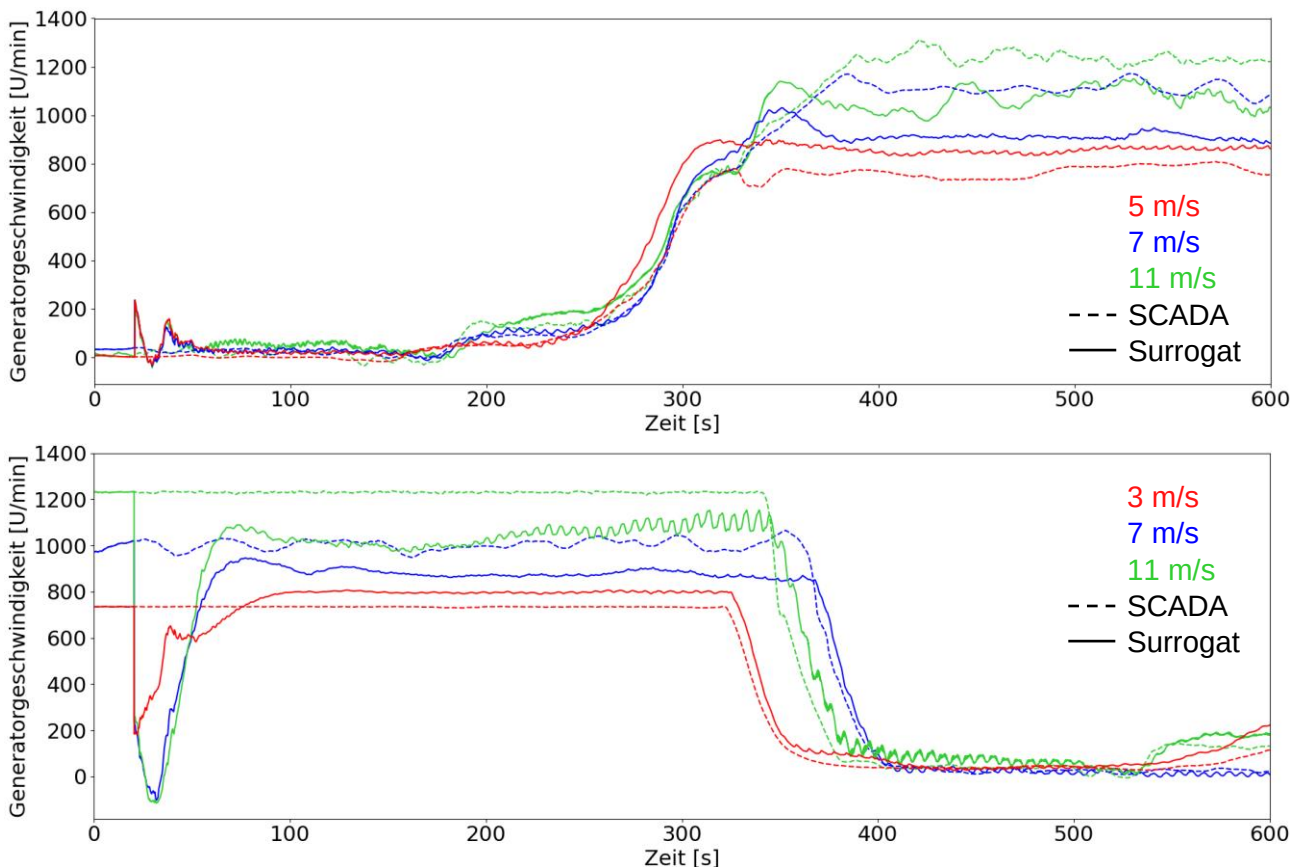


Abbildung 86: Anlauf (oben) und Bremsvorgang (unten) des Surrogatmodells

Die Eigenfrequenzen wurden ebenfalls für mehrere Zeitabschnitte mit der OMA verglichen. Im Mittel stimmen diese überein, die im voranstehenden Kapitel beobachteten großen Streuungen in den Eigenfrequenzen sind jedoch auch hier vorhanden. In Kapitel 1.1.4 wurde festgestellt, dass Turmschäden die 1. Eigenfrequenz verringern. Eine Abweichung der Eigenfrequenz stellt daher ein sinnvolles Alarmkriterium dar. Diese Verringerung der Eigenfrequenz ist jedoch auch für große Schäden (0,8 % bei 9 gebrochenen Bolzen) kleiner als die Streuung der Eigenfrequenz des Surrogatmodells (Standardabweichung 7,9 %). Weil das Ausmaß des Turmschadens eine Eingangsgröße des ML-Modells war, lässt sich dieser Parameter frei einstellen. In Versuchen zeigt sich, dass der Einfluss des Turmschadens im Surrogatmodell auf die Eigenfrequenz in den Streuungen der Eigenfrequenz untergeht. Um Turmschäden verlässlich detektieren zu können, muss diese Streuung also deutlich reduziert werden.

1.6.4 AP 6.4 + AP 6.5: Konzepte zur kontinuierlichen Modelloptimierung und deren Implementierung

Das Ziel von AP 6.4 ist die Entwicklung eines Konzeptes, mit welchem der digitale Zwilling an die durch Schäden und Alterung veränderlichen Systemeigenschaften der Referenzanlage angepasst werden kann. Da an der Referenzanlage keine Veränderungen durch Alterung festgestellt werden konnten, wird sich auf Schäden konzentriert. Das Ziel von AP 6.5 ist die Implementierung dieses Konzeptes. Da beide APs unmittelbar zusammenhängen, werden diese in diesem Kapitel zusammengefasst.

Da das ML-Modell mit verschiedenen Turmschäden trainiert wurde, besteht prinzipiell bereits die Möglichkeit, den Turmschaden nach Belieben zu ändern. Wie im vorherigen Kapitel erläutert wurde,

liegt das Problem in der ungenauen Abbildung der Eigenfrequenz. Daher wurde das bestehende Konzept für das Surrogatmodell angepasst, sodass gleichzeitig die Genauigkeit des Schwingungsverhaltens verbessert wird und verschiedene Turmschäden eingestellt werden können. Umgesetzt wird dies dadurch, dass die Surrogatumgebung durch eine zusätzliche Substruktur, den Turmschwinger, erweitert wird, wie in Abbildung 87 dargestellt. Die Schnittstellen zwischen dem ML-Modell und dem Turmschwinger sind die Auslenkung und Rotation des Turmkopfes und die Kräfte und Momente, die zwischen Gondel und Turmkopf wirken. Beim Training des Modells werden diese als zusätzliche Input- und Outputkanäle ergänzt. Eine Anpassung der Trainingsroutine ist hierbei nicht erforderlich. Beim Ausführen des Surrogatmodells werden die vom ML-Modell berechneten Lasten auf den Turmschwinger aufgeprägt, dieser für einen Zeitschritt simuliert und die vom Turmschwinger berechnete Auslenkung zurück an das ML-Modell übergeben.

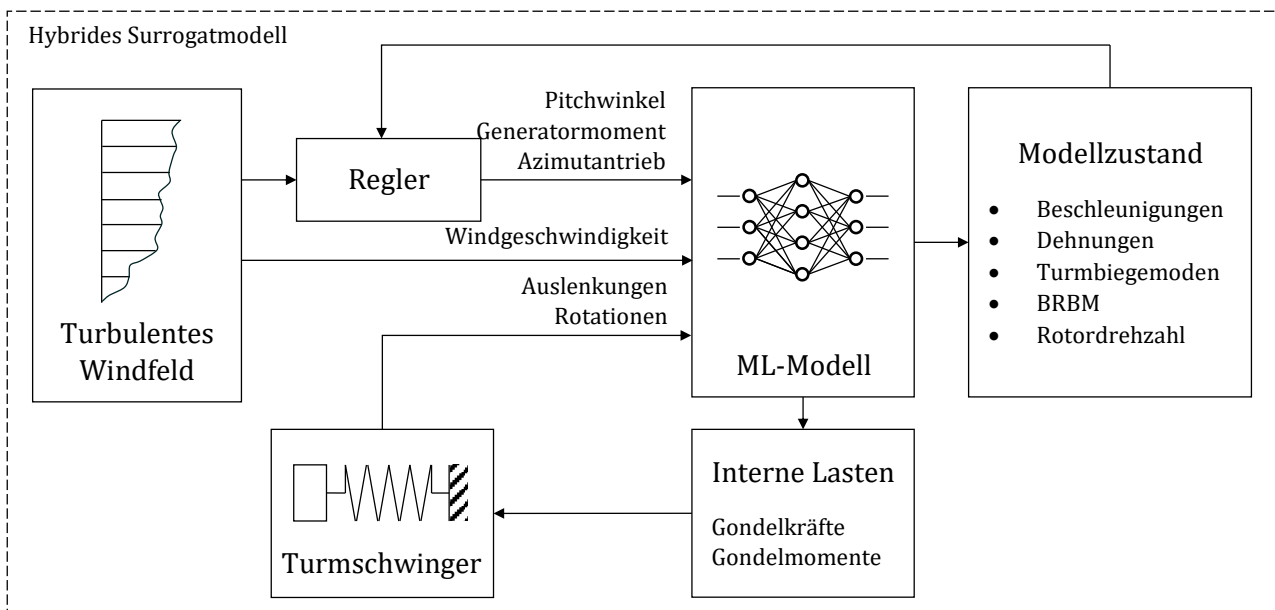


Abbildung 87: Schematische Darstellung des Surrogatmodells mit Turmschwinger. Quelle: (Witter et al. 2024a)

Der Turmschwinger ist ein vereinfachtes numerisches Modell nichtlinearen Turms, wie in Abbildung 88 dargestellt. Der Turm wird dabei als Aneinanderreihung von masselosen Biegefedern modelliert. Als Federkennlinien werden hierbei die Steifigkeiten der Turmsegmente und der Flansche verwendet, welche für das nichtlineare Turmmodell in Kapitel 1.1.4 ermittelt wurden. Am Turmkopf befindet sich eine starre Masse mit Massenträgheitsmoment, der die Trägheit des gesamten Turms repräsentiert. Diese Trägheit hat die horizontale Verschiebung x und die Rotation φ sowie deren zeitliche Ableitungen als Freiheitsgrade. Bei jedem Zeitschritt wird zuerst die statische Deformation der Biegefedern für den aktuellen Zustand von x und φ und die aus dieser Deformation resultierenden Schnittlasten auf den Kopf berechnet. Die Schnittlasten und äußeren Lasten aus der Surrogatumgebung werden zu den Gesamtlasten addiert. Die Gesamtlasten werden auf die Geschwindigkeiten $\dot{x}$ und $\dot{\varphi}$ und diese wiederum auf die Positionen x und φ integriert. Hierbei wird das Newton-Rückwärtsverfahren verwendet.

