

**Structural Health Monitoring der Tragstruktur von  
Windenergieanlagen –  
Optimierter Messaufbau, Überwachung modaler Parameter und  
Lebensdauerprognose**

**Max Botz**

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)**

genehmigten Dissertation.

**Vorsitzender:**

Prof. Dr.-Ing. Boris Lohmann

**Prüfer der Dissertation:**

1. Prof. Dr.-Ing. Christian Große
2. Prof. Dr. Carlo L. Bottasso
3. Prof. Dr.-Ing. habil. Roland Wüchner

Die Dissertation wurde am 30.08.2021 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design am 04.05.2022 angenommen.

# Danksagung

Mein Dank gebührt allen, die mich auf dem Weg zur Promotion unterstützt haben, sei es durch Zusammenarbeit, fachlichen Austausch, moralische Unterstützung, Ablenkung oder durch das Aufzeigen neuer Sichtweisen. Tatsächlich haben die vielen kleinen und größeren Unterstützungen den Weg deutlich erleichtert und bereichert. Vielen Dank dafür!

Konkret danke ich Herrn Prof. Große für die Betreuung der Arbeit, sein stets offenes Ohr und den gewährten großen Vertrauensvorschuss, der es mir ermöglichte schnell Verantwortung in großen Projekten zu übernehmen und eigene Ideen umzusetzen. Herrn Prof. Bottasso danke ich für die tiefgehende Einführung in das Thema Windenergie während meines Studiums, die meine Begeisterung für das Thema nur gesteigert hat. Außerdem danke ich ihm für die Begutachtung meiner Arbeit. Herrn Prof. Wüchner danke ich für die gute Zusammenarbeit und Diskussionen im MISTRALWIND-Forschungsprojekt und für die Begutachtung meiner Arbeit. Danke auch an Herrn Prof. Lohmann für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ich danke allen Kolleg\*innen am Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung und am Centrum für Baustoffe und Materialprüfung für die gute Zusammenarbeit und die sehr angenehme, lockere Arbeitsatmosphäre: Manuel, Philipp, Fabian, Robin, Katja, Bernhard, Jochen, Juliana, Marina, Rudi, Sebastian, Johannes S. & R., Isabelle, Edoardo, Frau Hafenmayer, Frau Scholz und Herrn Hart. Besonders danke ich Manuel für die gewinnbringenden fachlichen Diskussionen im MISTRALWIND-Projekt und darüber hinaus.

Ich danke auch den weiteren Partnern und Kollegen im Projekt, besonders Altug, Kai, Christian, Herrn Prof. Gehlen und Herrn Prof. Bletzinger für die gute Zusammenarbeit und den Partnern bei Max Bögl für die wohlwollende Unterstützung: Herr Reitenspieß, Herr Würth und nicht zuletzt Herrn Michael Körner für die unersetzliche Hilfe bei der Erstinstallation des Messsystems im Turm und den Arbeiten am Seil. Dank auch an Marco von Polytec für die Bemühungen zur LDV-Messung am WEA-Turm.

Großer Dank geht auch an alle Studierenden die durch Ihre Abschlussarbeiten oder Praktika zum Gelingen meiner Arbeit beigetragen haben: Stefan, Georg, David, Tobias, Yifang, Thomas, Matheus, Simon, Gilles, Mara, Alex, Daniel, Jean-Baptiste, Rapaele, Yanis und Andreas. Besonderer Dank geht dabei an Stefan, der mich beim Erstentwurf des Messsystems und der Installation unterstützte und Georg, der sogar zwei Arbeiten zur Messdatenauswertung beigetragen hat.

Den Kolleg\*innen vom WindForS Forschungscluster und insbesondere Andy danke ich für viele inspirierende Spring Meetings und Diskussionen. Den Kolleg\*innen vom Centre for Doctoral Training for Wind & Marine Energy Systems & Structures der University of Strathclyde danke ich für die freundliche Aufnahme und insbesondere Drew für die Betreuung und Mehrad für die bereichernde fachliche Zusammenarbeit.

Last but not least danke ich meiner Familie, meinen Freunden und besonders meiner Partnerin Wiebke für Ihre unermüdliche Unterstützung und Eva und Wiebke für die wertvollen Verbesserungshinweise bei der Durchsicht der Arbeit.



# Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit umfasst drei Teilaspekte des Structural Health Monitoring der Tragstruktur von Windenergieanlagen (WEA): den Entwurf eines optimierten Messaufbaus, die automatische Überwachung modaler Parameter und die Lebensdauerprognose, basierend auf Ermüdungsschädigung. Für die Lebensdauerprognose wurde ein modellbasiertes Vorgehen im Rahmen des Forschungsprojekts MISTRALWIND zusammen mit Projektpartnern entwickelt, welches eine Vorstufe eines Digitalen Zwillings darstellt. Es baut auf den ersten zwei genannten SHM-Teilaspekten auf, da reale Lasten gemessen werden und ein Modell anhand modaler Parameter validiert wird. Als Studienobjekt diente eine 3 MW WEA mit Beton-Stahl-Hybridturm, für die ein optimaler Messaufbau zur Last- und Schwingungsüberwachung entworfen und in Form eines modularen Messsystem zur Schwingungs-, Dehnungs- und Temperaturmessung im Turm installiert wurde. Neben der Anwendung von Verfahren zur optimalen Positionierung von Schwingungssensoren auf Basis eines einfachen Starrkörpermodells erfolgte auch eine Erprobung von neuen Sensortechnologien. Zur Überwachung der modalen Parameter wurde ein Verfahren zur automatisierten Operational Modal Analysis (AOMA) für die Nutzung an WEA angepasst und Veränderungen der modalen Parameter über 3,5 Jahren wurden analysiert. Die Ergebnisse der AOMA wurden für verschiedene Sensorkombinationen verglichen und zur Validierung eines Finite-Elemente-Modells eingesetzt. Globale Lasten wurden aus Dehnungsmessungen berechnet und im Modell aufgebracht, um lokale Spannungen an beliebigen Positionen abzuleiten. Dies ermöglichte den zweiten Modellvalidierungsschritt: den Vergleich von Spannungen aus Modell und Messungen an Sensorpositionen. Das validierte Modell erlaubt die Berechnung von Spannungen an hoch belasteten Positionen und damit von lokaler Ermüdungsschädigung. Die Schädigung wurde für die zwei Werkstoffe Beton und Stahl an verschiedenen Positionen und für verschiedene Zeithorizonte betrachtet. Der Verlauf der Ermüdungsschädigung über einem Zeitraum von bis zu 3,5 Jahren gibt Aufschluss über Ereignisse mit hohen Schädigungsbeiträgen (Sturmereignisse) und Einblicke in die Auswirkung von kritischen Betriebsbedingungen und Eingriffe der Anlagenregelung. Der große Einfluss von Messunsicherheiten auf die Lebensdauerschätzung, besonders von Beton, wurde exemplarisch anhand realer Messdaten dargelegt.

# Abstract

The present work covers three aspects of structural health monitoring of the support structure of wind turbines (WT): the design of an optimized measurement setup, the automatic monitoring of modal parameters and the lifetime prediction based on fatigue damage. For lifetime prediction, a model-based approach was developed together with project partners within the MISTRALWIND research project, which represents a preliminary stage of a digital twin. It relies on the first two mentioned SHM aspects by measuring real loads and by validating a model using modal parameters. A 3 MW wind turbine with a concrete-steel hybrid tower served as the study object, for which an optimized measurement setup for load and vibration monitoring was designed and installed as a modular measurement system for vibration, strain and temperature monitoring in the tower. Besides applying methods for optimal sensor placement for vibration sensors based on a simple rigid body model, sensor technologies that are new to the application were tested. To monitor modal parameters, an automated operational modal analysis (AOMA) procedure was adapted for use on WT and changes in modal parameters over 3.5 years were analyzed. AOMA results were compared for different sensor combinations and employed to validate a finite-element-model. Global loads were calculated from strain measurements and applied in the model to derive local stresses at arbitrary locations. This enabled the second step of model validation: comparing stresses from the model and measurements at sensor positions. The validated model is consequently capable of calculating stresses at highly stressed positions and thus local fatigue damage. The damage was considered for the two materials concrete and steel at different positions and for different time periods. By looking at the fatigue damage evolution over up to 3.5 years, events with high damage contributions (storm events) were identified and insights into the impact of critical operating conditions and control actions were provided. The high influence of measurement uncertainties on service life estimation, especially of concrete, was illustrated on the basis of real measurement data.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation . . . . .	1
1.2	MISTRALWIND-Projekt und Digitaler Zwilling Konzept . . . . .	2
1.3	Schwerpunkte der Arbeit und Forschungsbeiträge . . . . .	3
1.4	Aufbau der Arbeit . . . . .	7
<b>2</b>	<b>Grundlagen und Stand der Forschung</b>	<b>8</b>
2.1	Windenergieanlagen . . . . .	8
2.1.1	Aufbau und Definitionen . . . . .	8
2.1.2	Strukturdynamik und Lasten . . . . .	9
2.1.3	Tragstruktur . . . . .	12
2.2	Structural Health Monitoring . . . . .	15
2.2.1	Grundlagen . . . . .	15
2.2.2	Digitaler Zwilling . . . . .	18
2.3	Structural Health Monitoring der Tragstruktur von WEA . . . . .	19
2.3.1	Überblick und Vorgehensweisen . . . . .	20
2.3.2	Entwurf von Messsystemen anhand von Richtlinien und Normen . . . . .	25
2.3.3	Messsystemaufbau in Fallstudien . . . . .	29
2.4	Operational Modal Analysis . . . . .	35
2.4.1	Grundlagen . . . . .	35
2.4.2	Stochastic Subspace Identification (SSI) . . . . .	37
2.4.3	Vollständige Automatisierung durch Clustering . . . . .	42
2.4.4	Stand der Forschung für Anwendung an Tragstrukturen von WEA . . . . .	46
2.5	Lebensdauerverlängerung und Ermüdungsschädigung . . . . .	49
2.5.1	Lebensdauerverlängerung: Rahmenbedingungen und Richtlinien . . . . .	49
2.5.2	Ermüdungsschädigung: Grundlagen und Nachweis . . . . .	53
2.5.3	Fallstudien zur Lebensdauerverlängerung von WEA-Tragstrukturen . . . . .	54
<b>3</b>	<b>Versuchsobjekt und Rahmenbedingungen</b>	<b>61</b>
3.1	Windenergieanlage Deining . . . . .	61
3.1.1	Ausführung der Tragstruktur als Hybridturm . . . . .	62
3.1.2	Für Tragstruktur verwendete Werkstoffe und deren Eigenschaften . . . . .	62
3.2	Messsystem für Betriebsführung (SCADA) . . . . .	63
3.3	Umgebungsbedingungen und Betriebsverhalten . . . . .	64
3.4	Modelle der Tragstruktur . . . . .	70
3.4.1	Starrkörpermodell . . . . .	71
3.4.2	Finite-Elemente-Modell . . . . .	72
<b>4</b>	<b>Optimaler Messaufbau zur Dauerüberwachung</b>	<b>75</b>
4.1	Konzept . . . . .	75
4.2	Messaufbau WEA Deining . . . . .	79
4.2.1	Übersicht und Anforderungen . . . . .	79
4.2.2	Datenerfassungssystem . . . . .	81
4.2.3	Sensorik . . . . .	83
4.3	Datenverarbeitung . . . . .	87

4.4	Überwachung der Datenverfügbarkeit . . . . .	88
4.5	Fehlerbetrachtung . . . . .	89
4.6	Erprobung alternativer Sensortechnologien und Kurzzeitmessungen . . . . .	90
4.6.1	Schwingungsmessung an Spanngliedern . . . . .	91
4.6.2	Seismometer . . . . .	91
4.6.3	Drahtlose Sensorik . . . . .	92
4.6.4	Remote-Sensing: LDV und Videogrammetrie . . . . .	93
4.6.5	Globales Navigationssatellitensystem . . . . .	96
4.7	Optimierung des Messaufbaus . . . . .	98
4.7.1	Optimale Sensorpositionen . . . . .	98
4.7.2	Bestimmung der Orientierung vorhandener Sensoren . . . . .	101
<b>5</b>	<b>Modalanalyse und Modellabgleich</b>	<b>105</b>
5.1	Schwingungsmessung . . . . .	105
5.1.1	Sensortypen, Eigenschaften und Störgrößen . . . . .	105
5.1.2	Plausibilitätsprüfung . . . . .	107
5.1.3	Schwingungsamplituden und Langzeitverhalten . . . . .	109
5.1.4	Ergebnisse Kurzzeitmessungen mit alternativen Sensortechnologien . . . . .	111
5.2	Schwingungs- und Frequenzanalyse . . . . .	115
5.2.1	Fourier-Analyse . . . . .	115
5.2.2	Schwingungsverhalten des Turms . . . . .	116
5.2.3	Zusatzinformationen aus Messungen an Spanngliedern und Rotorblättern . . . . .	119
5.2.4	Analyse von Ausschwingvorgängen zur Dämpfungsbestimmung . . . . .	122
5.3	Automatisierte Operational Modal Analysis (AOMA) . . . . .	125
5.3.1	Umsetzung und Parameterwahl für automatisierte SSI . . . . .	125
5.3.2	Anwendung zur Dauerüberwachung in Kombination mit SCADA-Daten . . . . .	131
5.3.3	Ergebnisse und Diskussion . . . . .	133
5.4	Modellvalidierung und Ausblick Modellupdate . . . . .	152
<b>6</b>	<b>Schätzung von Lasten und Lebensdauer auf Basis von Dehnungsmessungen</b>	<b>155</b>
6.1	Systemantwort Dehnung . . . . .	155
6.1.1	Dehnung als Resultat von Kräften, Geometrie und Werkstoff . . . . .	155
6.1.2	Messverfahren und Störgrößen . . . . .	156
6.1.3	Plausibilitätsprüfung . . . . .	164
6.1.4	Offset-Kompensation und Langzeitverhalten . . . . .	169
6.2	Spannungsberechnung aus Dehnungsmessungen . . . . .	173
6.3	Rückschluss auf externe Lasten: Rotorschubkraft . . . . .	176
6.4	Modellvalidierung . . . . .	180
6.5	Lebensdaueranalyse . . . . .	182
6.5.1	Konzept und Vorgehen . . . . .	182
6.5.2	Spannungen aus FE-Simulation . . . . .	183
6.5.3	Schädigungsrechnung . . . . .	184
6.5.4	Ergebnisse und Diskussion . . . . .	188
6.5.5	Ausblick . . . . .	197
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>199</b>
7.1	Zusammenfassung . . . . .	199
7.2	Ausblick . . . . .	202
	<b>Literatur</b>	<b>203</b>
	<b>Vorveröffentlichungen und betreute Abschlussarbeiten</b>	<b>228</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>231</b>

---

<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>233</b>
<b>Anhang</b>	<b>236</b>
<b>A Eigenschaften Messsystem</b>	<b>237</b>
<b>B Datenvorverarbeitung</b>	<b>242</b>
<b>C Modalanalyse</b>	<b>248</b>
<b>D Dehnungsmessung und Schädigungsrechnung</b>	<b>262</b>

# Kapitel 1

## Einleitung

### 1.1 Motivation

Der Klimawandel bedroht die menschlichen Lebensbedingungen auf der Erde. Die Folgen einer ungebremsten globalen Erwärmung sind vielfältig und schwer prognostizierbar. Ursache für die Erwärmung ist die seit der Industrialisierung gestiegene Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre. Treibhausgase absorbieren nur einen geringen Anteil des Sonnenlichts, aber einen deutlich größeren Anteil der von der Erde emittierten Infrarotstrahlung, die eine höhere Wellenlänge aufweist. Die gestiegene Konzentration der Treibhausgase verstärkt den Effekt und führt zu der beobachteten Temperaturerhöhung. Der größte Anteil der globalen Erwärmung entsteht durch CO<sub>2</sub>. Eine entscheidende Ursache für globale CO<sub>2</sub>-Emissionen ist die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Pachauri et al. 2014).

Im Rahmen des 2015 verabschiedeten Paris Agreement haben sich nahezu alle Staaten der Erde darauf geeinigt, die globale Erwärmung auf unter 2°C zu begrenzen (UNO 2015). Um dieses Ziel zu erreichen, existieren verschiedene Szenarien. Bei linearer Reduktion der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen ab 2020 müssen diese 2040 den Nettowert Null erreichen (Quaschnig 2016).

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, allen voran die Windenergie, leistet bereits seit Jahren einen großen Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Emissionsreduktion der vergangenen Jahre ist aber nicht ausreichend. Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss beschleunigt werden. Inzwischen sind die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) der erneuerbaren Energien, insbesondere der Onshore-Windenergie, vergleichbar oder günstiger als fossile Quellen (Kost et al. 2018). Auch die ersten Offshore Windparks ohne öffentliche Förderung sollen 2022 in Betrieb genommen werden (Windkraft Journal 2018). Trotzdem muss die erreichte Kostenreduktion fortgesetzt werden, um den Ausbau zu beschleunigen.

Die Reduktion der Stromgestehungskosten ist das Ziel eines Großteils der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten in der Windenergie. Ein Ansatz besteht in der Lebensdauerverlängerung von Windenergieanlagen (WEA), die in der Regel für 20 bis 25 Jahre ausgelegt sind. Aufgrund von konservativen Annahmen besteht hier großes Potential. Neben den auf die Gesamtlaufzeit der Anlage bezogenen reduzierten LCOE ergibt sich durch eine Lebensdauerverlängerung auch eine nachhaltigere Ressourcennutzung. Denn auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bewirkt indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen, hauptsächlich durch die Herstellung. Typischerweise muss hier mit 11 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh gerechnet werden. Das ist ein um drei Größenordnungen geringerer Wert als der konventioneller Kraftwerke, die 500-800 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh erzeugen (Schlömer et al. 2014). Eine WEA kompensiert den für die Herstellung und Aufbau notwendigen Energiebedarf im Mittel nach sechs Monaten Betrieb (Haapala & Prempreeda 2014).

Neben einer Lebensdauerverlängerung können durch ein Structural Health Monitoring (SHM) Wartung und Betrieb von WEA optimiert werden, zum Beispiel, indem Verfahren zur Schadenserkennung und Vorhersage genutzt werden oder durch Regelungsanpassungen anhand von Messdaten. Ein Ansatz, um diese Ziele zu erreichen, ist das Konzept des Digitalen Zwillings. Dabei wird ein digitales Modell erzeugt, welches anhand von Messdaten den tatsächlichen Umgebungs- und Betriebsbedingungen ausgesetzt wird. Aus dem Modell, welches idealerweise alle Anlagenkomponenten enthält, können Rückschlüsse auf die reale Anlage gezogen werden.

Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist die Tragstruktur von WEA, im speziellen Türme

in hybrider Bauweise, mit einem unteren Spannbetonteil und einem oberen Stahlteil. Diese Turmarten werden für Onshore-Standorte mit geringen Windgeschwindigkeiten eingesetzt, da große Turmhöhen kostengünstig erzielt werden können. Mit der Nabenhöhe steigt die Windgeschwindigkeit und ein höherer Energieertrag kann realisiert werden. Zwar zeigen andere Komponenten von WEA höhere Ausfallraten, jedoch ist die Tragstruktur für einen Weiterbetrieb essentiell. Ein Tausch des Turms ist selten wirtschaftlich sinnvoll (Hau 2016; Schaumann et al. 2007).

Die beschriebene Motivation war Ausgangslage für ein vom Bund gefördertes Forschungsprojekt, in dessen Rahmen ein großer Teil dieser Arbeit entstanden ist. Das Projekt wird im Folgenden kurz beschrieben und eine inhaltliche Einordnung und Abgrenzung zwischen Gesamtprojekt und Dissertation vorgenommen.

## 1.2 MISTRALWIND-Projekt und Digitaler Zwilling Konzept

Das Forschungsprojekt „Monitoring and Inspection of Structures at Large Wind Turbines“ (MISTRALWIND) wurde von einem Konsortium aus Industrie (IABG, Siemens, Otto Lutz, assoziierter Partner Max Bögl Wind AG) und Wissenschaft von 2015 bis 2018 bearbeitet. Es wurden verschiedene Ziele verfolgt, stets unter Nutzung von Daten aus der Dauerüberwachung (Monitoring) und aus Inspektionen. Diese sollten zusammen mit Daten aus Standortgutachten, Bauprozess, Inspektionen und weiteren Daten in einer Lebensdauerakte gesammelt werden. Ein entsprechendes Konzept wurde im Rahmen der Dissertation von Geiss (2019) entworfen und führt die Projektziele zusammen. Erste Projektergebnisse und Zielstellungen wurden in Geiss et al. (2017) zusammengefasst. Weitere Projektergebnisse können den Schlussberichten entnommen werden (Botz et al. 2018; Gehlen et al. 2019; Kinscherf & Romahn 2019; Obradovic et al. 2019).

Eines der übergeordneten Ziele, welches hier näher behandelt wird, ist die Lebensdauerprognose der Tragstruktur. Dazu wurde zusammen mit Projektpartnern, vor allem mit den Kollegen der Lehrstühle Statik und Werkstoffe und Werkstoffprüfung im Bauwesen der TUM, ein Vorgehen entwickelt, welches im Rahmen dieser Dissertation weitergeführt wurde. Für die Weiterführung wurden Parallelen zum Konzept des Digitalen Zwillings gezogen sowie Schnittstellen und Erweiterungen aufgezeigt, die eine Transformation des Vorgehens hin zu einem Digitalen-Zwilling-Konzept ermöglichen. Einzelne Schnittstellen wurden im Rahmen dieser Arbeit bereits vorbereitet für eine solche Erweiterung. Das Vorgehen ist schematisch in Abb. 1.1 dargestellt. Notwendige Erweiterungen, hin zu einem Digitalen-Zwilling-Konzept, sind in Blau ausgeführt.

Das Vorgehen wurde anhand einer modernen 3 MW WEA entwickelt und erprobt und stützt sich auf reale Messdaten. Die zugrundeliegende Idee ist, eine Lebensdauererweiterung zu ermöglichen durch die messtechnische Erfassung der tatsächlich aufgetretenen Strukturbelastungen. Erster Schritt des Vorgehens und gleichzeitig erster Schwerpunkt dieser Arbeit ist folglich der Entwurf und die Installation eines optimierten Monitoringsystems im Turm der Anlage. Aus den Messdaten werden Struktureigenschaften in Form von modalen Parametern abgeleitet. Weiterhin werden lokale Dehnungen bestimmt und daraus auf extern angreifende Lasten rückgeschlossen. Im Rahmen der Dissertation von Raith (2022) wurden außerdem elastische Parameter, wie der E-Modul, am Bauwerk durch Schallgeschwindigkeitsmessungen bestimmt.

Die ermittelten Bauwerkseigenschaften werden genutzt, um ein detailliertes FE-Modell des Turms aufzubauen und anzupassen. Das FE-Modell wurde dabei durch Kollegen des Lehrstuhls für Statik erstellt und wird von Emiroğlu (2019) näher beschrieben. Neben modalen und elastischen Parametern wurden auch lokale Spannungen zur Modellvalidierung genutzt. Dafür wurden externe Lasten aus Messungen im FE-Modell aufgebracht und Spannungen an Sensorpositionen berechnet. Die Arbeiten erfolgten in enger Zusammenarbeit. Die Bestimmung der modalen Parameter wurde hier stark automatisiert, sodass ein automatisches „Model Update“ anhand modaler Parameter in einem nächsten Schritt einfach umgesetzt werden kann. Nach Kritzinger et al. (2018) ist ein automatisches „Model Update“ Voraussetzung für einen Digitalen Schatten als Vorstufe des Digitalen Zwillings.

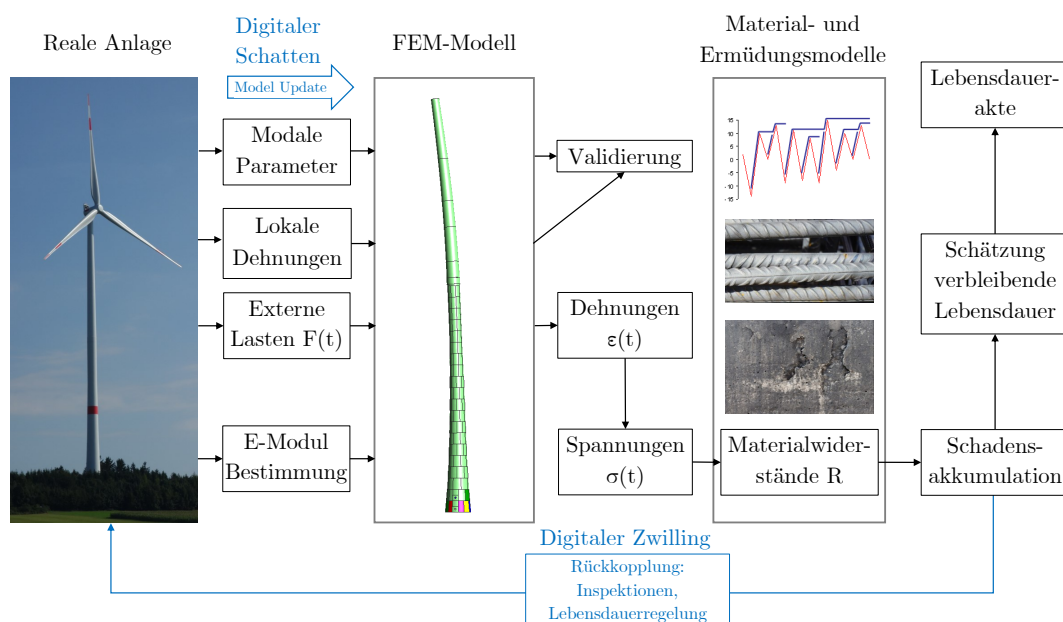


Abbildung 1.1: Schema der Vorgehensweise zur Modellvalidierung und Lebensdaueranalyse mit Erweiterungsmöglichkeiten (Blau) zum Digitalen-Zwilling-Konzept nach Botz et al. (2020).

Im nächsten Schritt werden für gemessene externe Lasten Spannungen an hoch belasteten Positionen durch das FE-Modell berechnet. Mithilfe von „Rainflow-Counting“ werden Anzahl und Betrag von Spannungswechseln gezählt und über Wöhler-Kurven die Ermüdungsschädigung berechnet und linear akkumuliert. Über die Betrachtung der Dauer des Spannungs-Zeit-Intervalls und der Schädigung kann auf eine Lebensdauer (unter Annahme gleichartiger Belastung) rückgeschlossen werden. Die Berechnung von Ermüdungsschädigung und Lebensdauer wurde im Projekt durch den Lehrstuhl für Werkstoffe und Werkstoffprüfung im Bauwesen, Osterminski und Gehlen (2018), übernommen und in dieser Arbeit weiterentwickelt.

Für eine vollständige Umsetzung des Digitalen Zwilling Konzepts wird nach Kritzinger et al. (2018) neben der automatischen Zustandsübermittlung vom realen Objekt zum Modell eine automatisierte Rückkopplung vom Modell zur Anlage benötigt. Die Projektpartner bei Siemens entwickelten entsprechende Verfahren zur Berücksichtigung von Ermüdungsschädigung in der Anlagenregelung (Löw et al. 2020). Denkbar wäre auch die Auslösung zusätzlicher Messungen, automatischer Inspektionen oder Reparaturen anhand modellgestützter Ergebnisse.

Teil eines SHM- und Lebensdaueranalyse-Konzepts sollte im Idealfall neben den modellgestützten Verfahren auch eine messdatenbasierte Schadensdetektion sein. Hierbei werden aus Messdaten Schadensindikatoren abgeleitet. Im Falle einer Schädigung beeinflusst dies die Messdaten und Schädigungsindikatoren überschreiten definierte Grenzwerte. Entsprechende Verfahren werden im Rahmen der Dissertation nicht behandelt. Aus dem beschriebenen Vorgehen zur Lebensdaueranalyse leiten sich die drei Schwerpunkte der Arbeit ab.

### 1.3 Schwerpunkte der Arbeit und Forschungsbeiträge

Zur Umsetzung des Konzepts zur Lebensdaueranalyse werden in dieser Arbeit drei Schwerpunkte behandelt, die in Abb. 1.2 aufgeführt sind. Sie stellen Teilaspekte des Structural Health Monitoring, sowie eines Digitalen Zwilling Konzepts dar. Aus den Schwerpunkten der Arbeit wurden Forschungsfragen abgeleitet, bzw. sind Forschungsbeiträge entstanden, die teils über die spezifische Zielstellung hinausgehen.

Jeder Schwerpunkt wird im Folgenden kurz zusammengefasst und anschließend anhand von Forschungsfragen, bzw. -beiträgen, näher erläutert. Der Ausblick zur Anwendung des Konzepts



des Digitalen Zwillings ist als separater Forschungsbeitrag außerhalb der drei Schwerpunkte aufgeführt. Die Forschungsfragen und -beiträge liefern einen inhaltlichen Überblick.

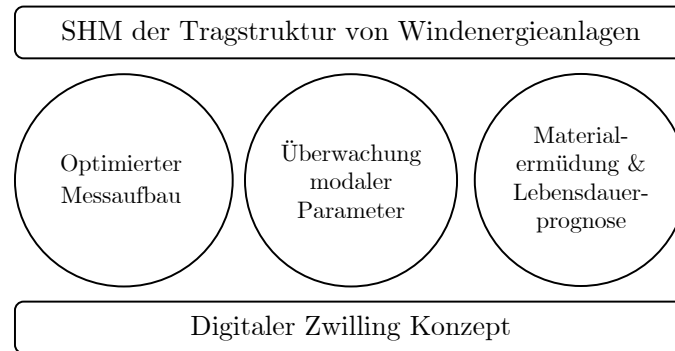


Abbildung 1.2: Schwerpunkte der Dissertation.

### Schwerpunkt 1: Optimierter Messaufbau

Voraussetzung zur Umsetzung des Konzepts zur Lebensdaueranalyse ist die Erhebung von Messdaten. Daraus leitet sich der erste Schwerpunkt der Arbeit ab, ein für die Zielstellung optimal ausgelegtes Messsystem zu entwerfen. Dies umfasst die Auswahl geeigneter Sensortechnologien und die Positionierung von Sensoren. Messunsicherheiten und ihr Einfluss auf das Gesamtergebnis werden analysiert und mögliche Veränderungen der Sensoreigenschaften im Beobachtungszeitraum untersucht.

#### 1.1 Sensortypen und Sensorpositionen

In Normen und Richtlinien werden Anforderungen für Monitoring-Systeme für WEA genannt. Für die konkrete Umsetzung fehlen aber Informationen, die auch in der Literatur nicht gesammelt zu finden sind. Daher wurden hier Hinweise für einen optimalen Messaufbau anhand einzelner Fallstudien erarbeitet. Durch die Umsetzung an der WEA und die Datenanalyse wurden die Hinweise präzisiert. Ein Fokus der Untersuchungen lag dabei auf der Anwendung für einen Onshore-Hybridturm und der Zielstellung der Modal- und Lebensdaueranalyse. „Optimal Sensor Placement“-Verfahren für Schwingungssensoren wurden anhand eines einfachen Starrkörpermodells angewendet, wodurch eine schnelle Ermittlung von optimalen Sensorpositionen vor einer Instrumentierung ermöglicht wird.

#### 1.2 Untersuchung des Potentials neuer bzw. alternativer Sensortechnologien

Im Rahmen der Literaturrecherche wurden für die Anwendung typische Sensortypen wie Beschleunigungssensoren oder Dehnungsmessstreifen identifiziert. Gleichzeitig existiert eine Reihe von Sensorarten, die nur vereinzelt angewendet werden, da sie gewisse Nachteile mit sich bringen. In vielen Fällen wurden Sensortechnologien weiterentwickelt, sodass Defizite teils aufgehoben sind und eine erneute Prüfung der Eignung zur Überwachung von WEA angebracht ist. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Nutzung von differentiellm GPS, (scannende) Laser-Doppler-Vibrometrie (LDV) sowie Videogrammetrie ohne zusätzliche Markierungen untersucht. Die Eignung drahtloser Sensorik wurde durch Wondra et al. (2019) untersucht.

#### 1.3 Bestimmung Sensororientierung

Für die Auswertung von Schwingungsmessdaten müssen, neben der Messgröße selbst, der Ort und die Orientierung der Messung bekannt sein. Für Messungen an Türmen von WEA hat sich die genaue Bestimmung der Orientierung von nachträglich installierter Sensorik als schwierig erwiesen. Teilweise sind keine klaren Umfangsmarkierungen oder sonstige Referenzpunkte vorhanden. Es wurde daher ein Verfahren entwickelt und angewendet zur nachträglichen Bestimmung der Orientierung von Schwingungssensoren anhand berührungsloser Referenzmessungen.

#### *1.4 Untersuchung von Störeinflüssen und Größtfehlerabschätzung*

Die zur Dauerüberwachung eingesetzte Sensorik wurde einer ausführlichen Analyse hinsichtlich möglicher Störgrößen unterzogen und eine Größtfehlerabschätzung vorgenommen. Vor allem für Dehnungsmessungen ist dies relevant, da hier neben dem dynamischen auch der (quasi-)statische Anteil der Messgröße genutzt wird. Für alle Sensoren verbleibt ein unterschiedlich großer Temperatureinfluss, trotz Ergreifung von Maßnahmen zu dessen Minimierung beim Aufbau der Messkette. Für Dehnungsmessungen wurde der Temperatureinfluss teilweise auf Temperaturspannungen zurückgeführt und eine Kompensation vorgenommen.

#### *1.5 Langzeitverhalten von Sensoren, Sensor-Health-Monitoring*

Nicht nur das im Rahmen eines SHM überwachte Objekt kann Strukturveränderungen oder Schädigungen unterliegen. Auch die Eigenschaften der Messtechnik und Sensorik können sich ändern. Der Ausfall einzelner Sensoren tritt in vielen SHM Fallstudien auf. Über mögliche Ursachen oder eine Früherkennung eines Sensorausfalls wird selten berichtet. Entsprechende Vorgänge müssen von Strukturveränderungen klar getrennt werden. Im Rahmen der Arbeit wurden für die Schwingungs- und Dehnungsmessungen Verfahren zur Überprüfung und Sicherstellung einer gleichbleibenden Sensorempfindlichkeit über große Zeiträume angewendet.

### **Schwerpunkt 2: Überwachung modaler Parameter**

Sowohl für das Vorgehen zur Lebensdaueranalyse, als auch für das Konzept eines Digitalen Zwillings ist die Sicherstellung der Modellgültigkeit essentiell und sollte regelmäßig, am besten automatisch, überprüft werden. Eine geeignete Größe dafür sind die modalen Parameter. Es wurde daher eine Methode zur automatisierten Berechnung modaler Parameter, basierend auf Messdaten der Strukturreaktion, angepasst und angewendet. Das Verfahren funktioniert auch für variierende modale Parameter und kann bei, im regulären Betrieb auftretendem, Anlagenstillstand angewendet werden. Da keine Nutzerinteraktion erforderlich ist, bietet es optimale Voraussetzungen für die Erweiterung zu einem automatischen Modellupdate.

#### *2.1 Anwendung einer vollständig automatisierten Modalanalyse an einem WEA Hybridturm*

Die Modalanalyse erfordert i. d. R. eine Nutzerinteraktion. Durch eine Automatisierung der Auswertung kann diese reduziert werden. Die meisten Verfahren benötigen dennoch die manuelle Auswahl von an Messdaten und -objekt angepassten Parametern. Ein als „fully automated operational modal analysis“ (fAOMA) bezeichnetes Verfahren leitet Automatisierungsparameter aus den Messdaten ab. Eingangparameter des OMA-Verfahrens selbst müssen jedoch weiterhin angepasst an die Datengrundlage und das Anwendungsobjekt gewählt werden. Eine Umsetzung wurde von Neu et al. (2017) vorgeschlagen und an Luftfahrtstrukturen getestet. Das Verfahren wurde hier mit einzelnen Anpassungen für die WEA Tragstruktur angewendet. Eine Anwendung an WEA im Rahmen einer Dauerüberwachung ist bisher nicht bekannt. Fallstudien zur automatisierten Operational Modal Analysis (AOMA) an Stahltürmen von WEA nutzen Verfahren, die mehr Nutzerinteraktion erfordern.

#### *2.2 Anwendung der AOMA für große Betrachtungszeiträume an WEA-Hybridturm*

Das AOMA-Verfahren wurde hier für über 500 Datensätze aus 3,5 Jahren angewendet. Passende Betriebszustände und Datensätze wurden dabei automatisch anhand flexibel festlegbarer Kriterien aus den Betriebsdaten ermittelt. Die Überwachung der modalen Parameter eines Hybridturms einer WEA wurde in der Literatur bisher nicht beschrieben.

#### *2.3 Abhängigkeit modaler Parameter von Umgebungsbedingungen und zeitliche Veränderung*

Die ermittelten modalen Parameter wurden hinsichtlich Abhängigkeiten zu Umgebungsbedingungen untersucht. Der Zusammenhang zur Bauwerkstemperatur wurde quantifiziert und kompensiert, um zeitliche Veränderungen zu ermitteln.

### *2.4 Untersuchung des Einflusses der verwendeten Sensorik auf das Ergebnis der Modalanalyse*

In Anlehnung an die Zielstellung des ersten Schwerpunkts wurde untersucht, wie sich die Ergebnisqualität der Modalanalyse für verschiedene Sensorkombinationen unterscheidet. Hierbei wurden auch die Unsicherheiten der Ergebnisse quantitativ verglichen. Daraus können Schlussfolgerungen für die Anforderungen an den Messaufbau gezogen werden.

### *2.5 Anwendungsoption Eiserkennung an Rotorblättern*

Eine erste weiterführende Anwendung des SHM, bzw. der Modalanalyse zur Detektion von Strukturveränderungen, wurde untersucht. Schwingungssensoren im Turm erfassen auch Rotorschwingungen, bzw. gekoppelte Schwingungen von Turm und Rotor. Entsprechende Schwingungsmoden wurden identifiziert. Die Frequenzverschiebungen dieser Schwingungsmoden könnten durch Eisansatz am Rotor erklärt werden. Nach weiterer Prüfung des Zusammenhangs besteht das Potential zur Nutzung des Verfahrens als ein einfaches und kostengünstiges System zur Eiserkennung. Im Gegensatz zu vergleichbaren Untersuchungen wurde die Frequenzverschiebung in deutlich mehr Schwingungsmoden beobachtet (Weijtjens et al. 2018).

## **Schwerpunkt 3: Materialermüdung und Lebensdauerprognose**

Die datengestützte Lebensdauerprognose stellt eine mögliche Anwendung eines Digitalen Zwilings dar. Die Lebensdauerprognose basiert auf der Berechnung der Ermüdungsschädigung und wird durch die Arbeiten der ersten beiden Schwerpunkte ermöglicht. Aufbauend auf den Erkenntnissen und Untersuchungen der Projektpartner (Osterminski & Gehlen 2018) wurden hier zusätzliche Berechnungen der Ermüdungsschädigung für präziser bestimmte Hot-Spots (Regionen mit hohen lokalen Spannungen) im Betonteil bei Variation von Berechnungsparametern durchgeführt. Ermüdungsschädigung im Stahlteil wurde für das Versuchsobjekt erstmals berechnet. Der Schädigungsverlauf im Stahlteil wurde über 3,5 Jahre untersucht und Betriebszustände mit hohen Schädigungsbeiträgen identifiziert.

### *3.1 Umfassende Literaturstudie*

Der Weiterbetrieb von WEA durch Lebensdauererlängerung ist ein Forschungsfeld, dessen Relevanz aktuell, mit zunehmendem Alter der in Betrieb befindlichen Anlagen steigt. Die verfügbaren Richtlinien geben nur Anhaltspunkte für ein Vorgehen, daher existieren verschiedene Lösungsansätze, die hier in einer ausführlichen Literaturstudie zusammengetragen wurden.

### *3.2 Lastberechnung aus Dehnungsmessungen und Modellvalidierung anhand lokaler Spannungen*

Für das Vorgehen zur Lebensdauerabschätzung entsprechend Abb. 1.1 werden die am Turmkopf angreifenden externen Lasten benötigt, um sie im FE-Modell anzusetzen und lokale Spannungen zu berechnen. Die Lasten wurden hier anhand von Dehnungsmessungen im Stahlteil des Turms rekonstruiert. Dabei wurden Temperaturspannungseffekte kompensiert und neben der Rotorschubkraft auch das Moment aus dem exzentrischen Gondelschwerpunkt berücksichtigt. Die Lasten wurden im FE-Modell aufgebracht und ermöglichen die Berechnung von lokalen Spannungen im Stahl- und Betonteil, welche durch Dehnungsmessungen validiert wurden.

### *3.3 Lebensdaueranalyse Hybridgeturm*

In der Literaturstudie zur Lebensdauererlängerung von WEA wurden keine Fallstudien gefunden, die einen Hybridgeturm als Untersuchungsgegenstand nutzen. Die Konstruktionsweise bringt einige Besonderheiten mit sich. Der Nachweis gegen Ermüdung muss für jeden Werkstoff erbracht werden. Der Betonteil selbst besteht bereits aus verschiedenen Werkstoffen mit Bewehrungs- und Spannstahl sowie Betonen unterschiedlicher Festigkeitsklassen. Im Vergleich zu Stahltürmen ergibt sich durch die Konstruktion eine komplexere Lebensdaueranalyse. Hier wurde für den Betonteil vereinfacht nur die Ermüdung des Werkstoffs Beton betrachtet. Die Bestimmung von Ermüdungsschädigung für Beton- und Stahlteil, basierend auf realen Messdaten, stellt ein Alleinstellungsmerkmal der Arbeit dar. Die Ergebnisse der Ermüdungsberechnung wur-

den außerdem mit den Messunsicherheiten der zugrunde liegenden Dehnungen/Spannungen ins Verhältnis gesetzt. Hier ergeben sich aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs der Wöhler-Kurven zwischen Spannungen und Schädigung hohe Unsicherheiten der Ergebnisse.

*3.4 Vergleich Ermüdungsnachweis nach verschiedenen Richtlinien und Berechnungsparametern*  
Für die Berechnung der Ermüdungsschädigung müssen getrennte Normen/Richtlinien für die Werkstoffe Beton und Stahl herangezogen werden. Das Ermüdungsverhalten von Beton ist weniger gut beschreib- und modellierbar als das von Stahl. Neben den aktuell gültigen Normen (Eurocode 2) gibt es für Betonbauwerke Richtlinien, welche näher am aktuellen Stand der Technik orientiert und oftmals Vorlage für zukünftige Normen sind (Model Code). Weiterhin existieren auch Berechnungsvorschriften speziell für WEA (IEC61400, DiBt, DIN18088). Für den Nachweis gegen Ermüdung unterscheiden sie sich teilweise. Anhand eines Beispieldatensatzes wurden die Berechnungsvorschriften verglichen und weitere Berechnungsparameter variiert.

*3.5 Schädigungsverlauf der Ermüdung im Stahlteil über 3,5 Jahre*

Im Rahmen des Monitoring wurde eine große Datenbasis gleichbleibend hoher Qualität gewonnen. Sie erlaubt eine Analyse des Verlaufs der Ermüdungsschädigung an verschiedenen Höhenpositionen im Stahlteil während 3,5 Jahren. Dadurch zeigte sich, dass Einzelereignisse die Ermüdungsschädigung stark beeinflussen. Durch die Verknüpfung mit Betriebsdaten konnten diese identifiziert werden. Die Ergebnisse können helfen, Strategien zur Vermeidung zu entwickeln.

### **Konzept Digitaler Zwilling**

Ein Digitaler Zwilling ermöglicht verschiedene Anwendungen: Neben der Lebensdauerprognose sind vorausschauende Wartung (predictive maintenance) und eine Optimierung der Betriebsführung potentielle Nutzungsszenarien. Während die ersten zwei Schwerpunkte der Arbeit Voraussetzungen für das Konzept darstellen, ist der dritte Schwerpunkt eine mögliche Anwendung.

Bisher wurde nach Definition von Kritzinger et al. (2018) lediglich ein Digitales Modell realisiert. Es wurden aber alle Voraussetzungen für eine weitere Integration hin zu einem Digitalen Zwilling geschaffen, Schnittstellen definiert und notwendige nächste Schritte erläutert. Der Fokus liegt dabei auf der Modellvalidierung, die von Seiten der Datenerfassung und -verarbeitung bereits so weit wie möglich durch die AOMA automatisiert wurde. Die Gültigkeit des FE-Modells wurde anhand der Strukturmechanik, dem Übertragungsverhalten zwischen Kräften und mechanischen Spannungen, sowie durch die Überprüfung der Korrelation von Spannungskonzentrationen und geplanten Rissen sichergestellt.

## **1.4 Aufbau der Arbeit**

Die Schwerpunkte und Forschungsfragen geben bereits den Aufbau der Arbeit wieder. Zuvor werden relevante Grundlagen, Definitionen und Fachbegriffe zusammengefasst und der Stand der Forschung in den Schwerpunktbereichen erläutert. Als nächstes wird das Versuchsobjekt, eine 3 MW WEA vorgestellt, mit Umgebungsbedingungen und verwendeten Modellen. Es folgen die Kapitel entsprechend der Schwerpunkte: Optimierter Messaufbau, Modalanalyse und Lebensdauerprognose. Dabei werden alle die Schwingungsmessung betreffenden Untersuchungen im Kapitel zur Modalanalyse und alle die Dehnungsmessung betreffenden Untersuchungen im Kapitel zur Lebensdauerprognose behandelt. Zusammenfassung und Ausblick beenden die Arbeit.

# Kapitel 2

## Grundlagen und Stand der Forschung

Die im Titel der Dissertation genannten Begriffe spiegeln sich in der Gliederung des Grundlagenteils wieder. Zunächst wird relevantes Hintergrundwissen zu WEA zusammengefasst und Grundprinzipien des SHM werden erläutert. Eine Einordnung des Konzepts des Digitalen Zwilings in das SHM wird vorgenommen.

Die weiteren Abschnitte orientieren sich an den drei Schwerpunkten der Arbeit und geben einen Überblick des Forschungsstands. In der Literatur beschriebene Umsetzungen von Monitoring Systemen zur Dauerüberwachung von WEA werden analysiert und ein Konzept für den Messaufbau abgeleitet. Grundlagen und Verfahren der OMA werden zusammengefasst und die verwendete Methode im Detail erläutert. Anwendungen der OMA an WEA werden vorgestellt. Für die Lebensdauererläuterung werden aktuelle Richtlinien, typisches Vorgehen und Rahmenbedingungen beschrieben, um den Stand der Forschung anhand von Fallstudien zu erläutern.

### 2.1 Windenergieanlagen

Die Technologie der Windenergienutzung basiert auf Wissen und Konzepten unterschiedlicher Fachdisziplinen. Neben den Ingenieurdisziplinen Bauwesen, Maschinenbau und Elektrotechnik werden auch Naturwissenschaften wie Physik, Meteorologie und Biologie zur Umsetzung benötigt (Schaumann et al. 2007).

Entsprechend sind die Grundlagen umfassend und in mehreren Lehrbüchern anschaulich dargestellt, auf die hier verwiesen wird: Burton et al. (2011), Gasch und Twele (2010), Hau (2016), Manwell et al. (2010). In diesem Grundlagenkapitel sollen aber einige für das Verständnis der folgenden Ausführungen wichtige Begriffe und Definitionen erklärt werden und eine Vorstellung für die Strukturmechanik und anfallenden Lasten geschaffen werden. Da der hier betrachtete Hybridturm eine eher unkonventionelle Konstruktionsweise darstellt, widmet sich der letzte Abschnitt der Tragstruktur.

#### 2.1.1 Aufbau und Definitionen

Es existieren verschiedene Konzepte zur Nutzung der Windenergie. Auf dem Massenmarkt durchgesetzt haben sich WEA mit horizontaler Rotorachse und dreiblättrigem Rotor, der in den Wind gerichtet ist (Luvläufer, upwind). Der Rotor wird dem Wind über eine Drehung der Gondel (Gierbewegung, yaw) nachgeführt. In der Gondel befindet sich der Antriebsstrang mit Generator zur Stromerzeugung.

Weitere Rotationsfreiheitsgrade existieren für die Rotorblätter, die um ihre Längsachse drehbar sind und aus dem Wind gedreht werden können, um die Leistungsaufnahme zu begrenzen. Bei Betrieb unterhalb der Nennleistung beträgt der Blatteinstellwinkel (Pitchwinkel)  $0^\circ$  und die Rotorblätter sind für eine optimale Leistungsaufnahme ausgerichtet. Bei Anlagenstillstand befinden sich die Rotorblätter in Fahnenstellung, sodass sie dem Wind nur einen geringen Widerstand bieten. Der Pitchwinkel liegt im Bereich von  $90^\circ$ . Moderne Anlagen verfügen über einzeln ansteuerbare Rotorblattverstellungssysteme, die zur Lastreduktion eingesetzt werden (Individual Pitch Control, IPC).

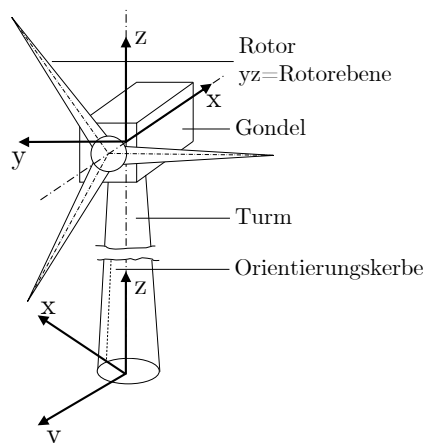


Abbildung 2.1: Turm- und Gondelkoordinatensystem.

Für die verschiedenen Komponenten mit Rotationsfreiheitsgraden werden jeweils eigene Koordinatensysteme genutzt. Es existiert keine verbindliche Norm zur Lage und Bezeichnung von Koordinatensystemen (Hau 2016). Daher werden die im Anhang der IEC 61400-13 (2015) definierten Koordinatensysteme übernommen. Abb. 2.1 zeigt zwei verwendete Koordinatensysteme für Gondel und Turm. Die  $z$ -Achsen beider Koordinatensysteme zeigt in vertikale Richtung entlang der Turmachse. Nach IEC 61400-13 (2015) kann die  $x$ -Achse des Turmkoordinatensystems beliebig festgelegt werden, in Abhängigkeit lokaler Randbedingungen. Entsprechend wurde sie für die vorliegende Versuchsanlage in Richtung einer, im Betonteil über der gesamten Höhe vorhandenen, Orientierungskerbe ausgerichtet. Die  $y$ -Achse komplettiert das rechtshändige Koordinatensystem. Das Gondelkoordinatensystem ändert seine Orientierung im Verhältnis zum Turm bei Gondeldrehung. Die  $x$ -Achse verläuft entlang der Horizontalprojektion der Rotorachse. Die Rotorachse verläuft i. d. R. nicht horizontal, sondern in Richtung Rotor nach oben geneigt (Neigungswinkel, tilt angle), um den Abstand der Rotorblätter zum Turm zu erhöhen. Die  $y$ -Achse komplettiert auch hier das Koordinatensystem. Die Koordinatensysteme können über den bekannten Gierwinkel ineinander übergeführt werden. Der Gierwinkel wird zusammen mit weiteren für die Betriebsführung und Anlagenregelung benötigten Messgrößen im SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition, siehe Abschn. 3.2) bereitgestellt. Weitere Koordinatensysteme für Rotorblätter und Nabe können der genannten Quelle entnommen werden. Sie werden für diese Arbeit nicht benötigt.

Bezeichnungen von Belastungsrichtungen werden international meist der IEC 61400-1 (2017) entnommen (Hau 2016). Im Deutschen sind andere Begriffe üblich, einige werden im Rahmen der Arbeit verwendet: Biegerichtung von Rotorblättern: „Schwenkrichtung“ (edgewise) bedeutet in Richtung der kurzen Seite, „Schlagrichtung“ (flapwise) in Richtung der breiten Seite. Schwingungsrichtungen des Turms werden im Verhältnis zur Rotorstellung benannt. Turmschwingungen in Windrichtung, entlang der Rotorachse werden als „fore-aft-Schwingungen“ (FA, vor-zurück) bezeichnet, die Schwingungsrichtung senkrecht dazu, in Rotorebene, wird „side-side-Schwingung“ (SS, seitlich) genannt.

### 2.1.2 Strukturdynamik und Lasten

#### Lasten

WEA sind in erster Linie aerodynamischen Lasten ausgesetzt, welche die Rotordrehung bewirken und damit den Zweck der Anlage erfüllen. Durch die Kräfteverhältnisse an den Rotorblättern entsteht immer auch eine Rotorschubkraft, die in Richtung der Rotorachse wirkt. Auch Turm und Gondel sind einer solchen Schubkraft (von geringerem Betrag) ausgesetzt. Die Schubkräfte bewirken eine Biegebelastung des Turms, welche den Spannungszustand im Turm dominiert (Burton et al. 2011). Aus der genannten Belastungsart ergibt sich auch der größte Anteil der dynamischen Anregung (Hau 2016). Weitere auf den Turm wirkende Kräfte sind Torsionsmomente

und Querkräfte aus aerodynamischen Lasten, sowie ein aus dem exzentrischen Massenschwerpunkt der Gondel resultierendes Moment und ein Abstützmoment des Generators.

Gleichzeitig entstehen dynamische Anregungen durch die Rotordrehung. Fertigungstoleranzen bewirken eine Massenunwucht des Rotors, die zu einer harmonischen Anregung mit der Rotorfrequenz führt, genannt 1p-Anregung. Die auf die einzelnen Rotorblätter wirkenden Schubkräfte unterscheiden sich. Gründe dafür sind die mit der Höhe ansteigende Windgeschwindigkeit und eine verringerte Windgeschwindigkeit bei senkrechter nach unten zeigender Rotorblattposition durch Turmvorstau. Dadurch erfolgt eine zusätzliche Anregung mit der dreifachen Frequenz der Rotordrehung (3p) und deren harmonischen Vielfachen (6p, 9p, ...). Bei Rotordrehung wirken außerdem zentrifugal- und gyroskopische Kräfte. Neben den genannten aerodynamischen Kräften, Gravitationskräften und aus dynamischen Interaktionen resultierenden Kräften entstehen weitere Lasten durch die Anlagenregelung, zum Beispiel durch Beschleunigungen bei Gondeldrehung oder durch Einstellen des Pitchwinkels der Rotorblätter (Manwell et al. 2010).

Für die Auslegung definiert die IEC 61400-1 (2017) verschiedene Auslegungslastfälle (Design Load Cases, DLC). Dabei werden verschiedene Betriebszustände, Umgebungsbedingungen und auch Fehlerzustände berücksichtigt. Extremlasten werden anhand von Verteilungen extrapoliert. Eine wichtige Größe stellt hier die 50-Jahres-Böe dar. Für pitch-geregelte Anlagen an windschwachen Standorten sind jedoch die Ermüdungslasten i. d. R. dimensionierend (Burton et al. 2011). Da dies für die betrachtete Anlage der Fall ist, kann eine wichtige Voraussetzung für das geplante Vorgehen der Lebensdauererweiterung auf Basis von Extrapolation der Ermüdungsschädigung als erfüllt angesehen werden.

Für die Ermüdungsschädigung relevante dynamische Lasten auf den Turm ergeben sich hauptsächlich aus den Rotorblattmomenten und damit aus der Rotorschubkraft (Manwell et al. 2010). Diese variiert nur wenig mit dem Rotordrehwinkel, da sich entsprechende Schwankungen über die drei Rotorblätter nahezu ausgleichen. Vielmehr besteht ein Zusammenhang zwischen der Standardabweichung der Rotorschubkraft und der Turbulenzintensität (TI) des Winds (Burton et al. 2011). Die TI ist nach IEC 61400-1 (2017) definiert als Quotient aus Standardabweichung und Mittelwert der Windgeschwindigkeit, typischerweise über einem Zeitraum von 10 min:

$$TI = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} \quad (2.1)$$

Die am Turmkopf angreifenden Biegemomente in FA-Richtung aus Rotorschubdifferenzen und die Biegemomente in SS-Richtung aus Drehmomentschwankungen sind ungefähr gleich groß. Richtung Turmfuß werden sie zunehmend von dem Moment in FA-Richtung überlagert, welches aus der Rotorschubkraft resultiert. Außer am Turmkopf ist das FA-Moment deutlich größer als das SS-Moment. Allerdings wirkt bei Betrieb und Orientierung der Rotorblätter in Rotorebene (Pitchwinkel  $\beta \approx 0^\circ$ ) eine deutlich geringere aerodynamische Dämpfung in SS-Richtung, sodass für bestimmte Anregungssituationen die Größenordnung des SS-Moments das in FA-Richtung erreichen kann (Burton et al. 2011).

### Strukturdynamik

Das dynamische Verhalten der WEA, bzw. der Tragstruktur, wird von der Anregung und der Massen- und Steifigkeitsverteilung bestimmt. Stark vereinfacht kann eine WEA als einseitig eingespannter Balken mit Kopfmass durch ein Masse-Feder-System modelliert werden. Die erste Eigenfrequenz lässt sich auf diese Weise relativ gut abschätzen (Grünberg & Göhlmann 2010; Hau 2016; Lachmann 2014). Da sich der Turmquerschnitt und das Flächenträgheitsmoment  $I$  sowie evtl. der E-Modul  $E$  über der Turmhöhe  $h$  ändert, muss eine äquivalente Biegesteifigkeit  $EI$  für den gesamten Turm abgeschätzt werden. Die Eigenkreisfrequenz  $\omega$  eines Einmassenschwingers mit Masse  $m$  und Federkonstante  $k$  ergibt sich zu:

$$\omega = \sqrt{\frac{k}{m}} \quad (2.2)$$

Daraus kann nach Grünberg und Göhlmann (2010) die erste Biegeeigenfrequenz für einen fest

eingespannten Turm approximiert werden durch:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{3EI}{mh^3}} \quad (2.3)$$

Neben der Steifigkeit muss auch eine geeignete Modellmasse gewählt werden. Hort (1922) schlägt für die Modellierung eines Turms mit Kopfmasse als Einmassenschwinger die Wahl der Modellmasse  $m = \frac{m_1}{3} + m_2$  aus Turmkopfmasse  $m_2$  und einem Anteil der Turmmasse  $m_1$  vor. Oliveira (2016) verwendet einen alternativen Ansatz zur Berücksichtigung von Turm- und Kopfmasse mit unterschiedlichen Koeffizienten aus zwei Literaturquellen.

Die Eigenschwingformen des WEA-Turms, sowie der Rotorblätter, ähneln denen eines eingespannten Balkens (Manwell et al. 2010). Für eine erste Grobabschätzung der höheren Eigenfrequenzen sowie Eigenschwingformen kann die dynamische Balkengleichung (Euler-Lagrange-Gleichung) für Balken mit konstantem Querschnitt herangezogen werden (Thomson 1993). Die daraus abgeleiteten Schwingformen sind in Abb. 2.2 dargestellt.

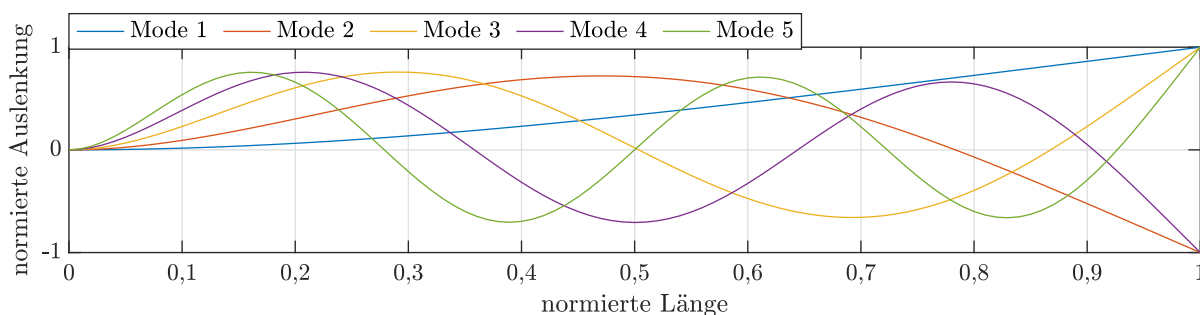


Abbildung 2.2: Eigenschwingformen eines einseitig eingespannten Euler-Bernoulli-Balkens nach Manwell et al. (2010), Thomson (1993).

Für eine Bestimmung der Eigenfrequenzen und -schwingformen unter Berücksichtigung der über der Turmhöhe veränderlichen mechanischen Eigenschaften müssen Modelle mit mehr Freiheitsgraden und verteilter Masse und Steifigkeit verwendet werden. Hierfür können Modelle mit unterschiedlicher Komplexität und resultierender Genauigkeit verwendet werden. Grünberg und Göhlmann (2010), Manwell et al. (2010) schlagen verschiedene einfache Mehrmassenmodelle vor. Ein ähnliches Modell wird in Abschn. 3.4.1 näher beschrieben und angewendet. Höchste Genauigkeiten werden mit FE-Modellen erzielt, welche hier ebenfalls verwendet wurden und in Abschn. 3.4.2 beschrieben sind.

Die Betrachtung des Schwingungsverhaltens der Einzelkomponenten, wie Turm, Gondel und Rotor, stellt eine Vereinfachung dar. Die Bewegungsfreiheitsgrade der Komponenten sind schwingungstechnisch gekoppelt, sodass sich komplexe Koppelschwingungsformen ergeben, deren Eigenfrequenzen von denen der Einzelkomponenten abweichen. Typisch ist dies beispielsweise für Biegeschwingungsmoden von Rotorblättern und Turm, wenn Eigenfrequenzen der Einzelkomponenten im gleichen Frequenzbereich liegen (Hau 2016).

Tatsächlich kann der WEA-Turm nicht unabhängig vom Gesamtsystem betrachtet werden. Die Biegemoden des Turms treten paarweise auf mit nah beieinanderliegenden Eigenfrequenzen, aber um  $90^\circ$  verdrehter Schwingungsrichtung in Rotorebene (SS) und in Richtung der Rotorachse (FA) (Devriendt et al. 2014; Oliveira 2016). Die unterschiedliche Massen-/Steifigkeitsverteilung des Rotors, bzw. der Gondel, in den beiden Richtungen, wirkt sich also auf die Schwingungsmoden des Turms aus.

Die Schwingungseigenschaften der Rotorblätter variieren mit der Rotordrehzahl, z. B. durch eine scheinbare Erhöhung der Steifigkeit durch Fliehkräfte. Weitere Effekte sind Gondel-Whirlschwingungen aus gyroskopischen Kräften oder instabile Turm-Gondel-Querschwingungen (Hau 2016; Oliveira 2016).

Für die Dynamik besonders relevant ist die Lage der ersten Biegeeigenfrequenz im Verhältnis zu den harmonischen Anregungen durch Rotordrehung (1p, 3p). Zur Vermeidung von Resonanz-



effekten sollte hier ein möglichst großer Abstand herrschen. Der Abstand kann auf verschiedene Arten realisiert werden. Typisch für moderne und hohe Türme ist die „soft-stiff“ Auslegung, bei der die erste Biegeeigenfrequenz zwischen 1p und 3p Anregung liegt (Burton et al. 2011; Grünberg & Göhlmann 2010; Hau 2016; Manwell et al. 2010).

Für die meisten WEA-Komponenten genügt eine Betrachtung des Frequenzbereichs bis 10 Hz. Im Antriebsstrang und in elektrischen Komponenten können höherfrequente Phänomene auftreten (Gasch & Twele 2010).

Das dynamische Verhalten wird, neben den Eigenfrequenzen, von der Dämpfung beschrieben. Sie setzt sich aus Strukturanteil und aerodynamischem Anteil zusammen. Die Strukturdämpfung ist abhängig vom Werkstoff und bewegt sich für Stahltürme im Bereich  $\Lambda = 1,5\%$ ,  $D = 0,24\%$ . Für Betontürme sind Werte von  $\Lambda = 4\%$ ,  $D = 0,63\%$  typisch (DIBt 2015). Die aerodynamische Dämpfung wirkt hauptsächlich im Bereich der Rotorblätter und ist von der Rotorblattstellung abhängig. Nach DIBt (2015) darf für Einwirkungen aus Erdbeben ein Wert von  $\Lambda = 5\%$  bzw.  $D = 0,8\%$  angenommen werden. Nach Schaumann et al. (2004) kann sie bei Anlagenbetrieb Werte bis zu  $\Lambda = 28\%$  annehmen.

### 2.1.3 Tragstruktur

Als Tragstruktur einer WEA wird in erster Linie der Turm bezeichnet. Per Definition kann die Tragstruktur weitere Komponenten mit Tragfunktion umfassen, wie Fundament, Gondel oder Maschinenträger. In dieser Arbeit wird hauptsächlich der Turm untersucht.

Für den Turmbau muss ein relevanter Anteil der Investitionskosten eingeplant werden, der mit der Turmhöhe steigt. Da mit der Turmhöhe gleichzeitig (bis zu einer gewissen Grenze) die mittlere Windgeschwindigkeit und damit der spezifische Energieertrag steigt, ergibt sich theoretisch eine optimale Bauhöhe. Für die Turmstruktur werden verschiedene Bauarten verwendet. Die größte Verbreitung haben Rohrtürme, die in den meisten Fällen aus Stahl hergestellt werden. Als Alternative wird Stahlbeton verwendet. Die Rohrtürme sind i. d. R. konisch geformt, mit sich zum Turmkopf verjüngendem Durchmesser. Die geometrische Form entspricht einem Kegelstumpf (Hau 2016; Schaumann et al. 2007).

Eine weitere Bauform sind Gittertürme, welche eher in den Anfängen der Windenergienutzung verwendet wurden und optisch Strommasten gleichen. Die Konstruktionsweise unterscheidet sich jedoch, da wesentlich höhere Lasten aufgenommen werden müssen. Nachteile der Bauart sind längere Montagezeiten und erhöhter Wartungsaufwand. Sie werden daher häufiger in Regionen mit niedrigem Lohnniveau eingesetzt. Auch das optische Erscheinungsbild wird als Kritikpunkt genannt. Abgespannte Türme oder Dreibeinkonstruktionen werden heute nicht mehr für große Onshore-Anlagen verwendet (Hau 2016; Schaumann et al. 2007). Tripods werden neben Monopiles und Fachwerken (Jackets) für Offshore Gründungen eingesetzt (Kühn & Argyriadis 2007).

Neben den genannten drei Turmtypen Stahlrohr-, Betonrohr- und Gitterturm existieren weitere Bauformen, die bisher wenig Verbreitung gefunden haben. Für Turmhöhen größer als ca. 120 m, für windschwache Standorte, haben sich Mischformen der drei Bauformen, genannt Hybridtürme, etabliert. Während die Kombination aus einem unteren Stahlgitterteil und aufgesetztem Stahlrohr in Deutschland und Europa selten verwendet wird, sind Hybridtürme aus unterem Betonteil und oberem Stahlrohrteil relativ weit verbreitet und unterliegen einer aktiven Weiterentwicklung. Neben dem Anlagenhersteller Enercon, der einen Hybridturm zum Beispiel für die weit verbreitete E-82 und E-126 Anlagen einsetzt, kooperiert der Hybridturmhersteller Max Bögl Wind AG mit verschiedenen Anlagenherstellern wie Siemens Gamesa oder Vestas (Hau 2016; Schaumann et al. 2007). Auch General Electric setzen Hybridtürme ein (Wymore et al. 2015).

Neben der Tragfunktion ermöglicht der Turm den Zugang zur Gondel, sowie die Führung der Stromübertragungskabel von der Gondel in den Turmfuß, wo Transformator, Umrichter und Schaltschränke untergebracht sind. Die Kabel zur Stromübertragung hängen im oberen Turmabschnitt frei, um die Gondeldrehung zu ermöglichen. Moderne Anlagen verfügen neben einer Steigleiter über einen Kletteraufzug. Mehrere Plattformen sind oft im Bereich der Flansche

angebracht und ermöglichen einen Zugang für Wartungsarbeiten.

Da der Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ein Beton-Stahl-Hybridturm ist, wird im Folgenden näher auf die Eigenschaften dieses Turmtyps und beider beteiligter Konstruktionsweisen eingegangen. Die drei Turmtypen sind in Abb. 2.3 schematisch dargestellt.

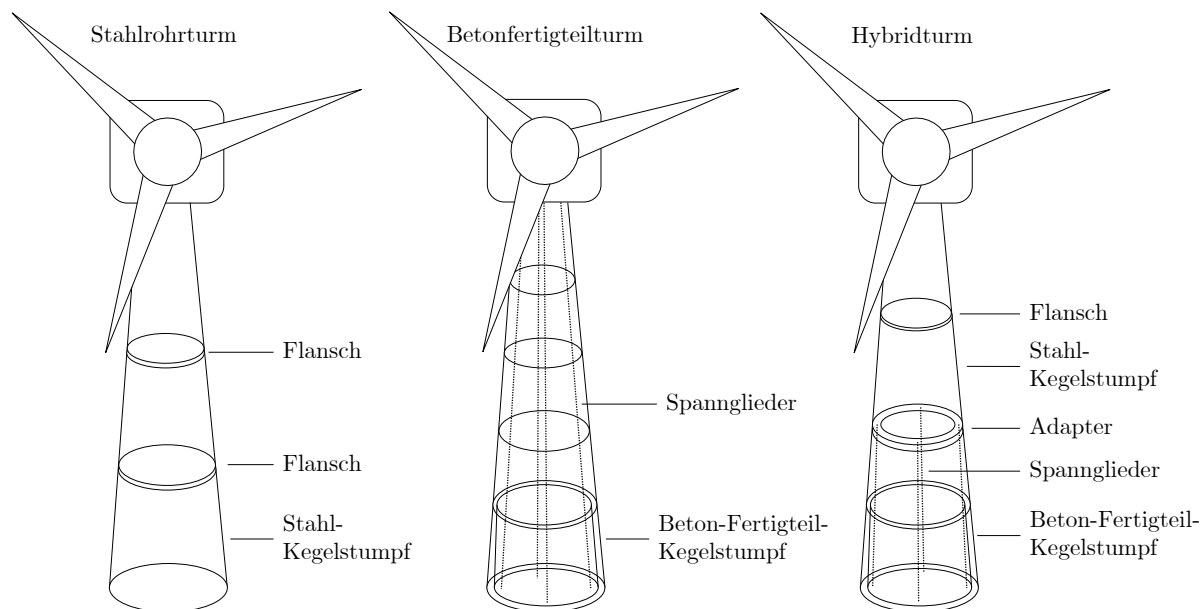


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung von drei Turmbauweisen.

### Stahlrohrturm

Stahlrohrtürme stellen aktuell weltweit die vorherrschende Turmbauweise dar. Vorteile ergeben sich aus der relativ einfachen Konstruktionsweise und Auslegung des Schwingungsverhaltens, sowie der schnellen Montierbarkeit, was zu niedrigen Kosten führt. Sie werden meist in mehreren Sektionen von bis zu 30 m Länge gefertigt, die am Aufstellort über Flanschverbindungen verbunden werden. Die Verbindung zum Fundament erfolgt über einen Ankerkorb oder ein Fundamenteinbauteil mit Flansch. Auch die Gondel wird über einen Flansch verbunden. Während für kleinere Anlagen eine zylindrische Turmgeometrie verwendet wurde, wird heutzutage fast ausschließlich eine konische Geometrie verwendet, da damit höhere Steifigkeiten erzielt werden (Burton et al. 2011; Hau 2016; Schaumann et al. 2007).

Die Konstruktionsweise wird für aktuell übliche Turmhöhen über 120 m aufgrund verschiedener Faktoren unwirtschaftlich. Es werden Turmfußdurchmesser über 4 m benötigt mit Blechdicken über 40 mm, die nur noch von Spezialmaschinen gebogen werden können. Der Turmfußdurchmesser ist für Onshore-Anlagen außerdem durch Transportanforderungen begrenzt, da Brückendurchfahrten möglich sein müssen. Aufgrund der Durchmesserbegrenzung kann eine Steigerung der Turmhöhe nur durch größere Blechdicken im Turmfuß realisiert werden, welche einen erhöhten Materialeinsatz fordern und die Kosten stark erhöhen. Mehrteilige Turmfußkonstruktionen, die vor Ort verbunden werden, haben sich bisher nicht durchgesetzt.

Die Sektionen der Stahltürme werden aus 10-50 mm dicken und bis zu 3 m breiten Blechen hergestellt, die im Werk zugeschnitten, gebogen und zu Zylindern, bzw. Kegelstümpfen verschweißt werden. Für die Formstabilität wird zunächst ein innenliegender Ringflansch verschweißt, bevor weitere Teilstücke zusammengesetzt werden. Die Schweißnähte müssen hohen Anforderungen genügen und werden nach DIN 4133 geprüft. Es wird außerdem ein mehrschichtiger Korrosionsschutz aufgetragen (Hau 2016; Schaumann et al. 2007).

### Betonturm

Für Betontürme existieren zwei verschiedene Herstellungsverfahren: Ortbeton mit Aushärtung auf der Baustelle oder Fertigteile, die im Werk hergestellt und auf der Baustelle zusammen-

gesetzt werden. Während Ortbeton-Türme in Stahlbeton (ohne vorgespannte Stahlbewehrung) oder Spannbetonbauweise ausgeführt werden können, ist die Vorspannung für die Fertigteilbauweise unabdingbar. Da Beton nur geringe Zugkräfte aufnehmen kann, wird in beiden Fällen eine Stahlbewehrung vorgesehen. Beide Bauarten ermöglichen hohe Turmbauten, da keine Transportbeschränkungen gelten. Die Fertigteile des Turmfußes können aufrecht transportiert und zusätzlich in weitere Einzelteile aufgeteilt werden, sodass die Turmdurchmesserbeschränkung durch Brückenhöhen entfällt. Dadurch kann die Wanddicke reduziert werden, was zu Kostenvorteilen führt. Die Max Bögl Wind AG setzt eine mobile Fertigung ein, die weltweit in der Nähe von größeren Bauprojekten aufgebaut werden kann und auf diese Weise die teils geforderte Einbeziehung lokaler Unternehmen und Ressourcen ermöglicht und Transportkosten reduziert (ABZ 2019; Bögl et al. 2011; Hau 2016).

In der Ortbeton-Bauweise wird der flüssige Beton auf der Baustelle in Holzschalungen mit Stahlbewehrung gefüllt. Die Kletter-, bzw. Gleitschalung wird nach der Aushärtung des Betons nach oben verschoben, mit Bewehrung versehen und mit Beton aufgefüllt. Daraus ergibt sich eine lange Bauzeit, da vor der Verschiebung der Schalung der Beton eine bestimmte Tragfähigkeit erreicht haben muss. Durch die Temperaturabhängigkeit des Hydratationsprozesses variiert die Bauzeit und bei Frost kann nicht gearbeitet werden. Voraussetzung für die Ortbeton-Bauweise ist eine Bau-Infrastruktur mit nahegelegenen Betonwerken. Frischbeton sollte innerhalb von ca. 90 min nach der Mischung verarbeitet werden. Die Bauweise ist i. d. R. nur für den gleichzeitigen Bau einer größeren Anzahl von WEA wirtschaftlich.

Türme in Fertigteilbauweise können deutlich schneller und mit zusätzlicher Qualitätsüberwachung gebaut werden. Die zylindrischen oder kegelstumpfförmigen Fertigteile von ca. 3,8 m Höhe werden unter kontrollierten Bedingungen in Serienfertigung im Werk hergestellt und auf der Baustelle aufeinandergesetzt. Im Bereich des Turmfußes wird der Kreisquerschnitt oft in weitere Segmente unterteilt. Die Vertikalfugen werden i. d. R. durch Verschraubungen und je nach Bauart mit einer zusätzlichen Verfüllung verbunden. Die Horizontalfugen werden teilweise mit Mörtel oder Beton-Kunstharz-Mischung verfüllt oder im Fall des Max Bögl Hybridturms ohne Hilfsmittel aufeinandergesetzt. Dies wird durch hohe Fertigungsqualität und Abschleifen der Fügeflächen möglich. Die Verbindung hält durch Vertikalkräfte aus Eigengewicht und Vorspannung. Die Spannglieder werden, entweder durch Leerrohre innerhalb der Segmente, oder extern entlang der Turminnenwand gespannt. Sie werden im Bereich der Bodenplatte sowie im Turmkopf, bzw. bei Hybridtürmen auf Höhe des Stahlurmanschlusses verankert (Bögl et al. 2011; Hau 2016).

### **Beton-Stahl-Hybridturm**

Die fortschreitende Entwicklung, Leistungssteigerung und Verbreitung von WEA führt dazu, dass auch an Standorten mit niedriger mittlerer Windgeschwindigkeit Anlagen mit hoher Nennleistung installiert werden können. Um hohe Nennleistungen an solchen Standorten erzielen zu können, sind große Rotordurchmesser und Nabenhöhen erforderlich. Diese lassen sich mit den konventionellen Turmtypen, Stahl- oder Betonrohrturm, kaum wirtschaftlich sinnvoll realisieren. Stattdessen werden hauptsächlich Hybridtürme mit unterem Betonteil und oberem Stahlteil eingesetzt, die hier einen deutlichen Kostenvorteil bieten (Grünberg & Göhlmann 2010; Hau 2016).

Die Bauweise entspricht abschnittsweise den zuvor beschriebenen jeweiligen klassischen Bauweisen des Beton- bzw. Stahlrohrturms, wobei i. d. R. die Fertigteilbauweise verwendet wird. Besondere Bedeutung kommt dem Übergang (auch Adapter genannt) zwischen Beton- und Stahlteil zu, für den verschiedene Bauweisen existieren. Hier werden die Spannglieder verankert und über eine Flanschverbindung der Stahlteil angebunden. Durch die Variation der Vorspannung und der Längenanteile Stahl-/Betonteil kann die Eigenfrequenz des Turms besser eingestellt werden. Für Hybridtürme ergibt sich ein vorteilhafter größerer Abstand von Eigen- zu Anregungsfrequenzen (Hau 2016; Seidel 2002).

### Fehlermechanismen

Typische Schäden und Schädigungsarten werden nur selten öffentlich besprochen, da dies Herstellerinteressen entgegensteht. Bekannt sind Schäden von Onshore-Stahlrohrtürmen im Bereich der Verbindung von Turm und Fundament (Bellmer 2016; Hassanzadeh 2012). Bellmer (2016) gibt einen Überblick zu weiteren Schäden an Tragstrukturen von WEA. Grundsätzlich treten Schäden in Form von (Ermüdungs-)Rissen, Korrosion, lokalen plastischen Verformungen, Verbindungsschäden und Setzungen auf. (Luengo & Kolios 2015; VDI 4551 2020).

Für Hybridtürme sind noch weniger typische Schädigungen bekannt, da die Konstruktionsart noch relativ neu ist, bzw. ihre Verbreitung erst steigt. Die Verbindung zwischen Beton- und Stahlteil könnte entsprechend den Vorerfahrungen an Stahlrohrtürmen ein kritisches Konstruktionsdetail sein. An mehreren Enercon-Hybridtürmen sind Risse im Bereich der Übergangskonstruktion aufgetreten (ZFK 2018).

## 2.2 Structural Health Monitoring

Der Begriff „Structural Health Monitoring“ ist teilweise selbst erklärend. Trotzdem soll hier eine präzise Definition gegeben und typische Vorgehensweisen und Umsetzungsstufen beschrieben werden. Das Konzept des Digitalen Zwillings kann als eine Möglichkeit zur Umsetzung eines SHM betrachtet werden und wird ebenso erläutert. Gleichzeitig soll eine erste Einordnung der Arbeit in die zwei Konzepte erfolgen. Zum Schluss wird ein Überblick über den Stand der Forschung von SHM an Tragstrukturen von WEA gegeben.

### 2.2.1 Grundlagen

Das SHM deckt ein großes Feld an Aktivitäten und Untersuchungen ab. Es existieren verschiedene Definitionen, die sich leicht unterscheiden. Die DGZfP (2014) definiert das SHM als „kontinuierliche oder periodische und automatisierte Methode zur Bestimmung und Überwachung des Zustandes eines Überwachungsobjektes“. Dabei kann das erzielte Ergebnis von den wirkenden Lasten bis zu Schädigungen mit Beurteilung der Auswirkungen reichen.

Eine der meistzitierten Veröffentlichung zum Thema SHM (Worden et al. 2007) geht etwas weiter und bezeichnet SHM als den Prozess der Implementierung einer Schadenserkennungsstrategie. Wobei Schädigung als Veränderung von Material- oder geometrischen Eigenschaften bzw. Änderung der Randbedingungen bezeichnet wird, welche die Funktion des Überwachungsobjekts einschränken könnten. Farrar und Worden (2010) präzisieren das Vorgehen als Extraktion von schädigungsempfindlichen Eigenschaften (damage sensitive features) aus wiederholt aufgenommenen Messdaten und die statistische Analyse zur Bestimmung des Systemzustands. Brownjohn (2007) definiert SHM als eine kontinuierliche Systemidentifikation anhand von zeitabhängigen Daten. Das SHM kann als ein Teil der Zerstörungsfreien Prüfung (ZfP) gesehen werden, und ZfP-Techniken werden für das SHM verwendet. Trotzdem können Unterschiede zur klassischen ZfP abgeleitet werden, die Mitra und Gopalakrishnan (2016) in drei Punkten zusammenfassen: 1) Anwendung an in Betrieb befindlichen Objekten, 2) nahezu sofortige Ergebnisbereitstellung und 3) Durchführung weitgehend automatisch, mit geringstem manuellen Eingriff.

Die unterschiedlichen Definitionen zeigen die Bandbreite des Feldes auf. Einigkeit besteht nach Sinou (2009) und Worden et al. (2007) in den von Rytter (1993) definierten vier Schritten bzw. Stufen des SHM, die in Tab. 2.1 aufgeführt sind.

Tabelle 2.1: SHM-Stufen nach Rytter (1993)

Stufen des SHM	
1	Schadenserkennung
2	Schadenslokalisierung
3	Schadensbewertung
4	Schädigungszustand der Struktur bzw. Lebensdauer

Ein SHM-System kann im einfachsten Fall einen Schaden feststellen und im besten Fall den Schädigungszustand der Gesamtstruktur mit zugehöriger Lebensdauer bewerten. Dabei kommen Methoden aus unterschiedlichen Fachbereichen, wie Strukturmechanik, Zerstörungsfreie Prüfung, Signalverarbeitung, Maschinelles Lernen, Wahrscheinlichkeitsrechnung und Statistik oder Sensornetzwerken zum Einsatz. Die Anwendung erstreckt sich u. a. auf das Maschinen- und Bauingenieurwesen. Es werden weitere Begriffe teils synonym verwendet: Condition Monitoring (CM) bezeichnet beispielsweise das SHM an rotierenden Maschinen und stellt die am meisten verbreitete Anwendung von SHM dar. Gründe dafür sind u. a. die hier meist klar bekannten Betriebs- und Umgebungsbedingungen und Schadenstypen (Farrar & Worden 2010, 2012; Wymore et al. 2015).

Durch die Nutzung von SHM können neben Sicherheitsaspekten wirtschaftliche Vorteile erzielt werden, beispielsweise durch die Verlängerung der Lebensdauer von Komponenten, die Verhinderung von Folgeschäden bei frühzeitiger Schadensdetektion oder die Optimierung von Wartungsprozessen (Vorausschauende Wartung) (Farrar & Worden 2012).

Für die Umsetzung eines SHM existiert eine Vielzahl von Verfahren, die nach unterschiedlichen Kriterien eingeteilt werden können, siehe Tab. 2.2. Zunächst kann zwischen lokalen und globalen Verfahren unterschieden werden. Lokale Verfahren eignen sich besonders für Anwendungen, in denen örtlich eingrenzbar, bekannte Schädigungsvorgänge überwacht werden sollen. Globale Verfahren benötigen dagegen weniger Vorwissen und decken die Gesamtstruktur ab. Dies wird in der Regel mit einer geringeren Schadensempfindlichkeit erkauft.

Tabelle 2.2: SHM-Einordnungsprinzipien

global	lokal
datenbasiert	modellbasiert

Lokale Verfahren nutzen beispielsweise Weg-, Dehnungs-, Ultraschallmessungen oder geführte Wellen (Lachmann 2014; Mitra & Gopalakrishnan 2016; Ou & Li 2010). Die Überwachung durch Schallemissionsmessungen (Große et al. 2004; Große & Ohtsu 2008; McLaskey et al. 2010) oder geführte Wellen kann je nach Umsetzung und Objekt in beide Kategorien fallen. Für globale Verfahren werden i. d. R. Schwingungen der Gesamtstruktur überwacht und beispielsweise modale Parameter ausgewertet. Entsprechende Verfahren werden als „vibration based damage detection“ bezeichnet. Grundsätzlich ist natürlich je nach Anwendung eine Kombination von lokalen und globalen Verfahren denkbar, um die Vorteile beider Ansätze zu nutzen. Teilweise können dafür sogar die gleichen Sensorsysteme verwendet werden (Aggelis et al. 2012; Goyal & Pabla 2016).

Eine weitere Unterscheidung kann zwischen modellbasierten und datenbasierten Verfahren getroffen werden. Modellbasierte Verfahren verlangen eine umfassende Kenntnis der Eigenschaften der Struktur und der Umgebungs- und Betriebsbedingungen (environmental and operational conditions, EOC) und benötigen hohe Rechenleistungen. Das Konzept des Digitalen Zwillinges kann wahrscheinlich hier eingeordnet werden und wurde erst mit steigender Rechenleistung möglich. Datenbasierte SHM Verfahren stellen geringere Anforderungen in den genannten Punkten, ermöglichen dafür eher nur eine Umsetzung der ersten Stufen des SHM (siehe oben) (Deraemaeker et al. 2008; Farrar & Worden 2012). Eine Kombination, bzw. parallele Anwendung der Ansätze, könnte hier zusätzliche Sicherheit und Kenntnisse liefern.

Farrar und Worden (2012) schlagen eine Gliederung des datengestützten Vorgehens in acht Schritten vor, die als „statistical pattern recognition for SHM“ bezeichnet wird:

1. *Operational Evaluation*: Das Ziel und Schäden werden definiert und EOC geklärt.
2. *Data Acquisition*: Ein geeignetes Überwachungssystem aus Sensoren, Datenerfassung und Kommunikationsschnittstellen wird entworfen und installiert.
3. *Data Normalisation*: Zusammenhänge zwischen Messdaten und Auswertungsgrößen zu den EOC werden erarbeitet und kompensiert oder berücksichtigt.

4. *Data Cleansing*: Vorverarbeiten von Daten, Sicherstellen der Verwendbarkeit und Ausschließen fehlerhafter Messungen
5. *Data Compression*: Datenkomprimierung, besonders falls Rohdaten zu groß für Handhabung bzw. Analyse sind (Anzahl Kanäle, Zeitraum, Abtastrate).
6. *Data Fusion*: Zusammenführung von Daten aus verschiedenen Quellen oder Sensoren, evtl. Erhöhung der Genauigkeit durch redundante Messungen.
7. *Feature Extraction*: Definition und Extraktion von geeigneten Schadensindikatoren aus den Messdaten. Die meiste Literatur zu SHM widmet sich diesem Schritt. Beispiel für klassische Schadensindikatoren sind die Eigenfrequenzen.
8. *Statistical Modeling for Feature Discrimination*: Definition von Schädigungszuständen anhand der festgelegten Schadensindikatoren, zum Beispiel durch die Festlegung von Grenzwerten. Meist wird dafür ein Vergleich des Ist-Zustands zu einem Referenzzustand herangezogen. Evtl. erfolgt auch eine Schadenslokalisierung und Bewertung.

Eine Vielzahl von Varianten des globalen schwingungsbasierten SHM wurde vorgeschlagen und erprobt. Sie folgen i. d. R dem beschriebenen Ablauf. Zusammenfassungen liefern Alvandi und Cremona (2006), Doebling et al. (1998), Montalvao et al. (2006), Ou und Li (2010), Salawu (1997) und Sohn et al. (2003). Der Fokus der meisten Untersuchungen liegt auf der „Feature Extraction“ und der „Data Normalisation“ (Alampalli 2000; Peeters et al. 2001; Sohn 2007).

„Sensoren können keine Schädigung messen“ ist eines der sieben von Worden et al. (2007) formulierten Axiome des SHM, deren Lektüre sich für einen Einblick in grundlegende Zusammenhänge des SHM empfiehlt. Folglich werden Schadensindikatoren benötigt, um aus den Messdaten auf einen Schaden schließen zu können. Es existiert eine Reihe von Schadensindikatoren. Eine umfassende Übersicht liefert Mandler (2020). Eine Schwierigkeit der Verfahren ist die Trennung zwischen der Variabilität der Schadensindikatoren mit veränderlichen Umgebungsbedingungen und tatsächlichen Schädigungen. Eigenfrequenzen als klassische Schadensindikatoren sind bekannt dafür, starke Abhängigkeiten zu Umgebungsbedingungen zu zeigen. Gleichzeitig haben sie den Vorteil, unempfindlich gegenüber Rauschanteilen in den Messdaten zu sein. Sie sind neben Eigenschwingformen der am häufigsten verwendete Schadensindikator (Deraemaeker & Worden 2018). Es gibt Schadensindikatoren, die ein günstigeres Verhältnis der Empfindlichkeit gegenüber Schädigung und Umgebungsbedingungen aufweisen. Aufgrund der Vielzahl der Anwendungsfälle, Rahmenbedingungen und Zielstellungen ist kein Schadensindikator bekannt, der als universell einsetzbar und am besten geeignet gilt (Deraemaeker et al. 2008; Goyal & Pabla 2016).

Diese Arbeit umfasst die Schritte 1-7 des „statistical pattern recognition for SHM“ und kann als Kombination eines modellgestützten und eines einfachen datenbasierten SHM eingeordnet werden. Das modellgestützte Vorgehen verwendet dabei zwei Arten von Modellen, einerseits die FEM zur Ermittlung von lokalen Spannungen, andererseits Vorwissen aus Wöhler-Versuchen zur Ermüdungsfestigkeit. Gleichzeitig werden modale Parameter automatisiert erfasst zur Modellvalidierung und für das geplante Model Update als Vorstufe eines digitalen Zwillings. Der Fokus der Arbeit liegt nicht auf der schwingungsbasierten Schadenserkennung. Diese ergibt sich mehr als Nebenprodukt der Modellvalidierung. Die Ermittlung von Eigenfrequenzen mit ihrem zeitlichen Verlauf nach einer Datennormalisierung kann als erste grobe Schadenserkennung eingeordnet werden. Weiterhin werden lokale und globale Überwachung und Messgrößen kombiniert. Neben den genannten globalen Größen werden lokale Dehnungen analysiert und auf globale Lasten rückgeschlossen.

Die vorliegende Arbeit kann folglich als Kombination von globalen, lokalen, modellgestützten und datenbasierten Verfahren eingeordnet werden. Das Konzept des Digitalen Zwillings hat das Potential, die verschiedenen Verfahren und Informationen zu bündeln. Im MISTRALWIND-Projekt wurden zusätzlich Inspektionsverfahren (weiter-)entwickelt und angewendet (Raith 2022), deren Ergebnisse ebenso genutzt werden können. Im Projekt wurden Ansätze entwickelt, um alle Informationen in einem semantischen Wissensnetz zu bündeln und in einem holistischen Asset Management Ansatz zu nutzen (Geiss & Große 2018; Geiss 2019).

Tabelle 2.3: Entwicklungsstufen eines Digitalen Zwillings nach Kritzinger et al. (2018)

<b>Entwicklungsstufe</b>	<b>Datenaustausch</b>
Digitales Modell	manuell
Digitaler Schatten	teilautomatisiert
Digitaler Zwilling	vollautomatisiert

### 2.2.2 Digitaler Zwilling

Das Konzept des Digitalen Zwillings wurde ab 2002 hauptsächlich im Maschinenbau entwickelt, unter Verwendung unterschiedlicher Bezeichnungen. Der Begriff „Digital Twin“ kam vermutlich erstmals 2010 auf, als Vorschlag der NASA in der „NASA integrated technology roadmap 2010“ (Barricelli et al. 2019; Grieves 2019; Schleich et al. 2017).

In der Roadmap wurde ein System als „Digital Twin“ bezeichnet, welches alle für eine Zielstellung relevanten Parameter digital abbildet, entweder in Form eines Multiphysik-Modells, oder mehrerer gekoppelter Modelle (z. B. CAD- und FE-Modelle). Diese Modelle müssen über Messdaten direkt mit dem realen Objekt verbunden sein und automatisch validiert und aktualisiert werden können (Glaessgen & Stargel 2012). Die Modelle sollen stets den aktuellen Systemzustand wiedergeben und Vorhersagen über das zukünftige Objektverhalten treffen können. Dazu werden neben Systemeigenschaften auch EOC (also Einwirkungen) messtechnisch erfasst und auf das digitale Modell angewendet (Glaessgen & Stargel 2012). Spätere Definitionen betonen die bijektive Verbindung zwischen physikalischem Objekt und virtuellem Gegenpart, die kontinuierliche Synchronisierung und die Abbildung über den gesamten Lebenszyklus (Barricelli et al. 2019). Zheng et al. (2019) schlagen eine Gliederung des Digitalen Zwillings in einen physikalischen Raum, einen virtuellen Raum und eine Informationsverarbeitungsschicht, welche die Räume verbindet, vor.

Das Konzept des Digitalen Zwillings gilt als der „nächste große Schritt“ auf dem Gebiet der Modellierung und Simulation (Rosen et al. 2015). Die Methodik bietet sich für ein großes Anwendungsfeld aus verschiedenen Fachbereichen an. Nach dem Aufkommen des Konzepts im Bereich der Luft- und Raumfahrt (Glaessgen & Stargel 2012) wurden Anwendungen in der Produktionstechnik (Tao et al. 2018) und anschließend in der Medizin (Saddik 2018) entwickelt (Barricelli et al. 2019). Die Zielstellungen und der Forschungsstand unterscheiden sich teils noch deutlich (Grieves 2019; Saddik 2018). Für eine vollständige Umsetzung des Konzepts ist in jedem Fall noch Entwicklungsaufwand notwendig. Barricelli et al. (2019) liefern einen umfassenden Überblick der gängigen Definitionen, Anwendungen und Eigenschaften des Digitalen Zwillings.

Nach Kritzinger et al. (2018) können drei Entwicklungsstufen bzw. Integrationslevel des Digitalen Zwilling Konzepts unterschieden werden (siehe Tab. 2.3): Digitales Modell, Digitaler Schatten und als höchste Stufe der Digitale Zwilling. Die Entwicklungsstufen unterscheiden sich hinsichtlich des Kopplungsgrads zwischen Modell und physischem Objekt, von manuellem über teilautomatisiertem bis vollständig automatisiertem Datenaustausch. Bekannte Fallstudien im Bereich der Produktionstechnik behandeln mehrheitlich ein Digitales Modell oder einen Digitalen Schatten (Kritzinger et al. 2018).

Die Erfassung von Systemeigenschaften, Lasten sowie relevanten Betriebs- und Umgebungsbedingungen ist neben der Verwendung von geeigneten (gekoppelten) Modellen der Grundpfeiler eines Digitalen Zwillings. Bereits für die Verwendung eines Digitalen Modells sind Messdaten unbedingt notwendig, um die Modellgültigkeit sicherzustellen und den daraus abgeleiteten Ergebnissen vertrauen zu können. Ein Hauptaspekt des Digitalen Zwilling Konzepts ist die direkte und enge Verbindung von digitalem und physischem System, welche durch die Messdaten und geeignete Automatismen wie ein Model Update hergestellt wird. Der Messtechnik und der automatischen Datenverarbeitung kommt folglich eine noch wichtigere Rolle zu.

In Abhängigkeit der gegebenen Aufgabenstellung müssen relevante Messgrößen identifiziert, mit ausreichender Genauigkeit aufgenommen und geeigneten Datenauswerteverfahren unterzogen werden. Um einen hochintegrierten Digitalen Zwilling zu erstellen, müssen Datenverarbei-

tung, Modellabgleich- bzw. anpassung und evtl. eine Rückkopplung vom Modell zum physischen System vollständig automatisiert werden. Im Idealfall kann der Digitale Zwilling dann das physische Objekt/System ohne Nutzereingriff über die gesamte Lebensdauer repräsentieren und Auswertungen und Vorhersagen ermöglichen (Botz & Große 2020). Lasthistorien und Vorhersagen können neben der Vermeidung von Komponentenausfall für eine vorausschauende Wartung (predictive maintenance) genutzt werden, welche die Betriebskosten und damit die Stromgestehungskosten senken kann (Geiss & Große 2018; Geiss 2019).

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Überwachung und Modellierung als Vorstufe eines Digitalen Zwillings der Tragstruktur der WEA. Für eine vollständige Umsetzung des Konzepts müssen im Idealfall alle Komponenten betrachtet und zusammengeführt werden. Die Tragstruktur von WEA gilt nach DIBt (2015) als Bauwerk. Die im Bauwesen Verbreitung findende Digitalisierungsstrategie und umfassende digitale Abbildung von Bauwerken wird als Building Information Modeling (BIM) bezeichnet (Borrmann et al. 2015). BIM zeichnet sich durch eine durchgängige Verwendung eines Modells in verschiedenen Bauphasen und durch verschiedene Projektbeteiligte aus. Nach der Bauphase werden entsprechende Modelle eher selten weiterverwendet. Auch wenn hier ebenso eine enge Verbindung zum physischen Objekt notwendig ist, werden Daten i. d. R. nicht automatisiert erfasst und Modelle manuell aktualisiert. Nach der Definition von Kritzinger et al. (2018) würde ein BIM-Modell wahrscheinlich als Digitales Modell, einer Vorstufe eines Digitalen Zwillings, gelten. Eine Kombination der Konzepte im Rahmen eines Bauwerksmanagements erscheint vielversprechend, besonders weil vorhandene Modelle weiter genutzt werden könnten und Bauwerke mehrheitlich eine längere Nutzungs-/Lebensdauer als Maschinen und Anlagen überdauern müssen (Botz & Große 2020; Große 2019a, 2019c; Ye et al. 2019).

### **Anwendungen im Bereich SHM**

Im Kontext des Structural Health Monitoring kann das Konzept des Digitalen Zwillings als modellbasiertes SHM-Verfahren eingeordnet werden. Gleichzeitig könnten jedoch auch datenbasierte Methoden als ein mögliches Auswertungsverfahren integriert werden.

Das SHM war eine der ersten Anwendungen des Digitalen Zwilling Konzepts. Getrieben von hohen Anforderungen hinsichtlich Einsatzbedingungen, die im Labor nicht nachgestellt werden können, und Sicherheitsanforderungen, wurde es im Bereich der Luft- und Raumfahrt (NASA, US Air-Force) entwickelt. Zielstellung der Anwendung ist die Optimierung des Entwicklungs- und Fertigungsprozesses neuer Flugzeuge, die Optimierung von Wartungsprozessen und eine Lebensdauervorhersage. Für die Umsetzung müssen bestehende Modelle und Datenerfassung integriert und verbessert werden, was eine nicht unerhebliche Herausforderung darstellt (Glaessgen & Stargel 2012; Tuegel et al. 2011).

Die Anwendung des Konzepts für das SHM von WEA erscheint vielversprechend. Die für den Bereich der Luft- und Raumfahrt genannten Zielstellungen können hier übernommen werden. Aktuelle Forschungsarbeiten (diese eingeschlossen) befinden sich meist auf konzeptioneller Ebene oder behandeln Teilaspekte, wie die Modellierung, Model-Update, Messtechnik oder Lastberechnung (Branlard et al. 2020; Nabiyani et al. 2021; Pimenta et al. 2020; Zierath et al. 2020). Zierath et al. (2020) verfolgen einen ähnlicher Ansatz zur vorliegenden Arbeit für die Lebensdauerabschätzung der WEA Tragstruktur und Rotorblätter, durch Kombination von Modell- und Messdaten. Aktuell befindet sich die Arbeit im Konzeptstatus.

## **2.3 Structural Health Monitoring der Tragstruktur von WEA**

Die beschriebenen Verfahren und Teilschritte des SHM wurden in einer Vielzahl von Forschungsarbeiten an WEA und ihrer Tragstruktur angewendet. Zunächst wird ein Überblick des Stand der Technik und Forschung gegeben, mit Unterscheidung zwischen lokalen und globalen SHM-Verfahren für WEA-Tragstrukturen. Zweiter Fokus ist der Messsystementwurf für die Dauerüberwachung im Rahmen des SHM. Zunächst werden dafür die wichtigsten Punkte aus



allen relevanten Normen und Richtlinien zusammengefasst. Anschließend werden im Rahmen von Fallstudien realisierte Messaufbauten zusammengetragen und verglichen, um ein Konzept für einen idealen Messaufbau abzuleiten, der im Rahmen dieser Arbeit umgesetzt werden soll.

### 2.3.1 Überblick und Vorgehensweisen

WEA sind ein geeignetes Anwendungsobjekt für das SHM. Sie sind stark variierenden Lasten ausgesetzt, bestehen aus verschiedenen Teilkomponenten, deren Ausfall zu Stillständen führt, und im Fall von Offshore-Anlagen ist die Zugänglichkeit schwierig. Entsprechend können Anwendungen aus anderen Branchen nicht direkt übertragen werden, und das SHM von WEA erfährt eine aktive Entwicklung, die sich in einer Vielzahl von vorgeschlagenen Methoden und Fallstudien für die verschiedenen Komponenten äußert (Antoniadou et al. 2015; Martinez-Luengo et al. 2016).

Neben den genannten allgemeingültigen Vorteilen von SHM-Systemen, wie Fernüberwachung, Kostenreduktion durch optimierte Wartung und Erhöhung der Anlagensicherheit (Farrar & Worden 2012) ergeben sich für WEA nach Caselitz et al. (1994) weitere Vorteile: Durch Prognose von Schäden können Wartungen in Zeiträumen mit niedrigen mittleren Windgeschwindigkeiten durchgeführt werden und so der Energieertrag bzw. Kapazitätsfaktor erhöht werden. Weiterhin können Messdaten für Designverbesserungen genutzt werden. Nach VDI 4551 (2020) ist die Schadensdetektion nach dem aktuellen Stand der Technik an WEA-Tragstrukturen möglich; für welche Schäden und Schadensausmaße dies gilt, wird nicht näher erläutert, sodass hier trotzdem weiterer Forschungsbedarf besteht. Die Lokalisierung von Schäden kann demnach nur teilweise erfolgreich durchgeführt werden, und Schadensidentifikation und -prognose sind Gegenstand der Forschung. Zur Schadenslokalisierung werden Ansätze mit inversen Verfahren unter Nutzung von FE-Modellen verfolgt, deren Einsatz an realen Strukturen umstritten ist. Die automatische Schadensbewertung/Klassifizierung (Stufe 3 des SHM nach Tab. 2.1) wird als bisher praxisfern bewertet (VDI 4551 2020).

Hier soll ein Überblick der Gesamtaktivitäten im Bereich des SHM von WEA gegeben werden, mit Fokus auf Tragstrukturen. Später wird der Stand der Forschung im Bereich der Zielstellungen dieser Arbeit genauer beschrieben: Messsystementwurf in Absch. 2.3.2 und 2.3.3, Operational Modal Analysis in Absch. 2.4 und Lebensdauerprognose in Absch. 2.5.

Neben SHM existieren weitere, teilweise synonym verwendete Begriffe. Manche beziehen sich auf die erste Stufe des SHM, der Schadenserkennung: fault detection oder failure detection. Der Begriff des Condition Monitoring (CM) beschreibt in erster Linie die Anwendung von SHM-Verfahren an Rotationsmaschinen (Farrar & Worden 2012; Wymore et al. 2015). Diese Trennung wird in der Literatur nicht immer eindeutig vollzogen. Teilweise werden im Rahmen eines CM von WEA auch die Tragstruktur oder Rotorblätter überwacht. Für WEA existieren verschiedene Vorgehensweisen für das CM des Antriebsstrangs. Die Technologie hat hier im Vergleich zu SHM bereits eine relativ große Verbreitung gefunden (Márquez et al. 2012; Martinez-Luengo et al. 2016; Weber 2013). Sie wird hier nicht näher beschrieben. Hossain et al. (2018) und Tchakoua et al. (2014) geben einen Überblick zu CM an WEA und betrachten neben dem Antriebsstrang zusätzliche Komponenten.

Turm und Fundament von WEA zeigen im Vergleich zu anderen Komponenten geringe Fehlerraten (Hahn et al. 2007). Trotzdem handelt es sich um kritische Komponenten, deren Überwachung Sinn ergibt. Denn sie tragen alle Lasten ab, und ein Versagen kann zur Zerstörung der Gesamtanlage führen. Im Gegensatz zu anderen Komponenten ist ein Tausch mit sehr hohen Kosten und hohem Aufwand verbunden und kommt daher in der Praxis nicht vor.

Im Bereich des SHM von Turm, Fundament und Rotorblättern werden verschiedene SHM-Verfahren eingesetzt, die sich entsprechend der genannten Prinzipien (siehe Tab. 2.2) gliedern lassen. Die verschiedenen Einordnungsprinzipien sind oft nicht klar voneinander getrennt, und es existieren unterschiedliche Kombinationen. Übergeordnet können lokale und globale Verfahren unterschieden werden. Alle weiteren Verfahrensgruppen können jeweils lokal oder global angewendet werden. Neben den genannten Unterscheidungen können weitere, für die Anwendung an

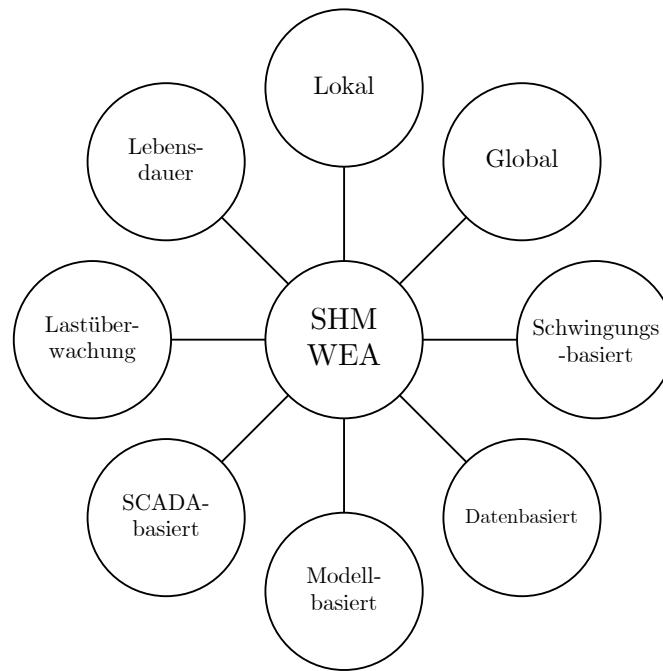


Abbildung 2.4: Einordnungsprinzipien des SHM von WEA.

WEA spezifische Verfahrensgruppen definiert werden, die in Abb. 2.4 aufgeführt sind.

Die Lebensdauerberechnung wird hier als gesonderte Kategorie aufgeführt. Sie unterscheidet sich von der Stufeneinordnung des SHM (Stufe 4 = Lebensdauerbewertung) insofern, dass nicht zwingend alle unteren Stufen (Schadenserkennung, Lokalisierung, Bewertung) erfüllt sein müssen. Im Bereich der Lebensdauerüberwachung existiert eine Vielzahl von Ansätzen, die teilweise ohne Berücksichtigung von zusätzlichen Messdaten umgesetzt werden und damit nicht direkt dem SHM zugerechnet werden können. Im einfachsten Fall werden tatsächliche Betriebsstunden mit geplanten Werten verglichen. Einen Schritt weiter gehen Ansätze, die nur Betriebsdaten (SCADA-Daten) nutzen und mit Modellen kombinieren, um Lasten abzuschätzen und daraus Lebensdauerprognosen zu erstellen (Noppe et al. 2018b; Vera-Tudela 2018). Am aufwändigsten sind Ansätze, die Modelle und zusätzliche Messdaten verbinden. Auch nur messdatenbasierte Verfahren existieren. In Absch. 2.5 wird ein ausführlicher Überblick der aktuellen Forschungsarbeit in dem Bereich gegeben. Die Lebensdaueranalyse kann je nach Umsetzung als globales oder lokales Verfahren eingeordnet werden, wenn sie auf globalen Lasten basiert. Gleichzeitig muss die Ermüdungsschädigung lokal für stark belasteten Positionen (Hot-Spots) berechnet werden. Sind diese bekannt, kann die Umsetzung auch anhand lokaler Messungen erfolgen.

### Globale Verfahren

Auch für die Überwachung anderer Zielgrößen wurden Verfahren entwickelt, die ohne zusätzliche Sensorinstallation auskommen und nur anhand von SCADA-Daten Aussagen über den Zustand von WEA-Komponenten ermöglichen. Wilkinson et al. (2014) und Tautz-Weinert und Watson (2016) liefern einen Überblick zu gängigen Methoden im Bereich des CM für den Antriebsstrang. W. Yang et al. (2013) betrachten im Rahmen des auf SCADA-Daten basierendem CM auch Schäden der Rotorblätter.

Die meisten auf SCADA-Daten basierenden Verfahren können als global eingeordnet werden, da Korrelationen und Zusammenhänge zwischen übergreifenden Betriebsparametern genutzt werden. Gleichzeitig sind teilweise spezielle Messgrößen Teil der SCADA-Daten, wie Temperaturen von Lagern des Antriebsstrangs, anhand deren eine lokale Schadensdetektion durchgeführt werden kann.