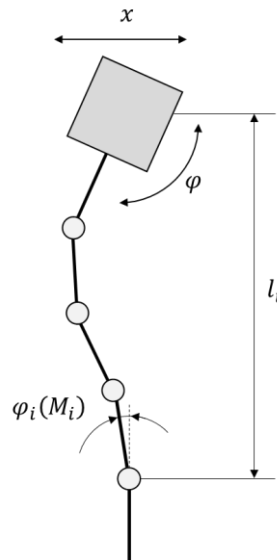


Abbildung 88: Schematische Darstellung des Turmschwingers. Quelle: (Witter et al. 2024a)

Der Turmschwinger wurde in Python implementiert. Die Masse und das Massenträgheitsmoment wurden so eingestellt, dass der Turmschwinger im Freischwingversuch dieselbe Eigenfrequenz aufweist, wie der MKS-Turm. Hierbei wurden ebenfalls Dämpfungsterme integriert, die der Dämpfung des MKS-Modells entsprechen. In die Surrogatumgebung werden je ein Turmschwinger für die Schwingungen in Windrichtung und in seitlicher Richtung inkludiert. Diese sind nicht untereinander gekoppelt. Der Echtzeitfaktor des Turmschwingers ist deutlich kleiner als eins, weshalb die Echtzeitfähigkeit des Surrogatmodells nicht gefährdet wird. Wegen der starken Vereinfachung des Turmschwingers gegenüber dem nichtlinearen Turmmodell in MKS können Effekte, wie z.B. die zweite Eigenfrequenz nicht berücksichtigt werden. Diese können vom ML-Modell allerdings trotzdem erlernt werden, wenn diese in den Trainingsdaten repräsentiert sind.

Die gleichen Versuche wie in Kapitel 1.6.2 wurden für das hybride Surrogatmodell durchgeführt und werden in Tabelle 21 mit dem einfachen Surrogatmodell verglichen. Der Betriebszustand kann weiterhin mit hoher Genauigkeit abgebildet werden. Das Schwingungsverhalten kann durch den hybriden Modellierungsansatz allerdings deutlich genauer abgebildet werden. Der mittlere quadratische Fehler sinkt von 9,3 % auf 6,6 % und die Standardabweichung der Eigenfrequenzen sogar von 7,9 % auf 1,9 %. Damit wurde das Surrogatmodell in Hinblick auf die Verwendung als digitaler Zwilling eindeutig verbessert.

Tabelle 21: Auswertung des hybriden Surrogatmodells

Modelltyp	Produktion erreicht	R ² Generator	OMA RMSE	OMA SD
Nur ML-Modell	24	0.94	9.3 %	7.9 %
Turmschwinger-ML-Hybrid	24	0.89	6.6 %	1.9 %
Optimales Ergebnis	24	1.0	0.0 %	0.0 %

1.6.5 Detektion von Turmschäden mit einem digitalen Zwilling

Zusammenfassend gilt: Defekte Schraubenverbindungen in Flanschen von Türmen sind grundsätzlich detektierbar, wenn die erste Eigenfrequenz der Anlage mit sehr hoher Genauigkeit gemessen werden kann. Die Messung der Eigenfrequenz weist immer eine gewisse Streuung auf.

Folglich muss die Messung über einen langen Zeitraum mittels einer geeigneten Methode, wie der Operational Modal Analysis (OMA) erfolgen.

Im Projekt RealTimeWT-Tower wurde dafür ein Ansatz auf Basis eines digitalen Zwillings verfolgt. Dieser Ansatz ist aus folgend angeführten Gründen kritisch zu hinterfragen. Die erste Eigenfrequenz kann aus den Messdaten in vergleichbarer Güte wie aus dem entwickelten digitalen Zwilling ermittelt werden. Dabei jedoch ohne, dass die Modellierungsungenauigkeit des digitalen Zwillings die Messung verfälscht. Mit Hilfe des digitalen Zwillings können prinzipiell weitere Kriterien zur Schadensdetektion definiert werden. Zum Beispiel könnte der Verlauf einer einzelnen Schwingungsamplitude zwischen der realen Anlage und dem digitalen Zwilling verglichen werden und Steifigkeitsänderungen in und zwischen den beiden Verläufen herausgefiltert werden. Der Einfluss von Schäden auf die Turmsteifigkeit ist allerdings so gering, dass diese Änderung im stochastischen Rauschen der aerodynamischen Anregungskräfte untergeht und dieser Ansatz somit nicht erfolgsversprechend ist. Dieser Vergleich einzelner Schwingungsamplituden könnte für viele Schwingungen wiederholt werden, sodass nach einiger Zeit eine statistisch signifikante Abweichung bewiesen werden könnte. Dies entspricht schlussendlich allerdings auch nur der Messung von Eigenfrequenzen über einen längeren Zeitraum mit dem digitalen Zwilling als Extraschritt.

Als letzter Schritt wird untersucht, ob sich die Eigenfrequenz und damit der Schadenszustand der Anlage über den Betrachtungszeitraum geändert hat. Hierfür wird der gesamte Messdatensatz in 10-Minuten-Intervalle aufgeteilt und die Eigenfrequenz in Windrichtung mit der OMA ermittelt. Mit den Ergebnissen wird ein Random Forest Regressor darauf trainiert, die Eigenfrequenz anhand von Eingangsparametern vorherzusagen. Für die Eingangsparameter werden Umgebungs- und Betriebsbedingungen, Zufallsvariablen und die Zeit verwendet. Aus dem trainierten Random Forest Modell kann die Feature Importance ermittelt werden, welche aussagt, wie groß der Einfluss eines Eingangsparameters auf das Ergebnis ist. Da das Signal-to-Noise Ratio erwartungsgemäß sehr klein ist und das Modell deswegen stark von Overfitting betroffen ist, wird als Kriterium, um zu bewerten, dass ein Parameter tatsächlich einen Einfluss auf die Eigenfrequenz hat, festgelegt, dass die Feature Importance des Parameters größer sein muss als die der Zufallsvariablen. Der leistungsreduzierte Betrieb kann nur zwei diskrete Werte annehmen. Ein Entscheidungsbaum kann sich für diesen Parameter daher nur in zwei Gruppen aufteilen, weshalb dessen Feature Importance generell niedriger ist. Für den leistungsreduzierten Betrieb wird daher zum Vergleich eine eigene, boolesche Zufallsvariable hinzugefügt. Die ermittelten Feature Importances sind in Abbildung 89 abgebildet.

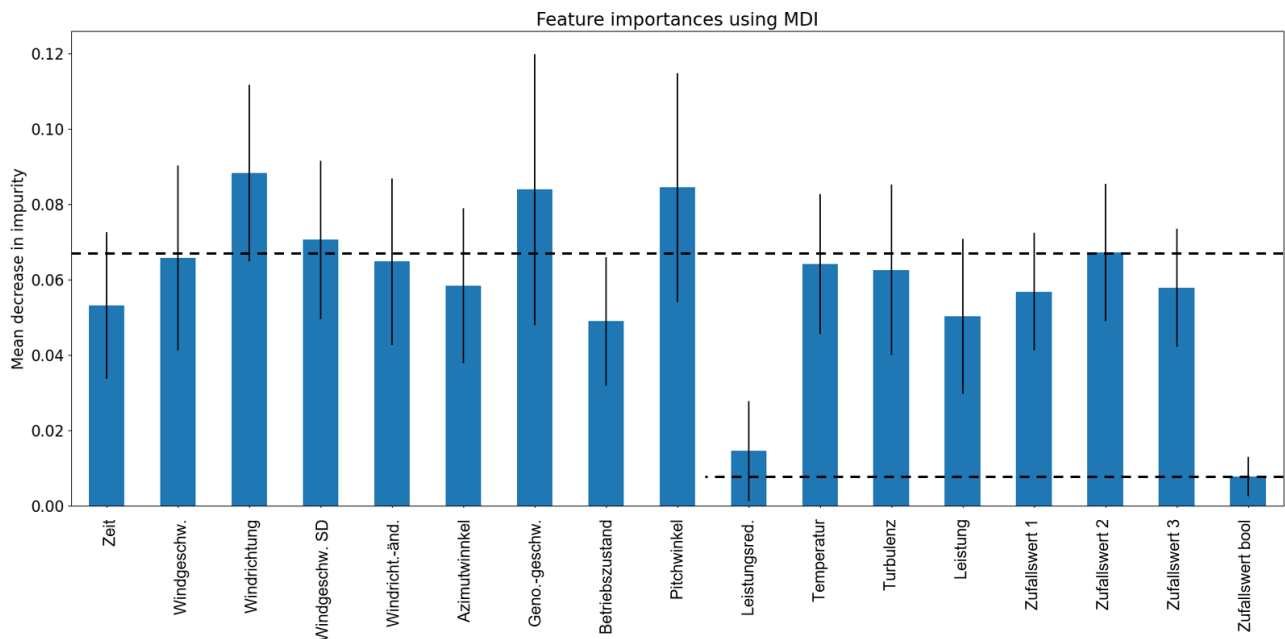


Abbildung 89: Feature Importances des Random Forest Regressors für verschiedene Parameter

Es gibt vier Parameter, die die Eigenfrequenz der Anlage beeinflussen: Die Windrichtung, die Generatorgeschwindigkeit, der Pitchwinkel und der leistungsreduzierte Betrieb. Die Windrichtung kann z.B. durch Asymmetrien bei der Masse und Steifigkeit des Turms durch dessen Innenleben oder durch verschiedene Anströmverhältnisse aus verschiedenen Richtungen erklärt werden. Ein Einfluss des Pitchwinkels war ebenfalls erwartbar, da die Rotorblätter in Schlag- und Schwenkrichtung sehr unterschiedliche Eigenfrequenzen haben, welche sich auch auf das Schwingungsverhalten der gesamten Anlage auswirken. Die drehzahlabhängigen Zentrifugalkräfte auf die Rotorblätter führen zu einer Versteifung des Rotors, weshalb die Generatorgeschwindigkeit die Eigenfrequenz ebenfalls beeinflusst. Daraus ergibt sich auch der Einfluss des leistungsreduzierten Betriebs, denn dieser beeinflusst wiederum die Drehzahl und die Pitchwinkel. Ein Parameter, dessen Feature Importance den definierten Schwellwert definitiv nicht erreicht, ist jedoch die Zeit. Damit steht fest, dass das Schwingungsverhalten der Anlage zeitlich konstant geblieben ist. Somit kann ausgeschlossen werden, dass im Betrachtungszeitraum ein Schaden vorlag, da dieser sich entweder ausgeweitet hätte oder bei einer Wartung behoben worden wäre und dabei zu einer Änderung der Eigenfrequenz geführt hätte.

1.7 AP 7: Empfehlungen, Bewertung und Projektabschluss (Nordex)

Das Ziel von AP 7 ist die Zusammenfassung der Projektergebnisse und dem Ableiten von Empfehlungen, wie die Projektergebnisse in Zukunft weiterverwendet werden sollten. Die Leitung des AP übernahm Nordex, die RWTH hat ihre gesammelten Ergebnisse und Erfahrungen aus dem Projekt beigetragen.

Verbesserter Ansatz zur Berechnung wirbelerregter Querschwingungen bei turmartigen Tragwerken mit Kreisquerschnitt

Im Rahmen der Untersuchungen zu wirbelerregten Querschwingungen wurde ein neuer Ausdruck für die Korrelationslänge das ablösende Wirbeln vorgeschlagen. Wie in Abbildung 40 ersichtlich, liegen die ermittelten Werte der Korrelationslänge bei Schlankheiten größer als etwa $\lambda = 16$ deutlich über den in der Norm angegebenen Werten. Dies führt dazu, dass die resultierenden Querschwingamplituden in diesen Fällen systematisch höher ausfallen.