Die Anzahl der mittels zusätzlicher Sensorik überwachten Offshore-WEA innerhalb von Windparks lag Stand 2016 in der EU zwischen 3 und 12 %. Für deutsche Gewässer schreibt

das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eine Überwachung von Offshore-Strukturen vor (BSH 2015), sodass ca. 10 % der Offshore-WEA tatsächlich überwacht werden, mit europaweit steigender Tendenz (Lendve et al. 2020). Onshore-Anlagen werden aufgrund ihres mittleren höheren Alters und der einfacheren Zugänglichkeit wahrscheinlich seltener überwacht. Im einfachsten Fall werden Schwingungsamplituden und Eigenfrequenzen sowie Neigungen aufgezeichnet (Lendve et al. 2020) und mit Richtwerten aus Normen und Design verglichen (VDI 4551 2020).

Nach VDI 4551 (2020) sind globale Verfahren zur Schadensdetektion noch nicht ausreichend in der Praxis erprobt und Gegenstand der Forschung. Abweichend davon wird die Überwachung von modalen Parametern unter Berücksichtigung von EOC und das Rückschließen auf Strukturveränderungen als weitgehend erprobt angesehen. Ein Rückschluss auf veränderte Gründungsverhältnisse, größere Schäden und Risse sowie Verbindungsschäden wird als möglich bewertet. Zum tatsächlichen Entwicklungsstand der verwendeten/kommerziellen SHM-Systeme sind wenig Informationen verfügbar. Es werden daher Forschungsarbeiten herangezogen, um das aktuelle und zukünftige Vorgehen abzubilden.

Die Überwachung von modalen Parametern, insbesondere Eigenfrequenzen, ist nach Martinez-Luengo et al. (2016) die gängigste Praxis, um Abweichungen zum Design festzustellen und nach Ciang et al. (2008) die älteste und verbreitetste SHM-Methode. Sie lässt sich mithilfe der am häufigsten eingesetzten Sensoren – Beschleunigungsaufnehmern, Dehnungsmessstreifen und Neigungssensoren – umsetzen. Das zugrunde liegende Prinzip ist die Veränderung von modalen Parametern bei Abweichungen der Massen- und Steifigkeitsverteilung sowie Strukturdämpfung. Diese wiederum können aus Schäden wie Rissen oder sich lösenden Verbindungen entstehen (Ciang et al. 2008; Doebling et al. 1998). Zusätzlich werden oft Ermüdung und Korrosion überwacht, da dies die wahrscheinlichsten Fehlermechanismen für Offshore-Türme sind (Adedipe et al. 2015; Martinez-Luengo et al. 2016).

Die Überwachung von Eigenfrequenzen zählt zu den schwingungs- und datenbasierten SHM-Verfahren. Gleichzeitig wird die Frequenzüberwachung auch in Kombination mit Modellen und zur Modellvalidierung eingesetzt. Zur Bestimmung der modalen Parameter wird die OMA verwendet, deren Anwendung an WEA in Absch. 2.4 erläutert wird.

Eigenfrequenzen zeigen i. d. R. nur geringe Veränderungen bei Schäden. Für eine Schadenserkennung müssen daher entweder relativ große Schäden vorliegen, oder Eigenfrequenzen mit geringen Unsicherheiten bestimmt werden. Höhere Eigenmoden mit höherer Frequenz  $\omega$  zeigen dabei nach Abschätzungen von Farrar und Worden (2012) eine geringere Schadensempfindlichkeit. Der Zusammenhang wird anhand eines Feder-Masse-Modells hergeleitet, siehe Gl. 2.4. Demnach ist die Frequenzänderung  $\delta\omega$  bei gleicher Steifigkeitsänderung  $\delta k$  für höhere Frequenzwerte  $\omega$  niedriger, sodass Grundmoden bevorzugt werden sollten.

$$\delta\omega = \frac{d\omega}{dk} \delta k = \frac{1}{2\sqrt{km}} \delta k = \frac{1}{2m\omega} \delta k \quad (2.4)$$

In der Praxis ergibt sich in vielen Fällen ein gegenteiliger Zusammenhang, und höhere Eigenfrequenzen weisen eine höhere Schadensempfindlichkeit auf (Fritzen 2005). Weijtjens et al. (2017) verglichen die Schadensempfindlichkeit der Eigenfrequenzen der ersten drei Biegemoden einer Offshore-WEA Tragstruktur für den Schadenstyp Auskolkung. Die zweite Biegemode zeigte dabei die größte Empfindlichkeit, die erste Eigenfrequenz die geringste. Eventuell kann hier keine für jeden Fall gültige Aussage getroffen werden, sondern der Zusammenhang ist vom jeweiligen Schadenstyp und -ort abhängig.

Grundsätzlich besteht die Problematik, dass Schäden typischerweise lokal begrenzt auftreten und ihre Auswirkungen zunächst ebenso begrenzt sind, sodass die globale Strukturantwort oft keiner signifikanten Änderung unterliegt. Eine Schadenslokalisierung ist theoretisch durch die Analyse verschiedener höherer Eigenmoden und Unterschiede in der Frequenzverschiebung möglich (Farrar & Worden 2012).

Ein entscheidender Schritt ist daher die Trennung von Einflüssen der EOC und Schädigung auf die Eigenfrequenzen oder andere Schädigungsindikatoren (Datennormalisierung) (Farrar et

al. 2001; Martinez-Luengo et al. 2016). EOC werden für die Steuerung und Regelung von WEA standardmäßig erhoben und im „Supervisory Control and Data Acquisition“ (SCADA) System gespeichert. Die SCADA-Daten werden für die Datennormalisierung verwendet. Dafür werden verschiedene Methoden eingesetzt, wie beispielsweise (nicht-)lineare Regressionsmodelle (Weijtjens et al. 2014), Principal Component Analysis, künstliche neuronale Netze, Faktoranalyse oder Singulärwertzerlegung. Farrar und Worden (2012) geben eine Übersicht der verwendeten Verfahren und bewerten die Datennormalisierung als eine der größten Herausforderungen bei der Übertragung des SHM von der Forschung in die Praxis.

Es existieren eine Reihe weiterer Schadensindikatoren (features), die unterschiedliche Vor- und Nachteile haben. Ein idealer Schadensindikator weist eine hohe Empfindlichkeit bezüglich Schädigungen bei gleichzeitig geringer Empfindlichkeit bezüglich Änderungen der EOC auf. Ein Großteil der in der Literatur verwendeten Schadensindikatoren werden von Farrar und Worden (2012) erläutert und von Mendler (2020) zusammengefasst.

Schadensindikatoren höherer Komplexität weisen oftmals keinen einfachen physikalischen Zusammenhang zu den Struktureigenschaften auf, wie das bei den modalen Parametern der Fall ist. Für Bauwerke wie Brücken wurden entsprechende Schadensindikatoren mit gemischtem Erfolg angewendet (Farrar & Worden 2012).

Ein vielversprechender Ansatz ist die Kombination von globalen und lokalen Verfahren mit Sensoren, die aktiv zur lokalen Schadensdetektion und gleichzeitig passiv zur Ermittlung von globalen Systemparametern eingesetzt werden können (Farrar & Worden 2012; Kraemer 2011; Park et al. 2003). Alternativ bietet sich bei einem aus globalen Verfahren abgeleiteten Schadensverdacht die Nutzung von ZfP-Verfahren zur Eingrenzung an (VDI 4551 2020).

### Fallbeispiele

Mittlerweile existiert eine Vielzahl von sich unterscheidenden Anwendungen von globalen SHM-Verfahren an WEA-Tragstrukturen (Martinez-Luengo et al. 2016), von denen hier einzelne beispielhaft aufgeführt werden. Dabei wird der Fokus auf die jeweils gewählten Methoden der drei Schritte des datengetriebenen SHM gelegt: Datennormalisierung, Definition von Schadensindikatoren und Schädigungszuständen.

Weijtjens et al. (2014, 2016) untersuchten den Zustand der Tragstruktur einer Offshore-WEA in Monopile-Bauform. Als Schadensindikator wurde die erste Biegeeigenfrequenz des Turms verwendet. Die Datennormalisierung wurde mithilfe linearer Regressionsmodelle jeweils für verschiedene Betriebszustände ausgeführt, um die Anzahl der Einflussparameter zu reduzieren. Als verbleibende dominierende Einflussparameter wurden Meeres- und Wellenhöhe identifiziert. Die normalisierten Daten zeigten dann eine Abhängigkeit vom Gierwinkel, welcher aus einer asymmetrischen Steifigkeitsverteilung des Monopiles resultiert und über eine Erweiterung des linearen Regressionsmodells mit einem nichtlinearen Term berücksichtigt wurde. Die Festlegung eines Schädigungszustands erfolgte über (Qualitäts-)Regelkarten (Control Charts), in denen die Abweichung zwischen Modell und Messergebnis über der Zeit betrachtet wird. Es wurden Abweichungen der ersten Biegeeigenfrequenz zwischen zwei Betrachtungszeiträumen festgestellt, die eine Steifigkeitserhöhung implizieren. Die Steifigkeitserhöhung könnte aus Versteifung des Bodens aufgrund zyklischer Belastung stammen, die in Laborexperimenten beobachtet wurde. Die Ursache wurde aber nicht vollständig geklärt.

Oliveira (2016) wählte einen ähnlichen Ansatz für die Überwachung einer 2 MW-Onshore WEA. Neben der schwingungsbasierten Schadenserkennung wurden hier auch Ermüdungsschädigung und Restlebensdauer anhand Dehnungsmessdaten unter Zuhilfenahme eines FE-Modells berechnet. Als Schadensindikatoren wurden modale Parameter verwendet, und höhere Eigenfrequenzen berücksichtigt. Die Daten wurden anhand zweier Methoden normalisiert: multivariate lineare Regressionsmodelle und dynamische Regressionsmodelle, die vergangene Datenpunkte berücksichtigen. Die Veränderung der zweiten Biegeeigenfrequenz mit dem Gierwinkel wurde untersucht und auf eine mögliche asymmetrische Fundamentsteifigkeit rückgeschlossen. Zur Schadenserkennung wurden ebenso Regelkarten verwendet. Die entwickelte Methode konnte

drei Schadensszenarien anhand von Simulationsdaten erkennen. In Folgeuntersuchungen wurde außerdem der Einfluss der Anzahl und Position der Schwingungssensoren auf die Schadensdetektion untersucht. Bei nur einem Sensor in der Gondel, statt mehreren entlang der Turmhöhe, wurden Schäden schlechter erkannt Pacheco et al. (2018).

Häckell et al. (2016) entwickelten ein modulares, dreistufiges SHM Rahmenkonzept für WEA, welches genau die hier betrachteten Schritte der Datennormalisierung, Auswahl von Schadensindikatoren (genannt Zustandsparameter) und die statistische Analyse der Zustandsparameter zur Definition von Schädigungszuständen behandelt. Durch den modularen Aufbau soll ein einfaches Austauschen und Testen von verschiedenen Verfahren für die Einzelschritte ermöglicht werden. Das Verfahren wurde an einer Versuchs-WEA (Leistung 3 kW, Turmhöhe 12 m) der Los Alamos National Laboratories in den USA getestet. Es wurden 317 Datensätze in ungeschädigtem Zustand und 37 Datensätzen mit künstlich eingebrachter Schädigung im Turm verwendet. Zur Datennormalisierung wurde affinity propagation clustering genutzt. Anschließend wurden drei Schadensindikatoren verglichen, wobei zwei aus Residuen von Vektorautoregressiven Modellen (VAR-Modellen) und einer aus der Energieverteilung im Frequenzbereich abgeleitet wurden. Es ist stets eine Trainingsphase anhand von Messdaten am ungeschädigten Objekt notwendig, um einen Vergleich zu einem geschädigten Zustand zu ziehen. Verschiedene Kombinationen von Varianten der Datennormalisierung und Schadensindikatoren wurden anhand von Regelkarten verglichen. Für die Zuweisung von Schädigungszuständen wurden statistische Tests verwendet, für die zunächst Entscheidungsgrenzen anhand von Wahrscheinlichkeitsverteilungen abgeleitet wurden. Anhand von Grenzwertoptimierungskurven (receiver operating characteristic, ROC) wurde die Fähigkeit der Verfahren zur Schadensdetektion quantitativ verglichen und validiert. Basierend auf dem Vorgehen wurde auch eine Schadens- und Eiserkennung an Rotorblättern durchgeführt (Tsiapoki et al. 2018).

### Lokale Verfahren

Lokale Verfahren eignen sich zur Überwachung, wenn Schädigungsmechanismen und -positionen bekannt sind. Für die in der Windenergie verwendeten Bauteile mit großen Abmessungen ist dies oftmals problematisch, da die Kenntnis der Schädigungspositionen i. d. R. nicht vorausgesetzt werden kann und die Komplettüberwachung eine engmaschige Sensorinstallation erfordert, die mit hohen Kosten und Aufwand verbunden ist.

Ein Beispiel für ein bekanntes Schadensszenario mit klar definierter Position ist ein Steifigkeitsverlust der Verbindung zwischen Turm und Fundament. Bei älteren WEA mit Stahlrohrturm und Verbindung zum Fundament mit Fundamenteinbauteil als Verbindungselement wurden relativ häufig entsprechende Schäden festgestellt. Die Schädigung entsteht durch ein Aufmahlen des Betons an der Kontaktstelle Beton-Stahl im Bereich des T-Flanschs. Dadurch entstehen Hohlräume und Risse im Fundament, die einen Steifigkeitsabfall der Verbindung bewirken (Bellmer 2016; Hassanzadeh 2012). Es wurden gezielt lokale Überwachungssysteme entwickelt und angewendet, welche die Relativbewegung zwischen Turm und Fundament über Wegsensoren, bzw. über eine Kombination aus Dehnungs- und Wegsensoren ermitteln (Currie et al. 2015; Stauber et al. 2010).

Für lokale SHM-Verfahren steht die gesamte Bandbreite an Messverfahren der ZfP zur Verfügung, siehe Drewry und Georgiou (2007), Große (2019b), Schabowicz (2019). Für die Dauerüberwachung müssen die Verfahren automatisierbar und (quasi-)kontinuierlich anwendbar sein, sowie (semi-)automatisch ausgewertet werden können.

Dehnungsmessungen sind ein weit verbreitetes lokales Messverfahren. Meist werden elektrische Dehnungsmessstreifen oder faseroptische Sensoren eingesetzt. Sie werden zur lokalen Dehnungs-/Spannungsermittlung (Lachmann 2014; Loraux 2018), Rissbreitenmessung (Perry et al. 2017) und evtl. Risserkennung mit quasi-kontinuierlich messender faseroptischer Sensorik (Fischer et al. 2019) verwendet. Anhand von Dehnungsmessungen an hoch belasteten Positionen kann die lokale Ermüdungsschädigung berechnet werden. Je nach Ort der Messung können auch globale Lasten abgeleitet werden. Typisch ist der Einsatz in Rotorblattwurzeln (Papadopoulos

et al. 2000) und im Bereich des Turmfußes (IEC 61400-13 2015) zur Lastmessung.

Auch Prüfmethoden auf der Basis von elastischen Wellen können zur Strukturüberwachung eingesetzt werden. Schweißnähte im Turm werden bei der Herstellung mit Ultraschall geprüft. Rotorblätter können ebenso mit Ultraschallverfahren oder lokaler akustischer Resonanzspektroskopie (LARS) geprüft werden (Jüngert 2008; Jüngert et al. 2014). Die Verfahren ermöglichen eine Untersuchung eines auf die unmittelbare Nähe der Instrumentierung begrenzten Bereichs. Nach VDI 4551 (2020) kann die ultraschallbasierte lokale Wanddickenmessung auch zur indirekten Überwachung von Korrosion eingesetzt werden. Um die lokale Einschränkung zumindest teilweise zu überwinden, bietet sich die Nutzung von geführten Wellen an, die einer geringeren Dämpfung unterliegen und folglich größere Bereiche überwachen können (Gómez Muñoz et al. 2019). Auch Forschungsarbeiten zur Überwachung von Monopiles (Rücker & Fritzen 2010; Zernov et al. 2011), bzw. Stahltürmen (Gan et al. 2012), werden vorangetrieben.

Die Schallemissionsanalyse (Große & Ohtsu 2008) wird eher für Getriebe und Rotorblätter (Gan et al. 2012; W. Yang et al. 2017) und teilweise auch für Schweißnähte an Monopile Tragstrukturen eingesetzt (Rücker & Fritzen 2010). Ihr Einsatz in der Bauwerksüberwachung ist üblich (Große & Schumacher 2013; Nair & Cai 2010) und kann auf WEA-Türme übertragen werden. Im Falle von Beton- oder Hybridtürmen könnten Spannglieder ein besonders geeignetes Überwachungsobjekt sein (Sodeikat et al. 2019).

Überwachungsmethoden auf der Basis elektromagnetischer Wellen werden eher für Rotorblätter entwickelt, beispielsweise anhand von am Turm verbauten Radarsensoren, die in Richtung der Rotorblätter gerichtet sind (Moll et al. 2018), oder Thermografie (Hwang et al. 2019). Die Wirbelstromprüfung bietet sich neben Ultraschallverfahren, Schallemissionsanalyse und Dehnungsmessungen zur Risserkennung an (Große 2019b; VDI 4551 2020).

Einen ausführlicheren Überblick zu SHM-Verfahren für WEA liefern Martinez-Luengo et al. (2016) und Ciang et al. (2008). Condition Monitoring Methoden werden von Hossain et al. (2018) und Tchakoua et al. (2014) zusammengefasst, wobei hier auch Methoden zur Überwachung der Tragstruktur erwähnt werden.

Erster Schwerpunkt der Arbeit ist der Entwurf eines optimalen Messsystemaufbaus. Entsprechend werden im Folgenden zunächst Hinweise aus Richtlinien und Normen und anschließend aus Fallstudien zusammengefasst, um ein eigenes Konzept abzuleiten.

### 2.3.2 Entwurf von Messsystemen anhand von Richtlinien und Normen

Im Rahmen der Steuerung und Regelung von WEA werden eine Reihe von Messgrößen erfasst und im SCADA-System für die Betriebsführung hinterlegt. Im Normalfall wird als einzige Messgrößen im Bereich der Tragstruktur bzw. des Turms die Gondelbeschleunigung erfasst und überwacht. Überschreitet die Beschleunigung definierte Grenzwerte, wird die Anlage gestoppt. Bei individueller Pitchregelung wird teilweise zusätzlich das Blattwurzelbiegemoment erfasst (DNVGL-ST-0438 2016).

Für Offshore-Windparks fordert die BSH (2015) eine Überwachung der Gründungsstruktur an „repräsentativen Standorten“ und die Aufzeichnung von Messgrößen, wie „Verschiebungen, Verformungen, Spannungen oder Frequenzen“. Genauere Anforderungen oder Vorgehensweisen werden nicht genannt, können aber teilweise anderen Normen und Richtlinien entnommen werden. Die umfassendste Richtlinie dafür ist die VDI 4551 (2020), welche sich explizit auf die Strukturüberwachung von Onshore- und Offshore-WEA bezieht.

Nach der Zieldefinition ist der erste Schritt des SHM der Entwurf eines geeigneten Messsystems. Aus der großen Bandbreite an Zielgrößen und Vorgehensweisen (siehe Abb. 2.4), allen voran der Unterscheidung zwischen globalen und lokalen Verfahren, ergeben sich eine Vielzahl möglicher Messaufbauten. Neben Zielgrößen und gewähltem SHM-Verfahren beeinflusst das Anwendungsobjekt WEA mit seinen spezifischen Randbedingungen den Entwurf eines Messsystems. Der Entwurf kann zunächst generisch erfolgen, muss für die Umsetzung und Installation aber an die tatsächlichen Gegebenheiten, Zugänglichkeit und Anschlussmöglichkeiten angepasst werden.

Normen und Richtlinien können hierfür entsprechend nur einen Rahmen vorgeben, der sich meist auf die Überwachung globaler Lastgrößen oder Strukturreaktionen bezieht. Die Internationale Norm für WEA, IEC 61400 enthält keine expliziten Informationen zum SHM, aber zur Messung mechanischer Lasten in Teil 13 (DIN EN 61400-13 2017). Ähnliche Informationen liefern die VDI-Richtlinie VDI 3834 (2015) sowie die DIN 10816-21 (2015) zur Bewertung mechanischer Schwingungen, welche Grenzwerte für Schwingungsamplituden festlegen.

CM wird an WEA häufiger als SHM angewendet und ist für Offshore-Anlagen teilweise vorgeschrieben (Weber 2013). Entsprechend existieren hierfür Normen mit genaueren Vorgaben. ISO 16079-1 (2017) enthält allgemeine Leitlinien zur Zustandsüberwachung von WEA, aus denen sich jedoch keine Anforderungen für den Messsystemaufbau ableiten lassen. In Teil 2 werden genaue Anforderungen hinsichtlich des Messsystemaufbaus für den Antriebsstrang definiert (ISO 16079-2 2020). Die Umsetzung als DIN-Normenvarianten befinden sich noch in der Entwurfsfassung. Die DNV-Richtlinie zur Zertifizierung von CMS enthält ebenso Anforderungen an den Messaufbau. Mindestens müssen das Hauptlager, der Generator und falls vorhanden das Getriebe überwacht werden. Als optional zu überwachende Komponente wird u. a. der Turm genannt und die Erhebung von Schwingungsmessdaten im Bereich der Gondel in zwei Richtungen, für einen Messbereich von 0,1-100 Hz, gefordert. Die Strukturüberwachung kann nach DNV-GL folglich unter den Begriff des CM fallen (DNVGL-SE-0439 2016).

Die Richtlinien zur Lebensdauererlängerung enthalten keine Informationen zu Messungen oder Messsystemen. Lediglich die Möglichkeit der Verwendung von Messdaten wird genannt, siehe Abschn. 2.5.1.

Im Folgenden werden die wichtigsten Hinweise bzw. Anforderungen für einen Messsystemaufbau für das SHM der Tragstruktur von WEA aus den genannten Quellen zusammengefasst.

#### **DNVGL-ST-0438 (2016): Regelungs- und Schutzsysteme für WEA**

Die Erfassung der Gondelbeschleunigung im Rahmen der Anlagensteuerung soll in zwei Horizontalrichtungen, exzentrisch zur Turmachse, erfolgen. Die Beschleunigungsamplituden werden dabei in drei verschiedenen Zeitskalen ( $T_1 < 1$  s,  $T_2 \approx 1 - 5$  s,  $T_3 \approx 1 - 10$  min) gemittelt und mit jeweils festzulegenden Grenzwerten überwacht. Bei Grenzwertüberschreitung soll das Anlagenschutzsystem aktiviert, bzw. die Anlage gestoppt werden. Die Grenzwerte sollen anhand von Simulationen, in Abhängigkeit von Betriebszuständen, definiert werden. Nähere Informationen zu Messaufbau und Datenerfassung werden nicht gegeben. Grenzwerte für Schwingungsamplituden im Bereich des Turmkopfs werden außerdem in VDI 3834 (2015) und ISO 16063-21 (2016) genannt. Es wird auf die Möglichkeit der Implementierung eines CMS und die entsprechende Spezifikation DNVGL-SE-0439 (2016) verwiesen.

#### **VDI3834, DIN ISO 10816-21: Messung und Beurteilung von Schwingungen**

Die VDI 3834 (2015) definiert Grenzwerte für Schwingungsamplituden, basierend auf empirischen Untersuchungen, und gibt Hinweise, wie die Schwingungsmessgrößen erfasst werden sollen. Es wird der Schwingungspegel der Gesamtanlage bewertet, der die Beanspruchung aller Komponenten beeinflusst und deshalb gewisse Grenzen langfristig nicht überschreiten sollte. Auch bei Einhaltung der Grenzwerte können einzelne Schadensfälle nicht ausgeschlossen werden. Es handelt sich nicht um ein SHM- oder CM-System, dafür wird auf ISO 16079-1 (2017) verwiesen. Zur internationalen Etablierung wurde die VDI-Richtlinie inzwischen in großen Teilen als ISO 16063-21 (2016) veröffentlicht und soll zukünftig als Ergänzung anwendungsbezogene Hinweise liefern. VDI 3834-Blatt 1 gilt dabei für WEA mit Getriebe. Blatt 2 und DIN ISO 10816-22 für getriebe lose Anlagen sind im Entwurfsstadium.

Als Beurteilungsgrößen werden Schwingbeschleunigung und Schwinggeschwindigkeit herangezogen, die bei regulärem Betrieb erhoben und zeitlich energieäquivalent gemittelt werden sollen (Quadratisches Mittel). Die Beurteilungs-/Mittelungsdauer beträgt i. d. R. zehn Minuten. Für die Bewertung der Turm- und Gondelschwingungen soll entweder in der Gondel, am Maschinenträger oder Hauptlager, oder im oberen Bereich des Turms in drei Raumrichtungen

entsprechend dem Gondelkoordinatensystem (siehe Absch. 2.1.1) gemessen werden. Der zu erfassende Frequenzbereich beschränkt sich auf  $f = 0,1 - 10$  Hz. Für andere Komponenten werden jeweils eigene Messorte und Frequenzbereiche genannt. Als Sensoren werden piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer empfohlen, deren Messsignal für die Geschwindigkeitserfassung integriert werden kann. Dabei muss auf eine möglichst steife Ankopplung geachtet werden.

Die Beurteilung sollte bei Anlagenbetrieb mit min. 20 % der Nennleistung und unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit erfolgen. Gleichzeitig sollen im Beurteilungszeitraum keine Betriebszustandsänderungen auftreten. Für die Bewertung werden vier Zonen, A-D mit steigenden Grenzwerten festgelegt und zwischen Warnstufen unterschieden, die von einem Dauerbetrieb beim gegebenen Schwingungslevel abraten und eine Ursachenanalyse empfehlen (Zone C), oder eine sofortige Ursachenanalyse vorschreiben, da Schäden entstehen könnten (Zone D). Eine Trendüberwachung der Schwingungslevels wird empfohlen, um Veränderungen sichtbar zu machen.

### **ISO 16079, DNV-GL-SE-0439: Richtlinien für Condition Monitoring Systeme**

Den Normen für das Condition Monitoring (ISO 16079-1 2017), bzw. den Richtlinien für die Zertifizierung von CMS (DNVGL-SE-0439 2016), können nur wenig Informationen für den Messaufbau eines SHM-Systems entnommen werden, da der Fokus entsprechend der Definition auf der Überwachung des Antriebsstrangs liegt.

ISO 16079-1 (2017) schlägt ein Vorgehensmodell vor, in dem Komponenten nach Kritikalität und Ausfallraten bewertet werden. Als mögliche Ausfallarten für den Turm werden Korrosion und Ermüdung genannt. Weiterhin sollen Sensorfehler des CMS selbst berücksichtigt werden. ISO 16079-2 (2020) liefert detaillierte Informationen zu Anforderungen an Sensorik hinsichtlich Empfindlichkeiten, Messbereichen, Sensortechnologien und Positionierung, sowie Anforderungen an das Datenerfassungssystem, aber nur für die Überwachung des Antriebsstrangs. Eine entsprechende Norm für das SHM von WEA-Tragstrukturen scheint nicht zu existieren.

### **IEC 61400-13 (2015): Messung von mechanischen Lasten**

Die IEC-Norm für WEA behandelt im Teil 13 die Messung mechanischer Lasten zum Zweck der Gültigkeitsprüfung von Lastsimulationsmodellen für die Auslegung oder Zertifizierung. Auch wenn das Ziel der Messungen nicht primär eine Zustandsüberwachung ist, werden Anforderungen an den Messaufbau detailliert beschrieben und können für den Entwurf eines SHM-Systems zur Lastüberwachung herangezogen werden.

Anhand von Dehnungsmessungen sollen Normal- und Querbiegemoment (FA, SS-Richtung) am Turmfuß, sowie am Turmkopf, und das Torsionsmoment an einer Höhenposition, erfasst werden. Eine zusätzliche Messung der Biegemomente im Bereich der Turmmitte wird empfohlen. Die Nutzung elektrischer Dehnungsmessstreifen (DMS) in Vollbrückenschaltung zur Kompensation von Temperatur- und Kreuzkopplungseffekten und eine gleichzeitige Temperaturmessung in der Nähe der Dehnungsmessung wird vorgeschlagen. Die Wahl der Anbringungsstellen der DMS ist entscheidend und sollte in Bereichen mit hoher Dehnung erfolgen bei gleichzeitig linearer Beziehung zwischen Spannung und Lasten und gleichmäßiger Spannungsverteilung, d. h. nicht im Bereich von Spannungskonzentrationen. Isotrope Werkstoffe sind besser geeignet. Die Messpositionen sollten sich im Bereich der unteren bzw. oberen 20 % der Turmhöhe befinden, jeweils in einer Entfernung von min. einem Turmdurchmesser von Flanschen entfernt, um Störeffekte aus Lasteinleitung zu vermeiden. Das Torsionsmoment sollte im genannten oberen Turmbereich erfasst werden. Das Datenerfassungssystem muss eine Wertdiskretisierung von mindestens 12 Bit ermöglichen und eine geeignete Abtastrate mit angepasstem Anti-Aliasing-Filter und Grenzfrequenz nutzen. Die Wahl von Abtastrate, Filtertyp und Filtergrenzen wird ausführlich im Anhang erläutert. Die Kalibrierung kann in Bereichen mit geringen Spannungskonzentrationsfaktoren analytisch anhand der Werkstoff- und Sensoreigenschaften und der weiteren Messkette erfolgen. Zur Offset-Bestimmung eignen sich 360° Gierbewegungen der Gondel, die bei niedrigen Windgeschwindigkeiten eine gleichförmige, bekannte Belastung durch das Gondelüberhangmoment ( $M_y$  in Gondelkoordinatensystem, siehe Abb. 2.1) darstellen. Nach Inbetriebnahme des Messsystems



müssen Plausibilitäts- bzw. Nachweisprüfungen, zum Beispiel anhand von Simulationsdaten, erfolgen. Weiterhin sollen Unsicherheiten von Mess- und abgeleiteten Größen geschätzt werden.

Ein Messsystem zur Lasterfassung nach IEC 61400-13 (2015) ist eine ideale Voraussetzung für ein lastenbasiertes SHM. Weitere Messgrößen sind in vielen Fällen notwendig, um die Ziele des SHM zu erreichen. Ihre Erfassung wird in der VDI-Richtlinie 4551 erläutert.

### **VDI 4551 (2020): Strukturüberwachung und -beurteilung von Windenergieanlagen**

Die 2020 erstmals veröffentlichte VDI-Richtlinie zur Strukturüberwachung von WEA (und Offshorestationen) liefert einen umfassenden und detaillierten Leitfaden für den Entwurf eines Messsystems für das SHM, der alle relevanten Aspekte behandelt. Dabei wird kein für alle Anwendungen und Anlagen gültiges Konzept vorgestellt, sondern die Notwendigkeit der Anpassung des Messsystementwurfs an die individuelle Zielstellung und Randbedingungen betont. Im Gegensatz zum CM ist das SHM noch nicht allgemein anerkannt oder zertifiziert, sodass Lösungen mit Betreibern, Herstellern oder Serviceanbietern individuell erarbeitet werden müssen. Die Abstimmung ist auch für den ersten Schritt eines SHM bzw. Messsystementwurfs wichtig, da umfassende Informationen zu Anlage, Konstruktionsweise, Werkstoffen etc. herangezogen werden. Die im Rahmen der Richtlinie behandelten SHM-Verfahren werden kurz zusammengefasst, da sie die Basis für die Hinweise zum Messsystementwurf bilden.

Die Richtlinie grenzt den Stand der Technik gegen aktuell in der Forschung erarbeitete Methoden ab. Als etabliert wird die Grenzwertüberwachung beschrieben. Dabei werden Richtwerte aus Normen, Richtlinien und der Auslegung für verschiedene Messgrößen, bzw. abgeleitete Größen ermittelt und deren Einhaltung bei Betrieb überwacht. Beispiele hierfür sind Schwingungsamplituden, Neigungen, Verformungen, Eigenfrequenzen und weitere. Für Schwingungsamplituden wird auf VDI 3834 (2015) verwiesen. Für die Lebensdauerprognose wird eine Trendanalyse und Lastüberwachung ähnlich dem Vorgehen der IEC 61400-13 (2015) empfohlen. Die Überwachung globaler Messgrößen soll mit lokalen Messungen von kritischen Details, wie bspw. Schweißnähten oder Schraubverbindungen, kombiniert werden. Dafür wird der Einsatz von Dehnungs-, Ultraschall-, Schallemissionsmessungen, sowie der Wirbelstromprüfung vorgeschlagen. Die unterschiedlichen Informationsquellen können, falls der Zielstellung zuträglich, in Gesamt- oder Detailmodellen zusammengeführt werden. Neben der Last- und Grenzwertüberwachung wird auch die Schadenserfassung anhand der Veränderung modaler Parameter als weitgehend erprobt angesehen. Typische Schäden sind Risse, Korrosion, lokale plastische Verformungen, Verbindungsschäden, Setzungen und, im Fall von Offshorestrukturen, die Kolkbildung.

Für den Entwurf eines Messsystems müssen verschiedene Aspekte und Anforderungen berücksichtigt werden. Dazu gehören die Vollständigkeit der Messgrößen für die Zielstellungen, Genauigkeitsanforderungen, die Dauerhaftigkeit des Systems und der Sensoren, Kalibrieranforderungen sowie Zugang und Wartungsfähigkeit. Sensorpositionen und Kabelführung müssen entsprechend der individuellen Gegebenheiten in der Anlage entworfen und gegen Störeinflüsse und Beschädigung geschützt werden. Hinsichtlich der Anzahl der Sensoren werden wenig Hinweise gegeben. Für die Eigenfrequenzermittlung sind einzelne Schwingungssensoren im Bereich des Turmkopfs ausreichend, für die Ermittlung von Eigenschwingformen müssen Messdaten, verteilt über der Höhe, erhoben werden. Außerdem sollte eine gewisse Redundanz vorgesehen werden, sodass das SHM auch bei Ausfall einzelner Sensoren noch funktionstüchtig bleibt. Es wird eine Übersicht gegeben, mit welchen Messgrößen relevante Zustandskenngrößen jeweils ermittelt werden können. Beschleunigungs- und Dehnungsaufnehmer stellen sich dabei klar als für die meisten Zustandskenngrößen geeignet heraus.

Spezielle Anforderungen an Sensoren werden erläutert: Beschleunigungssensoren sollten Frequenzen ab 0 Hz und Messwerte bis mindestens 1 g erfassen können, bei einer Abtastrate von 20 Hz. Letztere wird für alle Messgrößen gefordert. Dehnungsmessungen sollten im 90° Abstand entlang des Turmumfangs erhoben werden, unter Sicherstellung der Unempfindlichkeit gegenüber Störeinflüssen. Die IEC 61400-13 (2015) liefert hier genauere Hinweise. Neben Dehnungen zur Lastermittlung können Dehnungsrosetten zur lokalen Spannungszustandsermittlung einge-

setzt werden. Alternativ zur Verklebung wird die Prüfung der Nutzung von verschweißbaren oder eingebetteten Dehnungsaufnehmern, evtl. auf Basis faseroptischer Messtechnik, empfohlen.

Das Datenerfassungssystem sollte an einem geeigneten, zugänglichen Ort installiert und durch eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) abgesichert werden. Die Datenerfassung muss zusammen mit einem korrekten und genauen Zeitstempel erfolgen und eine Synchronität zu Betriebsdaten sicherstellen. Im Vergleich zu IEC 61400-13 (2015) wird eine höhere Auflösung der Wertdiskretisierung von mindestens 16 Bit gefordert und zusätzlich werden Anforderungen an Linearität und Nullpunktdrift definiert. Ein Datenreduktionskonzept, die zentrale Zusammenführung von Daten und die Möglichkeit zur Fernüberwachung des Systems werden empfohlen. Außerdem wird eine automatische Systemüberwachung gefordert, die Messfehler, Sensorausfälle und Störungen erkennt und meldet. Zusammen mit einer Dokumentation und Inspektionsplanung für das Messsystem soll damit die Dauerhaftigkeit gewährleistet werden.

Die Richtlinie liefert die wichtigsten Informationen für den Entwurf eines Messsystems für das SHM. Zu einzelnen Aspekten werden weitere Hinweise benötigt. Die Auswahl der Sensoranzahl, -positionierung, -installation und -montage muss näher spezifiziert werden. Geeignete Sensorempfindlichkeiten und Sensortechnologien für die genannten Messgrößen, aber evtl. auch für weitere Messgrößen oder alternative Sensorik, müssen ermittelt werden. Deutlich weiterführende Informationen zur Auswahl der Abtastrate und Anti-Aliasing-Filterung liefert die IEC 61400-13 (2015). Die als typisch genannte Abtastrate von 20 Hz erscheint niedrig. Die Hinweise sind zudem recht allgemein gehalten, sodass konkrete Fallstudien und Umsetzungen hinzugezogen werden. Sie werden im folgenden Abschnitt beschrieben.

### 2.3.3 Messsystemaufbau in Fallstudien

Für den Entwurf des Messaufbaus im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde 2015 eine Literaturstudie durchgeführt, die von Born (2016) dokumentiert und deren Ergebnis in Botz et al. (2016) zusammengefasst ist. Die Hauptfragestellung dabei war, welche Sensortypen in welcher Anzahl an welchen Positionen idealerweise vorgesehen werden sollten.

Inzwischen sind eine Vielzahl zusätzlicher Untersuchungen mit Beschreibungen von Messsystemen, sowie Richtlinien, insbesondere die VDI 4551 (2020), verfügbar. Durch die neueren Veröffentlichungen ergibt sich kein grundsätzlich verändertes Bild, sondern sie ergänzen und bestätigen die bisherigen Erkenntnisse. Es wurde weiterhin keine Dokumentation von Messungen an Beton-Stahl-Hybridtürmen gefunden. Untersuchungsgegenstand aller Fallstudien sind Stahl- oder Betonstrukturen von Onshore- oder Offshore-WEA.

Die am häufigsten eingesetzten Sensortypen sind Beschleunigungs- und Dehnungsaufnehmer, wie Martinez-Luengo et al. (2016) und die VDI 4551 (2020) bestätigen. Die Anzahl und Position der verwendeten Sensoren variieren dabei und die Gründe für deren Auswahl werden selten genannt. Daneben wurden weitere vielversprechende Sensortechnologien identifiziert, wie faseroptische Sensoren, Wegaufnehmer, GPS-Sensoren, Laser-Doppler-Vibrometrie oder kamerabasierte Messverfahren, die vereinzelt angewendet wurden. Weitere Sensortypen, die vor allem für die lokale Überwachung eingesetzt werden, wurden bereits in vorherigen Abschnitten genannt und werden von Ciang et al. (2008), Martinez-Luengo et al. (2016) und Wymore et al. (2015) beschrieben.

Im Folgenden soll ein Überblick zu Fallstudien gegeben werden, sortiert nach verwendeten Sensortypen. Dabei werden neben den ursprünglich im Rahmen des Messsystementwurfs betrachteten Literaturquellen, die vor 2016 veröffentlicht wurden, auch aktuellere Quellen herangezogen. Aufgrund der Vielzahl an inzwischen verfügbaren Veröffentlichungen ist die Aufstellung nicht vollständig. Sie ist aber ausreichend, um die notwendigen Erkenntnisse abzuleiten. Entsprechend der Verbreitung wird die in Tab. 2.4 dargestellte Gruppierung vorgenommen. Temperaturmessungen werden dabei nicht explizit aufgeführt. Sie werden i. d. R. in Kombination mit Dehnungsmessungen ausgeführt.

Tabelle 2.4: Gruppeneinteilung der Fallstudien zu Messsystemen an Tragstrukturen von WEA.

Gruppe	Sensortypen
1	Beschleunigungssensoren, Dehnungsaufnehmer, alternative Sensorik
2	Beschleunigungssensoren, Dehnungsaufnehmer (elektrisch, faseroptisch)
3	Beschleunigungssensoren
4	Dehnungsaufnehmer (elektrisch, faseroptisch)
5	Alternative Sensorik

### 1) Beschleunigungssensoren, Dehnungsaufnehmer, alternative Sensorik

Die wahrscheinlich am aufwändigsten überwachten WEA Deutschlands befinden sich im ersten deutschen Offshore-Testfeld Alpha Ventus. Im Rahmen der RAVE-Initiative (Research at Alpha Ventus) werden vier WEA mit insgesamt 1200 Sensorkanälen überwacht und es wurden mehr als 30 Forschungsprojekte durchgeführt. Für die Überwachung der Tragstruktur besonders relevant sind die Gigawind-Projekte, welche bereits unabhängig von Alpha Ventus starteten und später in RAVE eingebunden wurden, sowie das Projekt „OWEA Loads“ mit Fokus auf Lasten. Für den Entwurf und Aufbau der Messsysteme wurde ein eigenes Messserviceprojekt durch das BSH koordiniert (Durstewitz & Lange 2016). Die Anlagen wurden unterschiedlich instrumentiert. Im Abschlussbericht des Messserviceprojekts (Herklotz 2012) wird hauptsächlich die mit den meisten Sensoren ausgerüstete Anlage beschrieben. Im Bereich der Turmstruktur wurden neben Beschleunigungen an fünf Höhenpositionen auch Neigungen am Turmkopf und Dehnungen an drei Höhenpositionen mit je vier faseroptischen und elektrischen Sensoren im 90°-Abstand erfasst. Zwei Jahre nach Inbetriebnahme waren 2012 noch 72 % der Sensoren in Betrieb. Besonders die faseroptischen Dehnungsmessungen zeigten ein instabiles Verhalten. Die DMS wurden als Vollbrücken verschaltet, mit je zwei Gittern in vertikaler bzw. horizontaler Orientierung.

Zuvor wurde im IMO-Wind-Projekt (Rücker & Fritzen 2010) ein integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-WEA entwickelt und an einer an Land errichteten Offshore-WEA vom Typ Multibird M5000 getestet. Der Messsystemaufbau im Bereich des Turms war im Vergleich zur Alpha-Ventus-Instrumentierung leicht reduziert, mit Beschleunigungssensoren auf vier Höhenpositionen, sowie Neigungs- und Dehnungsmessungen am Turmfuß- und Kopf. Dabei wurde zwischen Dehnungsmessungen am Querschnitt zur Ermittlung von Lasten und zusätzlichen Dehnungsmessungen im Bereich des Turmfußes an Hot-Spots unterschieden. Im Projekt wurde außerdem die Integration von faseroptischen Sensoren in Rotorblättern während des Fertigungsprozesses untersucht und Schadensdetektionsverfahren u.a. anhand modaler Parameter erprobt (Fritzen et al. 2011; Kraemer 2011).

### 2) Beschleunigungssensoren, Dehnungsaufnehmer

Verschiedene Untersuchungen auf Basis von Messungen an der Belwind Windfarm sind dokumentiert. Eine der Vestas V90-Anlagen mit 3 MW Nennleistung wurde 2012 mit zehn uniaxialen MEMS-Beschleunigungssensoren ausgestattet. Davon befinden sich je zwei in 90° Anordnung auf drei Höhenpositionen verteilt. An der vierten Höhenposition, am Turmkopf, sind vier Sensoren zur Trennung von Torsionseffekten vorgesehen (Devriendt et al. 2014). Die Höhenpositionen wurden für eine gute Zugänglichkeit in der Nähe von Plattformen gewählt (Iliopoulos et al. 2017). Im Jahr 2014 wurden zusätzlich faseroptische Dehnungssensoren an vier Umfangspositionen im Bereich des Turmfußes und an zwei Umfangspositionen auf ca. 2/3 der Höhe zur Lastüberwachung installiert (Weijtjens et al. 2017). Ähnliche Messaufbauten wurden an zwei weiteren benachbarten Offshore Windparks vorgenommen: Im Windpark Northwind an Vestas V112 und im Windpark C-Power an Senvion Anlagen. Der Messaufbau zur Dehnungserfassung wurde dabei verbessert und Dehnungen nicht mehr nur in vertikaler Richtung (Belwind), sondern in drei Richtungen erfasst, sodass auch Torsionseffekte (Scherung) gemessen werden können. Für die Senvion-Anlagen wurden statt MEMS piezoelektrische Sensoren verwendet, die ein höheres Signal-Rausch-Verhältnis erzielen. Unvorteilhaft ist die höhere untere Grenzfrequenz piezoelektrischer Sensoren im Vergleich zu MEMS (Weijtjens et al. 2015). Die Nutzung der Messdaten

wird neben den genannten Quellen auch von Weijtjens et al. (2014, 2016) und Oliveira (2016) sowie weiteren Autoren beschrieben.

Weijtjens et al. (2018) nutzten einen reduzierten Messaufbau an einer 2 MW Onshore-WEA mit 96 m Stahlrohrturm: An einer Position in 19 m Höhe wurde ein biaxialer Beschleunigungssensor installiert und Dehnungs- und Temperaturmessungen durchgeführt. Anhand der Veränderung modaler Parameter konnte Eisansatz an den Rotorblättern detektiert werden.

Im Zuge der Überwachung einer 500 kW Onshore-Anlage entwarf Lachmann (2014) ein Messsystem mit triaxialen Beschleunigungssensoren auf fünf Ebenen des 65 m hohen Turms. Im Bereich des Turmkopfs wurden zwei Sensoren zur Trennung von Torsionseffekten vorgesehen, und im Turmfuß zusätzlich drei uniaxiale seismische Beschleunigungssensoren installiert. Zur Dehnungsmessung wurden induktive Wegsensoren an jeweils drei Umfangspositionen im unteren Turmdrittel und Turmkopf genutzt. Als Besonderheit wurde hier auch ein Windmessmast im Bereich der Hauptwindrichtung vor der Anlage installiert. Das Messsystem wurde für Grenzwertüberwachung und Designabgleich der modalen Parameter und zur Lebensdaueranalyse verwendet. Smarsly et al. (2013) nutzten es außerdem zur Entwicklung eines modellbasierten Schädigungsdetektionverfahrens.

Loroux und Brühwiler (2016) verwendeten hauptsächlich Dehnungsmessungen zur Lebensdaueranalyse einer 2 MW Onshore-Anlage mit 95 m Nabenhöhe. Die DMS wurden auf zwei Ebenen, im Bereich von Turmfuß und -kopf installiert, jeweils drei in vertikaler Orientierung über dem Umfang verteilt. Jeweils eine Messstelle wurde in Rosettenanordnung ausgeführt, zur Ermittlung des Dehnungszustands in der Ebene. Im Bereich des Turmkopfs wurden drei Beschleunigungssensoren und ein Feuchtigkeitssensor verbaut. Die Datenübertragung vom Turmkopf zum Datenerfassungssystem im Turmfuß erfolgte über eine optische Verbindung. Zur Überprüfung der aus einem Modell abgeleiteten Hot-Spots in 36 m Turmhöhe wurden zusätzliche Dehnungsmessungen im entsprechenden Bereich installiert. Eine ausführliche Beschreibung ist in der Dissertation von Loroux (2018) zu finden.

Weitere Varianten von Messsystemen, die Beschleunigungs- und Dehnungsmessungen nutzen, werden von Henkel et al. (2018), Rebelo et al. (2012a), und weiteren Autoren beschrieben.

### 3) Beschleunigungssensoren

Für schwingungsbasierte SHM-Verfahren, z.B. die Überwachung modaler Parameter, oder Schadenserkennung anhand der Veränderung von Schadensindikatoren, ist eine Instrumentierung mit Beschleunigungssensoren ausreichend. Die wichtigsten EOC werden i. d. R. durch das SCADA-System bereitgestellt. Bleibt die Fragestellung, welche Sensortypen bzw. -eigenschaften, Anzahl und Positionen gewählt werden sollten.

Die zuvor beschriebene Installation an der Belwind Windfarm zählt zu den Messsystemen mit ausschließlicher Schwingungsmessung, bevor zusätzliche Dehnungsaufnehmer installiert wurden (Devriendt et al. 2014).

Oliveira (2016) führte Schwingungsmessungen für das SHM an einer 1,3 MW Bonus Onshore WEA mit 68 m Turmhöhe durch. Dafür wurden der Turm mit vier biaxialen Beschleunigungssensoren instrumentiert, an drei Höhenpositionen in der oberen Turmhälfte. Am Turmkopf wurden zwei Sensoren zur Trennung von Torsionseffekten verwendet. Durch Summenbildung bzw. Differenz der Signale wurde ein Schwingungsmodus mit relevantem Torsionsanteil identifiziert. In der Untersuchung wurden außerdem Beschleunigungsmessungen und faseroptische Dehnungsmessungen an Rotorblättern herangezogen. Die Analyse des Turmverhaltens erfolgte teilweise unabhängig davon. Oliveira et al. (2016) installierten ein ähnliches Messsystem an einer zweiten WEA mit 2 MW Nennleistung und 80 m Nabenhöhe. Für eine Voruntersuchung wurden kurzzeitig drei biaxiale Beschleunigungssensoren gleichmäßig über der Turmhöhe verteilt installiert. Die Voranalyse diente der (einmaligen) Ermittlung von modalen Parametern und der Validierung eines FE-Modells zur Ableitung von Eigenschwingformen. Diese wurden genutzt, um ein Messsystem zur Dauerüberwachung zu planen mit Sensorpositionen im Bereich von Maxima der Auslenkung der Eigenschwingformen. Das in der Folge installierte Messsystem zur Dauerüber-

wachung bestand aus 9 uniaxialen Beschleunigungssensoren an drei Höhenpositionen und am Turmfuß. Dabei wurden pro Höhenposition stets zwei Sensoren zur Erfassung des Beschleunigungsvektors in der Horizontalebene installiert. Auf 3/4 der Turmhöhe wurden drei Sensoren verwendet. An der Fundamenteinbindung wurden zwei in vertikaler Richtung messende Sensoren eingesetzt, deren Nutzung nicht weiter beschrieben wird. Die höchsten Schwingungsamplituden wurden nicht am Turmkopf, sondern durch die Sensoren in 2/3 Turmhöhe erfasst. Die Überwachungsergebnisse und angewendeten SHM-Verfahren werden von Oliveira et al. (2018a) beschrieben.

Es existieren auch Untersuchungen, welche nur am Turmkopf erhobene Beschleunigungsmessdaten für das SHM nutzen. Guo und Infield (2012) entwickelten ein entsprechendes System zur Erkennung von fehlerhaften Blatteinstellwinkeln für eine 1,5 MW Onshore WEA.

#### 4) Dehnungsaufnehmer

Dehnungssensoren werden meist entweder für die Überwachung von Lasten, Hot-Spots oder zur Risserkennung eingesetzt. Ziel der Untersuchung von Benedetti et al. (2013) war die Risserkennung im Turmfuß einer 20 kW WEA mit Stahlurm. Dafür wurden vertikal messende DMS über dem Umfang in konstantem Abstand  $s$  angeordnet. Die detektierbare minimale Risslänge wurde in Abhängigkeit vom Sensorabstand  $s$  ermittelt.

Pollino und Huckelbridge (2012) nutzten Dehnungsmessungen zur Lebensdaueranalyse einer 100 kW Anlage mit 37 m Stahlurm. DMS wurden an jeweils vier gleichverteilten Umfangspositionen in 4,9 und 5,8 m Höhe installiert und Spannungen abgeleitet für eine Lebensdaueranalyse.

Für eine 1,5 MW Onshore-WEA mit 70 m Stahlurm berechneten Bang et al. (2012) die Turmkopfauslenkung aus faseroptischen Dehnungsmessungen. Die Sensoranordnung war eher ungewöhnlich mit Sensoren an nur einer Umfangsposition in Windrichtung, verteilt über vier Höhenpositionen und mit Orientierung der Messgitter jeweils in vertikaler und horizontaler Richtung.

#### 5) Alternative Sensorik

Durch die Anwendung weniger verbreiteter, teils neuer Sensoren können sich verschiedene Verbesserungspotentiale ergeben. Im Folgenden werden einige Sensortechnologien näher beschrieben, die im Rahmen der Literaturrecherche gefunden, und als erfolgsversprechend bewertet wurden.

Faseroptische Messverfahren zur Dehnungs-, Temperatur- und Beschleunigungsmessung sind weniger empfindlich gegenüber Umwelteinflüssen wie Feuchtigkeit oder elektromagnetischer Strahlung und weisen eine höhere Langzeitstabilität auf als DMS. Weitere Vorteile ergeben sich aus dem verringerten Verkabelungs- und damit Montageaufwand. Je nach verwendeter Messsystemtechnologie kann entweder (quasi-)kontinuierlich entlang einer Faser oder an zuvor festgelegten diskreten Punkten entlang der Faser gemessen werden. Im einfachsten Fall muss für jeden Sensor ein eigener Lichtwellenleiter (LWL) genutzt werden. Die zwei letztgenannten Verfahren nutzen Faser-Bragg-Gitter (FBG). Dabei wird ein Gitter aus Bereichen mit abweichendem Brechungsindex in die Faser eingebracht, welches die Dehnungsmessung durch Veränderung des Gitterabstands ermöglicht. Bei der (quasi-)kontinuierlichen faseroptischen Dehnungsmessung wird die Wechselwirkung des Lichts mit dem Fasermaterial selbst als Sensorelement genutzt. Die gleichzeitige Beschleunigungs-, Temperatur- und Dehnungsmessung wäre mit einem faseroptischen Messsystem möglich. Entsprechende Anwendungen an Tragstrukturen von WEA sind aktuell jedoch nicht bekannt. Durch die Kombination verschiedener faseroptische Sensortypen könnte der Einrichtungs- und Installationsaufwand verringert werden (Afzal et al. 2012; Lee 2003; Majumder et al. 2008).

Der Installationsaufwand kann weiter reduziert werden durch berührungslose Messungen mittels Laservibrometrie oder Photogrammetrie (Goyal & Pabla 2016). Ozbek und Rixen (2013) erprobten diese für Schwingungsmessungen an Turm und Rotorblättern von WEA. Bei Verwendung von Infrarot Laser-Doppler-Vibrometrie und photogrammetrischen Methoden, die ohne

Markierungen auf dem Messobjekt auskommen, ist damit eine Messung von außen ohne Zugang zum Messobjekt möglich. Auch Aufzeichnungen der Bodenschwingungen, anhand von Seismometermessungen aus dem Umfeld von WEA, können für das SHM eingesetzt werden und als im weiteren Sinne berührungslose Messtechnik eingeordnet werden (W. Hu et al. 2019).

Ein anderer Ansatz zur Reduktion des Installationsaufwands sowie zur Erhöhung der Flexibilität ergibt sich durch die Verwendung drahtloser Sensorknoten. Diese ermöglichen zusätzlich eine dezentrale Datenvorverarbeitung. Als Sensortechnologie bieten sich hierfür MEMS Beschleunigungssensoren an, da diese einen geringen Energiebedarf aufweisen (Große et al. 2004; Große & Krüger 2006). Swartz et al. (2010) erprobten drahtlose Sensoren zur Beschleunigungs- und Dehnungsmessung an drei verschiedenen WEA. Beschleunigungsmessungen wurden an zwei WEA jeweils auf vier Höhenpositionen in zwei Richtungen erhoben. Der Vergleich mit synchronen drahtgebundenen Messungen zeigte eine gute Übereinstimmung und die grundsätzliche Eignung der drahtlosen Sensorik für die Anwendung. Auch drahtlose Dehnungsmessungen wurden an einer WEA an drei Höhenpositionen vorgenommen und ebenso mit Ergebnissen von drahtgebundenen Sensoren validiert. Drahtlose Beschleunigungsmessungen an der in dieser Arbeit genutzten Versuchsanlage wurden von Wondra et al. (2019) durchgeführt.

Mit Hilfe des globalen Navigationssatellitensystems (GNSS) können absolute Positionen bzw. Auslenkungen in drei Raumrichtungen gemessen werden. Um die für das SHM geforderte Genauigkeit zu erreichen, werden in der Geodäsie geodätische Multi GNSS-Empfänger eingesetzt, welche mit Hilfe von differentiellen Verfahren (DGPS) oder dem Real Time Kinematic Verfahren (RTK-GPS) Daten mit ausreichend hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung liefern (L. Zhang 2016). GNSS wird für das SHM seit geraumer Zeit genutzt und weiterentwickelt. Shen et al. (2019) und Im et al. (2013) geben einen Überblick zu verwendeten Technologien und Anwendungen. GNSS wird zur Überwachung von Türmen (Breuer et al. 2002; Schäfer et al. 2006), Brücken (Meng et al. 2018) und Hochhäusern (Al-Qazweeni et al. 2020) eingesetzt. Anwendungen an WEA sind nur wenige bekannt: Mostböck und Petryna (2014) nutzten es zur WEA-Schwingungsüberwachung und nennen als Hindernisse für die Anwendung des Verfahrens für die Überwachung von WEA den hohen Preis, sowie die Notwendigkeit des Postprocessings. Beide Punkte können durch seit kurzem verfügbare „low cost“ GNSS-Empfangssysteme (z.B. Emlid Reach oder SwiftNav Piksi) überwunden werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die beschriebenen „alternativen Sensortechnologien“ mit Ausnahme der (quasi-)kontinuierlichen faseroptischen Dehnungsmessung, hinsichtlich ihrer Eignung für das SHM von WEA-Tragstrukturen erprobt. Seismometermessungen wurden nicht im Umfeld der Anlage, sondern im Turmfuß erhoben. Der jeweilige Stand der Technik der Verfahren und die Anwendung sind in Abschn. 4.6 ausführlicher beschrieben.

Weitere hier nicht erprobte, aber vielversprechende Verfahren sind die Nutzung von (faseroptischen) Gyroskopen zur Erfassung von Rotationen (Schreiber et al. 2009) oder die Nutzung von Videoaufnahmen und Verfahren zur Bewegungsverstärkung (motion magnification) zur Visualisierung von Schwingformen und zur Ableitung von Messgrößen (Sarraf et al. 2018). Auch Radarmessungen können zur berührungslosen Auslenkungs- und Schwingungsmessung von WEA-Türmen eingesetzt werden (Pieraccini et al. 2008). Die aufgezählten Messverfahren und Methoden für das SHM von WEA-Tragstrukturen sind wahrscheinlich nicht vollständig, geben aber einen Überblick der Aktivitäten in dem Feld und möglicher Weiterentwicklungen.

Es wurden repräsentative und relevante Fallstudien zusammenfassend dargestellt, die typische Messsystemaufbauten beschreiben. Dabei wurde hauptsächlich das realisierte Messsystem beschrieben. Gründe für die Wahl des Messaufbaus werden in der Literatur nur selten genannt. Gerade die Auswahl der Sensorpositionen wird i. d. R. nicht näher beschrieben. Sie hängt stark von der individuellen Anlage und Zugänglichkeit ab. Gleichzeitig gibt es aber für Schwingungssensoren optimale Positionen, welche den Informationsgehalt der Messdaten maximieren. Entsprechende Untersuchungen und Verfahren sollen hier knapp vorgestellt werden.

### Optimale Sensorpositionierung

Zur optimalen Platzierung von Schwingungssensoren existieren verschiedene Verfahren, bei denen unterschiedliche Zielfunktionen minimiert oder maximiert werden (Habegger 2014; Li 2011; Mendler 2020; Ostachowicz et al. 2019). Ziel der Verfahren ist es i. d. R. mit dem berechneten Sensor-Layout eine eindeutige Identifikation aller benötigten modalen Parameter zu erhalten. Ein mögliches Vorgehen ist die Minimierung der linearen Abhängigkeit der Eigenschwingformen durch Wahl geeigneter Sensorpositionen. Aber auch die Auswahl von Positionen mit maximaler kinetischer Energie ist ein möglicher Ansatz. Die Anzahl der Sensoren muss dabei meist vorgegeben werden. Die Verfahren werden an einer Vielzahl von Strukturen eingesetzt, wie Gebäuden (Sun & Büyüköztürk 2015), Brücken (Mendler 2020; Meo & Zumpano 2005) oder auch WEA (Schulze et al. 2016). Manche Untersuchungen gehen noch einen Schritt weiter und ermitteln den Einfluss der Position der Beschleunigungssensoren auf die Schadensdetektionsfähigkeit des Systems (Oliveira 2016; Pacheco et al. 2018). Mendler (2020) entwickelte ein Vorgehen, bei dem, basierend auf einem vorgegebenen minimalen Schaden, der noch detektierbar sein soll, die Anzahl und Position der dafür benötigten Sensoren bestimmt wird. Die Anwendung eines Verfahrens zur optimalen Sensorpositionierung im Rahmen dieser Arbeit wird von Neri (2017) beschrieben und ist in Abschn. 4.7.1 zusammengefasst.

Die optimale Platzierung von Dehnungssensoren zur Strukturüberwachung wird in der Literatur wenig diskutiert und ist stärker abhängig von Zielstellung und Anwendungsobjekt. Ostachowicz et al. (2019) fasst gängige Methoden für Dehnungssensoren zusammen. In vielen der hier betrachteten Anwendungen an WEA-Tragstrukturen werden die verwendeten Positionen der Dehnungsmessungen genannt, die Gründe für die Positionswahl aber nicht erläutert. Kamieth et al. (2015) verwenden jeweils zwei DMS in 90°-Abstand an Turmkopf und -fuß. Lachmann (2014) positioniert dagegen jeweils drei Dehnungs-/Wegsensoren im 120°-Abstand auf zwei Ebenen in 33 % und 65 % der Gesamthöhe des WEA-Turms. Fujiyama et al. (2014) positionieren vier Dehnungssensoren am Turmfuß in 90°-Abstand, um die vom Turm ins Fundament der WEA übertragenen Schwingungen zu messen. Loraux und Brühwiler (2016) positionierten ebenfalls vier Dehnungssensoren im 90°-Abstand, allerdings auf zwei Ebenen in 9 % und 97 % der Turmhöhe. Zwei zusätzliche Dehnungssensoren wurden in 40 % der Turmhöhe im 90°-Winkel positioniert. Die Notwendigkeit einer gegenüberliegenden Positionierung im 180°-Winkel zur Kompensation von Messfehlern wird hier ausführlich erläutert. Die Wahl der vertikalen Positionen hängt von der Montierbarkeit und Zugänglichkeit ab und orientiert sich daher an der Höhe der Plattformen. Die Messdaten am Turmkopf wurden für die Berechnung der extern angreifenden Kräfte eingesetzt, mithilfe der Daten am Turmfuß und in mittlerer Höhe wurden Lebensdauerberechnungen durchgeführt. Zur Lebensdaueranalyse bietet sich die Positionierung von Sensoren im Bereich von Spannungs-Hot-Spots an. Diese können aus FE-Modellen abgeleitet werden.

### Fazit

Der Stand der Forschung im Bereich des SHM der Tragstruktur von WEA wurde vorgestellt. Erster Schritt hierbei ist der Entwurf eines geeigneten Messsystems. Alle weiteren Verfahren/Vorgehen sind abhängig davon, da die Ergebnisse von der Messdatenqualität abhängen. Typische Messsystemaufbauten für ein umfassendes SHM verwenden i. d. R. Dehnungs- und Beschleunigungssensoren an mehreren Höhen- und Umfangspositionen. Die Positionen sollten mit der Zielsetzung, eine bestmögliche Datenqualität zu erhalten, gewählt werden. Für die Dehnungsmessung werden meist entweder DMS oder faseroptische FBG eingesetzt. Im Fall der Beschleunigungsmessung werden piezoelektrische oder MEMS-Sensoren genutzt. Diese können sich jeweils wiederum stark in ihren Eigenschaften unterscheiden. Es ist auf einen geeigneten linearen Messbereich im Zielfrequenzband zu achten; kritisch sind hier besonders die niedrigen Eigenfrequenzen der Struktur im Bereich  $f < 1$  Hz, sowie die gerade im unteren Turmteil geringen Beschleunigungswerte, die hochempfindliche Sensorik erfordern. Neben den Messgrößen Dehnung und Beschleunigung, die i. d. R. durch fest installierte Sensorik erhoben werden, existieren auch alternative Sensortechnologien, die verschiedenartige Vorteile bieten. Beispiels-

weise können zusätzliche Messgrößen, wie Auslenkungen, direkt erfasst werden, oder Messungen können berührungslos von außen ohne Sensorinstallation im Turm erfolgen.

In Absch. 4.1 wird basierend auf der Literaturrecherche ein eigenes Konzept für das SHM der Tragstruktur abgeleitet und dessen Umsetzung an der Versuchs-WEA in den folgenden Abschnitten genau beschrieben. Der Stand der Forschung soll hinsichtlich verschiedener Aspekte erweitert werden: Während alle in der Literatur beschriebenen Messsysteme für Stahlrohtürme oder in Einzelfällen für Betontürme entworfen wurden, soll hier ein Hybridturm als Anwendungsobjekt dienen und auf dessen Besonderheiten eingegangen werden. Weiterhin sollen die Gründe für die Wahl des Messaufbaus ausgeführt werden, Quellen von Messunsicherheiten benannt und deren Größe abgeschätzt werden, sowie das Langzeitverhalten der Sensoren bzw. des Messsystems untersucht werden.

Ein Ziel des Messsystementwurfs ist die Erhebung von Schwingungsmessdaten mit hohem Signal-Rausch-Verhältnis für alle zu erfassenden Schwingungsmoden – im Idealfall an vielen, gleichmäßig über der Höhe verteilten Positionen – zur Abbildung von Eigenschwingformen mit hoher räumlicher Auflösung. Dafür wird im Regelfall die OMA eingesetzt, die im Folgenden näher beschrieben wird.

## 2.4 Operational Modal Analysis

Die OMA bezeichnet eine spezielle Art von Modalanalyseverfahren. Das Verfahren wird zunächst definiert, und es werden die der Methode zugrunde liegenden Annahmen erläutert und deren Einhaltung für die Anwendung an WEA geprüft. Als nächstes wird ein Überblick zu verschiedenen OMA-Verfahren gegeben und das für die Anwendung ausgewählte Verfahren, die stochastic subspace identification, beschrieben. Anschließend wird das gewählte Vorgehen zur Automatisierung der OMA erläutert. Zuletzt wird ein Überblick zu Anwendungen der (automatisierten) OMA an Tragstrukturen von WEA gegeben.

### 2.4.1 Grundlagen

Die klassische oder experimentelle Modalanalyse (EMA) ist ein seit langem etabliertes Verfahren. Dabei wird ein Messobjekt einer bekannten Anregung ausgesetzt (oft durch Shaker oder Modalhammer mit Kraftmessung) und die Strukturreaktion gemessen (oft Beschleunigung). Damit sind auf Systemebene Ein- und Ausgang bekannt und es kann eine Übertragungsfunktion des Systems bestimmt werden (FRF: Frequency Response Function), aus der die modalen Parameter abgeleitet werden. Dies geschieht i. d. R. über eine Kurvenanpassung der FRF eines geeigneten Modells an die experimentell ermittelte FRF, sodass die modalen Parameter direkt aus den Modelleigenschaften bestimmt werden können (Ewins 2000).

Die künstliche Anregung eines Messobjekts ist nicht immer einfach durchführbar. Gerade bei Bauwerken wie Brücken oder Türmen ist dies schwierig. Es wurden daher Methoden entwickelt, die statt einer bekannten Anregung, die durch die Umwelt oder den Betrieb entstehende Anregung nutzen. Sie werden dementsprechend als Betriebsschwingungsanalyse, Operational Modal Analysis oder Output-only Modal Analysis bezeichnet. Teilweise wird die OMA mittlerweile aufgrund der Möglichkeit der Analyse bei Betrieb auch als Ersatz für die EMA, z. B. im Bereich der Luftfahrt genutzt (Basseville et al. 2007; Rainieri & Fabbrocino 2014b).

Inzwischen sind Bücher von verschiedenen Autoren zur OMA verfügbar, die das Thema umfassend behandeln: Brincker und Ventura (2015), Rainieri und Fabbrocino (2014b), Zabel (2019). Hier sollen nur die wichtigsten Zusammenhänge dargelegt werden, die für das Verständnis der folgenden Analysen benötigt werden.

#### **Zugrundeliegende Annahmen**

Für die unbekannte Anregung und das zu analysierende Objekt müssen einige Annahmen getroffen werden, die zum Beispiel von Rainieri und Fabbrocino (2014b) beschrieben werden:



1. Anregung durch stationäres, weißes (gaußsches) Rauschen mit konstantem Leistungsdichtespektrum im betrachteten Frequenzbereich, wodurch alle Eigenmoden gleichmäßig angeregt werden
2. Linearität des Systems: Eine Kombination von Anregungen entspricht der Kombination der jeweiligen Ausgänge
3. Zeitinvarianz bzw. Stationarität: die dynamischen Eigenschaften des Systems ändern sich nicht mit der Zeit
4. Beobachtbarkeit: Sensorpositionen sind so gewählt, dass gesuchte Eigenmoden beobachtet werden können

Die Anregung durch weißes Rauschen mit konstantem Leistungsdichtespektrum über dem betrachteten Frequenzbereich ist in der Realität selten gegeben. Die OMA kann trotzdem angewendet werden, und die erhaltenen Schwingungsmoden sind dann durch die tatsächliche Anregung gewichtet. Die Modellvorstellung eines gekoppelten Systems aus Anregungssystem und Messobjektsystem kann genutzt werden, wobei am Eingang des Anregungssystems weißes Rauschen anliegt (siehe Abb. 2.5). Identifiziert man das gekoppelte System mittels OMA, erhält man die Eigenschaften des kombinierten Systems. Die modalen Parameter des Messobjekts bleiben dabei erkennbar. Die verbleibende Anforderung an die Anregung ist eine gewisse Breitbandigkeit, sodass alle gesuchten Eigenmoden angeregt werden.

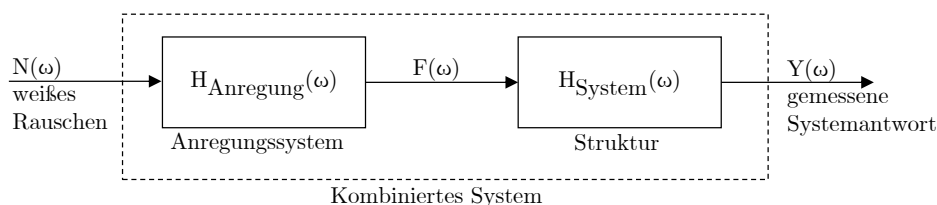


Abbildung 2.5: Kombiniertes System aus Anregungssystem und Objektsystem für Annahmen der OMA (nach Rainieri und Fabbrocino (2014b)).

Die Anwendung in der Praxis zeigt, dass die OMA bei abweichenden Anregungen erfolgreich durchgeführt werden kann (Basseville et al. 2007). Für WEA entsteht eine starke Abweichung von den Annahmen durch die harmonische Schwingungsanregung aus der Rotordrehung. Trotzdem können die relevanten Schwingungsmoden der Tragstruktur bestimmt werden, wie u. a. die Untersuchungen von Oliveira et al. (2018a), Ozbek et al. (2013), Tcherniak et al. (2011), Weijtjens et al. (2016) zeigen. Teilweise werden die Effekte der harmonischen Anregung nicht explizit berücksichtigt und zusammen mit den Eigenmoden des Systems, wie oben beschrieben, als Eigenmoden des kombinierten Systems detektiert. Da die Rotordrehzahl i. d. R. bekannt ist, können Anregungen eindeutig von den Eigenmoden des untersuchten Objekts getrennt werden. Treten harmonische Anregungen und Eigenmoden des Objekts mit ähnlichen Frequenzen auf, können durch die Interaktion nach Weijtjens et al. (2016) fehlerhafte Ergebnisse entstehen. Daher wurden verschiedene Verfahren entwickelt, um diese Effekte zu beheben (Manzato et al. 2012; Mohanty & Rixen 2004; Motte et al. 2015).

Die zweite Annahme, die bei der Anwendung der OMA an WEA oft verletzt wird, ist die Zeitinvarianz. Durch Gondeldrehung, Rotordrehung und Blattwinkeleinstellung verändern sich die dynamischen Eigenschaften des Systems. Gondeldrehung und Blattwinkeleinstellung verändern die Massenverteilung des Systems. Bei Rotordrehung erhöht die Fliehkraft scheinbar die Steifigkeit der Rotorblätter. Alle genannten Effekte lassen sich durch eine Analyse bei Anlagenstillstand vermeiden (Devriendt et al. 2014). Für Analysen bei Betrieb sollten kurze Betrachtungszeiträume gewählt werden, in denen sich die genannten Größen nicht oder nur wenig ändern (Tcherniak et al. 2011).

### OMA-Verfahren

Eine Reihe verschiedener Verfahren zur Umsetzung der OMA existieren. Brincker und Ventura

(2015), Rainieri und Fabbrocino (2014b), Zabel (2019) unterscheiden zwischen Methoden im Zeitbereich und Frequenzbereich. Rainieri und Fabbrocino (2014b) unterscheiden weiter zwischen parametrischen und nicht-parametrischen Methoden. Eine Methode gilt als parametrisch, wenn ein Modell an die Daten angepasst wird. Bisher weniger Verbreitung haben Bayessche OMA-Methoden gefunden, die von Au (2017) detailliert beschrieben und hier nicht behandelt werden.

Das einfachste OMA-Verfahren ist die Basic Frequency Domain Methode, auch genannt Peak-Picking. Dabei werden Auto- und Kreuzleistungsdichtespektren aller Kombinationen von Messsignalen berechnet und in einer Matrix  $\underline{G}_{yy}$  angeordnet. Die Eigenfrequenzen des Systems können aus den Maxima (peaks) der Spur von  $\underline{G}_{yy}$  abgelesen werden. Die Dämpfung kann aus der Peakbreite abgeschätzt werden, und die Eigenschwingformen ergeben sich aus einer Spalte von  $\underline{G}_{yy}$  bei den Resonanzfrequenzen. Das Verfahren hat einige Nachteile und liefert in vielen Fällen ungenaue Ergebnisse (Rainieri & Fabbrocino 2014b).

Daher wurden verbesserte Methoden entwickelt, wie die (Enhanced) Frequency Domain Decomposition (EFDD) (Brincker et al. 2000) oder der polyreference least squares complex frequency-domain estimator (p-LSCF), auch genannt PolyMAX (Guillaume et al. 2003; Peeters et al. 2004).

Im Zeitbereich wurden zunächst Verfahren, basierend auf Methoden der EMA genutzt, wie Least Squares Complex Exponential (LSCE) oder Eigensystem Realization Algorithm (ERA). Dabei wurden in der EMA genutzte Impulsantwortfunktionen durch Korrelationsfunktionen der Strukturantworten ersetzt (Natural Excitation Technique, NExT) (James et al. 1995). Inzwischen werden robustere Zustandsraummethoden eingesetzt, wie die Stochastic Subspace Identification (SSI), welche als datengetriebene (SSI-Data) und kovarianzbasierte (SSI-COV) Varianten etabliert sind (Rainieri & Fabbrocino 2014b).

### Auswahl SSI-COV

Für die Modalanalyse der Tragstruktur von WEA werden in aktuellen Fallstudien hauptsächlich die Verfahren p-LSCF und SSI(-COV) eingesetzt (siehe Abschn. 2.4.4). Die Verfahren wurden in mehreren Untersuchungen untereinander (Devriendt et al. 2014; W.-H. Hu et al. 2015b; Oliveira et al. 2018a), bzw. mit anderen OMA-Verfahren wie EFDD oder ERA verglichen (Bajrić et al. 2018). Dabei erscheinen p-LSCF und SSI stets besser geeignet als Alternativverfahren. Die Unterschiede der Ergebnisse zwischen p-LSCF und SSI sind gering. Sie sind i. d. R. begrenzt auf die Anzahl der als stabil identifizierten Pole pro Schwingungsmoden oder die Unsicherheiten der Dämpfung. Aus Anwendungen an anderen Turmstrukturen zeigte sich ebenso, dass Ergebnisse aus SSI-COV und SSI-DATA, sowie p-LSCF gut übereinstimmen (Marwitz et al. 2017; Zabel 2019). Die Mehrzahl der hier betrachteten Vergleichsuntersuchungen ergeben leichte Vorteile für die SSI-Methode. SSI-COV und SSI-DATA liefern näherungsweise gleich Ergebnisse (Mellinger et al. 2016), wobei die SSI-COV für die vorliegende Aufgabenstellung häufiger angewendet wurde. Die SSI-COV soll daher in dieser Arbeit verwendet werden.

### 2.4.2 Stochastic Subspace Identification (SSI)

Kurz zusammengefasst, wird bei der SSI aus den Schwingungsmessdaten ein Zustandsraummodell abgeleitet. Aus dem Modell, bzw. dessen Systemmatrix, können wiederum die modalen Parameter bestimmt werden.

Die Grundlagen der Methode werden im Folgenden erklärt und das konkrete Vorgehen erläutert. Zunächst wird dafür das namensgebende Verfahren der Zustandsraumdarstellung behandelt. Die weiteren Ausführungen stützen sich hauptsächlich auf die Beschreibung der SSI nach Harhaus (2018), Rainieri und Fabbrocino (2014b), Zabel (2019), weitere Quellen sind jeweils gekennzeichnet.

#### Zustandsraummodell/-darstellung

Zustandsraummodelle dienen der Beschreibung dynamischer Übertragungssysteme durch ihre

Zustandsgrößen. Zustandsgrößen bilden den Energiegehalt der im System enthaltenen Speicherelemente ab, z.B. in Form der Auslenkung einer Feder. Im Falle eines mechanischen Systems mit  $N_F$  Freiheitsgraden und der Bewegungs-Differentialgleichung

$$\underline{M}\ddot{\vec{q}}(t) + \underline{Q}\dot{\vec{q}}(t) + \underline{K}\vec{q}(t) = \overbrace{\underline{\hat{B}}\vec{u}(t)}^{\vec{f}(t)}, \quad (2.5)$$

erfolgt die Transformation in den Zustandsraum über die Substitution

$$\vec{x}(t) = \begin{bmatrix} \vec{q}(t) \\ \dot{\vec{q}}(t) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

mit

- $\vec{q}(t)$  Vektor der Auslenkungen
- $\underline{M}$  Massenmatrix
- $\underline{Q}$  Dämpfungsmatrix
- $\underline{K}$  Steifigkeitsmatrix
- $\underline{\hat{B}}$  Matrix der Anregungspositionen
- $\vec{u}(t)$  Eingangsvektor: Zeitverläufe der Systemeingänge
- $\vec{f}(t)$  Erregerkräfte

Durch die Transformation in den Zustandsraum werden die systembeschreibenden Differentialgleichungen (DGL), hier 2. Ordnung (siehe Gl. 2.5) in Differentialgleichungen erster Ordnung der neuen Variable  $\vec{x}(t)$ , genannt Zustandsvektor, überführt. Die Zustandsraumdarstellung besteht aus Zustandsgleichung

$$\dot{\vec{x}}(t) = \underline{A}\vec{x}(t) + \underline{B}\vec{u}(t) \quad (2.7)$$

$$\begin{array}{c} \dot{\vec{x}}(t) \\ \updownarrow \\ \begin{bmatrix} \dot{\vec{q}}(t) \\ \ddot{\vec{q}}(t) \end{bmatrix} \end{array} = \begin{array}{c} \underline{A: Systemmatrix} \\ \begin{bmatrix} \underline{0} & \underline{E} \\ -\underline{M}^{-1}\underline{K} & -\underline{M}^{-1}\underline{Q} \end{bmatrix} \end{array} \begin{array}{c} \vec{x}(t) \\ \begin{bmatrix} \vec{q}(t) \\ \dot{\vec{q}}(t) \end{bmatrix} \end{array} + \begin{array}{c} \underline{B} \\ \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \underline{M}^{-1}\underline{\hat{B}} \end{bmatrix} \end{array} \vec{u}(t) \quad (2.8)$$

und Ausgangsgleichung

$$\vec{y}(t) = \underline{C}\vec{x}(t) + \underline{D}\vec{u}(t) \quad (2.9)$$

mit

- $\vec{y}(t)$  Ausgangsvektor
- $\underline{B}$  Lastmatrix/Eingangsmatrix
- $\underline{C}$  Ausgangsmatrix
- $\underline{D}$  Durchgangsmatrix
- $\underline{I}$  Einheitsmatrix, Identitätsmatrix

Die Vektoren weisen die Länge  $n_{\text{sys}} = 2N_F$  auf und die Dimension der Matrizen beträgt  $n_{\text{sys}} \times n_{\text{sys}}$ . Dies entspricht der Modell- oder Systemordnung des Zustandsraummodells. Oft wird die Zustandsraumdarstellung verwendet, um die Ordnung der Differentialgleichung zu verringern, da hierfür bessere Lösungsverfahren existieren.

Für die weitere Betrachtung ist die Systemmatrix  $\underline{A}$  entscheidend, denn sie enthält alle für das Systemverhalten relevanten Informationen. Aus ihr werden über eine Eigenwertzerlegung die modalen Parameter abgeleitet. Da die Eigenwerte als komplex-konjugierte Paare auftreten, mit jeweils identischen modalen Parametern, ergeben sich wiederum  $n_{\text{sys}}/2 = N_F$  Schwingungsmoden des mechanischen Systems nach Gl. 2.5 (Rainieri & Fabbrocino 2014b).

### Grundlage SSI-COV

Für die kovarianzbasierte SSI wird das Zustandsraummodell zu einem stochastischen Modell erweitert, indem das stochastische Prozessrauschen  $\vec{w}_k$  und das Messrauschen  $\vec{v}_k$  berücksichtigt werden (Zabel 2019). Weiterhin gelten die bisher aufgeführten Gleichungen für zeitkontinuierliche Systeme. Tatsächlich liegen zeitdiskrete Daten vor. Über die Z-Transformation erfolgt die Übertragung der DGLs in zeitdiskrete Differenzgleichungssysteme (Brincker & Ventura 2015). Gl. 2.10 zeigt das stochastische Zustandsraummodell für diskrete Zeiten.

$$\begin{aligned}\vec{x}_{k+1} &= \underline{A}_d \vec{x}_k + \underline{B}_d \vec{u}_k + \vec{w}_k \\ \vec{y}_k &= \underline{C}_d \vec{x}_k + \underline{D}_d \vec{u}_k + \vec{v}_k\end{aligned}\quad (2.10)$$

Nimmt man für beide Rauschkomponenten ( $\vec{w}_k, \vec{v}_k$ ) einen Mittelwert von Null und ein konstantes Spektrum an (weißes Rauschen), so kann bei stochastischer Anregung  $\vec{u}_k$  und alleiniger Messung der Strukturantwort nicht zwischen diesen Größen unterschieden werden. Bei Annahme von weißem Rauschen auch für die Anregung kann das Modell aus Gl. 2.10 vereinfacht werden zu:

$$\begin{aligned}\vec{x}_{k+1} &= \underline{A}_d \vec{x}_k + \vec{w}_k \\ \vec{y}_k &= \underline{C}_d \vec{x}_k + \vec{v}_k\end{aligned}\quad (2.11)$$

Für die genannten Annahmen kann gezeigt werden, dass sich die Kovarianz  $C_i$  der gemessenen Ausgangssignale, bzw. die Autokorrelation  $R_i$ , als Produkt der Systemmatrizen des Zustandsraummodells ( $\underline{A}$ ,  $\underline{C}$  und der bisher nicht genannten „next state output“ Kovarianz-Matrix  $\underline{G}$ ) darstellen lässt:

$$\underline{R}_i = \mathbf{E} [\vec{y}_{k+i} \vec{y}_k^T] = \underline{C}_d \underline{A}_d^{i-1} \underline{G}_d. \quad i = 1, 2, \dots, n_i \quad (2.12)$$

Dabei entspricht  $i$  der Zeitverschiebung bzw. der Anzahl der verschobenen Samples und  $n_i$  der Anzahl der Zeitverschiebungen. Dieser Zusammenhang wird in der SSI-COV Methode genutzt, um aus Messdaten der Strukturantwort die Systemmatrizen eines Zustandsraummodells und daraus modale Parameter abzuleiten. Kovarianz- und Autokorrelationsfunktionen können über den Erwartungswert  $\mu_x$ , entsprechend Gl. 2.13, ineinander übergeführt werden. Sie sind für die hier getroffenen Annahmen identisch (Zabel 2019).

$$C_{xx}(\tau) = R_{xx}(\tau) - \mu_x^2 \quad (2.13)$$

Das Vorgehen wird im Folgenden näher erläutert und entspricht dem implementierten Algorithmus, welcher angewendet wurde. Details zur Anwendung und Parameterwahl, sowie Ergebnisse, werden in Absch. 5.3 behandelt.

### Vorgehen SSI-COV

Zunächst werden die Kovarianzen bzw. Autokorrelationen  $R_i$  der gemessenen Strukturantwort, bzw. Systemantwort  $\underline{Y}$  für verschiedene Zeitverschiebungen, berechnet. Die Anzahl der Zeitverschiebungen  $n_i$  (time lags) ist ein Parameter der SSI, dessen Auswahl mit Vorsicht getroffen werden muss. Die von verschiedenen Sensoren gemessenen Antworten werden dazu in einer Datenmatrix sortiert:

$$\underline{Y} = [\vec{y}_1, \vec{y}_2, \dots, \vec{y}_N] \quad (2.14)$$

mit  $N$  Anzahl der Messpunkte im betrachteten Zeitintervall. Die Messdaten von  $l$  Sensoren sind jeweils im Vektor  $\vec{y}_j$  zusammengefasst. Die Datenmatrix  $\underline{Y}$  hat die Dimension  $l \times N$ . Die Autokorrelation  $R_i$  ergibt sich für die zeitdiskreten Messdaten in  $\underline{Y}$  zu:

$$\underline{R}_i = \frac{1}{N-i} \underline{Y}_{(1:N-i)} \underline{Y}_{(i:N)}^T \quad (2.15)$$

Die Matrizen  $\underline{Y}_{(1:N-i)}$  und  $\underline{Y}_{(i:N)}$  entstehen durch Weglassen der letzten bzw. ersten  $i$  Spalten bzw. Samples. Die ungewichtete Korrelationsmatrix  $\underline{R}_i$  des  $i$ -ten time lags hat die Dimension

$l \times l$ . Die Kovarianzen werden in einer Block-Toeplitz-Matrix  $\underline{T}_{1|i}$  mit der Dimension  $li \times li$ , angeordnet.

$$\underline{T}_{1|i} = \begin{bmatrix} \underline{R}_i & \underline{R}_{i-1} & \cdots & \underline{R}_1 \\ \underline{R}_{i+1} & \underline{R}_i & \cdots & \underline{R}_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{R}_{2i-1} & \underline{R}_{2i-2} & \cdots & \underline{R}_i \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Aus der Block-Toeplitz-Matrix wird über weitere Schritte die Systemmatrix abgeleitet. Entsprechend kann eine maximale Systemordnung von  $n_{\text{sys}} = l \cdot i$  identifiziert werden.  $l$  und  $i$ , bzw. die Anzahl der time lags  $n_i$  bei gegebener Sensoranzahl  $l$ , sollten daher ausreichend groß gewählt werden, um alle relevanten Schwingungsmoden detektieren zu können. Nach Gl. 2.16 wird  $n_i$  auch als number of block rows (Anzahl der Blockzeilen) bezeichnet. Die Größe stellt einen wichtigen Parameter der SSI dar, welcher in Abhängigkeit von Messobjekt und Messdaten gewählt werden muss; näheres dazu in Abschn. 5.3.1. Die Block-Toeplitz-Matrix kann als Matrixprodukt der Beobachtbarkeitsmatrix und der umgekehrten Steuerbarkeitsmatrix ( $\underline{O}_i$  observability,  $\underline{\Gamma}_i$  reversed controllability) des Zustandsraummodells dargestellt werden:

$$\underline{T}_{1|i} = \overbrace{\begin{bmatrix} \underline{C} \\ \underline{C} \underline{A} \\ \vdots \\ \underline{C} \underline{A}^{i-1} \end{bmatrix}}^{\underline{O}_i} \overbrace{\begin{bmatrix} \underline{A}^{i-1} \underline{G} & \cdots & \underline{A} \underline{G} & \underline{G} \end{bmatrix}}^{\underline{\Gamma}_i} = \underline{O}_i \underline{\Gamma}_i \quad (2.17)$$

Aus den ersten  $l$  Zeilen der Beobachtbarkeitsmatrix  $\underline{O}_i$  kann die Ausgangsmatrix  $\underline{C}$  abgelesen werden, aus den letzten  $l$  Spalten der Matrix  $\underline{\Gamma}_i$  die „next state output“ Kovarianz-Matrix  $\underline{G}$ . Über weitere Schritte kann aus  $\underline{O}_i$  auch die Systemmatrix  $\underline{A}$  bestimmt werden. Mithilfe der Singulärwertzerlegung der Block-Toeplitz-Matrix  $\underline{T}_{1|i}$  wird zunächst auf Beobachtbarkeits-  $\underline{O}_i$  und Steuerbarkeitsmatrix  $\underline{\Gamma}_i$  rückgeschlossen:

$$\underline{T}_{1|i} = \underline{U} \underline{\Sigma} \underline{V}^T = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 & \underline{U}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Sigma}_1 & \underline{0} \\ \underline{0} & \underline{\Sigma}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_1^T \\ \underline{V}_2^T \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$\underline{U}$  und  $\underline{V}$  sind reale, orthonormale, singuläre Matrizen, für die gilt:

$$\underline{U}^T \underline{U} = \underline{U} \underline{U}^T = \underline{I} \quad (2.19)$$

$\underline{\Sigma}_1$  ist eine Diagonalmatrix mit den Singulärwerten der Block-Toeplitz-Matrix auf der Hauptdiagonalen. Der Rang der Block-Toeplitz-Matrix entspricht der Anzahl der Singulärwerte ungleich Null und der Systemordnung  $n_{\text{sys}}$  (Rainieri & Fabbrocino 2014b). Theoretisch sollte  $\underline{\Sigma}_2 = 0$  sein. Tatsächlich handelt es sich bei den aus realen Messdaten abgeleiteten Korrelationen und Zustandsraummatrizen um Schätzungen der tatsächlichen Werte. Denn die realen Daten enthalten Rauschanteile und basieren auf einem endlichen Zeitintervall. Weitere Ungenauigkeiten entstehen durch Modellannahmen. Daher gilt die Faktorisierung der Toeplitz-Matrix (Gl. 2.17) nicht exakt, und alle Singulärwerte sind ungleich Null. Ein Hinweis auf die tatsächliche Modellordnung kann ein deutliches Abfallen der Singulärwerte sein. Dies ist für reale Daten jedoch nicht immer gegeben (Hermans & Van der Auweraer 1999). Daher wird die Modellordnung in der Anwendung i. d. R. höher gewählt, und gleichzeitig werden weitere Kriterien und Verfahren angewendet (z. B. Stabilisierungsdiagramm), um zwischen physikalischen und durch die Überschätzung entstehenden mathematischen Polen zu unterscheiden (Hermans & Van der Auweraer 1999; Rainieri & Fabbrocino 2014b). Die Nullsetzung von Singulärwerten  $\underline{\Sigma}_2 = 0$  aus Rauschen ist ein übliches Vorgehen in der Signalverarbeitung (Z. Wang et al. 2012). Es ergibt sich eine reduzierte angenommene Modellordnung und die Näherung:

$$\underline{T}_{1|i} = \underline{O}_i \underline{\Gamma}_i \approx \underline{U}_1 \underline{\Sigma}_1 \underline{V}_1^T \quad (2.20)$$

Mithilfe dieses Zusammenhangs können die Beobachtbarkeitsmatrix und die umgekehrte Steuerbarkeitsmatrix berechnet werden:

$$\underline{O}_i = \underline{U}_1 \underline{\Sigma}_1^{\frac{1}{2}} \quad (2.21)$$

$$\underline{\Gamma}_i = \underline{\Sigma}_1^{\frac{1}{2}} \underline{V}_1^T \quad (2.22)$$

Zur Bestimmung der Systemmatrix  $\underline{A}$  wird die Struktur der Beobachtbarkeitsmatrix  $\underline{O}_i$  (siehe Gl. 2.17) genutzt. Es werden zwei Matrizen durch Weglassen der ersten ( $\underline{O}_{i\downarrow}$ ) bzw. der letzten Zeilen ( $\underline{O}_{i\uparrow}$ ) der Matrix  $\underline{O}_i$  definiert:

$$\underline{O}_i = \begin{bmatrix} \underline{C} \\ \underline{C} \underline{A} \\ \vdots \\ \underline{C} \underline{A}^{i-1} \end{bmatrix}; \quad \underline{O}_{i\uparrow} = \begin{bmatrix} \underline{C} \\ \underline{C} \underline{A} \\ \vdots \\ \underline{C} \underline{A}^{i-2} \end{bmatrix}; \quad \underline{O}_{i\downarrow} = \begin{bmatrix} \underline{C} \underline{A} \\ \underline{C} \underline{A}^2 \\ \vdots \\ \underline{C} \underline{A}^{i-1} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Durch Multiplikation mit  $\underline{A}$  können sie ineinander überführt werden. Aus diesem Zusammenhang kann die Systemmatrix  $\underline{A}$  bestimmt werden:

$$\underline{O}_{i\uparrow} \underline{A} = \underline{O}_{i\downarrow} \quad (2.24)$$

$$\underline{A} = \underline{O}_{i\uparrow}^+ \underline{O}_{i\downarrow} \quad (2.25)$$

Dabei ist  $\underline{O}_{k\uparrow}^+$  die Moore-Penrose Pseudoinverse von  $\underline{O}_{k\uparrow}$ . Die Pseudoinverse erfüllt einige Eigenschaften echt inverser Matrizen und kann für das Auflösen linearer Gleichungssysteme eingesetzt werden.

Aus der Systemmatrix  $\underline{A}$  ergeben sich über eine Eigenwertzerlegung die modalen Parameter Frequenz und Dämpfung. Dazu werden zunächst die zeitdiskreten Eigenwerte  $\lambda_d$ , die als komplex-konjugierte Paare auftreten, mit den zugehörigen Eigenvektoren  $\vec{\phi}_d$  bestimmt, welche über den Zeitschritt  $\Delta t = \frac{1}{f_s}$  in zeitkontinuierliche Größen umgerechnet werden:

$$\lambda = \frac{\ln(\lambda_d)}{\Delta t} \quad (2.26)$$

$$\vec{\phi} = \underline{C} \vec{\phi}_d \quad (2.27)$$

Die Eigenvektoren  $\vec{\phi}$  geben die Eigenschwingform wieder. Die zugehörigen Eigenfrequenzen und modalen Dämpfungen ergeben sich aus dem Eigenwert  $\lambda$ :

$$f_0 = \frac{\omega_0}{2\pi} = \frac{|\lambda|}{2\pi} \quad (2.28)$$

$$D = -\frac{Re(\lambda)}{|\lambda|} \quad (2.29)$$

Jeder Pol der Übertragungsfunktion des kombinierten Systems aus Anregung und Beobachtungsobjekt ist ein Eigenwert der Systemmatrix  $\underline{A}$ . Die Eigenwerte treten als komplex-konjugierte Paare auf, daher ergibt sich aus der Systemordnung  $n_{\text{sys}}$  (=Anzahl der Eigenwerte) die Anzahl der maximal detektierbaren Schwingungsmoden zu  $n_{\text{vib}} = n_{\text{sys}}/2$ .

Aus den zuvor genannten Gründen ist die tatsächliche Systemordnung i. d. R. nicht bekannt. Es werden daher Systemordnungen betrachtet, die höher sind als die tatsächliche. Dabei entstehen sogenannte spurious poles (Störpole), die sich aus Rauschpolen und mathematischen Polen zusammensetzen (Rainieri & Fabbrocino 2014a). Rauschpole entstehen durch Messrauschen oder Anregungsmechanismen, mathematische Pole aus der überhöhten Modellordnung. Um zwischen Störpolen und relevanten Polen zu unterscheiden, werden Stabilisierungsdiagramme eingesetzt, siehe Abb. 5.20. Dabei werden die für verschiedene Systemordnungen  $n_{\text{sys}}$  berechneten Pole

über der zugehörigen Eigenfrequenz ( $x$ -Achse) mit der jeweiligen Systemordnung ( $y$ -Achse) aufgetragen. Die Einstellung der verschiedenen Systemordnungen erfolgt über das Nullsetzen unterschiedlicher Anzahl an Singulärwerten ( $\Sigma_2$ , siehe Gl. 2.18 und der darauf folgende Abschnitt). Im Falle von physikalischen Polen sollten die modalen Parameter bei veränderlicher Systemordnung gleich bleiben. Zur Bewertung der Stabilität der Pole können weitere Kriterien eingesetzt werden (siehe Harhaus (2018), Rainieri und Fabbrocino (2014b), Zabel (2019)).

Der beschriebene Berechnungsprozess der SSI-COV folgt dem in der Literatur empfohlenen Vorgehen. Für einzelne Schritte existieren alternative Vorgehensweisen, welche in den genannten Quellen beschrieben werden. Die meisten sollten das Ergebnis nicht wesentlich beeinflussen. Eine Ausnahme ist die „Canonical Variante Analysis (CVA)“, bei der eine spezielle Gewichtung der Block-Toeplitz-Matrix, bzw. der Steuerbarkeitsmatrix, vorgenommen wird. Dadurch können laut Hermans und Van der Auweraer (1999), Rainieri und Fabbrocino (2014b) schwach angeregte Schwingungsmoden besser detektiert werden. Das hier zuvor beschriebene Vorgehen entspricht der Gewichtung mit einer Einheitsmatrix und wird im Gegensatz dazu als „Balanced Realization (BR)“ bezeichnet.

### 2.4.3 Vollständige Automatisierung durch Clustering

Ausgangspunkt der konventionellen Auswertung und auch der Automatisierung ist das Stabilisierungsdiagramm. Die Interpretation ist ein aufwändiger Prozess, der durch einen erfahrenen Anwender durchgeführt werden muss. Dieser wählt aus dem Stabilisierungsdiagramm repräsentative Ergebnisse aus (Phillips & Allemang 2005). Zur Steigerung der Zuverlässigkeit werden i. d. R. Stabilitätskriterien definiert. Dabei werden Pole farblich markiert, deren Eigenschaften sich mit steigender Modellordnung nur bis zu einem festgelegten Grenzwert ändern. Diese Grenzwerte müssen manuell, in Abhängigkeit der Anwendung und Datenqualität gewählt werden.

Das aufwändige manuelle Vorgehen ist für viele Einzeldatensätze nicht geeignet. Die Auswertung des Stabilisierungsdiagramms kann automatisiert werden. Ein Ansatz dafür ist, die Entscheidungen eines erfahrenen Anwenders zu imitieren (Scionti et al. 2003). Verbreitet ist die Nutzung von Clustering-Verfahren zur Gruppierung und Einordnung der Pole. Dafür wurden verschiedene Ansätze mit unterschiedlichem Automatisierungsgrad vorgeschlagen (Carden & Brownjohn 2008; Goethals et al. 2004; Phillips & Allemang 2005; Vanlanduit et al. 2003; Verboven et al. 2003; Verboven et al. 2002). Reynders et al. (2012) führten den Begriff der fully automated OMA ein. Devriendt et al. (2014), Magalhaes et al. (2009), Oliveira (2016) zeigten erfolgreiche Anwendungen der Verfahren für Brücken und WEA. Die Clustering-Verfahren selbst benötigen passende Eingabeparameter, die teilweise an die Daten angepasst werden müssen, um sinnvolle Ergebnisse zu erzielen. Die Dateneigenschaften ändern sich in Abhängigkeit von Anwendungsobjekt, Messsystem und Sensoren und Rauschlevel.

Im Gegensatz dazu wurde von Neu et al. (2017) ein Verfahren entwickelt, welches alle Parameter basierend auf Verteilungsfunktionen der Messdaten selbst ableitet und damit ohne Anpassungen für verschiedenartige Systeme und Messdaten anwendbar sein soll. Weiterhin wurden bei den Ansätzen von Magalhaes et al. (2009) und Reynders et al. (2012) anwendungsspezifische Annahmen getroffen, wie beschränkte Dämpfung und Komplexität der Schwingform, welche für andere Anwendungen wie die von Neu et al. (2017) betrachteten Luft- und Raumfahrt-Anwendungen nicht gelten. Hinsichtlich der Komplexität der Schwingform gilt dies auch für WEA bzw. rotationssymmetrische Objekte (Zabel 2019).

Erfolgsversprechend erscheint auch ein weiterer Ansatz von Olsen et al. (2017), die ein alternatives Stabilisierungsdiagramm vorschlagen. Hier werden keine verschiedenen Modellordnungen über der Frequenz geplottet, sondern stattdessen der Passbereich eines Bandpassfilters über den Daten schrittweise verschoben und jeweils eine Systemidentifizierung mit konstanter Modellordnung ausgeführt. Die erhaltenen Pole je Filterbereich werden über der Frequenz geplottet. Physikalische Pole erscheinen öfter als mathematische. Laut den Autoren ist somit eine einfachere Trennung zwischen physikalischen und mathematischen Polen möglich als mit der konventionellen Variante des Stabilisierungsdiagramms. Auch Verfahren zur Automatisierung

dieser Methode wurden kürzlich vorgestellt (Juul et al. 2019).

Das Verfahren nach Neu et al. (2017) wird hier erstmals im Rahmen der Dauerüberwachung des Hybridturms einer WEA für große Datensätze aus mehreren Jahren eingesetzt und deshalb in der Folge genauer erläutert. Zunächst werden die für die Automatisierung benötigten Clustering-Verfahren kurz beschrieben.

### Clusteranalyse

In der Clusteranalyse werden Daten bzw. Objekte anhand von Eigenschaften gruppiert. Sie werden in Cluster eingeteilt ohne vordefinierte Klassen. Dadurch können unbekannte Strukturen bzw. Gruppierungen in Daten gefunden werden. Die Verfahren gehören zur Algorithmikklasse des maschinellen Lernens und werden der Gruppe des unsupervised learning zugeordnet, da keine im Voraus bekannten Zielwerte verfügbar sind. Clustering kann auch als automatische Segmentierung bezeichnet werden.

Es existieren verschiedene Verfahren, die sich im Vorgehen und Ähnlichkeitsbegriff unterscheiden. Das Ergebnis muss für neue Anwendungen stets überprüft werden, denn durch die fehlende Zielvorgabe kann ein Ergebnis für einzelne Anwendung auch nicht zielführend sein.

Die AOMA nach Neu et al. (2017) verwendet zwei Verfahren, die hier näher beschrieben werden: k-means und hierarchisches Clustering. Das  $k$  im k-means-clustering steht für die im Voraus definierte Anzahl an zu berechnenden Clustern. In dem Verfahren werden  $k$  Cluster zufällig definiert und die Daten so lange neu verteilt, bis sich eine optimale Gruppierung anhand vorher definierter Objekteigenschaften ergibt. Dazu werden Optimierungsverfahren eingesetzt.

Die Gruppierung erfolgt über die Festlegung von Cluster-Schwerpunkten und die Zuordnung von Objekten zum nächstgelegenen Clusterschwerpunkt. Die Schwerpunkte selbst werden dann anhand der neuen Objektverteilung im Cluster neu berechnet und die Schritte wiederholt. Für die Berechnung der Nähe eines Objekts zum Schwerpunkt können verschiedene Distanzmaße eingesetzt werden, zum Beispiel wie hier der euklidische Abstand (Arthur & Vassilvitskii 2006). Das Ergebnis ist auch von der Wahl der Anfangsschwerpunkte abhängig. Zusammengefasst müssen für das Clustering definiert werden: die zu betrachtenden Objekteigenschaften, das Distanzmaß, sowie evtl. die Anfangs-Cluster-Schwerpunkte.

Das hierarchische Clustering wird verwendet, wenn die Anzahl der Cluster im Voraus nicht bekannt ist (Backhaus et al. 2016). Zu Beginn wird ein Cluster pro Objekt definiert. Ausgehend davon werden Cluster schrittweise weiter zusammengefasst, bis alle Objekte ein Cluster bilden. Dies kann in einem Dendogramm visualisiert werden. Mit Reduktion der Clusteranzahl steigt der Abstand der Objekte in den Clustern. Die letztliche Auswahl der Anzahl der Cluster kann entweder direkt oder über einen vorgegebenen maximalen Abstand erfolgen. Die Objekteigenschaften, über die der Abstand definiert wird, muss wie beim k-means-clustering im Voraus definiert werden. Es existieren verschiedene Methoden zur Berechnung des Abstands. Neu et al. (2017) und Reynders et al. (2012) verwenden das Average-Linkage-Verfahren (unweighted pair group method with arithmetic mean, UPGMA), Magalhaes et al. (2009) Single-Linkage. Beim Average-Linkage-Verfahren werden Abstände zwischen allen Objekten der zwei betrachteten Cluster berechnet und der Mittelwert bestimmt. Cluster mit geringstem Abstand werden zusammengefasst. Beim Single-Linkage besteht die Gefahr von Kettenbildung, die sich über mehrere Schwingungsmoden erstrecken können. Daneben existiert eine Reihe weiterer Abstandsmaße (Backhaus et al. 2016). Die Anwendung der Clustering-Verfahren im Rahmen der automatisierten Auswertung der OMA-Ergebnisse nach Neu et al. (2017) wird im Folgenden erläutert.

### Automatisierte Auswertung nach Neu et al. (2017)

Die automatisierte OMA kann nach Neu et al. (2017) in vier Schritten zusammengefasst werden, wobei der erste Schritt der Anwendung der OMA entspricht, welche zuvor erklärt wurde. In der Folge werden die weiteren Schritte näher beschrieben.

1. Identifizieren möglicher Schwingungsmoden aus einer großen Anzahl von Systemordnungen.



2. Entfernen möglichst vieler mathematischer Pole.
  - (a) Entfernen von sicher mathematischen Polen mit Hilfe von „Hard Validation“ Kriterien.
  - (b) Aufteilen der Schwingungsmoden in zwei Gruppen mit einem k-Means-Clustering und Auswählen der Gruppe mit geringeren Eigenschaftsänderungen bei steigender Systemordnung.
3. Anwenden eines hierarchischen Clusterings, um übrige Schwingungsmoden in homogene Gruppen zu unterteilen.
  - (a) Ermitteln eines Abbruchkriteriums aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen der stetigen Gruppen.
  - (b) Clustern der Schwingungsmoden nach einer komplexen Abstandsmessung.
  - (c) Löschen aller mehrfachen Schwingungsmoden einer Systemordnung aus einem Cluster.
4. Entfernen der kleinen Gruppen, die typischerweise aus mathematischen Polen bestehen.
  - (a) Aussortieren aller Gruppen, die kleiner sind als ein anhand der größten Gruppe ermittelter Grenzwert.
  - (b) Aussortieren von Ausreißern anhand Eigenfrequenz und -dämpfung.
  - (c) Auswahl eines einzelnen, repräsentativen Schwingungsmodus pro verbleibender Gruppe, bzw. Berechnung von mittleren modalen Parametern pro Gruppe.

## 2. Entfernen mathematischer Pole

### *Hard Validation Criterion*

Aus dem Ergebnis der SSI-COV über alle betrachteten Systemordnungen werden Pole entfernt, die anhand ihrer isoliert betrachteten Eigenschaften keine physikalische Ursache haben können. Die Kriterien werden daher auch als „single mode validation“ Kriterien bezeichnet (Reynders et al. 2012) und werden hier aufgelistet:

1. Negative Dämpfung:  $Re(\lambda_i) \geq 0$  (siehe Gl. 2.29)
2. Nicht schwingungsfähig:  $Im(\lambda_i) = 0$  (entspricht  $D=1$ , aperiodischer Grenzfall)
3. Kein komplex konjugiertes Paar:  $\lambda_i \stackrel{n_{\lambda_i}=n_{\lambda_j}}{\neq} \lambda_j^*$

Physikalische Pole treten laut Neu et al. (2017), Reynders et al. (2012) stets als komplex konjugierte Paare auf. Reynders et al. (2012) wenden das Kriterium erst am Ende der Analyse an, Neu et al. (2017) dagegen zu Beginn. Harhaus (2018) konnte keine Qualitätsunterschiede beim Vergleich der Vorgehen feststellen. Hier wird das Kriterium zur Reduktion des Rechenaufwands daher zu Beginn angewendet.

### *k-means-clustering*

In der klassischen OMA werden zur weiteren Reduktion von betrachteten Polen, bzw. zur Zuordnung der Pole in die Gruppen mathematische/physikalische Pole, Stabilitätskriterien definiert. Dabei werden Änderungen der modalen Parameter bzw. weiterer Eigenschaften bei steigender Modellordnung betrachtet und hierfür starre relative Grenzwerte gesetzt. Beispielsweise wird eine maximale Abweichung der Eigenfrequenzen und Dämpfung stabiler Pole bei steigender Systemordnung von 5% zugelassen. Bei Einhaltung der Grenzwerte werden die Pole im Stabilisierungsdiagramm als stabil gekennzeichnet. Problematisch können hier die fest definierten Grenzwerte sein, die je nach Anwendung, Betriebszustand oder Datenqualität angepasst werden müssen.

Grundsätzlich wird zur Berechnung der Änderung bzw. des Abstands stets ein Pol in Systemordnung  $n_{sys}$  mit einem Pol aus der nächsten berechneten Systemordnung  $n_{sys+1}$  verglichen,

der die kleinste Änderung bzw. den geringsten Abstand im gewählten Abstandsmaß aufweist. Auf diese Weise werden in den meisten Fällen jeweils Pole des gleichen Schwingungsmodus verglichen.

Neu et al. (2017) schlagen statt der starren Grenzwerte eine entsprechende Einteilung der Pole in die genannten Gruppen anhand eines k-means-clustering vor. Dabei werden alle identifizierten Pole aller Systemordnungen dem Clustering in zwei Gruppen unterzogen. Als Kriterium für die Aufteilung wird ein Eigenschaftsvektor  $\vec{p}_i$  definiert, welcher Abstände ausgewählter Eigenschaften der Pole aufeinanderfolgender Systemordnungen enthält, ähnlich den zuvor genannten Stabilitätskriterien. Allerdings müssen hier keine Grenzwerte definiert werden, sondern die Aufteilung auf die zwei Gruppen ergibt sich durch den Clustering-Algorithmus selbst. Die Abstände  $dX$  werden dabei normiert:

$$dX_{i,j} = \frac{|X_i - X_j|}{\max(X_i, X_j)} \quad (2.30)$$

Im Eigenschaftsvektor werden die auf diese Weise berechneten Abstände für Eigenwerte, Eigenfrequenzen, Dämpfungen sowie „Modal Assurance Criterion“ (MAC) der Eigenschwingformen (Allemang 2003) und „Mean Phase Deviation“ (MPD) (Pappa et al. 1993) hinterlegt:

$$\vec{p}_i = \left[ d\lambda_{i,j} \quad df_{0|i,j} \quad dD_{i,j} \quad (1 - MAC_{i,j}) \quad dMPD_{i,j} \right]^T \quad (2.31)$$

Die Abstände werden zwischen Polen der jeweils betrachteten Ordnung  $i$  und der um eins niedrigeren Ordnung  $j$  berechnet. Für die Durchführung des k-means-clustering sollten die Parameter normalverteilt sein.

In der von Neu et al. (2017) betrachteten Anwendung lag eine exponentielle Verteilung vor, die anhand einer logarithmischen Skalierung sowie einer Normierung mit der Standardabweichung auf eine Normalverteilung gebracht wurde. Auf diese Weise haben die Distanzen alle das gleiche Gewicht im Clustering Prozess.

Aus den zwei entstehenden Gruppen wird diejenige als physikalisch bzw. stabil ausgewählt, die Pole mit geringerer mittlerer Distanz enthält.

### 3. Gruppeneinteilung zur Ableitung mittlerer modaler Parameter

Ergebnis der vorherigen Schritte ist eine Untermenge der identifizierten Pole, die als wahrscheinlich physikalischen Ursprungs bewertet werden. Diese Pole sollen als nächstes einzelnen Schwingungsmoden zugeordnet werden. Im Stabilisierungsdiagramm ist dies nun einfacher möglich, da die Pole i. d. R. in Form von klar getrennten Linien sichtbar sind.

Für die Automatisierung wird ein hierarchisches Clustering angewendet. Dabei wird zunächst jeder Pol als eigene Gruppe definiert. Schrittweise werden die Gruppen mit dem geringsten Abstand kombiniert. Der Abstand zwischen zwei Gruppen wird dabei über das Average-Linkage Verfahren als Mittelwert der Abstände zwischen allen Objekten der zwei betrachteten Gruppen berechnet. Die Zusammenfassung von Gruppen wird fortgesetzt, bis der mittlere Abstand aller Pole eines Clusters zum Clusterschwerpunkt einen Grenzwert erreicht. Der Prozess kann in einem Dendrogramm visualisiert werden, siehe Abb. 2.6. Als Abstandsmaß wird eine Kombination aus Eigenwert und MAC verwendet, mit Abstandsdefinition nach Gl. 2.30:

$$dpMAC_{i,j} = d\lambda_{i,j} + (1 - MAC_{i,j}) \quad (2.32)$$

Als Grenzwert für die Zusammenfassung von Clustern verwenden Reynders et al. (2012) den Mittelwert des Abstands aller betrachteten Pole plus die doppelte Standardabweichung. Neu et al. (2017) verwenden das 95. Perzentil der Abstände. Pole, die einen großen Abstand zu allen anderen Polen aufweisen, können damit weiterhin als Cluster mit einem Pol existieren.

Nach dem hierarchischen Clustering werden die entstandenen Gruppen auf Pole gleicher Modellordnung untersucht. Da einem Schwingungsmodus keine Pole der gleichen Modellordnung zugewiesen werden sollten, werden entsprechende Pole gelöscht. Dabei wird der Pol in der Gruppe belassen, der den geringsten Abstand zum Clusterschwerpunkt aufweist.

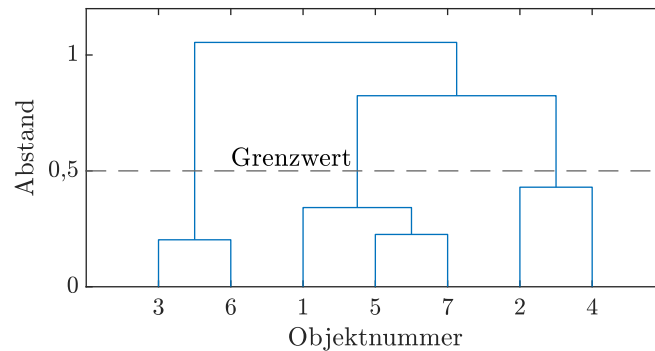


Abbildung 2.6: Beispielhaftes Dendrogramm mit Abstandsgrenzwert 0,5 ergibt drei Cluster mit den Objektnummern (3,6), (1,5,7) und (2,4).

#### 4. Unterscheidung zwischen physikalischen und mathematischen Clustern

Bestehen Cluster aus vielen Polen, sind sie wahrscheinlich physikalischen Ursprungs. Cluster mit wenig Polen sind eher mathematischen Ursprungs oder als Ausreißer zu betrachten. Entsprechend wird auch hier ein Grenzwert verwendet zur Entscheidung, ob ein Cluster als Abbildung eines Schwingungsmodus angesehen wird. Neu et al. (2017) richten sich nach der Anzahl der Pole im größten Cluster und definieren alle Cluster als physikalisch, die mindestens halb so viele Pole enthalten. Für die von Neu et al. (2017) betrachteten Daten lag die Lücke der Anzahl der Pole aus physikalischen und mathematischen Clustern zwischen 25 und 75 %, sodass die Wahl des Grenzwerts keinen nennenswerten Einfluss auf der Ergebnis hatte. Reynders et al. (2012) verwendet zur Unterscheidung erneut ein k-means-Clustering.

Letzter Schritt der AOMA ist die Ableitung der modalen Parameter des Schwingungsmodus anhand der Pole eines Clusters. Dies kann durch die Auswahl eines Poles als Repräsentant des Clusters (Reynders et al. 2012; Schwochow & Jelicic 2015) oder durch eine Mittelwertbildung (Magalhaes et al. 2009; Neu et al. 2017) geschehen.

##### 2.4.4 Stand der Forschung für Anwendung an Tragstrukturen von WEA

Die OMA wurde bereits in vielen Fällen erfolgreich zur Bestimmung der modalen Parameter der Tragstruktur von WEA eingesetzt. Eine vollständige Automatisierung der Auswertung wurde nur in einem Teil der Fälle umgesetzt. Bei einer einmaligen Ermittlung der modalen Parameter kann darauf verzichtet werden. Die Automatisierung ist insbesondere für die Dauerüberwachung sinnvoll. Einzelne relevante Fallstudien werden hier beispielhaft aufgeführt und mit dem geplanten Vorgehen verglichen.

#### Anwendungen der automatisierten OMA

Eine der meistzitierten Veröffentlichungen in dem Bereich, welche die Umsetzung der AOMA erklärt, ist die Untersuchung von Devriendt et al. (2014), deren Messaufbau bereits in Abschn. 2.3.3 beschrieben wurde. Hier wurden Beschleunigungsmessdaten aus einem Zeitraum von zwei Wochen, die an einer 3 MW Offshore-WEA bei Anlagenstillstand aufgenommen wurden, verwendet. Dabei wurden mit SSI-COV und p-LSCF zwei OMA-Verfahren eingesetzt, die ähnliche Ergebnisse lieferten, wobei die SSI mehr Pole verschiedener Modellordnungen pro Schwingungsmodus lieferte. Die Automatisierung wurde ähnlich dem beschriebenen Vorgehen mithilfe von Clusteringverfahren durchgeführt, allerdings mit einigen klaren Unterschieden. Schritt zwei nach Neu et al. (2017): die Entfernung mathematischer Pole erfolgte statt über ein Clustering anhand manuell festgelegter Stabilitätskriterien für Eigenfrequenzen, Dämpfung und MAC. Je nach Messobjekt und verwendeter Messtechnik können sich unterschiedliche Unsicherheiten ergeben, sodass die Stabilitätskriterien angepasst werden müssen. Im dritten Schritt wurde auch hier ein hierarchisches Clustering zur Gruppeneinteilung der Pole genutzt. Abweichend zu Neu et al. (2017) wurden nur die Eigenwerte als Distanzmaß genutzt. Schritt vier, die Bewertung der Cluster als Resultat physikalischer oder mathematischer Schwingungsmoden, wird von Neu et al. (2017)

über die Anzahl der Pole pro Cluster vorgenommen. Hier wurde ein fuzzy clustering Verfahren eingesetzt. Dabei werden folgende Größen für das Clustering verwendet: Standardabweichung der Eigenfrequenzen und Dämpfungen, Anzahl der Pole pro Cluster, Anteil der Pole mit „Mean Phase Collinearity“ (MPC) $>80$  und Anteil der Pole mit MPD $<10^\circ$ . Zur Verfolgung des Verlaufs einzelner Schwingungsmoden wurde ein Mode Tracking verwendet, bei dem für jede Schwingungsmode Referenz-Eigenfrequenz und -Eigenschwingform definiert wurden. Für das Tracking wurde stets die Mode mit höchstem MAC-Wert innerhalb eines 5 % Frequenzintervalls gewählt. Auf diese Weise wurde der Verlauf von fünf Eigenmoden: FA1, SS1, FA2 gekoppelt, SS2 und FA2 verfolgt, sowie Abhängigkeiten zu Betriebsparametern ermittelt.

Das gleiche AOMA-Verfahren wurde von Weijtjens et al. (2017) an fünf Offshore-WEA angewendet zur Überwachung von Erosion (Auskolkung, scour) im Bereich der Einbindung der Monopiles im Meeresboden, sowie Eisansatz an Rotorblättern.

Weijtjens et al. (2016) erweiterten das Vorgehen für die Anwendung bei Betrieb der WEA. Durch die Rotordrehung entstehen harmonische Anregungen, die im Rahmen der OMA identifiziert werden. Hier wurden Pole, die aus der harmonischen Anregung stammen könnten und sich innerhalb eines 5 % Frequenzbands um die bekannte Anregungsfrequenz befinden markiert und entfernt. Auch Pole aus Eigenschwingungen in dem Frequenzbereich können durch die Interaktion mit der Anregung fehlerhafte Informationen liefern. Für das Tracking von Schwingungsmoden wurden die Messdaten anhand der SCADA-Daten in acht verschiedene Betriebszustände eingeteilt. Nach der Datennormalisierung wurde ein Schadensdetektionsverfahren basierend auf der Änderung von Eigenfrequenzen erprobt.

Oliveira (2016) nutzte ein leicht modifiziertes Verfahren zur Automatisierung der Ermittlung modaler Parameter an drei verschiedenen WEA-Tragstrukturen. Oliveira (2016) setzte die AOMA an der gleichen 3 MW Vestas Offshore-WEA wie Devriendt et al. (2014) um, für andere Zeiträume, die alle Betriebszustände der WEA umfassen. Zusätzlich wird die Anwendung an einer 1,3 MW Onshore-WEA beschrieben. Die AOMA an einer weiteren 2 MW Onshore-WEA wird von Oliveira et al. (2016) zusammengefasst und mit zusätzlichen Auswertungen und genauerer Erklärung der Automatisierung von Oliveira et al. (2018a) erweitert. Basierend darauf erprobten Oliveira et al. (2018b) Verfahren zur Schadensdetektion. Die Messsysteme zur Schwingungsmessung sind in Abschn. 2.3.3 beschrieben. Oliveira et al. (2018a) analysierten Messdaten aus einem Jahr mit den gleichen zwei OMA-Verfahren wie Devriendt et al. (2014): SSI-COV und p-LSCF. Die Automatisierung unterschied sich und erfolgte analog zu dem Vorgehen von Magalhaes et al. (2009). Dabei werden wie bei Devriendt et al. (2014) zunächst Stabilitätskriterien festgelegt. Anschließend werden die als stabil bewerteten Pole anhand eines hierarchischen Clusterings in Gruppen, die jeweils einer Schwingungsmode entsprechen, aufgeteilt. Ein Distanzmaß aus Eigenfrequenzen und MAC der Eigenschwingformen wird mit dem Single-Linkage Kriterium genutzt. Die Wahl der Abbruchgrenze wird als kritisch bewertet, da eine ungünstige Wahl zur Zusammenfassung oder Aufteilung von Schwingungsmoden führt. Der Abbruchgrenze wurde hier ein fester Wert von 0,02 zugewiesen. Cluster mit weniger als sechs Polen wurden als mathematisch bewertet. Es wurde kein weiteres Clustering durchgeführt. Das Mode Tracking erfolgte analog zu Devriendt et al. (2014) anhand von Eigenfrequenzen und MAC der Eigenschwingformen. Die Referenzmoden wurden dabei für sechs verschiedene Betriebszustände getrennt definiert. Für die OMA bei Betrieb wurden keine Anpassungen der OMA-Verfahren für harmonische Anregung vorgenommen und die Anregungsfrequenzen als Eigenfrequenzen identifiziert. Dadurch konnte ein messdatenbasiertes Campbell-Diagramm erstellt werden, in dem auch Whirling-Modes erkennbar sind. Der Verlauf von neun Eigenschwingungen während eines Jahres wurde analysiert. Die Ergebnisse von SSI-COV und p-LSCF wurden als ähnlich bewertet, wobei p-LSCF für Datensätze bei Betrieb der Anlage mehr stabile Pole pro Schwingungsmoden lieferte.

Kraemer und Fritzen (2011) analysierten das Schwingungsverhalten einer 5 MW Offshore WEA, die zu Testzwecken an Land errichtet wurde. Der Messaufbau wurde in Abschn. 2.3.3 beschrieben und im Rahmen des IMO-Wind-Projekts erstellt (Rücker & Fritzen 2010). Es wurden Messdaten aus verschiedenen Zeiträumen betrachtet, die insgesamt ca. ein Jahr abdecken.

Es wurde ein automatisiertes Vorgehen zur OMA basierend auf autoregressiven Modellen angewendet, welches ähnliche Ergebnisse wie die SSI-COV erzielt. Das Verfahren wurde mittels Grenzwerten für Stabilitätskriterien und durch die Definition von relevanten Frequenz- und Dämpfungsbereichen automatisiert.

In einer späteren Untersuchung der gleichen WEA von W.-H. Hu et al. (2015b) wurden Messdaten aus zwei Jahren betrachtet, wobei stets nur die ersten 2,7 Minuten jeder Stunde gespeichert und analysiert wurden. Für die OMA wurden die Verfahren p-LSCF und SSI DATA angewendet, wobei hier die Ergebnisse der SSI als besser bewertet wurden. Die Automatisierung wurde nach W.-H. Hu et al. (2013) vorgenommen. Sie ähnelt dem von Oliveira et al. (2018a) angewendeten Verfahren: Es werden die bekannten Stabilitätskriterien für Abweichungen der Frequenz, Dämpfung und Eigenschwingform (MAC) der Pole steigender Modellordnung definiert. Statt eines hierarchischen Clusterings wird ein eigenes Verfahren zur Gruppierung der Pole nach den Stabilitätskriterien verwendet. Gruppen mit wenig Polen werden gelöscht. Die festzulegenden Parameter müssen dabei in Abhängigkeit der Datenqualität gewählt werden. Die Ergebnisse werden in einem Campbell-Diagramm gesammelt und Resonanzphänomene untersucht. Abhängigkeiten der modalen Parameter von den EOC werden in W.-H. Hu et al. (2015a) analysiert, teilweise kompensiert und ein Schadensdetektionsverfahren angewendet. Später wurde das gleiche Vorgehen zur Automatisierung in Kombination mit SSI-COV OMA auf Basis von vertikalen Dehnungsmessungen am Turm angewendet (W.-H. Hu et al. 2020). Campbell-Diagramme für den Bereich der ersten Turmbiegemode aus Dehnungs- und Beschleunigungsmessungen wurden erstellt und ermöglichen beide eine Analyse des Resonanzverhaltens der WEA.

Zur Modellbildung und Abbildung des Schwingungsverhaltens analysieren Chauhan et al. (2011) Turmschwingungen einer 3 MW Onshore-WEA über einem Zeitraum von drei Monaten. Mittels SSI bestimmte Eigenschwingformen bei Anlagenstillstand werden mit denen eines FE-Modells verglichen und zugeordnet. In der Folge wurden Messdaten bei Anlagenbetrieb für die Erstellung eines Campbell-Diagramms automatisiert ausgewertet (Tcherniak et al. 2011). Zur Automatisierung wurde nach der Stabilitätsbewertung der Pole mit festgelegten Kriterien ein hierarchisches Clustering zur Zuordnung von Polen zu Schwingungsmoden vorgenommen. Das Clustering erfolgte anhand des MAC der Eigenschwingformen und das Abbruchkriterium wurde manuell gewählt, sodass die Anzahl der Cluster der Anzahl der Schwingungsmoden entspricht.

Bajrić et al. (2018) verglichen drei OMA-Methoden ERA, SSI-COV, EFDD hinsichtlich der Qualität der Dämpfungsberechnung für die Anwendung an WEA. Der Vergleich erfolgte zunächst anhand von Simulationsdaten mit dem Ergebnis, dass mit der SSI-COV die besten Ergebnisse mit geringen Fehlern und niedriger Streuung erzielt werden. Anschließend wurde das Verfahren für Beschleunigungsmessdaten angewendet, die in einem Zeitraum von 24 Stunden am Turm einer stillstehenden Offshore-WEA erhoben wurden. Ein Verfahren zur optimalen Auswahl der Anzahl der Zeitverschiebungen und maximalen Modellordnung im Hinblick auf die Dämpfungsberechnung wird vorgestellt. Für die automatisierte Auswertung wurden die bekannten Stabilitätskriterien mit festen Grenzwerten genutzt.

Alle dem Autor bekannten bisherigen Anwendungen der AOMA an Tragstrukturen von WEA verlangen eine manuelle Anpassung der Stabilitätskriterien und Parameter der Clusteringverfahren an die spezifische Anwendung und Qualität des OMA-Ergebnis und der Messdaten. Die Anwendung der weiter automatisierten Methode nach Neu et al. (2017) kann hier vorteilhaft sein. Durch die automatisierte Parameterwahl basierend auf Verteilungen der Messdaten ergibt sich eine universelle Anwendbarkeit, auch für verschiedene WEA und Messdatenqualitäten, sowie eine mit höherer Wahrscheinlichkeit gleichbleibende Funktionsfähigkeit bei sich ändernden modalen Parametern oder variierender Messdatenqualität.

### Weitere Anwendungen ohne Automatisierung

Einige weitere relevante Anwendungen der OMA an WEA ohne vollautomatisierte Auswertung sollen hier zusammenfassend aufgeführt werden. Die Detektion von Eisansatz an Rotorblättern basierend auf OMA von Turmschwingungen erscheint vielversprechend und wurde von Weijtjens

et al. (2018) untersucht.

Ozbek und Rixen (2013) nutzten statt fest installierter Beschleunigungssensoren Dehnungsmessungen und berührungslose Messverfahren (LDV und Photogrammetrie) für die OMA an Turm und Rotorblättern. Dabei wurde der NExT-Ansatz (James et al. 1995) mit der LSCE Methode verwendet. Ozbek et al. (2013) erweiterten die Analyse um die SSI-Methode, mit Fokus auf Herausforderungen und Verletzung der Annahmen der OMA. Vor allem der Einfluss der harmonischen Anregung bei Betrieb der WEA wurde untersucht.

Dai et al. (2017) schlagen eine Modifikation der SSI-Methode zur Anwendung bei harmonischer Anregung vor und testen diese anhand von Schwingungsmessungen an einem 65 m WEA-Turm.

Pelayo et al. (2011) beschreiben eine Anwendung der OMA-Methode EFDD zur Bewertung von Reparaturarbeiten an zwei WEA mit Schädigungen im Bereich der Anbindung des 60 m Stahlturms an das Fundament. Dafür wurden Beschleunigungsmessungen am Turm und Fundament ausgewertet. Die Schädigung äußert sich in erhöhten Verschiebungen zwischen Turm und Fundament, erhöhten Schwingungsamplituden sowie reduzierten Eigenfrequenzen und gestiegenen Dämpfungswerten. Der Erfolg der Reparatur konnte durch die OMA bestätigt werden.

Zierath et al. (2017) setzten verschiedene OMA-Methoden (EFDD, SSI) zur Bestimmung der modalen Parameter einer 2 MW Onshore-WEA bei Stillstand ein für die Validierung eines Mehrkörpersimulationsmodells. Für den Rotor wurden die Ergebnisse einer klassische Modalanalyse bei bekannter Anregung mit der OMA verglichen. An der Gesamtanlage wurden sieben Messreihen mit unterschiedlicher Sensoranordnung vorgenommen. Eine davon sah die Schwingungsmessung in vier Höhenpositionen am Turm vor. Der Vergleich zwischen klassischer Modalanalyse, OMA und der verschiedenen OMA-Methoden zeigte nur geringe Unterschiede in den ermittelten Eigenfrequenzen. In der Folgeuntersuchung Zierath et al. (2018) wurden auch Dämpfungswerte verglichen, die größere Unterschiede aufwiesen. Das Mehrkörpersimulationsmodell konnte für die Einordnung experimentell ermittelter Schwingungsmoden ohne Sensorik an den Rotorblättern erfolgreich eingesetzt werden.

Zur Anwendung der OMA an Hybridtürmen von WEA konnten keine Fallstudien gefunden werden. Aus Untersuchungen an ähnlichen Bauwerken wie Türmen oder Brücken können allerdings relevante Informationen für die Anwendung der OMA abgeleitet werden. Dafür wird auf die folgenden Quellen verwiesen: Magalhaes et al. (2009), Marwitz und Zabel (2018), Marwitz et al. (2018).

## 2.5 Lebensdauererlängerung und Ermüdungsschädigung

Die Möglichkeit der Lebensdauererlängerung, auch genannt Weiterbetrieb von WEA, ist in Richtlinien klar gegeben. Zunächst werden daher die relevanten Rahmenbedingungen und Richtlinien für den Weiterbetrieb erläutert und damit zusammenhängende offenen Fragestellungen herausgearbeitet. Für die Tragstruktur ergibt sich die Lebensdauer in vielen Fällen aus dem Lastfall Ermüdung. Entsprechende Zusammenhänge und der Ermüdungsnachweis werden erklärt. Zuletzt werden Fallstudien und verschiedene in der Forschung entwickelte Ansätze zur Lebensdauererlängerung verglichen und Forschungsschwerpunkte abgeleitet.

### 2.5.1 Lebensdauererlängerung: Rahmenbedingungen und Richtlinien

#### **Aktuelles Vorgehen und Rahmenbedingungen**

Die Auslegungslbensdauer von WEA beträgt in der Regel 20 Jahre. Vereinzelt werden längere Entwurfslebensdauern realisiert, z. B. 25 Jahre für manche Anlagentypen von Senvion oder GE. Nach Erreichen der Entwurfslebensdauer kommen drei verschiedene Szenarien in Frage: Stilllegung, Repowering und Lebensdauererlängerung.

Im Falle von älteren Anlagentypen mit geringer Nennleistung ist ein Repowering in vielen Fällen wirtschaftlich sinnvoll, da am Standort ein deutlich höherer Energieertrag mit geringerer

Anlagenzahl erzielt werden kann. In naher Zukunft werden jedoch viele Multi-MW-Anlagen ihre Entwurfslebensdauer erreichen. Mit steigender Technologiereife wird die Option der Lebensdauererweiterung relevanter.

Anbieter von Wartungs- und Instandhaltungsdienstleistungen berichten über das große Interesse von Kunden an der Thematik. Gleichzeitig fehlen Erfahrungen, über welchen zusätzlichen Zeitraum eine Lebensdauererweiterung erfolgen kann. Es bestehen Unsicherheiten über die Komponentenverfügbarkeit bei Defekten und bezüglich schwankender Strompreise (Jürgen Quentin 2018; Natarajan et al. 2020).

Behörden stellen laut Betreibern unterschiedliche Anforderungen an den technischen Nachweis für den Weiterbetrieb. Gleiches gilt für die Beurteilung durch Gutachter, bzw. die Umsetzung der Lebensdauererweiterung. Es gibt bisher kein klares, eindeutiges Vorgehen (Jürgen Quentin 2018; Ziegler et al. 2018).

Neben technischen müssen auch rechtliche, organisatorische und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden. Vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommene Anlagen erhielten bis 2020 eine Einspeisevergütung. Anschließend muss eine Direktvermarktung des Energieertrags erfolgen. Der Umstellungsprozess ist folglich aktuell im Gange. Nach 2000 installierte WEA erhalten die Einspeisevergütung für 20 Jahre und können danach zur Direktvermarktung übergehen (Ziegler et al. 2018). Der Anspruch auf Netzanschluss und Abnahme des Stroms bleibt auch nach 20 Jahren bzw. nach Auslaufen des Förderzeitraums in Deutschland bestehen (Jürgen Quentin 2018). Der Weiterbetrieb von Anlagen, die aktuell ihre Entwurfslebensdauer erreichen, lohnt sich eher für Betreiber mit Erfahrung im Weiterbetrieb und großer Anzahl an betreuten Anlagen. Die Stadtwerke München haben eine Tochtergesellschaft gegründet, die auf den Kauf und Weiterbetrieb von älteren Windparks spezialisiert ist. Die Vermarktung des Stroms erfolgt teilweise über direkte Stromlieferungsverträge (Power Purchase Agreements, PPA) (wind-turbine.com 2018).

Europaweit bestehen verschiedene Konzepte, in vielen Fällen erfolgt bereits ab Inbetriebnahme eine Direktvermarktung, jedoch mit staatlichen Zusatzzahlungen. Für den Zeitraum der Lebensdauererweiterung erfolgt keine Förderung mehr (Ziegler et al. 2018).

Für die Investition in eine Lebensdauererweiterung bestehen also erhebliche Risiken. Aus ökologischen Gesichtspunkten ist eine Lebensdauererweiterung in vielen Fällen die beste Option der drei genannten, da vorhandene Ressourcen weiter genutzt werden können.

Das konkrete Vorgehen für eine Lebensdauererweiterung muss in der Regel in zwei Schritten erfolgen und mit einer Potentialabschätzung beginnen, welche zu einer Entscheidung für oder gegen eine Lebensdauererweiterung führt. Dazu muss der Gesamtzustand der Anlage bewertet werden. Ein Vergleich der tatsächlichen mit geplanten Betriebsstunden oder dem Energieertrag ermöglicht einen ersten Überblick. Auch die Wartungshistorie sollte berücksichtigt werden. Wenn wichtige Hauptkomponenten bereits getauscht wurden, spricht dies für einen Weiterbetrieb. Zusätzlich können aktuelle Forschungsarbeiten genutzt werden, die Zusammenhänge zwischen der Turbulenzintensität am Standort (Weijtjens et al. 2015), der Windrichtungsverteilung (Amiri et al. 2019) und dem Potential für die Lebensdauererweiterung herstellen.

Aus technischer Sicht erscheint ein Weiterbetrieb in den meisten Fällen möglich, da tatsächliche Lasten geringer sind als bei der Auslegung angenommen. WEA werden für verschiedene IEC-Windklassen mit unterschiedlicher mittlerer Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität ausgelegt (IEC 61400-1 2017). Die Auslegungslasten müssen immer über den am Standort prognostizierten Bedingungen liegen. Zusätzlich werden bei der Auslegung konservative Annahmen getroffen, beispielsweise wird eine erhöhte Turbulenzintensität (90 %-Quantil) zugrunde gelegt (Natarajan et al. 2020). Ein wichtiger Aspekt für den Turm ist die, für die Auslegung angenommene, unveränderliche Windrichtung (Amiri et al. 2019; IEC 61400-1 2017).

Der Zustand der Tragstruktur und besonders des Turms ist bei der Lebensdauererweiterung von entscheidender Bedeutung. Die Komponente wird von Betreibern als besonders kritisch gesehen, da ein Austausch nur schwierig und sehr kostenintensiv möglich ist (Natarajan et al. 2020). Die Fundamente von Onshore-WEAs sind meist für eine Lebensdauer von 50 Jahren ausgelegt und damit weniger kritisch (Rubert et al. 2019).

Die Untersuchungen von Rubert et al. (2019) zeigen, dass eine Lebensdauererlängerung selbst beim Austausch einer oder mehrerer Hauptkomponenten wie Generator, Getriebe, Rotor noch wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Erster Schritt einer Lebensdauererlängerung muss daher die Sicherstellung der Tragfähigkeit der Tragstruktur sein. Alle betrachteten Fallbeispiele kommen zu dem Ergebnis, dass eine Lebensdauererlängerung des Turms für mindestens 10 Jahre möglich ist (Lorax & Brühwiler 2016; Natarajan et al. 2020; Pollino & Huckelbridge 2012; Rubert et al. 2019; Veljkovic et al. 2012; Ziegler et al. 2018). Einschränkend ist festzustellen, dass in den Fallbeispielen stets Stahlrohrtürme betrachtet wurden. Für moderne Anlagentypen könnten die erzielbaren Lebensdauererlängerungen aufgrund der verbesserten Entwicklungsprozesse und der damit verringerten Sicherheitsaufschläge geringer sein. Dies würde gleichzeitig die Anforderungen an die Genauigkeit der Restlebensdauerberechnung erhöhen.

### Richtlinien

Für die Umsetzung eines Lebensdauererlängerungskonzepts gab es lange nur grobe Hinweise. Auch aktuell beschreiben Richtlinien kein detailliertes und einheitliches Vorgehen und unterscheiden sich in der EU. In Deutschland verweist das DIBt (2015) auf die erste Richtlinie für den Weiterbetrieb des Germanischen Lloyd (2009). In dieser werden Prüfmethode für die Bewertung eines Weiterbetriebs genannt, aber nicht näher ausgeführt. Es wird eine analytische und eine praktische Methode vorgeschlagen. Die analytische Methode sieht eine erneute Berechnung der Standsicherheit für Ermüdungs- und Extremlasten vor. Die praktische Methode basiert auf einer Inspektion der Gesamtanlage, die über die Wiederkehrende Prüfung hinausgeht. Eine Aufstellung der mindestens zu untersuchenden Baugruppen wird gegeben.

Lediglich bei der analytischen Methode kann eine Angabe der Restnutzungsdauer erfolgen. Aus der Inspektion wird ein Nutzungsintervall bis zur nächsten Inspektion abgeleitet. Bei der Umsetzung soll sich an gültigen Richtlinien orientiert werden, die nicht näher genannt werden. Auch eine Datengrundlage für die Berechnung wird nicht festgelegt (Germanischer Lloyd 2009).

In der Folge wurde das Vorgehen präzisiert, teilweise verändert und im Standard DNVGL-ST-0262 (2016) beschrieben. Zur Zertifizierung wird auf die Servicespezifikation DNVGL-SE-0262 (2016) verwiesen, die von Zertifizierungsdienstleistern genutzt wird. Sie enthält hauptsächlich Anforderungen an die Dokumentation. Der Standard legt grundlegende Anforderungen an eine Lebensdauererlängerung fest.

Grundsätzlich gilt im Gegensatz zur Richtlinie von 2009: die Untersuchung des Potentials für eine Lebensdauererlängerung muss immer einen analytischen und einen praktischen Teil umfassen. Es muss außerdem die gesamte WEA mit allen Komponenten und Verbindungen untersucht werden. Für die Nachrechnung (analytischer Teil) werden drei verschiedene Möglichkeiten genannt: vereinfachter, detaillierter und probabilistischer Ansatz. Solange die Standortbedingungen (Windgeschwindigkeit, Turbulenz) günstiger als bei der Auslegung angenommen sind, muss für jede der drei Möglichkeiten lediglich der Lastfall Ermüdung nachgerechnet werden. Extremlasten können vernachlässigt werden. Das Vorgehen ist schlüssig, da der Ermüdungslastfall meist dimensionierend ist (Vorpahl et al. 2013).

In den ersten beiden Ansätzen werden die angenommenen Umgebungsbedingungen bei der Anlagenauslegung mit denen des Standorts verglichen. Dazu werden anhand eines aeroelastischen Modells Lasten und Ermüdungsschädigung berechnet.

Im Falle des vereinfachten Ansatzes darf hierfür ein generisches Modell verwendet werden. Dessen Unsicherheiten sollen bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Auf welche Weise die Unsicherheiten berücksichtigt werden sollen, wird nicht beschrieben. Dies stellt einen entscheidenden Schwachpunkt dar, denn eine fehlerhafte Abbildung der Lasten durch das Modell führt zu hohen Abweichungen der ermittelten Lebensdauer, wie Amiri et al. (2019), Müller und Cheng (2016), Ziegler et al. (2018) bestätigen.

Im Falle des detaillierten Ansatzes wird die Dokumentation der Auslegungsrechnung benötigt. Sie soll mit aktualisierten Standortdaten nachgerechnet werden. Dafür wird ein validiertes aeroelastisches Modell benötigt, welches Anlagenhersteller in der Regel nicht freigeben.



Für den probabilistischen Ansatz sollen stochastische Methoden verwendet werden für WEA-Modell und Standortparameter. Auch hier dürfen generische Last- und Widerstandsmodelle genutzt werden. Alle Verfahren können durch zusätzliche Messdaten unterstützt werden. In welcher Form Messdaten genutzt werden können, wird nicht erläutert.

Beim praktischen Teil handelt es sich um eine Inspektion, die alle Bestandteile der Wiederkehrenden Prüfung enthält. Eine Liste der zu prüfenden Komponenten und der Art der Prüfung ist gegeben. Die Betriebs- und Wartungshistorie der Anlage ist zu berücksichtigen, entsprechende Dokumente müssen bereitgestellt werden. Das Ergebnis der praktischen Prüfung kann die im analytischen Teil berechnete Lebensdauererlängerung einschränken oder verhindern.

Das in der Richtlinie gegebene Vorgehen ist in der Praxis aus verschiedenen Gründen schwer umsetzbar, einerseits aufgrund fehlender Datengrundlage: Hersteller geben die Auslegungsdokumente sowie aeroelastische Modelle oft nicht frei, andererseits stehen Messdaten oft nicht zur Verfügung und teilweise sind Inspektionen außerordentlichen Umfangs notwendig, um entscheidende Fehler zu finden (Schedat et al. 2016). Teilweise ist die Fehlerdetektionswahrscheinlichkeit mit etablierten Methoden gering, z. B. für Ermüdungsrisse in Umfangschweißnähten an Monopiles (Ziegler et al. 2019).

In der Praxis wird für den analytischen Teil aktuell i. d. R. der vereinfachte Ansatz mit generischem Modell genutzt, da Hersteller Designmodelle nicht freigeben. Auf Seite der Messdaten werden, ebenfalls aufgrund mangelnder Verfügbarkeit, nur SCADA-Daten genutzt (Ziegler et al. 2018).

Durch die Verwendung von generischen Modellen entstehen große Unsicherheiten in den Lastannahmen. Daraus ergeben sich aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs der Wöhler-Kurven zwischen Spannungen und ertragbaren Lastwechseln umso größere Unsicherheiten in der Ermüdungsschädigung und damit der Lebensdauerprognose.

Das aktuelle Vorgehen scheint für ältere Anlagentypen mit Nennleistungen  $< 1$  MW zu funktionieren, da die Anlagen stärker überdimensioniert sind. Für modernere, größere Anlagen mit höherer Nennleistung und optimiertem Design ist dies fraglich. Gleichzeitig sind tendenziell mehr Daten verfügbar, und die Lebensdauererlängerung bietet ein größeres wirtschaftliches Potential. Dadurch könnten Investitionen in neue Konzepte oder Messsysteme realisierbar werden (Ziegler et al. 2019).

Eine Möglichkeit, die fehlende Datenbasis, bzw. das aeroelastische Modell zur Lastermittlung zu umgehen, ist die Verwendung von zusätzlichen Messdaten und deren Nutzung zur Lastermittlung. Die Nutzung von Messdaten statt eines aeroelastischen Modells zur Lastermittlung als Eingangsgrößen für den Nachweis der Ermüdungssicherheit wird in der Richtlinie nicht explizit als Option genannt. Jedoch dürfen Messdaten berücksichtigt werden. Das Vorgehen ist Gegenstand aktueller Forschung, wie im folgenden Literaturüberblick gezeigt wird.

Auch im hier vorgestellten Vorgehen wird dieser Ansatz verfolgt. Gleichzeitig werden keine Informationen aus der Auslegungsrechnung berücksichtigt. Der Ansatz könnte daher am ehesten dem vereinfachten Ansatz zugeordnet werden.

Die Thematik der Lebensdauererlängerung und die zugehörigen Richtlinien sind noch relativ neu. Es muss mehr Praxiserfahrung gesammelt werden. Weiterentwicklungen und Änderungen sind wahrscheinlich. Natarajan et al. (2020) schlagen vor, neben dem probabilistischen Ansatz einen semi-probabilistischen Ansatz zu etablieren und bei Reduktion von Unsicherheiten durch Verwendung von Messdaten einen angepassten deterministischen Ansatz mit reduzierten Teilsicherheitsbeiwerten einzuführen.

Die Ergebnisse sollen in die geplante IEC-Norm 61400-28: „Technical specifications for through life management and life extension of wind power assets“ einfließen, deren Veröffentlichung Ende 2021 geplant ist. Im Rahmen der IEA Wind Task 42: „Wind Turbine Lifetime Extension“ werden aktuelle Forschungsergebnisse zur Lebensdauererlängerung zusammengeführt.

In zukünftigen Richtlinien sollte die Nutzung von Messdaten für eine Beurteilung des Weiterbetriebs näher spezifiziert werden. Ein einmaliges Weiterbetriebgutachten mit entsprechender Nachrechnung könnte durch eine automatische, kontinuierliche, messdatenbasierte Lebensdauer-

prognose ersetzt werden. Gleichzeitig könnten dabei auch mögliche Schäden überwacht werden, die nicht auf eine Ermüdungsschädigung zurückzuführen sind. Entsprechende Hinweise finden sich bereits in der VDI-Richtlinie zur Strukturüberwachung (VDI 4551 2020).

### 2.5.2 Ermüdungsschädigung: Grundlagen und Nachweis

Im Rahmen der Auslegung sowie für die Nachrechnung nach DNVGL-ST-0262 (2016) werden Ermüdungsnachweise anhand von Simulationsdaten geführt. Dabei werden Zeitreihen mit verschiedenen mittleren Windgeschwindigkeiten verwendet und in einer aeroelastischen Simulation auf ein Modell der WEA aufgebracht. Typischerweise werden Zeitreihen von  $600\text{ s} = 10\text{ min}$  verwendet. Für den Lastfall Ermüdung wird der Wind entsprechend des Normal Turbulenzmodells (NTM) modelliert (IEC 61400-1 2017). Die Turbulenzintensität wird durch die Auslegungswindklasse nach IEC 61400-1 festgelegt.

Mithilfe von statistischen Verfahren wird aus wenigen simulierten Zeitreihen verschiedener mittlerer Windgeschwindigkeiten auf die tatsächliche Windgeschwindigkeitsverteilung der betrachteten Windklasse extrapoliert. Dies geschieht mithilfe der Rayleigh- oder Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeiten (siehe Abschn. 3.3). Auf diese Weise kann die Schädigung während der Auslegungslebensdauer für die gegebene Windklasse oder, im Falle der Nachrechnung, für die am Standort ermittelte Windgeschwindigkeitsverteilung ermittelt werden. Dabei werden auch verschiedene Anlagenzustände (Design-Load-Cases, DLC) bei Betrieb, Stillstand, Start, Stopp sowie Fehlerzustände berücksichtigt (IEC 61400-1 2017; Schaumann et al. 2007).

Ergebnisse der Simulationen sind typischerweise Schnittkräfte für verschiedene Turmhöhen. Über Geometrie und Werkstoffeigenschaften können daraus Spannungen und Ermüdungsschädigung berechnet werden. Für den Nachweis gegen Ermüdung des Turmes verweist die IEC 61400-1 (2017) auf nationale Normen für die jeweiligen Werkstoffe. Zusätzlich werden aber Mindestanforderungen genannt und ein beispielhaftes Vorgehen beschrieben.

Seit 2019 existiert eine eigene Norm für Tragstrukturen von WEA: DIN18088. Sie enthält Nachweise der Standsicherheit für Stahl- und Betontragwerke. Sie verweist dafür wiederum auf bestehende Normen wie den Eurocode. Die Richtlinie DNVGL-ST-0126 (2016) zu Tragstrukturen von WEA enthält ebenfalls Hinweise für den Ermüdungsnachweis. Teilweise unterscheiden sich die Richtlinien, z. B. in den gewählten Sicherheitsfaktoren, wie Oliveira (2016) feststellt. In dieser Arbeit werden die Unterschiede herausgearbeitet und Ergebnisse nach Berechnung anhand verschiedener Richtlinien verglichen (siehe Abschn. 6.5.3). Das grundsätzliche Vorgehen ist in Abb. 2.7 dargestellt. Die Schädigung wird aus dem Verhältnis von ertragbaren zu erfahrenen Lastwechseln ermittelt und für alle auftretenden Spannungsniveaus linear akkumuliert.

Der Nachweis basiert auf dem mit dem Eurocode etablierten Teilsicherheitskonzept. In der semi-probabilistischen Betrachtungsweise wird die statistische Verteilung von Eingangsgrößen der Bemessung über Teilsicherheitsbeiwerte berücksichtigt. Die Verteilungen von Beanspruchung und Bauteilwiderstand bilden eine Schnittmenge, bei der das Bauteil versagen würde. Mithilfe der Teilsicherheitsbeiwerte für Einwirkung und Widerstand kann diese Schnittmenge verändert werden, sodass die Versagenswahrscheinlichkeit eine gewünschte Größe (oft  $1 \cdot 10^{-6}$ ) nicht überschreitet. Unterschiedlichen Arten von Einwirkungen und Widerständen werden dabei jeweils eigene Teilsicherheitsbeiwerte zugewiesen, je nach deren Streuung und Genauigkeit. Der Nachweis muss für verschiedene Grenzzustände geführt werden: Tragfähigkeit, Gebrauchstauglichkeit und Ermüdung. Dabei werden außerdem verschiedene Lastfälle berücksichtigt. Der Nachweis der Gebrauchsfähigkeit ist für WEA i. d. R. nicht explizit erforderlich, da er durch die gesamtdynamische Simulation abgedeckt wird (Schaumann et al. 2007).

Neben der beschriebenen genauen Betrachtung sind in den gültigen Normen und Richtlinien vereinfachte Nachweise aufgeführt. Diese nutzen zum Beispiel schädigungsäquivalente Einstufenkollektive (Damage Equivalent Loads, DEL). Statt der tatsächlich auftretenden unterschiedlichen Schwingbreiten mit verschiedenen Lastwechselzahlen werden hier Schwingbreiten bei einer festen Lastwechselzahl verwendet, welche zur gleichen Schädigung wie das tatsächlich anfallende Lastkollektiv führen (IEC 61400-1 2017; Schaumann et al. 2007).

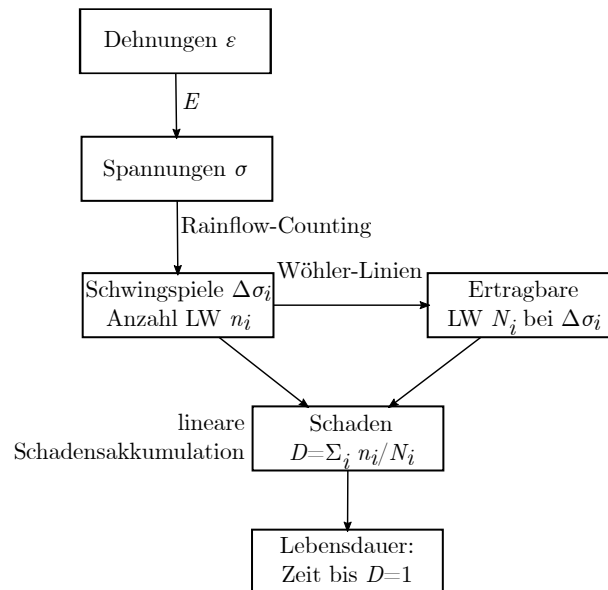


Abbildung 2.7: Vorgehen zur Berechnung von Ermüdungsschädigung und Lebensdauer.

Stahl und Beton unterscheiden sich in ihrem Ermüdungsverhalten. Dies wird in den Normen teilweise abgebildet. Ein entscheidender Unterschied in den Nachweisen für die zwei im Hybridturm verwendeten Werkstoffe, ist die Berücksichtigung der Mittelspannungsempfindlichkeit. Für Beton ist diese deutlich größer als für den verwendeten Stahl und wird im Nachweis berücksichtigt. Für Stahl werden nur Spannungsschwingbreiten berücksichtigt. Solange im Turm Druckspannungen vorherrschen, ist die fehlende Berücksichtigung der Mittelspannungen im Stahlteil eine konservative Herangehensweise (Läpple 2008).

Nicht berücksichtigt wird in den Normen das nichtlineare Materialverhalten von Beton, welches bereits im niedrigen Lastbereich auftritt (Urban 2014). Die Reihenfolge der Belastung spielt für die Ermüdung von Beton eine deutlich größere Rolle. Die Anwendung der linearen Schadensakkumulation nach Palmgren und Miner kann daher zu ungenauen Ergebnissen führen. Sie ist nur eine Näherung an das tatsächliche Materialverhalten und kann die Ermüdungsschädigung über- oder unterschätzen (FIB 2013). Durch Spannungsumlagerungen oder Entlastungsperioden verringert sich beispielsweise die Ermüdungsschädigung (Grünberg & Göhlmann 2006; FIB 2013). Bei einer Dauerschwingbelastung im Druckbereich mit zunächst höherer und anschließend niedrigerer Spannungsamplitude versagt Beton früher als nach der linearen Schadensakkumulationshypothese vorhergesagt. Bei umgekehrter Belastungsreihenfolge ist das Gegenteil der Fall. Es existieren verschiedene Modelle, um die Nichtlinearität zu berücksichtigen. Diese haben jedoch noch keinen Eingang in die Normen gefunden (Baktheer et al. 2019).

Die Umsetzung der Schädigungsrechnung zur Bestimmung der Lebensdauer für die vorliegende Anwendung erfolgt entsprechend der genannten Normen über lineare Schadensakkumulation und ist in Abschn. 6.5 beschrieben.

### 2.5.3 Fallstudien zur Lebensdauererlängerung von WEA-Tragstrukturen

Es existieren verschiedene Untersuchungen zur Lebensdauererlängerung der Tragstrukturen von WEA und auch konkrete Fallstudien, in denen Lebensdauererlängerungszeiträume genannt werden. Die Gesamtzahl der Untersuchungen zu dem Thema ist, verglichen mit anderen Forschungsgegenständen im Bereich der Windenergie, bisher eher klein.

Ausführlichere Informationen zu aktuellem Vorgehen sowie rechtliche Rahmenbedingungen in Europa geben Ziegler et al. (2018). Daneben geben auch Natarajan et al. (2020) und die Jürgen Quentin (2018) anhand von Interviews mit Stakeholdern Einblick in die Lebensdauererlängerung in der Praxis.

Ausgangspunkt vieler Untersuchungen sind die genannten Schwachstellen des in den Richt-

linien zum Weiterbetrieb beschriebenen Vorgehens (DNVGL-ST-0262 2016). Es werden daher alternative Methoden vorgeschlagen. Viele Untersuchungen basieren auf der Zuhilfenahme von Lasten aus Messdaten (meist Dehnungen) als Ersatz für Lastdaten aus einem validierten aeroelastischen Modell. Andere orientieren sich näher an dem Richtlinien-Vorgehen und untersuchen Teilaspekte. Die Analysen erfolgen oft anhand von DEL für 10 min Intervalle, teilweise auch anhand von Spannungs-Zeitverläufen. Die Verwendung von 10 min-DEL wird teilweise kritisch bewertet, weil Spannungszyklen, die über größere Zeitintervalle stattfinden, vernachlässigt werden könnten. Beispiele dafür sind Variationen der Rotorschubkraft oder Start-Stoppvorgänge. Diese weisen hohe Spannungsamplituden auf, die signifikante Ermüdungsschädigungen initiieren können (Weijtens et al. 2015).

Um einen Überblick der aktuellen Forschung zu geben, Vorgehensweisen aufzuzeigen und zu vergleichen, sowie einen Eindruck von erzielbaren Lebensdauererlängerungen zu vermitteln, werden im Folgenden relevante Arbeiten jeweils kurz zusammengefasst. Dabei erfolgt eine Unterteilung nach verwendeter Datenbasis: Simulations- und SCADA-Daten oder zusätzliche Messdaten, meist Dehnungen oder Beschleunigungen. Zuerst werden jeweils Fallstudien beschrieben, die als Ergebnis einen Lebensdauerzeitraum liefern.

### **Simulations- und SCADA-Daten**

Natarajan et al. (2020) nutzen SCADA-Daten, sowie ein aeroelastisches Modell der WEA zusammen mit künstlichen neuronalen Netzen, um Spannungen und daraus Ermüdungsschädigung zu berechnen. Die Lebensdauerabschätzung wurde für sieben 1,5 MW Onshore-Anlagen des Windparks Krauschwitz in Deutschland durchgeführt. Parallel wurde ein Gutachten für den Weiterbetrieb durch die Deutsche WindGuard GmbH angefertigt. Letzteres liefert eine Gesamt-Lebensdauer von 35 Jahren für die Anlagen. Anhand der vorgeschlagenen Methode ergeben sich 60 Jahre, wobei neben Turm auch Rotorblätter und Antriebsstrang betrachtet wurden. Einzelne berechnete Spannungsverläufe wurden anhand von Messdaten validiert, die Abweichungen aber nicht näher quantifiziert. Aufgrund des beschriebenen exponentiellen Zusammenhangs könnten hier aus geringfügigen Abweichungen der modellbasiert ermittelten Spannungsverläufe größere Abweichungen der Ermüdungsschädigung und Lebensdauer entstehen.

Amiri et al. (2019) verwenden nicht direkt die Ergebnisse der aeroelastischen Simulation als Lasten zur Ermüdungsrechnung, sondern bringen diese auf ein genaueres FE-Modell des Turms auf und ermitteln Spannungen in Hot-Spots im Bereich der Türöffnung. Die Lebensdauer hängt hier stark von der Windrichtungsverteilung ab. Im Gegensatz zur Auslegung, bei der die Windrichtung als konstant angenommen wird, verteilt sich die Ermüdungsschädigung in Wirklichkeit über den Turmumfang. Daraus ergibt sich auch die Möglichkeit einer einfachen Potentialabschätzung der Lebensdauererlängerung anhand der Windrichtungsverteilung am Standort. Das Vorgehen wird auf Basis der SCADA-Daten mehrerer WEA getestet. Je nach Anlage und verwendeten Parametern ergeben sich Lebensdauern im Bereich von 33 bis 220 Jahren.

Ziegler und Muskulus (2016a) führen eine Sensitivitätsanalyse für das Vorgehen nach der Richtlinie anhand aeroelastischer Simulationen durch. Korrosion und Turbulenzintensität werden als größte Einflussparameter der Lebensdauer identifiziert.

Hübler et al. (2019) bewerten das Richtlinien-Vorgehen als mit großen Unsicherheiten behaftet, vor allem, wenn, wie in der Wissenschaft üblich, Simulationsdaten für verschiedene Windgeschwindigkeiten bei ansonsten gleichbleibenden Bedingungen die Datengrundlage bilden. In der Realität bestehen deutlich größere Unsicherheiten, da einzelne, selten vorkommende Betriebszustände hohe Schädigungen einbringen können. Es werden verschiedene alternative Methoden zur Auswahl der Datengrundlage vorgeschlagen.

Müller und Cheng (2016) vergleichen die Unsicherheiten der Schädigung aus Simulations- und Messdaten und finden ebenfalls große Unterschiede. Die Berechnung anhand von Simulationsdaten wird als konservativ bewertet.

Hübler und Rolfes (2021) untersuchen den Einfluss des Klimawandels auf die Lebensdauer von WEA. Im letzten Jahrzehnt wurden global erhöhte Windgeschwindigkeiten erfasst, die er-

höhte Lasten hervorrufen könnten. Verschiedene Modelle zur Vorhersage von Änderungen der Windgeschwindigkeit und der Temperatur wurden genutzt, um die durch den Klimawandel veränderten lokalen Umgebungsbedingungen einer Offshore-WEA zu simulieren. Anhand eines aeroelastischen Modells einer 5 MW Anlage (Jonkman et al. 2009) wurden Ermüdungsschädigungen berechnet. Die durch den Klimawandel induzierten Veränderungen der Ermüdungslasten sind verglichen mit anderen Unsicherheiten in der Berechnung relativ klein.

### Messdaten

Bei der Nutzung von Dehnungsmessdaten ergeben sich oft zwei Problemstellungen: Die Daten werden nicht im Bereich der maximalen Spannungen erhoben und sie sind nicht für den gesamten Betriebszeitraum der Anlage verfügbar. Die Daten müssen folglich örtlich und zeitlich extrapoliert werden. Dafür wurden verschiedene Methoden vorgeschlagen.

Lorax (2018) betrachtet beide Aspekte für den Stahlurm einer 2 MW Onshore-Anlage anhand von DMS-Messdaten. Dabei wurde ein linearer Zusammenhang zwischen Spannungen im Turmfuß und im maximal belasteten Bereich in 40 % Turmhöhe festgestellt. Die Spannungssignale aus FE-Simulation und Validierungsmessungen stimmen in dem Hot-Spot überein. Das Verhältnis der Spannungen beträgt 1,6. Eine Verknüpfung der Schädigung zu SCADA-Daten erfolgt über Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität anhand von Capture-Matrizen (IEC 61400-13 2015) für verschiedene Betriebszustände. Auf diese Weise können Schädigungen für Zeiträume ohne Dehnungsmessdaten geschätzt werden. Die Lebensdauerberechnung basiert auf Dehnungsmessdaten aus 1,5 Jahren und SCADA-Daten aus 5 Jahren und liefert ein Ergebnis von 180 Jahren, bzw. bei 15 % Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit, 110 Jahre.

Rubert et al. (2019) berechneten die Lebensdauer des Stahlurms einer Multi-MW Onshore-Anlage anhand von faseroptischen Dehnungsmessungen im Turmfuß. Da die Turmgeometrie nicht bekannt war, wurden die im Turmfuß ermittelten Spannungen mit einem nicht näher genannten, konservativ gewählten Korrekturfaktor erhöht. Für die Wahl des Faktors wird auf die Arbeit von Lorax und Brühwiler (2016) sowie Rebelo et al. (2012a), Rebelo et al. (2012b) verwiesen. Im Gegensatz zur Mehrzahl der Fallstudien werden hier für die Ermüdungsrechnung relevante Parameter genannt und deren Einfluss untersucht. Es zeigt sich eine Abhängigkeit der berechneten Schädigung von der für den Rainflow-Algorithmus verwendeten Spannungsclassenbreite, sowie von der Abtastrate der Spannungszeitreihen. Beide müssen eine Mindestauflösung erfüllen, sonst wird die Schädigung unterschätzt. Für den vorliegenden Fall muss die Spannungsclassenbreite  $\Delta\sigma \leq 0,2 \text{ MPa}$  sein, und die Abtastrate sollte mindestens das 100-fache der ersten Turm-Biegeeigenfrequenz betragen. Die zeitliche Extrapolation wird nicht näher beschrieben. Es wird angenommen, dass die Lebensdauer linear anhand der Schädigung im betrachteten Zeitraum extrapoliert wird. Als Lebensdauer ergibt sich in Hauptwindrichtung im Turmfuß 225 Jahre, in der Höhe, in der die maximale Spannung auftritt, 82 Jahre und, nach Berücksichtigung eines IEC Sicherheitsfaktors von 1,25, 35 Jahre. Basierend auf einer Lebensdauererlängerung von 15 Jahren wird die Wirtschaftlichkeit untersucht. Dazu werden LCOE mit Unsicherheiten berechnet. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit an einem ertragreichen Standort (hohe Annual Energy Production, AEP) eher gegeben.

Lachmann (2014) nutzt Wegmessung zur Bestimmung von Spannungen eines Stahlurms einer 500 kW WEA. Anhand von Messdaten aus drei Jahren werden Schädigungen im Bereich von Schweißnähten sowie von Schrauben der Flanschverbindungen für verschiedene Höhenpositionen berechnet. Zur Lebensdauerabschätzung werden die Schädigungen linear extrapoliert. Im Bereich der Schweißnähte wird eine minimale Lebensdauer von 120 Jahren ermittelt, für die Schrauben ergeben sich 80 Jahre.

Pollino und Huckelbridge (2012) untersuchten die Lebensdauer einer 100 kW WEA anhand von Dehnungsmessungen im Turmfuß. Auf der Basis von Messdaten aus einem Jahr wurden Schädigungen für verschiedene ermüdungsrelevante Konstruktionsdetails berechnet. Die maximale Schädigung ergab sich im Bereich der Tür, und die daraus extrapolierte Lebensdauer beträgt 280 Jahre.

Hübler et al. (2018) vergleichen verschiedene Vorgehen zur zeitlichen Extrapolation von Ermüdungsschädigung mittels SCADA-Daten unter Beachtung von Unsicherheiten. Die Schädigungsrechnung erfolgt anhand von Dehnungsmessdaten an Monopiles von Offshore-Anlagen. Dabei werden Spannungen an Sensorpositionen linear zu stärker belasteten Höhenpositionen extrapoliert. Die besten Ergebnisse der zeitlichen Extrapolation werden erreicht, wenn mittlere Schädigungen für Windgeschwindigkeitsklassen berechnet werden und, mit der Auftretenswahrscheinlichkeit aus Langzeit-SCADA-Daten gewichtet, zur Gesamtschädigung addiert werden. Es zeigt sich, dass für den betrachteten Datensatz Dehnungsmessdaten aus 9-10 Monaten für die Berechnung ausreichen. Für die Auftretenswahrscheinlichkeit sollten SCADA-Daten aus mindestens einem Jahr herangezogen werden. Liegen Dehnungsmessdaten für (fast) den gesamten Anlagenbetriebszeitraum vor, unterscheidet sich das Ergebnis der vorgeschlagenen Methode nicht von der einfachen linearen Extrapolation (Lebensdauer als Inverse der jährlichen Schädigung). Die ermittelte Lebensdauer ist bei linearer Extrapolation aber mit einer höheren Unsicherheit behaftet. Für die gefundenen Ergebnisse gilt die Annahme, dass sich Betriebs- und Umgebungsbedingungen nicht signifikant ändern.

Kamieth et al. (2015) schlagen vor, kurzzeitige Dehnungsmessungen zur Lebensdauerschätzung zu nutzen und diese anhand von Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität nach IEC 61400-13 (2015), sowie getrennt für verschiedene Betriebszustände, mit SCADA-Daten zu verknüpfen. Auf diese Weise sollen Schädigungsbeträge für Zeiträume ohne Dehnungsmessungen bestimmt werden. Das Verfahren soll anhand von Dehnungsmessungen im Turmfuß und -kopf des Stahlturms einer 600 kW Anlage getestet werden.

Oliveira (2016) nutzte statt Dehnungsmessdaten Beschleunigungen zur Berechnung der Ermüdungsschädigung im Stahlurm einer 2 MW WEA. Über ein forward-innovation Modell sowie den Modalzustandsvektor wurden Beschleunigungen außerhalb von Messpositionen berechnet. Aus Beschleunigungen wurden Auslenkungen bestimmt und daraus anhand der Steifigkeitsmatrix Spannungen berechnet. Quasi-statische Anteile wurden dabei getrennt betrachtet und überlagert. Anhand von Messdaten aus einem Jahr wurde sowohl linear, als auch, mit der Auftretenswahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeiten gewichtet, auf die Gesamtschädigung während eines Zeitraums von 20 Jahren extrapoliert. Die Ergebnisse weichen nur geringfügig voneinander ab. Deutlich größere Unterschiede ergeben sich für die unterschiedlichen Berechnungsvorschriften nach Eurocode 3 und DNVGL, wonach die berechnete Lebensdauer zwischen 500 und 700 Jahren liegt. Weiterhin wurden Zusammenhänge zwischen Betriebs- und Umgebungsbedingungen sowie resultierender Schädigung untersucht. Aus diesen können Hinweise zur Entscheidungsfindung, ob eine Lebensdauerverlängerung sinnvoll ist, abgeleitet werden.

Weijtjens et al. (2015) untersuchten entsprechende Zusammenhänge anhand faseroptischer Dehnungsmessungen an Monopiles von Offshore-WEAs. Die Schädigung in unterschiedlichen Betriebszuständen wurde verglichen. Dabei fällt auf, dass bei Betrieb im Bereich niedriger Lastwechselzahlen deutlich höhere Spannungen auftreten als bei Stillstand. Sie ergeben sich aus Schubkraftvariationen und erzeugen einen signifikanten Schädigungsbeitrag. Durch 10-min SCADA-Daten wird der Effekt nicht erfasst, dafür sind Zusatzmessungen notwendig. Ein klarer, näherungsweise linear steigender Zusammenhang wurde zwischen Schädigung und Turbulenzintensität beobachtet. Anhand der von Loraux (2018) und Oliveira (2016) erhobenen Daten ist der Zusammenhang zwischen Turbulenzintensität und Schädigung ebenfalls deutlich sichtbar. Die Größe kann daher als Indikator genutzt werden, um Lebensdauerpotential abzuschätzen. Dabei müssen auch schädigungsintensive Einzelereignisse wie Not-Stopps, Sturm etc. berücksichtigt werden. Die Zusammenhänge sollen genutzt werden, um Lebensdauerprognosen von messtechnisch überwachten Anlagen auf nicht überwachte Anlagen im Windpark zu übertragen.

Weijtens et al. (2016) beschreiben ein solches Vorgehen näher. Dabei wird anhand von Dehnungsmessdaten einer Einzelanlage ein Zusammenhang zwischen SCADA-Daten und DEL hergestellt. Dieser Zusammenhang wird dann auf andere Anlagen übertragen, an denen keine Dehnungsmessungen erfolgen. Es erfolgt eine Gewichtung mit den an der betrachteten WEA vorherrschenden Bedingungen wie Turbulenzintensität, Wassertiefe, Wellenhöhe aber auch der ersten

Biegeeigenfrequenz der Anlage. Bouty et al. (2017) schränken das Vorgehen auf geringfügige Änderungen der Umgebungsbedingungen ein und untersuchen zusätzlich, ob sich die Position der maximalen Schädigung ändert. Letzteres scheint nicht der Fall zu sein. Braam et al. (2012) verfolgen eine Variation des Vorgehens, welches als „Fleet Leader“-Konzept bezeichnet wird: Lastmessungen durch faseroptische Dehnungssensoren in den Blattwurzeln werden anhand von SCADA-Daten und künstlichen neuronalen Netzen auf andere Anlagen im Windpark übertragen.

### Virtual Sensing

Die örtliche Extrapolation von Dehnungsmessdaten und deren Berechnung aus Schwingungsmessdaten ist Gegenstand vieler Forschungsarbeiten. Neben den genannten (Lorax 2018; Oliveira 2016) existieren weitere, die andere Ansätze und Modelle nutzen. Auch die Bezeichnungen sind verschieden: virtual sensing, strain estimation, load extrapolation, etc. Die Anwendung beschränkt sich nicht auf WEA, sondern ist auch für andere Bauteile und Bauwerke relevant, zum Beispiel Brücken (Hajializadeh et al. 2017).

Es werden physikalische und Machine-Learning Modelle eingesetzt. Anhand physikalischer Modelle werden i. d. R. Zeitreihen berechnet für Machine-Learning DEL. Verwendete physikalische Modelle sind: modal decomposition und expansion (MDE) (Iliopoulos et al. 2017; Maes et al. 2016; Roberts et al. 2018), modellbasierte Beobachter, joint input-state estimation (Maes et al. 2016) oder Kalman-Filter (Maes et al. 2016; Noppe et al. 2018a).

Maes et al. (2016) vergleichen die Verfahren Kalman-Filter, joint input-state filter und MDE für die Anwendung an Tragstrukturen von Offshore-WEA, mit dem Ergebnis, dass sich alle Verfahren ähnlich gut eignen. Iliopoulos et al. (2017) erweitern das MDE-Verfahren um einen multi-band Ansatz, um neben dynamischen auch quasi-statische Anteile zu berechnen. Henkel et al. (2018) gelingt die Dehnungsberechnung für Positionen unterhalb des Meeresbodens.

Ziegler et al. (2017) stellen ein Verfahren zur örtlichen Extrapolation von DEL vor, welches sich nicht in die bisher genannten einordnen lässt. Es nutzt die k-nearest-neighbour-Regression. Das Verfahren wird anhand von Simulationsdaten getestet. Dazu werden ein aero-hydro-elastisches Modell und ein FE-Modell verwendet. Der Regressionsalgorithmus soll später eine Zuordnung von an einer Messposition erhobenen DEL zu beliebigen Höhenpositionen ermöglichen. Basierend auf Simulationsdaten wird ein Fehler der extrapolierten DEL von 1-3 % ermittelt. Das Verfahren wird anschließend (Ziegler et al. 2019) anhand von Messdaten validiert. Dabei wird das Extrapolationsverfahren mit Messdaten an verschiedenen Höhenpositionen kalibriert. Hier ergibt sich ein Fehler der extrapolierten DEL von bis zu 4 %. Der daraus resultierende Fehler des Schädigungsbetrags beträgt bis zu 15 %. Ausstehend ist die Anwendung des Verfahrens für Messdaten auf einer Höhe und einer Kalibrierung mit Simulationsdaten. Daraus könnten zusätzliche Ungenauigkeiten entstehen.

Einen Schritt weiter gehen Ansätze, die Machine Learning Verfahren nutzen, um einen direkten Zusammenhang zwischen SCADA-Daten und Lasten bzw. lokalen Schädigungen herzustellen. Für das Training der Verfahren anhand von supervised learning müssen auch hier geeignete Messdaten oder validierte Simulationen vorhanden sein. Den Trainingsdaten kommt eine besondere Bedeutung zu: Die Leistungsfähigkeit und Güte der Machine Learning Verfahren kann nur so hoch, wie die der Trainingsdaten sein (Movsessian et al. 2020). Die Daten können aus Kurzzeitmessungen stammen, da nach dem Training die Lastvorhersage nur aus SCADA-Daten erfolgen soll (Cosack 2010; Movsessian et al. 2020; Natarajan et al. 2020; Smolka, Cheng et al. 2013; Vera-Tudela & Kühn 2014, 2017).

### Praktischer Teil

Untersuchungen, die den praktischen Teil der Richtlinie für den Weiterbetrieb betreffen, sind seltener. Ziegler und Muskulus (2016b) betrachten die Detektionswahrscheinlichkeit von Ermüdungsrissen in Umfangsschweißnähten von Monopiles. Sowohl visuelle Prüfung als auch Alternating Current Field Measurements (ACFM) liefern eine zu geringe Detektionswahrscheinlichkeit für relevante Rissgrößen. Inspektionen sind daher nur geeignet, um weit fortgeschrittene Risse

zu finden. Eine Lebensdauerbestimmung anhand von Risswachstumsmodellen erscheint nicht geeignet.

Schedat et al. (2016) führen eine Auswirkungsanalyse (FMEA: Failure Mode and Effects Analysis) für die Tragstruktur mit Stahlurm durch mit der Zielstellung eines Weiterbetriebs. Es werden Schwachstellen identifiziert, die sowohl für den praktischen Teil, als auch den analytischen Teil relevant sein können. Basierend auf den Erkenntnissen soll ein Messsystem aufgebaut werden.

### **Ausblick**

Neben den in der Richtlinie genannten Vorgehen einer Untersuchung der Ermüdungslasten bzw. Schädigung sind weitere Ansätze denkbar. In Zukunft könnte der Einsatz eines validierten SHM-Systems, das (Ermüdungs-)schäden rechtzeitig und zuverlässig vorhersagen kann, Weiterbetriebsgutachten oder Nachrechnungen ersetzen.

In bestimmten Fällen könnte auch eine Modellierung und Überwachung eines Rissfortschrittes zur Lebensdauerprognose genutzt werden (Geiss 2019), wie von Benedetti et al. (2013) durchgeführt. Hier wurden Rissgrößen durch Dehnungsmessungen im Turmfuß einer WEA mit 18 m Nabenhöhe bestimmt.

Die Bestimmung des Ermüdungszustands von Beton-Tragstrukturen anhand von Veränderungen der Geschwindigkeiten elastischer Wellen und des Auftretens von Schallemissionsereignissen (Große & Ohtsu 2008) ist Gegenstand aktueller Forschung (Raith 2022; Thiele 2016; Urban 2014). Zusätzlich können durch entsprechende Messungen elastische Parameter und Werkstoffeigenschaften wie E-Modul bestimmt werden (Große 1996), welche der Erhöhung der Modellgenauigkeit dienen. Entsprechende Verfahren wurden von Manuel Raith im Betonteil der hier betrachteten WEA angewandt und sind in Botz et al. (2020) und Botz et al. (2018) beschrieben. Urban (2014) nennt Gründungsstrukturen von Offshore-WEA als potentielle Anwendungsobjekte für die genannten Verfahren.

Neben der reinen Quantifizierung der Ermüdungsschädigung werden verschiedene Möglichkeiten zur Reduktion von Schädigungen erforscht. Dabei sind die aus den vorgestellten Untersuchungen abgeleiteten Zusammenhänge, z. B. in Bezug auf die Turbulenzintensität hilfreich.

Die Lastreduktion kann im einfachsten Fall durch eine Leistungsreduktion einzelner Anlagen im Windpark erfolgen, welche einer hohen Turbulenzintensität ausgesetzt sind. Natarajan und Pedersen (2018) ermitteln eine Schädigungsreduktion um 30 % bei betragsgleicher Leistungsreduktion. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion von Turbulenzintensitäten (und Schädigung) im Windpark bietet die Steuerung des Nachlaufs von Anlagen (wake steering). Dabei wird bewusst ein Gierwinkelfehler zur Windrichtung eingestellt, sodass sich eine Verschiebung des Nachlaufs ergibt und in Windrichtung dahinter positionierte Anlagen einer geringeren Turbulenzintensität ausgesetzt sind (Campagnolo et al. 2020). Hohes Potential zur Lastreduktion liegt in der Anlagenregelung. Die Ermüdungsschädigung kann direkt in der Zielfunktion des Regelungsalgorithmus berücksichtigt und minimiert werden (Löw et al. 2020).

Individual Pitch Control (IPC) kann ebenfalls zur Reduktion von Ermüdungslasten eingesetzt werden. Zusammen mit Rotorblättern, die sich bei Durchbiegung verdrehen (Bend-Twist-Coupling), ergeben sich Synergieeffekte (Bottasso et al. 2014). Bei der Kombination von Verfahren müssen Kopplungseffekte beachtet werden (C. Wang et al. 2020).

### **Fazit**

Die große Mehrheit der sich aktuell in Betrieb befindenden WEA verfügen nicht über Dehnungs- oder Lastmessungen im Bereich der Tragstruktur. Eine direkte messdatenbasierte Berechnung der Ermüdungsschädigung ist daher nicht möglich. Ziel vieler aktueller Forschungsvorhaben ist daher die Ermittlung von lokalen Spannungen oder DEL anhand von vorhandenen SCADA-Daten, Beschleunigungsdaten oder aus Kurzzeit-Dehnungsmessungen.

Im Vergleich zur direkten Dehnungsmessung unterliegen entsprechende Verfahren in der Regel einem zusätzlichen Fehler. Noppe et al. (2018a) ermitteln für zwei verschiedene Virtual-



Sensing-Verfahren einen mittleren Fehler der Dehnungsbestimmung im Vergleich zu Messungen von 4%. Eine Unsicherheit in dieser Größenordnung kann aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs zwischen Spannung und Schädigung bereits zu großen Abweichungen der Schädigung und Lebensdauer führen. Berechnungsverfahren, die auf einer Schätzung der DEL basieren sind aus diesem Grund evtl. besser geeignet. Andererseits kann durch die Verwendung von DEL die Schädigung unterschätzt werden. Denn die in der Regel verwendeten 10 min-DEL unterschätzen tieffrequente Variationen der Rotorschubkraft. Mögliche weitere Schwachpunkte der Verfahren könnte eine fehlende Abbildungsgüte bei Änderungen der Struktur- oder Betriebs- und Umgebungsbedingungen sein. Hierfür könnte ein automatisches Model-Update nach dem Prinzip eines digitalen Schattens (Botz & Große 2020; Kritzinger et al. 2018) Abhilfe schaffen.

Obwohl einige Untersuchungen zur Berechnung von Schädigungen aus Dehnungsmessdaten existieren, erscheint eine ausführlichere Betrachtung sinnvoll. Insbesondere Messfehler und deren Einfluss auf die berechnete Schädigung sollten näher untersucht werden. Diese werden auch von Ziegler et al. (2019) als eines der Haupthindernisse der Lebensdauerprognose eingeschätzt. Bei Verwendung von Messdaten aus längeren Zeiträumen (>2 Jahre) könnten sich Effekte aus einer Ermüdung oder Alterung der Sensorik, bzw. der Ankopplung selbst, ergeben.

Hauptuntersuchungsgegenstand im Bereich Lebensdauererlängerung von Tragstrukturen sind Stahltürme, bzw. Monopiles. Es wurden keine Fallstudien an Beton- oder Hybridtürmen gefunden. Aufgrund der komplizierteren Konstruktionsweise sind an Stahltürmen erprobte Verfahren nicht unbedingt ohne Anpassungen übertragbar. Die vorliegende Arbeit soll zu dieser Fragestellung beitragen.

## Kapitel 3

# Versuchsobjekt und Rahmenbedingungen

Die in der Arbeit verwendeten Methoden und Konzepte wurden an einer realen WEA angewendet und getestet. In diesem Kapitel wird die betrachtete WEA beschrieben mit Fokus auf der Tragstruktur und den verwendeten Werkstoffen. Für die Betriebsführung und Anlagensteuerung werden Messdaten im SCADA-System erhoben. Diese Daten werden im Rahmen der Arbeit genutzt, um das typische Betriebsverhalten der Anlage zu charakterisieren. Zuletzt werden verwendete Modelle der WEA und Tragstruktur erläutert.

### 3.1 Windenergieanlage Deining

Um die Ziele des Forschungsprojekts MISTRALWIND und dieser Arbeit zu erreichen und die Methoden unter realen Bedingungen zu testen, musste eine WEA gefunden werden, deren Betreiber eine Erlaubnis für den Einbau der benötigten Sensorik erteilt. Um ein FE-Modell zu entwerfen und Lasten zu berechnen, mussten außerdem Geometrie- und Werkstoffeigenschaften der Tragstruktur zur Verfügung stehen. Für die im folgenden „WEA Deining“ genannte Anlage waren diese zentralen Voraussetzungen erfüllt: Eigentümer der Anlage ist u. a. die Max Bögl Wind AG, welche als assoziierte Projektpartner gleichzeitig Entwickler und Hersteller des Turms der Anlage waren. Weitere Zusatzinformationen über die Anlage konnten durch die Projektpartner der Siemens AG gewonnen werden, da Siemens Wind Power, bzw. heute Siemens Gamesa als Hersteller der Gesamtanlage auftritt.

Die WEA Deining ist eine getriebelose Anlage mit 3 MW Nennleistung, ausgelegt für Standorte mit niedriger Windgeschwindigkeit bei hoher Turbulenzintensität (Windklasse IEC 3A:  $\bar{v} = 7,5 \text{ m/s}$ ,  $TI=16\%$ ). Um an diesen Standorten einen hohen Ertrag erzielen zu können, weist die Anlage eine große Nabenhöhe von 142,5 m und einen Rotordurchmesser von 113 m auf. Die Regelung erfolgt im Teillastbereich über das Generatormoment und im Vollastbereich über die Rotation der Rotorblätter um ihre Längsachse (Pitch-Regelung). Die Anlage befindet sich in der Gemeinde Deining bei Neumarkt in der Oberpfalz und wurde im April 2015 in Betrieb genommen. Weitere Kenndaten sind in Tab. 3.1 aufgeführt, Abb. 3.1 zeigt ein Foto der Anlage.



Abbildung 3.1: Foto WEA Deining.

Tabelle 3.1: Kenndaten WEA Deining.

Nennleistung	3 MW
Rotordurchmesser	113 m
Nabenhöhe	142,5 m
Gondelmasse	78 t
Rotormasse	67 t
Startwindgeschwindigkeit	4 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	11 m/s
Stoppwindgeschwindigkeit	25 m/s
Rotordrehzahl bei Nennleistung	14 U/min

### 3.1.1 Ausführung der Tragstruktur als Hybridturm

Die Nabenhöhe wird durch einen Max Bögl Hybridturm (Bögl et al. 2011) erreicht, welcher aus einem unteren Stahlbetonteil (0-79 m) und einem oberen Stahlteil (79-139 m) besteht. Der Stahlbetonteil setzt sich aus extern vorgespannten Betonfertigteil-Ringsegmenten zusammen. Im unteren Bereich sind Halbringsegmente, im oberen Vollringsegmente verbaut. Die Verbindung zum oberen Stahlteil des Turmes wird durch eine Adapterkonstruktion hergestellt. Das Fundament ist als kreisförmige Flachgründung ausgeführt (Max Bögl Wind AG 2014).

Die Ausführung des Hybridturms entspricht im wesentlichen dem in Abschn. 2.1.3 beschriebenen Stand der Technik. Einige weitere Informationen zur tatsächlichen Ausführung an der Versuchsanlage werden hier genannt. Beton- und Stahlteil der Anlage weisen deutlich verschiedene Eigenschaften hinsichtlich Werkstoff und Konstruktion auf. Der Stahlteil des Turmes besteht aus zwei über einen Flansch verbundenen Kegelstümpfen mit nahezu konstanter Wandstärke und weist damit eine einfache Geometrie sowie Lastabtragung auf. Die Anbindungen an den Betonteil und an die Gondel erfolgen ebenfalls über Flanschverbindungen. Kleinere Unstetigkeiten sind in Form von Schweißnähten, Buchsen für Innenausbauten und Bohrungen, z. B. für die Flugbefehrerung vorhanden. Zur Sicherstellung einer hohen Bauteilqualität werden 100 % der Flanschschweißnähte einer Ultraschallkontrolle unterzogen, sonstige Schweißnähte zu 10 % (Max Bögl Wind AG 2014).

Der Betonteil ist aus ca. 4 m hohen Kegelstümpfen und Zylindern aufgebaut, deren Kegelminkel stärker variieren. Der Beton besteht aus Gesteinskörnung und Zementmatrix, in die eine Stahlbewehrung eingebracht ist. Die Segmente setzen sich im unteren Teil aus zwei Halbschalen zusammen, die über Verschraubungen und durch Verfüllung der Vertikalfuge Ringsegmente bilden. Die einzelnen Segmente werden beim Bau ohne weitere Verbindungselemente aufeinandergestellt. Dies wird durch Planschleifen der Fügeflächen im Herstellungsprozess ermöglicht. Der Betonteil weist vor allem im unteren Bereich eine Reihe von Unstetigkeiten auf, wie Tür- und Lüftungsöffnungen oder Taschen, z. B. für die Ausführung der Verschraubung der Halbschalen. Zur Anbindung des Stahlteils sind im Adapter kreisförmig angeordnete Ankerbolzen eingegossen, die im oberen Bereich frei liegen zur Anbindung des Stahlflansches (Bögl et al. 2011).

Da Beton nur geringe Zugkräfte aufnehmen kann, wird der Turm über eine externe Vorspannung in den Druckzustand gebracht. Die Auslegung erfolgt unter der Voraussetzung, dass stets Druckspannungen im Beton vorliegen. Die Vorspannung wird über kreisförmig angeordnete Spannglieder erzielt, die entlang der Turminnenwand verlaufen. Sie sind am Adapter, der Beton- und Stahlteil des Turmes verbindet, und an der Spannkellerdecke auf Türhöhe verankert. Die Lastabtragung im Betonteil erfolgt dementsprechend als eine Art Parallelschaltung von Beton und Spanngliedern. Weitere Konstruktionsdetails können der Patentschrift von Bögl et al. (2011) entnommen werden.

### 3.1.2 Für Tragstruktur verwendete Werkstoffe und deren Eigenschaften

Für den Stahlteil des Turmes wird ein unlegierter, normalisierter Baustahl: S355J2N eingesetzt. Herstellprozess, Prüfungen und Eigenschaften sind nach DIN 10025-2 definiert. Die mechanischen Eigenschaften unterliegen im Gegensatz zu Beton nur geringen Schwankungen und sind in Tab. 3.2 aufgeführt. Nähere Informationen zum Herstellungsprozess des Stahlturms sind Abschn. 2.1.3 zu entnehmen.

Für den Betonteil werden verschiedene hochfeste Betone mit Zylinderdruckfestigkeiten im Bereich 80-100 N/mm<sup>2</sup> eingesetzt. Die Zugfestigkeit von Beton erreicht nur ca. 10 % der Druckfestigkeit, weshalb Stahlbewehrung zur Zugkraftaufnahme eingesetzt wird. Der E-Modul des Betons beträgt nach Herstellerangabe 46 000 N/mm<sup>2</sup>. Dynamischer E-Modul und Querkontraktionszahl wurden für C80/95 Beton von Manuel Raith über Ultraschallmessungen am Bauwerk und an Laborproben ermittelt. Nähere Informationen zu dem Vorgehen sind Botz et al. (2020) und Raith (2022) zu entnehmen. Folgende Werte wurden dabei bestimmt:

Bauwerk:  $E = 49961 \pm 1635 \text{ N/mm}^2$ ,

Laborproben:  $E = 51039 \pm 2834 \text{ N/mm}^2$ ,  $\nu = 0,23 \pm 0,03$  (Botz et al. 2020).

Die im Vergleich zur Herstellerangabe erhöhten Werte könnten sich durch einen fortgeschrittenen Hydratationsprozess und aus der Vorspannung im Bauwerk ergeben. Die Mittelwerte der Ergebnisse von Labor- und Bauwerksproben unterscheiden sich dabei nur um 2 %.

Zur Rissbreitenbeschränkung und Zugkraftaufnahme ist schlaaffe Bewehrung aus Betonstahl B500B vorhanden. Im Drahtspannverfahren SUSPA Draht EX wird St1570/1770 als Spannstahl verwendet. Die Zahlenwerte in der Bezeichnung stehen für die Streckgrenze und Zugfestigkeit in  $\text{N/mm}^2$ . Die maximal zulässige Vorspannkraft beträgt gemäß der allgemeinen Bauartgenehmigung Z-13.73-70186  $P_{m0} = 4123 \text{ kN}$ . Die Werkstoffeigenschaften der Komponenten wurden aus den in diesem Abschnitt genannten Quellen gewonnen und in Tab. 3.2 zusammengefasst (DIBt 2018, 2021; DSI 2013; Max Bögl Wind AG 2014).

Tabelle 3.2: Eigenschaften der im Hybridturm eingesetzten Werkstoffe.

	<b>Beton</b>	<b>Betonstahl</b>	<b>Spannstahl</b>	<b>Stahlteil Turm</b>
Druckfestigkeit in $\text{N/mm}^2$	80-115	-	-	-
Zugfestigkeit in $\text{N/mm}^2$	$\approx 8-11$	$\geq 525$	1770	470-630
Streckgrenze in $\text{N/mm}^2$	-	500	1570	345
E-Modul in GPa	46	200-210	195	210
Querkontraktionszahl	0,20-0,26	0,27-0,3	0,27-0,3	0,27-0,3

Sowohl Festigkeit als auch E-Modul von Stahl sind mindestens um den Faktor 3 höher als von Beton. Um ähnliche Lastniveaus bezogen auf die Festigkeit zu erzielen, muss die Querschnittsfläche, bzw. das Flächenträgheitsmoment im Betonteil entsprechend größer dimensioniert werden. Gleiches gilt für die Erreichung der Steifigkeitsanforderungen. Dementsprechend weist der Betonteil eine deutlich höhere Wanddicke als der Stahlteil auf. Auch der Durchmesser ist größer ausgeführt, als bei vergleichbaren Stahlrohrtürmen.

## 3.2 Messsystem für Betriebsführung (SCADA)

Um einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von WEA zu ermöglichen, sind diese mit einem SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) zur Steuerung und Überwachung der Anlagenkomponenten ausgestattet. Im SCADA-System werden alle für die Betriebsführung relevanten Messdaten, von verschiedenen Sensoren aus unterschiedlichen Komponenten zusammengeführt. Neben Messdaten können auch Statusinformationen hinterlegt werden. Im Folgenden sind die wichtigsten Messgrößen, die im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden, aufgeführt:

- Anlagenleistung
- Rotordrehzahl
- Windgeschwindigkeit
- Windrichtung
- Gierwinkel (Yaw-Winkel)
- (Rotor-)Blatteinstellwinkel (Pitch-Winkel)
- Außentemperatur
- Statustext

In der Variable Statustext werden verschiedene Zustände der WEA beschrieben, wie beispielsweise „Normalbetrieb“, „Manueller Stop“, „Eisansatz“ uvm. Die Daten wurden im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts von der Max Bögl Wind AG in einem Online-Portal zur Verfügung

gestellt, welches von der Firma selbst zur Überwachung verschiedener WEA und weiterer Anlagen genutzt wird. Verschiedene Sensorsysteme werden mit individuell angepassten Abtastraten betrieben. Die Erstabtastraten sind hier nicht bekannt. Die Speicherung erfolgt mit verringerter zeitlicher Auflösung. Teilweise werden einzelne Sensordaten (hier die Daten der Gondelbeschleunigung) den Anlagenbetreibern nicht zur Verfügung gestellt und können nur vom Hersteller genutzt werden.

Aus dem Online-Portal können Daten mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung exportiert werden. Hier wurden die zwei höchsten Auflösungen genutzt. Sie werden als „Rohwerte“ und „15 Minuten Werte“ bezeichnet. Letztere ergeben sich aus dem Mittelwert der Primärdaten über 15 Minuten. Neben dem Mittelwert werden für einzelne Kanäle zusätzlich Minimum und Maximum im 15 min-Intervall angegeben. Die Rohdaten werden mit einer flexiblen Abtastrate gespeichert. Ein Wert der Primärdaten wird abgelegt, sobald eine Wertdifferenz von 0,5 %, bezogen auf den gesamten Messbereich (= 100 %) der jeweiligen Variable, überschritten wird. Dieses Vorgehen wird ergänzt durch eine minimale  $t_{\min} = 5 \text{ s}$  und maximale Abtastzeit  $t_{\max} = 300 \text{ s} = 5 \text{ min}$ . Die Daten werden als Textdateien aus dem Portal exportiert und zur weiteren Verarbeitung in Matlab eingelesen und gespeichert. Zwischen den einzelnen Datenpunkten wird der Messwert dabei als konstant angenommen.

Die zeitliche Repräsentation der Daten ist eher ungewöhnlich. In vergleichbaren Untersuchungen (siehe Absch. 2.3) sind meist SCADA-Daten als 10 min-Mittelwerte von 1 Hz Primärdaten gegeben, zusammen mit Maximum, Minimum und Standardabweichung im 10 min-Intervall (Tautz-Weinert & Watson 2016). Der Trend geht hin zur Bereitstellung und Nutzung höher aufgelöster Daten mit Abtastraten von 0,1 Hz (Kusiak & Zhang 2010), 1 Hz (Noppe et al. 2018b) oder 0,25 Hz (Gonzalez et al. 2019). Die höher aufgelösten Daten ermöglichen weiterführende Analysen und Anwendungen.

### 3.3 Umgebungsbedingungen und Betriebsverhalten

Für die folgenden Untersuchungen der auf das System wirkenden Lasten, der Strukturreaktion und der Lebensdauer muss auch das Betriebsverhalten der Anlage verstanden werden. Nur so kann eine Einordnung und eine Einschätzung der Plausibilität der Ergebnisse vorgenommen werden. Dazu werden zunächst die Systemeingangsgrößen – Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilung für die Jahre 2016-2019 – betrachtet und mit Werten aus dem Standortgutachten verglichen. Das Standortgutachten wurde von den Projektpartnern der Max Bögl Wind AG zur Einsichtnahme zur Verfügung gestellt. Auch der Systemausgang – Leistung und Energieertrag – werden aufgeführt und in der Leistungskennlinie (Power Curve, Leistung über Windgeschwindigkeit) zusammengeführt. Energieertrag und Kapazitätsfaktor hängen weiterhin von der technischen bzw. zeitlichen Verfügbarkeit der Anlage ab. Soweit nicht anders gekennzeichnet, werden 15-min-Mittelwerte als Datengrundlage verwendet.

#### Wind

Zunächst sollen die an der WEA gemessenen Windgeschwindigkeiten sowie der erzielte Energieertrag im Zeitraum der Messdatenerhebung für das SHM mit dem Standortgutachten verglichen werden. Abb. 3.2 zeigt dazu die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten aus Messdaten verschiedener Jahre und des Standortgutachtens im Vergleich. Neben den Klassenhäufigkeiten wurden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Weibull-Verteilung an die Messdaten angepasst und dargestellt. Die Verteilungen stimmen gut überein. Die größte Abweichung ergibt sich für das Jahr 2019, mit einer zu höheren Windgeschwindigkeiten verschobenen Verteilung. Die Verteilungen der verbleibenden Jahre zeigen leicht erhöhte Häufigkeiten bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, im Vergleich zum Standortgutachten. Statistische Kennwerte der Windgeschwindigkeitsverteilungen und des Energieertrags sind in Tab. 3.3 hinterlegt. Die prognostizierte mittlere Windgeschwindigkeit des Standortgutachtens wird nur im Jahr 2019 erreicht. Die anderen Mittelwerte liegen jedoch im Bereich der Prognoseunsicherheit.

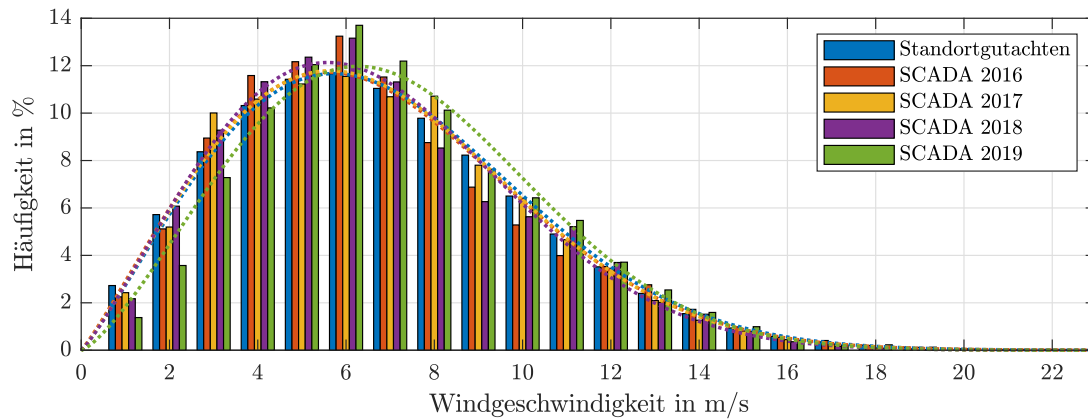


Abbildung 3.2: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit aus Standortgutachten und aus SCADA-Daten der Jahre 2016-2019.

Tabelle 3.3: Windcharakteristik am Standort, zeitliche Verfügbarkeiten und Energieerträge.

	Standort- gutachten	2016	2017	2018	2019
Windgeschwindigkeit					
Mittelwert	6,9 m/s	6,71 m/s	6,72 m/s	6,59 m/s	7,06 m/s
$\sigma$ Mittelwerte		3,35 m/s	3,32 m/s	3,23 m/s	3,22 m/s
$TI_{\text{Ersatz}}$		15,9 %	15,3 %	14,0 %	12,9 %
Mittlere Leistung	1100 kW	774 kW	849 kW	938 kW	875 kW
Energieertrag	9600 MWh	6798 MWh	7437 MWh	8218 MWh	7668 MWh
Kapazitätsfaktor	36 %	26 %	29 %	31 %	29 %
Zeitliche Verfügbarkeit	100 %	88,2 %	89,4 %	96,0 %	88,8 %

Die Turbulenzintensität ist als Quotient aus Standardabweichung und Mittelwert der Windgeschwindigkeit definiert (siehe Gl. 2.1). Da hier keine Daten zur Standardabweichung vorlagen, wurde auf die Berechnung eines Ersatzwertes nach Melsheimer et al. (2015) zurückgegriffen (siehe Gl. 3.1), der eine Näherung darstellt. Zur Berechnung wurden hier nur Intervalle mit mittleren Windgeschwindigkeiten  $\bar{v} > 3 \text{ m/s}$  berücksichtigt. Niedrige Mittelwerte führen aufgrund der hohen Streuung der Maxima im Vergleich zur Standardabweichung zu überhöhten  $TI_{\text{Ersatz}}$ -Werten. Die ermittelten Werte können nicht direkt mit Turbulenzintensitäten verglichen werden. Für einen Vergleich der Turbulenz in verschiedenen Zeiträumen sind sie ein guter Ersatz. Die berechneten Turbulenzwerte sind in Tab. 3.3 hinterlegt und zeigen eine Abnahme der Turbulenz im Betrachtungszeitraum.

$$TI_{\text{Ersatz}} = \left( \frac{v_{\text{max}}}{\bar{v}} - 1 \right) / 2,8 \quad (3.1)$$

Für den Energieertrag der Anlage ist die am Standort vorherrschende Windrichtung bzw. die Variabilität und Häufigkeitsverteilung der Windrichtung eher unerheblich. Vorteilhaft wäre hier eine gleichbleibende Windrichtung. Für die Belastung und Schädigung der Tragstruktur hingegen verhält es sich anders. Hier ist eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Windrichtung über alle Himmelsrichtungen vorteilhaft, da dies zu einer gleichmäßigen Verteilung der Lasten entlang des Turmumfangs führt. Abb. 3.3 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung aus dem Standortgutachten und aus Messdaten verschiedener Jahre. Für die Richtungsverteilungen aus Messdaten sind die jeweils zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeiten farblich kodiert. Die im Standortgutachten prognostizierten Hauptwindrichtungen aus Westen, Südwesten und Osten werden durch die Messdaten bestätigt. Gleichzeitig variieren die Verteilungen der Windrichtungen deutlich zwischen den Jahren 2016-2019.

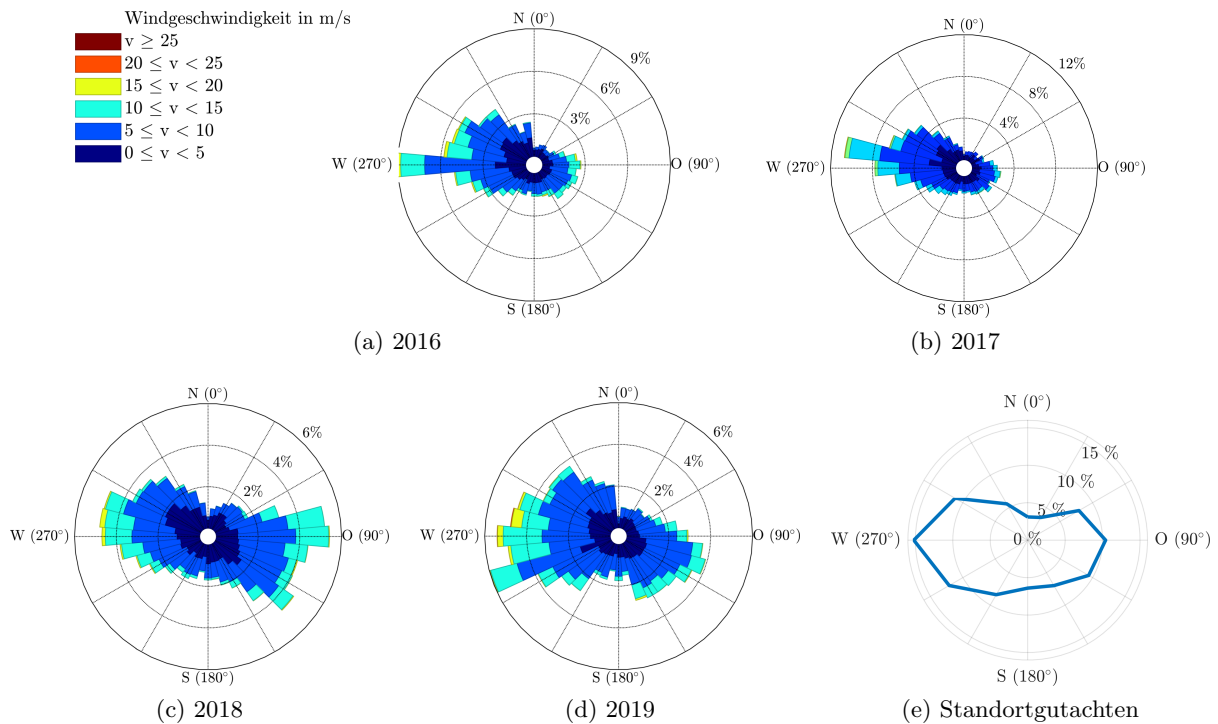


Abbildung 3.3: Häufigkeitsverteilung von Windrichtung und -geschwindigkeit aus Messdaten und Standortgutachten.

### Power Curve

Der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und resultierender Anlagenleistung wird durch die Leistungskennlinie (Power Curve) dargestellt. Sie ist nach Pfaffel et al. (2019) neben den Windbedingungen der wichtigste Indikator (Key Performance Indicator, KPI) zur Überwachung des Betriebsverhaltens und der Leistung von WEA. Die Soll-Kennlinie wird im Rahmen der Anlagenauslegung bestimmt und anschließend anhand der Luftdichte am Standort von  $1,156 \text{ kg/m}^3$  angepasst. Höhere Luftdichten führen zu größerer Strömungsenergie bei gleicher Windgeschwindigkeit. Ein Vergleich mit realen Messdaten kann Aufschluss geben über die korrekte Funktionsweise und Effizienz der Anlage.

Die Leistungskennlinie aus dem Standortgutachten wird in Abb. 3.4a-d mit 15 min-gemittelten Leistungsdaten über der Windgeschwindigkeit für die Jahre 2016-2019 verglichen. Man erhält einen Bereich in dem sich die tatsächliche Leistungskennlinie befindet. Die Abweichungen zur berechneten Kennlinie entstehen durch Unsicherheiten in der Windgeschwindigkeitsmessung, Mittelungsfehler und variierende Umgebungsbedingungen, wie Temperatur und Luftdichte. Auch Eisansatz an den Rotorblättern oder Defekte von Teilkomponenten sowie Regelungsfehler (z.B. Fehlausrichtung zur Windrichtung) können die gemessene Leistungskennlinie beeinflussen.

Die bei einer Leistung von 0 kW auftretenden Datenpunkte über allen Windgeschwindigkeiten entstehen bei einer Anlagenabschaltung. Eine Abschaltung kann aus verschiedenen später in diesem Abschnitt beschriebenen Gründen erfolgen. Charakteristische Betriebspunkte, wie die Startwindgeschwindigkeit bei 4 m/s und die Nennwindgeschwindigkeit bei 11 m/s, bei der die Nennleistung der Anlage erreicht wird, sind erkennbar.

Die Messdaten der vier Jahre bilden die Leistungskennlinie aus dem Standortgutachten hinreichend genau nach. Trotzdem können Unterschiede zwischen den Daten verschiedener Jahre festgestellt werden. Die Messdaten aus 2016 erscheinen bei genauer Betrachtung als bimodale Verteilung der Punkte um die Kennlinie. Dies könnte mit einem in Botz et al. (2017b) beschriebenen Reparaturfall zusammenhängen. Im Jahr 2016 wurde das Hauptlager der Anlage getauscht. Im Vorfeld könnte eine lastenreduzierende Regelung gewählt worden sein.

Die Daten aus 2017 weisen eine größere Streuung um die Kennlinie auf mit Datenpunkten bei denen bereits bei Windgeschwindigkeiten deutlich unter der Nennwindgeschwindigkeit die

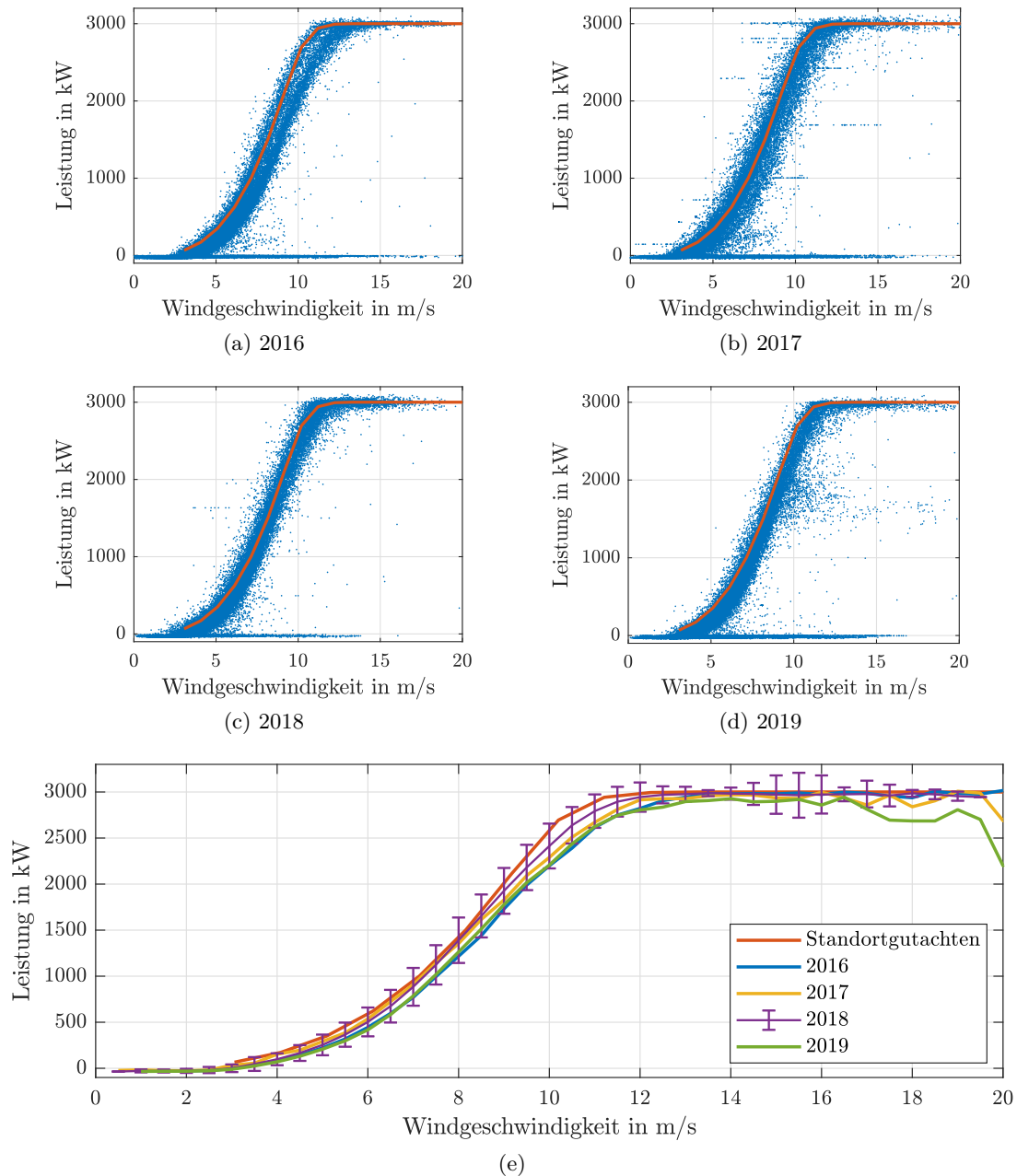


Abbildung 3.4: Leistungskennlinie aus Standortgutachten (rot) und entsprechende Messdaten in Blau als 15-min-Mittelwerte der Jahre (a) 2016, (b) 2017, (c) 2018, (d) 2019, (e) aus Messdaten resultierende Leistungskennlinien, bestimmt nach IEC 61400-12-1 (2017).

Nennleistung erreicht wurde. Da dies physikalisch nicht möglich ist, liegt wahrscheinlich eine fehlerhafte Windgeschwindigkeitsmessung vor. Ausreißer in die andere Richtung treten ebenso auf.

Die Messdaten des Jahres 2018 bilden die Leistungskennlinie am besten ab, mit relativ geringer Streubreite. Für das Jahr 2019 gilt dies ebenso, bis auf eine Häufung von Datenpunkten bei  $P \approx 1700$  kW für  $v > v_{\text{Nenn}}$ . Die Daten stammen wahrscheinlich aus einer temporären Leistungsbegrenzung der Anlage. Die Betrachtung der Leistungskennlinien einzelner Monate bestätigt die Annahme. Im Sommer wurde die Anlagenleistung auf den genannten Wert begrenzt. Das SCADA-System zeigt den Status „High temperature ride through active at low ambient temperature“. Ursache dafür könnte eine Temperaturüberschreitung von Anlagenkomponenten sein, zum Beispiel aufgrund eines Defekts der Generatorkühlung. Die Funktion „High temperature ride through“ wird normalerweise aktiviert bei Umgebungstemperaturen oberhalb des



Betriebsbereichs der Anlage und begrenzt die Generatorleistung.

Die als Punktwolke vorliegenden Messdaten wurden nach der „Method of bins“ der IEC 61400-12-1 (2017) entsprechend der Vorgehensbeschreibung von Quéval et al. (2014) in eine Leistungskennlinie überführt. Das Ergebnis ist in Abb. 3.4e dargestellt und zeigt die Leistungskennlinien aus Messdaten und Standortgutachten im Vergleich.

Für die Daten des Jahres 2018 sind die Standardabweichungen der Leistung als Fehlerbalken visualisiert. Die Kennlinie des Standortgutachtens befindet sich innerhalb der Standardabweichung. Die Messdaten bestätigen damit die Kennlinie des Gutachtens. Vergleicht man die Daten der verschiedenen Jahre, scheint ein zeitlicher Trend erkennbar. Die Leistungskennlinie wird steiler, unterliegt geringeren Streuungen und nähert sich der berechneten Leistungskennlinie an. Dies lässt sich möglicherweise dadurch erklären, dass die Anlagenregelung verbessert wurde. Im Jahr 2019 wird dieser Trend unterbrochen. Ein Grund dafür ist die im Sommer aktive Leistungsbegrenzung.

### **Energieertrag & Anlagenverfügbarkeit**

Für das Standortgutachten wird aus der angenommenen Verteilung der Windgeschwindigkeiten, anhand der bekannten Leistungskennlinie, der jährliche Energieertrag prognostiziert. Dieser beträgt unter Berücksichtigung des Einflusses benachbarter Anlagen am Standort 9600 MWh. Der Wert liegt über den in den Jahren 2016-2019 erzielten Energieerträgen. Die Energieerträge der genannten Jahre sind in Tab. 3.3 aufgelistet.

Die realen Energieerträge wurden anhand der SCADA-15-min-Mittelwerte der Leistung berechnet. Die Datenverfügbarkeit liegt hierbei stets über 96 %. Die Ursache für fehlende Daten ist nicht immer bekannt. Beispiele für aufgetretene Ursachen sind regionale Stromausfälle, eine Beschädigung des Parkanschlusses durch Bauarbeiten oder Wartungsarbeiten an der Anlage selbst. Für fehlende Zeiträume wurde daher eine Leistung von  $P = 0 \text{ kW}$  angenommen. Die konservative Annahme führt evtl. zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Energieerträge.

Die Abweichung der tatsächlichen Energieerträge von denen des Standortgutachtens kann verschiedene Ursachen haben. Zunächst wird die Unsicherheit des prognostizierten Energieertrags im Standortgutachten mit  $\approx 10 \%$  angegeben. Weiterhin unterliegt die Windgeschwindigkeit über verschiedene Jahre hinweg statistischen Schwankungen: In den Jahren 2016-2018 wurden niedrigere mittlere Windgeschwindigkeiten gemessen, als prognostiziert, im Jahr 2019 fielen sie höher aus. Die Daten basieren auf einer historischen Analyse, die Windverhältnisse in Zukunft können Änderungen unterliegen.

Im Standortgutachten wird von einer technischen Verfügbarkeit der Anlage von 100 % ausgegangen, welche allein wegen der Wiederkehrenden Prüfung nicht erzielt werden kann. Hinzu kommen eine Reihe weiterer Ursachen für ungeplante Anlagenstillstände. Dies können zum einen Störungen oder Defekte von Einzelkomponenten sein, welche die Verfügbarkeit beeinträchtigen, zum anderen können bestimmte Umgebungsbedingungen ein Abschalten der Anlage erzwingen. Relevante Umgebungsbedingungen, die hier zu Anlagenstillständen führen, sind zum Beispiel Schattenwurf, Eisansatz an den Rotorblättern und Fledermausaktivität. Stromausfälle oder ein Leistungsüberangebot im Stromnetz, welches zu einer Abschaltung führt, können ebenso zu äußeren Ereignissen der Umgebung bzw. Infrastruktur gezählt werden, die einen Stillstand bewirken. Neben der Abschaltung sind auch Szenarien mit Leistungsreduktion möglich, oder Ertragsminderungen aufgrund von Ungenauigkeiten in der Anlagenregelung, z. B. durch das Vorliegen einer ungenauen Windrichtungsinformation und der daraus folgenden Fehlaustrichtung des Rotors.

Die Abschaltung aufgrund Schattenwurf erfolgt am Morgen oder Abend bei niedrigem Sonnenstand, um eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch wiederkehrende Licht-Schattenwechsel zu verhindern. Die Fledermausabschaltung soll eine Kollision von Fledermäusen mit dem drehenden Rotor verhindern. Dazu wird die Anlage nachts in Zeiten erhöhter Flugaktivität von Fledermäusen abgeschaltet. Die Fledermausaktivität wird meist anhand von Wetterdaten (Temperatur, Luftdruck, Regenmenge) prognostiziert (Brinkmann et al. 2011). Die Erkennung beider Zustände erfolgt oft in Kombination durch sogenannte Schattenwurfmodule (DNV 2021).