Das in Verfahren 1 des Eurocode enthaltene Modell wurde Ende der 1980er Jahre auf Basis von Windkanalmessungen und Beobachtungen an Türmen und Schornsteinen im Originalmaßstab entwickelt. Die verschiedenen Modellparameter wurden dabei so angepasst, dass die berechneten Endergebnisse bestmöglich mit den realen Messwerten übereinstimmen.

Diese grundsätzliche Vorgehensweise wird auch hier verfolgt, wobei zusätzlich neuere Literaturdaten in die Kalibrierung einbezogen werden.

Zunächst wurden Veröffentlichungen von Ruscheweyh (Ruscheweyh 1984) und Lupi (Lupi, Niemann, and Höffer 2017) als Grundlage für die Zusammenstellung bekannter Schornsteine und Kamine aus der Literatur herangezogen. Diese Liste wurde anschließend durch aktuelle Publikationen ergänzt und erweitert, sodass insgesamt etwa 95 Tragwerke erfasst wurden. Für die weitere Analyse wurden jedoch nur solche Tragwerke berücksichtigt, die über hochqualitative Messdaten verfügen. Ausgeschlossen wurden Bauwerke mit fehlenden Strukturdaten (z.B. Eigenfrequenz oder Dämpfung) oder mit ungenau dokumentierten Amplitudenwerten. Nach dieser Filterung verbleiben rund 30 Tragwerke, die für die Auswertung herangezogen wurden. Diese Tragwerke sind in Anhang 3 angegeben.

Anschließend werden Erregerkraftbeiwerte aus der Literatur herangezogen und durch aktuelle Daten ergänzt. Dabei wurden insbesondere Daten aus den Arbeiten von Ruscheweyh (Ruscheweyh 1989), Ellingsen (Ellingsen 2021), Schewe (Schewe 1983), van Hinsberg (van Hinsberg 2015) und Höffer/Lupi (Höffer et al. 2023) berücksichtigt. Die vorliegenden Daten zeigen eine deutliche Streuung der Werte. Für den verbesserten Ansatz wurde daher eine c_{lat} -Kurve abgeleitet, die zwar näherungsweise dem Mittelwert der vorhandenen c_{lat} -Werte entspricht, jedoch gezielt so angepasst wurde, dass sie eine möglichst gute Übereinstimmung mit den in der Literatur dokumentierten Schwingungsamplituden liefert. Zu diesem Zweck wurden die Kurve der durchschnittlichen c_{lat} -Werte sowie die zugehörigen Bereiche von $\pm \sigma$ und $\pm 2\sigma$ ermittelt. Die resultierende Kurve orientiert sich an diesem Bereich, um eine realitätsnahe und dennoch glättende Darstellung zu ermöglichen.

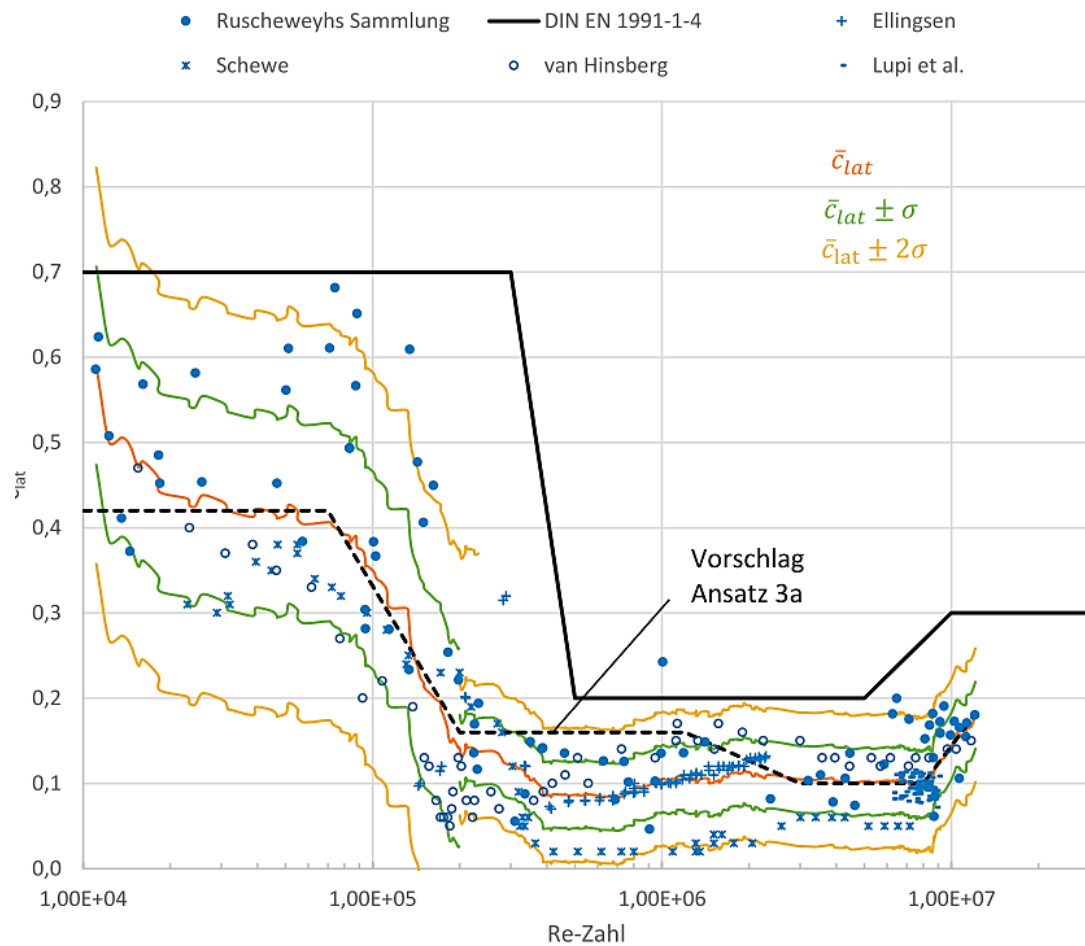


Abbildung 90: Bestimmung der c_{lat} -Kurve auf Basis aktueller Literaturangaben für den verbesserten Ansatz zur Berechnung wirbelerregter Querschwingungen

Die in diesem Forschungsprojekt ermittelten Korrelationslängen-Kurven (in Abhängigkeit von der Schlankheit) sowie die c_{lat} -Kurven wurden verwendet, um die erwarteten Querschwingungsamplituden der in der Literatur dokumentierten Tragwerke zu berechnen. Die Ergebnisse wurden den Originalwerten sowie den nach Verfahren 1 des Eurocodes (Resonanzverfahren) berechneten Amplituden gegenübergestellt (siehe Abbildung 91).

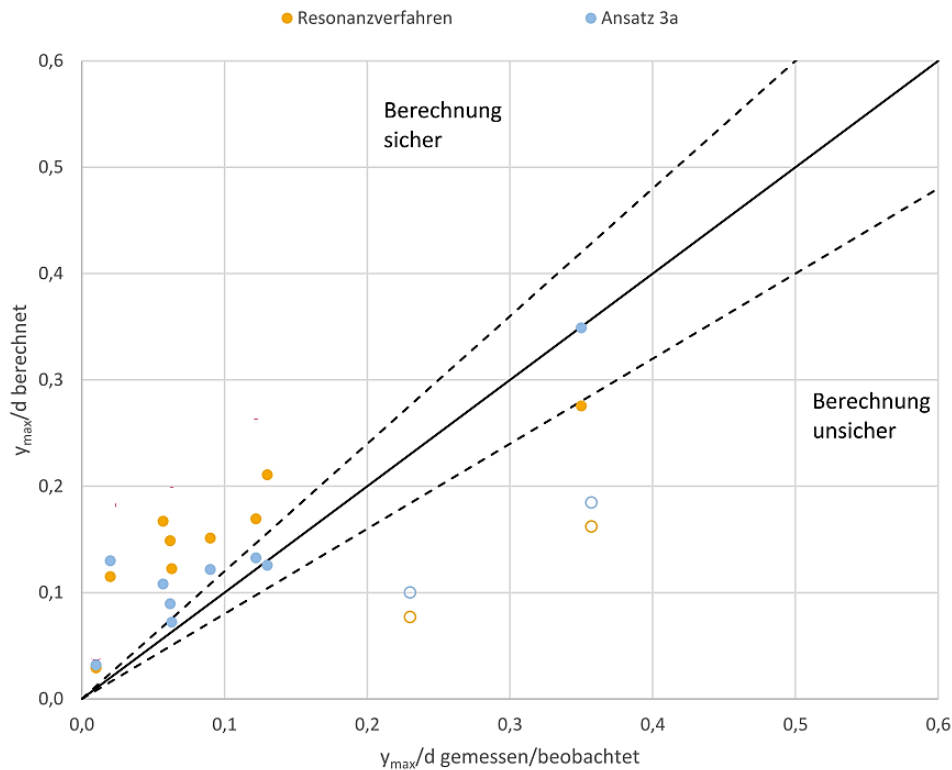


Abbildung 91: Gegenüberstellung des Verfahrens 1 nach Eurocode (Resonanzverfahren) und des verbesserten Ansatzes (Ansatz 3a)

Dabei zeigt sich eine konsistente Verbesserung für die Mehrheit der Datenpunkte. Diese Verbesserung ist insbesondere der expliziten Berücksichtigung der Schlankheit zu verdanken, wie aus Abbildung 92 hervorgeht. Dort wird im Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Amplituden Y/D deutlich, dass bei höheren Schlankheiten die Querschwingungsamplituden tendenziell unterschätzt werden. Dieser Effekt lässt sich auf die Begrenzung der Korrelationslänge auf maximal 12 Durchmesser im Eurocode zurückführen.

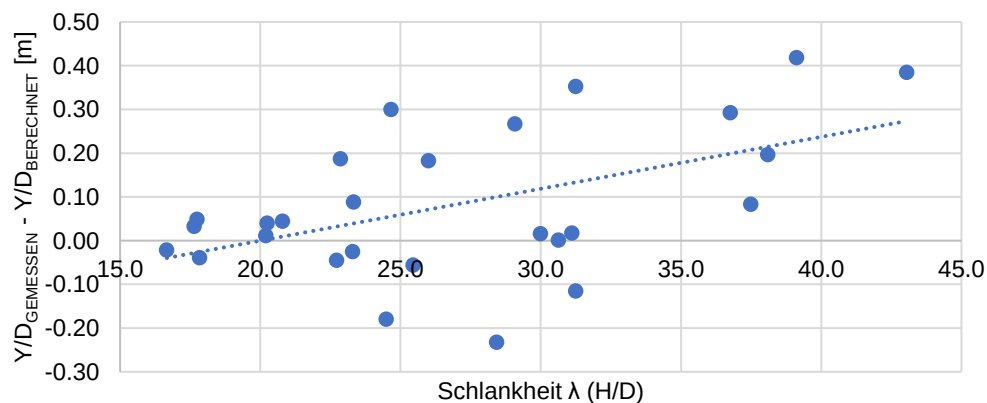


Abbildung 92: Differenz zwischen gemessenen und berechneten Querschwingungsamplituden Y/D in Abhängigkeit von der Tragwerksschlankheit

Der verbesserte Ansatz kann mit den gegebenen Kurven wie folgt umgesetzt werden:

- Im Resonanzverfahren gemäß Eurocode 1 werden die modifizierten Ausdrücke für die Korrelationslänge und den Erregerkraftbeiwert verwendet.

- Der Faktor K_W wird nicht auf 0,6 limitiert.

Bereits diese Anpassungen führen zu einer deutlich verbesserten Übereinstimmung mit den in der Literatur dokumentierten Schwingungsamplituden im Vergleich zum Standardansatz des Eurocodes. Zukünftige Verbesserungen des Modells könnten insbesondere folgende Aspekte umfassen:

- eine experimentelle Bestimmung von c_{lat}
- die Berücksichtigung des breiteren Lock-in Bereiches in Abhängigkeit von der Geländekategorie bzw. der atmosphärischen Grenzschicht (siehe Abschnitt 1.3.4.3),
- sowie gegebenenfalls die Einbeziehung hystereseartiger Effekte.

Weitere Vorgehensweise zur Detektion von Schäden am Turm

Bei den Untersuchungen zum Einfluss von Turmschäden auf das Anlagenverhalten hat sich gezeigt, dass defekte Bolzen die Eigenfrequenzen der Anlage leicht reduzieren und somit detektiert werden können. Der Einfluss von Flanschklaffungen hat sich als vernachlässigbar klein herausgestellt und ist damit nicht detektierbar. Weitere Schadensarten wie Beulen, defekte Schweißverbindungen oder Fundamentschäden wurden aufgrund von Vorüberlegungen im Vornhinein ausgeschlossen. Es wird daher empfohlen, die automatische Schadensdetektion mit der im Projekt entwickelten Methodik auf defekte Bolzen zu beschränken und für die anderen Schadensarten andere Systeme in Betracht zu ziehen. Des Weiteren sind die Änderungen im Systemverhalten auch bei defekten Bolzen sehr klein. Der digitale Zwilling, der in Echtzeit simuliert wird und mit der realen Anlage gekoppelt ist, hat zu große Unsicherheiten durch Ungenauigkeiten in der Modellierung und in den Eingangsdaten gezeigt und ist daher nicht für die Schadensdetektion geeignet. Stattdessen wird empfohlen, die Eigenfrequenzen über einen längeren Zeitraum zu messen und von Änderungen dieser auf Schäden zurückzuschließen. Hierbei gilt, dass die Reduktion der Eigenfrequenz desto größer ist, je größer das Schadensausmaß ist. Schäden unter einer bestimmten Schwelle sind somit ggf. nicht oder nur nach sehr langen Messungen detektierbar. Vor dem Einsatz in der Praxis sollte also unbedingt definiert werden, welche Schadenszustände über einen wie langen Zeitraum zulässig sind. Die Eigenfrequenzen wurden mit der Operation Modal Analysis (OMA) an den acht DMS und sechs triaxialen Beschleunigungssensoren mit einer Abtastrate von 200 Hz durchgeführt. Die drei Beschleunigungssensoren, die am Triebstrang platziert waren, haben sich dabei als weniger nützlich erwiesen und können zukünftig weggelassen werden. Weil nur die erste Eigenfrequenz von Interesse ist, könnte der Messaufbau außerdem auf nur einen Beschleunigungssensor am Turmkopf oder nur vier DMS am Turmfuß reduziert werden. Weil die OMA mehrere Eingänge verarbeiten kann und dabei die Genauigkeit steigt, wird dies allerdings nicht empfohlen. Reduziert werden kann jedoch die Abtastrate. Um Rechenzeit zu sparen, wurden die Sensordaten für die OMA bereits auf 20 Hz gesampelt, ohne, dass die Genauigkeit davon betroffen war. Im Messsystem sollte dafür jedoch unbedingt ein analoger Tiefpassfilter vorgeschaltet werden, um Aliasing von hochfrequenten Schwingungen, z.B. aus dem Triebstrang, zu vermeiden.

1.8 Zusammenfassung der Ergebnisse

Zusammen mit Nordex wurde eine passende Windenergieanlage, die sogenannte Referenzanlage, in Carinerland (Mecklenburg-Vorpommern) gefunden. An dieser Anlage wurden Messungen durchgeführt, mit welchen sich der Schwingungszustand und die Umströmung um den Turm bestimmen lässt. Der Messaufbau besteht aus zwei Sets mit je vier Dehnungsmessstreifen (DMS) am Turmfuß und in der Mitte des Turms, je drei triaxialen Beschleunigungssensoren in der Gondel und über den Turm verteilt, drei Sets mit acht Drucksensoren und einem Geophon. Die Daten wurden mit 200 Hz aufgezeichnet, um auch höherfrequente Schwingungen aufzeichnen zu können. Zusätzlich standen SCADA-Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Hz zur Verfügung.

Es wurden Windkanalmodelle entwickelt und gefertigt mit dem Ziel, VIV im Windkanal nachzubilden. Zu diesen Modellen gehören ein Modell der gesamten Anlage mit Rotor, ein freischwingendes Turmmodell und ein zwangserregtes Turmmodell. Beim Anlagenmodell mit Rotor konnte gezeigt werden, dass die größten VIV-Amplituden bei einer Schräganströmung entstehen. Die Untersuchungen des zwangserregten Turms haben ergeben, dass die Schlankheit des Turms einen großen Einfluss auf die Korrelationslänge hat. Bei großen Schlankheiten, wie sie in WEA vorzufinden sind, ist die Korrelationslänge größer als von den Berechnungsstandards prognostiziert, wodurch VIV verstärkt werden. Es wurde der Zusammenhang hergeleitet, dass die Korrelationslänge linear mit der Schwingungsamplitude ansteigt, aber in Abhängigkeit der Schlankheit gedeckelt wird. Für die Referenzanlage konnten im gesamten Messzeitraum keine VIV-Ereignisse gefunden werden, weshalb hierbei ein Vergleich zwischen den Domänen im Projekt nicht möglich war.

Es wurde eine Restlebensdauerberechnung anhand der DMS und eines Beschleunigungssensors durchgeführt. Beim Beschleunigungssensor wurden die ersten zwei Eigenfrequenzen herausgefiltert und auf die Spannungen bei den DMS zurückgerechnet. Die beiden Methoden zeigten eine relativ kleine Abweichung von 21 % auf.

Am Standort der Referenzanlage wurden Bodensteifigkeitsmessungen durchgeführt, welche die Datengrundlage für die Boden-Bauwerk-Modellierung bilden. Der Boden besteht aus schluffigem, sandigem Mergel und weist an der Oberfläche ein Schubmodul von 220 MPa auf. Darauf basierend wurden Steifigkeits- und Dämpfungsmatrizen für die Bodenimpedanz berechnet und für die MKS-Modellierung verwendet. Aus den Geophon-Messdaten und den MKS-Ergebnissen wurden die Schwingungsfrequenzen in allen sechs Freiheitsgraden ermittelt und zeigen eine sehr gute Übereinstimmung.

Es wurde ein Mehrkörpersimulationsmodell (MKS-Modell) entwickelt, welches die Referenzanlage realitätsnah abbildet. Dieses dient dem Zweck, den Einfluss von theoretischen Schäden auf das Anlagenverhalten zu ermitteln und bildet somit die Grundlage für die Schadensdetektion. Die Komponenten des Modells wurden in verschiedenen Detailgraden entwickelt und können nach Belieben ausgetauscht werden. Ein Controller und eine aerodynamische Lastenrechnung wurden ergänzt. Das Modell wurde anhand der vorhandenen SCADA- und Messdaten validiert und zeigt eine gute Übereinstimmung mit der realen Anlage.

Mit dem MKS-Modell konnte gezeigt werden, dass defekte Schraubenverbindungen in den Flanschen die lokale Steifigkeit und somit die Eigenfrequenzen der ganzen Anlage senken. Dieser Schadenstyp ist somit prinzipiell detektierbar. Diese Abweichung ist jedoch sehr gering, z.B. liegt die Abweichung für die erste Eigenfrequenz bei 11 m/s Windgeschwindigkeit für fünf gebrochene Bolzen bei 0,27 %, für sieben bei 0,47 % und für neun bei 0,76 %. Für die zweite Eigenfrequenz und niedrigere Windgeschwindigkeiten ist der Unterschied noch geringer. Um diese Veränderung

überhaupt abbilden zu können, muss der Turm nichtlinear modelliert werden. Flanschklaffungen wurden ebenfalls betrachtet, haben aber auch bei einer großen Klaffung von 5 mm mit einer Abweichung der ersten Eigenfrequenz von nur 0,04 % einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf das Anlagenverhalten gezeigt. Weitere Schadensarten wurden anhand von Vorüberlegungen im Vorhinein ausgeschlossen, weil für diese keine Veränderung des Systemverhaltens zu erwarten war.

Mithilfe von Machine-Learning-Methoden wurde ein Surrogatmodell aus dem MKS-Modell abgeleitet. Um die Eigenfrequenzen genauer abbilden zu können, wurde die Surrogatumgebung durch einen einfachen numerischen Turmschwinger ergänzt. Das daraus resultierende echtzeitfähige hybride Surrogatmodell zeigt eine gute Übereinstimmung mit dem MKS-Modell sowohl im Betriebszustand als auch im Schwingungsverhalten. Das Surrogatmodell wurde mit den Messdaten gekoppelt. Allerdings waren die Modellierungs- und Messungenauigkeiten zu groß, um die durch Schäden verursachten kleinen Änderungen im Systemverhalten erfolgreich detektieren zu können. Stattdessen wurde der Ansatz gewählt, die Eigenfrequenz über einen langen Zeitraum zu messen und eine zeitliche Änderung der Eigenfrequenz zu detektieren. Hierbei musste berücksichtigt werden, dass die Eigenfrequenz vom Betriebszustand der Anlage abhängig ist und die Ermittlung der Eigenfrequenz einer relativ großen Streuung unterlegen ist. Gelöst wurde dies, indem ein Random Forest Regressor darauf trainiert wurde, die Eigenfrequenz der Anlage anhand des Zeitpunktes und des Betriebszustandes vorherzusagen. Mit diesem konnte die Feature Importance ermittelt werden, welche bestimmt, wie groß der Einfluss der einzelnen Eingangsparameter auf die Eigenfrequenz ist. Daraus hat sich ergeben, dass sich die Eigenfrequenz nicht über die Zeit geändert hat. Hieraus lässt sich wiederum darauf schließen, dass im Betrachtungszeitraum kein Schaden entstanden ist, was im Einklang mit den Angaben von Nordex ist. In dem Sinne war die Schadensdetektion erfolgreich, weil es kein falsch positives Ergebnis gab. Ein Beweis, dass ein tatsächlich entstandener Schaden mit der Methode detektiert worden wäre, konnte somit allerdings nicht erbracht werden.

2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der zahlenmäßige Nachweis befindet sich in Anhang 4.

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die geleisteten Arbeiten sind im Detail in Kapitel 1 aufgeführt und entsprechen dem in der Teilvorhabenbeschreibung skizzierten Projektplan. Die durchgeführten Arbeitsschritte waren notwendig, um das Gesamtziel des Vorhabens zu erreichen. Die zur Verfügung gestellten Mittel waren für den Umfang der durchgeführten Arbeiten angemessen.