Aus den genannten Gründen korrelieren die mittleren Windgeschwindigkeiten, bzw. die Windgeschwindigkeitsverteilungen, nicht zwangsläufig mit der mittleren Anlagenleistung pro Jahr oder dem Energieertrag. Die technische Anlagenverfügbarkeit muss zusätzlich berücksichtigt werden. Nach Pfaffel et al. (2019) existieren hierfür verschiedene Definitionen, wobei die Definition nach IEC Standard empfohlen wird. Danach gilt jede Stillstandszeit, mit Ausnahme von Zeiten, in denen die Windgeschwindigkeit zu niedrig für einen Anlagenbetrieb ist, als technische Nichtverfügbarkeit. Entsprechend wurde die zeitliche Anlagenverfügbarkeit  $A_t$  hier nach Gl. 3.2 berechnet.

$$A_t = \left(1 - \frac{t_{\text{nichtverfuegbar}}}{t_{\text{verfuegbar}} + t_{\text{nichtverfuegbar}}}\right) \cdot 100 \%. \quad (3.2)$$

Geplante Abschaltungen aufgrund Schattenwurf, Fledermausaktivität und Eisansatz wurden als nicht-verfügbare Zeiten berücksichtigt, sodass der Begriff der technischen Verfügbarkeit nicht ganz passend ist. Als Definition der Nichtverfügbarkeit wurden Zeiträume gewählt, für die

- 1) keine Leistungsdaten vorhanden waren (Datenverfügbarkeit > 96 %),
- 2) die mittlere Windgeschwindigkeit über der Einschaltgeschwindigkeit  $\bar{v} > 4 \text{ m/s}$  liegt
- 3) die minimale Windgeschwindigkeit  $v_{\text{min}} > 3 \text{ m/s}$  beträgt, bei
- 4) gleichzeitiger negativer Leistungsbilanz der Anlage.

Die Ergebnisse sind in Tab. 3.3 hinterlegt und bewegen sich im Bereich von 88-96 %. Durch Ungenauigkeiten bei der Windgeschwindigkeitsmessung könnten hier Fehler entstanden und Zeiträume falsch eingeordnet worden sein. Für einen Vergleich der Verfügbarkeit verschiedener Jahre ist der Wert jedoch geeignet. Ein Großteil der aufgetretenen Ursachen für verringerte zeitliche Verfügbarkeiten wurde genannt. Der 2018 erzielte Wert von 96 % verdeutlicht, welche Werte hier bei geringer Anzahl von Störungen trotz Fledermaus- und Schattenwurfabschaltung erzielbar sind.

Der Energieertrag resultiert aus den vorherrschenden Windgeschwindigkeiten und der zeitlichen Anlagenverfügbarkeit. Als besser greifbare Größe wird dafür der Jahresnutzungsgrad (Kapazitätsfaktor, Capacity Factor, CF) verwendet. Der CF ergibt sich aus dem Quotient des theoretisch erzielbaren Nennenergieertrags  $W_{\text{Nenn}}$ , basierend auf der Nennleistung der Anlage von 3 MW und dem tatsächlichen Energieertrag  $W_{\text{tatsaechlich}}$ :

$$CF = \frac{W_{\text{tatsaechlich}}}{W_{\text{Nenn}}} \cdot 100 \%. \quad (3.3)$$

Der CF bewegt sich im betrachteten Zeitraum zwischen 26 % und 31 %. Damit liegt er im erwarteten Bereich: In den Jahren 2000-2014 erzielten WEA in Deutschland im Mittel einen CF von  $CF = 18,3 \pm 7,5 \%$  (Germer & Kleidon 2019). Für modernere Anlagen, wie die hier betrachtete, werden höhere Werte erwartet. Der im Rahmen des Standortgutachten prognostizierte Wert von 36 % konnte noch nicht erreicht werden. Er erscheint jedoch erreichbar, wenn in einem Jahr eine überdurchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit auftritt und gleichzeitig wenig Störungen zu einer hohen Anlagenverfügbarkeit führen.

Im Jahr 2019 konnte trotz der Leistungsreduktion und relativ geringer zeitlicher Verfügbarkeit noch ein CF von 29 % erzielt werden, da überdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten in Deutschland auftraten. Diese waren nach Anemos (2020) im Mittel um 2 % erhöht. Die mittlere Windgeschwindigkeit lag auch hier im Jahr 2019 mit  $\bar{v} = 7,06 \text{ m/s}$  um 2 % über dem Prognosewert des Standortgutachtens.

Der deutliche Anstieg des Energieertrags in den Jahren 2016 bis 2018, trotz gleichbleibender oder sogar geringerer mittlerer Windgeschwindigkeit, könnte neben der Anlagenverfügbarkeit durch die steilere Leistungskennlinie erklärt werden. Aufgrund der zuvor genannten Einflussfaktoren kann jedoch kein eindeutiger kausaler Zusammenhang hergestellt werden.

### Fazit

Im Rahmen der Betriebsdatenanalyse wurden die wichtigsten leistungsbezogenen KPI nach Pfaffel et al. (2019) ausgewertet. Demnach befand sich die WEA im Betrachtungszeitraum größtenteils in einem ordnungsgemäßen Betriebsablauf bei regulärer Auslastung. In den Jahren 2016, 2017 und 2019 wurden im Vergleich zu 2018 deutlich geringere zeitliche Verfügbarkeiten ermittelt. Diese ergeben sich teilweise aus bekannten größeren Wartungsmaßnahmen (2016) oder aus Störungen im Umfeld der Anlage (z. B. Stromausfälle). Die überdurchschnittliche Windgeschwindigkeit im Jahr 2019 konnte, wegen niedriger zeitlicher Verfügbarkeit zusammen mit einer Leistungsreduzierung, wahrscheinlich aufgrund eines technischen Defekts nicht voll ausgenutzt werden. Im Jahr 2018 wurde die niedrigste mittlere Windgeschwindigkeit gemessen und gleichzeitig der maximale Energieertrag erzielt. Dies ist das Ergebnis der deutlich überdurchschnittlichen zeitlichen Verfügbarkeit von 96 %. Die weiteren Analysen dieser Arbeit, vor allem die Lebensdauerprognose, müssen vor diesem Hintergrund eingeordnet werden.

Aus der Windrichtungsverteilung lässt sich bereits eine Abschätzung des Lebensdauererlangungspotentials treffen. Die Hauptbelastungsrichtung der Turmstruktur ist West-Ost. Durch die vorhandenen Abweichungen von der Vorzugsrichtung ergibt sich bereits ein Potential für den Weiterbetrieb, da bei der Auslegung eine konstante Windrichtung angenommen wird.

## 3.4 Modelle der Tragstruktur

Im Rahmen der Arbeit wurden verschiedene Modelle der Tragstruktur bzw. der gesamten WEA genutzt, um Messdaten zu interpretieren, zu validieren und zu extrapolieren. Anhand von Messdaten, die an einzelnen Punkten erhoben werden, können mithilfe von Modellen, die Material- und Geometrieinformationen nutzen, Rückschlüsse auf das Gesamtverhalten gezogen werden. Die verwendeten Modelle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Komplexität und Abbildungstreue.

Es wurden stark vereinfachte Modelle, wie ein Feder-Masse-Modell, der Tragstruktur eingesetzt, um Ausschwingvorgänge nachzubilden und Dämpfungen abzuschätzen (siehe Absch. 5.2.4). Zur Ermittlung von Eigenschwingformen für die optimale Sensorpositionierung wurde ein detaillierteres Starrkörpermodell aus mehreren Einzelmassen erstellt (siehe Absch. 3.4.1). Die Gondel wird hier weiterhin als Punktmasse beschrieben, der Turm als Kombination aus Punktmassen und masselosen, steifigkeitsbehafteten Balken. Die Balkeneigenschaften verändern sich mit der Turmhöhe, der variierenden Geometrie und den Werkstoffeigenschaften der Turmsegmente.

Im Rahmen der Operational Modal Analysis werden, basierend auf Schwingungsmessdaten, Zustandsraummodelle erstellt, welche das dynamische Verhalten des Gesamtsystems abbilden (siehe Absch. 5.3).

Eine entscheidende Rolle im vorgestellten Vorgehen zur Lebensdaueranalyse stellt das detaillierte Finite-Elemente-Modell der Tragstruktur dar, welches im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts im Arbeitspaket des Lehrstuhls für Statik der TUM erstellt wurde.

Neben Modellen der Tragstruktur wurden auch Modelle bzw. Ergebnisse genutzt, welche auf einer aeroelastischen Simulation der Gesamtanlage basieren. Die MISTRALWIND-Projektpartner von Siemens setzten dafür die Software BHAWC ein, um Schnittkräfte im Turm zu ermitteln. Die Ergebnisse flossen in die Erarbeitung der Methode zur Lastberechnung mit ein. Dem gleichen Zweck dienten Berechnungen mit dem Open-Source-Tool FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) des National Renewable Energies Laboratory (NREL) an einer vergleichbaren WEA, die hier nicht näher beschrieben werden.

Der Kern aeroelastischer Simulationsprogramme für WEA ist i. d. R. eine Mehrkörpersimulation. Es handelt sich um kombinierte Modelle und Simulationsansätze, welche die Windturbulenz, Aerodynamik, Fluid-Struktur-Interaktion, Strukturmechanik und Anlagenregelung umfassen. Weitere etablierte Programme sind Bladed, HAWC2, Flex5 oder Cp-Lambda (Code for Performance, Loads, Aeroelasticity by Multi-Body Dynamic Analysis). Letzteres wurde an der Polytechnico di Milano entwickelt (Bottasso et al. 2006) und wird am Lehrstuhl für Windenergie der TUM eingesetzt. Viele der Programme wurden anhand von Messdaten für bestimmte An-

lagentypen validiert. Sie erlauben die Extraktion einer Vielzahl an Größen, wie Schnittkräften, Lasten oder Betriebsparameter. Eine Modellierung der betrachteten Anlage in einem entsprechenden System wurde nicht vorgenommen, da keine Informationen zu Geometrie und Werkstoffeigenschaften von Rotorblättern und Gondel oder der Regelung zur Verfügung standen.

Zur Analyse der Strukturodynamik werden vereinzelt auch herkömmliche Mehrkörpersimulationen eingesetzt (Zierath et al. 2017). Im Folgenden werden das verwendete Starrkörpermodell zur Ermittlung von Eigenschwingformen und das FE-Modell näher beschrieben.

### 3.4.1 Starrkörpermodell

Zur Auswahl von optimalen Sensorpositionen hilft es, die Eigenschwingformen des Untersuchungsobjekts zu betrachten. Viele Verfahren zur optimalen Sensorpositionierung benötigen mindestens die Eigenschwingformen als Eingangsinformation. Zur schnellen Berechnung von Eigenschwingformen ohne aufwändige FE-Modellierung wurde ein Starrkörpermodell des Turms erstellt, welches in Abb. 3.5a dargestellt ist.

Die Modellierung der Turmstruktur aus Punktmassen und masselosen, steifigkeitsbehafteten Balken ergibt eine grobe Näherung des Turmverhaltens. Dabei wurden Bewegungsfreiheitsgrade in einer Horizontalrichtung ( $x_i = x_1, \dots, x_n$ ) berücksichtigt. Die Punktmassen entsprechen im Betonteil den einzelnen Segmenten. Im Stahlteil wurde eine ähnliche Einteilung vorgenommen, sodass das Modell aus  $n = 42$  Punktmassen besteht.

Die Punktmassen entsprechen der Masse der Einzelsegmente. Der oberste Massenpunkt vereint Turmsegment- und Gondelmasse. Die Punktmassen sind im Modell über Balken verbunden, mit linearem Zusammenhang zwischen Kraft am Balkenende und Durchbiegung  $F_i = k_i \cdot x_i$ . Die Proportionalitätskonstante  $k_i$  ergibt sich aus der Biegesteifigkeit des Balkens, bzw. des Turmsegments  $EI_i$  und der Länge  $l_i$  für einen einseitig eingespannten Balken mit freiem Ende nach Gross et al. (2017) zu

$$k_i = \frac{3EI_i}{F_i l_i^3}. \quad (3.4)$$

Aus Geometrie- und Werkstoffeigenschaften wurden die Modellparameter berechnet. Die Bewegungsgleichungen wurden anhand von Kräftegleichgewichten im Bereich der Punktmassen aufgestellt. Sie können in Matrixform zusammengefasst werden, entsprechend Gl. 3.5. Die daraus resultierende Massen- und Steifigkeitsmatrix sind in Gl. 3.6 und 3.7 gegeben. Die durch Spannglieder und Eigengewicht eingebrachte Vorspannung wird dabei vernachlässigt.

$$\underline{M}\ddot{\vec{x}} + \underline{K}\vec{x} = 0 \quad (3.5)$$

$$\underline{M} = \begin{bmatrix} m_1 & & & 0 \\ & m_2 & & \\ & & \ddots & \\ 0 & & & m_n \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\underline{K} = \begin{bmatrix} k_1 + k_2 & -k_2 & 0 & 0 \\ -k_2 & k_2 + k_3 & -k_3 & 0 \\ 0 & \ddots & \ddots & \ddots \\ 0 & 0 & -k_n & k_n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Aus der Bewegungsgleichung, bzw. der Massen- und Steifigkeitsmatrix können über die Eigenwertzerlegung die Eigenfrequenzen und Eigenschwingformen des Modells ermittelt werden. Die berechneten Eigenfrequenzen weichen von den erwarteten Werten ab. Für die erste Eigenfrequenz von  $f_{1,\text{real}} = 0,27$  Hz ergibt sich ein um 19% unterschätzter Wert von  $f_{1,\text{Modell}} = 0,22$  Hz. Der Fehler resultiert aus den Modellvereinfachungen und der Vernachlässigung der Vorspannung. Auch in der FE-Modellierung wurden Abweichungen von 15% bei fehlender Berücksichtigung der Vorspannung ermittelt. Die Eigenschwingformen stellen dagegen eine gute Näherung dar,

wie der Vergleich zu den Eigenschwingformen des FE-Modells in Abb. 3.5b zeigt. Das FE-Modell wurde zu einem späteren Zeitpunkt fertiggestellt und wird im folgenden Abschnitt beschrieben. Dessen Eigenschwingformen sollen hier bereits als Referenz zur Bewertung des Ergebnisses aus dem vereinfachten Starrkörpermodell dienen.

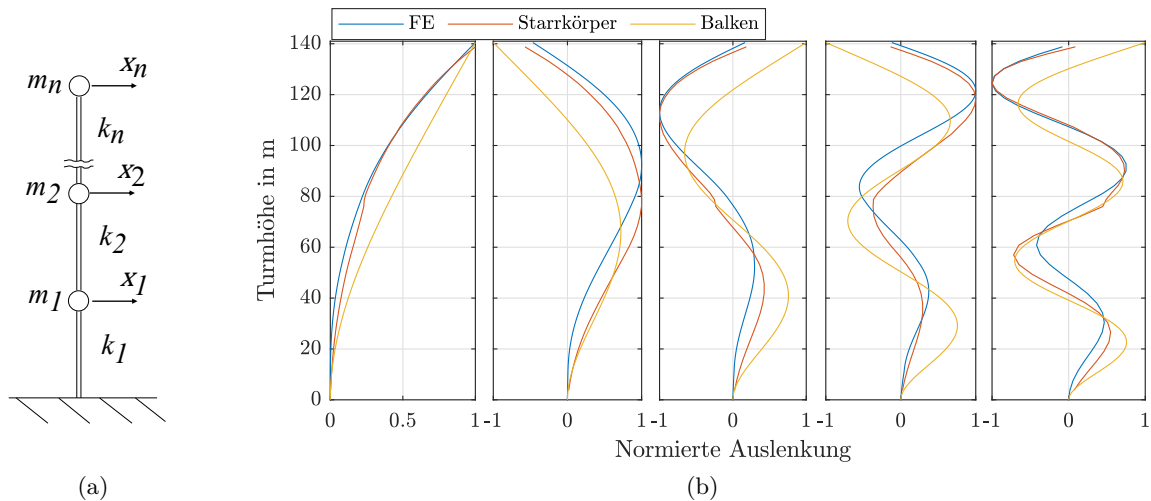


Abbildung 3.5: (a) Starrkörpermodell, (b) Eigenschwingformen 1-5 aus FE-Modell, Starrkörpermodell und einseitig eingespanntem Balken im Vergleich.

Grünberg und Göhlmann (2010) schlagen ein alternatives Vorgehen für die Berechnung der ersten Eigenfrequenz nach der Energiemethode vor, basierend auf dem Eigengewicht des Turms. Dadurch ergibt sich eine deutlich bessere Schätzung der ersten Eigenfrequenz. Die Bestimmung höherer Eigenmoden scheint mit dem Verfahren nicht möglich zu sein. Manwell et al. (2010) schlagen die Nutzung einer iterativen Methode nach Myklestad (1944) vor, um Eigenfrequenzen und Eigenformen von Strukturelementen wie Turm und Rotorblättern zu ermitteln. Die Nutzung der Eigenschwingformen des Starrkörpermodells für das Optimal Sensor Placement wird in Absch. 4.7.1 beschrieben.

### 3.4.2 Finite-Elemente-Modell

Das detaillierte Finite-Elemente-Modell der Tragstruktur wurde von Altuğ Emiroğlu (Lehrstuhl für Statik, TUM) erstellt und wird zusammen mit Hintergründen zur Modellierung, sowie der vorgeschlagenen Methode zur Berechnung von modalen Parametern unter Eigengewicht und Vorspannung, in seiner Dissertation (Emiroğlu 2019) beschrieben. Details des Entstehungsprozesses und der Anwendungen sind in Botz et al. (2020), Emiroğlu et al. (2017), Gehlen et al. (2019) und Geiss et al. (2017) zu finden. Im Rahmen der Projektarbeit erfolgte eine enge Abstimmung zur Sicherstellung der Gültigkeit des Modells. Die Modellvalidierung anhand modaler Parameter ist in Absch. 5.4, und anhand von Spannungsverläufen in Absch. 6.4 zu finden. Im Folgenden wird ein Überblick zur Modellierung gegeben.

Die Aufgabenstellung, anhand des FE-Modells lokale Spannungen für eine Ermüdungsrechnung abzuleiten, führt zu erhöhten Anforderungen an die Modellierung. Gewöhnlich verwendete, vereinfachte Modelle sind hierfür nicht ausreichend. Der Aufbau als Hybridturm steigert die Komplexität weiter. Das Modell wurde auf Basis der Baupläne und der statischen Berechnungen erstellt, welche von der Max Bögl Wind AG in Abstimmung mit Siemens Wind Power für das Projekt zu Verfügung gestellt wurden. Abb. 3.6 zeigt das daraus erstellte CAD-Modell des Turms (a), zusammen mit Details des FE-Modells des Betonteils (b) und des Stahlteils (c). Die Turmwand des Beton- und Stahlteils wurde, aufgrund der relativ geringen Wanddicke, im Modell in Form von Schalenelementen nach der Reissner-Mindlin-Theorie (Bischoff 1999; Elishakoff 2019) ausgeführt. Die Bodeneinspannung wurde als fest angenommen (Gehlen et al. 2019). Auch

der Adapter, welcher den Beton- und Stahlteil verbindet, wurde als Schalenelement ausgeführt, um den Rechenaufwand gering zu halten. Zur Lastübertragung zwischen den Komponenten wurden Starrkörperverbindungen verwendet. Die durch die Spannglieder aufgebrachte Vorspannung wurde als Flächenlast am Adapter modelliert. Die Gondel ist analog zum Vorgehen von Oliveira (2016) vereinfacht als Punktmasse ausgeführt, da weitere Rotoreigenschaften nicht bekannt waren.

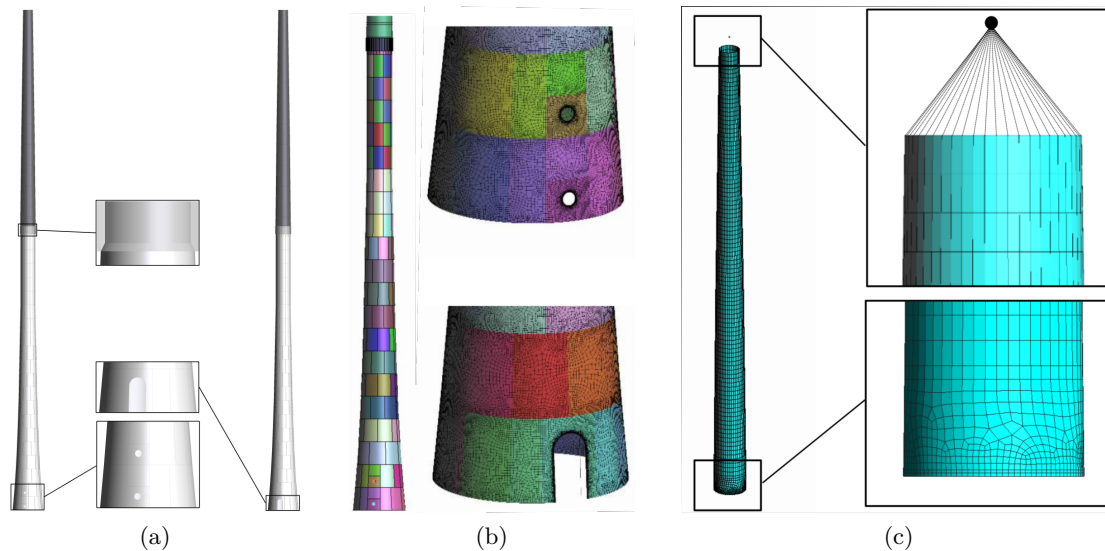


Abbildung 3.6: Details des FE-Modells: (a) aus Bauplänen abgeleitetes CAD-Modell; (b) FE-Modell des Betonteils und (c) des Stahlteils, nach Emiroğlu (2019), Gehlen et al. (2019).

Für den Stahlteil wurde ein isotropes Materialmodell genutzt. Im Falle des Betonteils wurde ein orthotropes Materialmodell verwendet, dessen Eigenschaften sich aus den Volumenanteilen und Werkstoffeigenschaften des Betons und des Bewehrungsstahls ergaben (Emiroğlu 2019).

Zur Modellvalidierung wurden modale Parameter aus Modell und Messdaten verglichen. Für die herkömmliche lineare Modalanalyse des Modells ergaben sich Abweichungen bis zu 15 % für die erste Biegeeigenfrequenz. Als Reaktion wurde ein zweistufiges Verfahren entwickelt, welches Versteifungseffekte durch Eigengewicht und Vorspannung mithilfe einer statischen nichtlinearen Analyse berücksichtigt. Auf diese Weise wurde eine bessere Übereinstimmung mit den aus Messdaten bestimmten Eigenfrequenzen erzielt, siehe Absch. 5.4 (Emiroğlu et al. 2017; Emiroğlu 2019). Neben Eigenfrequenzen wurden Biegeeigenschwingformen zur Modellvalidierung herangezogen. Die Eigenschwingformen der ersten fünf Biegemoden sind in Abb. 3.7 mit den dazugehörigen Eigenfrequenzen abgebildet.

Das FE-Modell des Turms wurde auch zur Identifikation von Hot-Spots genutzt: Positionen mit hohen Spannungsamplituden, relevant für die Ermüdungsrechnung und Lebensdauerabschätzung. Dazu wurde die Spannungsverteilung für verschiedene Eigenschwingformen betrachtet, siehe Absch. 6.5.2. Die durch die erste Biegeeigenform induzierte Spannungsverteilung ist beispielhaft in Abb. 3.8 aufgeführt.

Zur Ableitung von lokalen Spannungen bei gegebenen zeitabhängigen Lasten wurden transiente dynamische Strukturanalysen durchgeführt. Obwohl der Fokus auf die Entwicklung eines Modells gelegt wurde, welches einen Kompromiss zwischen detaillierter Abbildung von lokalen Spannungen und Rechenzeit darstellt, lag der Rechenaufwand für die Ausgabe von lokalen Spannungen für eine Stunde bei Verwendung einer aktuellen Workstation im Bereich von ein bis zwei Tagen. Das verwendete Modell wurde, angepasst an spezifische Aufgabenstellungen, weiter vereinfacht. Für eine stärkere Reduktion der Rechenzeit war die Anwendung von Methoden zur Reduktion der Modellordnung geplant. Dies soll im Folgeprojekt IM WIND umgesetzt werden.

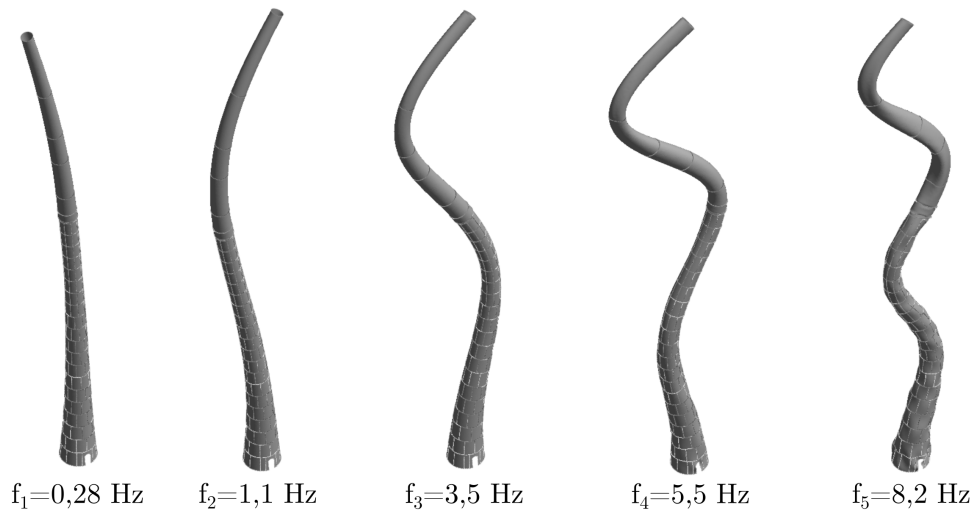


Abbildung 3.7: Schwingformen und Eigenfrequenzen der Biegemoden des FE-Modells des Turms (Grafiken erstellt von A. Emiroğlu, (Lst. für Statik) im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts).

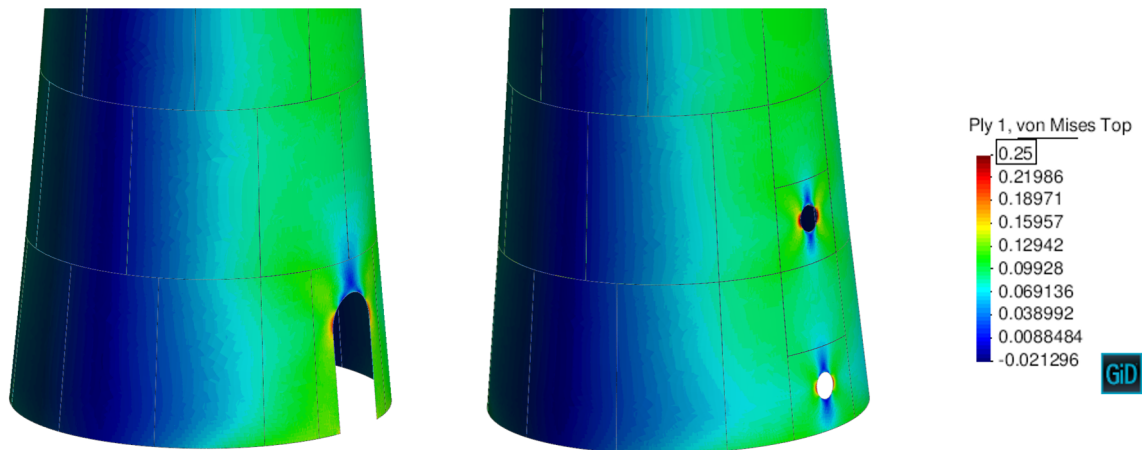


Abbildung 3.8: Im Turmfuß induzierte Spannungsverteilung bei erster Biegeeigenform (Grafiken erstellt von A. Emiroğlu, (Lst. für Statik) im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts).

# Kapitel 4

## Optimaler Messaufbau zur Dauerüberwachung

In diesem Kapitel wird der erste Schwerpunkt der Arbeit behandelt. Er umfasst den Entwurf eines optimal geeigneten Messsystems und dessen Charakterisierung zur Dauerüberwachung der Tragstruktur der Versuchsanlage. Dafür wird zunächst ein generisches Konzept vorgestellt. Anschließend wird die konkrete Umsetzung an der Versuchsanlage beschrieben. Für die Datenerfassung muss neben einer geeigneten Installation auch die Datenverarbeitung und Speicherung ausgelegt werden. Anhand der Messkette werden anschließend die Messfehler abgeschätzt. Neben dauerhaft installierter Sensorik wurden weitere Sensorsysteme anhand von Kurzzeitmessungen erprobt, deren Einsatz hier beschrieben wird. Zuletzt wird die Anwendung von Methoden zur optimalen Positionierung von Sensoren erläutert.

### 4.1 Konzept

Aus der übergeordneten Zielstellung der Arbeit wurden verschiedene Zielgrößen, wie modale Parameter oder globale Lasten, abgeleitet. Die Konzeptentwicklung basiert darauf, für jede Zielgröße einen geeigneten Messaufbau festzulegen: Dies betrifft zunächst die Auswahl von Sensortypen, Sensoranzahl und Sensorpositionen. Zum Schluss werden die einzelnen Messaufbauten zu einem Konzept kombiniert. Ein erster Konzeptvorschlag wurde von Born (2016) entwickelt, von Botz et al. (2016) zusammengefasst und im Laufe dieser Arbeit ausgebaut. Abb. 4.1 liefert dazu einen ersten Überblick. Die Einzelzielstellungen sind zusammen mit den jeweils ausgewählten Messaufbauten in Tab. 4.1 zusammengefasst und werden im Anschluss erläutert.

Die am häufigsten für das SHM von WEA-Tragstrukturen genutzten Sensoren, Schwingungs- und Dehnungssensoren, bilden auch hier die Basis des Messsystems. Schwingungssensoren werden in erster Linie für die kontinuierliche Erfassung von modalen Parametern oder für „vibration-based damage detection“ eingesetzt. Dehnungsmessungen erlauben je nach Position einen Rückschluss auf globale Lasten oder lokale Ermüdungsschädigung.

Tabelle 4.1: Überblick des Konzepts für den Messaufbau, gegliedert nach Zielgrößen.

Zielgröße/Zielstellung	Sensortyp	Sensoranzahl & -positionen
Modale Parameter	Schwingungssensoren	Min. 1-2; ideal: 4-8 verteilt über Turmhöhe
Lasten	Dehnungssensoren (DMS, FOS)	Min. Turmfuß; ideal: Turmfuß, Turmkopf, mittig, mehrere Umfangspositionen
lokale Spannungen für Lebensdaueranalyse	Dehnungssensoren (DMS, FOS, DIC, ...)	An zuvor bestimmten hoch belasteten Positionen
Messunsicherheiten reduzieren	Temperaturmessungen	Min. in der Nähe von Dehnungsmessungen, ideal bei allen Sensoren
Berührungslose Schwingungsmessung	LDV, Videogrammetrie	Zur Validierung an Sensorpositionen oder allein für Messung ohne Zugang
Auslenkung	GNSS	Eine Antenne auf der Gondel
Verschiebung an Adapter	Weg- und Dehnungsmessung	Adapter zwischen Stahl- und Betonteil



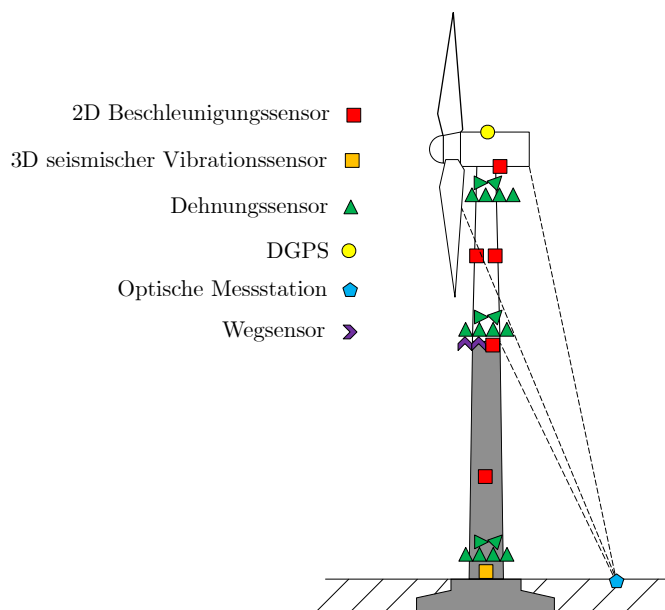


Abbildung 4.1: Aus Literatur abgeleitetes Konzept für Messaufbau nach Born (2016).

### Modale Parameter & Schwingungsamplituden

Die ersten Biegemoden des Turms können gut durch einen einzelnen bi- oder triaxialen Beschleunigungssensor erfasst werden. Da die Schwingungsamplituden mit der Höhe steigen, sollte die Sensorposition im oberen Turmteil gewählt werden. Anhand der Biegeschwingformen eines einseitig eingespannten Balkens (siehe Abb. 2.2) oder, falls vorhanden, eines Modells des Turms (siehe Abb. 3.5), kann eine Position mit hohen Amplituden der Zielmoden gewählt werden. Gut geeignet erscheint eine Position im oberen Drittel der Turmhöhe. Hier treten die maximalen Schwingungsamplituden auf (Oliveira 2016). Schwingungssensoren mit hoher Empfindlichkeit wie Seismometer können auch im Turmfuß die ersten Biegemoden zuverlässig detektieren.

Soll neben den ersten Biegemoden auch die Torsionsmode erfasst und eindeutig von den Biegemoden getrennt werden, müssen zwei getrennte Sensoren in  $90^\circ$  oder  $180^\circ$  versetzten Umfangspositionen an einer Höhenposition vorgesehen werden. Durch Summierung oder Differenzbildung können aus Torsion und Biegung entstehende Beschleunigungen getrennt werden.

Eigenfrequenzen höherer Biegemoden können teilweise anhand eines einzelnen Schwingungssensors detektiert werden. Durch die Nutzung mehrerer über der Höhe verteilter Sensoren kann einerseits die Zuverlässigkeit der Detektion gesteigert werden, andererseits ermöglicht dies erst die Ermittlung von Eigenschwingformen. Die Anzahl der Sensoren entspricht bei geeigneter Wahl der Positionen der Anzahl der unterscheidbaren Eigenschwingformen. Eine Variante der Wahl optimaler Sensorpositionen könnte die Positionierung in den Auslenkungsmaxima der Eigenschwingform der höchsten zu beobachtenden Biegemode sein. Alternativ können Optimal Sensor Placement Verfahren eingesetzt werden, siehe Absch. 4.7.1. Die Platzierung des obersten Sensors in der Gondel bietet sich an, da auf diese Weise die Messung immer in Rotorachse und Rotorebene erfolgen kann. Für die Messung von Torsionsschwingungen des Turms werden zwei Sensoren im oberen Turmteil empfohlen.

Im Messkonzept nach Abb. 4.1 werden Beschleunigungssensoren an vier Höhenpositionen verwendet, um die Eigenschwingformen der ersten vier Biegemoden abzubilden. Zusätzlich ist ein Seismometer im Turmfuß vorgesehen, welches keine Zusatzinformation zu Eigenschwingformen liefert, aber eine Schwingungsanalyse bei minimalem Installationsaufwand ermöglicht. Um örtlich höher aufgelöste Eigenschwingformen zu bestimmen, werden Schwingungsmessungen an weiteren Höhenpositionen benötigt. Dies kann durch drahtlose Sensoren oder mit berührungslosen Messverfahren bei verringertem Installationsaufwand erzielt werden, siehe Absch. 4.6.

### **Globale Lasten über Dehnungsmessungen**

Die Erfassung mechanischer Lasten am Turm ist in IEC 61400-13 (2015) ausführlich dargelegt. Die wichtigsten Anforderungen sind in Absch. 2.3.2 zusammengefasst. Im Idealfall sollte für ein lastenbasiertes SHM der Messaufbau der IEC-Norm, welcher für die Anlagenzertifizierung beschrieben wird, realisiert werden. Der Konzeptvorschlag sieht dies mit einzelnen Anpassungen vor. Wichtigste Anforderung ist die Datenerhebung in Bereichen mit homogenem Spannungszustand, denn Spannungskonzentrationen durch Kerben oder Lasteinleitung können den Rückschluss auf globale Lasten verhindern. Weiterhin sollen Dehnungen an drei Höhenpositionen – Turmfuß, Turmmitte und Turmkopf – und an zwei Umfangspositionen erhoben werden, jeweils in vertikaler Richtung als DMS-Vollbrücke ausgeführt.

Die IEC Norm geht nicht auf die vorliegende hybride Turmkonstruktion ein. Die Dehnungsmessung und die Umrechnung in Lasten über Werkstoffeigenschaften ergibt für den Stahlteil geringere Unsicherheiten. Auch die Messunsicherheit wird für Dehnungsmessungen an Stahl, aufgrund des homogeneren Werkstoffgefüges, als geringer eingeschätzt. Für das Konzept wurden entsprechend drei Messpositionen gewählt: im Turmfuß, im Stahlteil oberhalb des Adapters und am Turmkopf. Auf diese Weise kann der Momentenverlauf über der Turmhöhe anhand von drei Positionen überprüft werden und der Rückschluss auf Lasten hauptsächlich auf Dehnungsmessungen im unteren Stahlteil basieren.

Während die IEC die Dehnungsmessung an zwei Umfangspositionen empfiehlt, sollten nach Loraux (2018) pro Höhenposition idealerweise vier Messstellen in 90°-Abstand vorgesehen werden, um Temperaturspannungseffekte anhand gegenüberliegender Messungen zu kompensieren. Dies wird hier übernommen. Um die Spannungs-/Dehnungsverteilung im Turm zu überprüfen, sollte an einer der Umfangspositionen eine DMS-Rosette, zur Messung des Dehnungszustands in drei Raumrichtungen pro Höhenposition, vorgesehen werden.

Falls Geometrie und Werkstoffeigenschaften der Rotorblätter bekannt sind, kann die Erfassung der auf den Turm wirkenden Lasten auch über Dehnungsmessungen in den Rotorblattwurzeln erfolgen. Bei begrenzten Ressourcen sollte zur Lasterfassung mindestens eine Dehnungsmessung an zwei Umfangspositionen vorgesehen werden, entweder im Turmfuß, oder im Bereich der Turmmitte im Stahlteil.

### **Lokale Ermüdungsschädigung durch Dehnungsmessungen in Hot-Spots**

Zur Überwachung der lokalen Ermüdungsschädigung sollten Bereiche mit hohen erwarteten Spannungslevels (Hot-Spots), die sich entweder durch die globale Spannungsverteilung, oder durch Kerbspannungseffekte, bzw. die Kombination ergeben, direkt messtechnisch überwacht werden. Im Idealfall sollte die Messung im Hot-Spot in mehreren Richtungen erfolgen, in 0°, 45°, 90°-Orientierung, um den ebenen Spannungszustand zu erfassen. In den meisten Fällen ist die Messung in Richtung der dominierenden Biegespannung (vertikal) ausreichend.

### **Reduktion von Unsicherheiten durch Temperaturmessungen**

Durch Temperaturmessungen können Abhängigkeiten der eigentlichen Messgrößen, wie Dehnung oder Beschleunigung, von der Temperatur ermittelt und kompensiert werden, um die Messunsicherheiten zu reduzieren. Im Idealfall sollten Temperatursensoren in unmittelbarer Nähe jedes eingesetzten Sensors platziert werden. Es sollte mindestens ein Sensor pro Höhenposition vorgesehen werden, insbesondere im Bereich von Dehnungsmessungen. Temperaturmessdaten ermöglichen in vielen Fällen ein tieferes Systemverständnis und die Trennung verschiedener Störeffekte in Messdaten.

### **Zusatzinformationen oder Kostenreduktion durch alternative Sensortechnologien**

Neben Beschleunigungen und Dehnungen wurden in Fallstudien am häufigsten die Neigung der Türme von WEA erfasst. In den meisten Fällen wurde auf die Messergebnisse nicht näher eingegangen. Abgesehen von der Schiefstellung des Turms liefert das Verfahren wahrscheinlich keine entscheidenden Zusatzinformationen. Die Neigungsmessung wurde in diesem Konzept daher

nicht berücksichtigt.

Stattdessen wurden Messverfahren berücksichtigt, die im Bereich der Überwachung von WEA-Tragstrukturen nicht etabliert sind und andere Zusatzinformationen liefern oder geringen Installationsaufwand erfordern, sodass schnelle und kostengünstige Messungen möglich sind. Die Mehrzahl der Verfahren wurde in dieser Arbeit im Rahmen von Kurzzeitmessungen erprobt und sind in Abschn. 4.6 näher beschrieben.

Darunter fällt das bereits genannte Seismometer im Turmfuß, welches aufgrund der hohen Empfindlichkeit, trotz Schwingungsknoten aller Eigenschwingformen in diesem Bereich, relevante Eigenfrequenzen erfassen kann. Durch die Positionierung im Turmfuß ist der Installationsaufwand minimal: Installation und Messungen können ohne Betriebsstopp einer Anlage durchgeführt werden.

Faseroptische Sensoren zur Dehnungs- und Temperaturmessung haben sich in den letzten Jahren neben DMS etabliert. In den meisten Fällen werden FBG eingesetzt. Inzwischen sind auch faseroptische Beschleunigungssensoren verfügbar. Ein SHM-System für WEA, wie hier vorgeschlagen, könnte allein durch ein faseroptisches Messsystem realisiert werden, bei verringertem Installations- und Konfigurationsaufwand. Die quasikontinuierliche Dehnungsmessung entlang einer Faser würde örtlich höher aufgelöste Informationen liefern.

Die Messung der Gondelauslenkung über GNSS-Daten wurde vereinzelt bereits erprobt mithilfe geodätischer GNSS-Empfänger (Mostböck & Petryna 2014). Inzwischen sind kostengünstige Empfänger verfügbar, die für die vorliegende Anwendung noch nicht getestet wurden. Die Gondelauslenkung als globale, aus der Biegung des gesamten Turms resultierende Größe, könnte zur Modellvalidierung und Reaktionsüberwachung eingesetzt werden. Mithilfe von Modellen könnte daraus die Spannungsverteilung im Turm berechnet werden.

Schwingungs- und Auslenkungsmessungen ohne Sensorinstallation werden durch berührungslose Messverfahren ermöglicht. Für die Anwendung aussichtsreiche Verfahren, wie Photogrammetrie und LDV, wurden von Ozbek und Rixen (2013) erprobt. Hierbei wurden hochreflektive Markierungen an der WEA angebracht. Mit aktuellen weiterentwickelten Messgeräten und -verfahren kann darauf verzichtet werden, sodass schnelle kostengünstige Messungen ohne Zugang zur WEA möglich werden. Daraus ergeben sich Anwendungspotentiale für verschiedene Szenarien: Die einmalige oder wiederholte Charakterisierung von Bestandsanlagen, einfache Zusatzmessungen für minimale Messaufbauten, oder Validierung bestehender Messsysteme. Die Schwingungsmessung an zusätzlichen Positionen kann auch mithilfe von drahtloser Sensorik realisiert werden.

### **Berücksichtigung Spezialfall Hybriddturm**

Für die meisten Aspekte der Überwachung ergibt sich für Hybriddtürme keine Änderung hinsichtlich des Vorgehens im Vergleich zu Stahl- oder Betontürmen. Einzelne Anpassungen müssen vorgenommen werden, und zusätzliche Positionen und Komponenten bieten sich für eine Überwachung an. Die Dehnungsmessung im Betonteil muss, wie zuvor erwähnt, angepasst an den Werkstoff erfolgen. Zusätzlich könnten die Eigenfrequenzen der Spannglieder überwacht werden, um Spannkraftverlust oder den Bruch einzelner Litzen zu detektieren. Auch eine Überwachung des Adapters als entscheidendes Verbindungselement kommt in Frage. Hier könnte die Verschiebung im Bereich der Verbindung überwacht werden, ähnlich dem Ansatz von Stauber et al. (2010) oder Currie et al. (2015), welche Verschiebungen in der Verbindung zwischen Stahlturm und Betonfundament untersuchten.

### **Minimalkonzept**

Das vorgestellte Konzept zur Überwachung der Tragstruktur stellt einen Optimalfall dar, für den Kosten nur zweitrangig berücksichtigt wurden. Natürlich können auch mehr Sensoren verwendet werden, z. B. um Redundanz sicherzustellen bei Sensorausfällen. Ein stark reduziertes, kostenoptimiertes Konzept könnte nur im Turmfuß installiert werden. Damit fallen deutlich geringere Kosten für Installation und Stillstandszeiten an. Dabei könnte ein Seismometer zur Schwingungsüberwachung, und Dehnungsmessungen zur Lastüberwachung eingesetzt werden. Spannungen in

Hot-Spots zur Lebensdaueranalyse müssten entweder über geeignete Modelle, oder über einzelne zusätzliche Dehnungssensoren erfasst werden. Eigenschwingformen und Schwingungsamplituden in größeren Höhen könnten durch berührungslose oder drahtlose Messverfahren im Rahmen von Kurzzeitmessungen erhoben werden.

### **Randbedingungen**

Inwieweit das Konzept für den Messaufbau umgesetzt werden kann, hängt von den konkreten Randbedingungen des Untersuchungsobjekts ab. Entscheidend ist die Zugänglichkeit der Installationsorte. Am einfachsten gestaltet sich die Sensorinstallation im Bereich von Wartungsplattformen. Sollen Sensoren an anderen Positionen installiert werden, können diese teilweise über die Steigleiter erreicht werden. Im ungünstigsten Fall müssen Industriekletterer die Sensorik installieren und sich ausgehend von Plattformen zu den Installationsorten hin abseilen. Weiterhin kann die Zugänglichkeit durch bereits vorhandene Innenausbauten eingeschränkt sein. Neben den Sensor-Installationsorten muss auch die Verkabelung berücksichtigt werden. Um die Kabel vor Beschädigungen zu schützen, ist eine sorgfältige Kabelführung notwendig. Bei großen Turmhöhen ist die Umsetzung mit hohem Aufwand verbunden. Die Kabelführung zwischen Komponenten der WEA, die Relativbewegungen zueinander vollziehen, wie Turm und Gondel, oder Gondel und Rotorblätter, ist nicht ohne weiteres möglich.

Je ungünstiger die Zugänglichkeit ist, desto höher fällt der Zeitaufwand für die Installation aus. Der Betrieb von WEA muss i. d. R. aus Sicherheitsgründen bei Personenaufenthalt im Turm gestoppt werden. Dadurch können neben den eigentlichen Investitions- und Installationskosten zusätzliche Kosten durch Stillstandszeiten entstehen. Entsprechend zählt auch die verfügbare Zeit für die Installation eines Messsystems zu den für die Umsetzung zu berücksichtigenden Randbedingungen.

## **4.2 Messaufbau WEA Deining**

Für die in Absch. 3.1 beschriebene WEA, bzw. deren Tragstruktur, wurde ein Messaufbau zur Dauerüberwachung entworfen, welcher auf dem aus der Literaturrecherche abgeleiteten Konzept basiert. Es wurden fallspezifische Randbedingungen und zusätzliche Anforderungen berücksichtigt. Im nächsten Abschnitt werden die Anforderungen an den Messaufbau und das Messsystem, welche sich aus der Zielstellung dieser Arbeit ergeben, zusammengefasst. Es wird ein erster Überblick des installierten Systems gegeben, mit Fokus auf den Sensorpositionen, um anschließend auf die Eigenschaften des gewählten Datenerfassungssystems und der Sensorik einzugehen.

### **4.2.1 Übersicht und Anforderungen**

Aus dem vorgestellten Konzept ergeben sich Anforderungen hinsichtlich Sensortypen, -position und -anzahl. Weitere aus der Literatur und Zielstellung abgeleitete Anforderungen müssen für die konkrete Umsetzung berücksichtigt werden. Die wichtigsten sind in der folgenden Liste zusammengefasst.

#### **Anforderungen**

- Hohe Datenqualität durch
  - hohes Signal-Rausch-Verhältnis, wenig Störeinflüsse
  - ausreichende Empfindlichkeit der Sensoren, bei geringem Rauschlevel
  - kurze analoge Datenübertragungstrecken
  - hohe Auflösung im Zeit- und Wertebereich
- Hohe Zuverlässigkeit durch
  - möglichst geringe Ausfallzeiten und Datenverluste
  - hohe Haltbarkeit und Unempfindlichkeit gegenüber Umgebungseinflüssen
- Einfache Installation, angepasst an Zugänglichkeit

- Berücksichtigung des hybriden Turmaufbaus
- Fernüberwachung und -steuerung, automatische Datenspeicherung auf Server
- Erweiterbarkeit und Kompatibilität für zusätzliche Messsysteme und weitere Sensoren

### Übersicht

Anhand der Anforderungen und des Konzepts wurde der in Abb. 4.2 schematisch dargestellte Messaufbau entworfen und in der WEA Deining installiert. Im Vergleich zum Konzept musste aus Kostengründen und wegen begrenzten Zeiträumen für den Zugang die Sensoranzahl teilweise reduziert werden. Auf eine Wegmessung im Bereich des Adapters wurde verzichtet. Alle Sensoren wurden im Turm verbaut, in der Gondel oder den Rotorblättern wurden keine Sensoren angebracht.

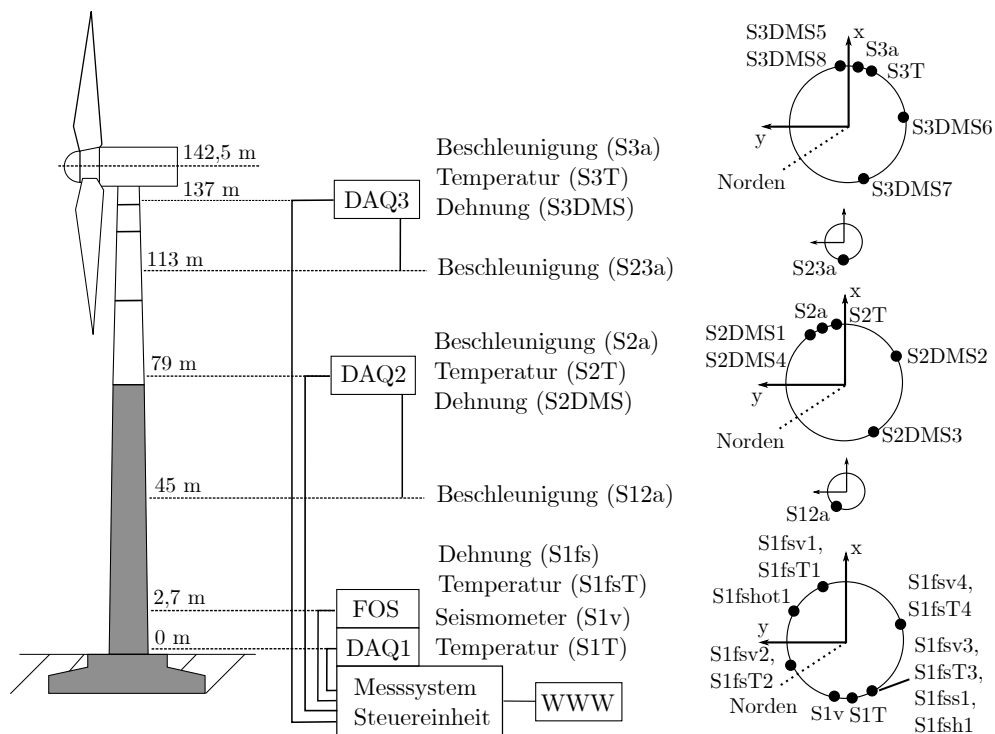


Abbildung 4.2: Aufbau des Messsystems zur Dauerüberwachung mit Sensorpositionen.

Es wurde ein modulares und dezentrales Datenerfassungssystem mit drei Datenerfassungsknoten (DAQ1-3) auf verschiedenen Turmhöhen im Bereich von Wartungsplattformen installiert. Die Steuereinheit des Messsystems im Turmfuß führt die Datenquellen zusammen. Sie ist über einen Messrechner mit dem Internet verbunden, sodass der Fernzugriff und die Datenablage auf einem Server ermöglicht werden. Im Turmfuß wurde zur Dehnungs- und Temperaturmessung zusätzlich ein faseroptisches Messsystem (FOS) installiert.

Im Bereich von Turmkopf und Turmmitte (DAQ2,3) wurde jeweils der gleiche Messaufbau aus Beschleunigungs-, Dehnungs- und Temperatursensoren vorgenommen. Dabei wurden DMS jeweils an drei Umfangspositionen installiert. Zusätzliche Beschleunigungssensoren wurden an Höhenpositionen zwischen den Datenerfassungsmodulen vorgesehen, jeweils angebunden an das nächstgelegene Datenerfassungsmodul.

Der Messaufbau wurde nicht im Rahmen einer einzelnen Installationskampagne umgesetzt, sondern im Laufe des MISTRALWIND-Projekts stückweise erweitert. Tab. 4.2 beschreibt die vier Ausbaustufen des Messsystems und Tab. 4.3 die Zeitpunkte der Installationskampagnen und die daraus folgende Datenverfügbarkeit. Die Komponenten des Messsystems werden zusammen mit relevanten Eigenschaften des Datenerfassungssystems in Absch. 4.2.2 und der Sensorik in Absch. 4.2.3 beschrieben.

Tabelle 4.2: Ausbaustufen des Messsystems.

Ausbaustufe	Zusätzliche Sensorik
v1: S1v, S2a, S3a	Schwingungssensoren: S1v, S2a, S3a; Temperatursensoren: S1T, S2T, S3T
v2: DMS	Dehnungsmessstreifen: vertikal: S2DMS1-3, S3DMS5-7; $\pm 45^\circ$ : S2DMS4, S3DMS8
v3: S12a, S23a	Beschleunigungssensoren: S12a, S23a
v4: FOS	Faseroptische Dehnungsmessung: S1fsv1-4 (vertikal), S1fss1 ( $45^\circ$ ), S1fsh1 (horizontal), S1fshot1 (hot-spot); Faseroptische Temperaturmessung: S1fsT1-4

Tabelle 4.3: Zeitpunkte der Erweiterungen des Messsystems und der Datenverfügbarkeit.

Jahr	2016												2017												2018												2019												2020											
Monat	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...																
v1: S1v, S2a, S3a	■																																																											
v2: DMS	■												■																																															
v3: S12a, S23a	■												■																																															
v4: FOS	■												■																																															

#### 4.2.2 Datenerfassungssystem

Um die Anforderungen hinsichtlich Datenqualität, Zuverlässigkeit und einfacher Installation zu erfüllen, wurde ein dezentraler Messsystemaufbau ausgewählt. Nach Bewertung verschiedener auf dem Markt erhältlicher Messsysteme hinsichtlich der Erfüllung der genannten Anforderungen, wurde ein Messsystem der Firma Gantner Instruments mit der Bezeichnung Q.bloxx ausgewählt. Es besteht aus einer zentralen Steuereinheit (Commander, Q.Station), über die das System konfiguriert wird und Daten ausgelesen werden können. An den Commander können verschiedene Datenerfassungsmodul angegeschlossen werden. Es wurden drei dezentrale Datenerfassungsknoten an gut zugänglichen Wartungsplattformen, bzw. im Turmfuß der WEA, installiert, in 0 m (DAQ1), 79 m (DAQ2) und 137 m (DAQ3) Turmhöhe. Weiterhin sind eine Reihe von Schnittstellen zur Kombination mit anderen Messsystemen vorhanden. Die Einbindung des faseroptischen Messsystems (FOS) erfolgt über den CAN-Bus. Ein Industrie-PC (genannt Digital Processing Unit, DPU) nimmt die Konfiguration des faseroptischen Messgeräts über Ethernet vor, fragt Messdaten an und überführt die Daten in das für den CAN-Bus (Controller Area Network) benötigte Format. Die DPU schreibt die Daten auf den CAN-Bus und überträgt sie an die Steuereinheit des Gantner-Messsystems. Auf diese Weise werden die Messdaten der verschiedenen Sensortypen zeitsynchron erfasst und liegen im gleichen Datenformat vor.

Das Messsystem ist per Ethernet in ein lokales Netzwerk (LAN) eingebunden. Abb. 4.3 zeigt die Verschaltung der Komponenten und Abb. 4.4 die Platzierung der Messsysteme im Turmfuß der Anlage. Der Router ist über den Anlagenanschluss mit dem Internet verbunden. Mithilfe eines lokalen Messrechners kann auf diese Weise ein Fernzugriff auf das Messsystem realisiert werden. Dies dient der Konfiguration des Messsystems und der Überprüfung und Übertragung der Messdaten auf einen Server. Nähere Informationen zur Datenverarbeitung und -sicherung liefert Absch. 4.3.

Die Stromversorgung aller im Turmfuß verbauten Komponenten erfolgt über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Diese ist an das Stromnetz der WEA angeschlossen und ermöglicht einen Weiterbetrieb der Komponenten im Falle von Störungen oder Stromausfall. Die integrierte Batterie kann die Stromversorgung für bis zu 60 Minuten bereitstellen. Bei längeren Ausfallzeiten wird der Messrechner kontrolliert heruntergefahren, sodass ein automatischer, fehlerfreier Neustart bei Wiederherstellung der Stromversorgung gewährleistet ist. Die Komponenten des Messsystems werden über Netzteile mit 22 V Gleichspannung versorgt. Die Datenerfassungsknoten DAQ2 und DAQ3 sind ebenfalls über Netzteile an das Stromnetz der WEA angeschlossen, verfügen aber nicht über eine USV. Im Falle eines Stromausfalls gehen

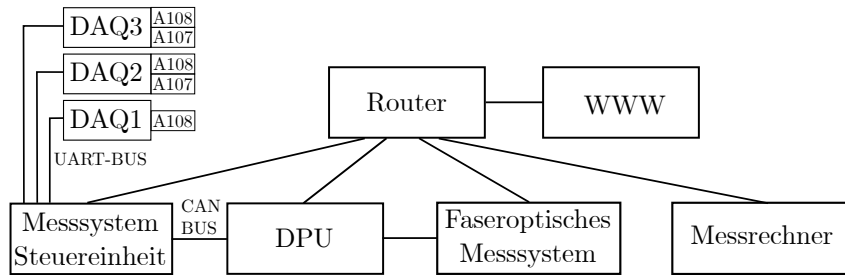


Abbildung 4.3: Verbindungen der Komponenten des Messsystems über Ethernet und Busse.

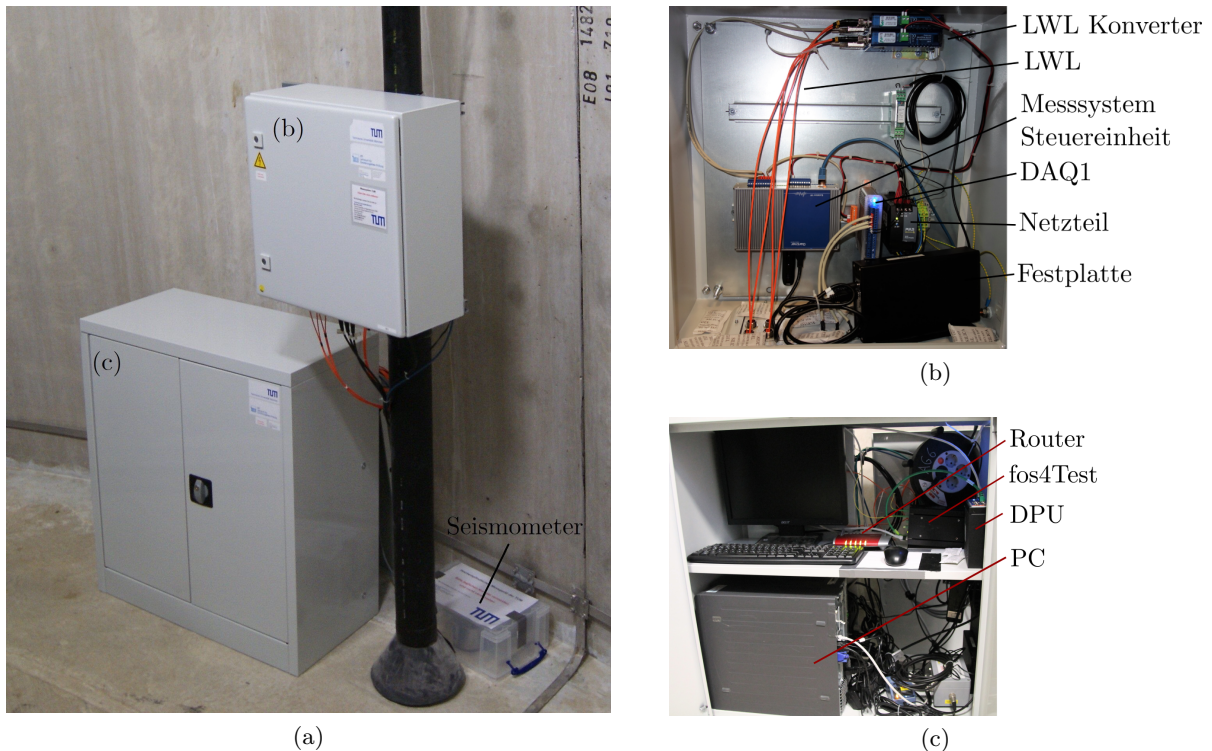


Abbildung 4.4: Messsystem im Turmfuß: (a) Überblick, (b) Schaltschrank, (c) Stahlschrank.

hier Daten verloren. Sobald die Stromversorgung wiederhergestellt ist, nehmen die Systeme die Messdatenaufzeichnung automatisch wieder auf.

Die Verbindung zwischen der Steuereinheit des Messsystems, den Datenerfassungsknoten und zwischen den einzelnen Datenerfassungsmodulen erfolgt über eine Busverbindung mit asynchroner serieller Datenübertragung (UART), welche eine serielle Schnittstelle mit zweiadriger Leitung nach EIA-485, bzw. RS-485 Standard nutzt. Das Bussystem ermöglicht eine Reihenschaltung der Datenerfassungsmodulen an nur einer Kabelverbindung. Um die Wahrscheinlichkeit eines Totalausfalls des Messsystems durch Kabelbeschädigung zu reduzieren, wurden die drei Datenerfassungsknoten jeweils direkt mit der Steuereinheit verbunden. Zur Vermeidung von Schäden aus Spannungsüberhöhungen am Gesamtsystem (z. B. durch Blitzeinschlag) wurden die Verbindungen zum Turmkopf (DAQ3) und zur Turmmitte (DAQ2) als optische Verbindungen ausgeführt. Dazu werden Konverter eingesetzt, die das elektrische Signal in ein optisches umwandeln und vice versa. Ein Nachteil der optischen Datenübertragung in Lichtwellenleitern (LWL) ist die Knickempfindlichkeit der Kabel. Wenn möglich wurden die LWL in Kabelkanälen entlang der Steigleiter geführt, siehe Abb. A.1.

Die Datenerfassungsknoten DAQ2 und DAQ3 enthalten jeweils zwei Datenerfassungsmodule: Q.bloxx A108 für Spannungsmessung und A107 für DMS-Brückenmessung. Eines der Module ist dabei über die optische Verbindung mit der Steuereinheit im Turmfuß verbunden, das zweite Modul kann ohne weitere Kabelverbindung an das erste gesteckt werden und ist intern über den



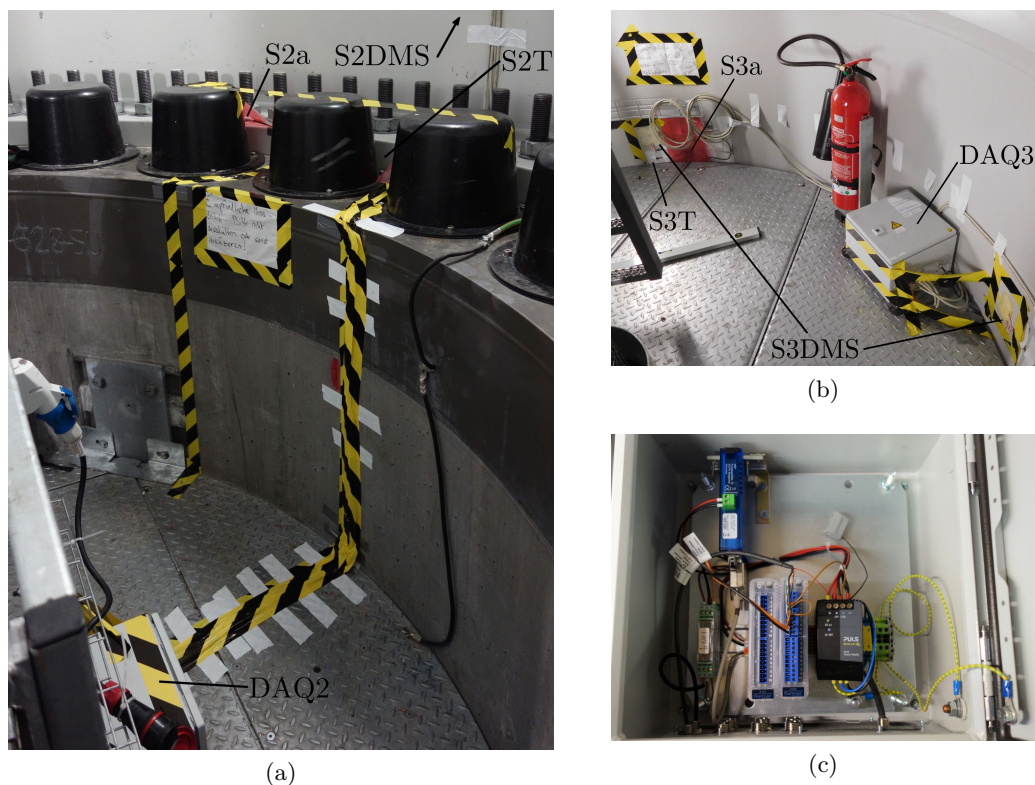


Abbildung 4.5: Messaufbau, (a) an Position DAQ2 in 79 m Turmhöhe und (b) an Position DAQ3 in 137 m Höhe; jeweils mit Datenerfassungsmodulen in Schaltschrank (c).

UART-Bus verbunden (siehe Abb. 4.5c).

Die Daten werden in beiden Fällen mit einer Abtastrate von 10 kHz erfasst. Für die Wertdiskretisierung stehen 24 Bit über einen Messbereich von  $\pm 10\text{ V}$  oder  $\pm 2,5\text{ mV/V}$  zur Verfügung.

Der dezentrale Aufbau des Messsystems ermöglicht einen Anschluss der Sensorik über kurze Kabel, d. h. die analogen Datenübertragungsstrecken sind gering. Dies verringert den Einfluss von Störsignalen z. B. durch elektromagnetische Strahlung oder Temperaturveränderungen und reduziert gleichzeitig den Installationsaufwand.

Tab. A.1 führt die Bezeichnungen der verwendeten Komponenten auf und Abb. 4.5 zeigt den Messaufbau im Bereich DAQ2 und DAQ3 zusammen mit der Innenansicht des Schaltschranks, welcher die Datenerfassungsmodule enthält. Weitere Details zu Anschlüssen und Konfiguration des Messsystems können Oberländer (2016) entnommen werden.

#### 4.2.3 Sensorik

Die Übersicht des Messaufbaus in Abb. 4.2 zeigt alle installierten Sensoren mit ihren Bezeichnungen und Positionen. An den Datenerfassungsknoten DAQ2 und DAQ3 wurde jeweils die gleiche Sensorkombination installiert: ein triaxialer Beschleunigungsaufnehmer, ein Temperatursensor sowie vier DMS-Messpositionen. Die zusätzlichen Beschleunigungssensoren zwischen den Plattformen: S12a und S23a sind jeweils über den oberhalb liegenden Datenerfassungsknoten DAQ2 oder DAQ3 angebunden. Im Turmfuß ist über DAQ1 ein auf der Spannkellerdecke positioniertes Seismometer angebunden, sowie ein Temperatursensor, welcher die Lufttemperatur aufzeichnet. Alle elektrischen Sensoren sind zur Vermeidung von Einkoppelung elektromagnetischer Störsignale über geschirmte Kabel auf kürzestem Weg mit den Datenerfassungsmodulen verbunden. Das faseroptische Messsystem erfasst Temperaturen und Dehnungen an fünf Umfangspositionen im Turmfuß. Die Sensorik, Installationsorte und -orientierungen werden im Folgenden, nach Messgröße gegliedert, näher beschrieben.



### Schwingungsmessung

Nachdem geeignete Sensorpositionen gefunden wurden, müssen Sensoren mit Eigenschaften ausgewählt werden, die an die jeweils auftretenden Schwingungsamplituden angepasst sind. Typische Schwingungsamplituden wurden anhand der Literatur und durch Voruntersuchungen ermittelt. Die wichtigsten Sensoreigenschaften, um Messdaten hoher Qualität aufzeichnen zu können, sind die Sensorempfindlichkeit und das Rauschlevel. Daneben müssen auch Ausmaße, Gewicht und Befestigungsmöglichkeiten der Sensoren bewertet werden. Unabhängig vom Schwingungslevel müssen die Sensoren ein lineares Übertragungsverhalten, im relevanten Frequenzbereich von mindestens  $f = 0,25 - 10$  Hz zeigen.

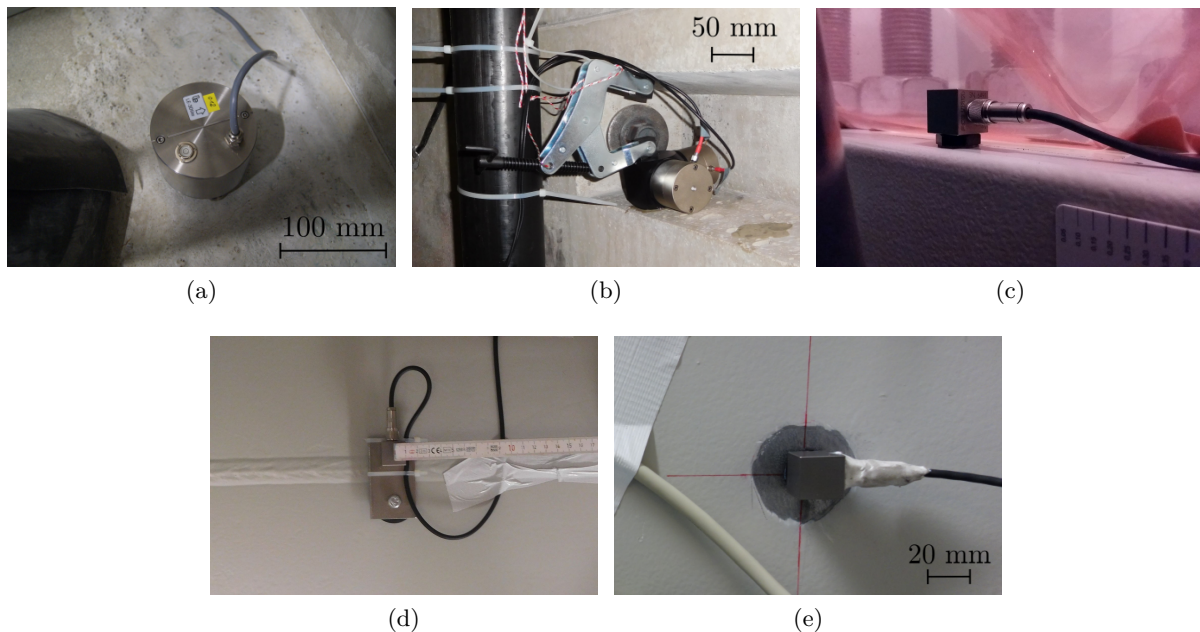


Abbildung 4.6: In WEA Turm installierte Schwingungssensoren: (a) Seismometer S1v 0 m Höhe und Beschleunigungssensoren (b) S12a in 45 m Höhe, (c) S2a in 79 m Höhe, (d) S23a in 113 m Höhe und (e) S3a in 137 m Höhe.

Entsprechend wurden für die oberen drei Sensorpositionen (S3a, S23a, S2a) triaxiale MEMS-Sensoren ausgewählt, die auf einem kapazitiven Messprinzip beruhen. Durch das kompakte Baumaß (Seitenlänge 2,2 cm, siehe Abb. 4.6c-e) und das geringe Gewicht von 23 g können sie einfach an der Turmwand befestigt werden. In zwei Fällen wurden die Sensoren verklebt (Abb. 4.6c,e) und in einem Fall über eine Befestigungsplatte magnetisch mit der Turmwand verbunden, siehe Abb. 4.6d. Die Empfindlichkeit der Sensoren liegt im Bereich  $100 \text{ mV}/(\text{m/s}^2)$ , welche bereits ab  $f = 0$  Hz erzielt wird (siehe Abb. A.5). Entsprechend können auch statische Beschleunigungsanteile erfasst werden.

Für die Schwingungsmessung im Betonteil (S12a) wurde die Empfindlichkeit der o. g. Sensoren als nicht ausreichend bewertet. Daher wurden hierfür zwei uniaxiale seismische Beschleunigungssensoren ausgewählt, die auf dem piezoelektrischen Messprinzip beruhen und eine erhöhte Empfindlichkeit von  $1000 \text{ mV}/(\text{m/s}^2)$  erzielen. Die untere Grenze des linearen Messbereichs liegt hier höher für Empfindlichkeitsabweichungen bis 5 % bei  $f_{g,5\%} = 0,25$  Hz. Die 3 dB Grenzfrequenz liegt bei  $f_{g,3\text{dB}} = 0,08$  Hz (siehe Abb. A.4). Die untere Grenzfrequenz wurde als noch ausreichend für die Anwendung bewertet. Die Installation der Sensoren im Betonteil des Turms war deutlich aufwändiger: Zum einen, weil keine Plattformen vorhanden waren und der Installationsort nur durch Abseilen erreicht werden konnte, zum anderen, weil keine Bohrungen im Bereich der Turmwand zulässig waren. Gleichzeitig stellten die größeren Abmessungen und das erhöhte Gewicht von 150 g pro Einzelsensor höhere Anforderungen an die Befestigungstechnik. Die zwei Sensoren wurden mithilfe eines Befestigungswürfels ausgerichtet und in einer Tasche

der Turminnenwand verklebt und zusätzlich verspannt, siehe Abb. 4.6b.

Das Seismometer (S1v) im Turmfuß (siehe Abb. 4.6a und 4.4a unter Kunststoffabdeckung) erfasst Schwingungen geschwindigkeitsproportional mit weiter erhöhter Empfindlichkeit von  $400 \text{ V}/(\text{m/s})$ . Unterhalb von  $f = 1 \text{ Hz}$  nimmt die Empfindlichkeit exponentiell ab (siehe Abb. A.3). Da die Pole und Nullstellen der Übertragungsfunktion bekannt sind, kann das Ausgangssignal korrigiert werden (Scherbaum 2006). Dabei werden auch Rauschanteile im Signal verstärkt. Dies erwies sich hier als unproblematisch.

Während die Stromversorgung und die Datenerfassung im Falle der MEMS-Sensoren direkt über Messsystem und Netzteil erfolgt, benötigen die piezoelektrischen Sensoren eine Konstantstromquelle. Auch das Seismometer muss über eine „Connector Box“ mit dem Eingang des Messsystems verbunden werden. Die Bezeichnungen der Sensoren und Stromquellen sowie wichtige Eigenschaften sind in Tab. A.2 zusammengefasst.

### Dehnungsmessung mit Dehnungsmessstreifen (DMS)

Für die Dehnungsmessungen mit DMS wurde ein geringfügig reduzierter Messaufbau im Vergleich zum Konzept realisiert. Die Datenerfassungsmodule A107 stellen vier Eingänge zur Verfügung. Geplant war, das Messsystem um weitere Eingänge zu erweitern. Aufgrund der begrenzten Zugänglichkeit konnte dies nicht mehr umgesetzt werden. Der Messaufbau an den Datenerfassungsknoten DAQ2 und DAQ3 ist identisch: Zur Erfassung der Lasten wurden entsprechend IEC 61400-13 (2015) Dehnungsmessungen in vertikaler Richtung als Vollbrücke vorgenommen, in drei um  $90^\circ$  versetzten Umfangspositionen, wie Abb. 4.2 zeigt (S2DMS1-3, S3DMS5-7). Während die Messung an zwei um  $90^\circ$  versetzten Umfangspositionen zur Erfassung des Biegemoments im Querschnitt ausreicht, liefert die Dehnungsmessung an einer weiteren gegenüberliegenden Umfangsposition bei Betrachtung des Turms als Euler-Bernoulli-Balken ein identisches, invertiertes Signal, welches u. a. zur Plausibilitätsprüfung genutzt werden kann. Der vierte Eingang der Datenerfassungsmodule wurde für eine Dehnungsmessung in  $\pm 45^\circ$ -Richtung reserviert (S2DMS4, S3DMS8), um Verzerrungen aus Torsion zu messen. Die Messungen sollen die Identifikation von torsionalen Schwingungsmoden ermöglichen und ersetzen die Verwendung von zwei Beschleunigungssensoren auf einer Höhenposition. Gleichzeitig kann aus den Verzerrungen das wirkende Torsionsmoment berechnet werden.

Als Sensoren wurden metallische Folien-DMS eingesetzt mit Messgitterlänge von 6 mm, welche an den Wärmeausdehnungskoeffizient von Stahl angepasst sind, sodass keine Temperaturdehnung des Messobjekts erfasst wird (selbstkompensierend). Weitere Sensoreigenschaften sind in Tab. A.2 hinterlegt. Die Verschaltung als Vollbrücke aus vier DMS je Messstelle wird mithilfe von sogenannten T-Rosetten umgesetzt, die zwei Messgitter in  $0$  und  $90^\circ$  Anordnung in einen Sensor integrieren (siehe Abb. 4.7a). Zwei davon ergeben eine Vollbrücke. Die gleiche Verschaltung wurde auch für Messungen am Windpark alpha ventus eingesetzt (Herklotz 2012). Es wurden vorkonfektionierte DMS mit Anschlusskabeln verwendet (rote und weiße Isolierung in Abb. 4.7), die auf gleiche Längen (ca. 10 cm) gekürzt und in unmittelbarer Nähe der Messstelle zur Vollbrücke verschaltet wurden. Temperaturabhängigkeiten, die nach der Selbstkompensation verbleiben oder durch veränderliche Leitungswiderstände entstehen, werden dadurch kompensiert. Es ergibt sich ein Brückenfaktor von  $k_B = 2,6$ , der die Empfindlichkeit der Messstelle und das Signal-Rausch-Verhältnis erhöht. Die Länge der Anschlussleitungen von den Datenerfassungsmodulen zur Brückenschaltung beträgt bei DAQ2 10 m und bei DAQ3 6 m.

Die Datenerfassungsmodule messen die Widerstandsänderung der Brücke in 4-Leiter-Schaltung. Durch den Widerstand der Anschlusskabel von Messgerät zur Brücke ergibt sich damit eine geringfügig verringerte Empfindlichkeit, die in Absch. 6.1.2 mit weiteren Messfehlern quantifiziert wird. Installation und Anschluss wurden entsprechend den Hinweisen von Hoffmann (1987) und Keil (2017) ausgeführt. Die Oberflächenbeschichtung der Turminnenwand wurde im Bereich der Messstellen entfernt und die Installation anschließend mit Abdeckband und Epoxidharz gegen Feuchtigkeit und mechanische Beschädigung geschützt (siehe Abb. 4.7b,c).

Die DMS wurden in möglichst großem Abstand von geometrischen Unstetigkeiten, wie Wand-

dickenänderungen, Schweißnähten und Kräfteinleitungsbereichen installiert, um Spannungsüberhöhungen zu vermeiden. Durch die Lage der Wartungsplattformen im Bereich der Flanschverbindungen (Betonteil-Stahlteil und Stahlteil-Gondelanschluss) konnte der Abstand der Messpositionen dazu ohne große Steigerung des Installationsaufwands jeweils nicht mehr als 1,5 m betragen. Abb. A.2 zeigt die Einbausituation der installierten DMS. Sie entspricht nicht ganz den Anforderungen der IEC 61400-13 (2015), wonach ein Abstand von min. einem Turmdurchmesser eingehalten werden sollte.

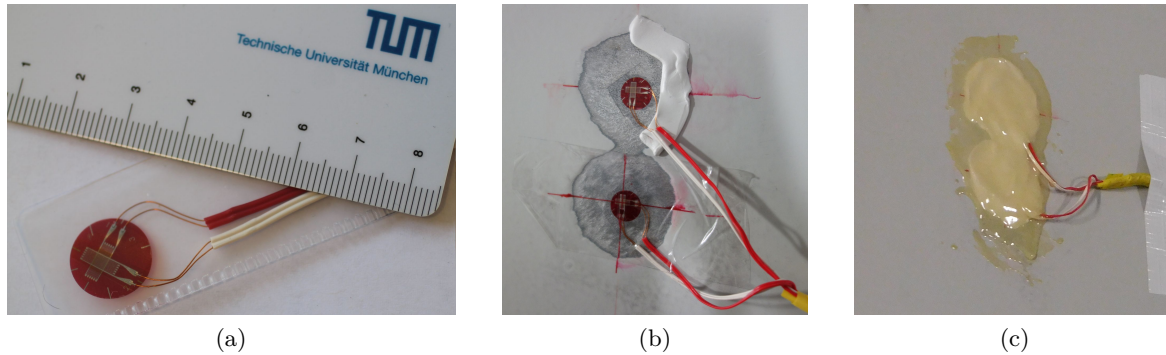


Abbildung 4.7: (a) DMS 0°, 90°, (b) während Installation im Turm, (c) mit Abdeckung.

### Temperaturmessungen mit Pt100

Für Temperaturmessungen (S1T, S2T, S3T) an den drei Datenerfassungsknoten DAQ1-3 wurden Platin-Messwiderstände vom Typ Pt100 eingesetzt, deren Widerstand sich mit der Temperatur ändert. Über einen Messwertumformer, der die Widerstandsänderung in ein Spannungssignal überführt, werden die Temperaturmessdaten durch die Datenerfassungsmodule A108 aufgezeichnet. Im Turmfuß wird die Temperatur der Umgebungsluft im Turminneren gemessen. An den zwei höher gelegenen Datenerfassungsknoten DAQ2 und DAQ3 wird die Temperatur der Turminnenwand erfasst. An DAQ2 erfolgt die Temperaturmessung am Stahlflansch des Adapters in unmittelbarer Nähe des Beschleunigungssensors in ca. 1,5 m Entfernung zur Dehnungsmessung S2DMS1. Der Temperatursensor an DAQ3 ist an der Turminnenwand in unmittelbarer Nähe der Dehnungsmessung S3DMS5 und des Beschleunigungssensors S3a installiert. Weitere Temperaturmessungen werden mithilfe des faseroptischen Messsystems durchgeführt.

### Faseroptische Dehnungs- und Temperaturmessung

Der Messaufbau für die faseroptische Dehnungs- und Temperaturmessung im Turmfuß mit Faser-Bragg-Gittern entspricht dem vorgeschlagenen Konzept. Die Vertikaldehnung wird an vier Positionen im 90°-Abstand (S1fsv1-4) jeweils in Kombination mit der Oberflächentemperatur (S1fsT1-4) der Turminnenwand gemessen. Zusätzlich sind an einer Position Dehnungssensoren in 45°-Richtung (S1fss1) und in horizontaler Richtung (S1fsh1) installiert. Die Sensoren befinden sich in 2,7 m Höhe über der Spannkellerdecke, so weit entfernt vom Fundamentanschluss, wie es die Zugänglichkeit zulässt. Neben diesen Messungen in Bereichen homogener Spannungs/Dehnungsverteilungen erfolgt auch eine Messung in horizontaler Richtung im Bereich einer Spannungskonzentration über der Eingangstür des Turms (S1fshot1). Abb. 4.8 zeigt einen Teil der installierten faseroptischen Sensorik.

Im Gegensatz zu den Dehnungsmessungen im Stahlteil wird im Betonteil eine größere Gitterlänge (Messlänge) benötigt, um den Einfluss von Inhomogenitäten auf das Messsignal zu vermindern. Sie beträgt 70 mm. Auch der Wärmeausdehnungskoeffizient unterscheidet sich und wird durch die Konstruktionsweise der faseroptischen Dehnungssensoren kompensiert. Die Sensoren werden mit dem Messobjekt verklebt. Dafür wurde ein Zweikomponentenklebstoff auf Epoxidharz-Basis eingesetzt. Um eine optimale Dehnungsübertragung zu erzielen, wurde die Aushärtung mittels Wärmezufuhr beschleunigt. Dafür wurde ein Spezialgerät der Firma fos4x genutzt, welches über Saugnapfe und eine angeschlossene Vakuumpumpe über dem anzubrin-

genden Sensor befestigt wird und Wärme einbringt.

Das faseroptische Messsystem „fos4Test nsens“ ermöglicht die Reihenschaltung von Sensoren entlang eines Lichtwellenleiters und vereinfacht so die Installation, weil nicht zu jedem Sensor ein einzelner Lichtwellenleiter verlegt werden muss. Die insgesamt elf faseroptischen Sensoren wurden an zwei Kanälen des Messsystems, über zwei Sensorketten, in denen die Sensoren in Reihe geschaltet sind, angeschlossen. Die Sensoren wurden dabei mittels Kupplungen und Steckern, und bei größeren Abständen über LWL-Zwischenstücke, verbunden. Die Verbindungen wurden durch Kunststoffröhren mit Kabeldurchführungen, genannt Muffen (siehe Abb. 4.8b), verbunden. Die Trennung der Messdaten mehrerer Sensoren pro Kanal erfolgt über die sensorspezifische Bragg-Wellenlänge. Diese muss vor Installation, angepasst an die Messaufgabe, gewählt werden. Weitere Informationen zu Messprinzip, Datenauswertung und Fehlerquellen werden in Absch. 6.1.2 diskutiert. Genaue Bezeichnungen der verwendeten Sensorik sowie die wichtigsten Kennwerte sind in Tab. A.2 aufgeführt.

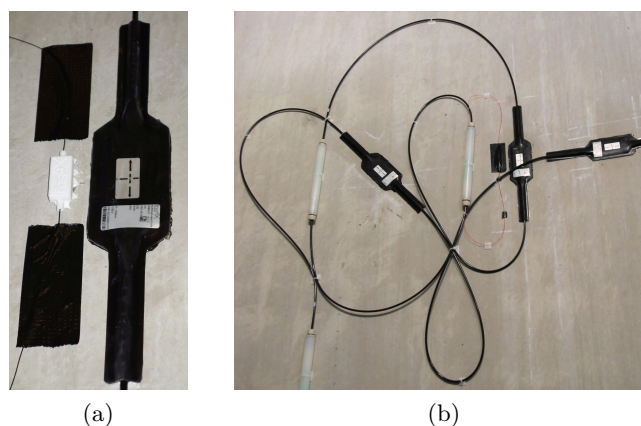


Abbildung 4.8: (a) Faseroptischer Temperatursensor (links) und Dehnungssensor (rechts); (b) Reihenschaltung faseroptischer Dehnungssensoren, vertikal, horizontal und 45°-orientiert.

### 4.3 Datenverarbeitung

Ziel der Datenerfassung und Datenvorverarbeitung ist die Sicherstellung einer hohen Datenqualität und Datenverfügbarkeit bei akzeptabler Datengröße. Dabei muss vor allem das Nyquist-Shannon-Abtasttheorem erfüllt werden. Bei der hier verwendeten Architektur des Messsystems wird dies durch einen mehrstufigen Prozess, mit Überabtastung des Messsignal, erreicht. Die Datenverarbeitung wurde im Laufe des Aufzeichnungszeitraumes ein Mal bei einer Erweiterung des Messsystems verändert, um konsistente Dateneigenschaften sicherzustellen. Der gesamte Datenvorverarbeitungsprozess ist in Abb. 4.9 dargestellt und wird von Oberländer (2016), sowie in Anhang B ausführlicher beschrieben.

Im Juni 2018 wurde das faseroptische Messsystem installiert, welches eine maximale Abtastrate von  $f_s = 100$  Hz erlaubt. Die Daten werden vom Commander des Gantner-Messsystems zusammengeführt. Um die Datenspeicherrate zu vereinheitlichen und den Speicherbedarf zu reduzieren, wurde die Datenvorverarbeitung ab 09/2018 entsprechend den Parametern in Tab. 4.4 angepasst. Der anfallende Speicherplatzbedarf bewegt sich nun mit 260 GB/Jahr in einem für die Lebensdauer der WEA handhabbaren Rahmen. Der digitale Tiefpass im Datenerfassungsmodul wurde dabei nicht verändert, da eine ausreichende Sperrwirkung auch für die reduzierte Abtastrate erreicht wird. Details dazu sind in Anhang B erläutert.

Alle folgenden Datenauswertungen benötigen weitere Datenvorverarbeitungsschritte. Um diese Schritte nicht vor jeder Auswertung erneut ausführen zu müssen, wurden sie ein Mal pro Datensatz durchgeführt und die modifizierten Daten wurden mit reduzierter Datenrate von  $f_s = 25$  Hz zusätzlich gespeichert. Die gewählte Datenrate entspricht dem größten gemeinsamen

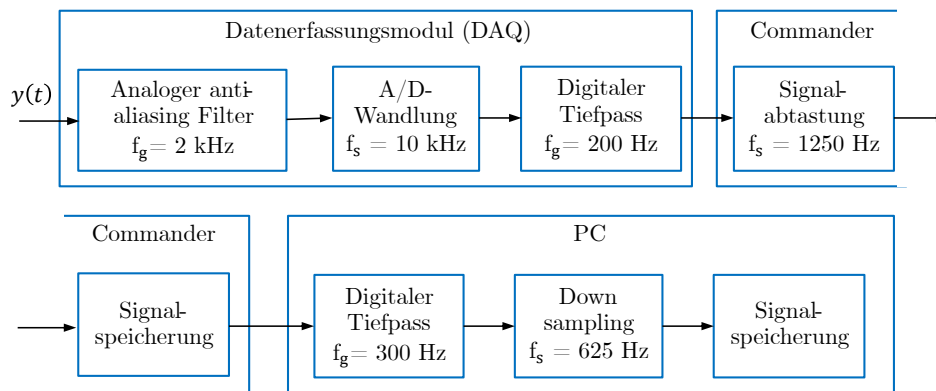


Abbildung 4.9: Prozess der Datenvorverarbeitung nach Oberländer (2016); ab 09/2018 gilt eine reduzierte Datenspeicherrate von  $f_s = 100$  Hz, siehe Tab. 4.4.

Tabelle 4.4: Parameter der Datenvorverarbeitung in verschiedenen Zeiträumen.

	Ab 06/2016	Ab 09/2018
Datenerfassungsrate Commander	1250 Hz	1000 Hz
Tiefpassfilter Messrechner	300 Hz	48 Hz
Datenspeicherrate Messrechner	625 Hz	100 Hz

Teiler der zwei verwendeten Speicherraten. Die zugrunde liegenden Messdaten wurden dabei nicht verändert oder gelöscht. Dabei wurden die folgenden Datenverarbeitungsschritte durchgeführt:

1. Tiefpassfilterung der Ausgangsdaten mit Grenzfrequenz  $f_g = 10$  Hz, die sonstigen Filtereigenschaften entsprechen denen des zuvor verwendeten Cauer-Filters (siehe Anhang B).
2. Reduktion der Datenrate auf  $f_s = 25$  Hz, je nach Ausgangsdatenrate (625 Hz oder 100 Hz) mit einem Reduktionsfaktor von 25 oder 4.
3. Die als elektrisches Spannungssignal oder als Wellenlänge gespeicherten Daten werden mithilfe der Übertragungsfunktionen bzw. der Empfindlichkeiten der jeweiligen Sensoren auf ihre eigentliche Zielgröße wie Beschleunigung, Dehnung, Temperatur zurückgeführt.
4. Über die bekannte Orientierung der Schwingungssensoren werden deren Messgrößen in ein globales, turmfestes, kartesisches Koordinatensystem transformiert (siehe Abb. 2.1).

Die Originaldaten sind in Dateien gespeichert, welche jeweils die in einer Stunde angefallenen Messdaten enthalten. Die weiterverarbeiteten Daten wurden weiter zusammengefasst, sodass eine Datei die Messdaten eines ganzen Tages enthält. Die Datenrate von  $f_s = 25$  Hz bildet das Schwingungsverhalten der dominierenden ersten zwei Biegeeigenfrequenzen des Turms (bis 1,1 Hz) mit mehr als 20 Datenpunkten ab. Bis zur vierten Biegeeigenfrequenz ( $f \approx 6$  Hz) besteht eine Abbildung mit mindestens doppelter Nyquist-Frequenz. Dies ist für die Mehrzahl der Untersuchungen ausreichend und reduziert den Speicherverbrauch. Besonders für die Analyse großer Zeiträume ist dies von Vorteil. Die Abbildungstreue auch bei reduzierter Speicherrate wird durch einen Vergleich im Frequenz- und Zeitbereich in Anhang B gezeigt.

## 4.4 Überwachung der Datenverfügbarkeit

Entwurf und Installation des Messsystems erfolgten mit dem Ziel der Dauerüberwachung der Tragstruktur, was eine lückenlose Messdatenerfassung impliziert. Dieses Ziel kann in den wenigsten Fällen vollständig erreicht werden. Für den vorliegenden Messaufbau wurde eine Datenverfügbarkeit von ca. 98 % über einen Zeitraum von 3,5 Jahren erzielt. Für das faseroptische Messsystem ergab sich eine deutlich geringere Datenverfügbarkeit, aufgrund von Sensorausfällen, siehe Abschn. 6.1.2.



Datenverluste können durch systembedingte Ursachen oder durch äußere Einflüsse hervorgerufen werden: Neben offensichtlichen Ursachen, wie dem Ausfall oder Defekt einzelner Komponenten, können Datenverluste von Sekunden oder Minuten, bei Einstellungsänderungen oder Neustartvorgängen, entstehen. Größere Datenausfälle von Stunden können durch Fehler bei der Datenübertragung auf den Server entstehen. Datenverluste von mehreren Tagen sind möglich bei unzureichendem Speicherplatz auf den angeschlossenen Datenträgern. Bereits übertragene Daten müssen teilweise manuell gelöscht werden. Ist die Internetverbindung zum Messsystem gestört, kann kein Fernzugriff und damit keine manuelle Datenlöschung erfolgen. Hier handelt es sich folglich um eine Kombination aus äußerer und systembedingter Ursache. Weitere äußere Ursachen für Datenverluste sind Stromausfälle aus verschiedenen Gründen, wie Beschädigung von Kabeln bei Bauarbeiten oder einer Stromlosschaltung bei Wartungs- und Reparatursätzen an der Anlage. Das eingesetzte System zur unterbrechungsfreien Spannungsversorgung kann nur einen Teil des Systems für eine begrenzte Zeit weiterbetreiben. Die äußeren Ursachen hatten in dem betrachteten Zeitraum einen größeren Einfluss auf die Datenverfügbarkeit als systembedingte Fehler.

Zur Vermeidung von Datenverlusten wurden verschiedene Verfahren und Vorgehensweisen eingesetzt: Über den Fernzugriff ist eine Überprüfung der Live-Messdaten jederzeit möglich. Das entwickelte Programm zur Datensynchronisierung startet stündlich und informiert per E-Mail, falls ein Datenzugriff auf das Messsystem nicht möglich ist. In regelmäßigen Abständen wird außerdem überprüft, ob alle Datendateien auf dem Server vorhanden sind und die erwartete Dateigröße aufweisen. Während der Vorverarbeitung der Messdaten und der Erzeugung von Tagesdatensätzen werden fehlende oder fehlerhafte Stundendateien protokolliert. Meist können fehlerhafte Dateien durch eine nochmalige Übertragung vom Messrechner auf den Server wiederhergestellt werden.

## 4.5 Fehlerbetrachtung

Bei der Dauerüberwachung werden veränderliche Messgrößen aufgezeichnet. Wiederholungsmessungen unter identischen Bedingungen zur Abschätzung der zufälligen Messabweichung können daher nicht durchgeführt werden. Nach Eden und Gebhard (2014) soll in diesem Fall der Messfehler geschätzt werden. Dies erfolgte hier unter Zuhilfenahme der Fehlergrenzen der verwendeten Messtechnik, welche den Datenblättern entnommen wurden. Das Messergebnis resultiert aus der Multiplikation des Messwertes mit der ebenfalls fehlerbehafteten Empfindlichkeit des Sensors. Es muss daher die Fehlerfortpflanzung berücksichtigt werden. Nach Puente León (2015) können die Regeln der Fehlerfortpflanzung auch für Fehlergrenzen angewendet werden. Die relativen Fehlergrenzen der Messergebnisse ergeben sich bei einer Multiplikation der Messgröße als Summe der relativen Fehlergrenzen. Im Folgenden werden die einzelnen relevanten Fehlergrenzen der verwendeten Messtechnik aufgeführt und die relative Fehlergrenze des jeweiligen Messergebnisses unter Nennung der zugrunde liegenden Annahmen angegeben. Eine Zusammenfassung der relevanten Herstellerangaben ist in Abb. A.8 aufgeführt.

Die Messung aller elektrischen Sensorsignale erfolgt mit dem Ganter-Messsystem, entsprechend unterliegen alle elektrischen Sensorsignale den Messabweichungen dieses Systems. Für den industriellen Einsatz bei Störspannungen bis 1000 VDC ergibt sich unter Berücksichtigung der Linearitätsabweichung und der Temperaturabhängigkeit (angenommene Einsatztemperatur  $-10-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) eine Fehlergrenze von  $\pm 0,11\%$ .

Die Signale der triaxialen MEMS-Beschleunigungssensoren (S2a, S23a, S3a) enthalten Messabweichungen aus dem Frequenzgang (anhand Kalibrierdaten  $<1\%$  geschätzt), Linearitätsabweichungen sowie einer Querempfindlichkeit. Die relative Fehlergrenze beträgt  $\pm 5,9\%$ .

Für den seismischen Piezo-Beschleunigungssensor (S12a) ergeben sich zusätzliche Abweichungen aus der Impedanzwandler-Elektronik. Die relative Fehlergrenze von Sensor mit Elektronik beträgt  $\pm 7,9\%$ .

Das Seismometer wurde vom Hersteller mit einer Genauigkeit von  $\pm 0,2\text{ dB}$  kalibriert, woraus

sich eine relative Fehlergrenze von  $\pm 4,7\%$  ergibt.

Die DMS unterliegen neben den zuvor genannten Abweichungen zusätzlich Empfindlichkeitsänderungen aus Kabelwiderständen. Weiterhin fließt aufgrund der Vollbrückenschaltung die Poissonzahl in die Berechnung des Ergebnisses mit ein (siehe Abschn. 6.1.2, bzw. Gl. D.5). Sie wird für die Fehlerrechnung für den vorliegenden Stahl S355J2N im Bereich von  $\nu = 0,27 - 0,3$  angenommen. Daraus ergibt sich in Summe eine relative Fehlergrenze von  $\pm 4,7\%$ .

Die mit dem faseroptischen Messsystem aufgenommenen Daten werden über eine digitale Schnittstelle an das Gantner-Messsystem übertragen und unterliegen damit nicht den zuvor genannten, sondern eigenen Messabweichungen. Für das fos4Test Messsystem nennt der Hersteller keine relativen Fehlergrenzen sondern absolute Fehler. Die relative Fehlergrenze der Empfindlichkeit der faseroptischen Dehnungssensoren beträgt  $\pm 3,8\%$ . Temperatureffekte sind dabei noch nicht berücksichtigt. Im Zuge der genaueren Betrachtung von Störgrößen auf die faseroptische Messtechnik in Abschn. 6.1.2 wurde ein nichtlinearer Störeffekt entdeckt, welcher sich aus Temperaturänderungen am fos4Test Messsystem ergibt. Die Fehlergröße bewegt sich im Bereich von  $\varepsilon \approx \pm 10 \mu\text{m/m}$  oder mehr und kann nicht kompensiert werden. Nach Rücksprache mit dem Hersteller liegt eine ungünstige Hardwarekombination vor, die durch einen Komponententausch behoben werden kann. Der Tausch erfolgte im Frühjahr 2021. Aufgrund des unbekanntenen nichtlinearen Zusammenhangs kann der Messfehler nicht quantifiziert werden. Daher müssen die Daten als mit großen Unsicherheiten behaftet bewertet werden.

Die resultierenden relativen Fehlergrenzen der Messgrößen sind in Tab. 4.5 zusammengefasst. Die Fehlergrenze des Messsystems ist in den aufgeführten Werten der einzelnen Sensoren bereits berücksichtigt. Bei den Tabellenwerten muss beachtet werden, dass es sich um Fehlergrenzen, d. h. um vom Hersteller angegebene maximale Messabweichungen handelt, die bei Einsatz über den gesamten Jahrestemperaturbereich im schlechtesten Fall auftreten. Die tatsächlich auftretenden Messabweichungen sind wahrscheinlich deutlich geringer.

Tabelle 4.5: Relative Fehlergrenzen der Messergebnisse für die verwendeten Sensoren.

Messsystem	PCB Sensoren	MMF Sensoren	Seismometer	DMS	FOS
$\pm 0,11\%$	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$	$\pm 4,8\%$	$\pm 4,8\%$	$> \pm 3,8\%$

Es existieren weitere mögliche Fehlerquellen, die dazu führen können, dass die berechneten Fehlergrenzen überschritten werden: Die fehlerhafte Ausrichtung von Sensoren kann zu verringerten Messwerten führen. Im Falle der Beschleunigungssensoren kann dies durch eine Abweichung der Achse des Beschleunigungssensors von der Horizontalen geschehen, für die Dehnungsmessungen durch eine Abweichung der Orientierung des Messgitters von der Vertikalen. Die Ankopplung der Sensoren durch eine Verklebung kann sich verändern, beispielsweise in Form von Steifigkeitsverlusten. Weiterhin sind auch Empfindlichkeitsänderungen der Sensoren über der Messdauer von mehreren Jahren nicht auszuschließen. Diese und weitere mögliche Fehlerquellen müssen bei der Auswertung und Interpretation der Messdaten berücksichtigt werden. Möglichkeiten zur Plausibilitätsprüfung der Messergebnisse sollten daher genutzt werden und sind in Abschn. 5.1.2 und 6.1.3 beschrieben.

## 4.6 Erprobung alternativer Sensortechnologien und Kurzzeitmessungen

Neben dem beschriebenen Messsystem mit dauerhaft installierter Sensorik wurden zusätzliche Kurzzeitmessungen an anderen Komponenten oder Positionen vorgenommen. Diese Messungen dienen der Analyse möglicher Interaktionen zwischen den Komponenten und damit der Erweiterung des Systemverständnisses, welches zur Interpretation der Ergebnisse notwendig ist.

Es wurden zusätzliche Schwingungsmessungen an den Spanngliedern, sowie an einem Rotorblatt vorgenommen. Die Schwingungen beider Komponenten können sich auf die Turmstruktur übertragen. Ihre Kenntnis erleichtert die Interpretation der Turmschwingung.

Weiterhin wurden alternative Sensortechnologien erprobt, die für die Anwendung neu sind

und teilweise zusätzliche Messgrößen liefern. Es wurden drahtlose Schwingungssensoren getestet, die für flexible Messungen an zusätzlichen Positionen genutzt werden können. Mithilfe globaler Navigationssatellitensysteme kann die Gondelauslenkung direkt bestimmt werden, und somit eine zusätzliche Messgröße erfasst werden.

Es wurden außerdem Verfahren erprobt, die eine schnelle Analyse der Schwingungseigenschaften der Tragstruktur ermöglichen, ohne zeit- und kostenintensive Installation von Messtechnik im Turm. Diese Verfahren könnten beispielsweise genutzt werden, wenn bereits eine ähnliche Anlage im Windpark mit einem Dauerüberwachungssystem ausgestattet ist, und Ergebnisse auf eine andere Anlage übertragen werden sollen. Hierfür wurden berührungslose („remote-sensing“) Verfahren wie Laser-Doppler-Vibrometrie (LDV) oder Videogrammetrie getestet. Auch die Messung im Turmfuß mithilfe eines Seismometers, welches hier Teil der Dauerüberwachung ist, wurde als Möglichkeit für eine schnelle, kostengünstige Schwingungsmessung der Tragstruktur analysiert.

Im Folgenden werden die Sensortechnologien, die Potentiale für den vorliegenden Anwendungsfall, sowie der Messaufbau erläutert. Die Ergebnisse der Messungen am Turm werden in Absch. 5.1.4 diskutiert und die Ergebnisse der Messungen an Rotorblättern und Spanngliedern in Absch. 5.2.3.

#### 4.6.1 Schwingungsmessung an Spanngliedern

Bei einzelnen Messkampagnen konnte man im Bereich des Turmfußes von Hand spürbare Vibrationen der Hüllrohre der Spannglieder feststellen. In der Folge wurden Beschleunigungsmessungen nacheinander an zwei verschiedenen Hüllrohren in 2 m Höhe über der Spannellerdecke durchgeführt, um die Intensität und den Frequenzgehalt der Spannglied-Schwingungen zu überprüfen. Zusätzlich sollte ermittelt werden, ob sich die Schwingungen der Spannglieder auf den Turm übertragen und in den Dauerüberwachungsdaten erkennbar sind. Es wurde der gleiche triaxiale MEMS-Beschleunigungssensor, der bereits zur Dauerüberwachung als S2a, S23a und S3a genutzt wird, verwendet. Abb. 4.10 zeigt ein Foto des temporären Messaufbaus.

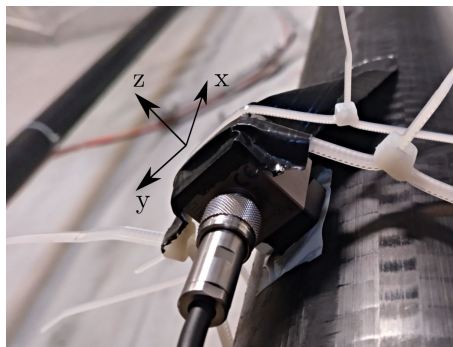


Abbildung 4.10: An Spannglied-Hüllrohr befestigter Beschleunigungssensor.

Da die Schwingungsamplituden zeitlich starken Schwankungen unterlagen, wurden die Schwingungen teilweise mit Gummihammerschlägen angeregt. Der genaue Anregungsmechanismus der Spanngliedschwingung ist nicht bekannt. Die Anregung könnte durch die bekannten Turmschwingungen erfolgen. Die Spannglieder liegen im Bereich einer definierten Turmhöhe an der Turminnenwand an. Auch eine Anregung durch Reibung oder Ablösen von der Turminnenwand ist daher denkbar. Die Messergebnisse werden in Absch. 5.2.3 aufgeführt und diskutiert.

#### 4.6.2 Seismometer

Seismometer werden in den beschriebenen Fallstudien (siehe Absch. 2.3.3) typischerweise nicht für Messungen an WEA genutzt. Es wird berichtet, dass Schwingungsemissionen von WEA die Aufzeichnungen seismischer Stationen, also im Boden installierter Seismometer, stören (Estrella et al. 2017). Die strukturellen Eigenschaften des Turms haben nach Nagel et al. (2019) Einfluss



auf die messbaren Bodenbewegungen. W. Hu et al. (2019) schlagen vor, seismische Schwingungsmessungen für die Überwachung von WEA zu nutzen.

Das im Turmfuß installierte Seismometer konnte hier die ersten vier Biegeeigenschwingungen des Turmes erfassen. Der Installationsort im Turmfuß ermöglicht einen kurzzeitigen Einsatz zur einmaligen oder wiederholten Schwingungsanalyse einer WEA bei geringem Installationsaufwand. Für eine Installation im Turmfuß müssen WEA i. d. R. nicht abgeschaltet werden. Die Messergebnisse werden in Absch. 5.2 aufgeführt und diskutiert.

Mit der bekannten Übertragungsfunktion können Schwinggeschwindigkeiten trotz abfallender Empfindlichkeit für  $f < 1$  Hz amplitudentreu gemessen werden. Ein Rückschluss auf Verschiebungen erscheint möglich. Sind gleichzeitig am Turmkopf angreifende Kräfte bekannt, besteht die Möglichkeit, daraus auf die Steifigkeit des Baugrunds rückzuschließen.

### 4.6.3 Drahtlose Sensorik

Drahtlose Sensorknoten eignen sich zur Erfassung verschiedener Messgrößen. Typischerweise bestehen sie aus einem Mikrocontroller mit Schnittstellen für weitere Komponenten wie einem Drahtlos-Kommunikationsmodul, AD-Wandler, Sensorik sowie Stromversorgung durch Batterien. Die Steuerung und Datenerfassung findet über eine Basisstation statt, die mit einem konventionellen Messsystem gekoppelt werden kann. Drahtlose Sensorik zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich der zu erfassenden Messgrößen, Messmodi, Installationsorten und Datenverarbeitung aus (Große & Krüger 2006; Pfeiffer 2016).

Im SHM werden sie meistens zur Beschleunigungs- und Temperaturmessung eingesetzt. Da keine Verkabelung notwendig ist, reduziert sich der Installationsaufwand, und es ergibt sich eine hohe Anzahl möglicher Messpositionen. Die Datenverarbeitung kann lokal durch den Mikrocontroller des Messknotens erfolgen, um die drahtlos zu übertragende Datenmenge zu reduzieren. Die Schwachstelle für Anwendungen im SHM stellt die Stromversorgung dar. Zur Erfassung der Strukturodynamik sind relativ hohe Abtastraten notwendig, die bei unkomprimierter Datenübertragung hohe Datenraten erfordern. Die drahtlose Datenübertragung verursacht i. d. R. den höchsten Energieverbrauch. Eine Vorverarbeitung der Messdaten zur Datenreduktion ist daher sinnvoll, aber nicht immer möglich.

Weitere Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs können spezielle Betriebsmodi sein. Die Datenerfassung wird dabei zeitlich, durch Schwellwerte, oder extern getriggert, gesteuert. Dabei befinden sich die Sensorknoten in einem Energiesparmodus, welcher beim Überschreiten eines Schwellwertes deaktiviert wird und die Datenaufnahme startet. Die Aktivierung kann durch Sensoren des Sensorknotens selbst oder durch ein externes, beispielsweise kabelgebundenes Dauerüberwachungssystem, erfolgen (Pfeiffer 2016). Die Kombination aus einem hinsichtlich Sensoranzahl und Installationsaufwand reduzierten kabelgebundenen Messsystem mit drahtlosen Sensoren zur Schwingungsmessung, die in regelmäßigen Abständen und gleichzeitig ereignisgesteuert aktiviert werden, erscheint vielversprechend. Auf diese Weise könnten auch örtlich hochaufgelöste Eigenschwingformen bestimmt werden.

Es wurden verschiedene drahtlose Sensorknoten erprobt und teils selbst entwickelt. Am weitesten fortgeschritten ist die Anwendung der Metronome Systems NeoMotes, welche von Wondra et al. (2019) durchgeführt und beschrieben wurde. Die Sensorknoten wurden an der UC Berkeley entwickelt und zur Beobachtung von Umgebungsbedingungen in der Sierra-Nevada eingesetzt (Malek et al. 2017; Z. Zhang et al. 2020).

Weiterhin wurden die relativ einfach via LabView zu steuernden NI myRIO-Systeme als drahtlose Sensorknoten eingesetzt. Die myRIO verfügen über einen integrierten Beschleunigungssensor, dessen Empfindlichkeit für die Beschleunigungsmessung im Turm der WEA nicht ausreicht. Das System wurde daher durch einen externen Sensor erweitert und über WLAN in das Messsystem eingebunden. Damit war eine synchrone Beschleunigungsmessung möglich, batteriebetrieben aber nur für kurze Zeiträume, da das myRIO-System nicht für einen energiesparenden Betrieb ausgelegt ist. Die Anwendung ist damit entweder auf kurze Messungen oder auf Messungen in der Nähe einer Stromquelle eingeschränkt (Hanotte 2017; Oberländer 2016).

Parallel wurde ein eigenes drahtloses Messsystem zur Beschleunigungsmessung, genannt TU-Mote, entwickelt. Es wurde für die Anwendung in der WEA optimiert und zur einfachen Ansteuerung und Programmierung auf Basis eines Arduino-Mikrocontrollers aufgebaut. Die Komponenten wurden in ihrer Leistungsfähigkeit und ihrem Energieverbrauch für die Anwendung optimiert und verschiedene Betriebsmodi vorgesehen. Die Entwicklung erfolgte bis zur erfolgreichen synchronen Beschleunigungsmessung zwischen Knoten und synchron zum kabelgebundenen Messsystem. Die Weiterentwicklung wurde danach eingestellt, da die Programmierung eine hohe Komplexität erreichte und Datenverluste bei der drahtlosen Übertragung auftraten. Das Messsystem wird weiterhin in der Lehre genutzt. Details zum Entwurf und Aufbau des Systems werden von Pfeiffer (2016), Ergebnisse der Beschleunigungsmessungen von Heymes (2017) beschrieben.

#### 4.6.4 Remote-Sensing: LDV und Videogrammetrie

Zwei berührungslose Verfahren zur Schwingungsmessung an WEA-Türmen wurden erprobt: LDV und ein Verfahren zur Extraktion von Schwingungen und Verschiebungen aus Videos, das vereinfachend als Videogrammetrie bezeichnet wird. Die Videoaufnahmen erfolgen dabei mit handelsüblichen Spiegelreflex-Digitalkameras mit Videofunktion.

Die Verfahren eignen sich für Kurzzeitmessungen, da keine Installation von Messtechnik im Turminnenen und kein Zugang zur WEA notwendig ist. Die Messungen können von außen, ohne Anbringung von Markierungen, erfolgen. Neben dem Turm sind Messungen an weiteren Komponenten wie Rotorblättern oder Gondel möglich.

Die Verfahren wurden als Ergänzung zum dauerhaft installierten Messsystem genutzt zur Validierung und Plausibilisierung von Messgrößen, der Bestimmung der Sensororientierung und für die Datenerfassung an zusätzlichen Messorten. Eine weitere Anwendung kann die Bestimmung höher aufgelöster Eigenschwingformen sein. Alternativ können die Verfahren eigenständig eingesetzt werden zur einmaligen oder wiederholten Bestimmung modaler Parameter oder Schwingungsamplituden, beispielsweise im Rahmen eines stärker modellgestützten SHM-Ansatzes.

Die Versuche erfolgten zur Erprobung der Anwendung für Messungen an WEA, bzw. im Falle der Videogrammetrie, auch zur Verfahrensentwicklung. Beide Verfahren liefern als Messgröße eine Auslenkung, bzw. Verschiebung, und im Falle des LDV zusätzlich die Schwinggeschwindigkeit.

#### **Laser-Doppler-Vibrometrie**

Die LDV wird zur berührungslosen Schwingungsmessung in einer Reihe von Anwendungsfeldern eingesetzt. Das Messverfahren beruht auf dem Doppler-Effekt, welcher eine Frequenzverschiebung der von einem bewegten Objekt reflektierten elektromagnetischen Welle hervorruft. Die Frequenzverschiebung ist proportional zur Geschwindigkeit des Objekts. Im Falle der LDV wird ein Laserstrahl genutzt, der vom Messobjekt reflektiert wird. Durch Interferometrie wird die Frequenzverschiebung zwischen der ausgesendeten und der nach Reflexion empfangenen Welle ermittelt. Daraus wird die Geschwindigkeit des Objekts bestimmt. Zusätzlich kann durch eine Frequenzverschiebung des Referenzstrahls und durch Zählen von Hell-Dunkel-Übergängen auf dem Detektor, nach Interferenz der zwei Strahlen, auf die Auslenkung rückgeschlossen werden. Das Verfahren zeichnet sich durch einen großen Messbereich hinsichtlich erfassbarer Frequenzen und Amplituden bei linearem Übertragungsverhalten aus, was die Bandbreite an möglichen Anwendungen von medizinischen Anwendungen über Ultraschallmessungen bis Modalanalyse erklärt (Castellini et al. 2006; Goyal & Pabla 2016; Rothberg et al. 2017).

Die Signalqualität ist abhängig vom Anteil der zurückgestreuten und empfangenen Signalenergie, sowie von Speckle-Rauschen (Göhler et al. 2020; Goyal & Pabla 2016), welches aus der Oberflächenrauigkeit des Messobjekts resultiert. Zur Verbesserung der Reflektivität des Messobjekts, werden teilweise Beschichtungen oder Folien aufgebracht. Durch Erhöhung der Intensität des ausgesendeten Laserstrahls kann die Signalqualität ebenso erhöht werden, sodass, je nach Anwendung, auf eine Beschichtung des Messobjekts verzichtet werden kann. Für Laserstrahlung im sichtbaren Bereich ergeben sich Grenzen aufgrund der Arbeitssicherheit. Daher werden für

LDV vermehrt Laser mit Wellenlängen im nicht sichtbaren Infrarotbereich verwendet.

Die Messung erfolgt stets eindimensional in Strahlrichtung. Inzwischen sind auch 3D-Messsysteme verfügbar, die mehrere Messköpfe verwenden, um einen Punkt des Messobjekts aus verschiedenen Winkeln zu vermessen und so auf die Bewegung im Raum rückschließen können. Die Geräte sind eher für kleinere Objekte und Abstände geeignet. Die Herausforderung in der vorliegenden Anwendung liegt in den großen Abständen und ungünstigen Betrachtungswinkeln. Durch geeignete Objektive können Messungen in großen Abständen vorgenommen werden. Die Problematik des Betrachtungswinkels lässt sich nicht einfach lösen.

Die Vermessung von WEA mit Hilfe der LDV ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten. Eine Problemstellung neben den großen Höhen ist die Messung an rotierenden Rotorblättern, für die eine Nachverfolgung notwendig ist. Ozbek und Rixen (2013) führten erfolgreich LDV- und photogrammetrische Messungen am Turm und unbewegten Rotorblättern einer 2,5 MW WEA mit 80 m Nabenhöhe durch. Für beide Verfahren wurden Marker auf Blatt- und Turmoberflächen installiert, welche die Reflektivität erhöhen. Einer der Vorteile der Verfahren, die einfache Durchführung ohne Zugang zur Anlage, entfällt dadurch. Messungen ohne Marker, direkt auf Turm- oder Rotorblattoberfläche, sind nur an kleineren Anlagen bekannt.

Dai et al. (2015) führten direkte LDV-Messungen auf der Turmoberfläche einer 1,5 MW WEA mit 65 m Nabenhöhe durch und nutzen die Ergebnisse für eine Operational Modal Analysis.

Zieger et al. (2020) vergleichen seismische Messungen mit LDV-Messungen am 100 m Turm einer WEA in 20 m Höhe ohne Marker und finden eine gute Übereinstimmung. Für die Messungen wurde ein vom Fraunhofer Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung (IOSB) entwickeltes Gerät zur LDV verwendet, welches auch zur Messung an rotierenden Rotorblättern von WEA geeignet ist. Entsprechende Untersuchungen wurden von Göhler et al. (2020) beschrieben. Messobjekte waren ein Punkt in 50 m Höhe auf dem Turm und die Rotorblätter einer WEA mit 100 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 82 m. Die Messungen erfolgten ohne Beschichtungen, welche die Reflektivität erhöhen. Fokus der Untersuchungen lag auf der Analyse von Fehlerquellen aus dem rotierenden Messpunkt. Ein Ableiten von Eigenfrequenzen der Rotorblätter oder des Turms ist aus den in der Veröffentlichung gezeigten Abbildungen nicht möglich, da Spektren über Frequenzbereiche bis 500 Hz oder 800 Hz gezeigt werden, in denen der relevante Bereich von 0-10 Hz nicht sichtbar ist (Hau 2016; Ozbek & Rixen 2013; Resor 2013).

Alternative Verfahren zur Erfassung der Schwingungen von rotierenden Rotorblättern von WEA mithilfe der LDV wurden bisher nur im Labor oder Modellmaßstab getestet (Dilek et al. 2019; Dolinski & Krawczuk 2020; S. Yang & Allen 2012). Marks et al. (2017) stellen eine alternative Anwendung zur zerstörungsfreien Prüfung von Rotorblättern mithilfe von Lamb-Wellen, die durch scannende LDV erfasst werden, vor. Untersuchungen, die einen LDV-Scan der Turmstruktur für verschiedene Höhen und die Ableitung von Schwingformen erlauben, sind nicht bekannt. Das von Zieger et al. (2020) und Göhler et al. (2020) beschriebene Gerät müsste laut den Informationen in den Veröffentlichungen auch für diese Aufgabenstellung geeignet sein.

Eines der Ziele der hier durchgeführten Versuche war die Messung von Schwingformen, bzw. Operational Deflection Shapes (ODS), des Turmes mit scannender LDV. Dabei werden verschiedene Messpunkte entlang der Turmhöhe, und Messdauern vorgegeben, die anschließend vom System automatisch angefahren und vermessen werden. Entsprechende Untersuchungen wurden bereits an Strommasten vorgenommen. Die Anwendung an der betrachteten WEA stellt laut Gerätehersteller den Grenzbereich der Einsatzfähigkeit hinsichtlich der Objektgröße dar. Für die Untersuchungen wurde mit der Polytec GmbH zusammengearbeitet, welche die Geräte bereitstellte; die Messungen wurden gemeinsam durchgeführt.

Dabei wurden Geräte eingesetzt, die Laserstrahlung im nicht sichtbaren Infrarotbereich ( $\lambda = 1550 \text{ nm}$ ) nutzen. Zur Positionierung der Messpunkte sind zusätzlich Laser mit grünem Strahl ( $\lambda = 532 \text{ nm}$ ) verbaut, welche in Abb. 4.11a am Turm der WEA zusammen mit der roten Flugbefehrerung sichtbar sind. Als Reflektor wurde die Turmoberfläche selbst genutzt, ohne Hilfsmittel zur Erhöhung der Reflektivität. Außerdem wurden ein Gerät zur Messung an einem Punkt (Polytec RSV-150) sowie ein Gerät zur scannenden Messung (Polytec PSV-500) verwen-

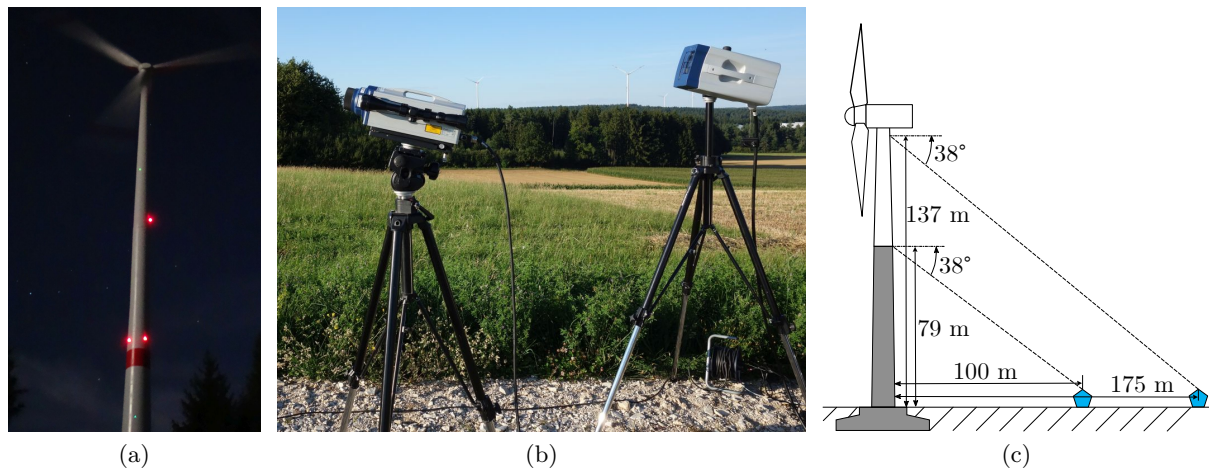


Abbildung 4.11: Aufbau LDV-Messung: (a) Zwei Ziellaser auf WEA Turm, (b) verwendete LDV-Messköpfe auf Stativen, (c) Abstände und Einfallswinkel.

det, siehe Abb. 4.11b. Die Messungen erfolgten an zwei Terminen mit verschiedenen Geräten, bei denen es sich teilweise um Prototypen handelte.

Es wurden Messungen in verschiedenen Abständen zur WEA durchgeführt. Für die Signalqualität ist ein geringer Abstand, aber auch ein möglichst kleiner Winkel zwischen Objektoberflächennormalen und Laserstrahl (Einfallswinkel) vorteilhaft. Da nur der Abstand variiert werden kann und bei geringerem Abstand der Einfallswinkel größer wird, muss hier ein Kompromiss gefunden werden. Die Mehrzahl der Messungen wurden im Abstand von ca. 100 m vorgenommen. Je nach Messposition ergibt sich ein anderer Einstrahlwinkel. Für die Messposition auf Höhe des Adapters (79 m) ergibt sich ein Winkel von  $\approx 38^\circ$ , bei dem nur ein geringer Anteil der Laserstrahlung in Richtung des Messgeräts reflektiert wird. Für höher gelegene Positionen verschlechtert sich dieser Wert weiter. Messungen der Gondelverschiebung wurden in einem Abstand von 175 m zum Turm und damit ebenfalls unter einem Winkel von  $\approx 38^\circ$  erhoben.

### Videogrammetrie

Der Einsatz von Videoaufnahmen zur Messdatenerfassung ist für einzelne Anwendungen bereits etabliert, zum Beispiel in Form von Digital Image Correlation (DIC) für die Aufnahme von Dehnungsfeldern (Pan et al. 2009). Für die Vermessung von WEA wird das Verfahren bisher nur in Einzelfällen genutzt. Ozbek und Rixen (2013) erproben die Anwendung eines GOM-Systems zur Vermessung einer WEA mithilfe von am Turm und an den Rotorblättern angebrachten Markern. Eine andere Anwendung von Videoaufnahmen ist die Visualisierung von Schwingungserscheinungen und Ursachenanalyse an Bauteilen oder Anlagen. Die Videoaufnahmen werden dafür einer Bewegungsverstärkung (motion magnification) unterzogen (Liu et al. 2005). Durch die Verwendung von Hochgeschwindigkeitskameras kann der beobachtbare Frequenzbereich deutlich erweitert werden und es können Auslenkungen extrahiert werden (Chen et al. 2015). Das Verfahren wurde bereits für das SHM von Rotorblättern von WEA eingesetzt (Sarraf et al. 2018).

Hier wurde ein Verfahren angewendet, welches weniger der Visualisierung dient. Stattdessen steht die Auslenkungs- und Schwingungsmessung im Vordergrund. Ähnliche Verfahren werden unter anderem von Feng und Feng (2017), Khuc und Catbas (2017), Santos et al. (2016) vorgeschlagen. Das Verfahren wurde von Raith (2022) und Mayer (2017) entwickelt und angewendet; die Arbeiten wurden von Botz et al. (2018) zusammengefasst. Die Messung erfolgt dabei mit handelsüblichen Spiegelreflex-Digitalkameras mit Videofunktion oder einem Camcorder. Die Entwicklung durchlief mehrere lauffähige Versionen mit unterschiedlichen Eigenschaften. Das zuerst von Raith (2022) entworfene Verfahren wird als Strategie A bezeichnet. Dieses Verfahren basiert auf einer Berechnung von Verschiebungen zwischen Einzelbildern eines Videos mithilfe der Kreuzkorrelation. Die Auflösung ist dabei nicht auf ganze Pixel begrenzt, sondern kann

mit Subpixel-Registrierungsverfahren Guizar-Sicairos et al. (2008) verfeinert werden. In dieser Arbeit wurde auf eine Implementierung des „single-step DFT algorithm“ der letztgenannten Autoren zurückgegriffen. Zunächst können Auslenkungen nur in der Bildebene bestimmt werden, wobei ein Objekt mit bekannten Abmaßen im Bild benötigt wird, um von Pixelverschiebungen auf reale Messgrößen rückzuschließen.

Botz et al. (2017a) beschreiben das Verfahren und erste Anwendungen an der WEA: Die videobasierten Auslenkungssignale stimmen gut überein mit Auslenkungen, die durch Integration von Beschleunigungssignalen des Dauerüberwachungssystems berechnet wurden.

Mayer (2017) erweiterte das Verfahren um einen photogrammetrischen Ansatz (Strategie B). Hier werden innere und äußere Orientierung des Kamerasystems bestimmt und daraus auf die Position eines Objekts im Raum (im Bezug zur Kamera) rückgeschlossen. Zur Bestimmung der inneren und äußeren Orientierung müssen Informationen über die vorliegende Geometrie bekannt sein. Das können einerseits Abmessungen, andererseits geometrische Formen, wie Kreisform, Linie o. ä., sein. Bei Verwendung von zwei Kameras ist eine Verschiebungsmessung in allen drei Raumrichtungen möglich. Mit einer Kamera können auch Verschiebungen senkrecht zur Bildebene berechnet werden, unter der Annahme, dass keine Verschiebung in vertikaler Richtung auftritt. Bei Anwendung des Verfahrens auf mehrere Einzelbilder eines Videos ergibt sich die Verschiebung eines Objekts aus der verändernden Position im Bild.

Es wurden Aufnahmen mit mehreren Kameras gleichzeitig durchgeführt, die eine Anwendung beider Strategien erlauben. Abb. 4.12a zeigt den von Mayer (2017) entworfenen Messaufbau.

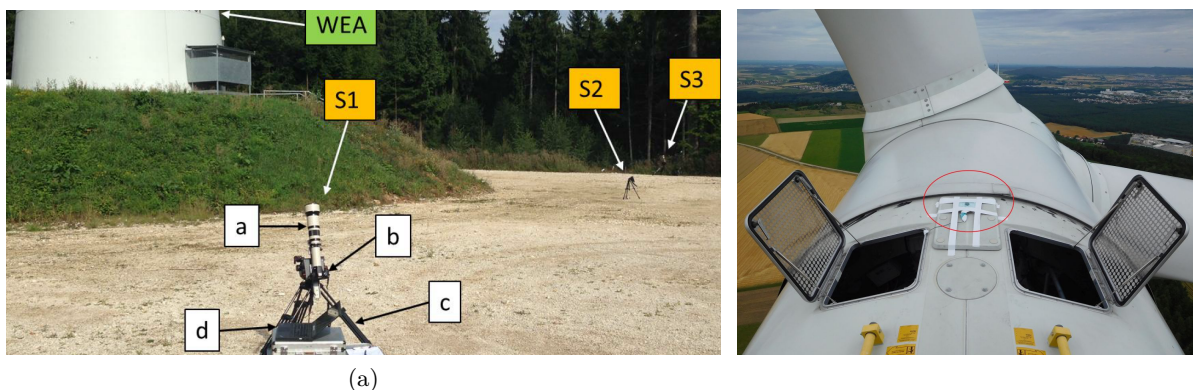


Abbildung 4.12: (a) Messaufbau für Videoaufnahmen mit drei Kameras (Mayer 2017); (b) Aufbau GNSS-Messung: Mittig auf Gondel positionierte GNSS-Antenne.

Zur Erfassung der Verschiebungen im Raum nach Strategie A wurden zwei DSLR-Kameras (S1, S3), Canon EOS 1100D und 1300D mit Teleobjektiven (a, Brennweite 650 mm) auf Stativen (c) im 90° Winkel zueinander und in 28 m Abstand zum Turm positioniert. Die Fokuseinstellung und Datenerfassung wurde mit Laptops (d) durchgeführt. Gleichzeitig wurden Aufnahmen mit einem Sony HDR CX-900 Camcorder (S2, Brennweite 111,6 mm) erhoben, der sich mittig zwischen den DSLR-Kameras in 20 m Abstand zum Turm befand. Die Aufnahmen des Camcorders wurden für Strategie B verwendet. Die Bilderfassungsrate des Kamerasystems ist auf 25 Bilder pro Sekunde (fps) begrenzt, wodurch eine Schwingungsanalyse nur für niedrige Frequenzbereiche möglich ist. Zur Erfassung des Schwingungsverhaltens des WEA-Turms ist dies ausreichend. Neuere handelsübliche Kameras erlauben höhere Abtastraten im Bereich 60 fps.

#### 4.6.5 Globales Navigationssatellitensystem

Das in erster Linie zur Navigation und Ortung verwendete globale Navigationssatellitensystem (GNSS: Global Navigation Satellite System) kann unter bestimmten Voraussetzungen auch zur Schwingungsmessung verwendet werden. Aus einer Absolutposition in geodätischen Koordinaten, bzw. deren Zeitverlauf, können Auslenkungen in drei Raumrichtungen abgeleitet werden.

Das Verfahren liefert absolute Auslenkungen in einem unabhängigen, erdfesten Koordinatensystem. Die globale Größe der Turmkopfauslenkung als Resultierende der Biegelinie des Turms eignet sich gut zur Modellvalidierung oder als Input für einen Kalman-Filter-Ansatz. Die Positionierungsgenauigkeit liegt im Bereich von cm bis mm (Im et al. 2013). Es können allerdings nur relativ niedrige Schwingfrequenzen erfasst werden, da die Datenerfassungsrate i. d. R. begrenzt ist. Der hier verwendete Empfänger erlaubt eine maximale Datenerfassungsrate von  $f_s = 14$  Hz. In Kombination mit aus Beschleunigungsmessungen ermittelten Auslenkungen kann auch ein höherer Frequenzbereich überwacht werden.

GNSS-Empfänger können mehrere GNSS-Systeme nutzen: NAVSTAR GPS, Galileo, GLO-NASS oder BeiDou. Für zivile Anwendungen wird ein Nutzsignal auf eine Trägerfrequenz moduliert und von Satelliten ausgesendet. Das Empfangsgerät erzeugt gleichzeitig ein zweites identisches Nutzsignal. Durch einen Vergleich der beiden Nutzsignale kann eine Zeitdifferenz und damit die Laufzeit des Signals berechnet werden. Zur Lokalisierung des Empfängers sind vier Unbekannte zu ermitteln: Zum einen die Zeitinformation, zum anderen die Ortsinformation in drei Raumrichtungen. Zur Lösung werden daher Signale von mindestens vier Satelliten gleichzeitig benötigt.

Gewöhnliche GNSS-Empfänger, wie sie beispielsweise in Smartphones verbaut sind, liefern nicht die benötigte Genauigkeit in Raum und Zeit zur Schwingungsmessung. In der Geodäsie werden deshalb Multi-GNSS-Empfänger eingesetzt, die mehrere Empfänger (Differentielles GNSS) und Signale mit verschiedenen Frequenzen nutzen, sowie zusätzlich die Trägerfrequenz bzw. Phase auswerten, um die Positionierungsgenauigkeit zu erhöhen. Erfolgt die Positionsbestimmung während der Messung, wird das Verfahren als Real-Time Kinematic (RTK-GNSS) bezeichnet (L. Zhang 2016).

Für die Phasenauswertung der Trägerfrequenz erzeugt der Empfänger neben dem Nutzsignal auch die Phase der Trägerfrequenz und vergleicht diese mit der Phase des empfangenen Signals. Die Anzahl der bereits durchlaufenen Phasen bleibt zunächst unbekannt und wird zusammen mit weiteren Gerätefehlern als „ambiguity term“ bezeichnet. Dieser Mehrdeutigkeitsterm wird mittels Ausgleichsrechnung bestimmt, bzw. angenähert.

Weitere Fehler entstehen aus Atmosphäreneinfluss, Uhrenfehlern, oder Mehrwegempfang (Multipath). Mehrwegeeffekte entstehen durch Signalreflektionen an Objekten in Antennennähe, beispielsweise Hauswände oder Bäume, und führen zu verfälschten Amplituden und Phaseninformationen. Die genannten Fehler können durch den Einsatz zweier Empfänger aufgelöst, bzw. minimiert werden. Dabei wird neben dem bewegten Sensor (genannt Rover) eine nahegelegene unbewegte Referenzstation (Base) genutzt. Die Referenzstation kann entweder eine öffentlich betriebene sein, oder selbst aufgestellt werden. Mit dem Wissen, dass die Base eine feste Ortsposition behält, können Positionierungsfehler aus den o. g. Ursachen unter der Annahme, dass die Fehler in gleicher Weise auf beide Empfänger wirken, kompensiert werden.

GNSS wird für das SHM seit geraumer Zeit genutzt und weiterentwickelt. Im et al. (2013) und Shen et al. (2019) geben einen Überblick über die verwendeten Technologien und Anwendungen. GNSS wird zur Überwachung von Türmen (Breuer et al. 2002; Schäfer et al. 2006), Brücken (Meng et al. 2018) und Hochhäusern (Al-Qazweeni et al. 2020) eingesetzt. Anwendungen an WEA sind nur wenige bekannt: Mostböck und Petryna (2014) nutzten GNSS zur Schwingungsüberwachung, Caterino et al. (2020) untersuchen die Nutzung von GNSS-Daten zur Optimierung der Anlagenregelung. Außerdem existiert ein Patent von Benito und Yegro (2010) zur Lastregelung anhand von GNSS-Daten. Auch die Nutzung zur Positionsverfolgung von Rotorblättern während der Montage wird von Maes et al. (2018) vorgeschlagen.

Allen Vorhaben gemeinsam ist die Nutzung geodätischer Multi-GNSS-Empfänger, die Investitionskosten im Bereich von 20000 € verlangen. Die Kosten werden von Shen et al. (2019) als eine der Herausforderungen zur Nutzung im SHM genannt. Es existieren aber auch low-cost-GNSS-Systeme, deren Leistungsfähigkeit aktuell untersucht wird (Jo et al. 2013; Pimpi 2016; Stempfhuber & Buchholz 2011; Wiśniewski et al. 2013), auch speziell für die Anwendungen im SHM (L. Zhang 2016). Der enorme Kostenvorteil (Investitionskosten ca. 500 € für zwei



Empfänger) entsteht durch die Nutzung verbreiteter Einplatinenrechner wie Raspberry Pi, oder System-on-Chip (SoC) Systeme wie Intel Edison, zusammen mit der Open Source Datenauswertungssoftware RTKLIB (Takasu & Yasuda 2009).

Die Leistungsfähigkeit der Open-Source Software wurde bei Nutzung nur eines Empfängers von Wiśniewski et al. (2013) untersucht und positiv bewertet. L. Zhang (2016) führte einen direkten Vergleich mit geodätischen Empfängern durch, der eine vergleichbare Leistungsfähigkeit und Eignung der low-cost-Lösungen ergab. Als Nachteile wurden eine längere Initialisierungszeit, sowie eine höhere Anfälligkeit für Mehrwegempfang.

Hier soll die Nutzbarkeit eines solchen low-cost-Systems zur Überwachung des Schwingungsverhaltens und der Auslenkung der Gondel untersucht werden. Das verwendete System „Emlid Reach“ wurde ursprünglich für die Anwendung an Drohnen (UAVs) entwickelt. Es nutzt die L1-Frequenz (1575,42 MHz) und ermöglicht über ein Intel Edison System die Echtzeitberechnung der Position. Die Konfiguration erfolgt via Bluetooth über eine App. Im Versuch wurde eine eigene Basisstation verwendet, wobei keine Datenverbindung zwischen den Geräten bestand. Daher erfolgte die Positionsberechnung im Postprocessing, siehe Abb. 4.13.

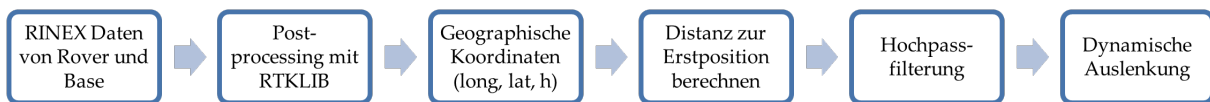


Abbildung 4.13: Datenverarbeitung der GNSS-Signale zu dynamischen Auslenkungen.

Das System wurde mittig auf der Gondel installiert, wie in Abb. 4.12b ersichtlich. Die Basisstation wurde in 250 m Entfernung auf einem Stativ in einem Feld aufgestellt für einen uneingeschränkten Signalempfang. Die Analyse der Messergebnisse ist in Absch. 5.1.4 zu finden.

## 4.7 Optimierung des Messaufbaus

Für das Konzept des Messaufbaus verbleibt weiteres Optimierungspotential. Dies bezieht sich zum Beispiel auf die Wahl der Positionen von Schwingungssensoren, die weiter automatisiert werden kann. Dafür können „Optimal Sensor Placement“-Verfahren (OSP) genutzt werden. Entsprechende Verfahren wurden hier erfolgreich angewendet. Ein anderer Aspekt, welcher optimiert werden kann, betrifft die praktische Umsetzung. Bei der Sensorinstallation zeigte sich, dass eine vorgegebene Positionierung und -orientierung im Turm teilweise schwer umsetzbar war. Die genaue Kenntnis der Position und Orientierung von Sensoren ist wichtig, da ein Messwert immer, damit verknüpft, interpretiert wird. Daher wurden Verfahren zur nachträglichen Bestimmung und Überprüfung der Sensororientierung entwickelt und angewendet.

### 4.7.1 Optimale Sensorpositionen

Die Auswahl von Sensorpositionen für das SHM geschieht oftmals subjektiv nach Systemverständnis. Für die automatische Auswahl optimaler Positionen existieren eine Reihe von Methoden. Sie unterscheiden sich grundsätzlich nach verwendeter Sensorart und SHM-Verfahren. Weiterhin werden unterschiedliche Kriterien genutzt, welche eine quantitative Bewertung und einen Vergleich der potentiellen Sensorpositionen ermöglichen. Anhand der Kriterien werden Zielfunktionen formuliert, die dann iterativ und teilweise mit Optimierungsverfahren unter Variation der Sensorpositionen maximiert oder minimiert werden.

Aufgrund der Vielzahl der OSP-Verfahren werden diese hier nicht einzeln genannt, sondern es wird auf die zusammenfassende Literatur verwiesen. Ostachowicz et al. (2019) liefern einen Überblick zu OSP-Verfahren für SHM-Verfahren, basierend auf elastischen Wellen, Dehnungsmessungen und Schwingungsmessungen. Mallardo und Aliabadi (2013) ergänzen Verfahren für Schädigungs- und Impaktdetektion, während Tan und Zhang (2020) verschiedene Optimierungsverfahren für das OSP vergleichen.

Am weitesten verbreitet sind Methoden für Schwingungssensoren im Bereich der Systemidentifikation, bzw. für das schwingungsbasierte SHM. Diese werden z. B. von Li (2011) und Habegger (2014) näher erläutert und verglichen. Auch Mendler (2020) liefert eine umfassende Übersicht zu Kriterien und Optimierungsverfahren. Ziel der Verfahren ist die Bestimmung von Sensoranordnungen, welche eine bestmögliche Identifikation der Eigenfrequenzen und Eigenschwingformen ermöglichen und örtliches Aliasing verhindern (Ostachowicz et al. 2019). Dies deckt sich mit der Zielstellung der Schwingungsmessung der vorliegenden Arbeit.

Die Zielstellungen von OSP-Verfahren für Dehnungssensoren unterliegen einer größeren Bandbreite und sind beispielsweise darauf ausgerichtet lokal Schäden zu erkennen oder örtliche Extrapolation zu ermöglichen. Für die hier vorliegende Zielstellung der Lastmessung und Lebensdaueranalyse in Hot-Spots sind die Verfahren eher nicht geeignet und wurden nicht angewendet.

Ein häufiges Anwendungsobjekt von OSP-Verfahren für Schwingungsmessungen sind Brücken. Meo und Zumpano (2005) vergleichen verschiedene OSP-Verfahren für eine Brücke und validierten die Ergebnisse anhand realer Messdaten. Habegger (2014) fasst die Ergebnisse mehrerer Fallstudien an Brücken zusammen. Mendler (2020) geht noch einen Schritt weiter und betrachtet statt modaler Parameter die kleinsten detektierbare Schädigung (minimum detectable damage) als Zielgröße.

Anwendungen von OSP-Verfahren für WEA sind, mit Ausnahme der Untersuchung von Schulze et al. (2016), keine bekannt. Dabei wurden drei OSP-Verfahren anhand der Eigenschwingformen eines Mehrkörpersimulationsmodells einer WEA angewendet, die auf der Maximierung der linearen Unabhängigkeit der Eigenschwingformen basieren. Als Bewertungskriterium für den Vergleich der Ergebnisse der drei Verfahren wurden die Nebendiagonaleinträge der MAC-Matrix verwendet, welche sich bei linearer Unabhängigkeit Null annähern. Die möglichen Sensorpositionen wurden hier auf den Turmkopf und die Rotorblätter begrenzt. Als zu identifizierende Schwingungsmoden wurden hauptsächlich die der Rotorblätter gewählt und nur die erste Biege- und Torsionsmode des Turms berücksichtigt, sodass die Übertragbarkeit der Ergebnisse für die vorliegende Aufgabe begrenzt ist.

Relevantere Anwendungen an Hochhäusern (Sun & Büyüköztürk 2015) und Türmen (Marano et al. 2011). Während Sun und Büyüköztürk (2015) ein Optimierungsverfahren zur Minimierung der Nebendiagonaleinträge der MAC-Matrix entwickelten und erprobten, verglichen Marano et al. (2011) sechs verschiedene OSP-Verfahren in der Anwendung an zwei Gittertürmen. Dabei wurde das Effective Independence (EI) Verfahren als am besten geeignet bewertet. Während bei anderen Verfahren eine lokale Häufung von Sensorpositionen auftrat, lieferte das EI-Verfahren eher gleichmäßig verteilte Sensorpositionen. Da für diese Arbeit Eigenschwingformen mit ausreichender örtlicher Auflösung ohne Aliasing-Effekte abgebildet werden sollen, ist dies eine relevante Eigenschaft. Die Ergebnisse bleiben außerdem konsistent für unterschiedliche Anzahl an gewünschten Sensoren.

Basierend auf den Reviews, Vergleichsstudien und Anwendungsbeispielen wurden potentiell geeignete Verfahren ausgewählt. Dabei wurde auch die Zielstellung berücksichtigt, ein robustes Verfahren zu identifizieren und zu testen, welches auf Basis von begrenzten Informationen (wie Näherungen von Eigenschwingformen aus einem Starrkörpermodell oder Testmessungen) schnell ein Ergebnis liefert und für den Entwurf und die Installation eines Messsystems zur Dauerüberwachung genutzt werden kann.

Eines der von Schulze et al. (2016) genutzten Verfahren, die Minimierung von Nebendiagonaleinträgen der MAC-Matrix nach Breinfeld (1995), wurde von Neri (2017) für die vorliegende WEA angewendet, zusammen mit dem Verfahren nach Sun und Büyüköztürk (2015), welches die gleiche Zielstellung verfolgt. Die Optimierung ist erfolgreich, vor allem das Verfahren nach Sun und Büyüköztürk (2015) erzielt geringe Nebendiagonaleinträge der MAC-Matrix. Die ermittelten Sensoranordnungen weisen jedoch örtliche Häufungen auf, sodass es zu Aliasing kommt, und Eigenschwingformen nicht korrekt dargestellt werden. Gleiches gilt für die Modal Kinetic Energy Methode (MKE), die von Kemmar (2018) zusammen mit der EI-Methode nach Kammer (1991), für die vorliegende Aufgabenstellung angewendet wurde. Die Ergebnisse der EI-Methode



wurden hier als zielführend bewertet und werden näher beschrieben. Für Details und Ergebnisse der Anwendung der Methoden nach Breiẗfeld (1995), Sun und Büyükoztürk (2015) und Kammer (1991) (MKE) wird auf die genannten Arbeiten verwiesen.

Die EI-Methode wird von Li (2011) und Ostachowicz et al. (2019) als eine der einflussreichsten und am meisten verwendeten Methoden bezeichnet, die auch in kommerzieller Software benutzt wird. Sie wird bei der Entwicklung neuer OSP-Methoden oftmals als Referenz genutzt (Habegger 2014; Rao et al. 2014) und zeichnet sich durch viele vorteilhafte Eigenschaften aus. Eine davon ist die niedrige Anforderung an Eingangsdaten, sowie die einfache und schnelle Anwendbarkeit. Im Gegensatz zu anderen Methoden, wie z. B. der Kinetic Energy Based Method, werden als Eingangsgrößen nur die Eigenschwingformen benötigt und keine Informationen zu Massen- oder Steifigkeitsverteilung. Das Ergebnis ist nach Li (2011) außerdem unabhängig von der Normalisierung der Eigenschwingformen. Die Methode kann folglich auch angewendet werden, wenn keine Massen- und Geometrieinformationen verfügbar sind und Eigenschwingformen experimentell bestimmt wurden, z. B. durch Testmessungen mit berührungslosen Messverfahren.

Ziel des EI-Verfahrens ist es, eine Kombination von Sensorpositionen auszuwählen, die möglichst gut unterscheidbare Eigenschwingformen liefern. Dazu wird die Fisher-Informationsmatrix (FIM) genutzt, welche den Informationsgehalt von Daten bezüglich Systemparametern quantifiziert. Über die FIM wird die Verteilung der effektiven Unabhängigkeit der Sensorpositionen  $E_D$  berechnet. Für jeden Freiheitsgrad (potentielle Sensorposition) des Systems enthält  $E_D$  einen Wert, welcher den anteiligen Beitrag im Wertebereich  $[0, 1]$  der Sensorposition zur linearen Unabhängigkeit der Eigenschwingformen enthält. In einem iterativen Verfahren wird, ausgehend von allen Freiheitsgraden, stets der Freiheitsgrad mit dem geringsten Wert entfernt. Übrig bleiben die Freiheitsgrade, welche mit Sensoren überwacht werden sollten. Zur Berechnung existieren verschiedene Ansätze. Der hier verwendete Ansatz ist in Gl. 4.1 dargestellt. Die Spalten der Matrix  $\Phi$  enthalten die Eigenschwingformen in aufsteigender Reihenfolge, die durch die Sensoranordnung detektierbar sein sollen. Die Eigenschwingformen werden dabei anhand aller Freiheitsgrade dargestellt, die als Sensorpositionen in Frage kommen.

$$E_D = \text{diag}(\Phi[\Phi^T\Phi]^{-1}\Phi^T) \quad (4.1)$$

Es gibt verschiedene Erweiterungen und Modifikationen des Verfahrens, die teilweise unterschiedlich bewertet werden (Habegger 2014; Kammer 2005; Li 2011; Marano et al. 2011; Meo & Zumpano 2005). Da in vielen Fällen das unmodifizierte EI-Verfahren als Referenz herangezogen wird und Marano et al. (2011) es als besonders robust und am besten geeignet für Turmstrukturen bewerten, wurde es hier angewendet.

Dabei wurden zwei verschiedene Datengrundlagen genutzt und die Ergebnisse gegenübergestellt: Eigenschwingformen aus dem Starrkörpermodell und dem FE-Modell. Besonders relevant erscheint hier die Anwendung auf der Basis des Starrkörpermodells, da dieses einfacher und schneller generiert werden kann, sodass in der Entwurfsphase von Messsystemen schnell die optimalen Positionen ermittelt werden können.

Die unter den zwei verschiedenen Datengrundlagen erzielten Ergebnisse sind in Abb. 4.14 gegenübergestellt. Es wurden jeweils die ersten vier Biegeeigenformen verwendet und vier optimale Sensorpositionen berechnet. Dies entspricht der Mindestanzahl an Sensoren, die für eine messtechnische Erfassung und eindeutige Unterscheidung der vier Biegeeigenformen notwendig sind. Die Ergebnisse unterscheiden sich nur geringfügig. Dies entspricht den Erwartungen, da sich die Eigenschwingformen aus den zwei Modellen ähneln (siehe Abb. 3.5).

In der ersten Ausbaustufe des Messsystems wurden Datenerfassungsknoten und Sensoren in Bereichen von Plattformen installiert (S2a in 79 m, S3a in 137 m Höhe). Die Positionen zusätzlicher Beschleunigungssensoren S12a in 45 m und S23a in 113 m Höhe wurden anhand des vorliegenden Ergebnisses gewählt. Die Positionen der Plattformen stimmen gut mit den optimalen Positionen überein, sodass sich insgesamt eine nahezu optimale Sensorplatzierung nach EI-Methodik ergibt. Die anhand des FE-Modells berechneten optimalen Positionen weichen etwas stärker von den Installationsorten ab, mit weiterhin guter Übereinstimmung.

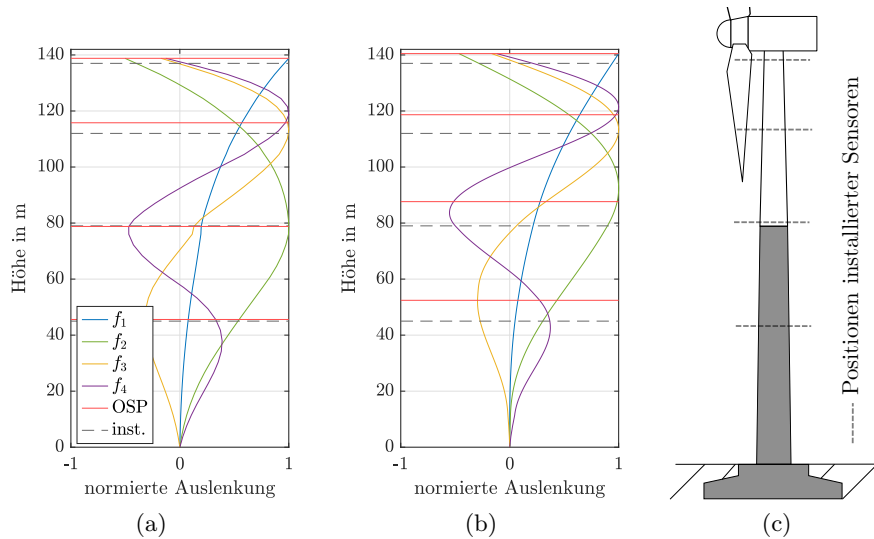


Abbildung 4.14: Eigenschwingformen mit tatsächlichen (inst., (c)) und optimalen (OSP) Sensorpositionen nach EI, basierend auf (a) Starrkörpermodell und (b) FE-Modell.

Damit wurde gezeigt, dass sich die anhand eines einfachen Starrkörpermodells gewonnenen Eigenschwingformen für die Anwendung von OSP-Verfahren eignen und im Entwurfsprozess von Messsystemen für WEA eingesetzt werden können.

#### 4.7.2 Bestimmung der Orientierung vorhandener Sensoren

Für die Datenauswertung ist die genaue Kenntnis der Position und Orientierung der im Turm installierten Sensorik essentiell. Bei der Installation von Sensorik in bestehenden Anlagen ist die Ermittlung der Umfangsposition teilweise problematisch. Die betrachtete WEA weist nur im Betonteil eine Orientierungskerbe auf, welche eine konstante Umfangsposition und Orientierung über der Turmhöhe festlegt. Im Stahlteil ist keine Umfangsmarkierung vorhanden. Weiterhin waren keine Pläne des Innenausbau zugänglich. Dadurch konnten geplante Installationsorte, bzw. deren Umfangspositionen, nur grob anhand der Zustiegsleiter im Turm bestimmt werden. Die Leiter ist bis zu einer Wartungsplattform ca. 10 m unterhalb der Gondel durchgängig. Im Folgenden werden drei verwendete Vorgehen (A-C) zur nachträglichen Bestimmung von Sensorpositionen und -orientierungen beschrieben.

##### A) Vergleich Schwingungsrichtung mit Gierwinkel

Ein einfacher Ansatz, der nur eine erste Abschätzung der Sensororientierung liefern kann, ist die Betrachtung der Hauptschwingungsrichtung im Vergleich zum Gierwinkel, bzw. der Rotororientierung. Der größte Anteil der Schwingungsenergie wirkt bei Betrieb senkrecht zur Rotorebene und entsteht aus Variationen der Rotorschubkraft durch die sich ändernde Windgeschwindigkeit.

Die Schwingungsrichtung kann entweder als Ortskurve visualisiert werden, indem die Messwerte in einer x-y-Ebene aufgetragen werden, oder, anhand einer Vektoraddition und einem resultierenden Schwingungsvektor, ermittelt werden. In beiden Fällen sollte dafür ein Zeitabschnitt während des Betriebs der Anlage gewählt werden, in dem der Gierwinkel sich nicht, oder nur wenig, ändert. Der Vergleich zwischen Gierwinkel und ermittelter Schwingungsrichtung kann als erste Plausibilitätsprüfung dienen.

##### B) Dehnungsmessungen und Gierwinkel bei Gondeldrehung

Die Position von Dehnungssensoren kann relativ zur Gondelstellung bestimmt werden, wenn der Gierwinkel in ausreichend hoher zeitlicher Auflösung zur Verfügung steht. Im vorliegenden Messaufbau sind Dehnungssensoren und Schwingungssensoren in unmittelbarer Nähe mit bekanntem Abstand zueinander installiert, sodass auch auf die Position der Schwingungssensoren

soren rückgeschlossen werden kann. Bei der Gondeldrehung wirkt ein mit dem Gierwinkel den Turm umlaufendes Moment. Das Moment entsteht, weil der Massenschwerpunkt der Gondel von der Turmachse verschoben ist. Eine genauere Beschreibung des Effekts, sowie Messdaten sind in Absch. 6.1.4 zu finden. In unregelmäßigen Abständen kommt es zu einer 360°-Drehung der Gondel, die sich zur Bestimmung der Position der Dehnungssensoren eignet. Aus den Dehnungsmessungen kann die relative Gondelorientierung zum Sensor, und damit die Sensorposition relativ zum Gierwinkel bestimmt werden. Bei bekannter Ausrichtung der Schwingungssensoren zur Turmwand kann, neben der Position, auch die Orientierung der Schwingungssensoren bestimmt werden.

### C) Referenzmessung mit verschiedenen Sensorsystemen

Im Rahmen der Erprobung alternativer Sensortechnologien (siehe Absch. 4.6) wurden Schwingungsmessungen mit unabhängigen Messsystemen durchgeführt, die Schwingungsmessdaten in eigenen Koordinatensystemen liefern. Ergebnisse der Messungen werden in Absch. 5.1.4 mit Messdaten aus der Dauerüberwachung verglichen. Für den Vergleich ist eine Umrechnung auf eine gemeinsame Schwinggröße notwendig. Beschleunigungen wurden dafür zweimal integriert, um Auslenkungen zu erhalten. Das Vorgehen wird im genannten Abschnitt erläutert.

Die Daten der unabhängigen Messsysteme können für eine Orientierungsbestimmung der dauerhaft im Turm verbauten Schwingungssensoren genutzt werden. Das Vorgehen bleibt für verschiedene Messsysteme gleich oder ähnlich und gliedert sich in fünf Teilschritte, die von Mayer (2017) näher beschrieben werden:

1. Schwingungssignale durch Integration oder Differentiation auf gleiche Messgröße bringen
2. Hochpassfilterung aller Signale
3. Zeitsynchronisation anhand Kreuzkorrelation der Radialkomponenten, bzw. der Absolutwerte, die von der Orientierung der Messungen unabhängig sind
4. Schrittweise Rotation des Koordinatensystems der im Turm installierten Sensoren um insgesamt 360° und Bestimmung der mittleren Abweichung zwischen den Signalen für x- und y-Richtung für jeden Rotationsschritt
5. Aus der minimalen mittleren Abweichung ergibt sich der Winkel zwischen den Messrichtungen: Bei bekannter Orientierung eines Messsystems (Referenzmessung) kann die Orientierung des zweiten Messsystems (der im Turm installierten Sensorik) bestimmt werden.

Die Hochpassfilterung wird benötigt, um quasistatische Signalanteile zu eliminieren, da diese von den verwendeten Messsystemen fehlerhaft wiedergegeben werden. Die Ergebnisse der Bestimmung der Sensororientierung werden im Folgenden erläutert.

#### *Globales Navigationssatellitensystem (GNSS)*

Ergebnisse aus satellitenbasierter Positions- bzw. Schwingungsmessungen liegen in geodätischen Koordinaten vor und können in Himmelsrichtungen umgerechnet werden. Die Ergebnisse sind damit ideal geeignet, um die Orientierung der im Turmkopf installierten Sensorik zu bestimmen. Dabei kann ein Zusammenhang der Orientierung der fest installierten Sensorik zu den Himmelsrichtungen abgeleitet werden. Für viele Anwendungen erfolgt eine Transformation der turmfesten Schwingungsdaten in ein Gondel-Koordinatensystem. Der hierzu verwendete Gierwinkel aus den SCADA-Daten ist ebenfalls in Abhängigkeit der Himmelsrichtung angegeben. Entsprechend liegen die Messdaten aus GNSS- und Schwingungssensoren oft bereits im gleichen Koordinatensystem, sodass Orientierungsfehler schnell erkannt werden können. Eine Zeitsynchronisation entsprechend Schritt drei des beschriebenen Vorgehens zwischen Beschleunigungs- und GNSS Daten ist i. d. R. nicht notwendig, da GNSS-Daten bereits einen genauen Zeitstempel enthalten.

Die Turmkopfverschiebung wurde mit einer auf der Gondel installierten GNSS-Antenne gemessen. Abb. 4.15a zeigt das Ergebnis der Berechnung der Sensororientierung für GNSS-Daten und Beschleunigungsmessdaten im Turmkopf (S3a), die zuvor in Auslenkungen umgerechnet

wurden. Die Beschleunigungsmessdaten wurden dabei auf Basis der aus der Installation abgeleiteten Orientierung in ein Koordinatensystem transformiert, dessen Achsen den Himmelsrichtungen entsprechen. Bei korrekter Annahme sollte sich folglich eine minimale mittlere Amplitudenabweichung bei  $0^\circ$  ergeben.

Aus der Untersuchung ergibt sich eine Winkeldifferenz von  $-4,5^\circ$  für die West-Ost und  $0,4^\circ$  für die Nord-Süd-Richtung. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass eine minimale Abweichung von ca. 5 mm verbleibt, die sich aus Fehlern beider Signale, sowie dem Unterschied der Sensorpositionen ergibt. Die GNSS-Antenne war auf der Gondel installiert, und damit einige Meter höher platziert, als der Sensor S3a im Turmkopf. Dies schränkt die erzielbare Genauigkeit der Orientierungsbestimmung ein. Das Ergebnis bestätigt die Orientierung, die bei der Installation bestimmt wurde. Ein Fehler im Größenbereich  $\pm 5^\circ$  kann nicht ausgeschlossen werden. Vergleiche von Signalverläufen beider Messverfahren sind in Absch. 5.1.4 dargestellt.

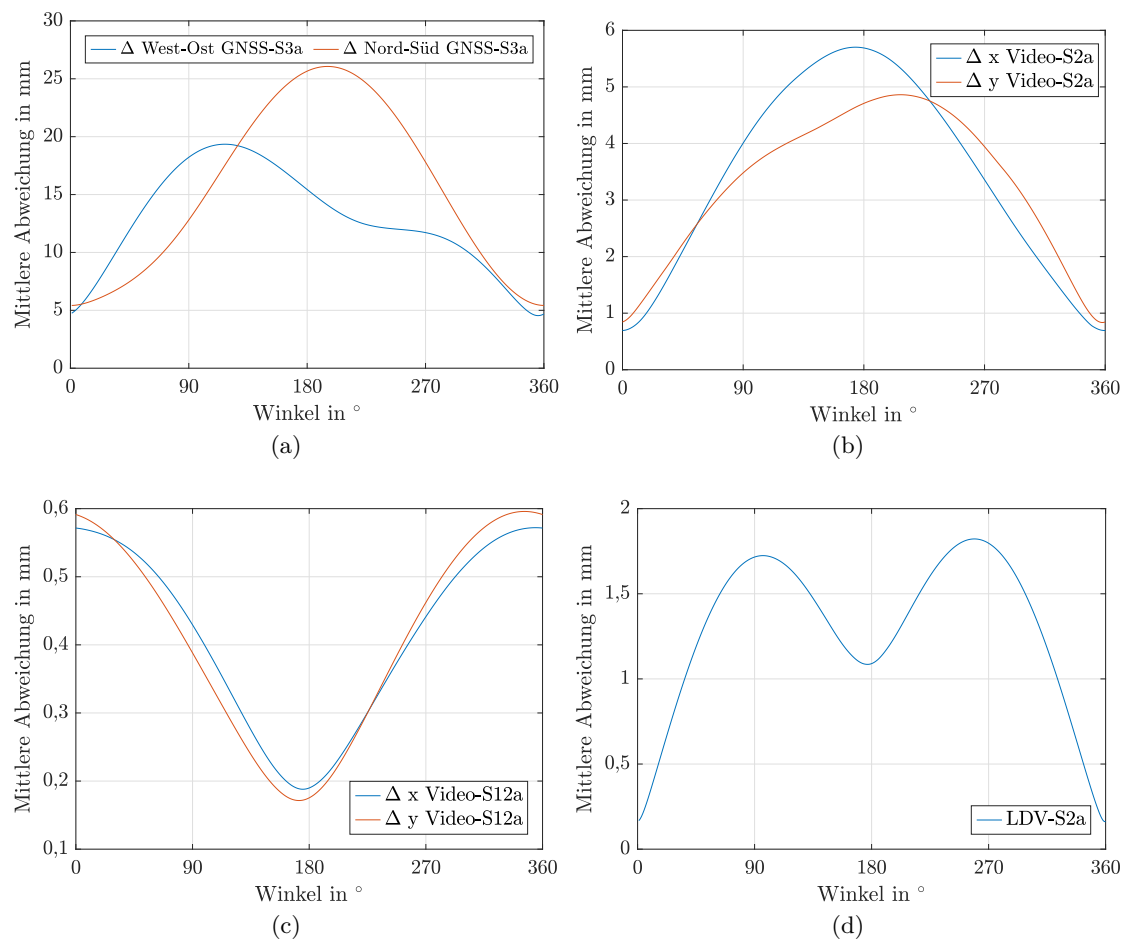


Abbildung 4.15: Mittlere Amplitudenabweichung zwischen Auslenkungen aus Beschleunigungsmessungen (S12a, S2a, S3a) und zusätzlichen Messungen mit GNSS, LDV und Videokameras für verschiedene Rotationswinkel zwischen den jeweiligen Koordinatensystemen.

### Videogrammetrie

Während GNSS-Messungen verfahrensbedingt nur auf der Gondel möglich sind, erlaubt die Videogrammetrie Messungen an verschiedenen Höhenpositionen. Dementsprechend wurde die Orientierung verschiedener Sensoren bestimmt. Die Position des Beschleunigungssensors S2a am Adapter konnte anhand der Orientierungskerbe im Betonteil bei der Installation bereits genau bestimmt werden. Zur Validierung des Verfahrens mit Videogrammetrie zeigt Abb. 4.15b die bekannte Darstellung der mittleren Amplitudenabweichung zwischen Auslenkungen aus Beschleunigungsmessungen und Videogrammetrie. Das Koordinatensystem der Beschleunigungsmessung wurde zuvor, ausgehend von der bekannten Orientierung des Sensors, entlang des videogram-

metrischen Koordinatensystems ausgerichtet.

Die minimale Abweichung zwischen den beiden unabhängigen Messungen tritt für die x-Richtung bei  $0^\circ$  und für die y-Richtung bei  $-2^\circ$  auf. Die im Voraus angenommene Sensorposition wird dadurch bestätigt. Für die Praxis entscheidender ist die Untersuchung der Orientierung des Sensors S12a. Hier wiesen Ergebnisse der OMA auf eine fehlerhaft angenommene Orientierung des Sensors hin. Es wurden unrealistische Eigenschwingformen ermittelt, obwohl die Positionierung des Sensors bei der Installation anhand der Orientierungskerbe vorgenommen wurde. Abb. 4.15c zeigt das Ergebnis der Untersuchung der Sensororientierung: Es weist auf einen Fehler von  $180^\circ$  in der angenommenen Orientierung hin. Der Fehler ergab sich nicht aus der Sensorposition, sondern wahrscheinlich aus einer invertierten Polarität der Sensoren, oder aus vertauschten Anschlusskabeln. Für alle weiteren Untersuchungen wurde die hier ermittelte Orientierung angenommen und das Sensor-Koordinatensystem entsprechend korrigiert.

#### *Laser-Doppler-Vibrometrie*

Die LDV-Messungen wurden mithilfe eines 1D-Messkopfes aufgenommen und liegen nur in einer Richtung vor. Das vorgeschlagene Vorgehen zur Bestimmung der Sensororientierung kann trotzdem mit kleinen Variationen angewendet werden. Zur Zeitsynchronisation können nicht die jeweiligen Absolutwerte verwendet werden. Stattdessen muss, basierend auf dem bestehenden Wissen der Orientierung der Beschleunigungssensoren, durch Drehung des Koordinatensystems ein Auslenkungssignal in Richtung der LDV-Messung abgeleitet werden, anhand dessen die Zeitsynchronisation erfolgt. Im vorliegenden Fall war dies problemlos möglich. Die mittlere Abweichung der Auslenkungen aus LDV- und Beschleunigungsmessung, bei variiertem Orientierung, wurde anhand einer Achse bestimmt und ist in Abb. 4.15d abgebildet.

Die Position des Beschleunigungssensors S2a wurde bereits durch die videogrammetrische Messung bestätigt. Hier ergibt sich die minimale Abweichung zwischen den Messsignalen ebenfalls bei  $0^\circ$ . Dies bestätigt die bisherige Erkenntnis, dass der Sensor wie geplant orientiert ist. Gleichzeitig zeigt es die gute Schätzung der Orientierung der LDV-Messung und deren Eignung zur Bestimmung der Sensororientierung.

# Kapitel 5

## Modalanalyse und Modellabgleich

Der zweite Schwerpunkt der Arbeit ist die automatisierte Modalanalyse mit dem Ziel der Überwachung von Strukturveränderungen und der Sicherstellung der Gültigkeit des FE-Modells. Im ersten Teil des Kapitels wird zunächst die Datengrundlage – die Schwingungsmessdaten – betrachtet und hinsichtlich Störgrößen und Plausibilität untersucht. Anhand der Schwingungsamplituden werden Rückschlüsse zum Langzeitverhalten gezogen. Messergebnisse der dauerhaft installierten Sensorik und der alternativen Sensortechnologien werden verglichen.

Im nächsten Schritt wird das Schwingungsverhalten des Turms im Frequenzraum, kombiniert mit Zusatzinformationen aus Messungen an Spanngliedern und den Rotorblättern, untersucht. Zur Schätzung der Dämpfung werden Ausschwingvorgänge analysiert. Das auf diese Weise erhaltene Vorwissen wird für die Umsetzung der AOMA genutzt. Die Parameterwahl für die OMA selbst und für die Automatisierung wird erläutert. Die Verwendung der AOMA mit den identifizierten Parametern für die Analyse vieler Datensätze bei vorgegebenen Betriebsbedingungen wird beschrieben. Ergebnisse und deren Abhängigkeiten, z. B. zur Außentemperatur oder von verwendeten Sensorkombinationen werden aufgezeigt und diskutiert. Die modalen Parameter des Turms werden für definierte Randbedingungen zusammengefasst und zur Validierung des FE-Modells herangezogen. Weitere Schritte hin zu einem automatischen Modellupdate werden beschrieben.

### 5.1 Schwingungsmessung

#### 5.1.1 Sensortypen, Eigenschaften und Störgrößen

Die Messung von Schwingungen erfolgt durch Sensoren, die an die Struktur gekoppelt werden und so die gleiche Bewegung erfahren. Es existieren verschiedene Prinzipien zur Schwingungsmessung. Die meisten basieren auf einer seismischen Masse, welche im Sensor flexibel gelagert ist und Beschleunigungen erfährt. Anhand der Reaktion der bekannten Masse kann durch verschiedene Verfahren auf die zugrunde liegende Schwingung rückgeschlossen werden.

#### **Bauweisen und Eigenschaften von Schwingungssensoren**

Die hier verwendeten MEMS-Sensoren (S2a, S23a, S3a) basieren auf dem o. g. Prinzip und messen typischerweise in einem an einen Kondensator angelehnten Aufbau die Beschleunigung einer federnd gelagerten seismischen Masse. Das Ergebnis ist ein beschleunigungsproportionales Messsignal. Im Falle des Seismometers (S1v) ist eine seismische Masse in einer stromdurchflossenden Spule aufgehängt, sodass aus dem Stromfluss kann auf die Geschwindigkeit rückgeschlossen werden kann. Piezoelektrische Sensoren (S12a) nutzen den piezoelektrischen Effekt bestimmter Materialien, der zu einer Ladungsverschiebung bei mechanischer Belastung führt, die als Spannung abgegriffen werden kann. Hier wirken die Reaktionskräfte auf eine Piezokeramik. Die dabei erzeugte Ladungsverschiebung wird als Spannung abgegriffen. Die so erzeugten Ladungen fließen mit der Zeit ab, sodass statische Beschleunigungen nur für kurze Zeit stabil gemessen werden können. Daraus ergibt sich die untere Grenzfrequenz der Sensoren (Tränkle & Reindl 2015).

Unterschiedliche Sensorbauweisen bewirken folglich unterschiedlichen Sensoreigenschaften. Für die Auswahl eines geeigneten Sensors müssen die Schwingungseigenschaften des zu messen-

den Objekts bereits grob bekannt sein, denn die Sensoren unterscheiden sich deutlich in der Empfindlichkeit und des erfassbaren Frequenzbereichs. Da die auftretenden Schwingungsamplituden im Turm einer WEA je nach Position stark variieren, müssen jeweils geeignete Sensoren mit passenden Empfindlichkeiten ausgewählt werden, um ausreichende Signal-Rausch-Verhältnisse zu erzielen. Die hier verwendeten Schwingungssensoren wurden in Abschn. 4.2.3 näher beschrieben. Von den Herstellern bereitgestellte, aus der Kalibrierung ermittelte, Amplituden- und Phasengänge sind im Anhang aufgeführt (Abb. A.3-A.5).

Die genaue Kenntnis des Übertragungsverhaltens ist für Amplituden- und Energiebetrachtungen entscheidend, während sie für Analysen im Frequenzbereich weniger relevant sein kann, solange die Empfindlichkeit im relevanten Frequenzbereich nicht zu starken Änderungen unterliegt. Für die Frequenzauswertung ist die Datenerfassung und Zeitdiskretisierung entscheidend, welche von aktuell auf dem Markt befindlichen Messsystemen problemlos garantiert wird.

### Störgrößen

Sensoren reagieren i. d. R. nicht ausschließlich auf die Änderung der eigentlichen Messgröße, sondern auch auf andere, hier als Störgrößen bezeichnete Einflüsse. Ein Großteil der Störgrößen kann den Sensordatenblättern entnommen werden, da entsprechende Empfindlichkeiten auf Umgebungsbedingungen Teil der Spezifikation sind. Im Rahmen der Fehlerbetrachtung in Abschn. 4.5 wurde der Einfluss der gesammelten Störgrößen abgeschätzt. Hier sollen tatsächlich beobachtete Störeffekte untersucht werden.

Schwingungssensoren weisen typischerweise eine mit der Temperatur veränderliche Empfindlichkeit und eine Empfindlichkeit auf Querschwingungen auf, die sich jeweils im Bereich einiger Prozentpunkte der gegebenen Empfindlichkeit bewegt. Hinzu kommt, dass für MEMS-Sensoren auch eine Temperaturabhängigkeit des Offsets sowie eine Empfindlichkeit gegenüber Magnetfeldern besteht. Für den piezoelektrischen Sensor ist dagegen eine Schalldruckempfindlichkeit angegeben.

Alle verwendeten Sensoren verfügen über eine interne Elektronik, die das analoge Messsignal erzeugt und anfällig für elektromagnetische Störeinflüsse ist. Elektromagnetische Störsignale können nicht nur über die Sensoren selbst, sondern auch im Bereich analoger Übertragungstrecken eingekoppelt werden und überlagern das Messsignal. Daneben muss der Frequenzgang, vor allem an den Rändern des Messbereiches, berücksichtigt werden. Auch eine fehlerhafte Kalibrierung oder eine mit der Zeit veränderte Empfindlichkeit kann das Messergebnis beeinflussen.

Eine weitere Fehlerquelle ergibt sich aus der Sensormontage. Bei einer Abweichung zwischen geplanter und installierter Sensorposition und -orientierung können sich Abweichungen des Messsignals ergeben. Im Falle des Turms einer WEA wird in erster Linie die Beschleunigung senkrecht zur Turmachse betrachtet. Ohne extern angreifende Lasten entspricht dies unter Vernachlässigung der Schiefstellung des Turms der horizontalen Richtung. Die Sensoren werden entsprechend installiert. Bei Betrieb kommt es hauptsächlich durch den Rotorschub zu einer Durchbiegung des Turms und damit zu einer Neigung, sodass Sensorachsen nicht mehr horizontal orientiert sind. Besonders für MEMS-Sensoren macht sich dies in Offset-Änderungen bemerkbar, da in diesem Fall ein Anteil der statischen Erdbeschleunigung überlagert wird. Abb. 5.1 zeigt die Beschleunigungssignale der MEMS-Sensoren während einer 360°-Drehung der Gondel. Durch den exzentrischen Massenschwerpunkt der Gondel entsteht eine Verkippung des Turms, die vom Sensor im Turmkopf (S3a) klar erkennbar registriert wird. Auf Höhe des Adapters (S2a) ist der Effekt deutlich schwächer, aber ebenso sichtbar.

Die genannten Störeinflüsse beeinträchtigen eher die Amplitude der Messdaten, Phasen- oder Frequenzinformationen sind weniger betroffen. Weiterhin sind bei Schwingungsmessungen die quasi-statischen Signalanteile wenig relevant. Es werden hier Schwingfrequenzen ab ca. 0,2 Hz betrachtet. Störeinflüsse aus Temperaturänderungen bewegen sich deutlich unterhalb dieser Grenzfrequenz. Die Temperaturabhängigkeit des Offsets beeinflusst das Messergebnis daher nicht. Ein typischer temperaturproportionaler Verlauf des Offsets des Beschleunigungssignals bei Anlagenstillstand über 24 h zusammen mit der Temperatur ist in Abb. A.6 gegeben. Der Pie-

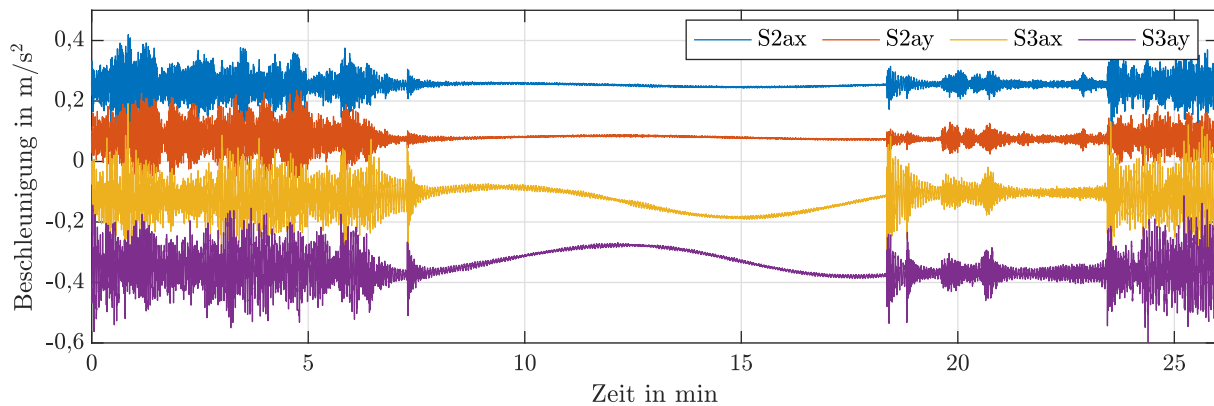


Abbildung 5.1: Verlauf der Beschleunigungssignale im Turm-Koordinatensystem während 360°-Drehung der Gondel.

zoelektrische Beschleunigungssensor zeigt ein ähnliches Verhalten. Für das Seismometer wurde kein entsprechender Effekt beobachtet.

In den Beschleunigungssignalen sichtbare quasistatische Signalanteile können folglich durch Temperaturänderungen, sowie im Falle der MEMS-Sensoren, durch Turmneigung erklärt werden. Die Temperaturabhängigkeit der Empfindlichkeit könnte sich dagegen auch im betrachteten Frequenzbereich zeigen. Die Empfindlichkeitsänderung ist klein und bewegt sich im Promillebereich pro 10 °C Temperaturänderung.

### 5.1.2 Plausibilitätsprüfung

Nach der Analyse von Messfehlern und Störgrößen wird eine Plausibilitätsprüfung der Messdaten empfohlen (DIN EN 61400-13 2017; VDI 4551 2020). Dies sollte grundsätzlich Teil jeder Datenauswertung und Visualisierung sein und ergibt sich zum Beispiel durch einen Vergleich mit den Betriebsdaten (VDI 4551 2020). Auch ein Vergleich der Messwerte verschiedener Sensortypen oder Sensorpositionen kann genutzt werden. Einzelne Vergleiche werden hier explizit zu diesem Zweck vorgenommen. Teilweise wurden auch zusätzliche unabhängige Vergleichsmessungen durchgeführt.

#### Vergleich mit Betriebsdaten

Betriebsdaten und aus dem Betrieb resultierende Schwingungsmessdaten im Turm-Koordinatensystem sind in Abb. 5.2 für einen beispielhaften Datensatz dargestellt. Die Betriebsdaten in Teilabbildung (a) zeigen, dass sich die Anlage zunächst im Teillastbetrieb befindet. Dabei treten mittelgroße Schwingungsgeschwindigkeiten und Beschleunigungen auf. Die Amplituden steigen tendenziell mit der Turmhöhe, auf Ebene S23a erscheinen sie, abweichend davon, jedoch höher als im Turmkopf. Gierwinkeländerungen sind deutlich als impulsartige Ausschläge in den Schwingungsmessdaten sichtbar. Bei genauer Betrachtung wird ersichtlich, dass die Anregung stets durch zwei Impulse erfolgt, die aus der Anfahr- und Stoppbeschleunigung der Gondel resultieren. Im darauf folgenden Anlagenstillstand ab 1:20 Uhr liegen geringere Schwingungsamplituden vor. Die Anregung durch Gierbewegungen dominiert das Schwingungsverhalten und der Anregung folgt stets ein Ausschwingen des Turms. Anschließend kommt es zu zwei weiteren Betriebsphasen, die von einer Stillstandsphase unterbrochen werden, wobei die zuvor genannten Beobachtungen nochmals bestätigt werden. Mit höherer Leistungsabgabe, bzw. Windgeschwindigkeit, steigen die Schwingungsamplituden. Die erhöhte Rotorschubkraft führt zu einer Neigung des Turms, die in den Signalen der MEMS-Sensoren (S2a, S23a & S3a) als Änderung des Offsets sichtbar wird.

Verschiedene Betriebszustände und Steuerungsvorgänge der Anlage sind in den Schwingungsmessdaten eindeutig erkennbar und bestätigen die Plausibilität der Messdaten. Zur Plausibilisierung der Dehnungsmessdaten sind diese während des gleichen Zeitraums in Abb. 6.7 dargestellt.



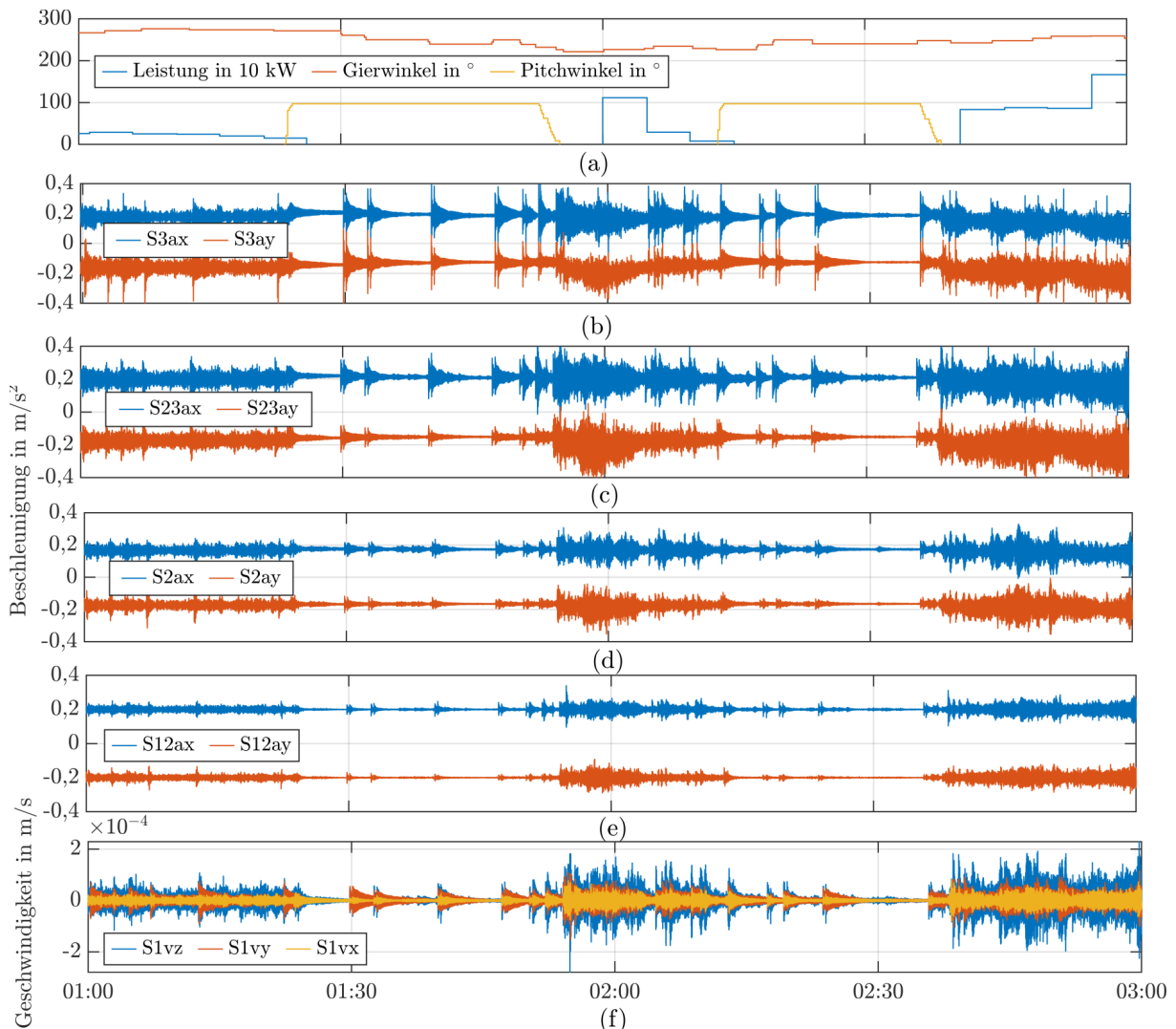


Abbildung 5.2: Betriebsdaten und Schwingungsmessdaten an verschiedenen Höhenpositionen im Turm-Koordinatensystem: (a) Betriebsdaten, (b)-(d) Schwingungsmessdaten: (b) S3a: 137 m, (c) S23a: 113 m, (d) S2a: 79 m, (e) S12a: 45 m, (f) S1v: 0 m.

### Vergleich mit unabhängigen Messsystemen

Im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts wurden neben den genannten klassischen Sensoren zur Schwingungsanalyse weitere Verfahren erprobt und Messdaten über kurze Zeiträume von einigen Stunden erhoben. Die Verfahren und Messaufbauten sind in Absch. 4.6, die Ergebnisse in Absch. 5.1.4 beschrieben. Der Vergleich der Daten von unabhängigen Messsystemen und dem Dauerüberwachungssystem stellt bei Übereinstimmung eine Plausibilitätsprüfung für beide Verfahren dar, da eine gleichartige Abweichung beider Verfahren unwahrscheinlich ist.

Für alle Verfahren und Messungen ergeben sich gute Übereinstimmungen zu den Messdaten des Dauerüberwachungssystems. Der Datenvergleich wurde außerdem genutzt, um die Orientierung der im Turm verbauten Beschleunigungssensoren zu validieren, bzw. genauer zu bestimmen. Das Vorgehen hierzu wird in Absch. 4.7.2 erläutert. Die bekannten Sensorpositionen konnten bis auf geringe Abweichungen bestätigt werden. Lediglich für die Orientierung bzw. Polarität des Schwingungssensors S12a im Betonteil ergab sich eine Abweichung von  $180^\circ$ , die anhand der Messungen quantifiziert und korrigiert werden konnte.

Die Ergebnisse der Schwingungsmessungen sind auch hinsichtlich des Frequenzgehalts plausibel. Entsprechende Untersuchungen sind in Absch. 5.2 aufgeführt. Die gemessene erste Biegeeigenfrequenz des Turms liegt bei  $f_1 = 0,27\text{ Hz}$  und entspricht dem in der statischen Berech-

nung genannten Wert. Auch Anregungsfrequenzen durch Rotordrehung bei Nenndrehzahl von 14 U/min werden korrekt wiedergegeben. Die Anregung aus Rotorunwucht bei  $f_{1p} = 0,23$  Hz und aus Turmvorstau  $f_{3p} = 0,70$  Hz dominieren das Erregerspektrum.

### 5.1.3 Schwingungsamplituden und Langzeitverhalten

Bisher wurden Zeitverläufe der Schwingungsmessgrößen betrachtet. Dabei können aufgrund der Menge der Datenpunkte nur vergleichsweise kurze Zeiträume visualisiert werden. Im Folgenden sollen die auftretenden Schwingungsamplituden an verschiedenen Sensorpositionen, sowie deren Verlauf über größeren Zeiträumen, analysiert werden. Hierzu wird der Effektivwert, bzw. das quadratische Mittel (root-mean-square, rms) der Amplituden, über Mittelungsdauern von 10 Minuten berechnet. Der Beobachtungszeitraum von 10 Minuten ist in der Windenergiebranche typisch und wird auch in der VDI 3834 (2015), der Richtlinie zur Beurteilung der mechanischen Schwingungen von WEA als Beurteilungsdauer vorgegeben.

Abb. 5.3 zeigt das quadratische Mittel der Schwingungsamplituden aller Beschleunigungssensoren über 10 min während eines Monats, sowie den Verlauf der Windgeschwindigkeit. Für die Windgeschwindigkeit sind 15 min-Mittelwerte aufgetragen, da 10 min-Mittelwerte nicht verfügbar waren.

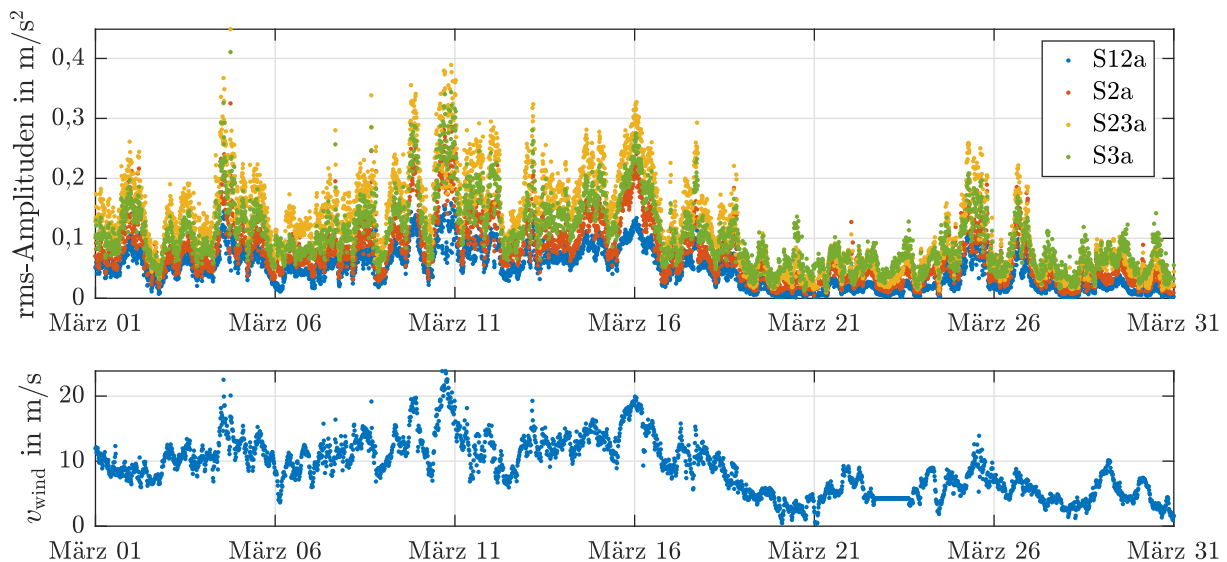


Abbildung 5.3: (a) Schwingungsamplituden aller Beschleunigungssensoren als quadratischer Mittelwert (rms) über 10 min, sowie (b) Verlauf der Windgeschwindigkeit im März 2019.

Alle Schwingungsamplituden sind als maximale Beschleunigungen in der Ebene aufgetragen (Betrag des Beschleunigungsvektors). Die mittels Seismometer aufgezeichneten Schwinggeschwindigkeiten sind nicht dargestellt, da die Werte mehrere Größenordnungen kleiner sind. Der Verlauf entspricht aber dem der Beschleunigungsdaten.

Die Schwingungsamplituden zeigen für alle Sensoren einen ähnlichen Verlauf, der mit der vorherrschenden Windgeschwindigkeit zusammenhängt. Dabei nehmen die Schwingungsamplituden mit der Turmhöhe zu. Für die beiden obersten Sensordaten gilt dies nicht. Die höchsten Amplituden treten bei Sensor S23a in 113 m Höhe auf, statt bei Sensor S3a in 137 m Höhe.

Die Ergebnisse bestätigen die Beobachtung von Oliveira (2016), dass die höchsten Schwingungsamplituden und Schwingungsenergien nicht am Turmkopf, sondern im Bereich  $\approx \frac{2}{3}$  der Turmhöhe, hier im Bereich des Sensors S23a, auf 80 % der Turmhöhe auftreten. Dies gilt entsprechend auch für den vorliegenden Hybridturm.

Als nächstes soll untersucht werden, ob über den Betrachtungszeitraum von 3,5 Jahren eine merkliche Veränderung der gemessenen Amplituden auftritt. Eine Amplitudenreduktion könnte auf eine Sensor-Fehlfunktion oder eine verschlechterte Ankopplung der Sensoren hinweisen.

Eine Steigerung der Amplituden könnte durch eine Schädigung an der Tragstruktur ausgelöst werden. Abb. 5.4 zeigt dafür die gleichen Daten über den gesamten Betrachtungszeitraum.



Abbildung 5.4: Schwingungsamplituden als quadratischer Mittelwert (rms) über 10 min sowie 15 min-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit.

Alle Sensoren zeigen ein jeweils gleichbleibendes Amplitudenlevel. Jahreszeitliche Schwankungen sind bei genauer Betrachtung erkennbar: Im Sommer treten geringere Windgeschwindigkeiten auf, während im Winter Sturmereignisse häufiger sind. Die Schwingungsamplituden korrelieren mit der Windgeschwindigkeit.

Die Mehrzahl der aufgezeichneten 10 min-Datensätze zeigt rms-Werte unterhalb von  $0,2 \text{ m/s}^2$ . An Position S12a liegen die Amplituden stets unter dem genannten Wert, während für S3a 0,87 % und für S23a 4,34 % der Werte über  $0,2 \text{ m/s}^2$  liegen. Das quadratische Mittel liegt nur vereinzelt über  $0,3 \text{ m/s}^2$  (S3a: 0,025 %, S23a: 0,18 %).

Nach VDI 3834 (2015) gilt für einen Dauerbetrieb der Anlage ein Grenzwert von  $0,3 \text{ m/s}^2$  im Bereich des Turmkopfs, der bis auf vereinzelte Ausnahmen eingehalten wird. Da die Messung und Bewertung nach VDI 3834 (2015) bei Normalbetrieb vorgenommen werden soll, hier aber über alle Betriebszustände Schwingungsmessgrößen ermittelt wurden, kann davon ausgegangen werden, dass die Eignung für den Dauerbetrieb uneingeschränkt gilt. Nach der Richtlinie gelten die Grenzwerte getrennt für die verschiedenen Schwingungsrichtungen in Rotorebene, senkrecht dazu, sowie in vertikaler Richtung. Hier wurde die resultierende Schwingungsamplitude in der Ebene betrachtet.

Die Grenzwerte der Richtlinie wurden, anhand von WEA mit Getrieben und Nennleistungen kleiner gleich 3 MW, bis zum Jahr 2015 bestimmt. Die betrachtete WEA befindet sich daher an der Grenze des Anwendungsbereichs, wobei davon ausgegangen werden kann, dass die Grenzwerte an Anlagen mit deutlich geringerer Nabenhöhe ermittelt wurden. Aufgrund des getriebelosen Aufbaus der betrachteten WEA ist die Richtlinie nicht direkt anwendbar. Blatt 2 soll Grenzwert-

te für getriebelose Anlagen definieren, die Veröffentlichung steht aus. Allerdings wird auch in VDI 4551 (2020) auf VDI 3834 (2015) und die dort definierten Grenzwerte verwiesen. Weiterhin wird in der Richtlinie eine Summenschwingsüberwachung als Trend-/Langzeitüberwachung empfohlen. Abb. 5.5 zeigt entsprechend die kumulierten 10 min-rms-Werte zusammen mit im Nullpunkt startenden Ausgleichsgeraden. Auch hier sind nur geringe Veränderungen über der Zeit erkennbar.

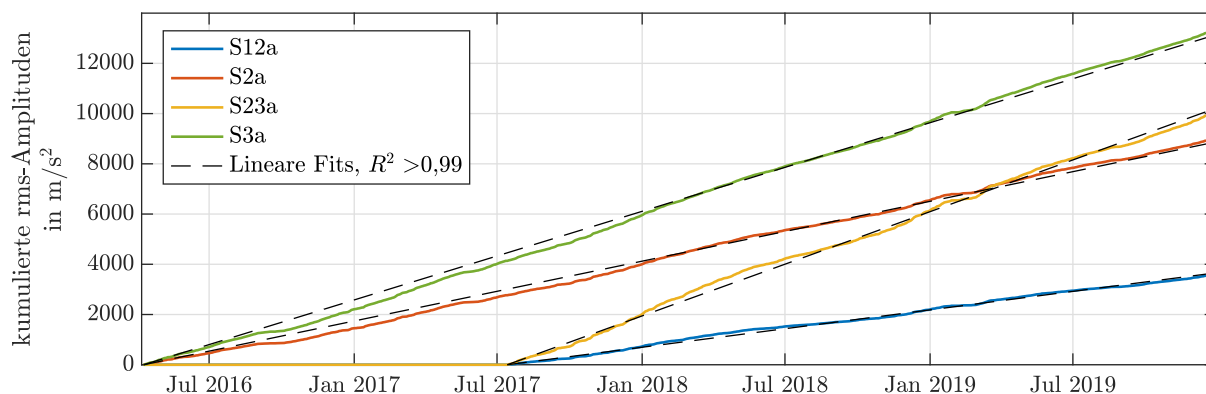


Abbildung 5.5: Kumulierte 10 min-rms-Schwingungsamplituden mit Ausgleichsgeraden.

#### 5.1.4 Ergebnisse Kurzzeitmessungen mit alternativen Sensortechnologien

Neben der Dauerüberwachung wurden zusätzliche Messungen über kurze Zeiträume durchgeführt, deren Ergebnisse hier vorgestellt werden. Die Messungen wurden einerseits an zusätzlichen Komponenten, wie Spanngliedern, oder an zusätzlichen Positionen durchgeführt. Andererseits wurden alternative Sensortechnologien erprobt, mit denen sich eine schnelle und kostengünstige Messung realisieren lässt. Hintergründe zu Technologien und Messaufbauten sind in Absch. 4.6 zu finden.

Teilweise bietet sich ein Vergleich der Ergebnisse aus Messungen des Dauerüberwachungssystems und der Kurzzeitmessungen an, denn auf diese Weise können die Eignung der Messverfahren evaluiert und gleichzeitig eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse des Dauerüberwachungssystems realisiert werden. Einige der eingesetzten Technologien liefern als Ergebnis Auslenkungen. Um diese mit vorhandenen Messergebnissen (Beschleunigungen) vergleichen zu können, wurden aus Beschleunigungsmessdaten Auslenkungen berechnet. Dazu wurden Beschleunigungsdaten einer Bandpassfilterung und zweifachen Integration unterzogen. Die Berechnung erfolgt in Anlehnung an das Vorgehen von Jeromin (2014) und Fujiyama et al. (2014) und wird in der Arbeit von Kainz (2016) ausführlich beschrieben und in Botz et al. (2016) zusammengefasst. Als Ergebnis erhält man den dynamischen Anteil der Auslenkung für den Frequenzbereich des Passbands des Filters, welches hier zu 0,2-10 Hz gewählt wurde.

#### Remote Sensing: LDV und Videogrammetrie

Zwei alternative berührungslose Verfahren zur Schwingungsmessung an WEA-Türmen wurden erprobt: Laser-Doppler-Vibrometrie (LDV) und Videogrammetrie. Beide liefern als Messgröße eine Auslenkung/Verschiebung, bzw. im Falle des LDV, zusätzlich die Schwinggeschwindigkeit.

##### *Videogrammetrie*

Botz et al. (2017a) zeigten bereits einen Vergleich von Auslenkungs-Zeitsignalen aus Videoaufnahmen und Beschleunigungsmessungen. Die Videodaten wurden hier noch mit einem einfacheren Verfahren in Auslenkungen umgerechnet, genannt Strategie A, (siehe Absch. 4.6.4), welche auf Kreuzkorrelationen zwischen Einzelbildern, Subpixel-Registrierung (Guizar-Sicairos et al. 2008) und einem Objekt bekannter Abmessung im Aufnahmebereich basiert. Für die beobachtete Position in 79 m Höhe (Adapter, S2a) ergab sich eine gute Übereinstimmung der Signale. Dabei wurde nur die Schwingungsrichtung in Bildebene der Videoaufnahme betrachtet. Die Be-

schleunigungsmessungen wurden in ein gleich orientiertes Koordinatensystem transformiert. Die WEA befand sich in dem betrachteten Zeitraum im Teillastbetrieb bei einer Leistungsabgabe von  $P = 700 \text{ kW}$ .

Mayer (2017) beschreibt weitere Messungen, welche die Turmauslenkung nicht nur in einer Richtung, sondern in der horizontalen Bewegungsebene des Turms erfassen. Dazu werden entweder zwei Kameras im  $90^\circ$  Winkel (Strategie A), oder eine Kamera (Strategie B) verwendet. Die Messungen erfolgten auf verschiedenen Turmhöhen und wurden genutzt, um Sensororientierungen zu bestimmen (siehe Abschn. 4.7.2). Abb. 5.6 zeigt Ergebnisse der Messungen, die durch die o. g. Strategien (auf Höhe des Adapters in 79 m) gewonnen wurden im Vergleich mit aus Beschleunigungsdaten berechneten Auslenkungen. Die Videodaten wurden dabei der gleichen Hochpassfilterung unterzogen, sodass hier der dynamische Anteil betrachtet wird. Die Signale stimmen überein, wobei die aus Beschleunigungen berechneten Auslenkungswerte leicht erhöht sind. Abb. 5.7 zeigt das Ergebnis einer Messung in 45 m Höhe auf Ebene des Beschleunigungssensors S12a.

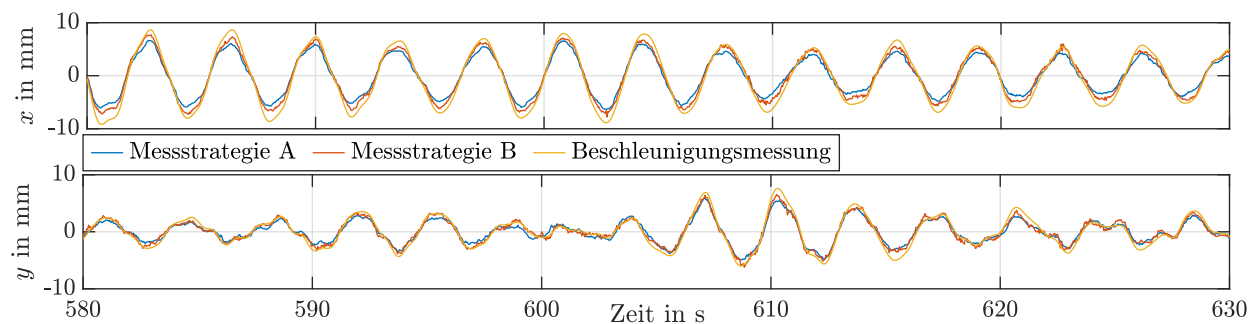


Abbildung 5.6: Auslenkung aus Video- und Beschleunigungsmessung am Adapter (S2a) in Video-Koordinatensystem im Vergleich (Mayer 2017).

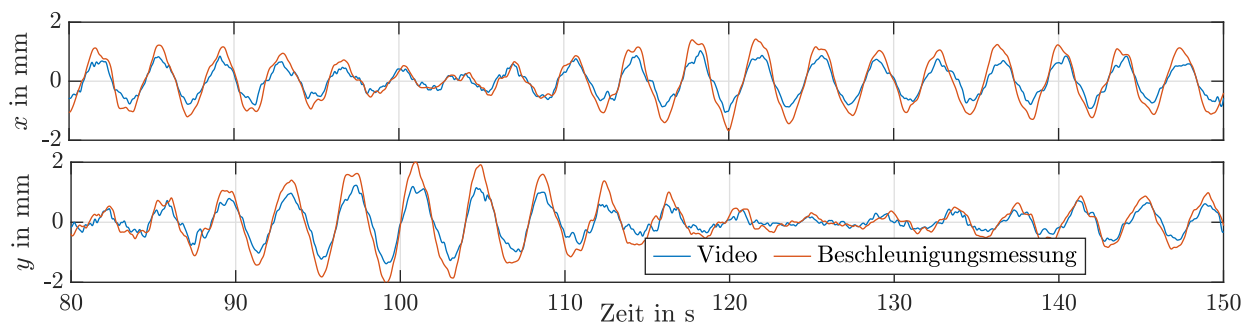


Abbildung 5.7: Auslenkung aus Video- und Beschleunigungsmessung in 45 m Höhe (S12a) in Video-Koordinatensystem im Vergleich.

Auch hier stimmen die Ergebnisse überein, mit stärkerer Erhöhung der Amplituden der Beschleunigungssignale. Die Ursache dafür ist bisher ungeklärt. Die jeweils höhere Messposition der Beschleunigungen im Vergleich zur Videoaufnahme von 1 m (S2a) bzw. 2 m (S12a) erklärt die Differenz nicht vollständig. Es ist denkbar, dass durch eine Überlagerung der Erdbeschleunigung bei Kippung des Turms die Signale des MEMS-Sensors überhöht wurden. Der Einfluss der Erdbeschleunigung wurde jedoch als deutlich geringer abgeschätzt, als die beobachtete Amplitudenerhöhung. Der Erklärungsansatz ist außerdem nicht für den Sensor S12a gültig, der keine statischen Beschleunigungen erfassen kann. Mögliche weitere Ursachen könnten in beiden Messverfahren begründet sein, sowie in der Auslenkungsberechnung aus Beschleunigungen.

Das Ergebnis bestätigt die Anwendbarkeit des Verfahrens für Auslenkungs- und Schwingungsmessung an Türmen von WEA und plausibilisiert gleichzeitig die Ergebnisse der Dauerüberwachung. Das Verfahren kann für verschiedene Höhenpositionen eingesetzt werden; mit geeigneten Objektiven sind Messungen über die gesamte Turmhöhe sowie der Rotorblätter mög-



lich. Es wurden Videos eines stillstehenden Rotorblatts aufgenommen. Zielgröße waren hier die Schwingungseigenschaften im Frequenzraum, daher wurde keine Berechnung der physikalischen Schwinggröße vorgenommen. Die Ergebnisse werden in Abschn. 5.2.3 erläutert.

#### Laser-Doppler-Vibrometrie

Die Laser-Doppler-Vibrometrie ist ein etabliertes Messverfahren. Für die vorliegende Anwendung, der bodengestützten Messung an hohen Positionen unter ungünstigen Winkeln besteht jedoch Untersuchungsbedarf. Punktuelle Messungen konnten nach Variation des Abstands zur WEA an allen Höhenpositionen erfolgreich durchgeführt werden. Der Messaufbau ist in Abschn. 4.6.4 beschrieben. Mit steigender Höhe der Messpunkte nahm die Qualität der Daten ab: Das Rauschlevel stieg, sowie das Auftreten einzelner fehlerhafter Datenpunkte (Spikes). Erste Ergebnisse aus Auslenkungsmessungen wurden in Botz et al. (2018) veröffentlicht. Abb. 5.8 zeigt die Übereinstimmung der in 79 m mittels LDV gemessenen Turmauslenkung mit Daten von im Turm installierten Beschleunigungssensoren. Das in Abb. 5.9a dargestellte Spektrum der gemessenen Gondelverschiebung in 142 m Höhe zeigt die erste Biegeeigenfrequenz der Anlage. Der Amplitudenwert der zweiten Biegeeigenfrequenz bei  $f_2 = 1,1$  Hz ist viel niedriger und bewegt sich im Bereich des doppelten Rauschlevels. Höhere Eigenfrequenzen waren nicht sichtbar.

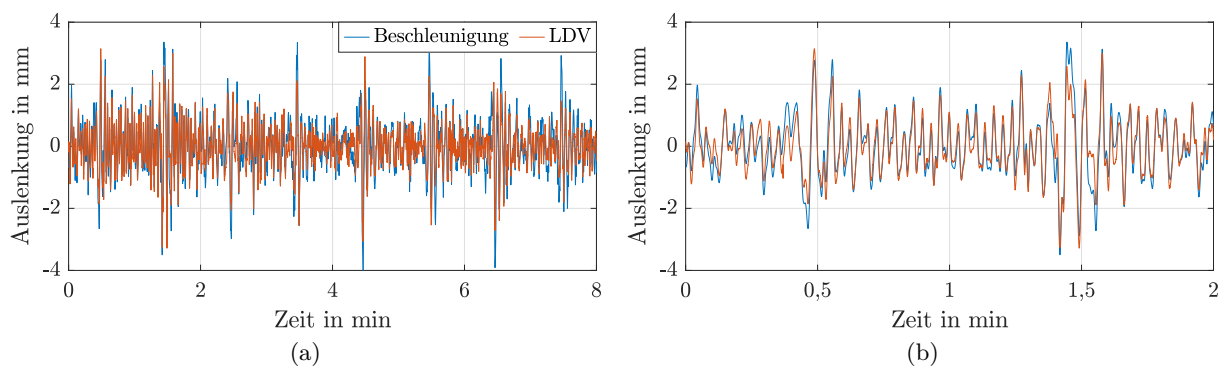


Abbildung 5.8: Auslenkung aus LDV- und Beschleunigungsmessung auf Höhe des Adapters (S2, 79 m) im Vergleich; (a) zeigt das gesamte aufgezeichnete Signal, (b) die ersten zwei Minuten.

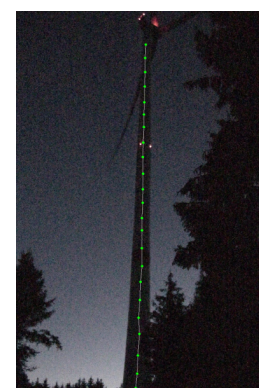
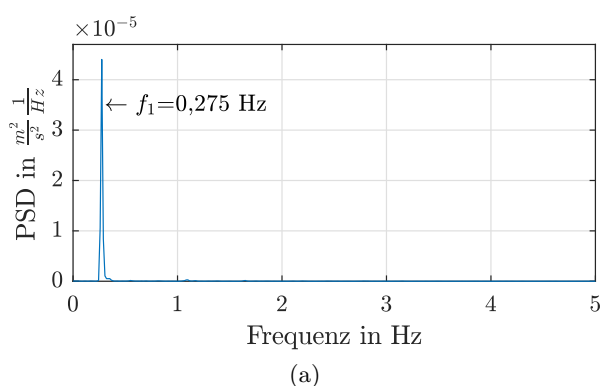


Abbildung 5.9: (a) Leistungsdichtespektrum der LDV-Geschwindigkeitsmessung auf Höhe der Gondel (142,5 m); (b) Messpunkte der scannenden LDV-Messung.

Neben der Vermessung von Einzelpunkten wurden Messdaten in einem scannenden Verfahren in 21 gleichmäßig über dem Turm verteilten Punkten aufgenommen, siehe Abb. 5.9b. Die Messpunkte wurden einmal mithilfe eines im Gerät verbauten Ziellasers definiert und anschließend automatisch angefahren und vermessen. Zur Korrelation der zeitversetzten Messungen an den gewählten Punkten muss zeitgleich eine Referenzmessung an einem Einzelpunkt vorgenommen

werden. Dafür wurde ein Einpunkt-Vibrometer verwendet. Ziel der Untersuchungen war die Ableitung von örtlich hoch aufgelösten Betriebsschwingformen, bzw. durch Anwendung der OMA, auch Eigenschwingformen des Turms.

Die Daten erwiesen sich aufgrund eines unzureichenden Signal-zu-Rausch-Verhältnisses, bzw. fehlender Signalinformation, als nicht auswertbar. Es wurden zwei unabhängige Versuche der Datenaufnahme zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit verschiedenen Geräten des gleichen Modells durchgeführt. Für den unteren Turmteil (bis ca. 50 m) konnten scannende Messungen erfolgreich durchgeführt und Betriebsschwingformen ermittelt werden. Allerdings unterscheiden sich die Schwingformen in dem Bereich wenig, was die Aussagekraft der Ergebnisse stark begrenzt.

Letztlich kann keine abschließende Beurteilung der Machbarkeit erfolgen. In beiden Versuchen waren entweder der Messkopf für die scannende Messung, oder der für die Punktmessung nicht im Idealzustand, bzw. es handelte sich um Prototypen mit beschränkter Leistung. Bei idealen Bedingungen und idealer Ausstattung ist eine Bestimmung von Betriebsschwingformen des Gesamtturms denkbar. Falls entsprechende Messungen mit aktuellen Geräten nicht machbar sind, wird dies die voranschreitende Entwicklung der Technologie wahrscheinlich in naher Zukunft ermöglichen.

### Globales Navigationssatellitensystem

Weiterhin wurden Positions- bzw. Auslenkungsmessungen der Gondel mithilfe des globalen Navigationssatellitensystems (GNSS) durchgeführt. Hierfür wurde eine geeignete GNSS-Antenne auf der Gondel installiert. Mithilfe des in Absch. 4.6.5 beschriebenen Sensors und Messaufbaus wurden Positionsdaten der Gondel über sieben Stunden erhoben. Die Anlage befand sich dabei im Stillstand mit konstantem Gierwinkel wegen Wartungsarbeiten. Positionsänderungen aufgrund einer Gondeldrehung können daher ausgeschlossen werden. Es traten Windgeschwindigkeiten bis  $v = 24 \text{ m/s}$  auf. Abb. 5.10 zeigt die aus dem Postprocessing von Rover- und Base-Daten resultierende Ortskurve.

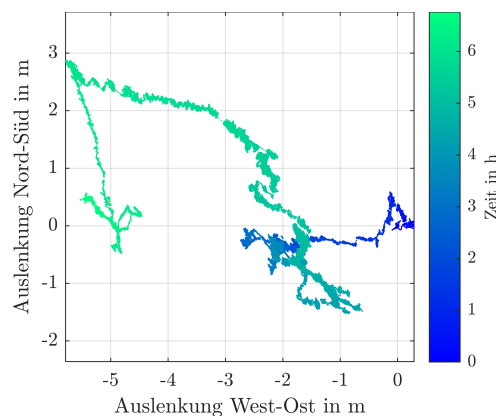


Abbildung 5.10: Ortskurve GNSS-Empfänger am 07.12.2017, 09:00 - 16:00 während Stillstand und hohen Windgeschwindigkeiten.

Trotz der hohen Windgeschwindigkeiten erscheinen die ermittelten Auslenkungen über 5 m unrealistisch hoch. Der quasi-statische Anteil der Positionsdaten ist fehlerhaft. Eine mögliche Ursache könnten Signalreflexionen an den Rotorblättern oder Gondelaufbauten (Mehrwegeeffekte) sein. Zur Untersuchung des dynamischen Anteils des Signals erfolgt eine Hochpassfilterung mit Grenzfrequenz  $f_g = 0,1 \text{ Hz}$  und ein Vergleich mit aus Beschleunigungsmessungen im Turmkopf (S3a) berechneten dynamischen Auslenkungen (siehe Abb. 5.11). Die Synchronisierung der Signale erfolgt über den im GNSS-Signal enthaltenen Zeitstempel, und die Beschleunigungsdaten werden in Richtung der Himmelsrichtungen gedreht dargestellt.

Die Signale stimmen annähernd überein, wobei die mittels GNSS gemessenen Auslenkungen etwas größere Werte annehmen, was mit der höheren Sensorposition erklärt werden kann.

Weiterhin weist das GNSS-Signal einzelne Ausschläge auf, die nicht im Beschleunigungssignal vorkommen und aus Messfehlern resultieren könnten. Das aus Beschleunigungen via Integration bestimmte Signal zeigt einen glatteren Verlauf, der sich aus der Berechnungsweise ergibt.

Die zwei Hauptvorteile der GNSS-Messung gegenüber Auslenkungsmessungen aus Beschleunigungssensoren sind die Verknüpfung der Ergebnisse zum geodätischen Koordinatensystem und die Erfassung von (quasi-)statischen Auslenkungen. Letztere konnten bei der hier durchgeführten Erprobung nicht erfolgreich bestimmt werden. Die korrekte Wiedergabe des dynamischen Signalanteils lässt darauf schließen, dass dieser Fehler behoben werden könnte. Mögliche Ansatzpunkte wären ein verbesserter Messaufbau, z. B. durch die Positionierung der Antenne im Bereich des Instrumententrägers auf der Gondel, eine verbessertes Postprocessing oder die Verwendung eines Multi-Frequenz-Empfängers. Letztere sind inzwischen auch als Low-Cost-Varianten erhältlich.

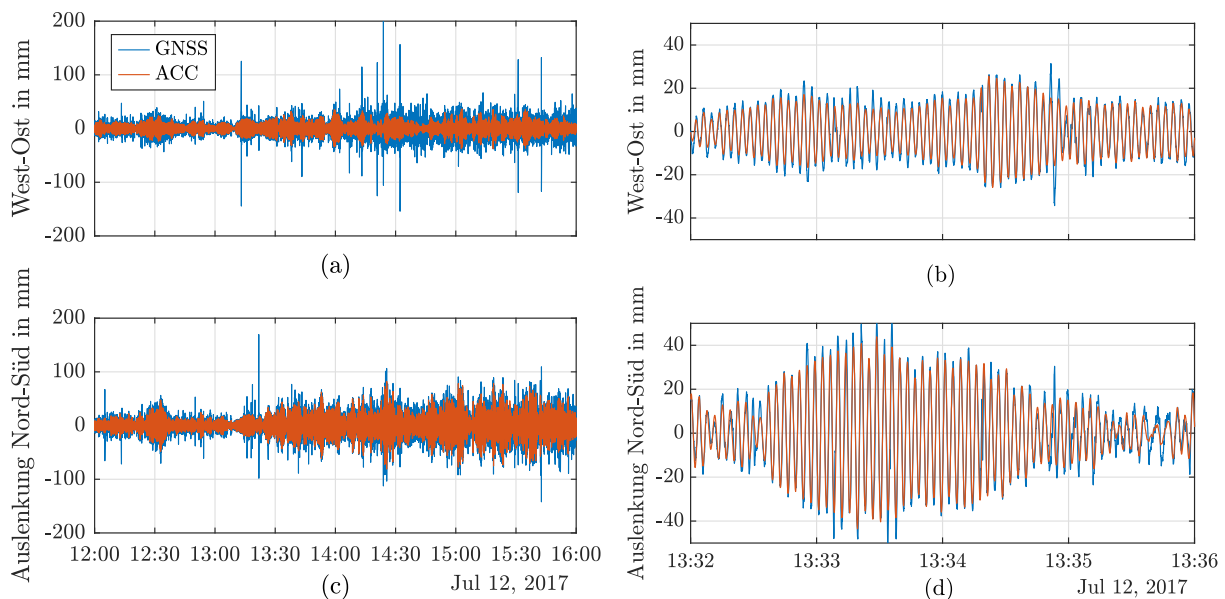


Abbildung 5.11: Auslenkung aus GNSS- und Beschleunigungsmessung im Vergleich; (a),(b) in West-Ost-Richtung, (c),(d) in Nord-Süd-Richtung.