4 Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Im Projekt wurde eine Messkampagne an einer WEA aufgebaut. Diese lieferte wichtige Daten über das Schwingungsverhalten der WEA, die in dieser Qualität einzigartig sind und von den Projektbeteiligten auch in Zukunft weiter analysiert werden können, z.B. im Rahmen des bereits gestarteten Forschungsprojekt SenSPhWT (FKZ: 03EE3114A). Die Messkampagne ist zum Ende der Projektlaufzeit weiterhin in Betrieb und liefert somit weiterhin Daten. Außerdem wurde ein echtzeitfähiges Modell der Referenzanlage zur automatischen Schadensdetektion entwickelt. Auch, wenn sich der Ansatz des digitalen Zwillings als nicht zielführend herausgestellt hat, wurden in dem Projekt wichtige Erkenntnisse bezüglich der Auswirkung von Schäden und deren Detektionsmöglichkeiten erzielt, die für zukünftige Entwicklungen aufgegriffen werden können. Besonders wertvoll ist hierbei die Quantifizierung, welchen Einfluss verschiedene Schäden auf das Anlagenverhalten haben. Auch neue Schadensarten können mit der entwickelten Modellierungspipeline schnell eingebunden und simuliert werden. Das Thema Schadensdetektion am Turm wird von Nordex mit den im Projekt gesammelten Erfahrungen und einem neuen Ansatz weiterverfolgt. Eine zuverlässige Methode hierzu würde die Wartungskosten von WEA stark reduzieren. Schließlich wurde an der Entstehung von wirbelerregten Querschwingungen geforscht. Bessere Vorhersagemöglichkeiten könnten dabei helfen, kritische Anregungszustände zu vermeiden und somit die Standsicherheit zu erhöhen und Kosten einzusparen. Eine wichtige Erkenntnis aus dem Projekt ist, dass schlanke Türme, wie sie in WEA eingesetzt werden, schwingungsanfälliger sind. Es konnte ein quantitativer Zusammenhang zwischen der Schwingungsamplitude, der Schlankheit und der Korrelationslänge hergeleitet werden, welcher für zukünftige Turmauslegungen zu realistischeren Annahmen führt. Die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse sind als ein wichtiger Schritt in Richtung einer zuverlässigen Vorhersage von kritischen Anregungszuständen für Türme von Windenergieanlagen zu verstehen.

Am 1. August 2024 ist mit SenSPhWT (FKZ: 03EE3114A) ein neues Forschungsprojekt gestartet, welches direkt auf den Ergebnissen von RealTimeWT-Tower aufbaut. Der Fokus liegt hierbei auf der Erforschung von Schwingungsphänomenen bei WEA. Die in RealTimeWT-Tower entwickelten Modelle und erzielten Erkenntnisse sowie die Daten der fortlaufenden Messkampagne werden in SenSPhWT weiterverwendet.

5 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Im Verlauf des Projekts RealTime sind folgende relevante Beiträge zu den untersuchten Themen erschienen:

- Höffer, Rüdiger, Ika Kurniawati, Francesca Lupi, Marc Seidel, and Hans-Jürgen Niemann. 2023. *Full-Scale Tests on Wind Turbine Towers: Towards a Realistic Prediction of Vortex-Induced Vibrations*: es werden umfassende Vollmaß-Messungen an zwei Windenergieanlagentürmen präsentiert, um wirbelerregte Querschwingungen (VIV) unter realen atmosphärischen Bedingungen zu untersuchen. Dabei wurden erstmals umfangreiche Druckmessungen an glatten Turmoberflächen im transkritischen Reynolds-Zahlenbereich durchgeführt. Durch die Kombination von Druck- und Beschleunigungsdaten konnten sowohl lokale als auch globale Strouhalzahlen ermittelt und deren Verhalten über verschiedene Betriebszustände hinweg analysiert werden. Ein iteratives Verfahren zur Bestimmung des dynamischen Drucks ermöglichte eine präzise Ableitung der aerodynamischen Kräfte. Die Ergebnisse liefern wertvolle Daten zur Validierung und Weiterentwicklung von VIV-Prognosemodellen unter Berücksichtigung realer Windprofile und Strukturantworten im Maßstab 1:1.

- Kurniawati, Ika, Francesca Lupi, Marc Seidel, Rüdiger Höffer, and Hans-Jürgen Niemann. 2025. 'Vortex-Induced Vibrations and Post-Lock-in Cross-Wind Oscillations of Wind Turbine Tower Based on Field Measurements'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 258 (February):106010. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2025.106010>: die Veröffentlichung stellt eine der bisher umfassendsten Feldstudien zu wirbelerregten Querschwingungen (VIV) und post-lock-in-Oszillationen an realen Windenergieanlagentürmen dar. An zwei Türmen im Testzentrum Østerild (Dänemark) wurden systematisch Messungen zur Querschwingantwort durchgeführt, sowohl am turmseitig freistehenden Turm als auch an einer vollständig aufgebauten Anlage. Ein zentrales Ergebnis ist die Identifikation signifikanter Schwingungen auch *oberhalb* des Lock-in-Bereichs (post-lock-in), die bisher kaum dokumentiert waren. Um zwischen VIV, buffeting und Mischformen zu unterscheiden, wurde ein Klassifikationsalgorithmus basierend auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Schwingungsantwort entwickelt. Darüber hinaus wird ein neuartiges Vorhersagemodell vorgeschlagen, das VIV und post-lock-in-Schwingungen über den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich integriert – und dessen Vorhersagen sehr gut mit den Messdaten übereinstimmen.

- Chen, Yisu, Di Wu, Yuguo Yu, and Wei Gao. 2021. 'An Improved Theory in the Determination of Aerodynamic Damping for a Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT)'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 213 (June):104619. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2021.104619>: die Veröffentlichung präsentiert eine verbesserte Theorie zur Bestimmung der aerodynamischen Dämpfung bei horizontalachsigen Windenergieanlagen (HAWT), die realistischere Bedingungen wie Blattflexibilität, Gierwinkel, Schrägstellung der Rotorachse und Turmgeometrie berücksichtigt. Die Autoren zeigen, dass die bisher etablierten analytischen Modelle (z. B. von Valamanesh & Myers) zu einer systematischen Unterschätzung der Dämpfung führen, insbesondere bei flexiblen Rotorblättern. Die neue Theorie integriert diese Effekte explizit und wurde erfolgreich numerisch mit OpenFAST validiert. Sie liefert zudem Korrekturfaktoren für unterschiedliche Betriebsszenarien und wird in einem Beispiel zur ermüdungsrelevanten Lastanalyse im Parkzustand praktisch angewendet.

- Ellingsen, Øyvind. 2021. 'Vortex-Induced Vibrations on Industrial Chimneys'. Phdthesis, Institut Polytechnique de Paris. <https://theses.hal.science/tel-03483512>: Die Dissertation von Øyvind Ellingsen (2021) liefert eine umfassende Analyse wirbelerregter Schwingungen (Vortex-Induced Vibrations, VIV) an industriellen Schornsteinen und zylindrischen Strukturen. Sie kombiniert großmaßstäbliche Windkanalversuche, aeroelastische Modelle

und Feldmessungen an einem realen Schornstein mit hoher struktureller Ähnlichkeit. Besonders hervorzuheben ist die Untersuchung bei superkritischen Reynolds-Zahlen, einschließlich Druckverteilungen und Strouhal-Zahl-Verhalten. Die Arbeit stellt zudem ein neues Modell zur Amplitudenabschätzung vor und bewertet gängige Designansätze wie Eurocode im Vergleich zu erweiterten Modellen. Der Fokus liegt auf der realitätsnahen Vorhersage von VIV bei zivilen Bauwerken mit zylindrischem Querschnitt.

- Parallel zu RealTimeWT-Tower fand das Forschungsprojekt REFINE (FKZ: 03EE3047A) von der Universität Bremen und Nordex statt, welches ebenfalls Turmschwingungen untersucht hat. Anders als in RealTimeWT-Tower wurde dort an mehreren Windenergieanlagen gemessen, jedoch mit nur jeweils einem Beschleunigungssensor. Die Beteiligten der beiden Projekte standen miteinander in Kontakt. Die Ergebnisse aus REFINE haben die Arbeiten in RealTimeWT-Tower jedoch nicht stark beeinflusst.

6 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses

Im Laufe des Forschungsprojekts wurden die folgenden Abschlussarbeiten von Studierenden durchgeführt (MA=Masterarbeit, BA=Bachelorarbeit):

- Vortex-induced vibrations of parked wind turbines (MA; Stallmann, N.; August 2022)
Modellierung eines Pendelrollenlagers in einer Windenergieanlage mit der finiten Elemente Methode (BA; Liu C.; Dez. 2022)
- Determination of the correlation length of vortices in vortex-induced vibrations through wind tunnel measurements using the forced oscillations method (BA; Stegerhütte, M.; Juni 2023)
- Investigation of the resonance method for the calculation of vortex-induced vibrations and extension based on improved approaches of the vortex correlation length (MA; Shkempi, R.; Juli 2023)
- Einfluss von Schäden und Betriebsbedingungen auf das Systemverhalten einer Windenergieanlage (MA; Palm P.; Juli 2023)
- Entwicklung eines echtzeitfähigen Surrogatmodells von einer Windenergieanlage mit Machine Learning (MA; Roth J.; März 2024)
- Auswirkungen von Erdbeben auf Lebensdauer von Hauptlagern in Windkraftanlagen (MA; de Diego Calleja, V.; Aug. 2024)
- Investigation of the correlation length in vortex-induced vibration through wind tunnel tests with aeroelastic tower models (BA; Bemmelen, J.S. ; Sept. 2024)
- On the Determination of Aerodynamic Damping of Wind Turbine Rotors through Wind Tunnel Measurements (MA; Hoblitz, M.; Sept. 2024)
- Implementation of a load cycle counter to extend the operating time of wind turbines (MA; Beckers, G.; Dez. 2024)
- *Algorithms for Monitoring wind turbine towers: Application to the reference wind turbine of the research project RealTimeWT-Tower* (MA; Dong, S.; in Bearbeitung)

Zudem sind im Rahmen des Projekts die folgenden Veröffentlichungen erschienen oder geplant:

- Fontecha, R., and Kemper, F. 2021. 'Anfälligkeit von Windenergieanlagen im Stillstand zu wirbelerregten Querschwingungen'. Media combination. In *Aktuelle Entwicklungen in der Windnormung*. WTG-Berichte 17. Bochum: Ruhr-Universität Bochum.

- Fontecha, R., Kemper, F., Feldmann, M., Witter, S., and Schelenz, R.. 2022. 'Along-Wind Aerodynamic Damping of Wind Turbine Towers: Determination by Wind Tunnel Tests and Impact on Tower Lifetime'. *Energies* 15 (6): 1984. <https://doi.org/10.3390/en15061984>.
- Fontecha, R. 2023. 'Determination of Aerodynamic and Aeroelastic Properties of Wind Turbines and Their Support Structures through Wind Tunnel Measurements'. *Dissertation*. RWTH Aachen University. <https://doi.org/10.18154/RWTH-2023-05380>.
- Fontecha, R., and Kemper, F. 2023. 'Untersuchung der Wirbelkorrelationslänge bei schwingenden kragarmartigen Tragwerken durch Windkanalversuche und die Methode der erzwungenen Schwingungen'. Media combination. In *Theoretische und baupraktische Modellierung von Windwirkungen : Vortragsband der 18. Dreiländertagung D-A-CH 2023 der Windtechnologischen Gesellschaft (WtG) e.V.*, 183–92. WtG-Berichte 18.
- Witter, S., R. Schelenz, und G. Jacobs. 2024b. Investigation of Nonlinear Effects in the Tower Structure of Wind Turbines and Their Influence on System Behavior. *Journal of Physics: Conference Series* 2767 (5): 52024. doi: 10.1088/1742-6596/2767/5/052024 (Witter et al. 2024a)
- Fontecha, R. , Kemper, F. 2024. *Vortex Correlation Length and Aerodynamic Properties of Cantilevered Slender Structures and Wind Turbine Support Structures*. Vortrag gehalten auf dem VIV-Workshop 2024, Bergbaumuseum und Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 6.–7. Juni 2024.
- Witter, Stefan, Jakob Roth, Ralf Schelenz, und Georg Jacobs. 2024a. Creating a Real-Time Capable Surrogate Model of a Wind Turbine Using Machine Learning. (Veröffentlichung geplant, Pre-print online verfügbar) (Witter et al. 2024b)

Literaturverzeichnis

- Basu, R.I., and B.J. Vickery. 1983. 'Across-Wind Vibrations of Structure of Circular Cross-Section. Part II. Development of a Mathematical Model for Full-Scale Application'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 12 (1): 75–97. [https://doi.org/10.1016/0167-6105\(83\)90081-8](https://doi.org/10.1016/0167-6105(83)90081-8).
- Bayati, I., M. Belloli, L. Bernini, R. Mikkelsen, and A. Zasso. 2016. 'On the Aero-Elastic Design of the DTU 10MW Wind Turbine Blade for the LIFES50+ Wind Tunnel Scale Model'. *Journal of Physics: Conference Series* 753 (September):022028. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/2/022028>.
- Chen, Bei, Biswajit Basu, Xugang Hua, Zhouquan Feng, Zili Zhang, Zhengqing Chen, and Søren R.K. Nielsen. 2021. 'Online DWT Algorithm for Identification of Aerodynamic Damping in Wind Turbines'. *Mechanical Systems and Signal Processing* 152 (May):107437. <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2020.107437>.
- Chen, Chao, Philippe Duffour, Kaoshan Dai, Ying Wang, and Paul Fromme. 2021. 'Identification of Aerodynamic Damping Matrix for Operating Wind Turbines'. *Mechanical Systems and Signal Processing* 154 (June):107568. <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2020.107568>.
- Chen, Chao, Philippe Duffour, and Paul Fromme. 2019. 'Novel Aerodynamic Damping Identification Method for Operating Wind Turbines'. *Journal of Physics: Conference Series* 1222 (1): 012008. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1222/1/012008>.
- . 2020. 'Modelling Wind Turbine Tower-Rotor Interaction through an Aerodynamic Damping Matrix'. *Journal of Sound and Vibration* 489 (December):115667. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2020.115667>.
- Chen, Yisu, Di Wu, Yuguo Yu, and Wei Gao. 2021. 'An Improved Theory in the Determination of Aerodynamic Damping for a Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT)'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 213 (June):104619. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2021.104619>.
- Clobes, M., A. Willecke, and U. Peil. 2012. 'Wirbelerregung von Stahlschornsteinen: Zwei Grenzzustände der Tragfähigkeit und Vorschlag für die Bemessung'.
- Drela, Mark. 1998. 'MISES Implementation of Modified Abu-Ghannam/Shaw Transition Criterion'. MIT Aero-Astro. <https://web.mit.edu/drela/Public/web/mises/ags2.pdf>.
- Ellingsen, Øyvind. 2021. 'Vortex-Induced Vibrations on Industrial Chimneys'. Phdthesis, Institut Polytechnique de Paris. <https://theses.hal.science/tel-03483512>.
- Feldmann, Markus, Georg Jakobs, Sven Klinkel, Christoph Butenweg, Frank Hartwig Kemper, and Ralf Schelenz. 2018. 'Boden-Bauwerk-Triebstrang-Interaktion von Windenergieanlagen : Abschlussbericht : 01.01.2015-12.31.2017'. Application/pdf. [RWTH Aachen University]. <https://doi.org/10.2314/GBV:1030835721>.
- Fontecha, R., and F. Kemper. 2021. 'Anfälligkeit von Windenergieanlagen im Stillstand zu wirbelerregten Querschwingungen'. Media combination. In *Aktuelle Entwicklungen in der Windnormung*. WTG-Berichte 17. Bochum: Ruhr-Universität Bochum.
- Fontecha, Robert. 2023. 'Determination of Aerodynamic and Aeroelastic Properties of Wind Turbines and Their Support Structures through Wind Tunnel Measurements'. *Dissertation*. RWTH Aachen University. <https://doi.org/10.18154/RWTH-2023-05380>.
- Fontecha, Robert, Frank Kemper, and Markus Feldmann. 2019. 'On the Determination of the Aerodynamic Damping of Wind Turbines Using the Forced Oscillations Method in Wind Tunnel Experiments'. *Energies* 12 (12): 2452. <https://doi.org/10.3390/en12122452>.

-
- Hinsberg, Nils Paul van. 2015. 'The Reynolds Number Dependency of the Steady and Unsteady Loading on a Slightly Rough Circular Cylinder: From Subcritical up to High Transcritical Flow State'. *Journal of Fluids and Structures* 55 (May):526–39. <https://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2015.04.002>.
- Höffer, Rüdiger, Ika Kurniawati, Francesca Lupi, Marc Seidel, and Hans-Jürgen Niemann. 2023. *Full-Scale Tests on Wind Turbine Towers: Towards a Realistic Prediction of Vortex-Induced Vibrations*.
- Kühn, Martin. 2001. *Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems*. Report / DUWIND Delft University Wind Energy Research Institute 2.
- Lupi, Francesca, Rüdiger Höffer, and Hans-Jürgen Niemann. 2021. 'Aerodynamic Damping in Vortex Resonance from Aeroelastic Wind Tunnel Tests on a Stack'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 208 (January):104438. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2020.104438>.
- Lupi, Francesca, Hans-Jürgen Niemann, and Rüdiger Höffer. 2017. 'A Novel Spectral Method for Cross-Wind Vibrations: Application to 27 Full-Scale Chimneys'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 171 (December):353–65. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2017.10.014>.
- Muggiasca, S., F. Taruffi, A. Fontanella, S. Di Carlo, H. Giberti, A. Facchinetti, and M. Belloli. 2021. 'Design of an Aeroelastic Physical Model of the DTU 10MW Wind Turbine for a Floating Offshore Multipurpose Platform Prototype'. *Ocean Engineering* 239 (November):109837. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2021.109837>.
- Novak, M., and H. Tanaka. 1977. 'Pressure Correlations on Vibrating Cylinder'. In *Proceedings of the Fourth International Conference on Wind Effects on Buildings and Structures*, 227–32. Heathrow: Cambridge University Press. <https://doi.org/doi:10.1017/S0022112077212122>.
- Ruscheweyh, H. 1984. 'Comments to Pritchard's Steel Stack Table and Consequences to the Vickery/Daly Proposal'. Aachen, February.
- . 1986. 'Ein verfeinertes, praxisnahes Berechnungsverfahren wirbelerregter Schwingungen von schlanken Baukonstruktionen im Wind'. *Beiträge zur Anwendung der Aeroelastik im Bauwesen*, 1986.
- . 1989. 'Ruscheweyh - 1989 - Codification of Vortex-Excited Vibrations - Recent Advances in Wind Engineering, Proceedings of the Second Asia-Pacific Symposium on Wind Engineering, Beijing, Volume 1'. In *Proceedings of the Second Asia-Pacific Symposium on Wind Engineering*, 1:362–72. Beijing, China: Pergamon Press.
- Schewe, Günter. 1983. 'On the Force Fluctuations Acting on a Circular Cylinder in Crossflow from Subcritical up to Transcritical Reynolds Numbers'. *Journal of Fluid Mechanics* 133 (August):265–85. <https://doi.org/10.1017/S0022112083001913>.
- Selig, M. 2025. 'UIUC Airfoil Data Site'. UIUC Airfoil Coordinates Database. 1 April 2025. https://m-selig.ae.illinois.edu/ads/coord_database.html.
- Shirzadeh, R., C. Devriendt, M.A. Bidakhvidi, and P. Guillaume. 2013. 'Experimental and Computational Damping Estimation of an Offshore Wind Turbine on a Monopile Foundation'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 120 (September):96–106. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2013.07.004>.
- Steckley, A. 1989. 'Motion-Induced Wind Forces On Chimneys And Tall Buildings'. Dissertation, London, Ontario: University of Western Ontario. <https://ir.lib.uwo.ca/digitizedtheses/1853>.

Tschanz, Tony. 1982. 'The Base Balance Measurement Technique and Applications to Dynamic Wind Loading of Structures'. London [Ont: Faculty of Graduate Studies, University of Western Ontario.

Valamanesh, V., and A. T. Myers. 2014. 'Aerodynamic Damping and Seismic Response of Horizontal Axis Wind Turbine Towers'. *Journal of Structural Engineering* 140 (11): 04014090. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)ST.1943-541X.0001018](https://doi.org/10.1061/(ASCE)ST.1943-541X.0001018).

Van Der Tempel, J., N.F.B. Diepeveen, D.J. Cerda Salzmänn, and W.E. De Vries. 2010. 'Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines'. In *WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering*, 1st ed., 1:559–91. WIT Press. <https://doi.org/10.2495/978-1-84564-205-1/17>.

Vickery, B.J., and R.I. Basu. 1983. 'Across-Wind Vibrations of Structures of Circular Cross-Section. Part I. Development of a Mathematical Model for Two-Dimensional Conditions'. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 12 (1): 49–73. [https://doi.org/10.1016/0167-6105\(83\)90080-6](https://doi.org/10.1016/0167-6105(83)90080-6).

Weijtjens, Wout, Nymfa Noppe, Tim Verbelen, Jan Helsen, Gert De Sitter, and C. Devriendt. 2014. 'Monitoring of Offshore Turbines for Design and O&M: An Overview of the Activities of OWI-Lab'. <https://www.owi-lab.be/sites/default/files/Monitoring%20of%20offshore%20turbines%20for%20design%20and%20O%26M.pdf>.

Wollrab, M. 2019. 'Aeroelastische Eigenschaften von Windenergieanlagen und deren Türmen'. Master Thesis, Aachen: RWTH Aachen University.

Bhattacharya, Subhamoy, Georgios Nikitas, Laszlo Arany, und Nikolaos Nikitas. 2017. Soil–Structure Interactions for Offshore Wind Turbines. *Engineering & Technology Reference* 1 (1). doi: 10.1049/etr.2016.0019.

Danciu, Laurentiu, Domenico Giardini, Graeme Weatherill, Roberto Basili, Shyam Nandan, Andrea Rovida, Céline Beauval, Pierre-Yves Bard, Marco Pagani, Celso G. Reyes, Karin Sesetyan, Susana Vilanova, Fabrice Cotton, und Stefan Wiemer. 2024. The 2020 European Seismic Hazard Model: overview and results. *Natural Hazards and Earth System Sciences* 24 (9): 3049–3073. doi: 10.5194/nhess-24-3049-2024.

DIN 45669-1:2020-06, Messung von Schwingungsimmissionen_- Teil_1: Schwingungsmesser_- Anforderungen und Prüfungen. Berlin: DIN Media GmbH. doi: 10.31030/3157730.