## 5.2 Schwingungs- und Frequenzanalyse

Nach der Schwingungsmessung und der Betrachtung der Signale im Zeitbereich sowie der Plausibilitätsprüfung bietet sich für die Charakterisierung des dynamischen Verhaltens der Tragstruktur eine Analyse im Frequenzbereich an. Hier können schnell erste modale Parameter abgeleitet werden. Mit einfachen Methoden wird ein vorläufiger Überblick des Schwingungsverhaltens der Tragstruktur und weiterer relevanter Komponenten, wie Rotorblättern oder Teilelementen der Tragstruktur, wie den Spanngliedern, gegeben. Ausschwingvorgänge der Anlage werden im Zeitbereich analysiert und die Dämpfung der ersten Biegeeigenschwingung abgeleitet. So kann vor der OMA mit komplexeren Methoden bereits ein Systemverständnis aufgebaut werden.

### 5.2.1 Fourier-Analyse

#### Vorgehen

Zur Analyse des Schwingungsverhaltens, insbesondere der auftretenden Frequenzen, werden die gemessenen Schwingungssignale mit der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) in den Frequenzbereich gebracht. Hierfür wird der Fast-Fourier-Transform (FFT) Algorithmus verwendet. Zur Unterdrückung von stochastischen Signalanteilen und zur Betrachtung der Energieverteilung wird i. d. R. nicht die Fourier-Transformierte selbst, sondern das Leistungsdichtespektrum



(Power Spectral Density, PSD) betrachtet. Es ergibt sich als Fourier-Transformierte der Autokorrelation des Zeitsignals.

Die PSD ist definiert für unendliche Signale. Für reale Signale endlicher Dauer kann daher nur ein Schätzwert der spektralen Leistungsdichte, genannt Periodogramm, berechnet werden. In der Praxis erfolgt die Schätzung der PSD meist nach der Methode von Welch (Chatzi 2020; Welch 1967; Zabel 2019). Dabei wird das Zeitsignal in mehrere überlappende Einzelsignale aufgeteilt, mit einer Fensterfunktion multipliziert, um Leck-Effekte zu vermeiden und für jedes Einzelsignal das Periodogramm berechnet. Das Ergebnis ergibt sich aus der Stapelung bzw. Mittelung der Einzel-Periodogramme und wird aufgrund der Signalsegmentierung als modifiziertes Periodogramm bezeichnet. Die Mittelung und Fensterung der Einzelsignale bewirken eine Rauschreduktion, die Frequenzauflösung verringert sich jedoch.

In den folgenden Analysen werden Spektren mit der in Matlab implementierten Methode nach Welch berechnet. Dabei werden die in Matlab definierten Standardparameter übernommen: Das Zeitsignal wird in acht Einzelsignale aufgeteilt, Hamming-Fenster werden verwendet mit einer Überlappung der Einzelsignale von 50 %. Abweichungen davon werden jeweils genannt.

### Vergleich Datengrundlage und Speicherraten

Erste Betrachtungen im Frequenzbereich wurden direkt nach der Inbetriebnahme des Messsystems zur Plausibilitätsprüfung und Optimierung der Datenerfassung, vorgenommen. Zur Analyse des Frequenzgehalts der Messsignale über die maximale Bandbreite wurden Daten ohne zusätzlichen Anti-Aliasing-Tiefpassfilter aufgenommen, wie in Anhang B beschrieben. Es traten Signalanteile über den gesamten erfassten Frequenzbereich auf, was die Notwendigkeit einer sorgfältigen Datenvorverarbeitung unterstreicht.

Die Signalspeicherung erfolgte zunächst mit  $f_s = 625$  Hz, später mit  $f_s = 100$  Hz. Für die Analyse umfangreicher Datenmengen wurde die Frequenz weiter reduziert auf  $f_s = 25$  Hz (siehe Absch. 4.3). In Anhang B wird anhand von Analysen im Zeit- und Frequenzbereich gezeigt, dass die relevanten Signalanteile bis ca. 10 Hz, bzw. 6 Hz mit ausreichender Güte abgebildet werden.

#### 5.2.2 Schwingungsverhalten des Turms

Zur Analyse des Schwingungsverhaltens der WEA, bzw. des Turms im Frequenzbereich, wird zunächst ein Datensatz bei Anlagenstillstand betrachtet. Zur Sicherstellung einer ausreichenden Anregung wurde ein Zeitraum mit Windgeschwindigkeit im Bereich des Nennwerts ( $v \approx 10$  m/s) ausgewählt, mit Rotorblättern in Fahnenstellung (Pitchwinkel  $\beta > 80^\circ$ ). Abb. 5.12 zeigt die Spektren aller Schwingungssensoren im Gondel-Koordinatensystem. Die Bezeichnungen SS (side-side), und FA (fore-aft) geben die Schwingungsrichtung an, siehe Absch. 2.1.1. Um gleichzeitig die Amplitudenverhältnisse zwischen den Sensoren, bzw. Sensorpositionen und Frequenzpeaks, mit niedrigerer Amplitude sichtbar zu machen, erfolgt die Darstellung auf der linken Seite linear und rechts logarithmisch bei gleicher Datengrundlage.

In der linearen Darstellung wird deutlich, dass das Schwingungsverhalten im Betrachtungszeitraum von einer Stunde im Frühjahr 2019 durch die ersten zwei Biegeeigenfrequenzen bei  $f_1 = 0,27$  Hz und  $f_2 = 1,1$  Hz dominiert wird. Dabei weist  $f_1$  am Turmkopf (S3a) an der darunterliegenden Messposition (S23a) und im Turmfuß eine deutlich höhere Amplitude auf. Im Bereich der Turmmitte, am Adapter (S2a), sowie im Betonteil (S12a) dominiert die Schwingung mit  $f_2$ . Das Maximum der Eigenschwingform der zweiten Biegemode liegt in dem Bereich dieser Höhenpositionen (siehe Abb. 3.5). Die betragsmäßig höchste Amplitude tritt für diesen Datensatz am Turmkopf auf.

Die höheren Biegeeigenfrequenzen des Turms bei  $f_3 = 3,3$  Hz und  $f_4 = 5,5$  Hz sind in den linearen Darstellungen nicht oder nur mit um Größenordnungen kleineren Amplituden als die ersten zwei Biegeeigenfrequenzen erkennbar. In der logarithmischen Darstellung dagegen sind sie in allen Sensorsignalen sichtbar, wenn auch mit teilweise geringen Amplituden. Eine Ausnahme bildet hier der Sensor S3a, welcher die dritte Biegemode bei  $f_3 = 3,3$  Hz nicht wiedergibt. Allein anhand der Spektren können die Biegemoden nicht eindeutig identifiziert werden, da Peaks

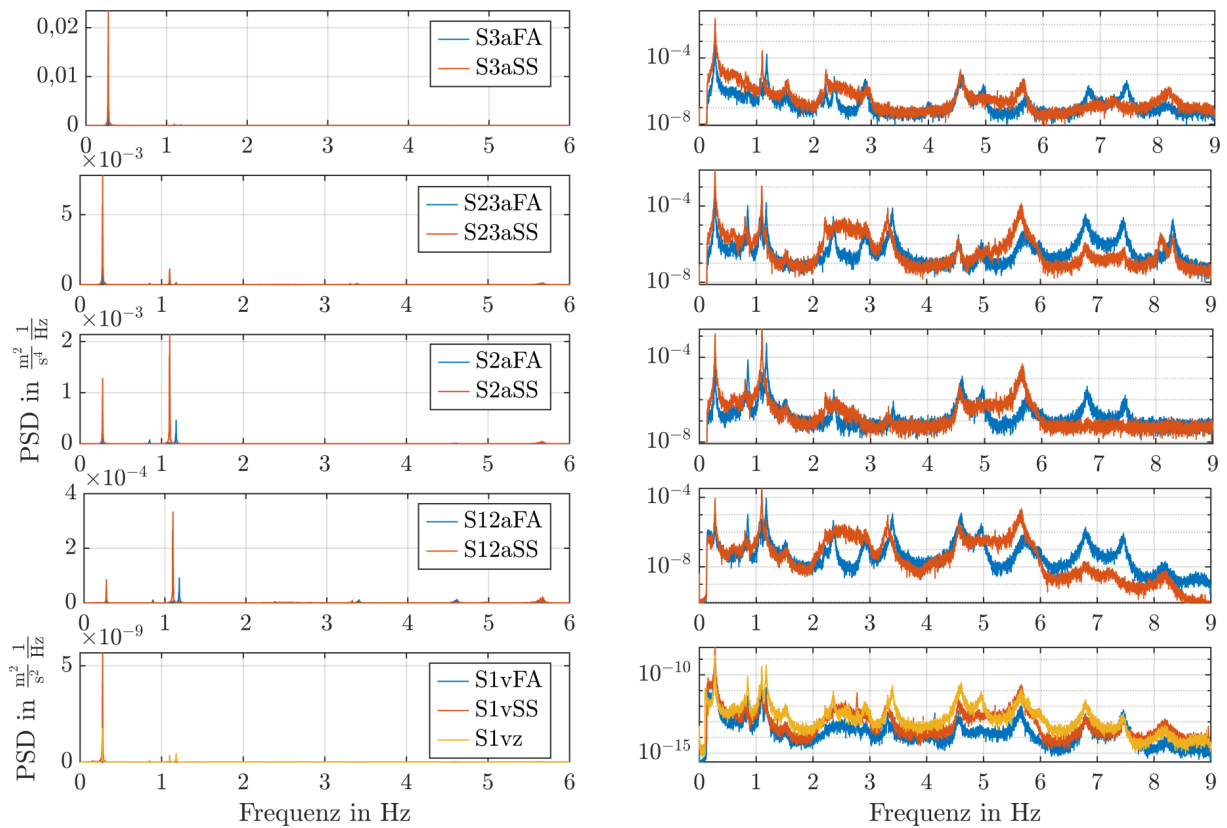


Abbildung 5.12: Vergleich der PSD und Frequenzanteile bei Anlagenstillstand (Parkstellung) für verschiedene Sensorpositionen in linearer und logarithmischer Darstellung.

aus weiteren Schwingungsmoden auftreten, deren Ursprung erst durch weitere Analysen im Verlauf der Arbeit untersucht wird. Es könnte sich dabei um gekoppelte Schwingungsmoden mit weiteren Komponenten der WEA wie Rotor oder Gondel handeln. In der linearen Darstellung wird deutlich, wie gering deren Einfluss auf das Gesamtverhalten der Struktur ist.

Gleiches gilt für die fünfte Biegeeigenfrequenz bei  $f_5 \approx 8$  Hz, die aus der FE-Analyse bekannt ist (siehe Abschn. 3.4.2) und lediglich im Spektrum des Sensors S2a nicht sichtbar ist. Zur Wahrung einer besseren Übersicht ist der höhere Frequenzbereich nicht in den linearen Darstellungen abgebildet.

Die Dehnungsmessungen in  $\pm 45^\circ$ -Richtung (S2DMS4, S3DMS8) erlauben einen Rückschluss auf Torsionsmoden. Abb. 5.13 zeigt dafür das Spektrum zweier Dehnungsmessungen im Vergleich. Während die Biegemoden  $f_1$  und  $f_2$  in beiden Messdaten sichtbar sind, enthalten nur die Verzerrungen messenden DMS (S3DMS8) einen weiteren Peak bei  $f_T = 0,8$  Hz, welcher auf eine Torsionsschwingung des Turms hinweist. In den Sensordaten in der Nähe des Turmkopfs (S23a, S3a) sind weiterhin Frequenzen aus Rotorblattschwingungen bei  $f_R = 2,8$  Hz erkennbar, siehe Abschn. 5.2.3. Die genannten Biegeeigenfrequenzen des Turms treten in Wirklichkeit als Paare auf, mit geringfügigen Unterschieden in der Frequenz für die zwei Schwingungsrichtungen

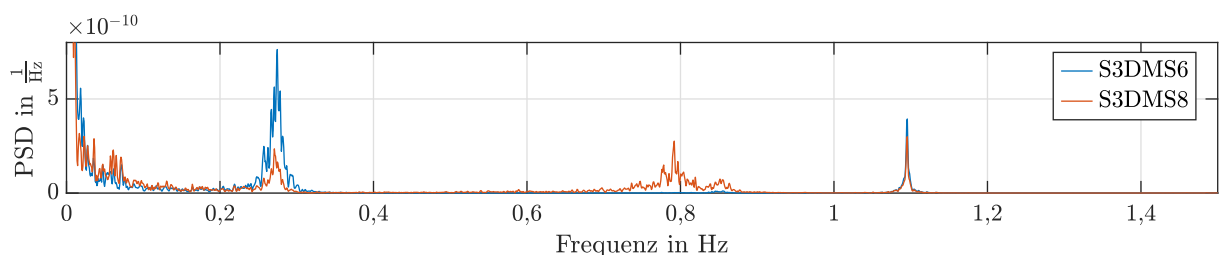


Abbildung 5.13: Vergleich der PSD einer vertikalen Dehnungsmessung (S3DMS6) und einer Messung von Verzerrungen in  $\pm 45^\circ$ -Richtung (S3DMS8) bei Anlagenstillstand.

in Rotorebene, sowie senkrecht dazu. Anhand der einfachen Betrachtung im Frequenzbereich und Identifikation von Schwingungsmoden durch Peak-picking lassen sich die Moden in vielen Fällen nur schwer unterscheiden. Auch bei gleichbleibenden Betriebsbedingungen ergeben sich Frequenzunterschiede, da die nah beieinanderliegenden Moden nicht immer klar getrennt werden können. Grundvoraussetzung für die Unterscheidung ist die Transformation der Sensordaten in das Gondel-Koordinatensystem.

Abb. 5.14 zeigt vergrößerte Ausschnitte des bereits aufgeführten Spektrums der Messdaten des Sensors S23a, die eine Bestimmung der Eigenfrequenzen in den zwei Richtungen ermöglichen. Die Ergebnisse sind in Tab. 5.1 hinterlegt. Eine genauere Analyse und bessere Unterscheidung der Eigenschwingungen in verschiedenen Richtungen wird mit einer OMA-Methode im Zustandsraum (SSI) vorgenommen, siehe Abschn. 5.3.

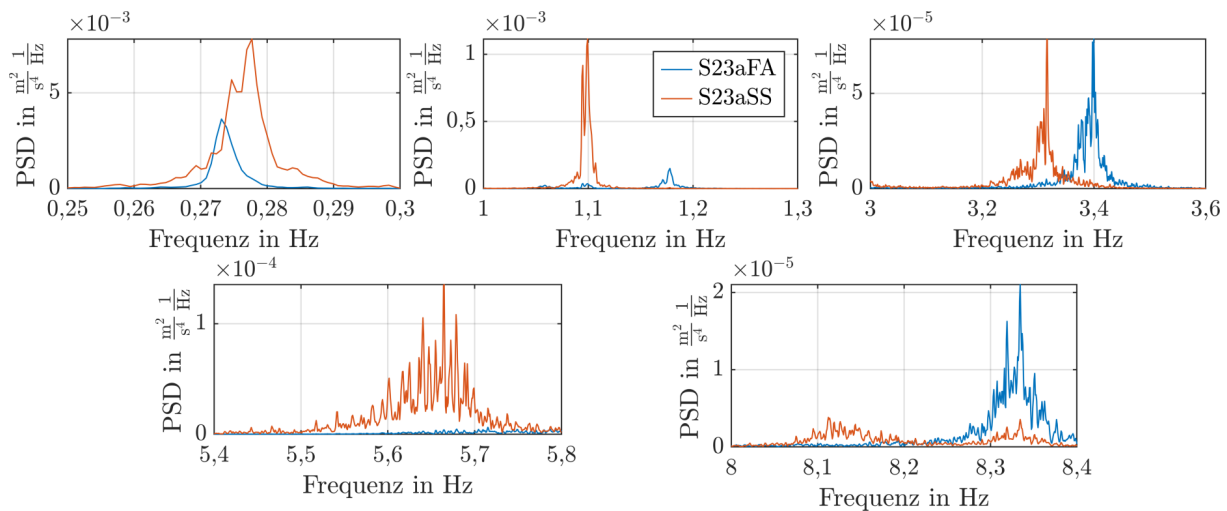


Abbildung 5.14: Vergleich der Eigenfrequenzen in FA- und SS-Richtung der ersten Biegemoden.

Tabelle 5.1: Eigenfrequenzen bei verschiedenen Betriebsbedingungen.

	<b>Stillstand, pitch=80°</b>	<b>Stillstand, pitch=0°</b>	<b>Betrieb bei 14 U/min</b>
$f_1$	SS: 0,278 Hz, FA: 0,273 Hz	0,275 Hz	SS: 0,278 Hz, FA: 0,272 Hz
$f_2$	SS: 1,10 Hz, FA: 1,18 Hz	SS: 1,08 Hz, FA: 1,04 Hz	SS: 1,08 Hz, FA: 1,07 Hz
$f_3$	SS: 3,3 Hz, FA: 3,4 Hz	SS: 3,3 Hz, FA: 3,4 Hz	SS: 3,3 Hz, FA: 3,4 Hz
$f_4$	SS: 5,67 Hz, FA: 5,72 Hz	SS: 5,5 Hz, FA: 5,8 Hz	SS: 5,6 Hz, FA: 5,7 Hz
$f_5$	SS: 8,1 Hz, FA: 8,3 Hz	SS: 8,0 Hz, FA: 8,3 Hz	SS: 8,4 Hz, FA: 8,2 Hz

Die Schwingungseigenschaften hängen von den Umgebungs- und Betriebsbedingungen ab. Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten ( $v > 20$  m/s) und Anlagenstillstand dominiert an allen Sensorpositionen außer am Turmkopf die zweite Biegemode. Bei geringen Windgeschwindigkeiten und Rotorblättern, die sich nicht in Federstellung, sondern in Betriebsposition (Pitchwinkel  $\beta \approx 0^\circ$ ) befinden, ergeben sich deutlichere Unterschiede. Hier dominiert an allen Sensorpositionen die erste Biegeeigenfrequenz. Auch bei Anlagenbetrieb verändert sich das Schwingungsverhalten. Spektren aus Messdaten bei den genannten Betriebsbedingungen sind im Anhang C, in Abb. C.1 und Abb. C.2 hinterlegt. Tab. 5.1 fasst die Unterschiede zusammen.

Die in der Tabelle genannten Werte gelten für einen jeweils ausgewählten Datensatz und sollen einen ersten Überblick der Varianz der Eigenfrequenzen liefern. Das Schwingungsverhalten kann für andere Zeiträume, trotz laut SCADA-Daten vergleichbaren Betriebsbedingungen, deutlich variieren. Die Zuordnung der auftretenden Frequenzen zu den Schwingungsrichtungen ist nicht immer eindeutig. Teilweise treten Schwingungsfrequenzen in beiden Richtungen gleichzeitig auf. Dies wird durch eine fehlende Zuordnung in der Tabelle ausgedrückt.

Bei Betrieb treten zusätzliche Anregungsfrequenzen durch die Rotordrehung auf. Die dominante Anregungsfrequenz entspricht der Rotordrehzahl und ergibt sich aus Fertigungstoleranzen

der Rotorblätter, die zu einer Unwucht des Rotors führen. Bei Nenndrehzahl von 14 U/min beträgt sie  $f_{1p} = 0,23$  Hz. Weitere höhere Vielfache können auftreten. In vielen Fällen ergeben sich hohe Amplituden für die 3p-Frequenz,  $f_{3p} = 0,70$  Hz, welche aus dem Ein- bzw. Austreten der einzelnen Rotorblätter in den Turmvorstau des Winds entsteht.

### 5.2.3 Zusatzinformationen aus Messungen an Spanngliedern und Rotorblättern

Der Turm einer WEA und seine Schwingungseigenschaften können nicht isoliert von den anderen Komponenten betrachtet werden. Neben der Gondelstellung beeinflusst der Rotor und die bei der Blattwinklereinstellung um ihre Achse drehenden Rotorblätter das Schwingungsverhalten. I. d. R. treten gekoppelte Schwingungen zwischen Eigenmoden des Turms und des Rotors oder der Gondel auf (Chauhan et al. 2011). Weiterhin übertragen sich Schwingungen der Rotorblätter teilweise auf den Turm. Die Kenntnis des Schwingungsverhaltens des Rotors erleichtert daher die Interpretation der Turmschwingungen.

Der Betonturm selbst besteht aus mehreren Komponenten, welche die Schwingungseigenschaften bestimmen. Schwingungen der Spannglieder könnten sich auf die Turmaußenhülle übertragen. Es wurden daher Schwingungsmessungen isoliert an den genannten Komponenten durchgeführt, die im Folgenden analysiert und hinsichtlich ihres Einflusses auf die Turmschwingungen bewertet werden sollen.

#### Rotorblätter

Die Videogrammetrie eignet sich neben der Messung von Turmauslenkungen auch zur Erfassung von Rotorblattschwingungen. Raith und Mayer (2017) nahmen dazu Videos der Rotorblattspitze bei Anlagenstillstand auf, Abb. 5.15a zeigt einen entsprechenden Bildausschnitt. Das betrachtete Rotorblatt befand sich während der Aufnahme in vertikal nach unten zeigender Position. Mit dem in Absch. 4.6.4 beschriebenen Verfahren können daraus Verschiebungen extrahiert werden. Für die Analyse der Schwingfrequenzen sind die Auslenkungsbeträge weniger relevant, daher wurde keine Umrechnung von Pixel-Verschiebungen in physikalische Größen vorgenommen. Abb. 5.15b zeigt ein Spektrum mit normierten Amplituden.

Mehrere Aufnahmen mit einer Aufzeichnungslänge von jeweils 20 min wurden analysiert, mit vergleichbaren Ergebnissen. Bei Aufnahmen an Positionen näher zur Blattwurzel war die erste Biegeeigenfrequenz des Turmes messbar und höhere Blattfrequenzen  $f \geq 2,8$  Hz traten nicht auf. Zur Interpretation wurden Ergebnisse aus Untersuchungen der modalen Parameter der Rotorblätter vergleichbarer Anlagen herangezogen (Ozbek & Rixen 2013; Resor 2013). Bis zur dritten Eigenfrequenz erscheint die Zuordnung klar und ist in Tab. 5.2a aufgeführt. Die bei  $f = 2,8$  Hz nah beieinander liegenden Eigenmoden konnten nicht eindeutig interpretiert werden.

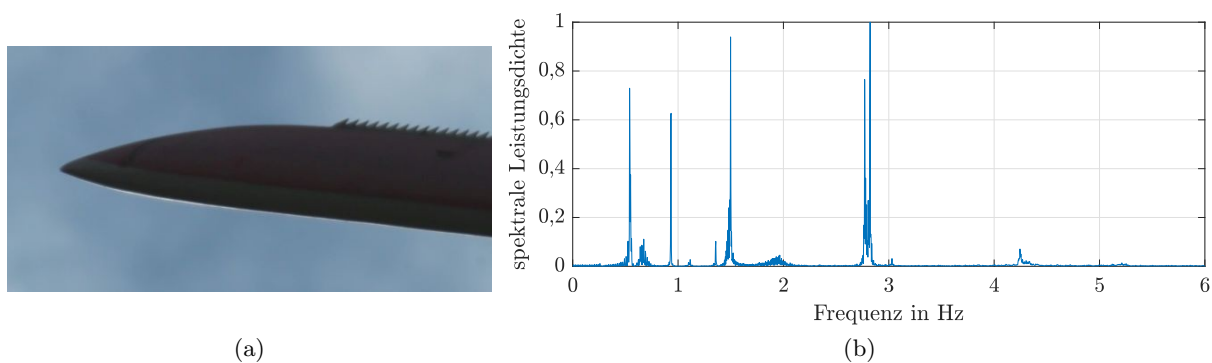


Abbildung 5.15: Videogrammetrische Schwingungsmessung am stillstehenden Rotorblatt: (a) Bildausschnitt des Videos, (b) normiertes Spektrum aus 20 min Videoaufnahme.

Es existieren weitere Peaks geringerer Amplitude im Spektrum, die in Tab. 5.2b aufgeführt sind und deren Ursachen ebenso ungeklärt bleiben. Die Amplitudenwerte betragen weniger als 12 %

Tabelle 5.2: Aus Videogrammetrie bestimmte Eigenfrequenzen des Rotorblatts: (a) dominante Peaks, (b) Peaks mit Amplitudenwerten  $< 20\%$ .

	(a)	(b)
<u>Eigenfrequenz in Hz</u>	<u>Eigenschwingform</u>	<u>Eigenfrequenz in Hz</u>
0,54	1. Biegung Schlagrichtung	0,67
0,93	1. Biegung Schwenkrichtung	1,11
1,50	2. Biegung Schlagrichtung	1,36
2,77	Interpretation unklar	3,03
2,82	Interpretation unklar	4,25

der amplitudenstärksten Frequenz. Für die vorliegende Anwendung ist die korrekte Interpretation aller Schwingungsmoden der Rotorblätter nicht entscheidend, da die Ergebnisse in erster Linie die Einordnung der (gekoppelten) Turmschwingungen und der auf den Turm übertragenen Schwingungen ermöglichen sollen. Schwingungsmoden der Rotorblätter mit geringen Amplituden wirken sich eher nicht auf die Turmstruktur aus. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Messung an der Blattspitze erfolgte. Die Amplitudenverteilung an den Blattwurzeln kann sich deutlich unterscheiden.

### Spannglieder

Die Spannglieder bringen eine Vorspannung in den Betonturm ein, die sich auf die Schwingungseigenschaften des Turms auswirkt. Gleichzeitig können sich auch isolierte Schwingungen der Spannglieder auf den Turm übertragen. Die Amplitude der Spanngliedschwingungen variiert stark mit dem Betriebszustand der Anlage.

Es wurden Schwingungsmessungen mit  $f_s = 1000$  Hz an zwei Hüllrohren von Spanngliedern in unmittelbarer Nähe der Seismometer-Messposition durchgeführt (siehe Abschn. 4.6, Abb. 4.10 zur Beschreibung des Messaufbaus). Die Leistungsdichtespektren der an den Spanngliedern aufgenommenen Daten unterscheiden sich je nach Betriebszustand, sowie zwischen einzelnen Spanngliedern. Abb. 5.16a zeigt das aus einer Messung über vier Stunden an Spannglied 18 resultierende Spektrum, sowie in Teilabbildung b das aus einer späteren Messung über 70 Minuten am benachbarten Spannglied 19 gewonnene Spektrum.

Zunächst fällt auf, dass an Spannglied 19 eine deutlich höhere Schwingungsamplitude, bzw. Signalleistung gemessen wurde. Die an den zwei Spanngliedern auftretenden Frequenzen sind ähnlich, wie die logarithmische Darstellung zeigt. Die stark verschiedene Amplitudenverteilung wird in der linearen Darstellung deutlich. Dies kann einerseits auf die Spannglieder selbst und auf die variierenden Betriebsbedingungen bei zeitlich nacheinander stattfindenden Messungen zurückgeführt werden, andererseits kann auch die Sensorankopplung eine Rolle spielen.

Die Sensorankopplung in radialer Richtung wird als steifer bewertet. Die an Spannglied 19 aufgezeichneten Schwingungen in dieser Richtung weisen deutlich höhere Amplituden auf, sodass die genannte Erklärung Sinn ergeben würde. Für Spannglied 18 ist das Gegenteil der Fall: Hier dominiert die Schwingung in Umfangsrichtung.

Höhere Amplituden in Umfangsrichtung erscheinen plausibler, da die Spannglieder bzw. Hüllrohre im Bereich der mittleren Höhe des Betonturms an der Turminnenwand in radialer Richtung anliegen. Schwingungen in radialer Richtung könnten dadurch stärker gedämpft werden. Randbedingungen, Vorspannung und Fertigungstoleranzen beeinflussen die Schwingungseigenschaften der Spannglieder. Es wird davon ausgegangen, dass die Schwingungseigenschaften der einzelnen Spannglieder dadurch einer Streuung unterliegen.

Für Messungen an einem Spannglied ergeben sich abgesehen von den Amplituden auch Unterschiede in den Frequenzwerten je nach Schwingungsrichtung. Die Unterschiede resultieren wahrscheinlich aus den Randbedingungen und Toleranzen bei Fertigung und Installation. Für Spannglied 18 dominiert in Umfangsrichtung die Schwingung bei  $f = 48,7$  Hz und  $f = 22,1$  Hz. Weiterhin sind Schwingungen bei  $f = 10,9$  Hz und  $f = 70,0$  Hz erkennbar, sowie mit deutlich

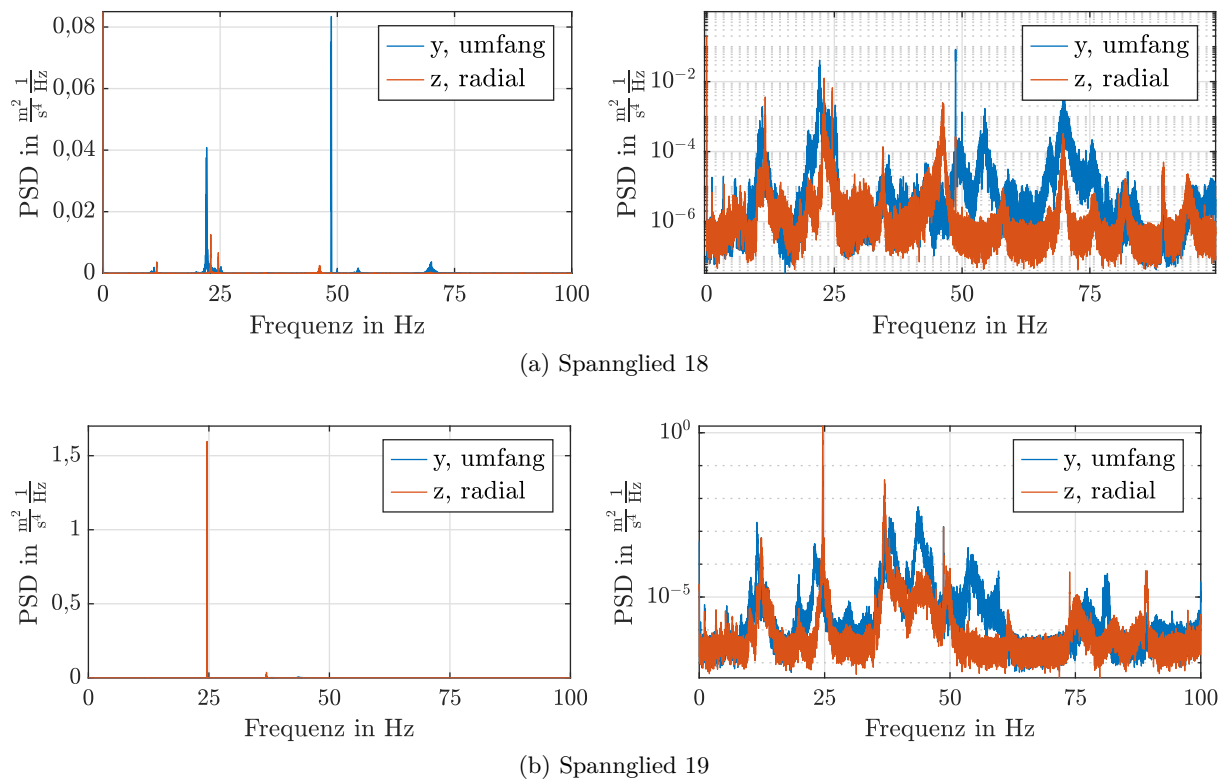


Abbildung 5.16: PSD der Spannglied bzw. Hüllrohrschwingung in linearer und logarithmischer Darstellung; (a) Spannglied 18, (b) Spannglied 19.

geringerer Amplitude bei  $f = 35,7$  Hz. Bei den genannten Frequenzen handelt es sich wahrscheinlich um Biegeeigenfrequenzen des Spannglieds verschiedener Ordnung. In radialer Richtung treten Schwingungen bei jeweils leicht verschobenen Frequenzen auf, siehe Tab. 5.3.

Die Schwingung mit  $f = 24,6$  Hz tritt in beiden Schwingungsrichtungen auf. Sie entspricht der dominierenden Schwingfrequenz des benachbarten Spannglieds 19. Es wird angenommen, dass sich die Schwingung auf das Spannglied 18 überträgt. Die hohe Amplitude stützt diese These. In der linearen Darstellung des an Spannglied 19 erhobenen Spektrums ist nur ein weiterer Peak sichtbar mit viel kleinerer Amplitude, bei  $f = 37,0$  Hz. In der logarithmischen Darstellung sind weitere Peaks sichtbar, die mit geringfügigen Abweichungen den Schwingfrequenzen des Spannglieds 18 entsprechen. Die Amplitudenverhältnisse sind durch den Messort im Bereich der Einspannung bestimmt. Bei einer Messung im Mittenbereich der Spannglieder würden sich andere Amplitudenverhältnisse ergeben.

Tabelle 5.3: Eigenfrequenzen Spannglied 18.

Eigenfrequenz Umfang in Hz	Eigenfrequenz radial in Hz	Eigenschwingform
10,9	11,5	1. Biegemode
22,1	23,0	2. Biegemode
24,6	24,6	2. Biegemode Spannglied 19
35,7	34,5	3. Biegemode
48,7	46,2	4. Biegemode
50,0	50,0	Netzrauschen
70,0	69,8	6. Biegemode

Die Spanngliedschwingungen scheinen auch in der Turmschale messbar zu sein (siehe Abb. 5.17), sowohl im Beton- als auch im Stahlteil. Sie sind in den zur Auslegung der Datenverarbeitung erhobenen Spektren sichtbar, am deutlichsten bei einer Frequenz von  $f = 48$  Hz, siehe Abb. B.1 und Abb. B.4. Die Spanngliedschwingungen erreichen höhere Frequenzen als die Schwingungen

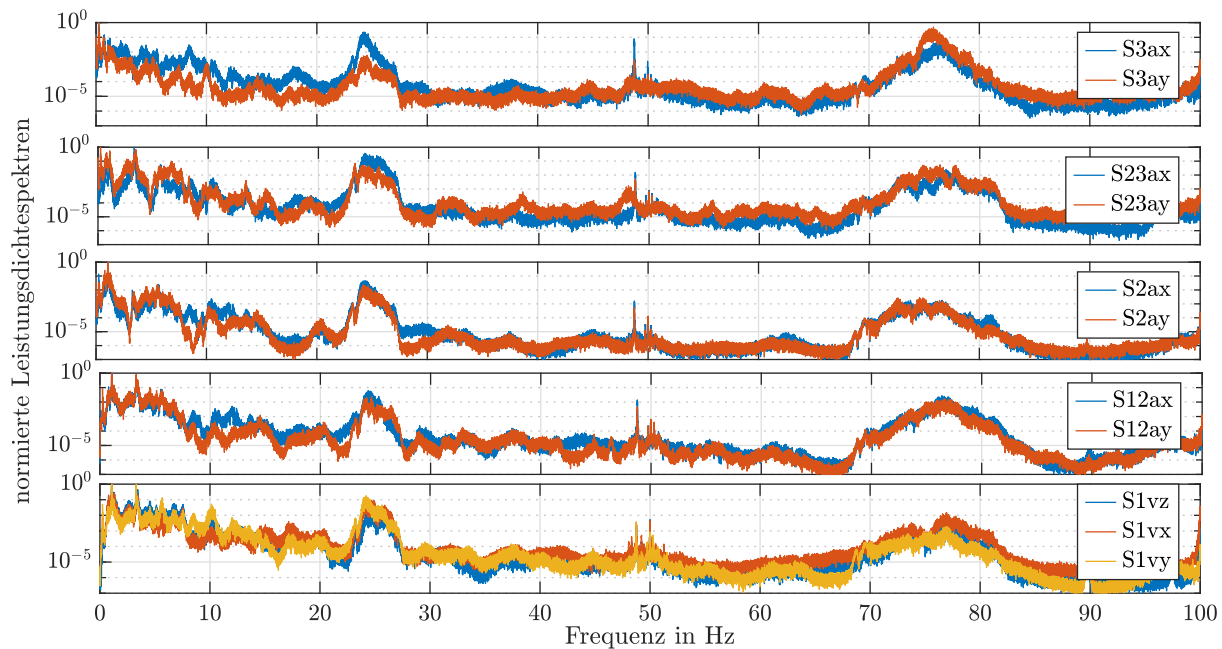


Abbildung 5.17: PSD der Turmschwingung (Turm-Koordinatensystem) für verschiedene Höhenpositionen in logarithmischer Darstellung zur Visualisierung der Spanngliedschwingungen.

der Turmschale oder des Komplettsystems WEA. Nach Gasch und Twele (2010) ist für die Auslegung und Ermüdung der meisten Komponenten von WEA das Schwingungsverhalten bis 10 Hz entscheidend, mit Ausnahmen für den Antriebsstrang und die elektrischen Systeme. Den Ausnahmen müssten für Hybrid- oder Betontürme die Spanngliedschwingungen hinzugefügt werden, was bei der Datenverarbeitung und Interpretation berücksichtigt werden muss.

Abb. 5.17 zeigt Spektren von Schwingungen im relevanten Frequenzbereich, die an der Turmschale in verschiedenen Höhenpositionen gemessen wurden. Die Amplituden sind dabei auf den höchsten im Spektrum vorkommenden Wert normiert. Es sind stets Frequenzanteile bei 24 Hz, 49 Hz sowie 75 Hz sichtbar, die wahrscheinlich aus den Schwingungen der Spannglieder stammen. Überhalb von 10 Hz weist die Schwingung bei 24 Hz stets die höchste Amplitude auf, außer für S3ay. Auffällig ist die unterschiedliche Breite der Peaks. Bei 24 Hz und 75 Hz erstrecken sich die erhöhten Amplituden über einen Bereich von 5 Hz, bzw. 10 Hz, während bei 49 Hz ein sehr schmaler Peak auftritt. Die breiten Peaks können durch die Varianz der Schwingungseigenschaften der Einzelspannglieder, deren Schwingungen sich auf die Turmschale übertragen, erklärt werden.

#### 5.2.4 Analyse von Ausschwingvorgängen zur Dämpfungsbestimmung

Das Schwingungsverhalten des WEA-Turms wird neben den auftretenden Eigenfrequenzen auch durch die Dämpfung und Eigenschwingformen charakterisiert. Die Ermittlung der Dämpfung der verschiedenen Schwingungsmoden ist im Gegensatz zur Frequenzbestimmung komplizierter und unterliegt größeren Unsicherheiten.

Ein von Oberländer (2016) angewendetes Verfahren zur Bestimmung der Dämpfung der ersten Biegeeigenmode des Turms basiert auf der Beobachtung von freien Ausschwingvorgängen. Dabei werden die Parameter eines vereinfachten Modells (Masse-Feder-Dämpfer-System) angepasst, sodass die Bewegungsgleichung des Modells den Messdaten entspricht (Curve-Fitting). Das vereinfachte Modell kann nach Lachmann (2014) aufgrund der großen Turmkopfmasse verwendet werden. Aus dieser starken Vereinfachung können Fehler entstehen. Die Modellparameter lassen einen Rückschluss auf die Eigenschaften und einzelne modale Parameter der WEA zu.

Ausschwingvorgänge können durch verschiedene Betriebsmanöver entstehen, beispielsweise durch ein Stoppen der Anlage oder infolge von Gondeldrehungen. Durch die Beschleunigung der Gondelmasse beim Anfahren, bzw. Stoppen der Gierbewegung, entstehen impulsartige Anre-



gungskräfte. Bei geringen Windgeschwindigkeiten und Anlagenstillstand folgt auf die Anregung ein nahezu freies Ausschwingen. Das Verhalten wurde im Rahmen der Plausibilitätsprüfung der Schwingungsmessdaten in Absch. 5.1.2 beschrieben und ist in Abb. 5.2 sichtbar. Der Effekt wurde zusammen mit den von Oberländer (2016) durchgeführten Untersuchungen auch im MIS-TRALWIND Projekt besprochen und von Projektpartnern aufgegriffen, die einen modifizierten Ansatz verfolgten und die Anregung in Form des Doppelpulses berücksichtigen (Rodenhausen & Obradovic 2017). Ein Vergleich der Ergebnisse der zwei Methoden zeigt nur geringfügige Unterschiede.

Grundsätzlich setzt sich die resultierende Dämpfung der Turmschwingung aus der Strukturdämpfung und der aerodynamischen Dämpfung zusammen. Für Stahltürme ergibt sich eine geringere Strukturdämpfung ( $A = 1,5\%$ ,  $D = 0,24\%$ ) als für Betontürme ( $A = 4\%$ ,  $D = 0,63\%$ ) (DIBt 2015). Die Strukturdämpfung des Hybridturms liegt zwischen diesen Werten.

Rodenhausen und Obradovic (2017) untersuchten den Einfluss der Strukturdämpfung auf die Ermüdungslasten. Sie wirkt sich besonders bei großen Turmhöhen auf die Ermüdungslasten aus. Bei kleineren Türmen dominiert die aerodynamische Dämpfung.

Zur Modellierung des Ausschwingvorgangs mit dem Masse-Feder-Dämpfer-System werden nach Oberländer (2016) die folgenden Zusammenhänge genutzt: Es gilt die Bewegungs-Differentialgleichung

$$m\ddot{q} + d\dot{q} + cq = 0, \quad (5.1)$$

mit der Lösung für geringe Dämpfungen  $|D| = \frac{d}{2m\omega_0} < 1$ :

$$q(t) = e^{-D\omega_0 t} A \sin(\omega t + \varphi). \quad (5.2)$$

Zur Reduktion der Unbekannten für das Curve-Fitting wird die Abklingkonstante  $\delta = D\omega_0$  eingeführt:

$$q(t) = e^{-\delta t} A \sin(\omega t + \varphi). \quad (5.3)$$

Die ungedämpfte Eigenkreisfrequenz  $\omega_0$  kann aus dem Ergebnis der Kurvenanpassung der Bewegungsgleichung berechnet werden:

$$\omega_0 = \sqrt{\omega^2 + \delta^2}. \quad (5.4)$$

Legt man eine Systemmasse  $m$  fest, können die weiteren Systemparameter Federsteifigkeit  $c$  und Dämpfungskonstante  $d$  berechnet werden:

$$c = \omega_0^2 m, \quad (5.5)$$

$$d = 2D\omega_0^2 m. \quad (5.6)$$

Da Beschleunigungsmessdaten betrachtet werden, muss die Bewegungsgleichung für Beschleunigungen verwendet werden. Dies geschieht durch zweimaliges Ableiten von Gl. 5.3. Anhand der Additionstheoreme für trigonometrisch Funktionen lässt sich die Gleichung für Beschleunigungen auf die gleiche Form wie für Auslenkungen (Gl. 5.3) bringen:

$$\ddot{q}(t) = e^{-\delta t} \tilde{A} \sin(\omega t + \tilde{\varphi}). \quad (5.7)$$

Es wurden zwei Ausschwingvorgänge betrachtet, am 20.04.2016, 10:34 sowie am 21.04.2016, 09:36. Dabei handelt es sich jeweils um Stoppvorgänge der Anlage, siehe Auszug der SCADA-Daten in Abb. 5.18a: Die Rotorblätter werden in Fahnenstellung gebracht (Pitchwinkel  $\beta \approx 80^\circ$ ), sodass die Rotordrehung stoppt. Dadurch kommt es zum nahezu freien Ausschwingen der Anlage.

Die dazugehörigen Schwingungsmessdaten wurden zunächst ins Gondel-Koordinatensystem transformiert; Oberländer (2016) verwendete Daten im Sensor-Koordinatensystem. Danach erfolgte eine Bandpassfilterung um die erste Biegeeigenfrequenz (Passband: 0,23-0,31 Hz).

Abb. 5.18b zeigt am Turmkopf erhobene Messdaten zusammen mit Modelldaten entsprechend Gl. 5.7 nach Kurvenanpassung. Weitere Ergebnisse sind in Tab. 5.4 zusammengefasst.



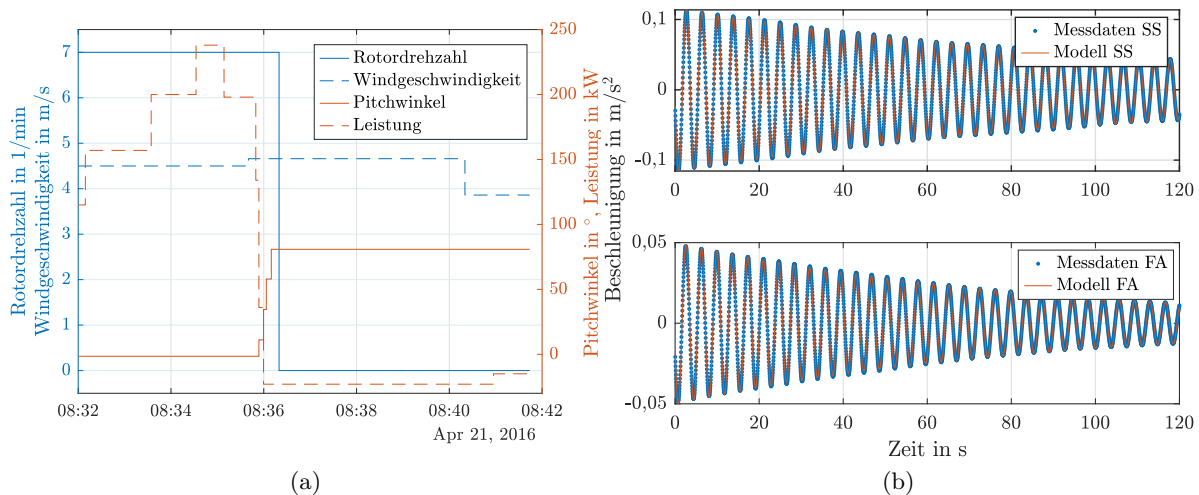


Abbildung 5.18: Ausschwingen der WEA infolge eines Rotorstopps am 21.04.2016: (a) SCADA-Daten, (b) Vergleich von Beschleunigungsmessdaten und daraus abgeleiteter Modell-Bewegungsgleichung für Sensor S3.

Tabelle 5.4: Ergebnisse des Curve-Fitting anhand Gl. 5.7, umgerechnet in modale Parameter  $f_0$  und  $D$ , zusammen mit der Amplitude  $A$  und dem Bestimmtheitsmaß  $R^2$ .

Datensatz	Sensor, Richtung	$f_0$ in Hz	$D$ in %	$A$ in $\frac{m}{s^2}$	$R^2$
20.04.2016	S3a, SS	0,2690	0,53	0,231	1,000
	S2a, SS	0,2691	0,56	0,055	1,000
	S3a, FA	0,2708	0,79	0,073	0,991
	S2a, FA	0,2724	-	-	-
21.04.2016	S3a, SS	0,2692	0,49	0,116	0,999
	S2a, SS	0,2693	0,51	0,028	0,996
	S3a, FA	0,2717	0,68	0,050	0,998
	S2a, FA	0,2719	-	-	-

Das Modell bildet den Ausschwingvorgang stets mit geringen Abweichungen ab. Das Bestimmtheitsmaß ist für alle betrachteten Datensätze größer als 99 % ( $R^2 > 0,99$ ), das (Lehrsche) Dämpfungsmaß  $D$  bewegt sich im Bereich 0,5-0,8 %. Durch den Rotorstopp entsteht hier eine Turmschwingung hauptsächlich in der Rotorebene. Die Amplituden in SS-Richtung sind höher, weshalb die daraus abgeleiteten modalen Parameter als zuverlässiger zu bewerten sind. Im Bereich der Turmmitte auf Ebene S2 in FA-Richtung kommt es während des Ausschwingens aufgrund der geringen Schwingungsamplitude zu nicht vernachlässigbaren zusätzlichen Anregungen, sodass eine Dämpfungsbestimmung nicht sinnvoll ist. In SS-Richtung dagegen stimmen die Dämpfungswerte für die zwei betrachteten Sensorebenen S2 und S3 überein.

In der Hauptschwingungsrichtung in Rotorebene liegt die Dämpfung für beide Datensätze und Sensorpositionen im Bereich  $D = 0,49\%$  bis  $0,56\%$ , und damit zwischen den in der Literatur (DIBt 2015) angegebenen Werten der Strukturdämpfung für Beton- bzw. Stahltürme. Für die FA-Richtung ergeben sich höhere Dämpfungswerte von  $D = 0,7\%$  bis  $0,8\%$ . Wegen der geringeren Signalamplitude und der damit verbundenen höheren Fehleranfälligkeit der Ergebnisse auf externe Anregungen, z. B. durch Böen, können aus den Unterschieden vorerst keine Schlüsse gezogen werden.

Die von Schaumann und Seidel (2000) an Stahltürmen von WEA anhand von Ausschwingvorgängen ermittelten Dämpfungswerte nehmen, wie erwartet, gleiche bis kleinere Werte von  $D = 0,2\%$  bis  $0,5\%$  an. Rodenhausen und Obradovic (2017) ermittelten für die gleiche WEA in anderen Betrachtungszeiträumen Dämpfungswerte im Bereich  $D = 0,53\%$  bis  $0,60\%$ , je nach

verwendeter Methode. Eine Angabe zu betrachteten Schwingungsrichtungen fehlt. Die Ergebnisse stimmen mit den hier bestimmten Dämpfungswerten in SS-Richtung überein. Sie schlugen eine Formel zur Abschätzung der Strukturdämpfung von Hybridtürmen in Abhängigkeit der Auslenkungsanteile der Eigenformen für die jeweiligen Materialien vor.

Für die betrachtete WEA ergibt sich daraus ein niedrigerer Wert von  $D = 0,35\%$ . Der Formelzusammenhang ist bisher nicht empirisch belegt und könnte nur eine grobe Näherung darstellen. Eine Überschätzung der Dämpfung durch die Auswertung von Ausschwingvorgängen ist aber denkbar, da neben der Strukturdämpfung zusätzlich nicht vernachlässigbare aerodynamische Dämpfungsanteile wirken könnten.

### 5.3 Automatisierte Operational Modal Analysis (AOMA)

Im vorgestellten Konzept zur Lebensdauerüberwachung wird ein mittels Messdaten validiertes Modell verwendet. Die Überprüfung der Modellgültigkeit sollte nicht einmalig, sondern mehrmals, im Idealfall kontinuierlich und automatisch erfolgen. Denn durch veränderte Betriebs- und Umgebungsbedingungen oder die Degradation von Werkstoffen und Verbindungen oder andere Schädigungen, können Struktureigenschaften wie Steifigkeit, Dämpfung variieren und eine Änderung der modalen Parameter hervorrufen. Eine mögliche Veränderung der modalen Parameter im Beobachtungszeitraum soll hier untersucht werden.

Tatsächlich zeigen modale Parameter i. d. R. eher eine geringe Empfindlichkeit auf entsprechende Änderungen, wobei höhere Eigenmoden eine höhere Empfindlichkeit aufweisen sollen (siehe Absch. 2.3). Für eine datenbasierte Schadensdetektion müssen evtl. geeignetere Schädigungsindikatoren ausgewählt werden.

Zur Modellvalidierung wurden unter anderem modale Parameter verwendet. Entsprechend sollte das Verfahren zur messdatenbasierten Bestimmung der modalen Parameter automatisiert erfolgen. Das umgesetzte Vorgehen wird in diesem Abschnitt erläutert. Gleichzeitig bietet die automatisierte Analyse die Möglichkeit, große Datensätze auszuwerten und Abhängigkeiten zu Betriebs- und Umgebungsbedingungen zu ermitteln. Die automatische Bestimmung modaler Parameter ist Voraussetzung für die Umsetzung eines automatisierten „Model Update“, welches das Digitale Modell nach Kritzinger et al. (2018) in einen Digitalen Schatten überführt.

Die verwendete OMA-Methode – SSI-COV – wurde in Absch. 2.4.2 beschrieben, hier werden die für die Anwendung angepassten Parameter erläutert. Die Automatisierung erfolgt nah an der von Neu et al. (2017) vorgeschlagenen und in Absch. 2.4.3 beschriebenen Methode. Abweichungen und gewählte Varianten werden erklärt. Das Vorgehen zur Analyse großer Datensätze in Abhängigkeit der Betriebs- und Umgebungsbedingungen wird erläutert und daraus resultierende Ergebnisse werden diskutiert. Die Anwendung der vollständig automatisierten OMA nach Neu et al. (2017) (mit einzelnen Anpassungen) für kontinuierlich erhobene Schwingungsmessdaten an einem WEA-Turm wurde in der Literatur bisher nicht beschrieben. Alle bekannten Anwendungen basieren auf Verfahren mit geringerem Automatisierungsgrad. Auch die AOMA am Hybridturm einer WEA stellt eine Neuerung dar.

#### 5.3.1 Umsetzung und Parameterwahl für automatisierte SSI

Aus den verschiedenen Verfahren der OMA wurde die kovarianzbasierte Stochastic-Subspace-Identification (SSI-COV) als am besten geeignet für die vorliegende Aufgabenstellung bewertet. Sie wurde in verschiedenen Fallstudien erfolgreich für die Systemidentifikation von WEA angewendet (siehe Absch. 2.4.4) und mit in Absch. 2.4 genannten alternativen Verfahren verglichen.

Zur Umsetzung und Implementierung der SSI-COV existieren verschiedene Varianten, die sich leicht unterscheiden (Rainieri & Fabbrocino 2014b). Die hier verwendete Umsetzung ist in Absch. 2.4.2 beschrieben, es handelt sich um die Balanced Realization (BR). Die Implementierung erfolgte entsprechend der Ausführungen in Matlab. Weitere Details zur Implementierung können Harhaus (2018) und Y. Zhang (2017) entnommen werden.

Mehrere Parameter der SSI-COV müssen in Abhängigkeit des Anwendungsobjekts, der Anzahl der erwarteten Schwingungsmoden und der Messdatengrundlage gewählt werden. Dazu gehören die Anzahl der Zeitverschiebungen  $i$  für die Berechnung der Kovarianzen der Messdaten, die betrachteten Systemordnungen  $n_{\text{sys}}$  und das Zeitintervall  $T$ . Weiterhin muss bei der Parameterwahl auch das Vorgehen zur Automatisierung berücksichtigt werden.

### Parameterwahl SSI

#### *Zeitintervall*

Grundsätzlich sind längere Zeitintervalle zu bevorzugen, da die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Parameteridentifikation dadurch steigt. Die zugrundeliegenden Annahmen der Methode (siehe Absch. 2.4) werden dadurch besser eingehalten (Rainieri & Fabbrocino 2014a). Dies gilt jedoch nur, wenn sich in dem betrachteten Zeitintervall die Anregungscharakteristik nicht ändert.

Pridham und Wilson (2003) ermittelten für Systeme mit Eigenfrequenzen unter 1 Hz und Dämpfungen kleiner 1 % eine minimal notwendige Datenlänge von 4000 Samples bei  $f_s = 50$  Hz für die zuverlässige Ermittlung von Dämpfungen. Dies entspricht einem Zeitintervall von  $T = 80$  s. Für  $f_s = 25$  Hz ergibt sich bei gleichbleibender Sample-Anzahl ein Intervall von  $T = 160$  s = 2,7 min.

Die beschriebenen Fallstudien an WEA nutzen in den meisten Fällen Zeitintervalle von  $T = 10$  min, da Windbedingungen in Zeitintervallen dieser Größenordnung oftmals näherungsweise konstant bleiben. Weiterhin entspricht dies der in vielen Fällen verfügbaren zeitlichen Auflösung der Betriebsdaten (SCADA-Daten). Hier wurden auch längere Zeitintervalle betrachtet, für die sich keine nennenswerte Steigerung der Ergebnisqualität ergab. Daher wurde das Betrachtungszeitintervall zu  $T = 10$  min festgelegt.

#### *Anzahl der Zeitverschiebungen, Blockzeilen der Hankel-Matrix, Timelags*

Für den ersten Schritt der SSI-COV, die Berechnung der Kovarianzen, muss die maximale Anzahl der Zeitverschiebungen in Samples festgelegt werden. Da die Kovarianzen für alle Zeitverschiebungen von 1 bis  $i$  in der Block-Hankel-Matrix angeordnet werden, entspricht  $i$  auch der Anzahl der Block-Zeilen der Hankel-Matrix.

Die Qualität der Ergebnisse der SSI hängt von der Anzahl der Zeitverschiebungen ab (Reynders & De Roeck 2008). Pridham und Wilson (2003) weisen darauf hin, dass besonders für Systeme mit niedrigen Frequenzen und Dämpfungen die Anzahl der Zeitverschiebungen zur Berechnung der Kovarianzen der Schwingungsmessdaten hoch genug gewählt werden sollte. Während in früheren Veröffentlichungen noch eine Wahl von  $i$  als so groß wie möglich empfohlen wurde, die nur durch Rechendauer und Speichernutzung begrenzt war, zeigen aktuelle Untersuchungen bei einer Erhöhung über einen bestimmten Punkt hinaus eine reduzierte Ergebnisqualität (Rainieri & Fabbrocino 2014a; Reynders & De Roeck 2008).

Bei zu hoher Wahl von  $i$  steigen die Unsicherheiten der Schätzung der modalen Parameter (Bajrić et al. 2018; Marwitz et al. 2017; Rainieri & Fabbrocino 2014a) und es kann „modal splitting“ auftreten: das Aufspalten einzelner Schwingungsmoden in mehrere. Als Faustregel empfehlen Reynders und De Roeck (2008) eine Zeitverschiebung über mindestens der halben Periode der niedrigsten Eigenfrequenz, in diesem Fall:

$$i \geq \frac{f_s}{2f_1} = \frac{25 \text{ Hz}}{2 \cdot 0,28 \text{ Hz}} = 45. \quad (5.8)$$

Neu et al. (2017) wählen die Anzahl der Zeitverschiebungen nach Van Overschee und De Moor (1996) in Abhängigkeit der maximalen Systemordnung  $n_{\text{sys,max}}$  und Anzahl der Sensorkanäle  $n_{\text{Kanaele}} = 8$  bei vier biaxial messenden Sensoren. Jedoch erscheint dieser Zusammenhang eher ungeeignet, da eine Abhängigkeit zur ebenfalls zu wählenden maximalen Systemordnung besteht und sich in vielen Fällen, z. B. für Systemordnung  $n_{\text{sys,max}} = 150$  geringe Werte als durch Gl. 5.8

ergeben, die einen Minimalwert definiert.

$$i = \frac{2n_{\text{sys,max}}}{n_{\text{Kanaele}}} = \frac{300}{8} = 38 \quad (5.9)$$

Typische, für die Anwendung verwendete, Werte liegen meist im Bereich  $i = 100 - 200$  (Bajrić et al. 2018; Marwitz et al. 2017; Oliveira 2016; Rainieri & Fabbrocino 2014a; Zabel 2019) oder höher  $i = 512$  (Devriendt et al. 2014). Im Fall von Marwitz und Zabel (2018) liegen die Werte deutlich niedriger: bei  $i = 18 - 25$ .

Bisher existiert kein allgemein anerkanntes Kriterium für die Wahl der Anzahl der Zeitverschiebungen und der maximalen Systemordnung  $n_{\text{sys}}$ . Es gibt aber verschiedene Vorschläge zur optimalen Auswahl, die auf einem empirischen Vorgehen bei Variation von  $i$  basieren und unterschiedliche Qualitätskriterien verwenden.

Bajrić et al. (2018) rekonstruieren Korrelationsfunktionen aus Clustern komplexer Pole und finden so für die Modalanalyse eines WEA-Turms für Messdaten mit  $f_s = 10$  Hz einen optimalen Wert von  $i = 150$ . Marwitz und Zabel (2018) und Marwitz et al. (2017) nutzen als Kriterium die modalen Anteile (modal contributions nach Cara et al. (2013)) und finden je nach Anwendung optimale Werte im Bereich  $i = 20$  (Marwitz & Zabel 2018) bzw.  $i = 200$  (Marwitz et al. 2017). Pridham und Wilson (2004) betrachten die Anzahl der stabilen Pole bei einer Iteration über die Anzahl der Zeitverschiebungen  $i$  und der maximalen Systemordnung  $n_{\text{sys,max}}$ . Rainieri und Fabbrocino (2014a) nutzen die „condition number“, das Verhältnis aus maximalem zu minimalem Singulärwert der Block-Hankel-Matrix, als Maß für die Kondition der Matrix. Daraus ergibt sich ein optimaler Bereich für die Anzahl der Zeitverschiebungen von  $i = 50 - 150$ .

Aus der Literatur kann folglich kein klarer Hinweis für die Wahl der Anzahl der Zeitverschiebungen abgeleitet werden. Insbesondere die Kombination mit der folgenden automatisierten Auswertung nach Neu et al. (2017) ändert die Zielstellung für die Parameterwahl: Es ist weniger entscheidend eine möglichst geringe Anzahl Störpole zu erzeugen als für klassische Verfahren.

Es wurden daher ausgehend von der unteren Grenze nach Gl. 5.8 Analysen für steigende  $i$  durchgeführt und die Ergebnisse mithilfe der resultierenden Stabilisierungsdiagramme bewertet. Bereits im Bereich des unteren Grenzwerts von  $i = 45$  erhält man gute Ergebnisse und ab ca.  $i = 100$  nimmt die Datenqualität in Kombination mit der automatisierten Auswertung ab. Für die weiteren Analysen wurde die Anzahl der Zeitverschiebungen auf  $i = 85$  festgelegt.

Für die gewählten Parameter werden die Pole der meisten Biegeeigenmoden des Turms über viele Systemordnungen hinweg als stabil bewertet; Abb. 5.19a zeigt dazu einen Ausschnitt des Stabilisierungsdiagramms im Bereich der ersten Biegeeigenfrequenz. Dieser verdeutlicht zusätzlich die zuverlässige Identifikation und Trennung der nah beieinanderliegenden Schwingungsmoden. Wird  $i$  zu hoch gewählt, kommt es zunächst zu größeren Unsicherheiten, die sich in stärkeren Streuungen der modalen Parameter äußern. Bei weiterer Erhöhung von  $i$  tritt „modal splitting“ auf. Nach Zabel (2019) weist eine stabile Bewertung der Pole über alle Modellordnungen, wie hier erkennbar, auf eine erfolgreiche Systemidentifikation bei geeigneter Datenqualität und Parameterwahl hin. Gleichzeitig wurde der Bereich der betrachteten Modellordnungen variiert. Deren Auswahl wird im Folgenden näher beschrieben; hier existieren für die automatisierte Auswertung nach Neu et al. (2017) klarere Kriterien für die Parameterwahl.

### *Systemordnung*

Die Systemordnung entspricht der Anzahl der Pole des Zustandsraummodells. Die tatsächliche Modellordnung ist meist unbekannt. Sie kann teilweise aus den Singulärwerten der Block-Toeplitz-Matrix abgeleitet werden. Der Betrag der Singulärwerte nimmt entlang der Diagonalen ab. Die Systemordnung entspricht dem letzten Singulärwert  $> 0$ , bzw. dem letzten Wert vor einem signifikanten Abfall. Für Analysen basierend auf realen Messdaten kann dieser Punkt oft nicht eindeutig bestimmt werden. Das gilt auch für die vorliegenden Daten, siehe Abb. 5.19b (Rainieri & Fabbrocino 2014b).

Pole physikalischer Schwingungsmoden treten als komplex-konjugierte Paare auf, d. h. bei einer Systemordnung von  $n_{\text{sys}}$  können maximal  $n_{\text{sys}}/2$  physikalische Schwingungsmoden iden-

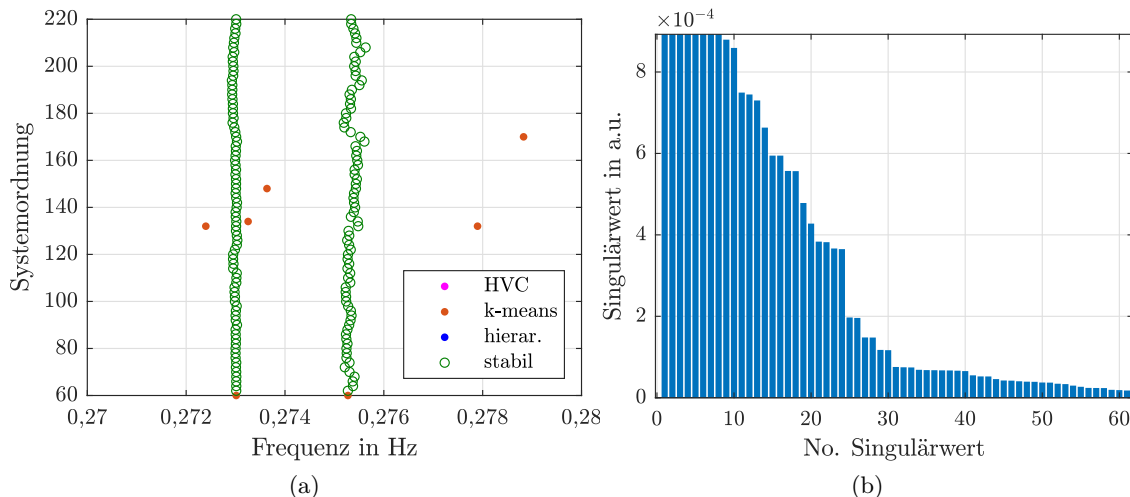


Abbildung 5.19: (a) Stabilisierungsdiagramm im Bereich der 1.BEF zeigt die stabile Bewertung der Pole über alle Modellordnungen; rot markierte Pole wurden nach k-means-clustering als nicht physikalisch bewertet; (b) Singulärwerte der Block-Toeplitz-Matrix.

tifiziert werden. Aus den vorangegangenen Analysen und den Voruntersuchungen von Harhaus (2018) und Y. Zhang (2017) wird deutlich, dass im betrachteten Frequenzbereich von  $f = 0 - 10$  Hz eine Vielzahl physikalischer Schwingungsmoden, nicht nur des Turms, sondern auch der Rotorblätter auftreten und zusätzlich gekoppelte Moden des Gesamtsystems zu berücksichtigen sind.

Für manuelle Auswertungen werden im Stabilisierungsdiagramm i. d. R. Modellordnungen ab  $n_{\text{sys}} = 1$ , aufsteigend bis zu einer zu wählenden maximalen Ordnung betrachtet. Für die AOMA nach Neu et al. (2017) ist es vorteilhaft, mit einer höheren minimalen Systemordnung  $n_{\text{sys},\text{min}}$  zu beginnen, die bereits alle relevanten Schwingungsmoden abbilden kann. Auf diese Weise ergeben sich geringere Größenunterschiede der resultierenden Cluster der Pole für verschiedene physikalische Schwingungsmoden. Die Cluster physikalischer Schwingungsmoden können dadurch besser von kleineren, aus Störpolen bestehenden Clustern, unterschieden werden. Aus den Voruntersuchungen im Frequenzbereich (Absch. 5.2.2) wurde die Anzahl der möglichen physikalischen Schwingungsmoden zu  $L = 30$  geschätzt. Entsprechend wurde die minimale Systemordnung  $n_{\text{sys},\text{min}} = 60$  gewählt.

Mit steigender maximaler Modellordnung steigt die Anzahl der mathematischen Moden, was für die manuelle Analyse unerwünscht ist. Für das Vorgehen nach Neu et al. (2017) gelten andere Kriterien. Im Rahmen der Automatisierung werden zunächst anhand single-mode-Kriterien Pole entfernt, die aufgrund ihrer Eigenschaften nicht physikalischen Ursprungs sein können. Als nächstes werden die verbleibenden Pole mit einem 2-means-Clustering in zwei ca. gleich große Gruppen aufgeteilt: Eine Gruppe mit wahrscheinlich physikalischen Moden, die weiter untersucht wird und eine zweite Gruppe mit mathematischen Moden, die nicht weiter betrachtet wird. Im zweiten Clustering-Schritt erfolgt eine weitere Reduktion der als stabil bewerteten Pole. Folglich sollte die maximale Modellordnung so gewählt werden, dass die Anzahl der mathematischen Moden ( $N_m$ ) im Stabilisierungsdiagramm größer ist als die Anzahl der physikalischen Moden, da sonst eine Vielzahl physikalischer Moden ( $N_p$ ) entfernt werden könnte. Die jeweilige Modenanahl kann abgeschätzt werden durch:

$$N_p = n_{\text{sys},\text{max}} L \quad (5.10)$$

$$N_m = \frac{1}{2} n_{\text{sys},\text{max}} (n_{\text{sys},\text{max}} + 1) - N_p \quad (5.11)$$

Da physikalische Moden stets als komplex-konjugierte Paare auftreten und Einzelpole nach dem HVC entfernt werden, ergibt sich durch ungerade Modellordnungen i. d. R. keine Mehrinformation. Weiterhin ergibt sich bei gleicher Anzahl betrachteter Systemordnungen ein ungünstiges

Verhältnis von  $\frac{N_p}{N_m}$ , mit zu vielen mathematischen Polen. Es wurden daher nur gerade Modellordnungen genutzt. Mit  $n_{\text{sys,min}} = 60$ ,  $n_{\text{sys,max}} = 220$  ergeben sich bei  $L = 30$  eine Modenzahl von  $N_p = 4800$  und  $N_m = 6440$ , welche die genannte Bedingung erfüllen. Reynders et al. (2008) verwendeten ebenfalls nur gerade Modellordnungen.

Die Anzahl der Pole für die gewählten Modellordnungen befindet sich in einem Größenbereich, der auch in anderen Analysen ähnlicher Objekte verwendet wurde, da dort zumeist jede Systemordnung bis zum Maximum betrachtet wurde: 200 m Mast:  $n_{\text{sys,max}} = 150$ , 200 m Turm:  $n_{\text{sys,max}} = 200$  (Marwitz & Zabel 2018; Marwitz et al. 2017), Z24 Brücke:  $n_{\text{sys,max}} = 160$  (Reynders & De Roeck 2008).

Nach Neu et al. (2017) ist das automatisierte Vorgehen wenig sensitiv hinsichtlich der gewählten maximalen Modellordnung. Im Rahmen der Parameterwahl dieser Arbeit wurden Analysen für verschiedene Modellordnungen durchgeführt, deren Ergebnisse die Aussage von Neu et al. (2017) bestätigen.

Die verbesserte Auswahl der Parameter  $i$  und  $n_{\text{sys}}$  im Vergleich zu den Untersuchungen von Harhaus (2018) führt zu einer höheren Identifizierungsrate der einzelnen Schwingungsmoden. Die Identifizierungsrate (in Anlehnung an Devriendt et al. (2014)) gibt an, für welchen Anteil der betrachteten Zeitintervalle bzw. Datensätze ein Schwingungsmodus erfolgreich identifiziert und als stabil bewertet wurde.

### **Automatische Extraktion physikalischer Schwingungsmoden durch Clustering**

Das Ergebnis der SSI-COV ist eine große Anzahl an Polen verschiedener Systemordnungen, die potenziell physikalische Schwingungsmoden darstellen können. Die Unterscheidung zwischen Störpolen und physikalischen Polen erfolgt klassischerweise durch einen erfahrenen Anwender unter Zuhilfenahme geeigneter Stabilitätskriterien. Typische Stabilitätskriterien sind manuell festgelegte maximal zulässige Abweichungen der Eigenfrequenzen, Dämpfungen und MAC über den betrachteten Modellordnungen. Erfüllt ein ausreichend großer Anteil der Pole in einem Frequenzbereich die Stabilitätskriterien, wird davon ausgegangen, dass diese einen physikalischen Ursprung haben.

Als Automatisierung wird hier die automatische Eingruppierung/Bewertung der Pole bezeichnet und die Ableitung von modalen Parametern aus einer Gruppe stabiler Pole. Dazu werden Clustering-Verfahren eingesetzt. Das Vorgehen wird entsprechend dem von Reynders et al. (2012) entworfenen und von Neu et al. (2017) modifizierten Ansatz, wie in Absch. 2.4.3 beschrieben, vorgenommen. Die Hauptschritte werden hier knapp zusammengefasst, wobei auf Modifikationen eingegangen wird.

Der erste Schritt ist die Anwendung von „single mode validation“ Kriterien, d. h. die Betrachtung der Eigenschaften einzelner Pole und deren Entfernung von der Gruppe der zu betrachtenden Pole. Ein Beispiel für ein solches Ausschlusskriterium ist eine negative Dämpfung.

Der zweite Schritt ist ein 2-means-clustering der verbleibenden Pole in zwei Gruppen, die als Störpole bzw. als wahrscheinlich physikalische Schwingungsmoden, bewertet werden. Dafür wird der von Neu et al. (2017) vorgeschlagene Abstandsvektor (siehe Gl. 2.31) zwischen den Polen eingesetzt, welcher alle modalen Parameter der Pole kombiniert. Die als Störpole eingruppierten Pole werden nicht weiter betrachtet.

Der dritte Schritt ist die Gruppeneinteilung der verbleibenden Pole zur Ableitung modaler Parameter, wofür ein hierarchisches Clustering eingesetzt wird. Neu et al. (2017) verwenden einen vereinfachten Distanzvektor aus Eigenwert und MAC. Hier wurde das gleiche erweiterte Distanzmaß wie für das k-means-clustering verwendet. Die Pole werden schrittweise zu größeren Gruppen zusammengefasst, bis der Abstand zwischen den Gruppen einen Grenzwert erreicht, der von Neu et al. (2017) als das 95 % Perzentil der Abstände festgelegt wurde. Für den vorliegenden Anwendungsfall hat sich gezeigt, dass eine weiter ausgedehnte Zusammenfassung von Gruppen sinnvoll ist. Entsprechend wurde der Grenzwert höher, als 98 % Perzentil der Abstände, angesetzt.

Neben der Gruppeneinteilung dient das hierarchische Clustering auch der weiteren Reduk-

tion der als stabil betrachteten Pole bzw. Gruppen: Jeder Cluster wird anhand der Anzahl der enthaltenen Pole bewertet. Cluster mit weniger als 50% der Pole im Vergleich zum größten Cluster werden als nicht stabil bewertet. Die modalen Parameter der stabilen Cluster werden aus dem Mittelwert aller enthaltenen Pole ermittelt.

Das Ergebnis der automatisierten Auswertung eines Beispieldatensatzes kann als Stabilisierungsdiagramm dargestellt werden, wie in Abb. 5.20 mit a) allen identifizierten Polen, bzw. b) nur mit stabil bewerteten Polen.

Die bekannten Biegeeigenmoden des Turms werden alle erfolgreich identifiziert und als stabil bewertet. Zusätzlich treten stabile Schwingungsmoden in den Frequenzbereichen 2-3 Hz, 4-5 Hz und 6,5-7,5 Hz auf. In der folgenden Langzeitanalyse zeigen sich diese zusätzlichen Moden in nahezu allen Einzeldatensätzen mit gleichbleibenden Parametern. Eine fehlerhafte Klassifizierung als stabile Moden wird daher ausgeschlossen. Mögliche Ursachen der Schwingungsmoden werden nach Auswertung aller Ergebnisse in Absch. 5.3.3 betrachtet.

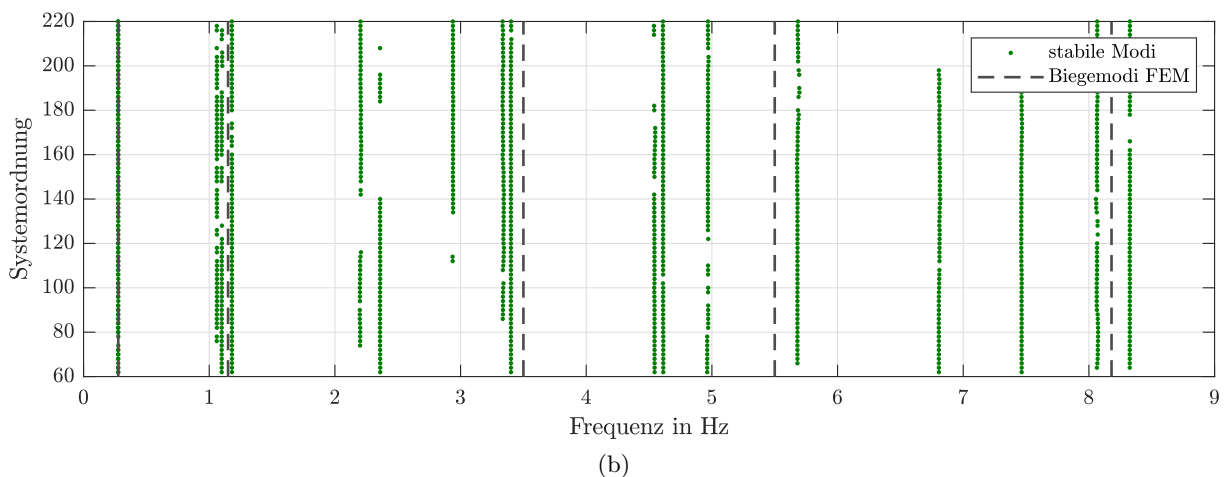
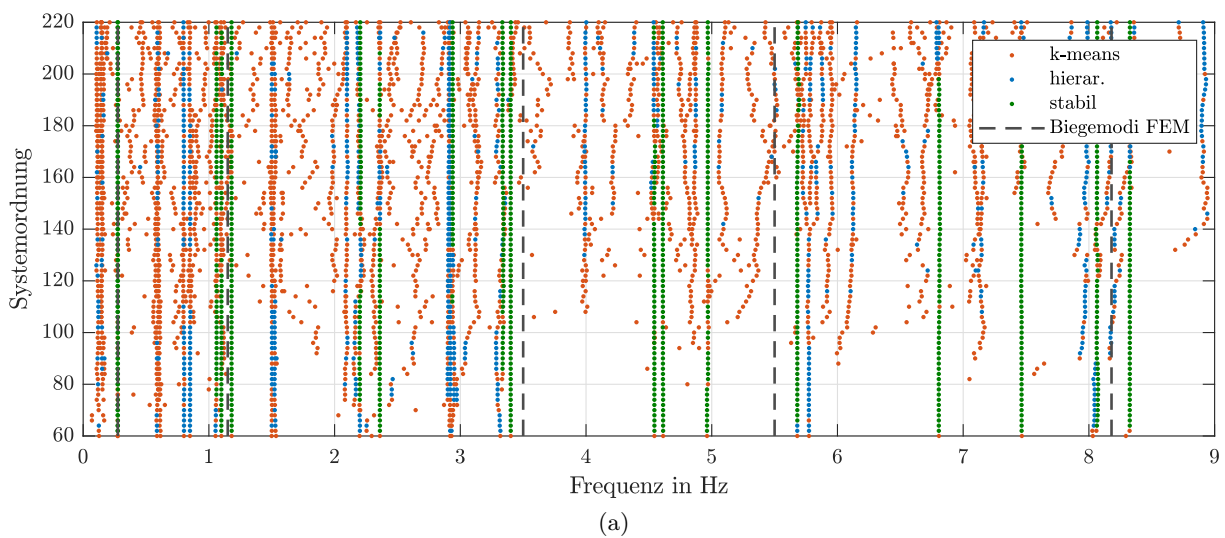


Abbildung 5.20: Ergebnis der automatisierten Auswertung als Stabilisierungsdiagramm mit (a) allen identifizierten Polen und (b) nur mit stabil bewerteten Polen (durch Clustering).

### Mode Tracking / Ableitung mittlerer modaler Parameter

Jedes betrachtete Messdatenintervall ( $T = 10$  min) liefert ein Stabilisierungsdiagramm, bzw. nach dem Clustering, stabil bewertete Cluster für verschiedene Schwingungsmoden zusammen mit mittleren modalen Parametern. Die modalen Parameter der untersuchten Intervalle können beispielsweise über der Zeit betrachtet werden.

Hier sollten jedoch auch anhand aller betrachteten Intervalle die mittleren modalen Parame-

ter der Struktur abgeleitet werden. Dazu wurden zunächst manuell Frequenzbereiche definiert, in denen sich die betrachteten Schwingungsmoden befinden. Weiterhin wurden Schwingungsrichtungen definiert, die berücksichtigt werden, bzw. nicht für die Berechnung der Mittelwerte herangezogen werden. Für Schwingungsmoden, die hauptsächlich in einer Schwingungsrichtung auftreten, wurden einzelne Moden mit abweichender Schwingungsrichtung vernachlässigt. Auf diese Weise können paarweise auftretende, hinsichtlich des Frequenzwerts nah beieinanderliegende, Schwingungsmoden mit unterschiedlicher Schwingungsrichtung klar getrennt werden. Dadurch können die Frequenzintervalle groß gewählt werden, sodass auch bei einer starken Änderung der Eigenfrequenzen noch eine korrekte Zuordnung erfolgt.

Das Vorgehen funktioniert für alle Schwingungsmoden zuverlässig mit Ausnahme des Schwingungspaars der ersten Biegeeigenfrequenz  $f_1 = 0,27$  Hz. Die Biegemoden lassen sich weder anhand der Frequenzwerte noch anhand der Richtung klar trennen. Es wurde daher ein modifiziertes Vorgehen entwickelt: Für jeden Datensatz (Intervall) wurde geprüft, ob zwei Schwingungsmoden im relevanten Frequenzbereich auftreten. Die zwei Moden wurden dann anhand ihres Frequenzwerts zwei Gruppen zugeordnet, die als getrennte Schwingungsmoden betrachtet werden. Für einzelne Datensätze wurde nur ein Schwingungsmodus identifiziert, diese werden keiner Gruppe zugeordnet und für die Auswertung nicht berücksichtigt. Für 90 % der betrachteten Intervalle wurden typischerweise zwei Schwingungsmoden gefunden.

### Zusammenfassung, Änderungen im Vergleich zu Neu et al. (2017) und Ausblick

Die zur Durchführung der SSI benötigten Parameter, für die keine eindeutigen Vorgaben existieren, wurden sorgfältig ausgewählt und über weite Bereiche variiert bis optimale Werte gefunden wurden. Die gewählten Parameter sind in Tab. 5.5 zusammengefasst. Das Ergebnis der Parametervariation wurde stets in Kombination mit der automatisierten Auswertung betrachtet. Die erzielte Ergebnisqualität wurde als gut geeignet für die Zielstellungen bewertet.

Auch die Parameter der Automatisierung durch mehrstufiges Clustering wurden teils variiert und die Ergebnisqualität verbessert. Bereits mit den von Neu et al. (2017) für beliebige Anwendungen angegebenen Parametern wurden zufriedenstellende Ergebnisse erzielt, wobei durch einzelne Veränderungen die Ergebnisse weiter verbessert werden konnten. Relevante Schwingungsmoden wurden für einen größeren Anteil der Testdatensätze als stabil bewertet. Die variierten Parameter sind in Tab. 5.5 aufgeführt.

Tabelle 5.5: Verwendete Parameter der SSI und Clustering-Verfahren.

Intervallgröße $T$	Anzahl timelags $i$	System- ordnungen	Hierclust, Perzentil	Hierclust, Distanzvektor
10 min	85	60:2:220	98 %	$\lambda, f, D, \text{MAC}, \text{MPD}$

Trotz der genannten, teilweise nicht ganz passenden Zielstellung der Vorschläge zur Optimierung der SSI-Parameter  $i$  und  $n_{\text{sys}}$ , wäre deren Anwendung interessant, um zu prüfen, ob eine weitere Verbesserung der Ergebnisqualität erzielt werden kann.

Auch das mehrstufige Clustering könnte evtl. weiter verbessert werden für die vorliegende Anwendung, beispielsweise durch die Verwendung des MACXP-Kriteriums statt MAC, welches für komplexe Eigenschwingformen, wie sie hier vorliegen, optimiert ist. In einem ersten Versuch im Rahmen der Arbeit von Harhaus (2018) war die Anwendung nicht erfolgreich. Evtl. sind weitere Anpassungen notwendig. Für das hierarchische Clustering existieren neben dem verwendeten Average-Linkage weitere Varianten zur Berechnung des Gruppenabstands (wie z. B. das Ward-Verfahren), die weiteres Verbesserungspotential bergen könnten.

### 5.3.2 Anwendung zur Dauerüberwachung in Kombination mit SCADA-Daten

Die modalen Parameter müssen in Abhängigkeit der Betriebs- und Umgebungsbedingungen (environmental and operational conditions, EOC) betrachtet werden. Grundsätzlich bieten sich für eine Analyse großer Zeitbereiche zwei Ansätze an: A) die Analyse von Datensätzen unabhängig



von den EOC bei gleichzeitiger Aufzeichnung bzw. Verknüpfung der herrschenden EOC; B) die Modalanalyse für vorgegebene Betriebs- und Umgebungsbedingungen.

Hier wurde für Betriebsbedingungen der Ansatz B) gewählt, und Analysen bei Anlagenstillstand mit Rotorblättern in Federstellung vorgenommen, um einen bestmöglichen Vergleich mit dem FE-Modell zu ermöglichen. Für Umgebungsbedingungen, wie beispielsweise die Temperatur, bietet sich als Vorgehen eher Ansatz A) an. Die Modalanalyse wurde zunächst unabhängig von der Temperatur durchgeführt und deren Ergebnisse danach mit der Temperaturinformation verknüpft. Die Temperaturabhängigkeit der modalen Parameter wurde in der Folge untersucht.

In bekannten Fallstudien aus der Literatur (siehe Abschn. 2.4.4) wird in der Regel Ansatz A) verwendet, wobei Analysen für aufeinanderfolgende 10 Minuten Intervalle durchgeführt werden. In der Folge müssen Einflüsse der EOCs bestimmt werden. Hauptziel der Untersuchung hier war die Validierung des FE-Modells mit dem Rotor als Punktmasse. Daher wurden spezifische Vorgaben für den Anlagenzustand festgelegt, welche dem Zustand im FE-Modell am nächsten kommen.

Für die Verknüpfung von (Schwingungs-)Messdaten mit Betriebsdaten (SCADA-Daten) wurde der in beiden Daten vorhandene Zeitstempel genutzt. Die SCADA-Daten liegen in unregelmäßigen Abständen vor (siehe Abschn. 3.2), die sich je nach Kanal unterscheiden. Um das zu berücksichtigen wurden entsprechende Methoden implementiert, welche ein Durchsuchen der SCADA-Daten nach beliebigen Zuständen (Verschiedene Parameter, Werte und Toleranzbereiche, Zeiträume, usw.) erlauben. Nähere Details werden von Harhaus (2017, 2018) beschrieben. Die Definition von zu untersuchenden EOCs ist daher der Ausgangspunkt der AOMA. Das Gesamtverfahren ist in Abb. 5.21 zusammengefasst.

Die durchgeführten Untersuchungen stützen sich hauptsächlich auf zwei verschiedene Datengrundlagen, die hier näher erläutert werden. In beiden Fällen wurden nur Zeiträume bei Anlagenstillstand betrachtet. Der Anlagenzustand wird über die in Tab. 5.6 aufgeführten SCADA-Parameter bzw. -Messgrößen definiert. Für den Gierwinkel der Gondel wurde kein Wert festgelegt, sondern die Anforderung definiert, dass dieser im 10 min-Betrachtungszeitraum unverändert bleibt, da sonst Unstetigkeiten im Messsignal durch die Transformation vom Turm- ins Gondelkoordinatensystem entstehen könnten. Die Unterschiede in den Datengrundlagen werden im Folgenden beschrieben.

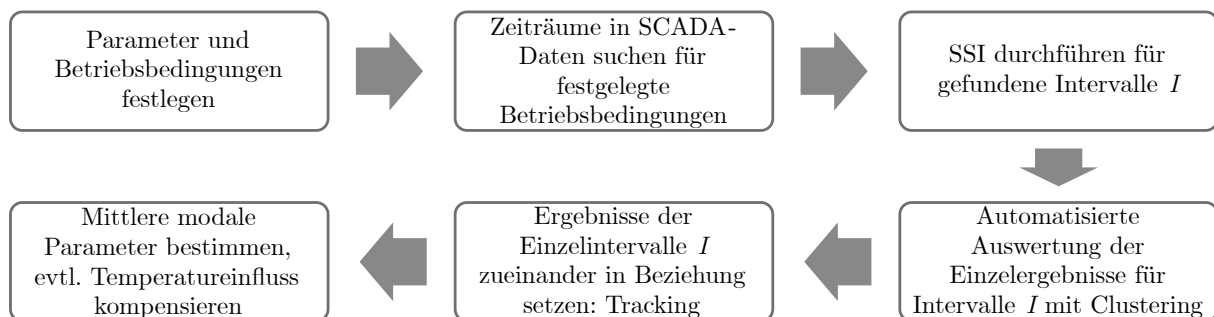


Abbildung 5.21: Vorgehen automatisierte OMA von Langzeitmessdaten in Abhängigkeit von Betriebs- und Umgebungsbedingungen.

Tabelle 5.6: Gewählte Betriebsbedingungen für AOMA bei Anlagenstillstand.

Rotordrehzahl	Leistung	Pitchwinkel	Gierwinkel
0 U/min $\pm$ 1 U/min	0 kW $\pm$ 300 kW	80° $\pm$ 30°	statisch

#### Datenbasis 1: Langzeitanalyse 3,5 Jahre; Sensoren S1v, S2a, S3a

Die erste Datenbasis umfasst den größtmöglichen Betrachtungszeitraum, um Langzeitveränderungen zu detektieren. Dafür wurde der Zeitraum von Mai 2016 bis Dezember 2019 ausgewählt: drei Jahre und sieben Monate. In dieser Zeit wurde das Messsystem im Turm der WEA schrittweise erweitert. Zu Beginn waren Schwingungssensoren an drei Positionen, gleichmäßig verteilt

über der Turmhöhe installiert (S1v, S2a, S3a, siehe Absch. 4.2). Um die Datenbasis im Betrachtungszeitraum nicht zu verändern, wurden nur die drei zu Beginn der Messdatenaufzeichnung vorhandenen Sensoren verwendet. Zeiträume mit bekannten Eingriffen an der WEA, welche die modalen Parameter beeinflussen, wie ein Tausch des Hauptlagers 2016, wurden ausgeschlossen. Zur Reduktion der Datenpunkte und um eine gleichmäßigere Verteilung der ausgewählten 10 min-Intervalle zu erzielen, wurde ein Mindestabstand zwischen den Intervallen von vier Stunden festgelegt. Für die festgelegten Parameter wurden 1189 10 min-Intervalle gefunden und einer AOMA unterzogen.

### **Datenbasis 2: Zwei Jahre, Sensoren S1v, S2a, S3a, S12a, S2a3**

Die zweite Datenbasis umfasst die Messdaten aller Schwingungssensoren (S1v, S2a, S3a, S12a, S23a) über einen Zeitraum von zwei ganzen Jahren. Auf diese Weise gleichen sich jahreszeitliche Schwankungen in Temperatur und Windgeschwindigkeiten aus. Für den Zeitraum von 2018 bis Ende 2019, sowie einen Abstand von sechs Stunden zwischen den 10 min-Intervallen wurden 614 Datensätze gefunden, welche die Bedingungen erfüllen.

Zusammen mit den Ergebnissen der AOMA wurden relevante SCADA-Daten gespeichert, sodass eine einfache Filterung und Ergebnisdarstellung in Abhängigkeit von allen SCADA-Daten möglich ist. Die Zuordnung zu weiteren Messdaten kann über den Zeitstempel erfolgen. Auf Basis der zwei Datengrundlagen wurden verschiedene Aspekte untersucht, die im Folgenden vorgestellt werden.

#### 5.3.3 Ergebnisse und Diskussion

Ein Ziel des Structural Health Monitoring bzw. der Dauerüberwachung ist die Detektion von Schädigungen oder Veränderungen der Struktur. Da im Vorhinein nicht bekannt ist, ob, wann und mit welchen Auswirkungen Veränderungen auftreten, bietet es sich an, Strukturparameter über den gesamten Monitoring-Zeitraum zu betrachten (Datenbasis 1). Dies soll im Rahmen der Langzeitanalyse der modalen Parameter hier geschehen. Die Erweiterung des Messsystems mit weiteren Schwingungssensoren kann zusätzliche Informationen und damit präzisere Ergebnisse liefern, gerade für höhere Eigenmoden. Daher folgt eine Untersuchung anhand der Datenbasis 2, welche alle Schwingungssensoren nutzt. Mögliche Einflussparameter auf Veränderungen der modalen Parameter sollen untersucht werden.

### **Datenbasis 1: Langzeitanalyse 3,5 Jahre; Sensoren S1v, S2a, S3a**

#### *Übersicht Ergebnisse*

Für eine Übersicht der Ergebnisse der Langzeitanalyse bietet sich eine ähnliche Darstellungsform wie das Stabilisierungsdiagramm an. Statt der Systemordnung zeigt die y-Achse den Zeitpunkt der betrachteten Intervalle, wobei sich jeder Datenpunkt aus dem Mittelwert der Elemente eines stabilen Clusters eines Schwingungsmodus ergibt. Abb. 5.22 und C.4 zeigen eine entsprechende Darstellung für die Analyse der 1189 10 min-Datensätze mit Zuordnung der Schwingungsrichtung und den Biegeeigenfrequenzen, die aus dem FE-Modell ermittelt wurden. Zur genaueren Analyse sind vergrößerte Darstellungen aller folgenden Diagramme dieser Art in Anhang C zu finden.

Neben den bekannten Schwingungsmoden des Turms und der Rotorblätter (siehe Absch. 5.2) werden weitere bisher nicht bekannte Moden in den Frequenzbereichen 2-3 Hz, 4-5 Hz und 6,5-7,5 Hz detektiert. Diese könnten aus gekoppelten Schwingungen des Turms und weiterer Komponenten wie Rotor oder Gondel stammen. Die Schwingungsmoden werden später genauer betrachtet. Zunächst sollen die Eigenschwingungen des Turms untersucht werden, die in Abb. 5.24 vergrößert dargestellt sind. Abgeleitete statistische Kennwerte sind in Abb. 5.23 hinterlegt. Die Ergebnisse werden zusammen mit weiteren Auswertungsgrößen in Tab. 5.7 zusammengefasst.

#### *Berechnung mittlerer modaler Parameter*

Bevor die Ergebnisse eingeordnet werden, wird die Bestimmung der mittleren modalen Parameter erläutert. Vor der Berechnung von statistischen Kenngrößen wurde die Verteilung der

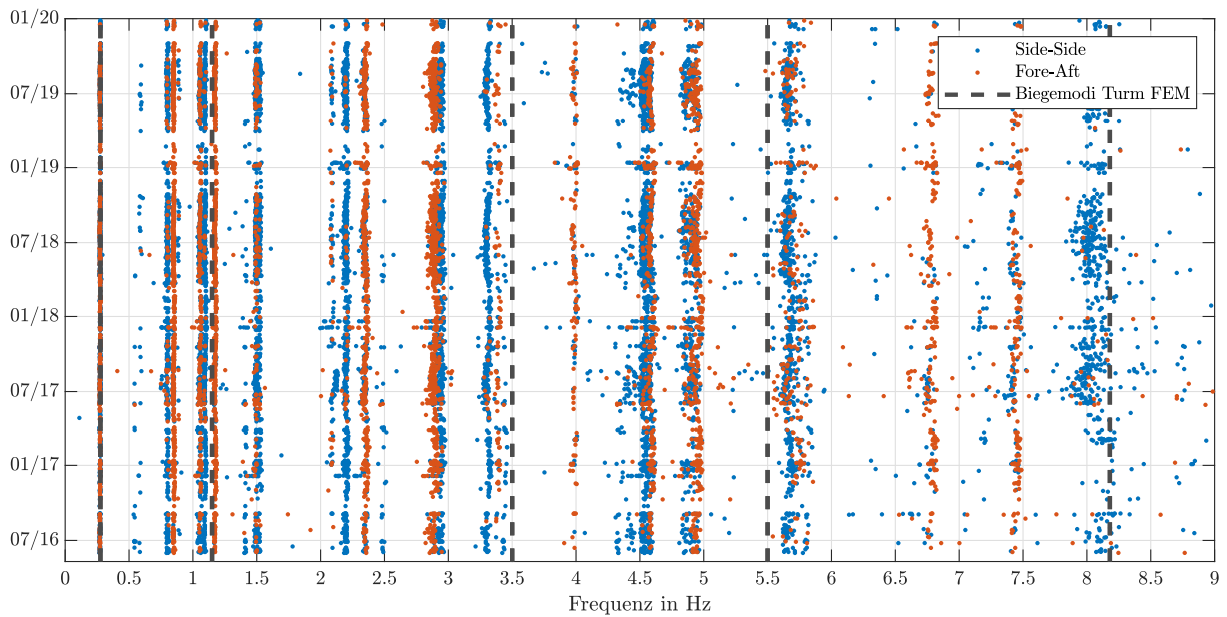


Abbildung 5.22: Ergebnis der Langzeit-AOMA als Frequenzen der stabilen Schwingungsmoden zusammen mit Zeitpunkt der Messdatenaufnahme und Zuordnung der Schwingungsrichtung.

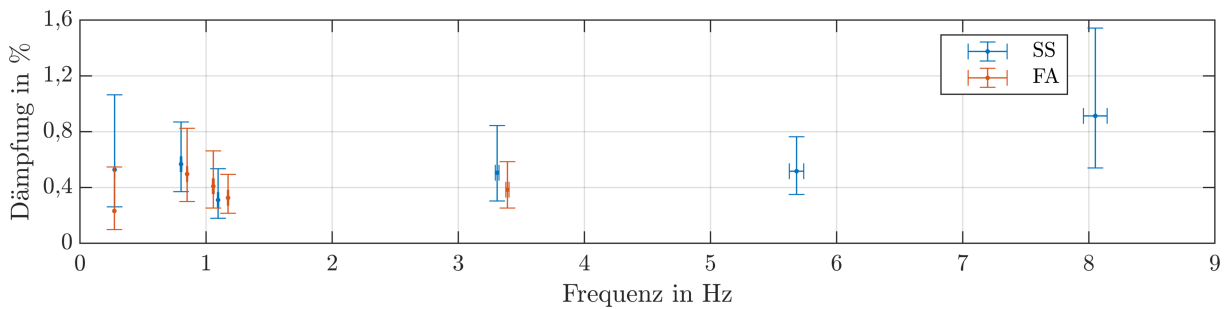


Abbildung 5.23: Mittlere Modale Parameter mit 68 %-Konfidenzintervall, Datenbasis 1.

modalen Parameter über die Gesamtzahl der 10 min-Intervalle bzw. Datenpunkte überprüft. Die Eigenfrequenzen unterliegen dabei einer Normalverteilung, wie Abb. 5.25a zeigt. Der Chi-Quadrat-Verteilungstest (Pearson 1900) und der Kolmogorov-Smirnov Test (Massey Jr 1951) bestätigen dies für die Mehrzahl der betrachteten Schwingungsmoden bei einem Signifikanzniveau von 5 %. In der tabellarischen Ergebnisaufstellung (Tab. 5.7) werden für Eigenfrequenzen folglich Mittelwert und Standardabweichung aufgeführt, aus denen sich das 68 %-Konfidenzintervall  $\mu \pm \sigma$ , bzw. das 95 %-Konfidenzintervall  $\mu \pm 2\sigma$  ergibt.

Die zugehörigen modalen Dämpfungsparameter können nur positive Werte nahe Null annehmen. Unter diesen Bedingungen ergibt sich für Zufallsgrößen typischerweise eine rechtsschiefe Verteilung (siehe Abb. 5.25b-d), die anhand der logarithmischen Normalverteilung abgebildet werden kann. Die Gültigkeit der Annahme wurde auch hier durch den Chi-Quadrat-Verteilungstest (Pearson 1900) mit Signifikanzniveau von 5 % bestätigt. Die Streuung beider Größen nach Temperaturkompensation können folglich auf Zufallsprozesse zurückgeführt werden. Statt Mittelwert und Standardabweichung werden für die Log-Normalverteilung der geometrischer Erwartungswert  $\mu^*$  (Median) sowie die Grenzen des 68 %-Konfidenzintervalls  $D_{\text{int}1}$ ,  $D_{\text{int}2}$  angegeben. Entsprechend der rechtsschiefen Log-Normalverteilung ist das Intervall nicht symmetrisch um den geometrischen Erwartungswert, sondern ergibt sich aus dem geometrischen Erwartungswert und der Standardabweichung  $\sigma^*$  zu:  $[\mu^*/\sigma^*, \mu^* \cdot \sigma^*]$  (Limpert et al. 2001).

In der Ergebnistabelle werden zusätzlich die Variationskoeffizienten der Frequenzen und Dämpfungen aufgeführt, die sich aus Mittelwert und Standardabweichung ergeben ( $v_f = \sigma/\mu$ ). Im Falle der lognormalverteilten Dämpfungswerte wurde der Variationskoeffizient anhand des halben Konfidenzintervalls berechnet ( $v_D = \frac{\text{Konfidenzintervall}}{2}/\mu$ ).

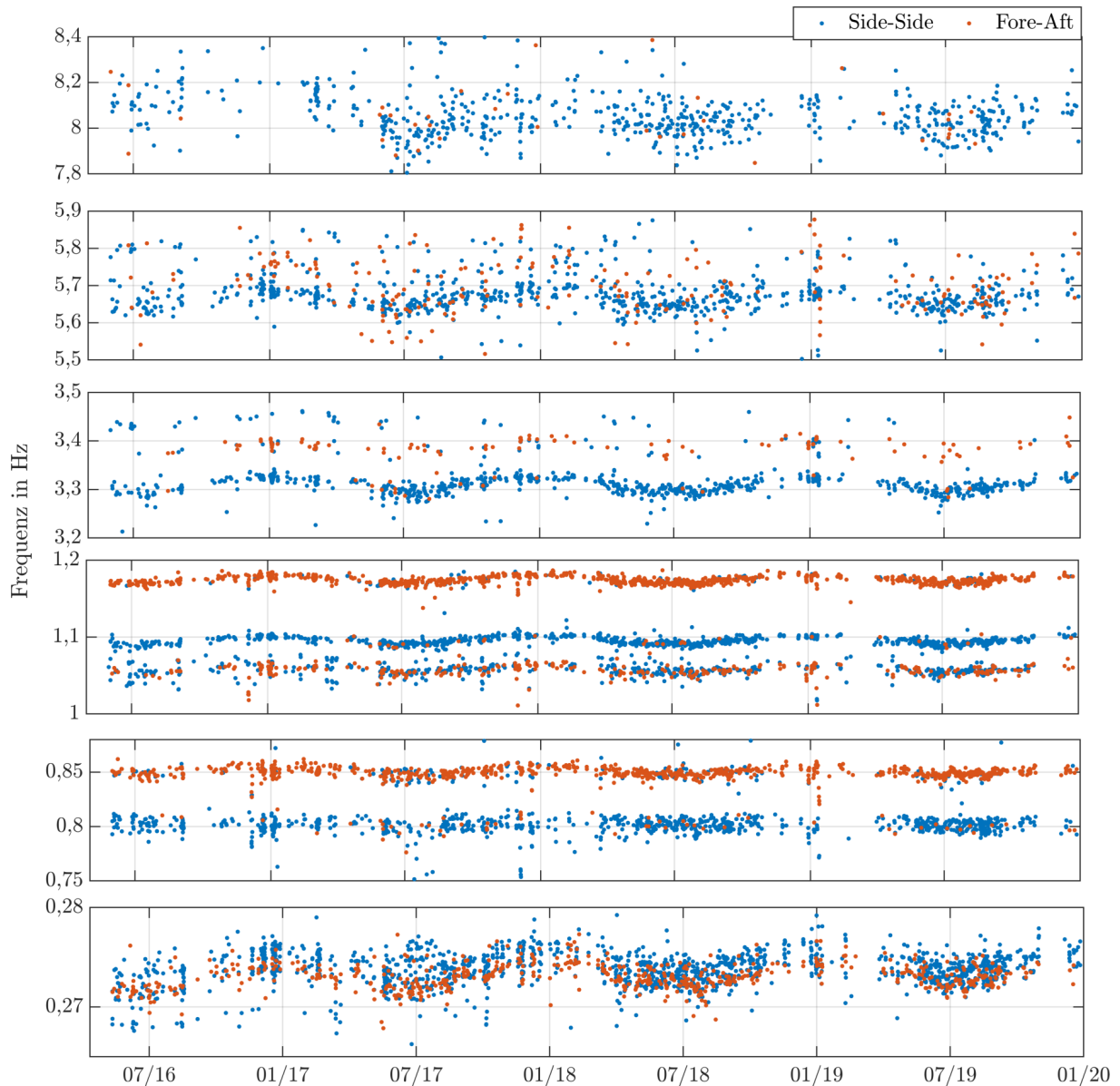


Abbildung 5.24: Verlauf der Eigenfrequenzen über Auswertungszeitraum von 3,5 Jahren.

Tabelle 5.7: Mittlere Modale Parameter aus Sensordaten S1v, S2a, S3a aus 3,5 Jahren.

	$f$ in Hz	$\sigma_f$ in Hz	$v_f$ in %	$D$ in %	$D_{\text{int}2}$ in %	$D_{\text{int}1}$ in %	$v_D$ in %	$\alpha$ in °	$\sigma_\alpha$ in °	ER in %	PA in %
Biegung 1 FA	0,273	0,001	0,4	0,23	0,55	0,10	97	37	48	75	93
Biegung 1 SS	0,275	0,001	0,4	0,53	1,06	0,26	76	18	35	75	93
Torsion 1 SS	0,802	0,006	0,7	0,57	0,87	0,37	44	13	26	74	89
Torsion 1 FA	0,849	0,004	0,5	0,50	0,82	0,30	53	86	46	80	86
Biegung 2 gekoppelt	1,057	0,008	0,7	0,41	0,66	0,25	50	35	42	69	84
Biegung 2 SS	1,095	0,005	0,4	0,31	0,53	0,18	57	6	5	84	95
Biegung 2 FA	1,174	0,005	0,4	0,33	0,49	0,22	43	98	11	82	93
Biegung 3 SS	3,308	0,014	0,4	0,51	0,84	0,30	53	4	18	62	85
Biegung 3 FA	3,389	0,013	0,4	0,38	0,59	0,25	43	64	52	12	75
Biegung 4	5,682	0,057	1,0	0,52	0,76	0,35	40	21	36	89	80
Biegung 5	8,051	0,094	1,2	0,91	1,54	0,54	55	7	26	56	73

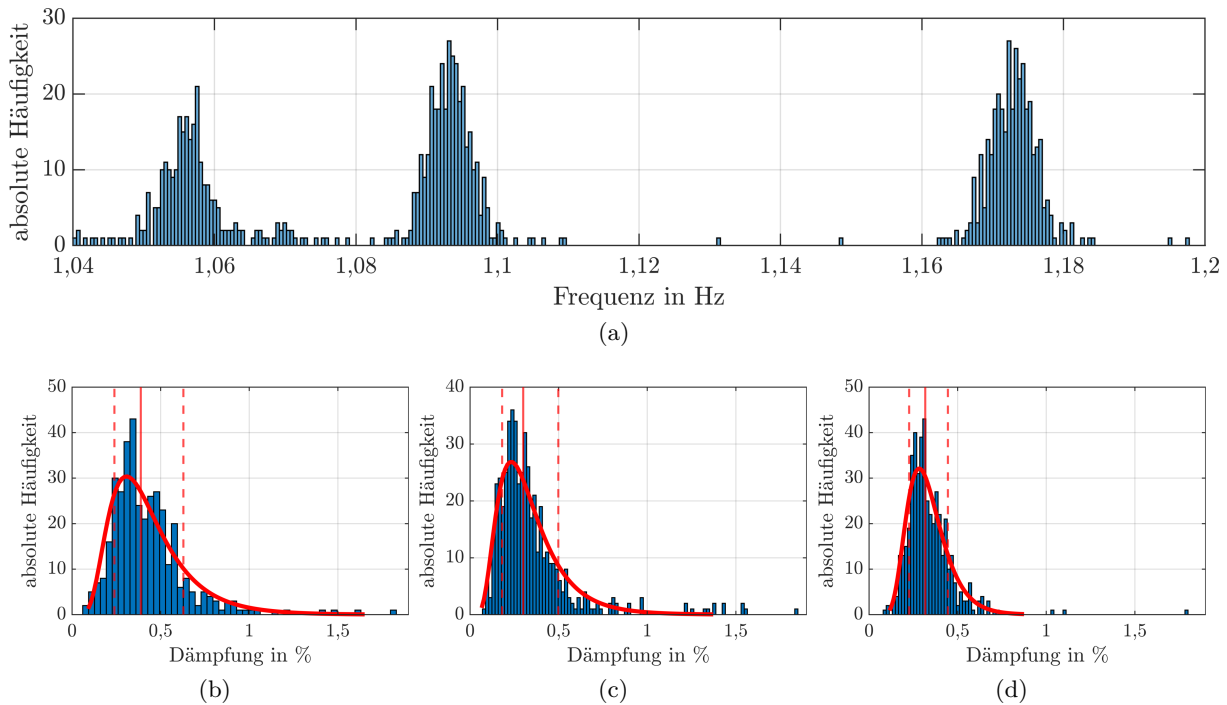


Abbildung 5.25: Häufigkeitsverteilungen der modalen Parameter: (a) Eigenfrequenzen im Bereich der zweiten Biegemode, (b-d) korrespondierende Dämpfungswerte mit Verteilungskurven, Erwartungswert und 68 %-Konfidenzintervall.