DNV. Bladed. <https://www.dnv.com/software/services/bladed-turbine-design/>.

Gazetas, George. 1983. Analysis of machine foundation vibrations: State of the art. *International Journal of Soil Dynamics and Earthquake Engineering* 2 (1): 2–42. doi: 10.1016/0261-7277(83)90025-6.

Lange, Gerhard, und Klaus Knödel. 2003. *Handbuch zur Erkundung des Untergrundes von Deponien und Altlasten*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Michel, Philipp, Christoph Butenweg, und Sven Klinkel. 2018. Pile-grid foundations of onshore wind turbines considering soil-structure-interaction under seismic loading. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering* 109:299–311. doi: 10.1016/j.soildyn.2018.03.009.

Pasca, Dag Pasquale, Diego Federico Margoni, Marco Martino Rosso, und Angelo Aloisio. 2024. PyOMA2: An Open-Source Python Software for Operational Modal Analysis. In *Proceedings of the 10th International Operational Modal Analysis Conference (IOMAC 2024)*, Hrsg. Carlo Rainieri, Carmelo Gentile und Manuel Aenlle López, 423–434. Cham: Springer Nature Switzerland.

Simpack Documentation: Dassault Systèmes.

V, Deutschen Gesellschaft für Geotechnik e. 2018. *Empfehlungen des Arbeitskreises Baugrunderdynamik*. Berlin: Wiley.

Witter, Stefan, Jakob Roth, Ralf Schelenz, und Georg Jacobs. 2024a. *Creating a Real-Time Capable Surrogate Model of a Wind Turbine Using Machine Learning*.

Witter, S., R. Schelenz, und G. Jacobs. 2024b. Investigation of Nonlinear Effects in the Tower Structure of Wind Turbines and Their Influence on System Behavior. *Journal of Physics: Conference Series* 2767 (5): 52024. doi: 10.1088/1742-6596/2767/5/052024.

Anhang 1 Zylindermodelle für zwangserregte Windkanalmessungen

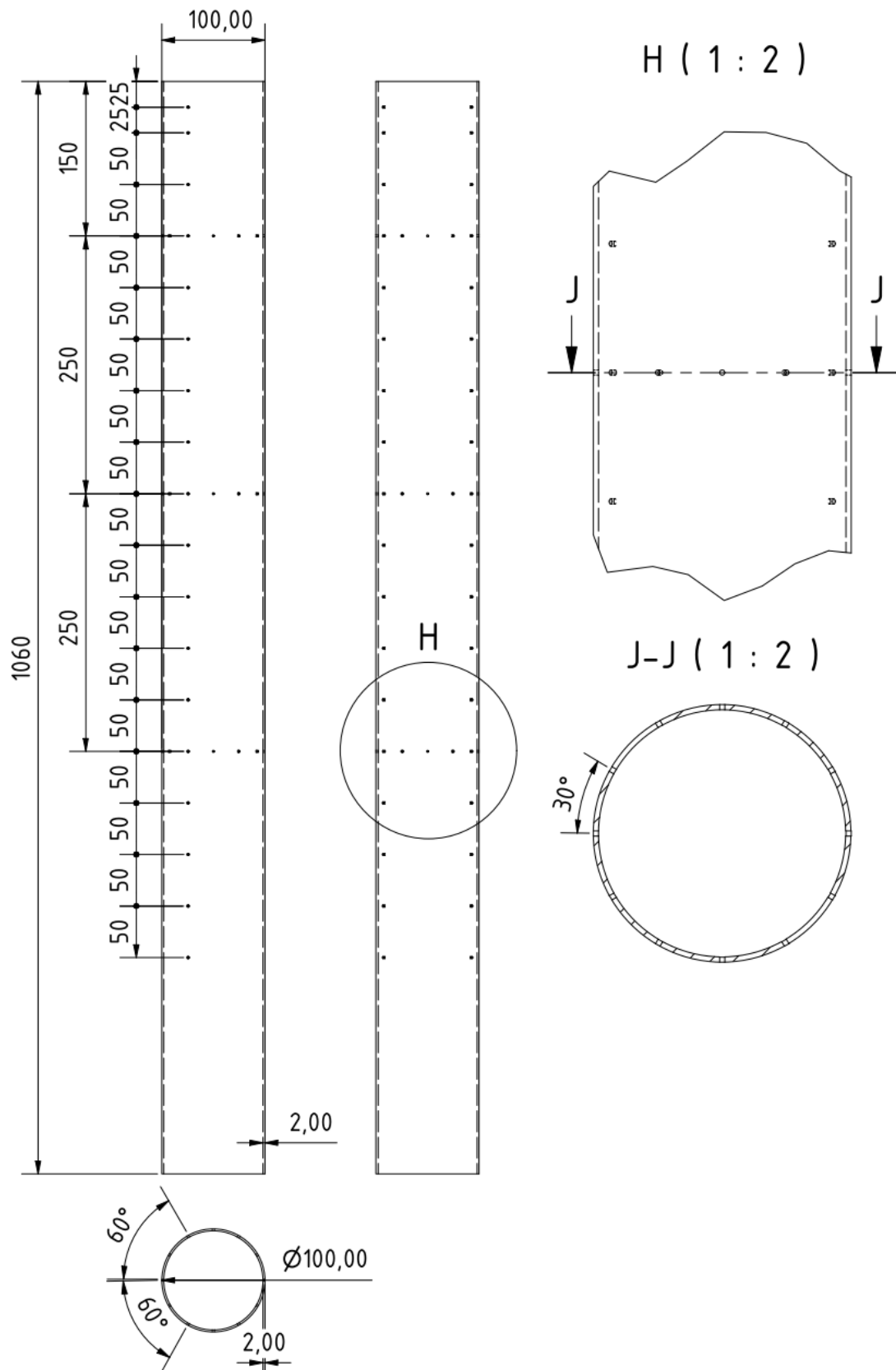


Abbildung 93: Zylindermodell D100 (100 mm Durchmesser) für zwangserregte Windkanalmessungen

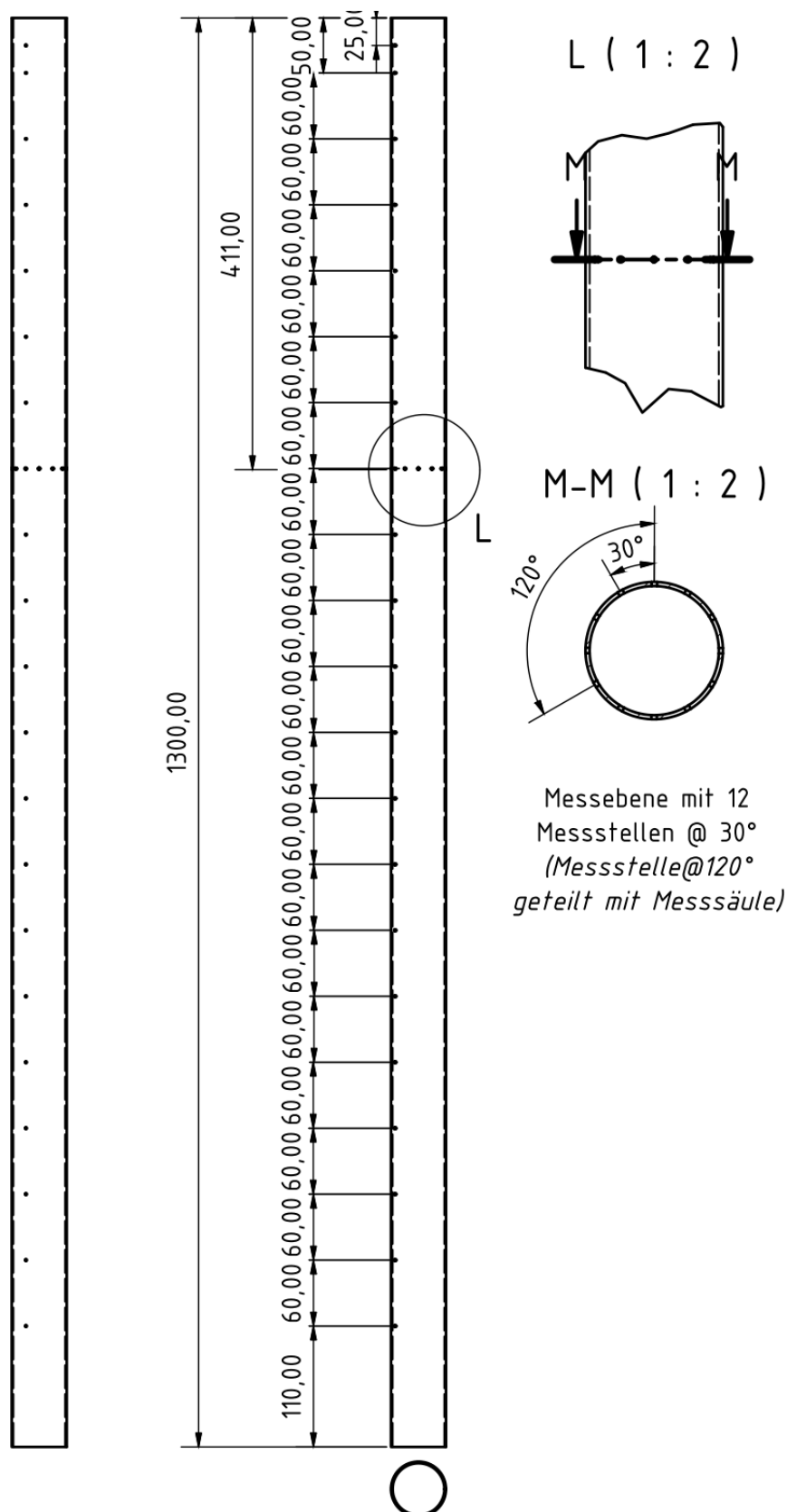


Abbildung 94: Zylindermodell D050 (50 mm Durchmesser) für zwangserregte Windkanalmessungen

Anhang 2 Untersuchten Profilpolaren

2032c	a18	a18sm	apex16	aquilasm	avistar	be50
be50sm	bw3	ch10	ch10sm	clarkk	clarkyb	clarkysm
cr001	cr001sm	dae11	dae21	dae31	dae51	davis3r
davis3rsm	davissm	df101	df102	dh4009	dh4009sm	du86
du8608418	e168	e169	e171	e174	e176	e178
e180	e182	e184	e186	e193	e195	e197
e201	e203	e205	e207	e209	e210	e211
e212	e214	e216	e220	e221	e222	e224
e226	e228	e231	e374	e374b	e387	e387a
e387c	e387d	e392	e423	e472	e49	e58
e59	e61	e62	e63	e64	e66	e67
e68	e71	esa	esa40	falcon	fx63b	fx63sm
fx74mod	fx74modsm	gemini	geminism	gm15	gm15sm	gm15u
goe417a	goe795	goe795sm	hq209	hq2090sm	j5012	k3311
k3311sm	ld79	lrn1007	lrn1007b	m06	m06b	m665
m685	ma409	ma409sm	mb25	mb253515sm	mb25sm	mh32
mh42	mh45	miley	n0009	n0009sm	n2414	n2415
n6409	n64a	pt40	pt40a	pt40b	r140	r140a
r140sm	rg14	rg15	rg15b	rg15c	s1210	s1223
s1223rtl	s2027	s2046	s2048	s2050	s2055	s2060
s2062	s2091	s3002	s3010	s3014	s3016	s3021
s3024	s3025	s4022	s4053	s4061	s4062	s4083
s4083a	s4083b	s4094	s4095	s4096	s4110	s4158
s4180	s4233	s4310	s4320	s5010	s5020	s6061
s6062	s6063	s7012	s7012b	s7055	s7075	s7075a
s7075b	s8021	s8023	s8025	s8035	s8036	s8037
s8038	s8052	s8055	s8064	s8065	s8066	s9000
s9037	sa7024	sa7025	sa7026	sa7035	sa7036	sa7036a
sa7036b	sa7038	sd2030	sd2083	sd5060	sd6060	sd6080
sd7003	sd7032	sd7032d	sd7032e	sd7034	sd7037	sd7037a
sd7037b	sd7037c	sd7037d	sd7037e	sd7043	sd7062	sd7062b
sd7080	sd7084	sd7090	sd8000	sd8020	sd8040	sg6040
sg6041	sg6042	sg6043	spicasm	trainer60	trnr60	ultimate
us1000	us1000root	usnps4	wasp	waspsm	wb13535sm	wb140

Anhang 3 Liste von Schornsteinen und Türmen

<i>Nr.</i>	<i>Name/Ort</i>	<i>h</i> [m]	<i>d</i> [m]	<i>h/d</i> [-]	<i>m</i> [kg/m]	δ [-]	f_e [-]	Sc [-]	y_{max}/d [-]
1	The Bouin Chimney ¹	35,5	2,00	17,8	323	0,014	0,78	1,82	0,350
2	Aachen	29,0	1,02	28,4	237	0,017	1,30	6,19	0,154
3	RWTH Aachen	28,0	0,91	30,6	89	0,015	1,72	2,56	0,150
4	Pirna	60,0	2,00	30,0	340	0,012	0,80	1,63	0,280
5	Pirna Dämpfer	60,0	2,00	30,0	344	0,125	0,77	17,20	0,020
6	Reckling-Hausen	38,0	1,02	38,0	230	0,030	0,68	10,70	0,070
7	Himmelev	45,0	1,26	35,7	341	0,048	0,64	16,50	0,013
8	Mitzushima	90,0	5,10	17,6	2092	0,030	0,75	4,04	0,062
9	Chiba	91,5	5,13	17,8	2009	0,028	0,68	3,42	0,057
10	Wakayama	83,0	4,10	20,2	1360	0,038	1,15	4,88	0,063
11	Rusch. 95-1	52,0	2,00	26,0	340	0,012	0,75	1,63	0,250
12	Rusch. 95-2	120,0	4,90	24,5	2418	0,018	0,49	2,90	0,122
13	Rusch. 95-3 ²	99,0	4,25	23,3	3057	0,012	0,43	3,25	0,090
14	Zypern	100,0	6,00	16,7	1639	0,042	0,61	3,06	0,130
15	Nykobing	50,0	2,20	22,7	923	0,014	0,92	4,27	0,020
16	Skjern	45,0	1,10	40,9	251	0,034	0,63	11,30	0,030
17	Brovst	54,0	2,20	24,5	815	0,059	0,61	15,90	0,010
18	Varberg	35,0	0,73	48,1	155	0,030	0,52	14,00	0,120
19	Knokke	50,0	1,60	31,3	480	0,020	0,60	6,00	0,250
20	Pittsburgh	76,2	2,62	29,1	535	0,015	0,55	1,87	0,290
21	Växjö (Dämpfer)	90,0	2,30	39,1	661	0,070	0,29	14,00	0,100
22	TNO 3	60,0	1,58	38,1	232	0,015	0,50	2,24	0,250
23	TNO 3 (mod) ³	60,0	1,00	60,0	148	0,013	0,60	3,08	0,400

24	Köln ⁴	35,0	0,81	43,1	201	0,015	0,61	7,30	0,480
25	Duisburg ⁵	140,0	6,00	23,3	1440	0,030	0,51	1,92	0,200
26	Aarhus ⁶	56,0	2,20	25,5	593	0,030	0,62	5,88	0,230
27	Odense ⁶	75,0	2,40	31,3	490	0,030	0,38	4,08	0,420
28	Hernig ⁶	56,0	1,80	31,1	386	0,025	0,49	4,77	0,280
29	Thyboron ⁷	64,0	2,80	22,86	1061	0,014	0,58	3,03	0,357
30	Dist. Column ⁸	80,0	3,96	20,20	5084	0,016	0,53	8,30	0,170

A. 1: Grundlage zur Auswertung aus 30 Schornsteinen

1: Aufgrund einer beschädigten Schraube ist die Frequenz gegen Ende der Versuchsreihe auf 0,71 gesunken (Ellingsen et al. 2022)

2: Bei diesem Bauwerk handelt es sich um einen Druckbehälter. Die angegebenen Daten gelten ohne Füllung (Clobes et al. 2012)

3: Es handelt sich um eine Variante von Schornstein 22 mit modifiziertem Durchmesser (Clobes et al. 2012)

4: In (Lupi et al. 2017) wird dieser Schornstein aus der Auswertung ausgeschlossen, da es die Vermutung gibt, dass die Schwingungen nicht durch Wirbelerregung zustande kommen. In (Ruscheweyh et al. 1998), aus der die Daten übernommen wurden, werden keine Angaben dazu gemacht

5: Die angegebenen Daten beziehen sich auf den Schornstein ohne Ausmauerung. Der ursprüngliche Entwurf dieses Schornsteines entsprach nicht den normativen Vorschriften und musste angepasst werden (Clobes et al. 2012)

6: Die Amplitude wurde beobachtet (Dyrbye und Hansen 1997; Lupi et al. 2017)

7: Die Schwingamplitude wurde beobachtet. In (Dyrbye und Hansen 1997) wird eine Amplitude von 0,01 m sowie die beobachtete extreme Amplitude von ungefähr 1 m im Winter 95/96 angegeben. Ausgewertet wird die extreme Amplitude, die auf den Durchmesser bezogen 0,36 beträgt

8: Dieses Bauwerk ist kein Schornstein, sondern eine Kolonne aus dem Chemie-Anlagenbau. In (Basu 1986) sind zwei Amplituden angegeben: 0,38 m und 0,69 m. Letztere wird für die Auswertung verwendet

Quellen: Nr. 1 (Ellingsen 2021); Nr. 2 (Ruscheweyh und Verviebe 1995); Nr. 3 (Ruscheweyh und Verviebe 1995); Nr. 4 (Ruscheweyh und Galemann 1996); Nr. 5 (Ruscheweyh und Galemann 1996); Nr. 6 (Ruscheweyh und Galemann 1996), Nr. 7 (Lupi et al. 2017); Nr 8-10 (Lupi et al. 2017; Pritchard 1984); Nr 11-14 (Clobes et al. 2012; Lupi et al. 2017); Nr 15-17 (Dyrbye und Hansen 1997; Clobes et al. 2012; Lupi et al. 2017); Nr. 18 (Clobes et al. 2012; Lupi et al. 2021); Nr. 19 (Clobes et al. 2012); Nr 20 (Clobes et al. 2012; Lupi et al. 2017); Nr 21. (Clobes et al. 2012; Tranvik und Alpsten 2002); Nr. 22-23 (Lupi et al. 2017; Pritchard 1984); Nr. 24 (Ruscheweyh et al. 1998; Clobes et al. 2012); Nr. 25 (Clobes et al. 2012); Nr. 26-29 (Clobes et al. 2012; Lupi et al. 2017; Dyrbye und Hansen 1997); Nr. 30 (Clobes et al. 2012; Basu 1986; Lupi et al. 2017)

Anhang 4 Zahlenmäßiger Nachweis

Graue Felder bitte nicht ausfüllen (gelten nur für interne Zwecke)

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

GZ:

**Verwendungsnachweis
für Zuwendungen auf Ausgabenbasis****FKZ: 03EE3048A**

Zuständig: ESE3, Jolene Veenendaal

Laufzeit: 01.06.2021 bis 30.11.2024

Finanzdaten vom:

16.05.2025

Bundesanteil:

100,00 %

ESF-Anteil:

0,00 %

Bewilligte Zuwendung:

818.141,94 EUR

Gezahlte Bundesmittel:

807.589,92 EUR

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
52056 AachenForschungszentrum Jülich GmbH (FZJ)
Projekträger Jülich (PTJ), Wind offshore

52425 Jülich

Alle Beträge in Euro (€)

1	2	3	4
Position Gesamtfinan- zierungsplan	Entstandene Ausgaben insgesamt bis einschl. 2024	Anerkannte Ausgaben insgesamt bis einschl. 2024	Gesamtfinanzierungsplan
0812	669.013,66		624.449,80
0817	0,00		0,00
0820	0,00		0,00
0822	27.849,29		57.120,27
0831	10.892,03		10.608,24
0834	6.123,70		9.253,00
0835	18.837,70		24.946,21
0843	0,00		6.000,00
0846	7.769,21		9.723,50
0850	71.617,07		76.040,92
Summe:	812.102,66		818.141,94

		Nachgewiesen	Anerkannt
14 Entstandene Ausgaben insgesamt (Summe von Spalte 2)		812.102,66	
15 Anteil Eigenmittel lt. Finanzierungsplan		0,00	
16 Mittel Dritter und Einnahmen lt. Finanzierungsplan ohne Zeile 17		0,00	
17 Weitere Mittel Dritter und Einnahmen ohne Zeile 16 (gem. NB)	17a) Gesamt 0,00	17b) Bundesanteil ¹⁾ 0,00	
18 Verbleibender Anteil des Bundes (14 ./ 15 ./ 16 ./ 17b)		812.102,66	
19 Zahlung auf Anteil des Bundes		807.589,92	
20 Kassenbestand am 30.11.2024 (19 ./ 18)		-4.512,74	

– Nachweispflichtige Gegenstände:
☐ wurden nicht angeschafft oder hergestellt.
☒ sind mit allen erforderlichen Angaben in der beigelegten Liste vollständig erfasst.

– Bescheinigung der eigenen Prüfungseinrichtung
- gem. NB - bitte auf der Rückseite.

– Nur bei öffentlich-rechtlichen Zuwendungsempfängern:
Die rechnerische Richtigkeit wird bestätigt.

– Die Bestimmungen des Zuwendungsbescheides sind beachtet worden. Die Ausgaben waren notwendig. Es ist wirtschaftlich und sparsam verfahren worden. Die vorstehenden Eintragungen sind richtig und vollständig und stimmen mit den Büchern und Belegen überein.

Datum: 16.05.2025

(Rechtsverb. Unterschrift/elektronische Signatur des Empfängers)

sabine.kesten@imse.rwth-aachen.de
Unterschrift durch Benutzerkennung Absenders

Wird das in profi-online erzeugte Dokument qualifiziert elektronisch gezeichnet, liegt das Original-Dokument im Projektförder-Informationssystem (profi)

¹⁾ Bei Anteil- oder Vollfinanzierung: Feld 17a multipliziert mit Förderquote.

Bei Fehlbedarfsfinanzierung: Summe Feld 17a.

Bei Festbetragsfinanzierung: Bundesanteil entfällt.

²⁾ Ergänzung in Klammern gilt nur für die rechnerische Feststellung eines geänderten Betrages in Zeile 20.