Weitere in der Tabelle genannte Größen sind der aus den Eigenschwingformen abgeleitete Hauptschwingungswinkel  $\alpha$  und dessen Standardabweichung, die Erfolgsrate ER, als Anteil der Datensätze, anhand derer die jeweilige Schwingungsmoden erfolgreich identifiziert wurde, sowie die Polanzahl PA als Verhältnis der Anzahl der Pole im Cluster zum Maximalwert.

### Diskussion

Die Ergebnisse erlauben eine erste Diskussion und Einordnung. In der Ergebnisübersicht in Abb. 5.22 und C.4 scheinen die Schwingungsmoden keinem zeitlichen Trend zu unterliegen. Die Eigenfrequenzen bleiben während des Betrachtungszeitraums von 3,5 Jahren annähernd konstant.

Die Biegeeigenfrequenzen des Turms werden zuverlässig detektiert und lassen sich den Werten aus der FE-Analyse zuordnen. Die ermittelten Frequenzen zeigen nur geringe Abweichungen zwischen verschiedenen Datensätzen/Zeitpunkten, was sich in einer geringen Standardabweichung äußert. Während für die erste und zweite Biegeeigenmode jeweils Schwingungspaare in SS- und FA-Richtung detektiert werden, erscheinen die höheren Biegemoden hauptsächlich in SS-Richtung. Dies entspricht den Ergebnissen von Zierath et al. (2018) und könnte in einer schwächeren Anregung der Moden begründet sein. Die Fahnenstellung der Rotorblätter führt dazu, dass sie in SS-Richtung eine größere Angriffsfläche für den Wind bieten.

Im Bereich der zweiten Biegeeigenfrequenz  $f_2 = 1,1$  Hz werden sogar drei Schwingungsmoden detektiert, jeweils eine mit eindeutiger Orientierung in FA-, bzw. SS-Richtung und eine Schwingung mit unklarer Vorzugsrichtung. Eine davon könnte aus einer gekoppelten Schwingung stammen. Hinweise auf die korrekte Zuordnung geben spätere Analysen.

Die aus den Eigenschwingformen ermittelten Schwingungsrichtungen entsprechen oft nicht genau der SS- oder FA-Richtung und unterliegen teilweise hohen Schwankungen. Die Schwingungsrichtung wird in Tab. 5.7 als Winkel  $\alpha$  angegeben, wobei  $\alpha = 0^\circ$  der SS-Richtung und  $\alpha = 90^\circ$  der FA-Richtung entsprechen. Für eine genauere Analyse zeigt Abb. 5.26 die Häufigkeitsverteilung der Hauptschwingungsrichtung der ersten fünf Biegemoden ( $f_1$ - $f_5$ ). Eine entsprechende Darstellung für alle identifizierten Schwingungsmoden ist im Anhang, Abb. C.3 hinterlegt. Hier sind die Häufigkeitsmaxima etwas weniger stark ausgeprägt. Die Darstellungen zeigen, wie

erwartet, Maxima der Hauptschwingungsrichtung in SS- und FA-Orientierung. Es treten aber auch Hauptschwingungsrichtungen in allen weiteren Richtungen auf. Die Häufigkeitsmaxima sind von  $\alpha = 0^\circ$  und  $\alpha = 90^\circ$  um  $5^\circ$  (Datenbasis 1) bzw.  $9^\circ$  (Datenbasis 2) in positive Richtung verschoben.

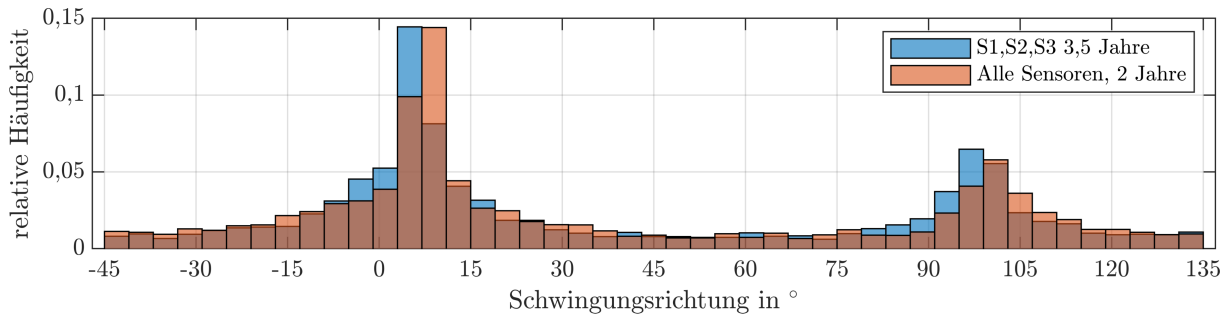


Abbildung 5.26: Häufigkeitsverteilung der Hauptschwingungsrichtung der Eigenschwingformen der Biegemoden.

Die Abweichungen der Schwingungsrichtung von den Symmetrieebenen kann verschiedene Ursachen haben. Zunächst ist die Massen- und Steifigkeitsverteilung der WEA nicht perfekt symmetrisch zu SS- und FA-Richtung. Sie wird durch Unwuchten und Fertigungstoleranzen beeinträchtigt, aber auch durch Öffnungen in der Turmwand, wie Tür- oder Lüftungsöffnungen. Je nach Gierwinkel der Gondel wirkt sich dies unterschiedlich aus.

Weiterhin entstehen durch Interaktion der nah beieinander liegenden Schwingungsmoden Eigenschwingformen mit komplexen Auslenkungsanteilen. Dies äußert sich in einem Phasenversatz der Schwingungsmaxima entlang der Höhe. Nach Zabel (2019) ist dies ein typisches Phänomen für rotationssymmetrische Bauwerke. Die Eigenschwingformen der nah beieinanderliegenden Moden können teilweise nicht getrennt werden und liegen dann als komplexe Kombination vor (Marwitz et al. 2018). Dadurch kann auch die Richtungszuordnung fehlerhaft sein. Dies könnte hier für die erste Biegemode der Fall sein. Die Hauptschwingungsrichtung  $\alpha$  lässt keine eindeutige Zuweisung zur SS- bzw. FA-Richtung zu und unterliegt einer hohen Standardabweichung. Da in allen anderen Fällen die SS-Mode geringere Frequenzwerte aufweist, wird angenommen, dass dies auch hier gilt. Aus dem ermittelten Hauptschwingungswinkel ergibt sich dagegen eher ein gegenteiliger Zusammenhang.

In den Schwingungsmessdaten überlagerte Torsionsanteile können ebenso eine Ungenauigkeit in der abgeleiteten Schwingungsrichtung erzeugen. Die Verschiebung der Maxima in positive Richtung spricht dagegen für einen systematischen Fehler, beispielsweise für eine fehlerhaft angenommene Sensororientierung, oder fehlerhafte Gierwinkel aus den SCADA-Daten. Grundsätzlich bewegen sich die Abweichungen in einem tolerierbaren Wertebereich, der die Auswertung und Interpretation nicht beeinträchtigt. Der Effekt muss auch nicht zwingend aus Fehlern resultieren, sondern könnte im tatsächlichen Schwingungsverhalten begründet sein. Für die dritte Biegemode ( $f_3 \approx 3,3$  Hz) wird die Schwingungsmoden in FA-Richtung lediglich für 12 % der betrachteten 1189 Datensätze detektiert (entspricht der Erfolgsrate (ER) in Tab. 5.7). Für Datensätze, bei denen sie detektiert wurde, besteht der zugehörige Cluster aus 79 % der maximal möglichen Pole (Polanzahl, PA in Tab. 5.7). Dies weist auf eine eindeutige Identifizierung hin.

Für die zwei höheren Biegeeigenmoden ( $f_4 = 5,5$  Hz,  $f_5 = 8$  Hz) wird die FA-Mode nicht detektiert. Ein Erklärungsansatz, die schwächere Anregung, wurde bereits genannt. Der Effekt könnte entweder verstärkt werden oder alleinig begründet sein in den geringen Amplituden der Eigenschwingformen an den Sensorpositionen S1v, S2a, S3a (siehe Abb. 4.14). Die Berücksichtigung der zusätzlichen Sensoren S12a und S23a könnte hier die Detektion verbessern. Dies wird anhand der Datenbasis 2 untersucht.

Die Torsionsmode des Turms bei  $f_T = 0,8$  Hz (bekannt aus Verzerrungsmessungen, siehe Abschn. 5.2.2) wird als in SS-Richtung orientiert bewertet. Mit nur einem Sensor pro Höhenposition kann nicht zwischen Torsions- und Biegeanteil unterschieden werden. Die Eigenschwingform

und damit Richtungszuordnung besitzt hier daher wenig Aussagekraft. In unmittelbarer Nähe  $f = 0,85$  Hz wird eine zweite Schwingungsmoden detektiert, die stets als in FA-Richtung orientiert bewertet wird. Es könnte sich bei dem Schwingungspaar daher um gekoppelte Schwingungen aus Rotorschwingung in Schwenk-(FA) bzw. Schlagrichtung (SS) und Torsion des Turms handeln.

Die modale Dämpfung liegt für alle Schwingungsmoden mit  $D = 0,23 - 0,91$  % im erwarteten Bereich und entspricht den Ergebnissen der Untersuchung der Ausschwingereignisse (Absch. 5.2.4). Sie unterliegt im Vergleich zu den Eigenfrequenzen deutlich höheren Abweichungen. Zwar sind höhere Unsicherheiten der Dämpfung teilweise verfahrensbedingt (SSI), jedoch scheint hier der größere Einfluss aus veränderlichen Umgebungsbedingungen zu stammen. Der Anteil der aerodynamischen Dämpfung kann schwanken oder es kann zu Windanregungen kommen, die sich in veränderten Dämpfungswerten niederschlagen.

Neben den genannten grundsätzlichen Beobachtungen in den Ergebnissen sind bei Betrachtung des Frequenz-Zeitverlaufs in Abb. 5.24 weitere Effekte sichtbar. In den Wintermonaten sind weniger Datenpunkte vorhanden. Der Effekt könnte durch spezielle Betriebsbeschränkungen entstehen. Die Anlage wird im Sommer vermehrt wegen Schattenwurf und Fledermausschutz gestoppt. Diese Stopps entsprechen den gestellten Bedingungen, daher sind in den Sommermonaten mehr Datenpunkte vorhanden.

Weiterhin werden in den Sommermonaten für alle betrachteten Schwingungsmoden niedrigere Frequenzwerte gemessen als in den Wintermonaten. Der Effekt scheint unterschiedlich stark ausgeprägt zu sein und hebt sich teilweise nicht von der Streuung der Datenpunkte ab. Als Ursache für den Effekt kommt die jahreszeitliche Variation der Umgebungstemperatur und die Auswirkung auf die Werkstoffeigenschaften in Frage. Dies wird im Folgenden genauer untersucht.

Gleichzeitig scheint eine geringfügige Zunahme der Eigenfrequenzen (insbesondere bei  $f_1 = 0,27$  Hz) über den Betrachtungszeitraum hinweg stattzufinden. Aufgrund des Temperatureffekts und der Streuung der Datenpunkte ist dies jedoch in der Darstellung nicht eindeutig festzustellen und soll auch näher untersucht werden. Ein Absinken der Eigenfrequenzen, das aus einer Steifigkeitsreduktion der Struktur durch Schädigung resultieren könnte, ist nicht erkennbar. Der jahreszeitliche Einfluss auf die Eigenfrequenzen erscheint stärker als eine mögliche zeitabhängige Veränderung.

Auch die zeitliche Veränderung der Dämpfungswerte wurde näher betrachtet. Eine zur Frequenzdarstellung analoge Abbildung ist im Anhang in Abb. C.12 zu finden. Hier sind weder jahreszeitliche noch langzeitliche Schwankungen oder Abhängigkeiten erkennbar. Dies zeigen auch die durchgeführten Regressionsanalysen, welche später erläutert werden.

Zunächst soll untersucht werden, ob höhere Eigenmoden unter Verwendung der zu einem späteren Zeitpunkt installierten Sensoren S12a und S23a besser detektiert werden. Falls dies der Fall ist, sollte die Temperaturabhängigkeit unter Berücksichtigung aller Sensoren ermittelt werden.

### **Datenbasis 2: Zwei Jahre; Sensoren S1v, S2a, S3a, S12a, S23a**

Die Analyse auf Grundlage der zweiten Datenbasis erfolgt analog mit der gleichen Ergebnisdarstellung: Die stabilen Moden über der Frequenz sind in Abb. 5.27 dargestellt, die abgeleiteten mittleren modalen Parametern in Abb. 5.28 und Tab. 5.8. Abb. 5.29 zeigt den Verlauf der Frequenzen der bekannten Eigenmoden über der Zeit. Die Ergebnisübersicht für den gesamten Frequenzbereich ist im Anhang in Abb. C.5 zusätzlich vergrößert aufgeführt.

Bereits anhand der ersten Übersicht in Abb. 5.27 wird deutlich, dass die zusätzlichen Sensorinformationen die Identifikation der höheren Biegeeigenmoden verbessern. Die Schwingungspare in FA-Richtung der dritten ( $f_3 = 3,4$  Hz) und fünften Biegeeigenmode ( $f_5 = 8,3$  Hz) sind klar erkennbar und werden zuverlässig für einen Großteil der betrachteten Datensätze identifiziert (siehe Erfolgsrate in Tab. 5.8). Noch deutlicher sichtbar ist dies in der Zeitverlaufdarstellung in Abb. 5.29. Lediglich die FA-Mode der vierten Biegemode wird weiterhin nicht zuverlässig identifiziert. Für die Berechnung der mittleren Modalen Parameter wurde deshalb hier das gleiche Vorgehen wie für die erste Biegemode angewendet. Nur Datensätze, für die zwei Moden



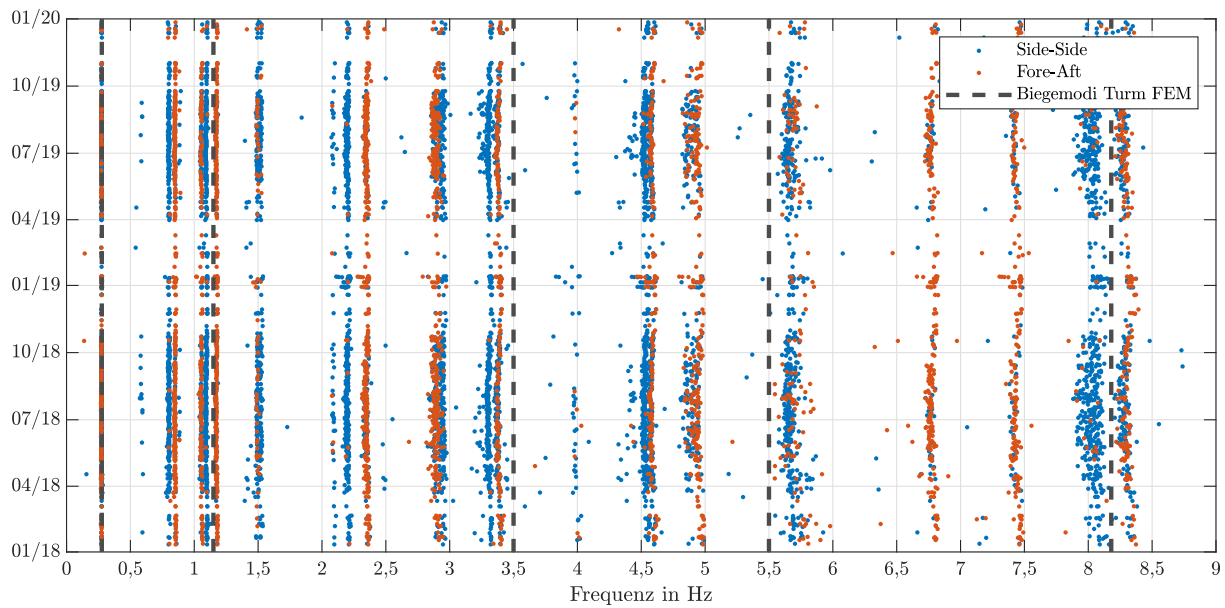


Abbildung 5.27: Ergebnis der AOMA bei Berücksichtigung aller Schwingungssensoren: Frequenzen der stabilen Schwingungsmoden mit Zuordnung Zeitpunkt und Schwingungsrichtung.

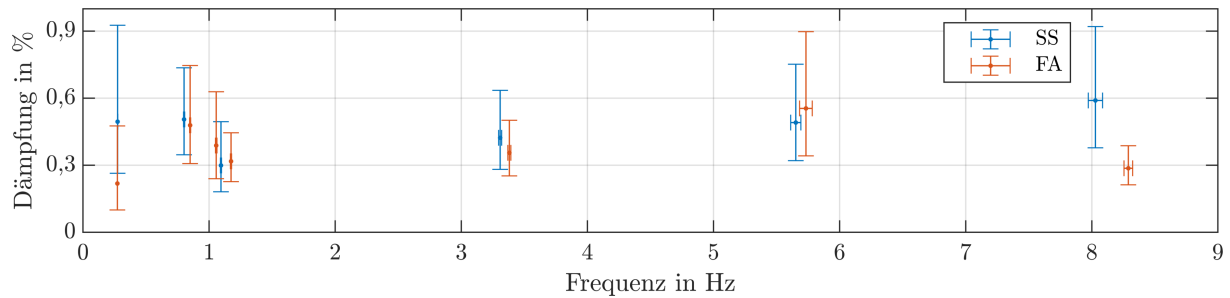


Abbildung 5.28: Mittlere Modale Parameter mit 68%-Konfidenzintervall, Datenbasis 2.

Tabelle 5.8: Mittlere Modale Parameter aus Sensordaten S1v, S2a, S3a, S12a, S23a aus 2 Jahren.

	$f$ in Hz	$\sigma_f$ in Hz	$v_f$ in %	$D$ in %	$D_{int2}$ in %	$D_{int1}$ in %	$v_D$ in %	$\alpha$ in °	$\sigma_\alpha$ in °	ER in %	PA in %
Biegung 1 FA	0,273	0,001	0,3	0,22	0,48	0,10	86	34	49	79	91
Biegung 1 SS	0,274	0,001	0,4	0,49	0,93	0,26	67	16	34	79	91
Torsion 1 SS	0,802	0,005	0,6	0,51	0,74	0,35	38	13	15	69	89
Torsion 1 FA	0,849	0,004	0,5	0,48	0,75	0,31	46	89	44	79	88
Biegung 2 gekoppelt	1,056	0,006	0,5	0,39	0,63	0,24	50	47	52	66	83
Biegung 2 SS	1,094	0,004	0,4	0,30	0,49	0,18	52	7	4	88	95
Biegung 2 FA	1,174	0,004	0,4	0,32	0,45	0,23	34	99	12	82	94
Biegung 3 SS	3,308	0,012	0,4	0,42	0,64	0,28	42	8	11	78	88
Biegung 3 FA	3,381	0,012	0,4	0,36	0,50	0,25	35	44	54	80	89
Biegung 4 SS	5,652	0,040	0,7	0,49	0,75	0,32	44	21	28	26	84
Biegung 4 FA	5,733	0,050	0,9	0,55	0,90	0,34	50	39	53	26	74
Biegung 5 SS	8,029	0,057	0,7	0,59	0,92	0,38	46	9	26	104	81
Biegung 5 FA	8,290	0,034	0,4	0,29	0,39	0,21	30	40	53	77	93



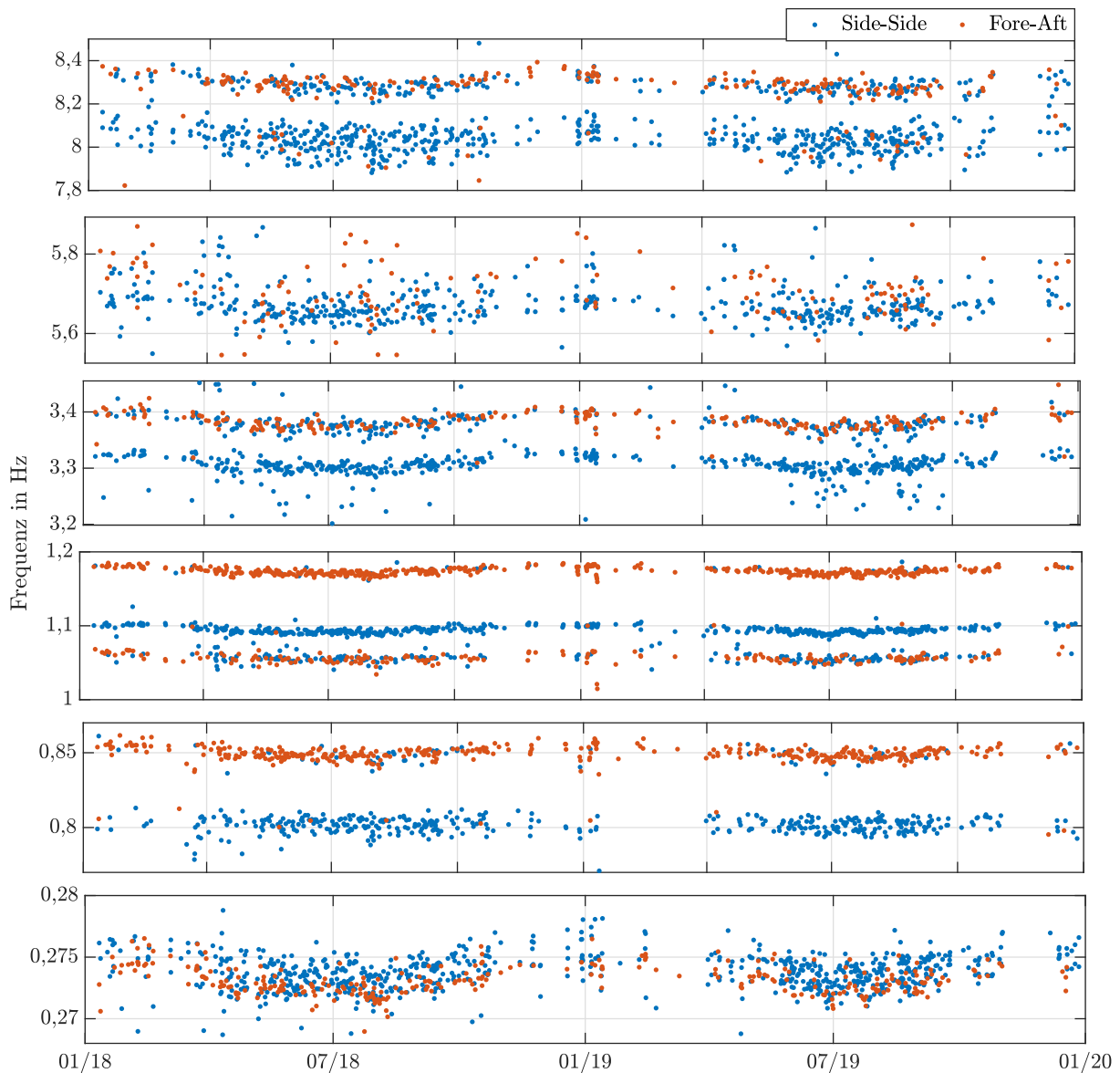


Abbildung 5.29: Verlauf der Eigenfrequenzen über Auswertungszeitraum von 2 Jahren.

im entsprechenden Frequenzbereich als stabil bewertet wurden, werden berücksichtigt. Dies ist für 26 % der Datensätze der Fall (Erfolgsrate ER in Tab. 5.8). Dabei wird die Schwingung mit niedriger Frequenz der SS-Mode und diejenige mit höherer Frequenz der FA-Mode zugeordnet.

Insgesamt bestätigen die Ergebnisse das Resultat der Datenbasis 1. Die Ergebnisse der beiden Analysen stimmen gut überein hinsichtlich Eigenfrequenzen, Dämpfungen, Schwingungsrichtungen und Unsicherheiten. Der größte Unterschied zeigt sich neben der genannten besseren Identifikation höherer Moden in der Dämpfung der fünften Biegemode bei  $f_5 = 8,1$  Hz. Für die Datenbasis 1 ergibt sich ein vergleichsweise hoher Wert von  $D = 0,91$  %. Für die zweite Datenbasis erhält man einen Dämpfungswert von  $D = 0,59$  %. Der letztgenannte Wert wird als plausibler eingeschätzt, da er näher an den Dämpfungswerten der anderen Schwingungsmoden liegt und bei Datenbasis 2 auch die FA-Mode bei  $f_5 = 8,3$  Hz erfolgreich identifiziert wurde. Evtl. ergibt sich der erhöhte Dämpfungswert bei Datenbasis 1 aus einem Kopplungseffekt der zwei Moden.

Die Erfolgsrate und die Clustergröße (Polanzahl) steigen durch die zusätzlichen Sensorinformationen leicht an (mit Ausnahme von  $f_4$  aufgrund der beschriebenen veränderten Auswertung). Für die Eigenmode  $f_{5,SS} = 8,0$  Hz ergeben sich Erfolgsraten knapp über 100 %. Das heißt, für einzelne Datensätze werden mehr als ein Cluster dem entsprechenden Moden/Frequenzbereich zugeordnet. In wenigen Fällen wurde neben den Moden bei  $f_{5a} = 8,0$  Hz und  $f_{5b} = 8,3$  Hz eine

weitere Mode bei  $f_{5c} = 8,1$  Hz als stabiler Cluster identifiziert. Aufgrund der hohen Ähnlichkeit der nah beieinander liegenden Moden können diese nicht klar getrennt werden. Der dadurch entstehende Fehler wird aufgrund der hohen Ähnlichkeit der Moden und dem seltenen Auftreten als vernachlässigbar bewertet.

Die Reduktion der Eigenfrequenzen in den Sommermonaten bei höheren Temperaturen erscheint hier (siehe Abb. 5.29) für alle Biegemoden noch deutlicher sichtbar als zwei Minima jeweils im Bereich Juli 2018/2019. Dieser Temperatureffekt wird im Folgenden näher untersucht.

### Temperaturabhängigkeit

Die Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen wird anhand der zweiten Datenbasis näher betrachtet. Als Datengrundlage dient die zuvor beschriebene Analyse. Die gleichen Ergebnisse werden hier in Abhängigkeit der an der Turminnenwand gemessenen Temperatur dargestellt, wobei der mittlere Temperaturwert aus zwei Messungen, im Bereich des Adapters und im Bereich des Turmkopfs verwendet wird (S2T, S3T, siehe Abschn. 4.2). Trotz der relativ starken Streuung der Eigenfrequenzen über der Temperatur scheint ein Trend zu sinkenden Frequenzwerten bei steigender Temperatur erkennbar. Der Trend wird vereinfacht als linear angenommen und eine lineare Regression vorgenommen. Abb. 5.30 zeigt die Veränderung ausgewählter Eigenfrequenzen mit der Turmtemperatur, zusammen mit der abgeleiteten linearen Regression.

Alle Biegemoden des Turms zeigen mit zunehmenden Temperaturen abfallende Frequenzwerte. Dieser Trend wird auch durch die Regressionsgeraden eindeutig abgebildet. Die Bestimmtheitsmaße liegen in vier von fünf Fällen über  $R^2 = 50\%$  und in einem Fall bei  $R^2 = 12\%$ . Die Streuung der Datenpunkte kann also für vier von fünf Eigenfrequenzen zu mindestens 50% durch das lineare Modell erklärt werden. Aufgrund der vielen weiteren Einflussfaktoren, Umgebungsbedingungen und Unsicherheiten erscheint dies plausibel, und die linearen Modelle geeignet, den Temperatureffekt als gute Näherung abzubilden. Die 95%-Konfidenzintervalle liegen stets so, dass auch im ungünstigsten Fall der Trend der abfallenden Frequenzen bei steigender Temperatur erhalten bleibt. Die linearen Regressionsmodelle mit den jeweiligen Regressionskoeffizienten sind signifikant (F-Test und t-Test Nullhypothese abgelehnt bei Signifikanzniveau 5%). Die Temperatur hat folglich einen signifikanten Einfluss auf die Eigenfrequenzen.

Für den Vergleich der Eigenfrequenzen mit der gemessenen Turminnenwandtemperatur ergaben sich höhere Bestimmtheitsmaße ( $R^2$ ) als bei einem Vergleich mit der Umgebungstemperatur aus SCADA-Daten. Die verbleibende, nicht durch das lineare Modell erklärbare, Streuung der Eigenfrequenzen kann verschiedene Ursachen haben: Die Temperaturerfassung an zwei Positionen bildet die tatsächliche Temperaturverteilung im Bauwerk nur unzureichend ab. Durch Sonneneinstrahlung oder andere Änderungen der Umgebungsbedingungen können außerdem Temperaturgradienten in der Turmwand entstehen, die den Zusammenhang verfälschen. Neben der Temperatur können weitere Umgebungsbedingungen die Eigenfrequenzen beeinflussen, beispielsweise eine Turmbiegung durch Windschub oder variierende aerodynamische Dämpfungsanteile.

Die beschriebene Analyse wurde auch auf Basis der Langzeitanalyse durchgeführt. Die entsprechende Darstellung der Ergebnisse ist im Anhang in Abb. C.6 zu finden. Dabei wurde die Beziehung der Eigenfrequenzen zur in den SCADA-Daten gelisteten Umgebungstemperatur ermittelt. Das gleiche gilt für die von Harhaus (2018) durchgeführte Analyse, die auf Daten aus dem Zeitraum Mitte 2016 bis Anfang 2018 unter Berücksichtigung der Sensoren S1v, S2a, S3a basiert. Durch die getrennte Datengrundlage werden die hier gefundenen Zusammenhänge bekräftigt. Harhaus (2018) analysierte bereits die frequenzabhängige Temperaturabhängigkeit genauer. Dies wird hier für die erweiterte Datengrundlage und mit Bezug zur gemessenen Turminnenwandtemperatur durchgeführt.

Die in Abb. 5.30 aufgeführten Regressionsgleichungen zeigen, dass die ermittelten Regressionskoeffizienten (=Temperaturabhängigkeiten, Steigung der Geraden) der Eigenfrequenzen mit dem Wert der betrachteten Frequenz steigen:  $b_{f_1} = -9,3 \cdot 10^{-5} \text{ Hz/}^\circ\text{C}$ ,  $b_{f_5} = -2,8 \cdot 10^{-3} \text{ Hz/}^\circ\text{C}$ . Die Temperaturabhängigkeit ist folglich frequenzabhängig. Setzt man die Steigung ins Verhält-

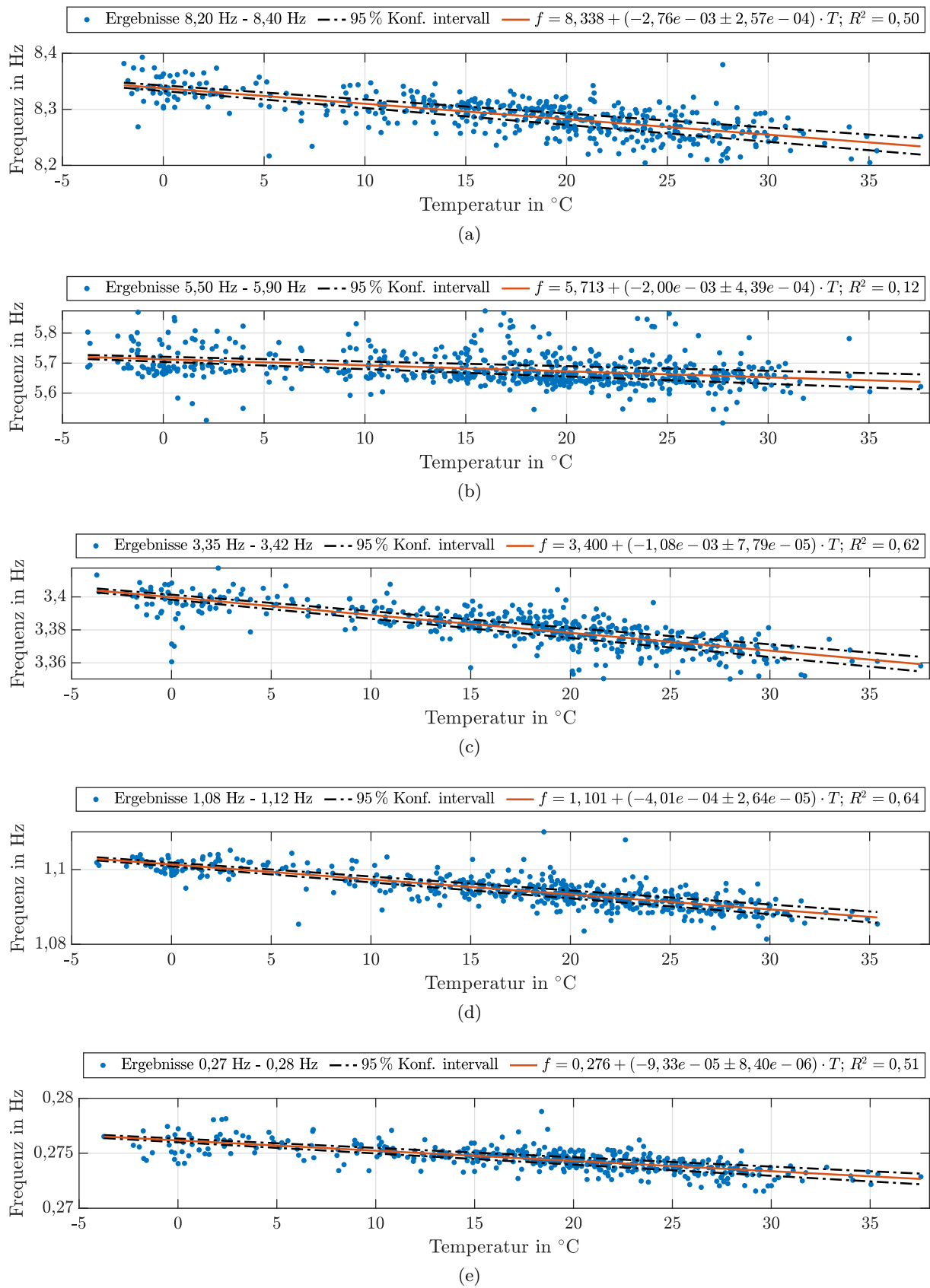


Abbildung 5.30: Temperaturabhängigkeit der Biegeeigenfrequenzen mit linearer Regression (Datenbasis 2, Turminnenwandtemperatur).

nis zum jeweiligen Frequenzwert

$$b_{\text{rel},i} = \frac{b_{f_i}}{f_i} \quad (5.12)$$

ergibt sich für alle betrachteten Frequenzen und alle Beobachtungszeiträume eine näherungsweise übereinstimmende mittlere relative Temperaturabhängigkeit von  $\bar{b}_{\text{rel}} = -3,3 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ , siehe Tab. 5.9.

Die Temperaturabhängigkeit wurde für den Datensatz, auf Basis aller Schwingungssensoren, für alle Biegemoden in FA- und SS-Orientierung und für die Torsionseigenmode bei  $f_T = 0,8 \text{ Hz}$  berechnet. In der Tabelle ist jeweils der Mittelwert der Temperaturabhängigkeit für FA- und SS-Mode dargestellt.

Tabelle 5.9: Frequenzabhängige Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen  $b_{\text{rel},i}$  für verschiedene Datengrundlagen.

Eigenmode	Harhaus (2018)	Langzeitanalyse	Alle Sensoren, 2 Jahre
$f_1 = 0,27 \text{ Hz}$	$-3,5 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,4 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,2 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$
$f_2 = 1,1 \text{ Hz}$	$-3,1 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,6 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,4 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$
$f_3 = 3,3 \text{ Hz}$	$-3,1 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,3 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-2,9 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$
$f_4 = 5,5 \text{ Hz}$	$-3,1 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,5 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,5 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$
$f_5 = 8,1 \text{ Hz}$		$-3,4 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,7 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$
<b>Mittelwert</b>	$-3,2 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$-3,5 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	<b><math>-3,3 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}</math></b>
Standardabweichung	$0,2 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$0,1 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$	$0,3 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$

Die Ergebnisse der Untersuchung der Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen stimmen für verschiedene Betrachtungszeiträume, Sensorkombinationen und Bezugsgrößen (Umgebungstemperatur, Turminnenwandtemperatur) gut überein. In der hier beschriebenen Untersuchung anhand der Datenbasis 2 wurde die Temperaturabhängigkeit anhand von zehn Biegeeigenmoden ermittelt und die Temperatur der Turminnenwand berücksichtigt, wobei damit die höchsten Bestimmtheitsmaße ( $R^2$ ) erzielt wurden. Das Ergebnis wird daher als das zuverlässigste bewertet. Nach der Erläuterung der möglichen Ursachen soll die Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen kompensiert werden. Die temperaturkompensierten Daten sollen anschließend hinsichtlich zeitlicher Veränderungen während 3,5 Jahren untersucht werden.

Auch eine mögliche Temperaturabhängigkeit der Dämpfungen wurde untersucht, es konnte jedoch kein Zusammenhang ermittelt werden. Erläuterungen dazu liefert Harhaus (2018). Eine mögliche Erklärung für die Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen entsprechend den Ausführungen von Harhaus (2017) ist die Temperaturabhängigkeit der Werkstoffeigenschaften, speziell des E-Moduls von Stahl und Beton. Bei Annahme des vereinfachten Zusammenhangs zwischen Steifigkeit und Eigenfrequenz aus dem Feder-Masse-Modell nach Gl. 2.3 gilt  $f_0 \sim \sqrt{E}$ .

Der E-Modul sinkt bei steigender Temperatur und bewirkt eine Reduktion der Eigenfrequenzen. Quantifizierte Zusammenhänge zur Temperaturabhängigkeit des E-Moduls für die vorliegenden Werkstoffe wurden nicht gefunden, jedoch für vergleichbare Werkstoffe. Für Beton wurden Daten aus Thienel (1993) und für Stahl aus Münstermann (2004) herangezogen, die eine Temperaturabhängigkeit in der hier ermittelten Größenordnung liefern.

### Weitere Abhängigkeiten: Windgeschwindigkeit

Neben der Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen wurden weitere Einflussgrößen untersucht. Die in der Zeitdarstellung der Ergebnisse sichtbare jahreszeitliche Abhängigkeit resultiert hauptsächlich aus dem Temperaturverlauf. Da dies der dominierende und in der Gesamtansicht einzig sichtbare Effekt ist, sind andere Abhängigkeiten im Rahmen der herrschenden Bedingungen wahrscheinlich weniger stark ausgeprägt.

Die einzige weitere analysierte Einflussgröße, die einen signifikantem Einfluss auf die Eigenfrequenzen aufweist, ist die Windgeschwindigkeit. Da sie auch einer jahreszeitlichen Verteilung unterliegt (im Winter treten eher höhere Geschwindigkeiten auf), kann der Einfluss die Untersuchung des Zeitverhaltens beeinflussen.

Die Analyse zeigt, dass eine erhöhte Windgeschwindigkeit zu signifikant höheren Eigenfrequenzen führt. Ein lineares Modell erklärt im Mittel (für die verschiedenen Eigenfrequenzen) jedoch nur  $R^2 = 6\%$  der Streuung. Abb. 5.31 zeigt beispielhaft den Frequenzverlauf über der Windgeschwindigkeit für die erste Biegemode. Der positive Zusammenhang erscheint plausibel, da durch Windschub eine Turmbiegung und damit eine zusätzliche Vorspannung im Turm entsteht, welche die Steifigkeit und damit die Eigenfrequenz erhöht.

Wie im Falle der Temperatur steigt auch hier der Regressionskoeffizient  $b_f$  mit dem Wert der betrachteten Eigenfrequenzen. Es ergibt sich für verschiedene Eigenfrequenzen ein annähernd konstanter mittlerer Regressionskoeffizient von  $\bar{b}_{\text{rel}} = 4,5 \cdot 10^{-4} 1/(\text{m/s})$  mit Standardabweichung  $\sigma_{\bar{b}_{\text{rel}}} = 8,6 \cdot 10^{-5} 1/(\text{m/s})$ .

Treten im Winter höhere Windgeschwindigkeiten auf, so könnte die beobachtete Zunahme der Eigenfrequenzen im Winter aus der Abhängigkeit der Eigenfrequenzen von der Temperatur und Windgeschwindigkeit entstanden sein. Aufgrund der vergleichbaren Stärke der Abhängigkeit ( $\bar{b}_{\text{rel, Wind}} = 4,5 \cdot 10^{-4} 1/(\text{m/s})$ ,  $\bar{b}_{\text{rel, T}} = -3,3 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ ) bei geringerem Wertebereich der auftretenden Windgeschwindigkeiten ergibt sich aber eine deutlich geringere Auswirkung der Variation der Windgeschwindigkeitswerte.

Berücksichtigt man außerdem das geringe Bestimmtheitsmaß und die höhere relative Standardabweichung im Vergleich zur Temperaturabhängigkeit, sowie die im Vergleich geringe Anzahl an Datenpunkten bei höheren Windgeschwindigkeiten, erscheint der Effekt der Abhängigkeit begrenzt und deutlich geringer als der Temperatureffekt. Für die Zeitbetrachtung wurde daher von einer Kompensation des Effekts abgesehen.

Die Windgeschwindigkeit wirkt sich auch auf die Dämpfung aus. Die Dämpfung der ersten Biegemode steigt mit der Windgeschwindigkeit, siehe Abb. 5.32. Die Regression sowie die Koeffizienten sind signifikant und das Bestimmtheitsmaß beträgt je nach Orientierung (SS, FA)  $R^2 = 9\%$  bzw.  $18\%$ . Für höhere Eigenmoden liegen die Bestimmtheitsmaße stets unter  $R^2 = 3\%$  und die positive Korrelation ist in vielen Fällen nicht mehr sichtbar oder kehrt sich sogar um. Die Interpretation ist schwierig, evtl. ergibt sich das Verhalten aufgrund der relativ großen Streuung und der geringen Anzahl an Datenpunkten für hohe Windgeschwindigkeiten. Eine mögliche physikalische Erklärung für den Effekt wäre die Erhöhung bzw. die Hinzunahme des aerodynamischen Dämpfungsanteils.

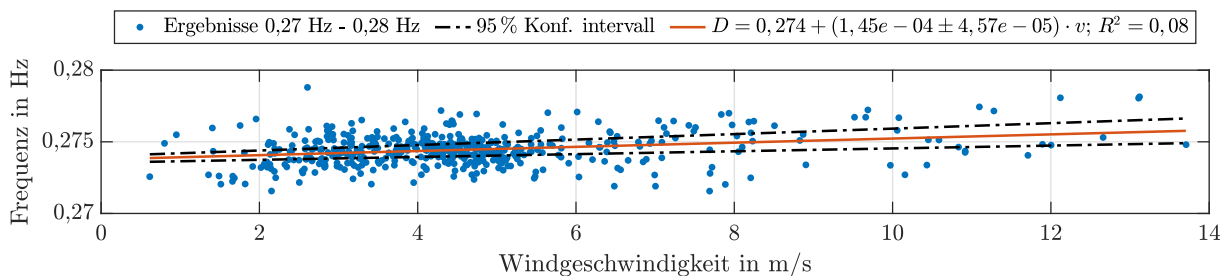


Abbildung 5.31: Abhängigkeit der ersten Biegeeigenfrequenz von der Windgeschwindigkeit.

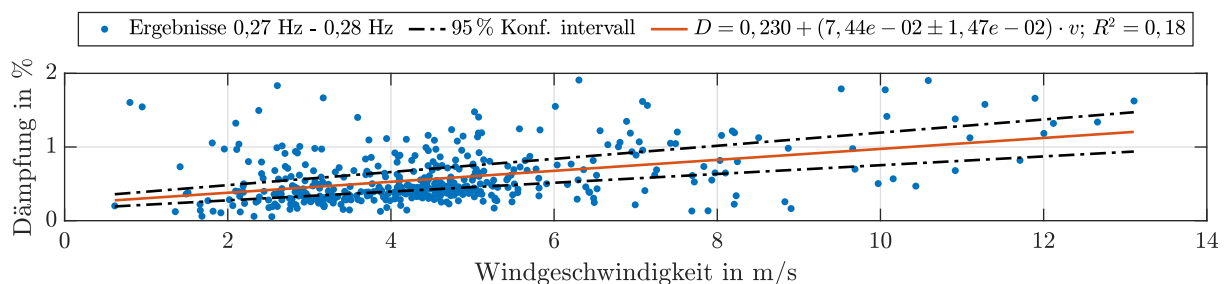


Abbildung 5.32: Abhängigkeit der Dämpfung von Windgeschwindigkeiten für erste Biegemode.

Weitere untersuchte Einflussgrößen wie Windrichtung oder Gierwinkel zeigen keinen signifikanten Zusammenhang zu den Eigenfrequenzen oder Dämpfungswerten. Die Ergebnisse bestätigen

die Annahme, dass die Temperatur die wesentliche Einflussgröße für Veränderungen der Eigenfrequenzen darstellt. Die anhand der linearen Regression erklärable Variation der Eigenfrequenzen unterscheidet sich mit im Mittel 48 % für Temperatur und nur 6 % für Windgeschwindigkeit deutlich.

Da ein relevanter Anteil der Variation nicht durch die aufgestellten Regressionsmodelle erklärt werden kann, existieren wahrscheinlich weitere Abhängigkeiten von Betriebs- und Umgebungsbedingungen, oder die Einflussgrößen können nicht durch einen linearen Zusammenhang abgebildet werden. Evtl. werden auch nicht alle Einflussparameter in den SCADA-Daten erfasst.

Für ein vollständiges SHM zur Schadenserkennung müssen alle Einflussparameter auf Schädigungsindikatoren anhand geeigneter Methoden und Modelle berücksichtigt werden. Dies kann auf verschiedene Weisen umgesetzt werden, beispielsweise durch eine Klassifizierung nach EOC (Häckel et al. 2016) oder eine Kompensation der Effekte (Deraemaeker et al. 2008). Vielfach werden dafür Methoden des maschinellen Lernens wie künstliche neuronale Netze eingesetzt. Einen Überblick der eingesetzten Methoden für WEA geben Martinez-Luengo et al. (2016). Die Anwendung solcher Verfahren zur Schadensdetektion ist nicht Teil dieser Arbeit. Trotzdem sollen hier anhand einer ersten einfachen Untersuchung Veränderungen der modalen Parameter im Datenerfassungszeitraum analysiert werden. Bei unveränderten modalen Parametern ist die Gültigkeit des FE-Modells weiter gegeben und eine Schädigungen bzw. Strukturveränderung, die sich in den modalen Parametern niederschlagen würden, ist unwahrscheinlich.

### **Zeitabhängigkeit**

Die Veränderung der modalen Parameter, insbesondere der Eigenfrequenzen über der Zeit, wird im maximalen Betrachtungsintervall von 3,5 Jahren auf zwei verschiedene Arten untersucht:

#### *Methode 1*

Erstens durch Berücksichtigung aller Datenpunkte bei Kompensation des Temperatureffekts mit der zuvor bestimmten mittleren frequenzabhängigen Temperaturabhängigkeit. Die Temperaturkompensation erfolgt dabei für Abweichungen von  $T = 20\text{ °C}$ . Der Verlauf der Eigenfrequenzen über der Temperatur nach Kompensation ist im Anhang, Abb. C.7 hinterlegt und zeigt eine erfolgreiche Kompensation.

#### *Methode 2*

Zweiter Ansatz ist die Analyse von Daten bei annähernd gleichbleibender Temperatur ( $T = 20\text{ °C} \pm 4\text{ °C}$ ). Dazu wurden zunächst die SCADA-Daten nach Stillstandszeiten bei entsprechender Umgebungstemperatur durchsucht. Anschließend wurde die gemessene Turminnenwandtemperatur auf den gewünschten Bereich begrenzt, sodass einzelne Datensätze verworfen wurden. Die verbleibenden 338 Datensätze weisen eine mittlere Turminnenwandtemperatur von  $\bar{T} = 20,0\text{ °C}$  bei einer Standardabweichung von  $\sigma_T = 2,2\text{ °C}$  auf.

#### *Ergebnisse*

Die temperaturkompensierten Eigenfrequenzen wurden über dem Betrachtungszeitraum von 3,5 Jahren aufgetragen, mit jeweils angepassten linearen Regressionsmodellen, die mögliche Zeitabhängigkeiten sichtbar machen sollen. Daten und Modell sind für die erste Biegemode in Abb. 5.33 und für weitere Moden in Abb. C.8 dargestellt. Die gleiche Darstellung auf Basis der Messdaten aller Schwingungssensoren über zwei Jahren ist im Anhang in Abb. C.9 zu finden. Hier werden, wie zuvor beschrieben, höhere Eigenfrequenzen zuverlässiger detektiert.

Die Ergebnisse der Untersuchung nach Methode 2 für Zeitintervalle bei annähernd gleichbleibender Turminnenwandtemperatur sind für die erste Biegemode in Abb. 5.34 und für höhere Moden in Abb. C.10 aufgeführt. Ergebnisse, bei denen nur die Umgebungstemperatur eingeschränkt wurde (statt der Turminnenwandtemperatur), sind in Abb. C.11 zu finden.

Alle Untersuchungen lieferten qualitativ übereinstimmende Ergebnisse. Die Untersuchungen zur Veränderung der Eigenfrequenzen im Verlauf des Betrachtungszeitraums von 3,5 Jahren

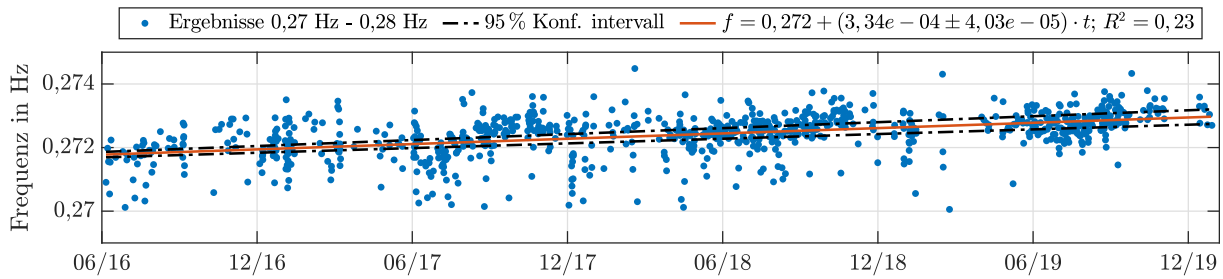


Abbildung 5.33: Verlauf der ersten Eigenfrequenz nach Temperaturkompensation über 3,5 Jahre.

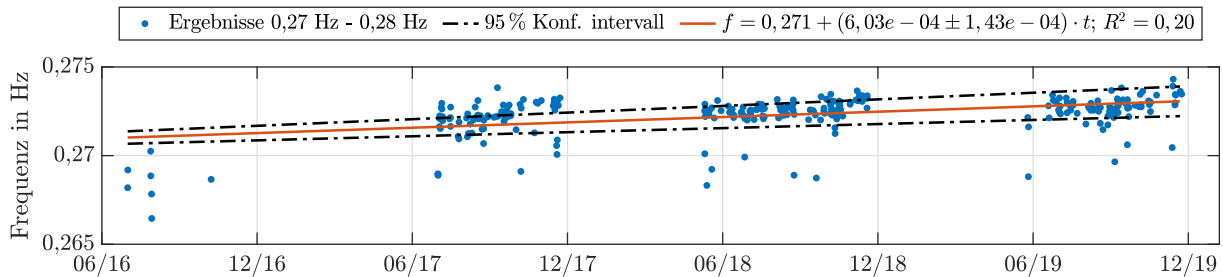


Abbildung 5.34: Zeitverlauf der ersten Eigenfrequenz für Turminnenwandtemperatur von 16-24 °C über 3,5 Jahre.

zeigen für beide Methoden mit Ausnahme der ersten Biegemode keinen klaren Zusammenhang. Aus den Regressionen ergeben sich keine Trends und die Bestimmtheitsmaße bewegen sich im Bereich  $R^2 < 2\%$ .

Für die erste Biegemode dagegen scheint in beiden Untersuchungsansätzen eine Zunahme der Eigenfrequenz mit der Zeit sichtbar. Das Bestimmtheitsmaß beträgt dabei  $R^2 = 20\%$  bzw.  $23\%$  und der Zusammenhang bleibt auch im 95 % Konfidenzintervall gültig. Das gilt auch dann, wenn in der Analyse nach Methode 2 die wenigen Datenpunkte des Jahres 2016 ignoriert werden. Dann sinkt das Bestimmtheitsmaß auf  $R^2 = 9\%$  und der Regressionskoeffizient auf  $b_f = 4 \cdot 10^{-4}$ . Das lineare Regressionsmodell bleibt jedoch wie in den anderen Untersuchungen signifikant mit signifikanten Regressionskoeffizienten (F-Test und t-Test Nullhypothese abgelehnt bei Signifikanzniveau 5 %). Die Zeit hat im Betrachtungszeitraum von 3,5 Jahren folglich einen signifikanten Einfluss auf die erste Biegeeigenfrequenz.

Grundsätzlich zeigen die Untersuchungen keine Hinweise auf Schädigungen oder Steifigkeitsverluste der Struktur: Die Eigenfrequenzen nehmen weder abrupt noch kontinuierlich ab. Im Gegenteil weist die erste Biegeeigenfrequenz einen signifikanten Anstieg auf. Dieser Anstieg der Eigenfrequenz könnte durch Versteifungseffekte infolge zyklischer Belastung des Betons, oder durch die fortlaufende Hydratation erklärt werden. Auch eine Erhöhung der Bodensteifigkeit wäre ein Erklärungsansatz, den Weijtjens et al. (2016) nennen, die ebenfalls eine Erhöhung der ersten Biegeeigenfrequenz einer Offshore-WEA feststellten. Die Erhöhung der Bodensteifigkeit bei zyklischer Belastung wurde in Laborexperimenten beobachtet (Bhattacharya et al. 2013; Leblanc et al. 2010). Die Ursache wurde aber nicht vollständig geklärt. Die Effekte müssten sich jedoch auch auf höhere Biegemoden auswirken. Die genaue Ursache des Verhaltens konnte bisher nicht geklärt werden. Es empfiehlt sich für den weiteren Monitoring-Zeitraum zu beobachten, ob der hier festgestellte Trend anhält.

Die Veränderung der modalen Dämpfungen für beide Datengrundlagen wurde auf gleiche Weise untersucht. Dabei konnte keine Abhängigkeit oder systematische Veränderung festgestellt werden, was den Ergebnissen von Harhaus (2018) entspricht. Der Zeitverlauf der Dämpfungen über 3,5 Jahre ist für die Biegemoden im Anhang, Abb. C.12 dargestellt.

### Vergleich von Sensorkombinationen

Für die Identifikation der wichtigsten Eigenschwingungen des WEA-Turms anhand der Eigenfrequenzen ist eine deutlich reduzierte Instrumentierung ausreichend. Wie in Absch. 5.2.2 ersicht-



lich, sind die ersten zwei Biegemoden in allen Sensordaten klar detektierbar. Höhere Schwingungsmoden bis zur fünften Ordnung sind am deutlichsten in den Messdaten des Sensors S23a, aber z. B. auch in den Seismometerdaten erkennbar. Die Verwendung eines Seismometers im Turmfuß könnte einen minimalen Messaufbau zur Erfassung der modalen Parameter mit geringem Installationsaufwand darstellen.

Eine Interpretation des Schwingungsverhaltens wird durch die Ermittlung von Eigenschwingformen erleichtert. Dafür sind deutlich mehr Sensoren an unterschiedlichen Höhenpositionen erforderlich. Der Vergleich der Ergebnisse aus Datenbasis 1 und 2 zeigt außerdem, dass höhere Biegemoden bei größerer Sensoranzahl zuverlässiger identifiziert werden. Hier könnte aber auch die Positionierung der zusätzlichen Sensoren S12a und S23a im Bereich von Maxima der höheren Biegemoden entscheidend sein (siehe Abb. 4.14). Für Moden niedriger Ordnung ergibt sich aus den zusätzlichen Sensorinformationen keine wesentliche Änderung.

Zum gleichen Ergebnis führten die Untersuchungen von Harhaus (2018). Hier wurde die AOMA auf Basis von Messdaten aus einem Jahr (Juli 2017 bis Juli 2018) für verschiedene Kombinationen von Sensoren durchgeführt. Die Sensorkombinationen werden als „set0-set7“ bezeichnet und sind in Tab. 5.10 aufgeführt. Lediglich set0 umfasst einen größeren Zeitraum von 1,5 Jahren. Abb. 5.35 zeigt einen Überblick der Ergebnisse und Abb. C.13 liefert Detailansichten für die betrachteten Schwingungsmodi. Tabellarische Übersichten der Einzelergebnisse und ausführlichere Erläuterungen sind in der Arbeit von Harhaus (2018) zu finden.

Tabelle 5.10: Verwendete Sensorkombinationen für AOMA nach Harhaus (2018).

set0	set1	set2	set3	set4	set5	set6	set7
S1v, S2a, S3a	Alle Sensoren	Alle Besch.	Alle DMS	S1v	S1v, S23a	S3a	S3a, S23a

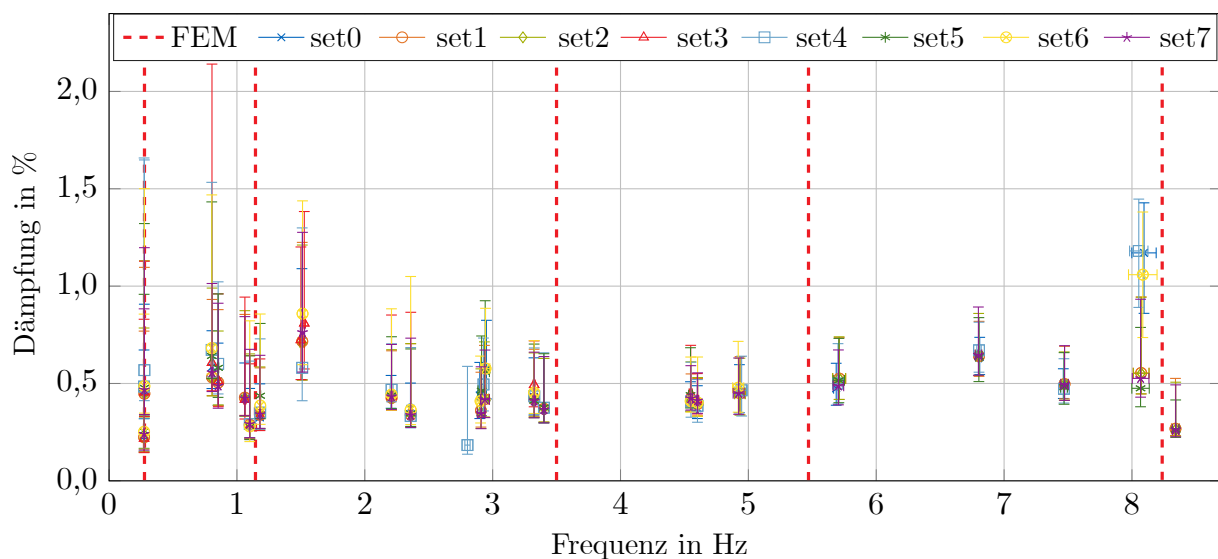


Abbildung 5.35: Ergebnisse der AOMA für verschiedene Sensorkombinationen (Harhaus 2018).

Die o. g. Ergebnisse sind für die verschiedenen Sensorkombinationen hinsichtlich der ermittelten Eigenfrequenzen und Dämpfungen näherungsweise gleich und unterscheiden sich hauptsächlich in den Unsicherheiten und den über die Sensorpositionen definierten Eigenschwingformen.

Eine Ausnahme besteht, wenn nur Dehnungsmessstreifen (set3) verwendet werden. In diesem Fall werden Schwingungsmoden über  $f = 5$  Hz nicht oder nur unzuverlässig identifiziert. Unterhalb dieser Grenze werden vergleichbare Ergebnisse erzielt. Die Systemidentifikation, Modellvalidierung, Last- und Lebensdauerabschätzung wäre folglich unter gewissen Einschränkungen auch mit einem reduzierten Messsystem nur aus Dehnungsmessstreifen realisierbar.

Abgesehen davon treten die größten Abweichungen zu den anderen getesteten Sensorkombinationen auf, wenn nur Seismometerdaten (set4) verwendet werden. Die Verwendung des Sensors



S3a im Turmkopf (set6) liefert hier besser übereinstimmende Ergebnisse. Der in vielen WEA vorhandene Beschleunigungssensor in der Gondel eignet sich folglich durchaus für eine Analyse des Schwingungsverhaltens. Soll nur ein einzelner (zusätzlicher) Sensor genutzt werden, liefert S23 auf ca. 2/3 der Höhe die zuverlässigsten Ergebnisse (set5,7). An dieser Position zeigen die Eigenschwingformen aller betrachteten Biegemoden relativ hohe Amplituden (siehe Abb. 4.14), weshalb auch die resultierende Schwingungsenergie hier im Vergleich zu den restlichen Sensorpositionen maximal ist (siehe Abb. 5.3).

Die ideale Datenbasis erhält man mit vielen gleichmäßig über der Turmhöhe verteilten, bzw. anhand der Maxima der Eigenschwingformen positionierten, Sensoren, wie hier in set1 und set2.

### Detektion von Eisansatz an Rotorblättern

Die Eigenfrequenzen des Turms steigen mit fallenden Temperaturen. In den Wintermonaten wurden vereinzelt auch niedrigere Frequenzwerte bestimmt, siehe Abb. 5.22 im Januar 2018. Der Effekt tritt vor allem bei bisher nicht klar interpretierten Schwingungsmoden auf. Eisansatz an Rotorblättern führt nach Gl. 2.2 aufgrund der Massenzunahme zu einer Verringerung der Eigenfrequenzen. Weijtjens et al. (2017) konnten den Zusammenhang durch Beobachtungen an WEA bestätigen. In den SCADA-Daten tritt der Anlagenstatus „Ice on secondary instrument(s)“ auf, der zu einem Stopp der Anlage führt. Die genaue Bedeutung ist nicht bekannt; „secondary instrument(s)“ könnten auf der Gondel installierte Einrichtungen zur Windmessung bezeichnen. Eisansatz an Teilen der Anlage könnte mit Eisbildung an den Rotorblättern einhergehen.

Zur näheren Untersuchung wurden alle Zeiträume innerhalb 3,5 Jahren identifiziert, in denen dieser Statustext herrscht und die Anlage stillsteht. Es wurden insgesamt 1115 10 min-Intervalle gefunden, die alle aus Zeiträumen von November bis April stammen, in denen typischerweise an vergleichbaren Standorten gefrierender Niederschlag auftritt (DWD 2020). Abb. 5.36 und – vergrößert Abb. C.14 – zeigen den Verlauf der Eigenfrequenzen über der Intervallnummer.

Die so ermittelten Eigenfrequenzen stimmen mehrheitlich mit den Ergebnissen der vorherigen Untersuchungen überein, wobei vier Zeiträume identifiziert werden können, in denen reduzierte Eigenfrequenzen auftreten. Diese befinden sich im Bereich der Datensatznummern 0, 500, 600, 1000. Die Frequenzverschiebung tritt stets im Dezember oder Januar bei Temperaturen zwischen  $-3,5$  und  $-1$  °C auf und endet mit steigenden Temperaturen im Tagesverlauf, wobei sich die Zeiträume oft über eine ganze Nacht oder einen ganzen Tag erstrecken. Die Temperaturen und Zeiträume sind typisch für Eisbildungsprozesse.

Der Effekt ist deutlich stärker ausgeprägt bei bisher nicht eindeutig interpretierten Schwingungsmoden bei  $f = 2,1; 2,5; 4,5; 4,9; 6,9$  und  $7,5$  Hz, sowie bei bekannten Schwingungsmoden der Rotorblätter bei  $f = 1,5$  und  $2,9$  Hz (siehe Abb. 5.15b). In den bekannten Eigenmoden des Turms ist der Effekt nur teilweise sichtbar, bei  $f = 0,8; 0,85; 1,05$  und  $1,15$  Hz. Für die zweite Biegemode werden stets drei Schwingungsmoden identifiziert. Die Untersuchung hilft bei der Einteilung der drei Schwingungsmoden in zwei Turmschwingungen und eine gekoppelte Turm-Rotor-Schwingung. Die Frequenzverschiebung ist für  $f = 1,05$  Hz am stärksten ausgeprägt (siehe Abb. C.14). Die Eigenschwingung wird daher als gekoppelte Schwingung interpretiert.

Diese Beobachtungen stützen die Vermutung, dass der Effekt aus dem Eisansatz an den Rotorblättern stammt. Sie stützen außerdem die Hypothese, dass es sich bei den bisher nicht eindeutig interpretierten Schwingungsmoden um gekoppelte Schwingungen des Turms und der Rotorblätter handelt. Denn eine Veränderung der Rotormasse durch Eisansatz würde sich auf solche Schwingungsmoden, wie hier beobachtet, auswirken.

Die Beobachtung stellt außerdem ein gutes Beispiel für einen möglichen Einsatz des Vorgehens zur Detektion von Schädigungen bzw. Strukturveränderungen dar. Durch die Erfassung von Rotorschwingungen bzw. gekoppelten Schwingungen ist dies nicht nur für den Turm, sondern auch für den Rotor denkbar. Die Möglichkeit der Detektion von Eisansatz an Rotorblättern anhand von Turmschwingungsmessungen wurde bereits von Weijtjens et al. (2018) aufgezeigt, welche Verfahren zur Eiserkennung entwickelten. Die dabei untersuchte Offshore-WEA weist ein ähnliches Schwingungsverhalten, mit einer ersten Biegemode bei  $f_1 = 0,35$  Hz auf. Zur Eiserken-

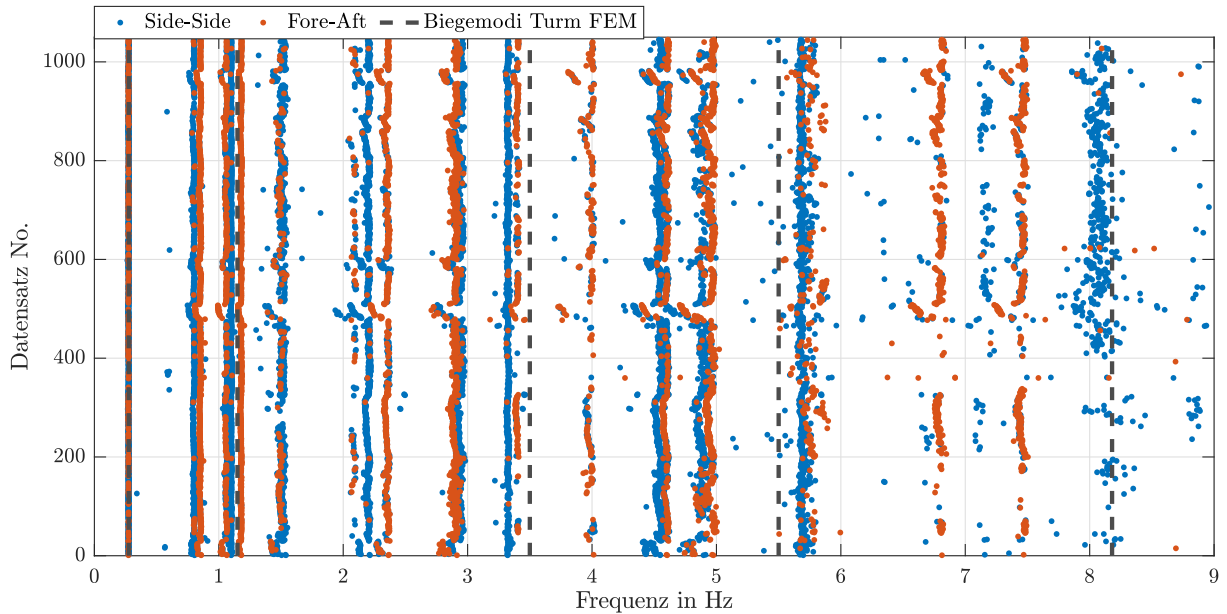


Abbildung 5.36: Ergebnis der AOMA bei Statustext „Ice on secondary instruments(s)“ während 3,5 Jahren, Sensoren S1v, S2a, S3a.

nung wurde die Frequenzverschiebung dreier Schwingungsmoden im Frequenzbereich 1,4-2,5 Hz genutzt. In der vorliegenden Untersuchung ist der Effekt auch in deutlich höheren Frequenzbereichen, bis 7,5 Hz sichtbar, sodass die genannten sieben Schwingungsmoden für eine Analyse der Frequenzverschiebung zur Eiserkennung in Frage kämen.

Das von Weijtjens et al. (2018) vorgeschlagenen Vorgehen könnte auf die in dieser Arbeit erhobenen Daten übertragen werden. Gleichzeitig müsste zunächst überprüft werden, ob die Frequenzänderung tatsächlich aus Eisansatz an den Rotorblättern stammen. Nächster Schritt für eine Umsetzung wäre die Ermittlung der minimal detektierbaren Eismasse und eine Untersuchung der Zuverlässigkeit des Systems. Kommerzielle Methoden zur Eiserkennung existieren bereits, meist anhand von Messungen an den Rotorblättern (Tsiapoki et al. 2018; Wei et al. 2020). Es besteht aber ein Bedarf nach kostengünstigen Lösungen, die durch Nutzung von Turmsensorik bzw. des Schwingungssensors in der Gondel realisiert werden könnten (Weijtjens et al. 2018).

### Veränderung der modalen Parameter bei Demontage von Rotor und Generator

Weitaus größere Änderungen der modalen Parameter und insbesondere der ersten Biegeeigenfrequenzen wurden bei einem Tausch des Hauptlagers der WEA beobachtet. Die Ergebnisse wurden von Botz et al. (2017b) veröffentlicht und werden hier nur knapp zusammengefasst. Im Rahmen des Lagertauschs wurden Rotor und Generator demontiert. Durch die Reduktion der Turmkopfmasse und die geringere Vorspannung aus Eigengewicht steigt die erste Biegeeigenfrequenz. Dabei konnten zwei Zustände unterschieden werden: 1) demontierter Rotor, 2) demontierter Rotor und Generator. Die erste Biegeeigenfrequenz nahm dabei Werte von 1)  $f = 0,36$  Hz bzw. 2)  $f = 0,46$  Hz an. Weitere kurzzeitige Änderungen konnten nicht klar zugeordnet werden, sie könnten aber aus dem verwendeten Kranaufbau resultieren, der sich auf Höhe des Adapters am Turm der WEA abstützt. Über ein vereinfachtes Masse-Feder-Modell wurde anhand der Frequenzänderung die Rotor- und Generatormasse abgeschätzt. Dabei ergab sich eine geringfügige Abweichung zu bekannten Werten von 4%. Die Änderung der Turmkopfmasse wurde auch zur Plausibilitätsprüfung bzw. Kalibrierung der Dehnungsmessungen genutzt, siehe Abschn. 6.1.3.

### Mittlere modale Parameter des Hybridturms

Die vorangegangenen Analysen, wie die Untersuchung von Einflussgrößen auf die modalen Parameter und die Quantifizierung der Temperaturabhängigkeit als stärkste Einflussgröße, haben gezeigt, dass keine allgemeingültigen modalen Parameter der WEA bzw. des Turms angegeben

werden können. Die modalen Parameter unterliegen immer einer gewissen Schwankungsbreite. Für spezifische Umgebungs- und Betriebsbedingungen können sie genauer bestimmt werden. Daher sollen hier die mittleren modalen Parameter für die im Mittel herrschenden Bedingungen bei Anlagenstillstand und Turmwandtemperatur von  $T = 20\text{ °C}$  ermittelt werden.

Neben der Parameterquantifizierung soll auch ein größtmöglicher Anteil der durch die AOMA identifizierten Schwingungsmoden korrekt interpretiert werden. Während zuvor der Fokus auf den bekannten Eigenmoden des Turmes lag, sollen hier auch alle weiteren identifizierten Schwingungsmoden betrachtet werden. Dabei helfen die zuvor analysierten Abhängigkeiten.

Für die Analyse wurden die Ergebnisse der AOMA anhand der Datenbasis 2 unter Verwendung aller Schwingungssensoren herangezogen. Da die Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen stark ausgeprägt ist und die Kompensation anhand des ermittelten Zusammenhangs plausible Ergebnisse liefert (siehe Abb. C.7), wurde sie für Abweichungen von  $T = 20\text{ °C}$  angewendet. Weitere Abhängigkeiten sind weniger stark ausgeprägt, daher wurde angenommen, dass sie sich durch Mittelung der modalen Parameter über 614 10 min-Intervalle ausgleichen.

Die Ergebnisse sind in der bereits bekannten Form zunächst als Frequenz-Zeit-Darstellung in Abb. 5.37, als Frequenz-Dämpfung-Darstellung in Abb. 5.38 und in tabellarischer Form in Tab. 5.11 dargestellt. Die erfolgreiche Temperaturkompensation ist in der Frequenz-Zeit-Darstellung in Abb. 5.37 im Vergleich zur gleichen Darstellung der Ergebnisse ohne Temperaturkompensation in Abb. 5.27 klar erkennbar. Eine Variation der Eigenfrequenzen im jahreszeitlichen Verlauf ist nicht mehr sichtbar. Deutlicher erkennbar ist dies in den vergrößerten Darstellungen in Abb. C.5 und C.15.

Die temperaturkompensierten Eigenfrequenzen sind weiterhin normalverteilt. Die Ergebnisübersicht in Tab. 5.11 und Abb. 5.38 zeigt, dass die Eigenfrequenzen präzise bestimmt werden. Sie unterliegen trotz der weiteren beschriebenen Einflussfaktoren nach Temperaturkompensation nur noch geringen Schwankungen. Die Standardabweichung liegt im Bereich von Millihertz bis hundertstel Hertz, der Variationskoeffizient ( $v_f = \sigma/\mu$ ) bewegt sich im Promillebereich. Die Streuung der Eigenfrequenzen wird durch die Temperaturkompensation, wie erwartet, reduziert.

Die Reihenfolge der Eigenmoden hinsichtlich der Eigenfrequenzen und Schwingungsrichtungen entspricht den Ergebnissen von Oliveira (2016), der ebenfalls die Eigenmoden FA1, SS1, FA2 gekoppelt, SS2 und FA2 mit aufsteigenden Eigenfrequenzen für eine Offshore-WEA bei Stillstand, ermittelte. Höhere Eigenmoden wurden dabei nicht betrachtet.

Die Dämpfungswerte der verschiedenen Schwingungsmoden unterscheiden sich nur wenig und bewegen sich alle im Wertebereich 0,2-0,6 %. Auch unter Beachtung des Konfidenzintervalls ergeben sich Dämpfungswerte stets kleiner 1 %. Einzige Ausnahme ergibt sich für eine Rotorblattschwingung bei  $f = 1,5\text{ Hz}$ , welche höhere Dämpfungswerte aufweist. Die Variation der Dämpfung einzelner Schwingungsmoden über der Zeit bzw. über den verschiedenen 10-min-Datensätzen ist relativ hoch. Der Variationskoeffizient ( $v_D = \frac{\text{Konfidenzintervall}}{2}/\mu$ ) nimmt Werte zwischen 27-85 % an. Die hohe Streuung könnte sich durch variierende Windgeschwindigkeiten ergeben, welche den aerodynamischen Dämpfungsanteil erhöhen (siehe Abb. 5.32). Die Unsicherheit der Dämpfung aus Einzeldatensätzen ist deutlich geringer.

Neben den bekannten, in den vorherigen Analysen betrachteten, Schwingungsmoden des Turms werden auch Schwingungsmoden der Rotorblätter detektiert, die aus Messungen direkt an den Rotorblättern bestimmt wurden (siehe Abschn. 5.2.3) und auch anhand der AOMA-Ergebnisse unterschieden werden können. Die Rotorschwingung bei  $f = 1,5\text{ Hz}$  unterscheidet sich von allen anderen Schwingungsmoden durch die deutlich höhere Dämpfung. Das Rotorschwingungspaar bei  $f = 2,9\text{ Hz}$  unterscheidet sich durch die umgekehrte Reihenfolge der SS- und FA-Moden: Für fast alle detektierten Schwingungsmoden weist die SS-Mode die geringere Eigenfrequenz auf. Für das Rotorschwingungspaar ist dies für die FA-Mode der Fall. Da die genannten Schwingungsmoden im Gegensatz zu den weiteren im Turm detektierten Schwingungen durch Messungen an den Rotorblättern detektiert werden konnten, wird angenommen, dass es sich um alleinige Rotorschwingungen und nicht um gekoppelte Turm-Rotorschwingungen handelt, die auf den Turm übertragen werden.

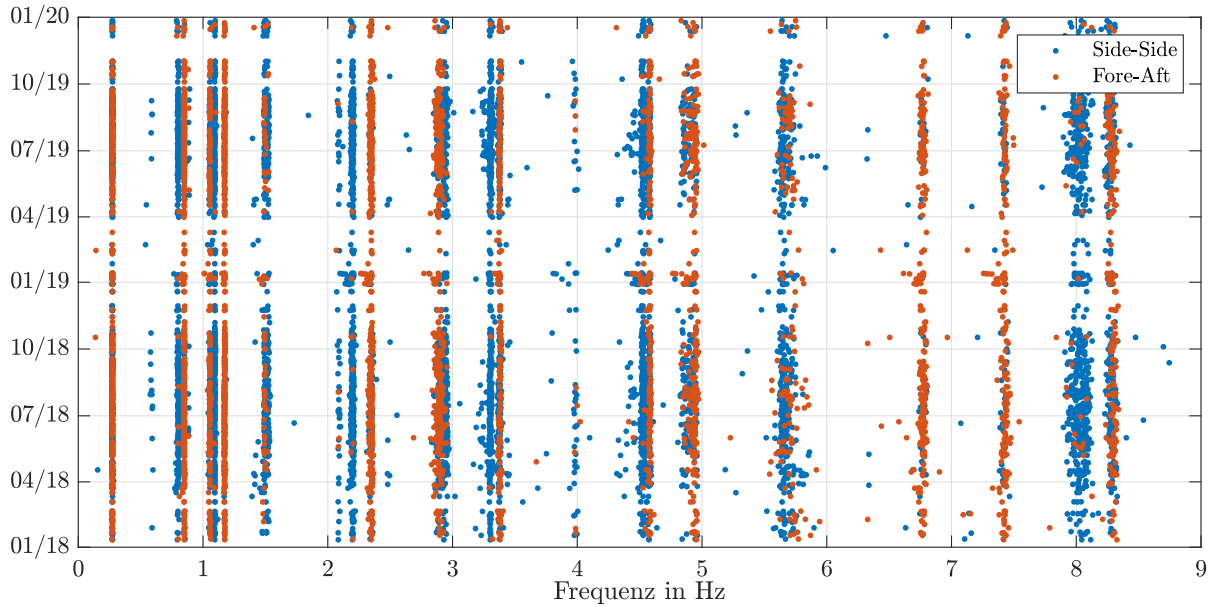


Abbildung 5.37: Ergebnis der AOMA nach Temperaturkompensation für Datenbasis 2.

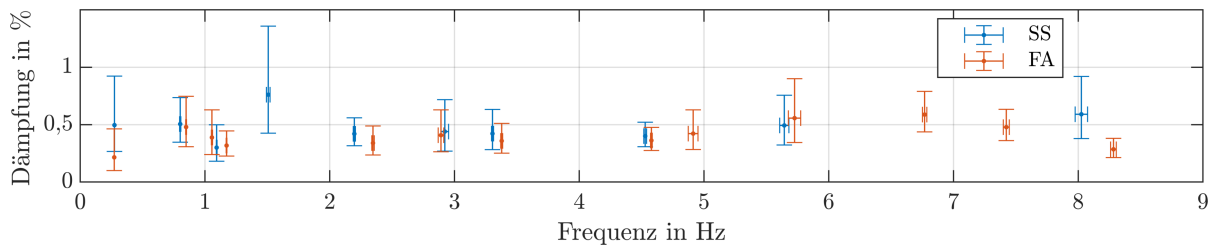


Abbildung 5.38: Modale Parameter mit 68%-Konfidenzintervall nach Temperaturkompensation.

Tabelle 5.11: Ergebnis der AOMA nach Temperaturkompensation für Datenbasis 2.

	$f$ in Hz	$\sigma_f$ in Hz	$v_f$ in %	$D$ in %	$D_{int2}$ in %	$D_{int1}$ in %	$v_D$ in %	$\alpha$ in °	$\sigma_\alpha$ in °	ER in %	CS in %
<b>Biegung 1 FA</b>	0,273	0,001	0,2	0,21	0,46	0,10	85	34	49	79	73
<b>Biegung 1 SS</b>	0,274	0,001	0,3	0,50	0,92	0,27	66	16	34	79	73
<b>Torsion 1 SS</b>	0,802	0,005	0,6	0,51	0,74	0,35	38	13	15	69	71
<b>Torsion 1 FA</b>	0,849	0,003	0,4	0,48	0,75	0,31	46	89	44	79	70
Biegung 2 gekoppelt	1,056	0,005	0,5	0,39	0,63	0,24	50	47	52	66	66
<b>Biegung 2 SS</b>	1,093	0,003	0,3	0,30	0,50	0,18	53	8	4	88	76
<b>Biegung 2 FA</b>	1,173	0,003	0,2	0,32	0,45	0,23	34	99	12	82	75
Rotorblatt SS	1,507	0,014	0,9	0,76	1,36	0,43	61	0	22	63	62
Gekoppelt SS	2,197	0,009	0,4	0,42	0,56	0,32	29	8	7	86	72
Gekoppelt FA	2,347	0,010	0,4	0,34	0,49	0,24	37	79	53	87	74
Rotorblatt FA	2,892	0,022	0,8	0,41	0,63	0,26	45	89	25	57	63
Rotorblatt SS	2,923	0,030	1,0	0,44	0,72	0,27	51	8	21	77	63
<b>Biegung 3 SS</b>	3,305	0,008	0,2	0,42	0,63	0,28	41	8	12	78	70
<b>Biegung 3 FA</b>	3,378	0,008	0,2	0,36	0,51	0,25	36	43	54	81	71
Gekoppelt SS	4,529	0,011	0,2	0,40	0,52	0,31	27	18	20	89	73
Gekoppelt FA	4,579	0,007	0,2	0,36	0,48	0,27	28	39	54	84	74
Gekoppelt	4,913	0,039	0,8	0,42	0,63	0,28	41	50	50	82	64
<b>Biegung 4 SS</b>	5,644	0,037	0,6	0,49	0,76	0,32	44	21	29	26	84
<b>Biegung 4 FA</b>	5,726	0,049	0,9	0,56	0,90	0,34	50	40	53	26	74
Gekoppelt FA	6,769	0,017	0,3	0,59	0,79	0,44	30	83	48	48	63
Gekoppelt FA	7,423	0,024	0,3	0,48	0,63	0,36	29	71	51	45	66
<b>Biegung 5 SS</b>	8,025	0,050	0,6	0,59	0,92	0,38	46	9	26	104	65
<b>Biegung 5 FA</b>	8,283	0,023	0,3	0,28	0,38	0,21	29	40	54	76	74

Zusätzlich zu Schwingungsmoden einzelner Komponenten wie Turm oder Rotorblätter, wurden weitere Schwingungsmoden detektiert. Die Bewertung als physikalische Schwingungsmoden im Rahmen des Clusterings ergibt auch bei genauerer Betrachtung für diese Fälle Sinn. Es wird angenommen, dass es sich um gekoppelte Moden aus Turmschwingungen und Schwingungen weiterer Komponenten der WEA, wie Gondel oder Rotor, handelt. Sie können von den Biegeeigenmoden des Turms eindeutig anhand der Eigenschwingformen unterschieden werden, denn die Eigenschwingformen der gekoppelten Moden unterscheiden sich deutlich von denen der Turmschwingungen, die z. B. aus dem FE-Modell bekannt sind. Anhand der, je nach Schwingungsmoden unterschiedlich stark ausgeprägten, Frequenzverschiebung, die wahrscheinlich durch Eisansatz an den Rotorblättern entsteht, kann auf die mit dem Rotor gekoppelten Schwingungsmoden rückgeschlossen werden. Die erste Spalte der Ergebnistabelle liefert eine Interpretation des Schwingungsmodus. Die Bezeichnung „gekoppelt“ steht dabei stets für eine Schwingungsmoden, bei der sowohl Turm als auch Rotor oder Gondel beteiligt sind.

Für eine genauere Identifikation der gekoppelten Schwingungsmoden werden Informationen zu den weiteren Komponenten benötigt, die in Kopplung treten. Diese können beispielsweise über eine Mehrkörpersimulation oder ein FE-Modell abgebildet werden und aus den Eigenschwingformen der Gesamtanlage identifiziert werden (Chauhan et al. 2011; Zierath et al. 2017).

Obwohl einige Verbesserungen im Vergleich zu vorhergehenden Analysen von Harhaus (2018) vorgenommen wurden, wie die Berücksichtigung der Temperatur der Turminnenwand statt der Umgebungsluft oder der optimierten Wahl von SSI-Parametern, und andere Zeitintervalle zugrunde liegen, stimmen die Ergebnisse im Wesentlichen überein. Dies stärkt das Vertrauen in die ermittelten Werte und zeigt die Zuverlässigkeit und Robustheit des Verfahrens.

## 5.4 Modellvalidierung und Ausblick Modellupdate

Die Validierung des FE-Modells geschieht anhand der mittels AOMA bestimmten modalen Parameter. Zunächst werden hier die Eigenfrequenzen, dann die Eigenschwingformen verglichen. Die aus Messdaten ermittelten Dämpfungen wurden für die FE-Simulation im Rahmen der transienten Analyse genutzt. Die transiente Analyse liefert Zeit-Spannungsverläufe an beliebigen Positionen im Modell. Im zweiten Validierungsschritt wurden lokale Spannungen aus Modell und Messdaten verglichen, siehe Absch. 6.4.

### Eigenfrequenzen

Die Biegemoden treten an der realen Anlage paarweise mit leicht verschobenen Frequenzen in Rotorebene (SS) und senkrecht dazu (FA) auf. Da im FE-Modell Rotor und Gondel als Punktmasse modelliert wurden (siehe Absch. 3.4.2), ergibt sich diese Trennung im Modell nicht. Stattdessen tritt der gleiche Effekt (in geringerer Ausprägung) für die Orientierung der Tür und Lüftungsöffnungen im Turmfuß auf. Da Gondel und Rotor ein hohes, unbekanntes Rotationsträgheitsmoment aufweisen, liefert das FE-Modell außerdem eine zu hohe Torsionseigenfrequenz. Die Biegeeigenfrequenzen für die jeweiligen Richtungen sind in Tab. 5.12 und in Abb. 5.39a gegenübergestellt. Es ergibt sich eine gute Übereinstimmung bis zur fünften Biegeeigenfrequenz. Die Abweichungen der Eigenfrequenzen zwischen Modell und Messdaten liegen im Mittel bei 3%. Dabei ist keine gerichtete systematische Abweichung erkennbar, wie der Vergleich zur Ursprungshalbgeraden in Abb. 5.39a zeigt.

### Eigenschwingformen

Die Biegeeigenschwingformen des FE-Modells wurden bereits in Abb. 3.7 in Form des ausgelenkten 3D-Modells gezeigt und in Abb. 3.5b mit den Schwingformen anderer Modelle verglichen. Hier werden die aus dem FE-Modell und die aus der AOMA von Messdaten gewonnenen Eigenschwingformen verglichen. In Abb. 5.40 sind den FE-Daten typische Vertreter der via AOMA ermittelten Eigenschwingformen gegenübergestellt. Die Eigenschwingformen stimmen bis zur vierten Biegeeigenmode gut überein. Die fünfte Biegeeigenmode aus Messdaten kann aufgrund

der zu geringen örtlichen Auflösung über der Turmhöhe durch die vier Sensoren (Seismometer ausgenommen) sowie der für die Detektion dieser Schwingform teilweise ungünstigen Sensorpositionen im Bereich von Schwingungsknoten, nicht wiedergegeben werden. Die Ähnlichkeit der Eigenschwingformen aus Modell und Messungen kann mithilfe des MAC quantifiziert werden. Hier zeigt sich die gute Übereinstimmung in hohen Hauptdiagonalelementen, die für die ersten vier Biegemoden stets über 99 % liegen (siehe Abb. 5.39).

Tabelle 5.12: Vergleich der Eigenfrequenzen aus OMA und FE-Modell nach Botz et al. (2020).

OMA		FEM		Abweichung
Eigenmode	$f$ in Hz	Eigenmode	$f$ in Hz	in %
Biegung 1, FA	0,273	Biegung 1, Tür	0,276	1
Biegung 1, SS	0,274	Biegung 1, Tür $\perp$	0,277	1
Biegung 2, SS	1,09	Biegung 2, Tür	1,148	5
Biegung 2, FA	1,17	Biegung 2, Tür $\perp$	1,154	1
Biegung 3, SS	3,31	Biegung 3, Tür	3,52	6
Biegung 3, FA	3,38	Biegung 3, Tür $\perp$	3,54	5
Biegung 4, SS	5,64	Biegung 4, Tür	5,50	2
Biegung 4, FA	5,73	Biegung 4, Tür $\perp$	5,52	4
Biegung 5, SS	8,03	Biegung 5, Tür	8,15	1
Biegung 5, FA	8,28	Biegung 5, Tür $\perp$	8,18	1

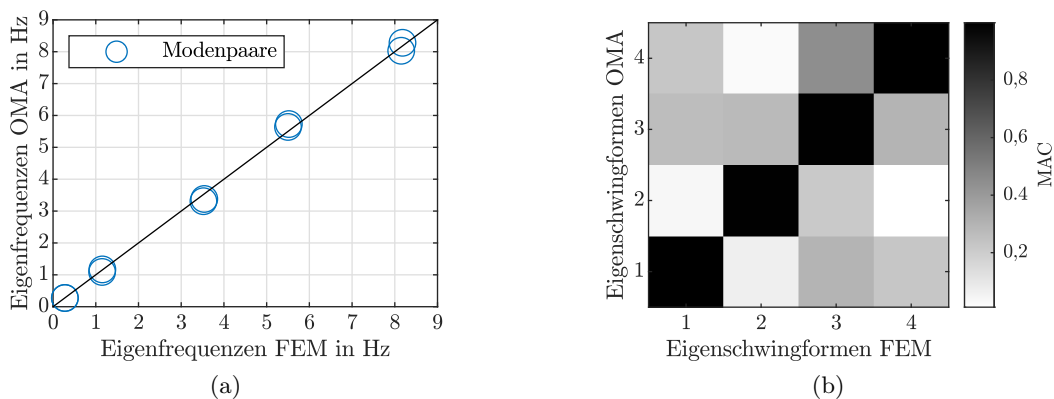


Abbildung 5.39: Vergleich der modalen Parameter aus AOMA und FE-Modell: (a) Eigenfrequenzen, (b) MAC der Eigenschwingformen.

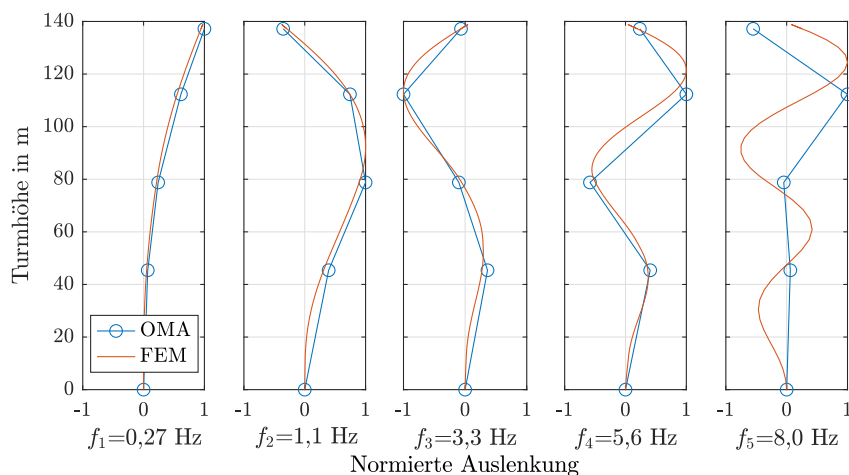


Abbildung 5.40: Vergleich der Eigenschwingformen der ersten fünf Biegeeigenmoden aus OMA der Beschleunigungsmessdaten und FE-Modell, nach Botz et al. (2020).

### Ausblick Modellupdate

Die Modellvalidierung wurde hier einmalig manuell in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern des Lehrstuhl für Statik, insbesondere Herrn Emiroğlu, durchgeführt und eine manuelle Anpassung des Modells vorgenommen, sodass Steifigkeitserhöhungen durch Vorspannung berücksichtigt werden (siehe Abschn. 3.4.2, Emiroğlu (2019).) Nächster Schritt hin zu einem digitalen Zwilling bzw. Schatten ist die Implementierung eines automatischen „Model Updating“ Prozesses, welcher nicht mehr Teil dieser Arbeit ist, notwendige Vorarbeiten wurden jedoch bereits getroffen. Das Vorgehen dafür soll hier kurz beschrieben werden.

Beim „Model Updating“ werden Eigenschaften (modale Parameter) der realen Struktur mit denen eines Modells verglichen. Bei Abweichungen werden geeignete Parameter des Modells automatisch angepasst, sodass die Abweichungen minimiert werden. Modellbestandteile, die mit Unsicherheiten belegt sind oder im Falle der Dauerüberwachung Änderungen unterliegen könnten, müssen identifiziert und für ein Parameterupdate vorbereitet (parametrisiert) werden. Die modalen Parameter sollten eine hohe Sensitivität hinsichtlich der gewählten Modellparameter zeigen. Beispiele für optimierbare Modellparameter sind Werkstoffkennwerte, die Unsicherheiten unterliegen, wie der E-Modul von Beton, oder die Steifigkeit von Verbindungen oder des Bodens.

Einen umfassenden Überblick zu Model Updating in der Strukturdynamik und der praktischen Umsetzung liefert das Lehrbuch von Friswell und Mottershead (1995). Verschiedene in der Literatur beschriebene Verfahren werden von Mottershead und Friswell (1993) zusammengefasst und verglichen. Aktuelle Forschungsaktivitäten zur Verbesserung von Methoden zur Parametrisierung und Regularisierung in Modellupdateprozessen werden von Bartilson (2019) beschrieben. Nach Mottershead et al. (2011) ist die Sensitivitätsmethode das erfolgreichste Verfahren, für das in der genannten Veröffentlichung eine Anleitung gegeben wird. Anwendungen der Methode werden von Brownjohn et al. (2001) und von Jaishi und Ren (2005) speziell für die Kombination mit OMA beschrieben. Das Verfahren wäre wahrscheinlich auch für die hier behandelte Anwendung gut geeignet.

Die Anpassung der Modellparameter geschieht über Optimierungsverfahren. Als Zielfunktion werden dabei Abweichungen der modalen Parameter zwischen Modell und Messungen definiert. Die zu verändernden Modellparameter werden über eine Sensitivitätsanalyse ausgewählt. Die Sensitivität wird über die Ableitung von Vergleichsgrößen (modalen Parametern) nach Modellparametern oder, falls die Ableitung nicht möglich ist, über das Aufbringen kleiner Störungen ermittelt (Brownjohn et al. 2001).

Nabiyani et al. (2021) beschreiben ein ähnliches Vorgehen mit OMA an einer Offshore WT sowie einem Modellupdate eines FE-Modells und anschließender Modal Expansion für die Dehnungsbestimmung im Turm. In der Anwendung an einem Stahlturm wurden nur die ersten zwei Biegemoden berücksichtigt, wobei die OMA nicht automatisiert erfolgte, jedoch gut die Machbarkeit und Relevanz des Vorgehens zeigt. Die Autoren verwendeten ein Bayes'sches Modellupdate und ein modalbasiertes Modellupdate mit nur einem Parameter, der Bodensteifigkeit. Das Bayes'sche Verfahren liefert neben lokalen Dehnungen zusätzlich Schätzungen der externen Lasten.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden von der Messtechnik- und Datenverarbeitungsseite durch die AOMA Voraussetzungen geschaffen, um ein quasikontinuierliches Modellupdate z. B. in festen Zeitintervallen zu ermöglichen und so die Gültigkeit eines Modells auch bei Strukturveränderungen sicherzustellen. Die Umsetzung von Modellupdateverfahren wurde für ein Folgeprojekt geplant.

## Kapitel 6

# Schätzung von Lasten und Lebensdauer auf Basis von Dehnungsmessungen

Das validierte Modell der Tragstruktur der WEA soll in diesem Kapitel genutzt werden, um Spannungsverläufe an hoch belasteten Positionen zu ermitteln und über eine Ermüdungsrechnung die Restlebensdauer zu bestimmen. Die Lebensdauer soll zusätzlich auch ohne Zuhilfenahme des Modells nur anhand von Dehnungsmessungen bestimmt werden. Da die Dehnungsmessungen in den meisten Fällen nicht im Bereich der größten Spannungen aufgenommen wurden, sind hierfür weitere Annahmen notwendig.

Für die modellbasierte Spannungsberechnung werden neben dem Modell die tatsächlich auf die Tragstruktur wirkenden Lastverläufe benötigt, welche in der Simulation am Modell aufgebracht werden. Sie können aus Dehnungsmessungen in den Rotorblättern oder wie hier im Turm abgeleitet werden.

Grundlage für beide Vorgehensweisen sind genaue Dehnungsmessdaten. Daher werden zunächst Einflussgrößen auf die Messgröße und deren örtliche Verteilung in Abhängigkeit der Bauweise und der verwendeten Werkstoffe erläutert. Die Messverfahren und typischen Störeinflüsse werden analysiert und Störungen soweit wie möglich kompensiert. Um das Vertrauen in die Messdaten zu stärken, werden verschiedene Plausibilitätsprüfungen vorgenommen. Auch das Langzeitverhalten der Messdaten wird überprüft.

Im Anschluss an die Spannungsberechnung wird die Berechnung der externen Lasten, die durch die Rotorschubkraft dominiert werden, erläutert. Die Lastverhältnisse werden aufgezeigt, um die Gültigkeit der getroffenen Vereinfachungen zu veranschaulichen. Anschließend werden die Ergebnisse einer Plausibilitätsprüfung anhand von Simulationsergebnissen unterzogen.

Es folgt der zweite Schritt der Modellvalidierung, in dem Zeitverläufe der lokalen Spannungen aus dem FE-Modell mit Messungen an den gleichen Positionen und bei gleicher Belastung der Struktur verglichen werden.

Die Ermüdungs- und Schädigungsrechnung wird für Simulations- und Messdaten nach verschiedenen Normen und unter Variation von Berechnungsparametern an mehreren Positionen im Turm durchgeführt. Für die Lebensdauerabschätzung wird der Einfluss des berücksichtigten Zeitintervalls analysiert.

## 6.1 Systemantwort Dehnung

### 6.1.1 Dehnung als Resultat von Kräften, Geometrie und Werkstoff

Alle an der Anlage angreifenden Kräfte (siehe Absch. 2.1.2) werden über die Tragstruktur in Fundament und Boden abgetragen. Ein Teil der anfallenden Energie wird in Verformungsarbeit im Stahlteil und im Betonteil des Turmes sowie in den Verbindungselementen umgewandelt. Die dabei entstehenden Dehnungen können messtechnisch erfasst werden. Sie ergeben sich aus Lasten, Geometrie und Werkstoffeigenschaften. Die Dehnung ist eine lokale Messgröße und damit stark abhängig von den genannten Größen in unmittelbarer Umgebung der Messposition.

Die gemessene Dehnung ist im Gegensatz zur wahren Dehnung von vielen weiteren Größen abhängig. Ihr Wert ist überlagert von Messfehlern aus Sensorkalibrierung, Temperatureffekten,



Ungenauigkeiten in Sensorposition und Ausrichtung, uvm. Die Effekte werden in Absch. 6.1.2 erläutert und soweit möglich kompensiert.

Beton- und Stahlteil weisen deutlich unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich Werkstoff und Konstruktion auf, die in Absch. 3.1.1 und 3.1.2 näher erläutert wurden. Für die Interpretation der lokalen Dehnungsmesswerte ist die Spannungs-/Dehnungsverteilung im Bauwerk entscheidend. In der Nähe von Lasteinleitungen und -umleitungen, sowie im Bereich von Unstetigkeiten kommt es zu Spannungskonzentrationen (Kerbspannungseffekte), die mit einer Erhöhung der Dehnung einhergehen. Im Stahlteil sind Unstetigkeiten in Form von Schweißnähten, Buchsen für Innenausbauten und Bohrungen z. B. für Flugbefeuerung vorhanden.

Im Beton können bereits durch die Werkstoffzusammensetzung, aus Gesteinskörnung, Zementmatrix und Bewehrung, lokale Spannungskonzentrationen entstehen. Daher erfolgt die Dehnungsmessung über einen größeren Bereich ( $> 5$  cm). Der Betonteil weist vor allem im unteren Bereich eine Reihe von Unstetigkeiten auf, wie Tür- und Lüftungsöffnungen oder Taschen, z. B. für die Ausführung der Verschraubung der Vertikalfuge. Auch im Bereich der Verankerung der Spannglieder an der Spannkellerdecke sowie am Adapter, der den Stahlteil anbindet, kommt es zu Spannungskonzentrationen.

Die Werkstoffeigenschaften von Stahl und Beton unterscheiden sich deutlich, wie in Tab. 3.2 ersichtlich ist, in der Werkstoffeigenschaften gegenübergestellt wurden. Beton weist einen geringeren Elastizitätsmodul und geringere Festigkeiten auf. Die geforderte Steifigkeit wird durch größere Wanddicken und Durchmesser erzielt.

Die Lastabtragung und die Dehnungsverteilung im Stahlteil der Anlage ist aufgrund der Konstruktionsweise und der Werkstoffeigenschaften einfacher erfassbar. Eine genaue Messung von Dehnungen und das Ableiten von Spannungen ist daher im Stahlteil der Anlage einfacher umsetzbar, als im Betonteil.

Die höchsten Spannungen treten wahrscheinlich an Positionen auf, die bei Betrachtung der Gesamtstruktur im Bereich globaler Spannungmaxima liegen und an denen gleichzeitig lokale Spannungsüberhöhungen aufgrund von Kerbeffekten entstehen. Für eine Lebensdauerprognose wäre eine Dehnungsmessung in Bereichen mit maximalen Spannungen ideal. Diese Positionen sind jedoch nicht immer eindeutig identifizierbar bzw. für Sensorik zugänglich.

Sollen dagegen Dehnungswerte mit globaler Aussagekraft erfasst werden, z. B. für einen Rückschluss auf äußere Lasten oder zur Modellvalidierung, ist eine Messung im Bereich möglicher Kerbspannungseffekte zu vermeiden. Laut Réthoré (2006) sind DMS in Turmfuß für eine Bestimmung der Rotorschubkraft am besten geeignet. Die Schlussfolgerung wurde für Stahlrohrtürme getroffen und ist für den vorliegenden Hybridturm nicht zwingend gültig. Insgesamt sind je nach Zielstellung unterschiedliche Dehnungsmesspositionen erforderlich.

## 6.1.2 Messverfahren und Störgrößen

### **Einfluss der eingesetzten Sensortechnologien auf das Messergebnis**

Neben der Messung an Werkstoffen mit unterschiedlichen Eigenschaften ergibt sich eine weitere Schwierigkeit der Vergleichbarkeit der Messungen aus den unterschiedlichen eingesetzten Sensortechnologien: metallische Dehnungsmessstreifen im Stahlteil und faseroptische Dehnungssensoren im Betonteil. Daraus resultieren möglicherweise unterschiedliche Ergebnisse und Störgrößen im Ergebnis.

Die Positionierung, Ausrichtung und der Anschluss der installierten Sensoren wurde in Absch. 4.2.3 beschrieben. Im Folgenden wird erläutert, wie aus den Spannungssignalen die gemessene Dehnung berechnet wird und welche Störeinflüsse jeweils relevant sind. Trotz unterschiedlicher Sensortechnik sind eine Reihe von Gemeinsamkeiten festzustellen: In beiden Fällen ist die sachgemäße Installation der Sensorik für eine verlustfreie Übertragung der Dehnung vom Messobjekt zum Sensor entscheidend. Weiterhin weisen beide Sensortypen eine Empfindlichkeit für Temperatur- und Dehnungsänderungen auf, deren vollständige Trennung oft problematisch ist. Die Empfindlichkeit der Sensoren wird jeweils mit einem k-Faktor beschrieben.

### Dehnungsmessstreifen im Stahlteil

Die Erfassung von Bauteildehnungen mit Dehnungsmessstreifen (metallische Folien-DMS) ist ein lange etabliertes Messverfahren. Im Folgenden werden nur die Grundlagen erläutert, die für das Verständnis der vorliegenden Anwendung notwendig sind. Fokus wird dabei auf mögliche Einflussgrößen auf das Messsignal gelegt. Für weitere Informationen wird auf die Literatur verwiesen, die auch hier zugrunde liegt: Hoffmann (1987) und Keil (2017).

Das Messprinzip der metallischen Folien-DMS beruht auf der Änderung des Widerstands  $R$  eines elektrischen Leiters bei mechanischer Beanspruchung. Die Widerstandsänderung entsteht durch die geometrische Verformung des Leiters (Länge  $l$ , Querschnittsfläche  $A$ ) und durch die Änderung des spezifischen Widerstands des Werkstoffs  $\rho$  aufgrund von Gefügeänderungen:

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (6.1)$$

Der Zusammenhang zwischen Dehnung und der daraus resultierenden Widerstandsänderung  $\Delta R$  wird durch den vom Hersteller ermittelten  $k$ -Faktor hergestellt. Positive Dehnung, also eine Längenzunahme des Messgitters führt dabei zu einer Widerstandserhöhung. Die Verschaltung wird i. d. R. so gewählt, dass in diesem Fall auch ein positives Spannungssignal ausgegeben wird. Neben Längenänderungen führen auch Temperaturänderungen  $\Delta T$  zu einer Widerstandsänderung:

$$\frac{\Delta R}{R} = k \frac{\Delta l}{l_0} + \alpha_R \Delta T + k_T (\alpha_B - \alpha_M) \Delta T \quad (6.2)$$

mit

---

$\alpha_R$ :	Wärmeausdehnungskoeffizient des elektrischen Widerstands des Messgitters
$\alpha_B$ :	Wärmeausdehnungskoeffizient Bauteil
$\alpha_M$ :	Wärmeausdehnungskoeffizient Messgitterwerkstoffs

---

$\alpha_R$  kann durch eine gezielte Behandlung des Werkstoffs (Wärmebehandlung und Verformungszustand) innerhalb gewisser Grenzen eingestellt werden, sodass die Temperaturempfindlichkeit der Messstelle kompensiert wird. Die hier installierten DMS weisen eine Temperaturkompensation für den Bauteilwerkstoff Stahl und dessen Wärmeausdehnungskoeffizient auf (siehe Tab. A.2). Die zwei temperaturabhängigen Summanden aus Gl. 6.2 heben sich dadurch auf und es kann angenommen werden:

$$\frac{\Delta R}{R} = k \frac{\Delta l}{l_0} = k \cdot \varepsilon \quad (6.3)$$

Die Temperaturkompensation durch Einstellung des Parameters  $\alpha_R$  unterliegt herstellungsbedingter Streuung. Geringe verbleibende Temperatureffekte können zunächst nicht ausgeschlossen werden, jedoch durch eine geeignete Brückenschaltung eliminiert werden.

Die nach ihrem Erfinder benannte Wheatstonesche Brückenschaltung aus vier Widerständen/DMS führt Widerstandsänderungen in eine Ausgangsspannung  $U_M$  über und ermöglicht die Kompensation von Störeffekten. Die Herleitung des Zusammenhangs zwischen Spannungssignal und Dehnung für die hier angewendete Vollbrückenschaltung ist in Anhang D aufgeführt und ergibt:

$$\varepsilon = \frac{4}{U_B} \frac{1}{k_B} \frac{1}{k} U_M \quad (6.4)$$

mit Brückenspeisespannung  $U_B$  und Brückenfaktor  $k_B$ . Der Brückenfaktor ist abhängig von der Verschaltung und Positionierung der DMS und wird ebenso in Anhang D hergeleitet. Die gewählte Anordnung der vertikalen Dehnungsmessung aus vier DMS in  $0^\circ/90^\circ$ -Orientierung führt mit der Querdehnzahl von Stahl ( $\nu = 0,3$ ) zu einem Brückenfaktor von  $k_B = (2 + 2\nu) = 2,6$ . Für die Messung von Scherung in  $\pm 45^\circ$ -Anordnung ist  $k_B = 4$ .

Die beschriebene Konfiguration kann zu Messfehlern führen, wenn zusätzliche Querkräfte wirken, die Spannungen/Dehnungen in Umfangsrichtung hervorrufen. Wie in Absch. 6.3 beschrieben, ist Biegung die dominierende Belastung des Turms. Daher sollten Störeffekte, falls

vorhanden, gering ausfallen. Die gleiche Anordnung wurde auch für Messungen an WEA-Türmen im Windpark alpha ventus eingesetzt (Herklotz 2012). Nach Keil (2017) sollten bei Messungen unter veränderlichen Temperaturbedingungen wann immer möglich selbstkompensierende DMS in Brückenschaltung verwendet werden.

### Verbleibende Messfehler durch Temperatureinfluss

Durch die Verschaltung und Orientierung der Messgitter sowie die Anpassung des Wärmeausdehnungskoeffizienten der DMS an den des Stahlturms wird die Temperaturempfindlichkeit der Sensorik weitgehend kompensiert. Da neben den DMS selbst auch die Anschlussleitungen Teil der Brückenschaltung sind und ebenfalls einem Temperaturgang unterliegen, wurden diese auf die gleiche Länge gekürzt und gleich verschaltet. Dadurch sollte bei einer temperaturbedingten Widerstandsänderung der Kabel keine Brückenverstimmung und damit kein Messsignal auftreten.

Trotz der genannten Maßnahmen zur Vermeidung von Messfehlern, vor allem durch Temperatureinfluss, verbleiben Schwachstellen des Messaufbaus. Das verwendete Messsystem unterstützt keine Kompensation des Widerstands der Anschlusskabel (4-Leiter-Schaltung). Die durch den Kabelwiderstand reduzierte Brückenspeisespannung führt deshalb zu einer reduzierten Empfindlichkeit der Messstelle. Durch die Wahl von Anschlussleitungen mit relativ geringem Widerstand und Kabelquerschnitt von 0,5 mm ergibt sich für die maximale Kabellänge von 10 m eine um 0,58 % reduzierte Empfindlichkeit. Eine Temperaturänderung der Anschlusskabel führt zu einer Veränderung des spezifischen Widerstands, welcher nach Keil (2017) für die vorliegenden Kabel eine Empfindlichkeitsänderung im Bereich von 0,03 %/10 K bewirkt und damit vernachlässigbar ist.

Der k-Faktor der DMS selbst weist eine immer noch geringe, aber deutlich höhere Temperaturabhängigkeit von  $0,1 \pm 0,5$  %/10 K auf, die durch die Brückenschaltung nicht kompensiert wird. Zur genaueren Untersuchung des Temperatureinflusses sollte ein Temperatursensor in unmittelbarer Nähe jedes DMS installiert sein. Hier ist lediglich ein Temperatursensor pro Höhenposition vorhanden.

### Temperaturspannungen

Weitere Störgrößen ergeben sich indirekt aus Temperatureffekten. Im Tagesverlauf zeigt sich unabhängig vom Betriebszustand der Anlage eine Veränderung des Dehnungsmesswerts, die nicht proportional zur Temperatur der Umgebung oder der Turminnenwand ist. Der Effekt scheint mit der Sonneneinstrahlung zusammenzuhängen (Hanotte 2017), da das Auftreten zeitlich mit Sonnenaufgang und -untergang korreliert. Abb. 6.1 zeigt den Effekt anhand eines Datensatzes während einer Reparatur, bei der Rotor und Generator demontiert waren. Details dazu sind in Botz et al. (2017b) zu finden. Effekte durch Rotordrehung oder Rotorschubkraft können folglich ausgeschlossen werden. Lediglich eine Windanregung des Turms und der Gondel ohne Rotor und Generator war möglich.

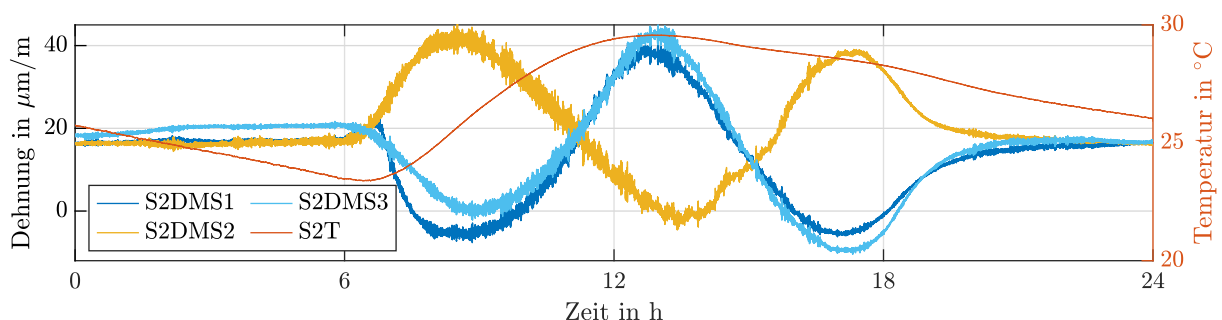


Abbildung 6.1: Verlauf von Dehnung und Temperatur in Stahlteil bei demontiertem Rotor und Generator (12.09.2016).

Der an der Turminnenwand in der Nähe von S2DMS1 gemessene Temperaturverlauf (S2T)

unterscheidet sich deutlich vom Verlauf der gemessenen Dehnung. Der Effekt entsteht daher vermutlich nicht nur aus einer Temperaturänderung der Turminnenwand oder der DMS mit Anschlusskabeln. Auffällig ist weiterhin, dass die Dehnungssignale der gegenüberliegenden Sensoren nahezu identisch sind, während sie in dem bei Betrieb dominierenden Lastfall Biegung invertiert sind. Dies trifft hier für die um  $90^\circ$  entlang des Umfangs versetzte Messung durch S2DMS2 zu.

Es wird zunächst angenommen, dass der Effekt durch temperaturinduzierte Spannungen aus Sonneneinstrahlung entsteht. Eine Trennung der aus der Hauptbelastungsart Biegung resultierenden Dehnung  $\varepsilon_{\text{mech}}$  und der aus Temperaturspannungen entstehenden Dehnung  $\varepsilon_{\sigma_T}$  wird durch die genannten Eigenschaften ermöglicht. Der Mittelwert gegenüberliegender Signale ist im Falle einer Biegebelastung gleich Null. Der Temperaturspannungseffekt entspricht dagegen näherungsweise diesem Mittelwert. Die genannten Zusammenhänge sind in den folgenden Gleichungen zusammengefasst.

$$\varepsilon = \varepsilon_{\text{mech}} + \varepsilon_{\sigma_T} \quad (6.5)$$

$$\varepsilon_{\text{mech},0^\circ} = -\varepsilon_{\text{mech},180^\circ} \quad (6.6)$$

$$\varepsilon_{\sigma_T,0^\circ} = \varepsilon_{\sigma_T,180^\circ} \quad (6.7)$$

$$\frac{\varepsilon_{0^\circ} + \varepsilon_{180^\circ}}{2} = \varepsilon_{\sigma_T} \quad (6.8)$$

Die aus mechanischer Belastung resultierende Dehnung erhält man folglich aus einer Subtraktion der gemessenen Dehnung mit der Dehnung aus Temperaturspannungen. Da der Effekt ein langsames, d. h. niederfrequentes Verhalten zeigt, wird vor der Subtraktion eine Tiefpassfilterung und ein gleitender Mittelwert über 10 min angewendet. Das Ergebnis ist in Abb. 6.2 zu sehen, zusammen mit den unverarbeiteten und korrigierten Dehnungssignalen sowie dem Temperaturverlauf über 24 h bei Stillstand der Anlage.

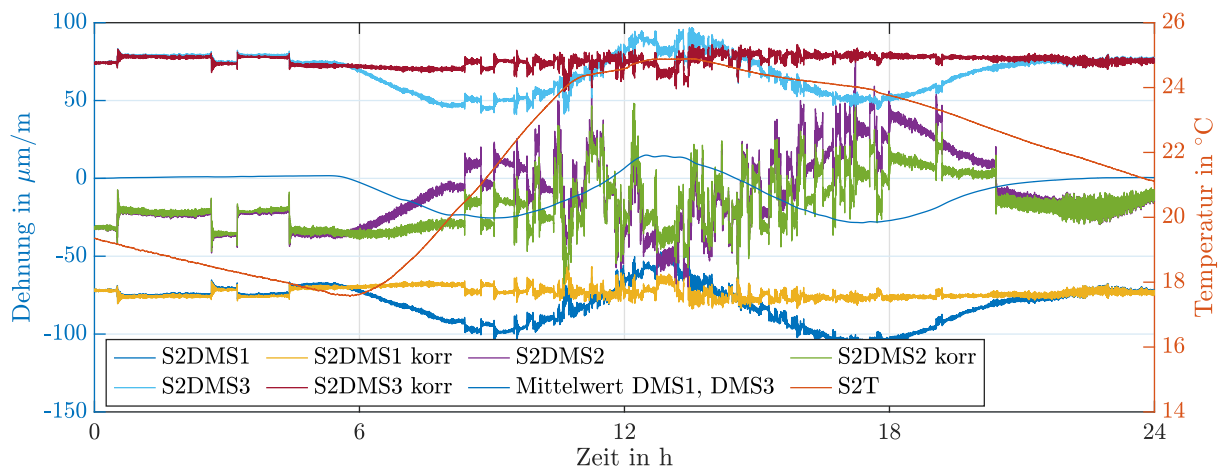


Abbildung 6.2: Mittelwert gegenüberliegender Dehnungsmessungen, der indirekten Temperatureffekt zeigt, sowie Dehnungssignale mit und ohne Korrektur des Temperaturspannungseffekts.

Ausschläge der Dehnungen entstehen durch Gierbewegungen der Gondel. Die Anlage ist bei Erhebung des Datensatzes intakt, Rotor und Generator sind vorhanden. Der Mehrwert einer Korrektur des Effekts ist deutlich ersichtlich. Die Korrektur führt zu einem plausibleren Verlauf. DMS1 und DMS3 zeigen abgesehen von den Sprüngen durch die Gierbewegung einen nahezu konstanten Wert nach der Korrektur. Für DMS2 erreicht die Korrektur nicht die gleiche Güte aufgrund des fehlenden gegenüberliegenden Dehnungssensors. Eine Verbesserung im Vergleich zum nicht-korrigierten Signal ist auch hier sichtbar.

Die Korrektur kann auch bei Betrieb der Anlage erfolgreich angewendet werden, wie Abb. 6.3 zeigt. Der Verlauf des Temperaturspannungseffekts entspricht dem des vorherigen Datensatzes. Besonders im Bereich 15:00 - 21:00 ist der plausiblere Dehnungsverlauf durch die Korrektur ersichtlich.

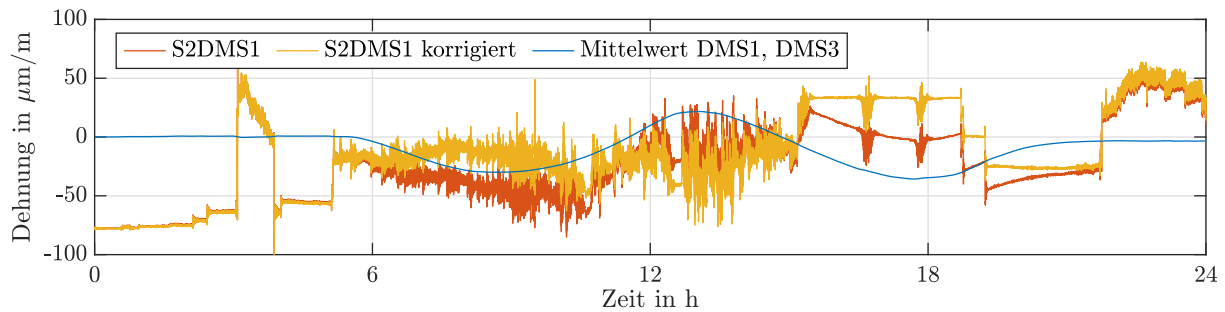


Abbildung 6.3: Mittelwert gegenüberliegender Dehnungsmessungen, der indirekten Temperatureffekt zeigt, sowie Dehnungssignale ohne und mit Korrektur des Temperatureffekts; Daten erhoben am 23.08.2017 bei Betrieb der Anlage von ca. 05:00 - 15:00.

Loraux (2018) beobachtete ähnliche Effekte am Stahlurm einer WEA. Er führte den Effekt auf Eigenspannungen in der Turmwand zurück, die durch Sonneneinstrahlung und Temperaturgradienten in der Turmwand entstehen und zu Dehnungen führen. Nach Loraux (2018) kann der Effekt bei Betrieb der Anlage zu Fehlern im Bereich von 5-20% führen. Bei Stillstand sind größere Fehler möglich. Die von Loraux (2018) am Turmfuß eines WEA-Stahlurms erhobenen Daten in Abb. 6.4 zeigen ebenfalls den Mittelwert gegenüberliegender Sensoren nach einer Tiefpassfilterung und gleitendem Mittelwert über 10 min. Die Daten zeigen eine Abweichung von Null ab Sonnenaufgang (8:00) und zeitlich verzögert durch Abkühlungsprozesse bis nach Sonnenuntergang (ca. 23:00). Dabei ist zunächst eine negative, dann eine positive Abweichung von der Nulllinie zu beobachten, bzw. umgekehrt für um  $90^\circ$  versetzte Dehnungsmessungen. Die Anlage befand sich in dem Zeitraum im Teillastbetrieb mit kurzzeitigen Stillständen.

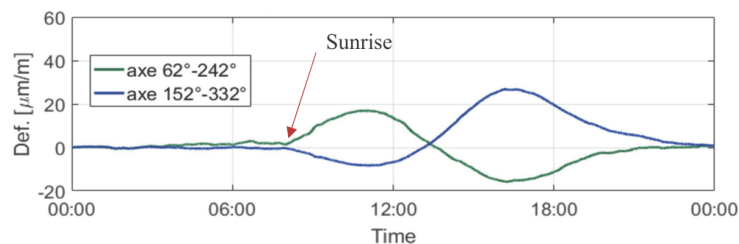


Abbildung 6.4: Verlauf des Temperatureffekts anhand Dehnungsmessdaten, die einer Tiefpassfilterung und einem gleitenden Mittelwert unterzogen wurden (Loraux 2018).

Die Daten der beiden Untersuchungen zeigen wahrscheinlich den gleichen Effekt, denn die gleichen Eigenschaften sind gültig, allerdings unterscheidet sich die Signalform im Tagesverlauf hinsichtlich der Anzahl der Extremwerte. In der vorliegenden Untersuchung traten drei Extremwerte auf (min-max-min), wohingegen Loraux (2018) zwei Extremwerte (min-max) im Tagesverlauf beobachtete. Der Unterschied könnte zum Beispiel aus der Turmkonstruktion entstehen durch zusätzliche Rückkopplungseffekte aus der Anbindung an den Betonteil. Die genaue Ursache konnte bisher nicht geklärt werden.

Da im vorliegenden Messsystem pro Höhenposition nur drei in vertikaler Richtung messende DMS vorhanden sind, kann die Kompensation für DMS2 nicht analog durchgeführt werden. Die Beobachtungen bei Anlagenstillstand (siehe Abb. 6.1) sowie die Daten von Loraux (2018) weisen aber darauf hin, dass der Effekt in invertierter Form auftritt und somit der aus DMS1 und DMS3 ermittelte Temperatureffekt verwendet werden kann.

An der Messposition unterhalb der Gondel (S3DMS) tritt der Effekt nur teilweise auf. Der Tagesverlauf der Dehnungen zeigt nicht die gleiche Regelmäßigkeit, sondern unterscheidet sich zwischen den Einzelsensoren sowie im Zeitverlauf stärker. Eine Korrektur mit der vorgestellten Methode wäre nicht möglich, da sich die Signale gegenüberliegender Sensoren stärker unterscheiden.

### Faseroptische Dehnungsmessung im Betonteil

Der zugrunde liegende physikalische Effekt der zuvor beschriebenen Dehnungsmessung mit DMS ist stets die Änderung des elektrischen Widerstands. Im Falle von faseroptischen Dehnungs- und Temperaturmessungen existieren verschiedene Verfahren, die unterschiedliche physikalische Effekte nutzen. Ihnen gemein ist die Rückstreuung oder Reflexion von Licht in einem Lichtwellenleiter (LWL). Hauptunterschied der Verfahren ist die Nutzung von Reflexion oder Streueffekten (Rayleigh-, Brillouin-, Raman-Streuung). Dies führt zu unterschiedlichen Eigenschaften der Messverfahren. Die Verfahren lassen sich nach der Verteilung der Messstellen einteilen in: diskret oder verteilt (distributed) (Bao & Chen 2012; Othonos 2000).

Bei verteilt messenden Systemen wird die Lichtstreuung im Leitermaterial selbst genutzt; es müssen im Vorhinein keine Messpositionen definiert werden. Teilweise können sogar bestehende, für Telekommunikationszwecke genutzte, Lichtwellenleiter als Sensor verwendet werden. Je nach Hersteller und Funktionsprinzip erreichen die Systeme unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich Ortsauflösung, Anzahl der Messpunkte, Dehnungsauflösung, etc. Bisher erfordern verteilt messende Systeme deutlich höhere Investitionen und höheren Zeitaufwand für die Datenauswertung als diskrete Verfahren (Bao & Chen 2012).

Durch die Nutzung optischer Effekte sind faseroptische Sensoren unempfindlich gegenüber elektromagnetischen Feldern und Wellen und weisen eine hohe Langzeitstabilität auf. Neben Dehnung und Temperatur können über geeignete Aufnehmer weitere Messgrößen erfasst werden. Zusammen mit der geringen realisierbaren Baugröße, der Option einer Einbettung in Verbundwerkstoffe und der Möglichkeit der Hintereinanderschaltung vieler Sensoren ergeben sich Vorteile für bestehende Anwendungen und neue Nutzungsmöglichkeiten (Roths & Kratzer 2008).

Ein etabliertes Verfahren mit diskreten Messpunkten nutzt Faser-Bragg-Gitter (Fiber Bragg Grating, FBG). Es handelt sich dabei um diskrete Abschnitte in einem LWL, in die ein Gitter eingebracht wird. Das Gitter besteht aus Bereichen mit abweichendem Brechungsindex im Vergleich zum restlichen LWL. Im Bereich des Gitters kommt es zur Reflexion des in den LWL eingestrahlten Lichts, wobei die Wellenlänge des reflektierten Lichts vom Gitterabstand und den Brechungsindizes abhängt. Bei einer Längenänderung des LWL im Bereich des FBG durch Dehnung oder Temperatur ändert sich der Gitterabstand und damit die Wellenlänge des reflektierten Lichts  $\lambda_B$  (Othonos 2000):

$$\lambda_B = 2n_{\text{eff}} \cdot \Delta \quad (6.9)$$

---

$\lambda_B$	Bragg-Wellenlänge im Vakuum
$n_{\text{eff}}$	Effektiver Brechungsindex, abhängig von Geometrie LWL, Brechungsindizes und Wellenmoden
$\Delta$	Gitterperiode

---

Ein Interrogator sendet Licht in den LWL und analysiert die reflektierte Strahlung, aus der die Dehnung berechnet werden kann. Je nach Interrogator-Typ können an einem Kanal (=LWL Ein-/Ausgang) ein FBG-Sensor oder mehrere angeschlossen und ausgelesen werden. Wenn mehrere FBGs pro Kanal ausgelesen werden können, erleichtert dies den Installationsaufwand erheblich, da nur ein LWL verlegt werden muss. In diesem Fall müssen die Wellenlängen der FBG und der jeweilige Messbereich an die Bandbreite des Interrogators angepasst werden, sodass eine klare Zuordnung erfolgen kann. Daraus bestimmt sich auch die Anzahl der pro Kanal ansteuerbaren FBG. Hier wurde ein Interrogator mit einem Messbereich von 85 nm (1510 nm – 1595 nm) verwendet. Bei der Wahl eines Messbereichs der Einzel-FBG von  $\pm 3$  nm können beispielsweise pro Kanal 14 Sensoren betrieben werden. Abb. 6.5 zeigt ein Empfangsspektrum des in der WEA installierten Systems mit Signalen von vier Sensoren.

Die Bragg-Wellenlänge und damit das Ausgangssignal von FBG-Sensoren verändert sich durch äußerlich aufgebrachte Dehnung bzw. Längenänderung und bei Temperaturänderungen:

$$\Delta\lambda_B = \lambda_B(1 - P_e)\epsilon \quad (6.10)$$

$$\Delta\lambda_B = \lambda_B(\alpha_A + \alpha_n)\Delta T \quad (6.11)$$

(Kashyap 2010; Othonos 2000)

---

$P_e$	Photoelastische Konstante: Änderung Brechungsindex durch axiale Dehnung
$\Delta\lambda_B$	Abweichung Wellenlänge von nomineller Bragg-Wellenlänge
$\alpha_A$	Wärmeausdehnungskoeffizient LWL
$\alpha_n$	Thermooptische Konstante: Änderung Brechungsindex durch Temperatur

---

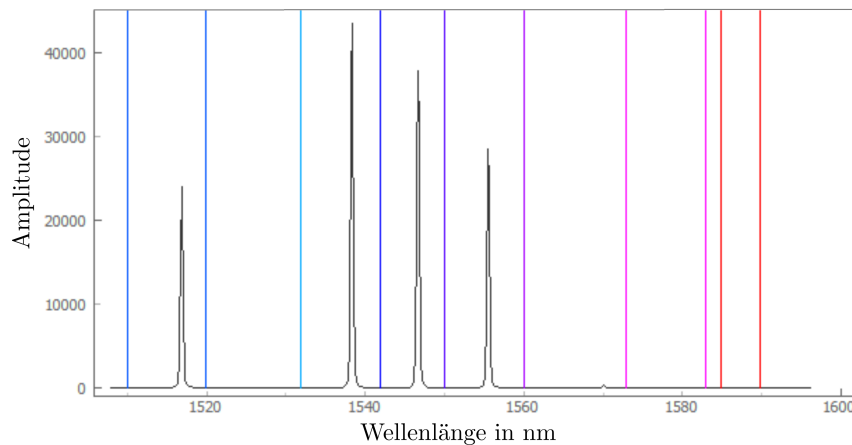


Abbildung 6.5: Empfangssignal des faseroptischen Messsystems in WEA mit vier Sensoren.

Die Effekte treten kombiniert auf. Ähnlich wie DMS können FBG-Sensoren zur Trennung der Einflussgrößen an den Wärmeausdehnungskoeffizienten des Messobjekts angepasst werden, so dass der Temperatureinfluss auf die Dehnungsmessung kompensiert wird. Dafür existieren verschiedene Techniken, die zum Beispiel Konstruktionen aus Bimetallen (Stahl-Invar) mit angepasster Geometrie nutzen, auf welcher der FBG verbaut wird (Kashyap 2010). Die verwendeten FBG-Dehnungssensoren „fos4strain nsens“ verfügen über eine solche Temperaturkompensation; die technische Umsetzung legt der Hersteller nicht offen. Im Fall einer Temperaturmessung erfolgt die Entkopplung von der Dehnung über eine geeignete Installation am Messobjekt. Für die Anwendung werden die Zusammenhänge üblicherweise getrennt und vereinfacht über k-Faktoren für Dehnung  $k_\varepsilon$  und Temperatur  $k_T$  angegeben, deren Werte den Herstellerangaben zu entnehmen sind:

$$\varepsilon = \frac{1}{k_\varepsilon} \cdot \frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} \quad (6.12)$$

$$\Delta T = \frac{1}{k_T} \cdot \frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} \quad (6.13)$$

Zur Überprüfung der Entkopplung der Zielgrößen wurden in unmittelbarer Nähe der Dehnungssensoren zusätzlich faseroptische Temperatursensoren installiert.

### Verbleibende Messfehler durch Temperatureinfluss

Die Datenauswertung zeigt, dass die Messdaten von einem Störsignal überlagert werden, welches wahrscheinlich aus einer Temperaturänderungen des Interrogators resultiert. Der Effekt wird im folgenden erläutert. Abb. 6.6a zeigt dazu den Verlauf der faseroptisch gemessenen Temperatur der Turminnenwand. Zum Vergleich ist die konventionell (mittels Pt100) erfasste Lufttemperatur im Turmfuß abgebildet.

Der Verlauf der Lufttemperatur ist plausibel und zeigt die erwartete Periodizität von ca. 12 h. Den faseroptischen Messwerten sind höherfrequente Anteile mit einer Periode von ca. 1 h überlagert, deren Auftreten und Amplitude sich in den einzelnen Kanälen unterscheidet. Diese Effekte erscheinen physikalisch nicht plausibel, da die Temperatur der Turminnenwand aufgrund



ihrer hohen Wärmekapazität ein deutlich trägeres Verhalten erwarten lässt. Der Störeffekt ist auch in den zeitgleich erfassten faseroptischen Dehnungsmessungen in Abb. 6.6b sichtbar.

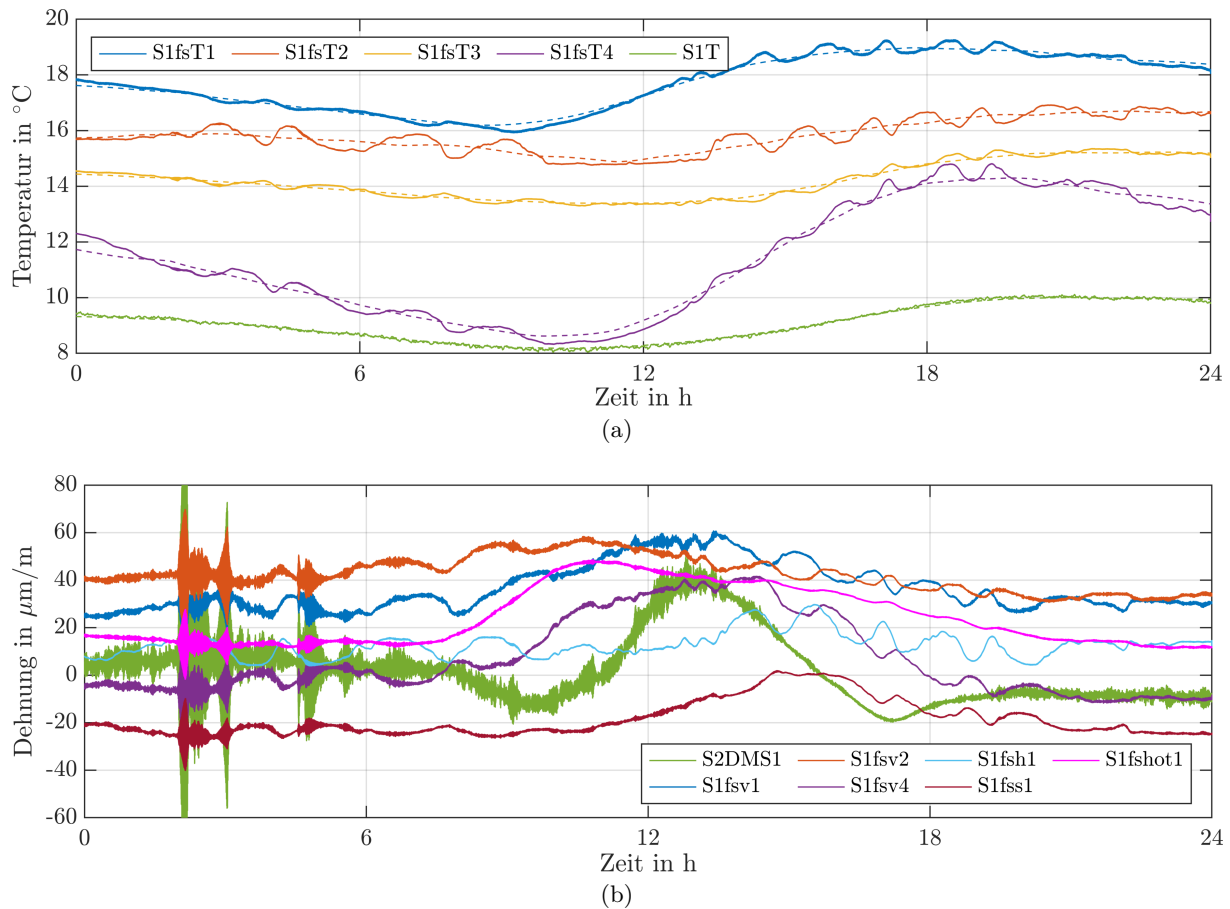


Abbildung 6.6: Faseroptische Messungen in Turmfuß: (a) Temperatur an Turminnenwand und Innenlufttemperatur (S1T) mit gleitendem Mittelwert; für bessere Lesbarkeit zu verschiedenen Temperaturen verschoben; (b) Dehnungssignale im gleichen Zeitraum.

Eine Rückführung des Störeffekts auf tatsächlich auftretende Dehnungen ist ebenfalls nicht plausibel, da sich die Anlage im betrachteten Zeitraum im Stillstand befand und keines der weiteren Sensorsysteme entsprechende Signale aufgezeichnet hat. Dies ist am Verlauf des DMS-Signals erkennbar, welches im Tagesverlauf nur den zuvor beschriebenen Temperaturspannungseffekt aufweist, jedoch keine Signalanteile mit Perioden im Bereich  $T = 1$  h.

Der Interrogator des faseroptischen Messsystems befand sich in einem Metallschrank in der Nähe des Messrechners. Auf dem Messrechner wurde jede Stunde die Messdatenverarbeitung und -synchronisation durchgeführt. Bei erhöhter Aktivität des Prozessors steigt die Leistungsaufnahme und die Verlustleistung muss in Form von Wärme abgeführt werden. Die dadurch gesteigerte Wärmeabfuhr wird durch die aktive Kühlung des Rechners in den Metallschrank abgegeben. Obwohl der Schrank Lüftungsöffnungen aufweist, kommt es wahrscheinlich zu einer periodischen ( $T \approx 1$  h) Temperaturerhöhung des Interrogators, die zu dem beobachteten Störsignal führt. Abb. A.7 zeigt einen beispielhaften Verlauf der CPU-Temperatur des Messrechners über fünf Stunden und einen Ausschnitt des faseroptischen Temperatursignals aus Abb. 6.6.

Der Hersteller gibt keinen Temperaturgang des Systems an. Nach Rückfrage und einer Schilderung des Effekts wurde als wahrscheinliche Ursache das Verhalten des im Interrogator verbauten Depolarisators identifiziert. Dieser depolarisiert das für die Messung verwendete Licht. Die Güte der Depolarisation ist temperaturabhängig. Gleichzeitig weisen die verwendeten FBG-Sensoren ein schmalbandiges Reflexionsspektrum auf (siehe Abb. 6.5). Sie reagieren deshalb empfindlich und jeweils unterschiedlich auf eine verbleibende Polarisation des einfallenden Lichts mit einer Verschiebung der reflektierten Wellenlänge (fos4x 2020). Das Verhalten entsteht durch



eine Doppelbrechung des einfallenden Lichts am FBG. Die Doppelbrechung ergibt sich aufgrund von nicht-isotropen Veränderungen des Brechungsindex im Faserkern bei der FBG-Herstellung. Der Brechungsindex variiert dadurch mit der Polarisierung des Lichts (birefringence) (Caucheteur et al. 2011). Die Abhängigkeit der reflektierten Wellenlänge vom Polarisationszustand des einfallenden Lichts wird als Polarization Dependent Frequency Shift bezeichnet (Ibrahim et al. 2016). Die herstellungsbedingte Schwankung der birefringence erklärt die unterschiedlichen Amplituden und die Phasenverschiebung des beobachteten Effekts.

Im Frühjahr 2021 wurde die Depolarisationseinheit vom Hersteller gegen ein Modell mit geringerer Temperaturempfindlichkeit getauscht. Das System wird im Regelfall zur Messung von Blattwurzelmomenten eingesetzt. Dort treten deutlich höhere Dehnungswerte auf, sodass der Störeffekt wahrscheinlich weniger relevant ist. Auch bei einem Einsatz im Stahlteil der Anlage wäre das Störsignal weniger relevant, da höhere Dehnungswerte auftreten. Im Beispieldatensatz werden an S2DMS1 Werte bis  $\varepsilon = 120 \mu\text{m/m}$  erreicht und sind damit um Faktor 4-6 höher als im Betonteil.

Aufgrund der zeitlich, sowie je nach Kanal, variierenden Amplitude des Effekts erscheint eine Korrektur nicht durchführbar. Die höherfrequenten Signalanteile bleiben davon unbeeinflusst, sodass mit gewissen Einschränkungen noch plausible Dehnungsverläufe abgeleitet werden können, wie im folgenden Abschn. 6.1.3 gezeigt wird.

Die Daten aus Abb. 6.6 geben Hinweise auf weitere Kopplungseffekte der Messgrößen: Alle Dehnungssensoren zeigen ab 02:00 impulsartige Signale. Die Ausschläge sind bei näherer Betrachtung auch in den Temperaturmessungen sichtbar, jedoch mit vernachlässigbarer Amplituden. Die Temperaturmessung ist folglich in ausreichendem Maße unabhängig von lokalen Dehnungen. Im Gegensatz dazu zeigen die Dehnungsmessungen im Tagesverlauf ein Ansteigen und Abfallen, das aus dem Temperaturverlauf resultieren könnte. Der Effekt könnte aus Ungenauigkeiten der Temperaturkompensation der Sensoren stammen, oder aus der beschriebenen Temperaturempfindlichkeit des Interrogators.

Da aufgrund des Störeffekts die quasistatischen Signalanteile nicht genutzt werden können, wurde auf eine Kompensation dieses Effekts ebenso verzichtet. Der Temperaturverlauf kann durch die in Abb. 6.6a gegebenen gleitenden Mittelwerte angenähert werden.

### 6.1.3 Plausibilitätsprüfung

Nach der Analyse von Messfehlern und Störgrößen wird eine Plausibilitätsprüfung der Messdaten empfohlen (DIN EN 61400-13 2017; VDI 4551 2020). Dies sollte grundsätzlich Teil jeder Datenauswertung sein und ergibt sich zum Beispiel durch einen Vergleich mit den Betriebsdaten (VDI 4551 2020). Aber auch ein Vergleich der Messwerte verschiedener Sensortypen (DMS, FOS, Beschleunigung) oder Sensorpositionen kann genutzt werden. Einzelne Vergleiche wurden hier explizit zu diesem Zweck vorgenommen. Zum Teil wurden auch zusätzliche Vergleichsmessungen durchgeführt. Auch die im folgenden Abschn. 6.1.4 betrachteten Dehnungsverläufe bei 360° Gierbewegung dienen nach DIN EN 61400-13 (2017) der Datenüberprüfung.

#### **Vergleich mit Betriebsdaten**

Abb. 6.7 zeigt Betriebs- und Dehnungsmessdaten eines beispielhaften Datensatzes. Dabei sind die Messwerte von gegenüberliegenden Sensoren jeweils invertiert dargestellt (S1fsv3, v4, S2DMS3, S3DMS7). Dies dient der Überprüfung der Annahme, dass Biegelasten die Spannungsverteilung im Turm dominieren und dieser als Bernoulli-Balken betrachtet werden kann. In diesem Fall sollten gegenüberliegende Dehnungen den gleichen Betrag bei entgegengesetztem Vorzeichen aufweisen.

Die Dehnungssignale gegenüberliegender Sensoren zeigen nur an Position S2DMS einen gleichen Betrag. An Positionen S1fs und S3DMS ergeben sich Unterschiede, die aus zuvor genannten Ursachen wie Messfehlern oder Spannungskonzentrationen resultieren könnten. Im Fall von S3DMS zählen zusätzlich Spannungsumlagerungen aus Querkraft aufgrund der DMS in 0°, 90° zu den möglichen Ursachen.

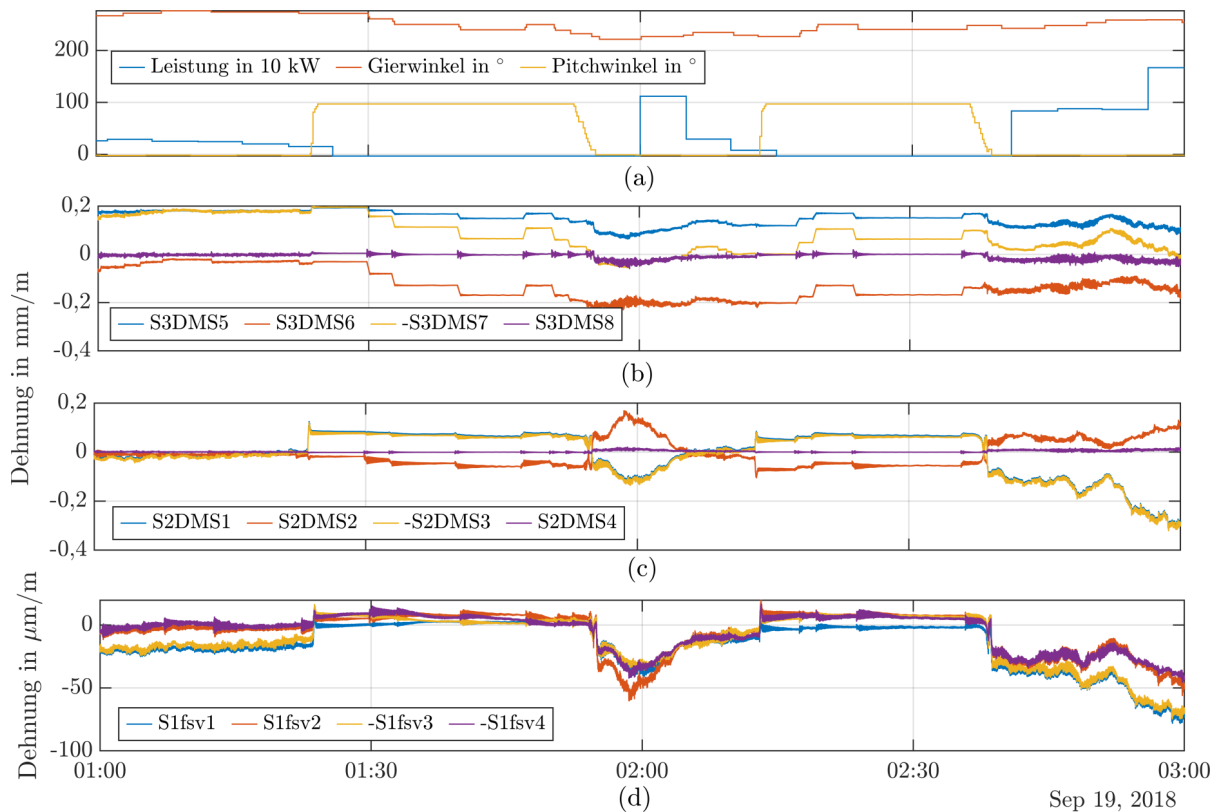


Abbildung 6.7: Aus dem Betrieb resultierende Dehnungsmessdaten; gegenüberliegende Sensordaten invertiert dargestellt: (a) Betriebsdaten, (b)-(d) Dehnungsmessdaten verschiedener Höhenpositionen: (b) S3DMS: 137 m, (c) S2DMS: 80,5 m, (d) S1fs: 2,7 m.

Im betrachteten Zeitraum befindet sich die WEA zunächst im Teillastbetrieb, geringe Dehnungsamplituden wirken auf allen Ebenen und Gierbewegungen sind für S3DMS deutlich zu erkennen in Form einer Offset-Änderung der Dehnungen. Hier stellt das Kippmoment der Gondel im Vergleich zum Moment aus der Rotorschubkraft einen hohen Anteil der Gesamtlast dar, in Richtung Turmfuß dominiert das Biegemoment aus der Rotorschubkraft.

Gegen 01:25 Uhr stoppt die Anlage, der Pitchwinkel erhöht sich auf  $\beta = 100^\circ$  und die Dehnungen zeigen für S1fs und S2DMS ein sprunghaftes Verhalten, da die Rotorschubkraft schnell reduziert wurde. Die Dehnungen am Turmkopf (S3DMS) reagieren mit einer geringen Änderung auf den Stoppvorgang.

Im anschließenden Stillstand mit aktiver Windrichtungsnachführung sind die Gierbewegungen in allen Dehnungsmessungen eindeutig zu erkennen. Für S3DMS äußern sie sich in Form von Offset-Änderungen. Für S1fs und S2DMS fällt die Offset-Änderung geringer aus, stattdessen ist ein Ausschlagen der Anlage erkennbar. Gleiches gilt für die Messung der Verzerrungen: S2DMS4 und S3DMS8. Hier sind bei Gierbewegungen impulsartige Anregungen mit Ausschlagen erkennbar.

Kurz vor 02:00 Uhr startet die Anlage wieder, der Pitchwinkel wird auf  $\beta = 0^\circ$  reduziert, die Dehnungen steigen bzw. fallen sprunghaft. Im weiteren Verlauf kommt es erneut zu einem Stopp- und Startvorgang, bei dem die gleichen Effekte beobachtet werden, sodass Verlauf der Dehnungen mit den Betriebsdaten schlüssig erklärt werden kann.

Verschiedene Betriebszustände und Steuerungsvorgänge der Anlage sind in den Dehnungsmessungen also eindeutig erkennbar und bestätigen die Plausibilität der Messdaten.

### Dehnungen Stahlteil (DMS)

Eine Möglichkeit der Überprüfung der Absolutwerte der DMS ergab sich durch einen Reparaturvorgang, bei dem Rotor und Generator der Anlage demontiert und nach einigen Tagen wieder installiert wurden. Die dabei gemessene Dehnungsänderung kann mit der erwarteten verglichen

werden. Die Rotormasse ist aus dem Anlagendatenblatt bekannt und beträgt  $m_{\text{Rotor}} = 67 \text{ t}$ . Ausführliche Informationen zu der Reparatur und zu Veränderungen der Schwingungseigenschaften der Anlage können Botz et al. (2017b) entnommen werden.

Da der Massenschwerpunkt der Gondel und der Abstand des Massenschwerpunkts des Rotors zur Turmachse nicht bekannt sind, müssen die Veränderungen der Dehnungen aus Gewichtskraft und Moment getrennt werden. Dies erfolgt anhand der gegenüberliegenden Dehnungsmessungen vor ( $t_1$ ) und nach ( $t_2$ ) Demontage bzw. Montage des Rotors. Die Vorzeichen ändern sich je nach Prozessschritt (Montage oder Demontage) und nach Ausrichtung der Gondel im Verhältnis zur Sensorposition. Der Momentenanteil  $\varepsilon_{\text{Moment}}$  unterscheidet sich jedoch immer im Vorzeichen:

$$\text{DMS1: } \varepsilon_{t_2} - \varepsilon_{t_1} = \varepsilon_{\text{Moment}} + \varepsilon_{\text{Gewichtskraft}} \quad (6.14)$$

$$\text{DMS3: } \varepsilon_{t_2} - \varepsilon_{t_1} = -\varepsilon_{\text{Moment}} + \varepsilon_{\text{Gewichtskraft}} \quad (6.15)$$

Addiert man beide Gleichungen, entfällt die aus dem Moment resultierende Dehnung und die Dehnung aus Gewichtskraft kann berechnet werden:

$$(\varepsilon_{t_2} - \varepsilon_{t_1})_{\text{DMS1}} + (\varepsilon_{t_2} - \varepsilon_{t_1})_{\text{DMS3}} = 2\varepsilon_{\text{Gewichtskraft}} \quad (6.16)$$

Über die Fläche des Turmquerschnitts  $A$ , in dem die Sensoren positioniert sind, kann die Gewichtskraft  $F_G$  berechnet und mit der Rotormasse  $m_{\text{Rotor}}$  verglichen werden:

$$F_G = A \cdot E \cdot \varepsilon_{\text{Gewichtskraft}} \quad (6.17)$$

$$m_{\text{Rotor}} = \frac{F_G}{g} \quad (6.18)$$

Der Verlauf der Dehnungsmessungen während der Rotordemontage und Montage ist in Abb. 6.8 dargestellt.

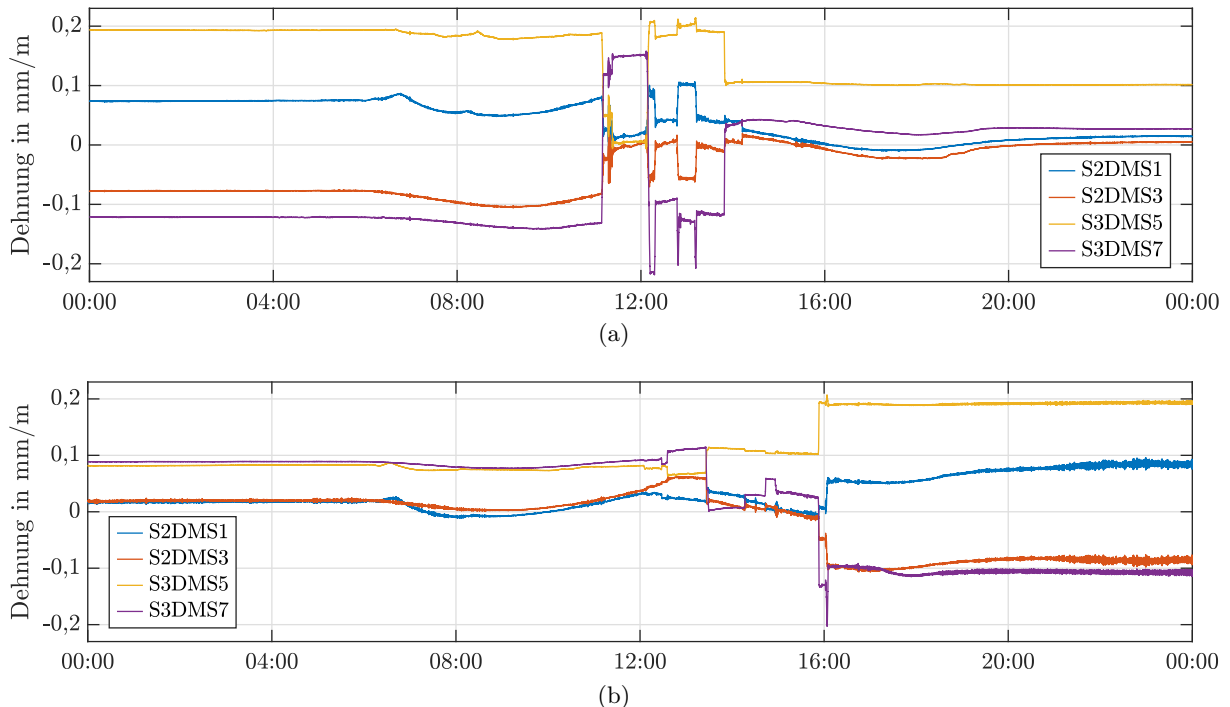


Abbildung 6.8: Dehnungsmessungen während (a) Rotordemontage, (b) Rotormontage.

Den Dehnungsmessungen ist der bekannte Temperaturgangseffekt überlagert. Es sind außerdem mehrere sprunghafte Dehnungsänderungen erkennbar, die wahrscheinlich aus den Montagevorgängen stammen. Die Dehnungsänderung wurde daher im Falle der Demontage zu Tagesbeginn und -ende ermittelt. Während die Rotor- und Generatordemontage an verschiedenen Tagen erfolgte, fand die darauffolgende Installation beider Komponenten am selben Tag statt. Auch hier

sind mehrere sprungartige Dehnungsänderungen erkennbar, wobei die letzte Änderung die größte Amplitude aufweist und der Rotormontage zugewiesen wird. Es wurde hier die Dehnungsänderung kurz vor und nach dem letzten sprungartigen Anstieg bzw. Abfall betrachtet. Tab. 6.1 zeigt die aus den Dehnungsänderungen berechneten Rotormassen.

Tabelle 6.1: Aus Dehnungsmessungen ermittelte Rotormasse

	Rotordemontage	Rotormontage
<b>S2DMS</b>	74 t	70 t
<b>S3DMS</b>	105 t	121 t

Die anhand der Dehnungsmessungen S2DMS, oberhalb des Adapters, bestimmte Rotormasse weicht um 4-10 % von der Nennmasse ( $m_{\text{Rotor}} = 67\text{ t}$ ) ab. Dieser Wert bewegt sich im Bereich der Messunsicherheiten bzw. der Unsicherheiten in der Berechnung und Datenauswahl.

Bei Verwendung der unterhalb der Gondel erhobenen Daten (S3DMS) erhält man deutlich überhöhte Rotormassen. Wahrscheinlich ergibt sich der Fehler aus der Abweichung der Dehnungsbeträge der gegenüberliegenden Messpositionen (siehe Abb. 6.7). Die Abweichungen können wiederum aus Spannungskonzentrationen durch Kraftein- und unleitung entstehen. Aus der Abweichung des Ergebnisses kann folglich nicht direkt auf eine fehlerhafte Messung oder Kalibrierung rückgeschlossen werden. Die Messergebnisse von S3DMS müssen stets unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung bewertet werden.

Eine weitere Plausibilitätsprüfung kann anhand des Torsionsmoments vorgenommen werden, das durch Böen, ungleichförmige Windverteilung sowie Regelungsprozesse am Rotor oder Gierantrieb entsteht. Es greift am Turmkopf an und sollte folglich über der Turmhöhe konstant bleiben. Es kann anhand der Schubverzerrung in  $\pm 45^\circ$  messenden DMS (S2DMS4 und S3DMS8) bestimmt werden. Abb. 6.9 zeigt die Schubverzerrung, die resultierende Schubspannung und das Torsionsmoment aus S2DMS4 und S3DMS8.

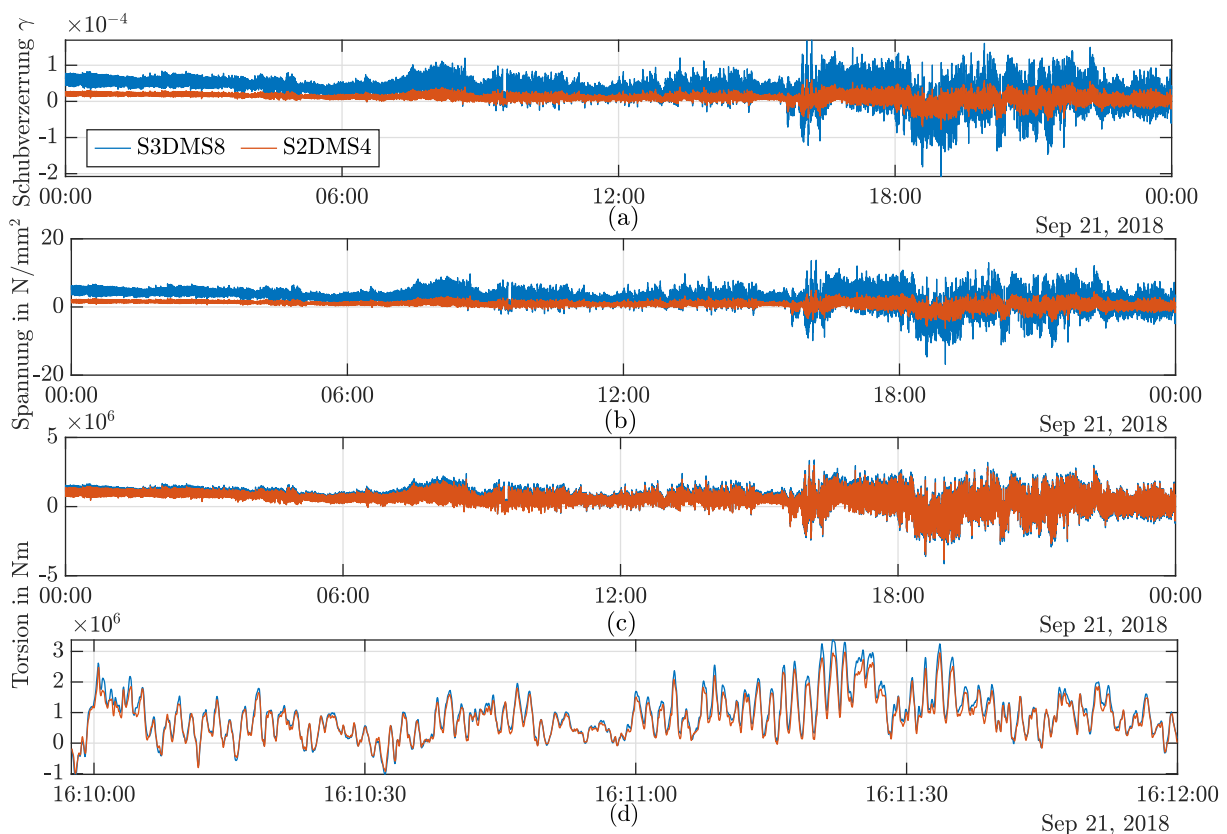


Abbildung 6.9: Vergleich der mittels S2DMS4 und S3DMS8 bestimmten Torsionsmomente: (a) gemessene Schubverzerrung, (b) Schubspannung, (c) Torsionsmomente, (d) 2 min Ausschnitt.

Aus den Verzerrungsmessungen an unterschiedlichen Höhenpositionen ergibt sich der gleiche Verlauf des Torsionsmoments, wie in Teilabbildung (c) und noch deutlicher in Teilabbildung (d) ersichtlich. Die Plausibilitätsprüfung ist damit erfolgreich. Die gemessenen Verzerrungen und Schubspannungen aus Torsion sind aufgrund des geringeren Turmdurchmessers am Turmkopf für S3DMS8 deutlich höher als für S2DMS4.

### Dehnungen Betonteil (FOS)

Im Turmfuß wurde eine Verschiebungsmessung mit einem unabhängigen Messsystem durchgeführt. Die Signalform kann mit der faseroptischen Dehnungsmessung in horizontaler Richtung verglichen werden und als Plausibilitätsprüfung genutzt werden. Die Verschiebungsmessung erfolgte an einer Vertikalfuge zwischen den untersten Halbkreissegmenten. Die Messung war Teil eines von Raith (2022) bearbeiteten MISTRALWIND-Arbeitspakets. Es wurde das bereits in Absch. 4.7.2 erwähnte Verfahren der Videogrammetrie eingesetzt, welches von Mayer (2017) näher beschrieben wird. Ein horizontal orientierter faseroptischer Dehnungssensor befand sich auf der gegenüberliegenden Turminnenseite im Abstand von 0,5 m zur Fuge, sodass bei einer Biegebelastung des Turms die gleiche Dehnung bzw. Verschiebung wirken sollte. Die gemessene horizontale Relativverschiebung ist zusammen mit der Dehnung in Abb. 6.10 dargestellt. Eine Vertikalverschiebung konnte nicht festgestellt werden (Botz et al. 2018).

Die Signalform der zwei unabhängig erfassten Messgrößen ist im gewählten Zeitausschnitt und darüber hinaus näherungsweise identisch. Da es sich um unterschiedliche Messgrößen handelt, können die Amplituden nicht direkt verglichen werden. Eine Umrechnung in eine gemeinsame Messgröße ist nicht ohne weiteres möglich, da davon ausgegangen wird, dass die Horizontaldehnung über den Turmumfang stark variiert. Die große Ähnlichkeit der Signale steigert das Vertrauen in beide Messverfahren und deren Messergebnisse (Botz et al. 2018).

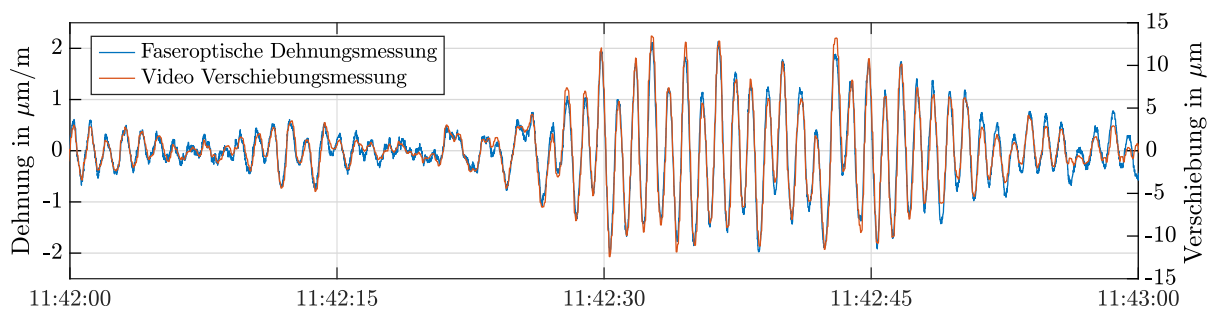


Abbildung 6.10: Vergleich der horizontalen Dehnung und Verschiebung an gegenüberliegender Fuge nach Hochpassfilterung (nach Botz et al. (2018)).

Die Horizontaldehnung und -verschiebung entsteht durch die Querdehnung des Werkstoffs infolge der vertikalen Biegespannungen aus der Hauptbelastungsart des Turms. Abb. 6.11 zeigt die mit einer Querdehnzahl von  $\nu = 0,2$  skalierte Vertikaldehnung im gleichen Zeitraum zusammen mit der Dehnung in horizontaler Richtung.

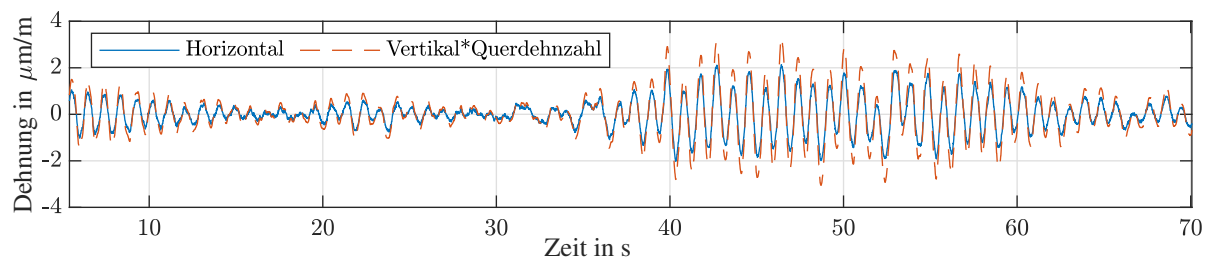


Abbildung 6.11: Dehnungsverlauf in horizontaler Richtung, nahe Vertikalfuge aus direkter Messung und berechnet aus der gemessenen Vertikaldehnung nach Botz et al. (2018).

Die Signale stimmen näherungsweise überein und bestätigen damit die zugrunde liegende An-

nahme (Botz et al. 2018). Die angenommene Querdehnung befindet sich an der unteren Grenze der typischen Werte für Beton (siehe Tab. 3.2). Ursache der geringeren Querdehnung könnte die Messposition im Turmfuß und der Einbauzustand nah am Fundament sowie die Vorspannung aus Eigengewicht und Spanngliedern sein, welche die Querdehnung begrenzen.

#### 6.1.4 Offset-Kompensation und Langzeitverhalten

Alle Dehnungssensoren wurden am fertigen Bauteil appliziert, welches bereits durch das Eigengewicht belastet war. Daher ist eine Messung des statischen Dehnungsanteils nicht möglich. Die statische Dehnung aus Eigengewicht wird überlagert durch die Dehnung, die aus dem exzentrischen Massenschwerpunkt der Gondel entsteht. Diese Dehnung variiert mit dem Gierwinkel der Gondel. Falls zum Zeitpunkt der Installation weitere äußere Kräfte wirksam waren, ist deren Dehnungsanteil ebenso überlagert. Diese äußeren Faktoren führen zu einem Offset der Dehnungssensoren vom Nullwert bei Stillstand der Anlage. Auch durch die Installation selbst (zum Beispiel: Veränderungen des Klebstoffs durch Dehnungsbelastung und Wärmeentwicklung) können Dehnungen induziert werden. Dehnungen aus externen Lasten und dem Gondelmoment können getrennt und einzeln bestimmt werden.

Aufgrund von Fertigungstoleranzen zeigen die DMS möglicherweise geringfügige Abweichungen des Nennwiderstands, was zu einer Brückenverstimmung führt. Das daraus resultierende Messsignal weist dann einen Offset auf. Das hat zur Folge, dass unterschiedlich starke Brückenverstimmungen an den einzelnen Messpositionen zu verschiedenen Offsets führen.

Zur Kalibrierung der Dehnungssensoren und zur Bestimmung des Offsets können nach DIN EN 61400-13 (2017) die Schwerkraftlasten bei einer 360°-Drehung der Gondel verwendet werden. Eine solche Drehung wird durch die Steuerung der Anlage automatisch in unregelmäßigen Abständen durchgeführt. Denn durch die Windnachführung der Gondel kann es zu einer Verdrehung der Leistungskabel kommen, die in einem oberen Teilstück des Turmes frei hängen. Eine 360°-Drehung der Gondel behebt die Verdrehung der Leistungskabel. Abb. 6.12 zeigt entsprechende Dehnungsmessdaten mit dem dazugehörigen Verlauf des Gierwinkels.

Das Entdrillen der Leistungskabel wird nur bei Stillstand der Anlage und geringen Windgeschwindigkeiten durchgeführt. Die größte veränderliche Last in dem Zeitraum ist daher das den Turmumfang umlaufende Gondelmoment. Die daraus resultierende Vertikaldehnung an der Turminnenseite zeigt dabei auf Höhe des Adapters (S2DMS) erwartungsgemäß einen sinusförmigen Verlauf (siehe Abb. 6.12a). Der Offset der Sensoren kann in der Folge aus der Verschiebung der Sinus-Signale auf der y-Achse bestimmt werden. Der auf diese Weise bestimmte Offset ist unabhängig von der Gondelposition. In der genannten Abbildung wurden die Offsets bereits kompensiert. Dehnungsmessdaten vor Kompensation des Offsets sind in Abb. D.2 dargestellt.

Abb. 6.12b,c zeigen Dehnungsmessdaten im gleichen Zeitraum an der zweiten Messposition kurz unterhalb der Gondel (S3DMS) sowie im Turmfuß (S1fs). Die Messsignale der vertikal orientierten Sensoren S3DMS5-7 und S1fsv1-4 sind sinus-ähnlich, jedoch deutlich verzerrt. Die Offset-Bestimmung ist dadurch ungenauer. Eine mögliche Erklärung für die Verzerrung der Signale ist der geringere Abstand der Sensorpositionen von Einbauten und Querschnittsveränderungen, sowie zur Lasteinleitung von der Gondel in den Turm bzw. vom Turm ins Fundament. Dies führt zu Kerbspannungseffekten und lokal erhöhten Spannungen, deren Verteilung auch von der Lasteinleitung abhängen kann. Weiterhin ist in S1fsv1-4 ein Störsignal aus Temperaturänderungen enthalten, welches ebenfalls zur Verfälschung der Sinus-Signale beitragen könnte (siehe Abschn. 6.1.2).

Bei Start und Ende der Gondeldrehung wirken hohe Beschleunigungen, die eine impulsförmige Anregung der Struktur erzeugen. Die Hauptbelastungsart ist dabei Torsion. Die in  $\pm 45^\circ$  orientierten Sensoren S2DMS4, S3DMS8 und der in  $45^\circ$  orientierte S1fss1 zeigen folglich ein Impulssignal mit Ausschwingen. Bei näherer Betrachtung ist auch ein sinusförmiger Verlauf, mit deutlich geringerer Amplitude als bei den vertikal orientierten Sensoren, erkennbar. Das Signal kann ebenfalls für eine Bestimmung des Offsets genutzt werden.

Auch im Normalbetrieb der Anlage sind systematische Unterschiede in den Messdaten S1fs

und S3DMS im Vergleich zu S2DMS zu sehen. Bei Annahme einer nur auf Biegung belastete Struktur muss an den gegenüberliegenden Messpositionen ein betragsgleiches Signal mit entgegengesetztem Vorzeichen vorliegen: Die Druckbelastung auf der einen Seite entspricht der Zugbelastung auf der gegenüberliegenden Seite. Dies ist für S2DMS der Fall, wohingegen sich an S1fs und S3DMS Unterschiede ergeben. Auch hier wären Kerbspannungseffekte oder für S1fs die Temperaturstörung eine mögliche Erklärung. Bas et al. (2012) beobachteten ähnliche Unregelmäßigkeiten bei Dehnungsmessungen im Turm unterhalb des Gondel-Anschlusses, die sie auf Spannungskonzentrationen aufgrund der Krafteinleitung zurückführen.

Das Kabelentdrillen kann als wiederkehrende gleichförmige Belastung zur Untersuchung des Langzeitverhalten des Offsets und der Empfindlichkeit der Dehnungssensoren und damit zur Überprüfung des Zustands der Sensoren bzw. des Messsystems genutzt werden. Die Systemantwort auf die gleichförmige Belastung ist nur geringen Schwankungen unterworfen, wie in zwei Beispieldatensätzen visualisiert wird: Die Messdaten eines mehr als zwei Jahre später stattfindenden Ereignisses sind in Abb. D.3 dargestellt; es ist keine Veränderung der Signalform oder Amplitude erkennbar.

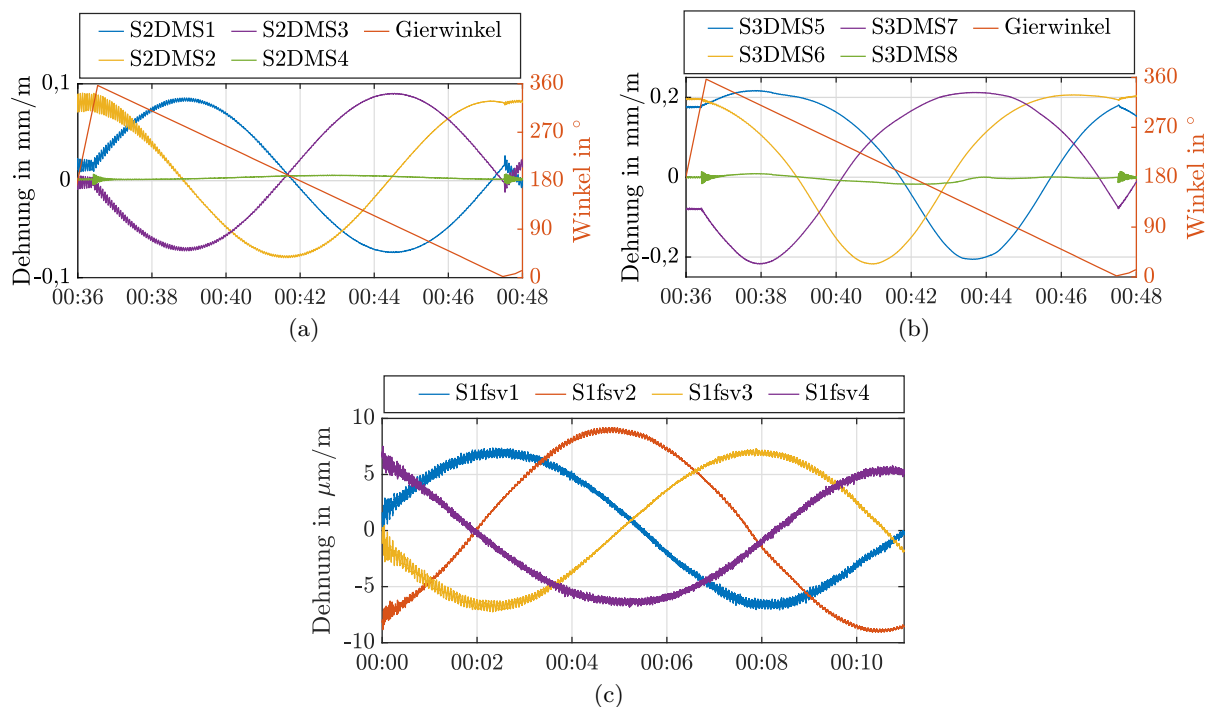


Abbildung 6.12: Dehnungsmessdaten und Gierwinkel während des Kabelentdrillens am 01.02.17: (a) S2DMS, (b) S3DMS, (c) für S1fs am 04.09.18.

### Langzeitverhalten DMS

Bei dauerhafter dynamischer Beanspruchung eines DMS können Unregelmäßigkeiten im Messsignal entstehen. Ursachen dafür sind Veränderungen im Messgitter oder in den Anschlüssen. Die Werkstoffe des Trägermaterials des Messgitters und der Klebung weisen dagegen i. d. R. eine ausreichende Ermüdungsfestigkeit auf, sodass keine Veränderungen entstehen. Das metallische Messgitter erfährt eine Werkstoffermüdung, die zu einer Zunahme des elektrischen Widerstands führen kann. Dies wird als dynamische Nullpunktdrift bezeichnet (Hoffmann 1987; Keil 2017). DMS-Messungen im Stahlturm einer WEA von Loraux (2018) wiesen eine Drift von ca. 100-200 µm/m innerhalb von 1-2 Jahren auf.

Entsprechend wurde hier untersucht, ob eine Veränderung des Offsets oder der Empfindlichkeit der DMS vorliegt. Dazu wurden die Dehnungsverläufe aller 177 Kabelentdrillungsvorgänge im Betrachtungszeitraum von Juni 2016 bis Dezember 2019 automatisch ausgewertet. Die SCADA-Daten wurden nach dem zugehörigen Statustext „untwisting cables“ durchsucht und



ein Zeitintervall von 11 min nach Auftreten des Status aus den 25-Hz-Messdaten extrahiert. Der Offset wurde zunächst einfach als Mittelwert aus Minimum und Maximum des Signals berechnet, die Amplitude als Mittelwert der Differenz. Teilweise sind impulsartige Anregungen überlagert z. B. durch Böen; in diesen Fällen führt die einfache Berechnung zu Fehlern. Daher wurde in einem zweiten Schritt eine Kurvenanpassung (Curve-Fitting) für die folgende Gleichung mit den Parametern a-d durchgeführt und Offset und Amplitude aus dem Fit ermittelt.

$$f(t) = a \sin(b \cdot t + c) + d \quad (6.19)$$

Die resultierenden Verläufe des Offsets über 3,5 Jahre sind in Abb. 6.13 dargestellt. Zusätzlich sind die Ergebnisse in Form von Mittelwerten und Standardabweichungen in Tab. 6.2 zusammengefasst. Für S2DMS liefert die Ermittlung via Kurvenanpassung stets zuverlässige Ergebnisse. Für S3DMS wurde die Berechnung via Minimum und Maximum verwendet, da hier das Sinussignal verzerrt ist (siehe Abb. 6.12) und die Kurvenanpassung folglich nicht zuverlässig funktioniert. Ausnahme ist S3DMS8, hier erhält man mit Kurvenanpassung zuverlässigere Ergebnisse.

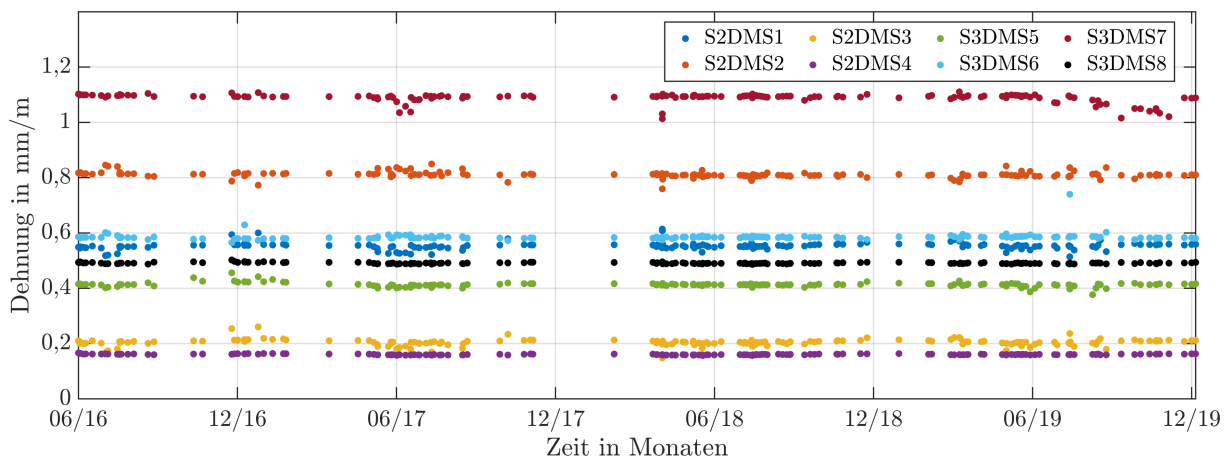


Abbildung 6.13: Verlauf der Offsets der DMS über 3,5 Jahre, von Juni 2016 bis Dezember 2019.

Tabelle 6.2: Mittelwert  $\bar{o}$  und Standardabweichung  $\sigma_o$  der Offsets der DMS in mm/m.

	S2DMS1	S2DMS2	S2DMS3	S2DMS4	S3DMS5	S3DMS6	S3DMS7	S3DMS8
$\bar{o}$	0,553	0,811	0,204	0,161	0,415	0,585	1,089	0,491
$\sigma_o$	0,013	0,012	0,013	0,002	0,020	0,015	0,018	0,002

Der Offset der DMS bleibt im betrachteten Zeitraum konstant. Lediglich für S3DMS7 zeigt sich zwischen 06/19 und 12/19 eine abfallende Tendenz. Die zwei letzten Datenpunkte liegen aber wieder im Bereich des Mittelwerts. Die Streuung ist gering und könnte sich aus unterschiedlichen Wind- und Temperaturverhältnissen ergeben. Vereinzelt Ungenauigkeiten der automatischen Auswertung können nicht ausgeschlossen werden. Diese beeinflussen das Gesamtergebnis aber nicht wesentlich. Bei allen weiteren Datenauswertungen wurden die hier ermittelten mittleren Offsets verwendet.

Analog kann eine Amplitudenauswertung zur Überprüfung der Empfindlichkeit der Sensoren herangezogen werden. Die gleichförmige Belastung durch die Gondeldrehung sollte im gesamten Zeitverlauf ein Dehnungssignal gleicher Amplitude bewirken. Die in Abb. 6.14 nach Größenordnung getrennt aufgetragenen Verläufe der Amplituden bestätigen die zeitlich unveränderliche Empfindlichkeit der Sensoren.

Die Überwachung des Offsets und der Amplitude der Dehnungsmessungen beim Kabelentdrillen dient hier als erstes einfaches Sensor-Health-Monitoring, welches ohne Störung des Normalbetriebs der Anlage durchgeführt werden kann. Bei bekanntem Gondelmoment könnte bei einer Veränderung der Signalamplitude auch eine Rekalibrierung durchgeführt werden (DIN EN



61400-13 2017). Theoretisch könnten aber auch Strukturveränderungen oder Fehlstellen, die eine Dehnungsänderung an der Sensorposition bewirken, detektiert werden.

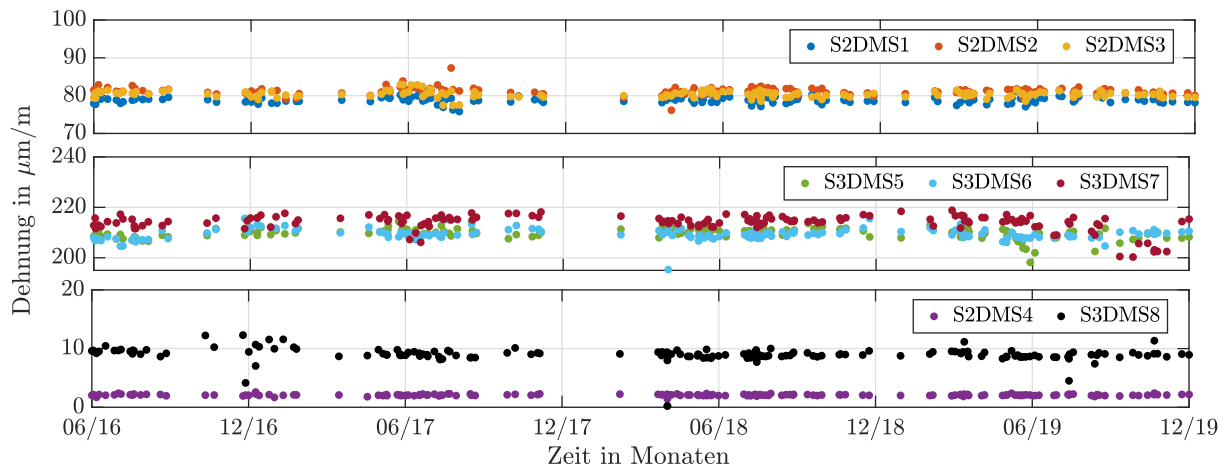


Abbildung 6.14: Verlauf der Amplitude der DMS über 3,5 Jahre.

### Langzeitverhalten FOS

Faseroptische FBG-Sensoren sind für Langzeitmessungen grundsätzlich gut geeignet. Die Messdaten zeigen aber auch Offsets, zum Beispiel durch Fertigungstoleranzen und Abweichungen von der Nenn-Bragg-Wellenlänge. Weiterhin wurde hier bei der Installation der FOS der Klebstoff (und damit auch der Sensor) zur Beschleunigung des Erhärtungsvorgangs von außen erwärmt. Dabei erwärmt sich auch das Messobjekt, was zu einem Offset des Ausgangssignals führen kann.

In der vorliegenden Anwendung kam es bald nach der Installation zu einem Ausfall einzelner Sensoren (S1fsv1, v4, T1, T4). Der Ausfall konnte behoben werden, jedoch lag ab Februar 2019 ein dauerhafter Defekt an S1fsv3 vor, der die weiter vom Messgerät entfernten Sensoren in der Kette ebenfalls ausfallen ließ. Der Sensor wurde daher ausgebaut. Gleiches gilt für S1fsT1, der ab Dezember 2019 ausfiel. Die Defekte sind wahrscheinlich auf Installationsfehler zurückzuführen: Zum Schutz der Steckverbindung (LC-Kupplung) zwischen Sensoren und Lichtwellenleiter vor Staub und Feuchtigkeit wurden diese in Muffen verbaut. Lichtwellenleiter und Sensor-Anschluss werden dabei über Kabeldurchführungen in die Muffe eingebracht. Die Muffen erwiesen sich als zu kurz, sodass der Lichtwellenleiter innerhalb der Muffen verformt wurde. Dabei traten zu kleine Biegeradien auf, sodass es teilweise zu einer Beschädigung des Lichtwellenleiters kam.

Die Offsets der FOS wurden mit dem für die DMS beschriebenen Verfahren unter Zuhilfenahme der Kurvenanpassung bestimmt. Die Verläufe der Offsets im Zeitraum September 2018 bis Dezember 2019 sind in Abb. 6.15, die abgeleiteten statistischen Werte in Tab. 6.3 dargestellt.

Die Offsets weisen eine stärkere Streuung als die der DMS auf, was auf verschiedene teils bekannte Ursachen zurückzuführen ist. Weiterhin scheint eine geringfügige Reduktion der Offsets über der Zeit erkennbar, die bisher nicht erklärt werden konnte.

Die primäre Ursache für die größere Streuung der Offsets wird auf die Lastverhältnisse am Turm zurückgeführt. Das Gondelmoment stellt im Turmfuß, verglichen mit der Rotorschubkraft oder der Querkraft durch Windanströmung des Turms selbst, eine geringe Last dar. Dieser Zusammenhang wird auch in DIN EN 61400-13 (2017) genannt. Daher führen unterschiedliche Windverhältnisse wahrscheinlich zu einer Verschiebung des ermittelten Offsets. Weiterhin beeinflussen die in Absch. 6.1.2 beschriebenen Temperatureffekte den Offset.

Aufgrund der hohen Streuung des ermittelten Offsets und des in Absch. 6.1.2 beschriebenen Temperatureffekts weist der quasi-statische Dehnungsanteil große Messfehler auf und kann nur als grobe Näherung verwendet werden.

Die beim Kabelentdrillen auftretenden Amplituden der FOS sind in Abb. 6.16 dargestellt, wobei nur Datenpunkte dargestellt sind, für die eine ausreichend hohe Korrelation zwischen Fit und Daten erreicht wurde ( $R^2 > 0,95$ ). Die Amplituden unterliegen einer hohen Streuung, die

sich vermutlich aus den gleichen Ursachen wie die Streuung der Offsets ergibt. Es sind keine systematischen Veränderungen der Amplituden mit der Zeit erkennbar.

Tabelle 6.3: Mittelwert  $\bar{o}$  und Standardabweichung  $\sigma_o$  der Offsets der FOS in  $\mu\text{m}/\text{m}$ .

	S1fsv1	S1fsv2	S1fsv3	S1fsv4	S1fsh1	S1fss1	S1fshot1
$\bar{o}$	628	29	566	644	460	317	472
$\sigma_o$	29	26	9	17	11	22	32

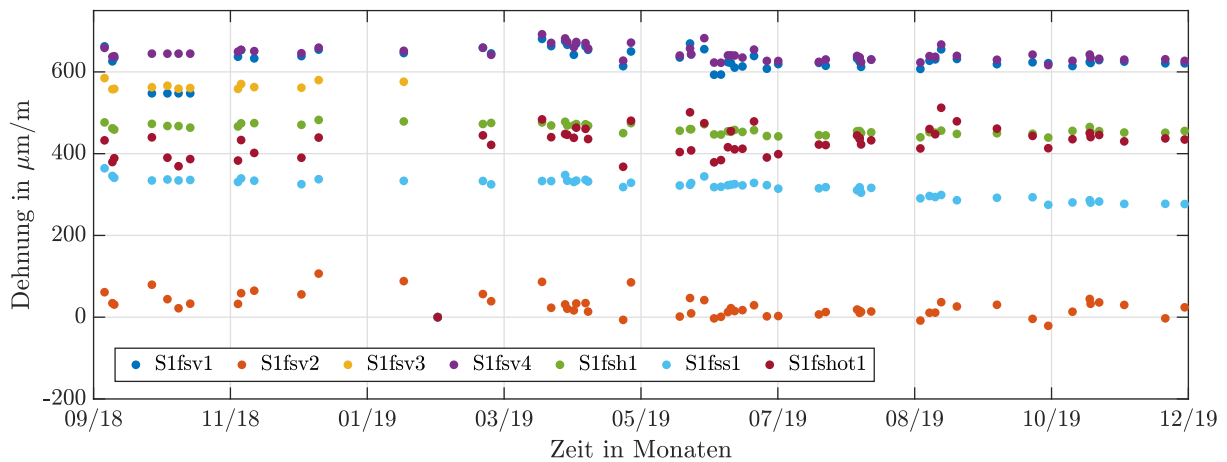


Abbildung 6.15: Verlauf der Offsets der FOS von September 2018 bis Dezember 2019.

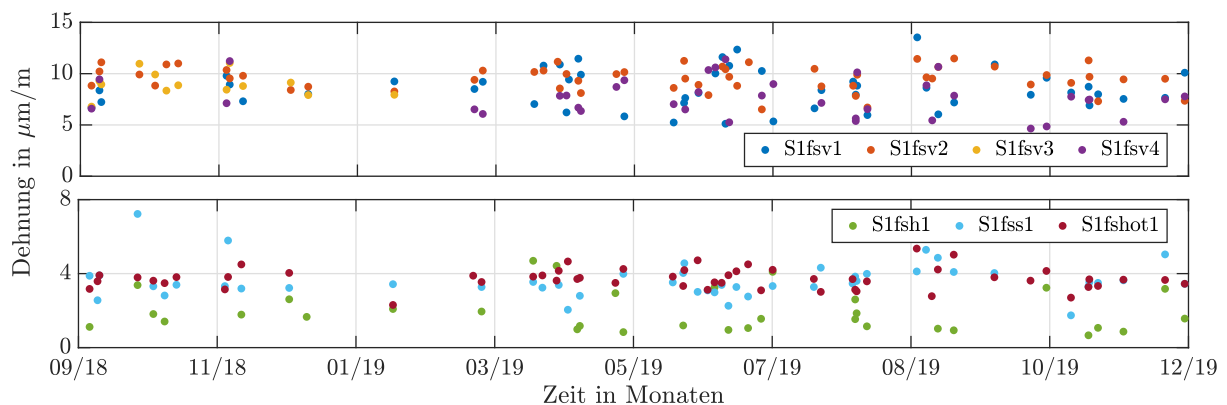


Abbildung 6.16: Verlauf der Amplituden der FOS von September 2018 bis Dezember 2019.

## 6.2 Spannungsberechnung aus Dehnungsmessungen

Wie in Abschn. 2.1.2 und 6.3 beschrieben, wirken verschiedene Arten von Lasten auf WEA und damit auf den Turm. Es herrscht ein multiaxialer Lastzustand. In der Turmwand kann nach der linearen Elastizitätstheorie (Hookesches Gesetz) ein ebener Spannungszustand angenommen werden (Schaumann et al. 2007), da die Wandstärke im Vergleich zu den anderen Dimensionen geringe Werte aufweist ( $t_{\text{Stahl}} \approx 2 \text{ cm}$ ,  $t_{\text{Beton}} \approx 30 \text{ cm}$ ) und nur geringe Kräfte senkrecht zur Turmwand wirken (Gross et al. 2017). Im ebenen Spannungszustand sind  $\sigma_{zz} = \sigma_{yz} = \sigma_{xz} = 0$ . Für homogene, isotrope Werkstoffe ergibt sich daraus die folgende Elastizitätsbeziehung:

$$\begin{pmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{xy} \end{pmatrix} = \frac{E}{1 - \nu^2} \begin{bmatrix} 1 & \nu & 0 \\ \nu & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \nu \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{xy} \end{pmatrix} \quad (6.20)$$

Bei einer uniaxialen Belastung in  $x$ -Richtung ergibt sich eine Querdehnung nur aus Querkontraktion:

$$\varepsilon_{yy} = -\nu\varepsilon_{xx} \quad (6.21)$$

Eingesetzt in die Elastizitätsbeziehung Gl. 6.20 erhält man für die Spannung in Hauptbelastungsrichtung  $x$ :

$$\sigma_{xx} = E\varepsilon_{xx} \quad (6.22)$$

(Gross et al. 2017)

Für die Spannungsberechnung im Stahlteil des Turmes sind die Anforderungen an das Materialverhalten hinsichtlich Linearität, Homogenität und Isotropie erfüllt. Die Annahme einer näherungsweise uniaxialen Belastung ist ebenfalls erfüllt, da Biegung den dominierenden Lastfall darstellt (Schaumann et al. 2007). Loraux (2018) und Hübler et al. (2019) verwenden den gleichen vereinfachten Zusammenhang für die Berechnung lokaler Spannungen im WEA-Turm.

Die Dehnungssensoren erfassen den statischen Dehnungsanteil aus Eigengewicht nicht. Für die Ermüdungsberechnung des Stahlteils ist der Anteil nach der gültigen Norm nicht relevant (DIN EN 1993-1-9 2010). Für Beton ist die Ermüdungsschädigung deutlich stärker von der Mittelspannung abhängig und wird in den Normen berücksichtigt (DIN EN 1992-1-1 2010). Der statische Spannungsanteil muss daher addiert werden. Spannungen quer zur Turmachse ( $\sigma_{yy}$ ) ergeben sich näherungsweise allein aus Querkontraktion. Die Messungen im Betonteil bestätigen dies, siehe Abb. 6.11.

Schubspannungen aus Querkraft können üblicherweise vernachlässigt werden (Schaumann et al. 2007). Schubspannungen aus Torsion können über Schädigungsansätze für kombinierte Beanspruchungen berücksichtigt werden als Summe der Ermüdungsschädigung aus Normal- und Schubspannung oder über Hauptspannungsberechnungen bzw. multiaxiale Schädigungsmodelle (Schaumann et al. 2007). Hier werden sie zunächst vernachlässigt, da sie deutlich kleiner sind als die Normalspannungen.

Dies ist in den Abb. 6.9 und 6.21 ersichtlich, die aus Dehnungsmessungen berechnete Normal- bzw. Schubspannungen zeigen. Der Betrag der Größen unterscheidet sich mit zunehmenden Abstand vom Turmkopf stärker. Auf Höhe des Adapters bzw. im Turmfuß ist der Schubspannungsanteil gegenüber den Normalspannungen zu vernachlässigen. Und auch für den Stahlteil ist die Ermüdungsschädigung aus Torsionsmomenten laut Veljkovic et al. (2012) vernachlässigbar.

### Ersatzmodell Betonteil

Für den Betonteil bewegt sich das Spannungsniveau ebenfalls im linear-elastischen Bereich. Der Beton-Stahl-Verbundwerkstoff kann nicht ohne weitere Untersuchungen als homogen und isotrop angenommen werden. Für das in Emiroğlu (2019) und Botz et al. (2020) beschriebene FE-Modell wurde daher ein orthotropes Materialverhalten (Schürmann 2007) zugrunde gelegt. Die richtungsabhängigen elastischen Parameter des Verbundwerkstoffs durch Stahlbewehrung wurden anhand der Mischungsregel (Alger 2017; Schürmann 2007) bestimmt. Durch den geringen Volumenanteil der Stahlbewehrung ( $< 1\%$ ) im betrachteten unteren Betonsegment weicht der ermittelte E-Modul nur geringfügig von dem des Betons ohne Bewehrung ab ( $< 2\%$ ). Für die Berechnung der Spannung in einer Richtung eines orthotropen Materials sind Dehnungsmessungen in drei Raumrichtungen erforderlich. Zusätzliche Dehnungsmessungen in Umfangsrichtung wurden nur an einer Position erhoben und entstehen nahezu ausschließlich aus Querkontraktion zur vertikalen Belastung, wie Abb. 6.11 zeigt.

Zur Spannungsberechnung aus Dehnungsmessungen im Betonteil wurde daher ein homogenes, isotropes Ersatzmodell mit verschmierter Steifigkeit verwendet. Für das unterste Betonsegment, in dem die Dehnungsmessungen lokalisiert sind, ergibt sich aus dem E-Modul des Betons von  $E_{\text{Beton}} = 49,96 \text{ GPa}$  und der Stahlbewehrung  $E_{\text{Bewehrung}} = 210 \text{ GPa}$  zusammen mit den Flächen-/Volumenanteilen ein Ersatz-E-Modul von:  $E_{\text{Ersatz}} = 50,60 \text{ GPa}$ . Die elastischen Parameter des Betons ( $E, \nu$ ) wurden durch Ultraschallmessungen am Bauwerk ermittelt (Betz et al. 2020), die der Stahlbewehrung entspricht den Herstellerangaben. Mit dem Ersatzmodell kann

der Zusammenhang zwischen Spannungen und Dehnungen aus Gl. 6.22 verwendet werden.

### Verlauf im Querschnitt und Maximalwert

Die Dehnungen werden stets punktuell an mehreren Umfangspositionen erfasst. Unter begründeten Annahmen kann daraus auf den Verlauf der Dehnung im Querschnitt und auf den Maximalwert rückgeschlossen werden. Die am Turmkopf angreifenden externen Lasten werden dazu als ein resultierendes Biegemoment vereinfacht. Die Dehnung auf einer Turmhöhe über dem Umfang weist dann ausgehend von dem Angriffswinkel des resultierenden Biegemoments einen Kosinusförmigen Verlauf auf. Dieser Zusammenhang kann einerseits analytisch hergeleitet werden, zeigt sich andererseits auch in den während einer Gondelumdrehung aufgezeichneten Messdaten (siehe Abschn. 6.1.4).

Das resultierende Biegemoment  $\vec{M}$  wird durch zwei Dehnungssensoren im  $90^\circ$ -Abstand vollständig erfasst. Jede Umfangsposition erfährt ein projiziertes Biegemoment  $M(\varphi)$ . Den Wert in Abhängigkeit des Umfangswinkels  $\varphi$  erhält man durch eine Drehung des Koordinatensystems. Dabei wird  $\vec{M}$  mit einer Rotationsmatrix  $R_\varphi^{-1}$  multipliziert. Das entspricht einer Drehung des Koordinatensystems in mathematisch positiver Richtung.

$$\vec{M}'(\varphi) = \begin{pmatrix} M_{x'} \\ M_{y'} \end{pmatrix} = R_\varphi^{-1} \cdot \vec{M} = \begin{bmatrix} \cos(\varphi) & \sin(\varphi) \\ -\sin(\varphi) & \cos(\varphi) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} M_x \\ M_y \end{pmatrix} \quad (6.23)$$

mit  $\vec{M} = \begin{pmatrix} M_x \\ M_y \end{pmatrix}$  und  $\vec{M}' = \begin{pmatrix} M_{x'} \\ M_{y'} \end{pmatrix}$

Aus der ersten Zeile erhält man das in  $x'$ -Richtung des um  $\varphi$  gedrehten Koordinatensystems wirkende Moment:

$$M_{x'}(\varphi) = M_x \cos(\varphi) + M_y \sin(\varphi) \quad (6.24)$$

Die Beziehung gilt auch für die Dehnung  $\varepsilon(\varphi)$ , da ein linearer Zusammenhang zwischen Moment und Dehnung besteht:

$$\varepsilon = \frac{M}{WE} \quad (6.25)$$

mit  $W$ : Widerstandsmoment des Turmquerschnitts.

Division der Gl. 6.24 mit  $(WE)$  führt zu:

$$\varepsilon(\varphi) = \varepsilon_x \cos(\varphi) + \varepsilon_y \sin(\varphi). \quad (6.26)$$

In vielen Fällen ist der Betrag des im Querschnitt wirkenden Moments bzw. die korrelierende maximale Dehnung gesucht. Wenn das Moment an zwei Umfangspositionen  $(x, y)$  bestimmt wird, kann es über

$$|\vec{M}| = \sqrt{M_x^2 + M_y^2} \quad (6.27)$$

berechnet werden. Wie zuvor, gilt der Zusammenhang auch für die Dehnung:

$$\varepsilon_{\max} = \sqrt{\varepsilon_x^2 + \varepsilon_y^2}. \quad (6.28)$$

Mithilfe der hergeleiteten Zusammenhänge kann also aus zwei Dehnungsmessungen im  $90^\circ$ -Abstand im Turmquerschnitt auf einer Höhe sowohl der Dehnungsverlauf entlang des Umfangs, als auch die maximale Dehnung bestimmt werden. Das gilt mit dem linearen Spannungs-Dehnungs-Zusammenhang (Gl. 6.22) auch für die Spannung:

$$\sigma_{\max} = E \sqrt{\varepsilon_x^2 + \varepsilon_y^2}, \quad (6.29)$$

$$\sigma(\varphi) = E(\varepsilon_x \cos(\varphi) + \varepsilon_y \sin(\varphi)). \quad (6.30)$$

Diese Zusammenhänge gelten sowohl für die Dehnungsmessungen im Stahlteil als auch im Btonteil des Turmes. Sie unterliegen jedoch verschiedenen zuvor erläuterten Annahmen und Vereinfachungen. Neben Messfehlern der Dehnungsmessungen selbst ergeben sich zusätzliche Abweichungen der berechneten von der wahren Spannung durch die getroffenen Annahmen. Die gute Übereinstimmung der auf diese Weise bestimmten Spannungen mit denen des FE-Modells (siehe Abschn. 6.4) plausibilisiert die Ergebnisse und schafft Vertrauen in die Zulässigkeit der getroffenen Vereinfachungen. Loraux (2018) verwendet für die Spannungsberechnung im Stahlurm einer WEA in vielen Fällen die gleichen Vereinfachungen, die ebenso zu plausiblen Ergebnissen führen.

### 6.3 Rückschluss auf externe Lasten: Rotorschubkraft

Die auf WEA wirkenden Lasten führen zu zeitlich und über der Turmhöhe variierenden Schnittkräften und -Momenten im Turm. Hauptlast auf die Tragstruktur ist die Rotorschubkraft (Schauermann et al. 2007), die durch die Windanströmung des Rotors entsteht und senkrecht zur Rotorebene wirkt. Die Rotorschubkraft wird i. d. R. über Dehnungsmessungen in den Blattwurzeln bestimmt, wobei Geometrie- und Werkstoffkennwerte bekannt sein müssen. Da diese hier nicht zur Verfügung standen und die Installation aufwändig ist, wurden hier die auf die Tragstruktur wirkenden Lasten anhand der Dehnungsmessungen im Turm bestimmt. Dadurch können zwar Ungenauigkeiten aufgrund Annahmen in der Berechnung entstehen, jedoch werden dafür weitere auf den Turm wirkende Lasten mitberücksichtigt.

Die höchsten Spannungen im Turm entstehen durch Biegemomente (Burton et al. 2011). Nach DIBt (2015) soll für die Berechnung von Beanspruchungen die Rotorschubkraft, das Nickmoment und das Torsionsmoment herangezogen werden. Torsionsmomente erscheinen für die Messposition in 80 m Höhe im Vergleich zu den Biegemomenten als vernachlässigbar (siehe Tab. 6.4 & Abb. 6.9). Für den Großteil des Turms (bei entsprechendem Abstand zum angenommenen Kraftangriffspunkt Rotornabe) wird das resultierende Biegemoment durch das aus der Rotorschubkraft entstehende Moment dominiert. Anhand Gl. 6.25 und 6.26 kann aus den Dehnungsmessungen das resultierende Biegemoment im Turm in Richtung der Rotorebene (SS), und senkrecht dazu (FA) berechnet werden. Nach Hau (2016) und Réthoré (2006) setzen sich diese zusammen aus:

$$M_{SS} = M_{\text{Drehmoment}} \quad (6.31)$$

$$M_{FA} = M_{\text{Rotorschub}} + M_{\text{Gondelmasse}} + M_{\text{Turmschub}} + M_{\text{Windprofil}} \quad (6.32)$$

Da nicht alle Teilkomponenten anhand der vorhandenen Daten berechnet und voneinander getrennt werden können, wird eine Analyse der Größenordnungen für die betrachtete Anlage vorgenommen. Bei bekannten Verhältnissen können dann zulässige Vereinfachungen getroffen werden. Dazu wurde im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts durch den Projektpartner Siemens eine aeroelastische Simulation der vorliegenden Anlage mit der Software BHawC durchgeführt. Turmschnittgrößen in 80 m Höhe wurden bei Nennwindgeschwindigkeit berechnet. In Tab. 6.4 sind die Größenordnungen der oben genannten Momente aus verschiedenen Quellen zusammengetragen.

Tabelle 6.4: Momente bei Anlagenbetrieb mit Nennleistung in 80 m Höhe.

	<b>typischer Wert</b>	<b>Quelle / Kommentar</b>
$M_{\text{Drehmoment}}$	2 MNm	BHawC & Abschätzung Réthoré (2006): $M = \frac{\text{Leistung}}{\text{Drehzahl}}$
$M_{\text{Rotorschub}}$	23 MNm	BHawC
$M_{\text{Gondelmasse}}$	5 MNm	BHawC & Dehnungsmessung
$M_{\text{Turmschub}}$	0,5 MNm	analytische Abschätzung nach Réthoré (2006)
$M_{\text{Windprofil}}$	≈0 MNm	Annahme nach Réthoré (2006)
$M_{\text{Torsion}}$	<3 MNm	DMS-Verzerrungsmessungen (siehe Abb. 6.9)

Die Zahlenwerte zeigen eindeutig, dass die Hauptbelastung in Windrichtung auftritt und das aus der Rotorschubkraft entstehende Moment dominiert. Die Verhältnisse ändern sich über die

Turmhöhe in erster Linie durch das zum Turmfuß hin zunehmende Biegemoment aus der Rotorschubkraft. Die externen Lasten sollen hier anhand der Dehnungsmessungen S2DMS (80 m Höhe) berechnet werden, da die Messdaten nach den Voruntersuchungen als am zuverlässigsten bewertet wurden. Das Moment, welches aus der Gewichtskraft der Gondel und deren exzentrischen, in Richtung des Rotors verschobenen Massenschwerpunkts resultiert, ist dem der Rotorschubkraft entgegengerichtet. Es liefert von den verbleibenden Momenten den größten Beitrag. Die Momente aus Turmschub und Windprofil können aufgrund der geringen Beiträge vernachlässigt werden. Das aus dem Windprofil resultierende Nickmoment des Rotors hängt von vielen Faktoren ab und kann stark variieren. Es kann über das Biegemoment der Rotorwelle bestimmt werden, entsprechende Messdaten standen hier jedoch nicht zur Verfügung. Nach Réthoré (2006) kann das Nickmoment vernachlässigt werden.

Das aus der Rotorschubkraft resultierende Moment kann folglich über das Biegemoment in Windrichtung und die Berechnung und Subtraktion der weiteren Komponenten gewonnen werden (Réthoré 2006). Ziel ist hier jedoch die Abbildung der Gesamtheit der externen Lasten für einen Ansatz im FE-Modell und die folgende lokale Spannungsberechnung. Es wird daher das resultierende Moment im Turmquerschnitt berechnet (Gl. 6.27), welches alle genannten Anteile, außer dem Torsionsmoment enthält. Um Spannungen im gesamten Modell berechnen zu können, soll der Ansatz der Lasten am Turmkopf vorgenommen werden. Das resultierende Moment in 80 m Höhe wird daher nach Abzug des Gondelmoments durch eine an der Rotornabe ansetzende Kraft ersetzt, die aufgrund der Momentenverhältnisse näherungsweise der Rotorschubkraft entspricht. Zusätzlich wird im Modell das Gondelmoment angesetzt. Abb. 6.17 zeigt links die genannten Hauptlasten und rechts die vereinfachte Lastannahme.

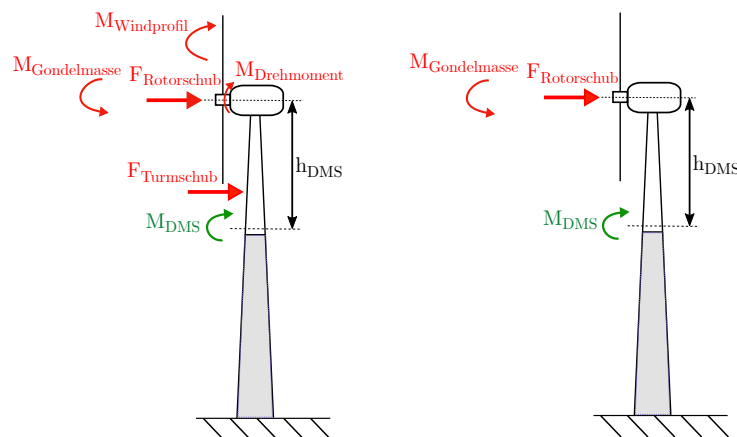


Abbildung 6.17: Schematische Darstellung der relevanten Größen für die Berechnung externer Lasten nach Botz et al. (2020).

Für die Berechnung der im Folgenden als Rotorschubkraft bezeichneten Ersatzkraft sowie des Gondelmoments wird der Turm als Euler-Bernoulli-Balken betrachtet. Aufgrund der schlanken Bauform erscheint dies gerechtfertigt. Das Gondelmoment ist in diesem Fall über der Turmhöhe konstant und kann anhand jedes verbauten Dehnungssensors berechnet werden.

Zur Berechnung der Turmlasten werden Messungen im Turmfuß empfohlen (DIN EN 61400-13 2017; Réthoré 2006). Die Empfehlung bezieht sich auf Stahltürme. Aufgrund der einfacheren Konstruktionsweise des Stahlteils sowie den bisherigen Erkenntnissen zu Messunsicherheiten werden die Daten im unteren Bereich des Stahlteils der Anlage (S2DMS) herangezogen. Für einen Vergleich wird die Berechnung auch für die Sensordaten der S1fs und S3DMS durchgeführt.

Die Berechnung des Gondelmoments erfolgt anhand einer  $360^\circ$  Drehung der Gondel. Alle anderen Biegemomente sind bei diesem Manöver vernachlässigbar klein. Das Moment kann anhand jedes Dehnungssensors berechnet werden, und zwar dann, wenn die Gondel an der Sensorposition oder gegenüber davon steht. Der zugehörige Dehnungswert entspricht dem Maximum bzw. Minimum des sinusförmigen Dehnungsverlaufs während der Drehung (siehe Abb. 6.12). Das Moment

resultiert aus dem linearen Zusammenhang nach Gl. 6.25.

Für die verschiedenen Höhenpositionen ergeben sich die in Tab. 6.5 aufgeführten Werte. Als Dehnungswert wurde jeweils der Mittelwert aller vertikal orientierter Sensoren einer Ebene und aller 360°-Drehungen der Gondel innerhalb von 3,5 Jahren (DMS) bzw. innerhalb eines Jahres (FOS) angesetzt. Die Einzelwerte sind in Abb. 6.14 und 6.16 dargestellt. Hier ist auch ersichtlich, dass die anhand der Sensoren S2DMS ermittelten Werte die geringste Streuung aufweisen. Das Gondelmoment wird daher mit einem Wert von  $M_{\text{Gondelmasse}} = 5,1 \text{ MNm}$  angesetzt.

Tabelle 6.5: Gondelmoment aus Dehnungsmessungen während 360° Drehung der Gondel.

Sensorposition	Dehnungswert in $\mu\text{m}/\text{m}$	Gondelmoment in MNm
S1fs, 3 m	8,0	5,8
S2DMS, 80 m	78,6	5,1
S3DMS, 139 m	209,2	5,4

Da sich der Betrag des Gondelmoments nicht verändert, genügt eine einmalige Berechnung. Der Beitrag zum Dehnungsmesswert an einer Sensorposition hängt jedoch von der Gondelposition ab. Die aus dem Gondelmoment resultierende Dehnung in Abhängigkeit der Gondelorientierung, bzw. des Gierwinkels, ist aus den Dehnungsverläufen bei 360° Drehung der Gondel für jeden Sensor bekannt und wird anhand eines typischen Datensatzes ermittelt:

$$\varepsilon_{\text{Gondelmasse}} = \varepsilon_{\text{Gondelmasse}}(\varphi) \quad (6.33)$$

Zur Berechnung der Ersatzkraft bzw. Rotorschubkraft wird der Einfluss der Gondelmasse für jeden Sensor kompensiert:

$$\varepsilon_{\text{komp}} = \varepsilon - \varepsilon_{\text{Gondelmasse}}(\varphi) \quad (6.34)$$

Anschließend wird das resultierende Moment im Querschnitt bestimmt. Dazu werden die Momente in Richtung der zwei um 90° versetzten und um das Gondelmoment korrigierten Dehnungsmessungen  $\varepsilon_{x,\text{komp}}$  und  $\varepsilon_{y,\text{komp}}$  nach Gl. 6.25 berechnet:

$$\begin{pmatrix} M_x \\ M_y \end{pmatrix} = WE \begin{pmatrix} \varepsilon_{x,\text{komp}} \\ \varepsilon_{y,\text{komp}} \end{pmatrix} \quad (6.35)$$

Über den Hebelarm  $h_{\text{DMS}}$  wird die Rotorschubkraft bestimmt:

$$\vec{F}_{\text{Rotorschub}} = \frac{WE}{h_{\text{DMS}}} \begin{pmatrix} \varepsilon_{x,\text{komp}} \\ \varepsilon_{y,\text{komp}} \end{pmatrix} \quad (6.36)$$

Anschließend kann die Kraft vom Sensor- ins Turm-Koordinatensystem transformiert (Gl. 6.23) und zusammen mit dem Gondelmoment im FE-Modell angesetzt werden. Zur Visualisierung kann alternativ der Kraftbetrag berechnet werden:

$$|\vec{F}_{\text{Rotorschub}}| = \frac{WE}{h_{\text{DMS}}} \sqrt{\varepsilon_{x,\text{komp}}^2 + \varepsilon_{y,\text{komp}}^2} \quad (6.37)$$

Durch die Berücksichtigung des Schnittmoments in zwei Raumrichtungen werden auch Anteile des in SS-Richtung wirkenden Drehmoments mitberücksichtigt. Dies erhöht die Abbildungsgüte der tatsächlichen Lasten. Zielstellung ist hier die Abbildung aller auf den Turm wirkenden Lasten/Biegemomente zur Abbildung im FE-Modell. Für eine einfachere Berechnungsvariante nach Réthoré (2006) kann das Gondelmoment direkt vom gemessenen Schnittmoment subtrahiert werden.

$$|\vec{F}_{\text{Rotorschub}}| = \frac{1}{h_{\text{DMS}}} (WE \sqrt{\varepsilon_x^2 + \varepsilon_y^2} - M_{\text{Gondel}}) \quad (6.38)$$

Hierbei wird jedoch angenommen, dass das Gondelmoment und das Moment aus der restlichen Gesamtbelastung in der gleichen Richtung wirken. Bei Schräganströmung des Rotors oder einem

hohen Abstützmoment des Generators können hier Fehler entstehen. Alle Berechnungen erfolgen daher nach Gl. 6.37.

Abb. 6.18 zeigt beispielhaft den Verlauf der Rotorschubkraft während 24 h zusammen mit der Anlagenleistung. Im Teillastbereich zeigen die beiden Größen wie erwartet einen ähnlichen Verlauf. Es tritt ein kurzer Anlagenstillstand gegen 10:00 auf. Zu diesem Zeitpunkt geht auch die Rotorschubkraft auf Null zurück und erfüllt damit eine einfache Plausibilitätsprüfung, die zeigt, dass die Korrektur des Offsets, des Temperatureinflusses und des Gondelmoments funktioniert.

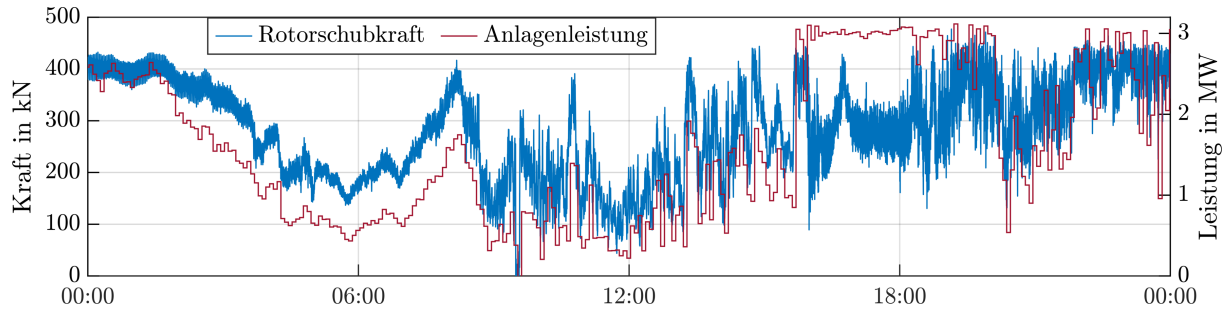


Abbildung 6.18: Rotorschubkraft, berechnet aus S2DMS Dehnungsmessdaten sowie Anlagenleistung über 24 Stunden am 21.09.2018, nach Botz et al. (2020).

Die dargelegte Berechnung der externen Lasten bzw. der Rotorschubkraft unterscheidet sich aufgrund der abweichenden Zielstellung geringfügig von der nach Réthoré (2006). Da gleiche Annahmen getroffen wurden und Réthoré (2006) erfolgreich Rotorschubkennlinien (Thrust-Curves) verschiedener WEAs rekonstruieren konnte, plausibilisiert dies auch die vorliegenden Ergebnisse.

Die ermittelte Ersatz-/Rotorschubkraft passt gut zur BHawC-Simulation, die eine Rotorschubkraft bei Nennleistung von 340-380 kN ergeben. Aus der auf Messungen basierenden Berechnung ergeben sich leicht erhöhte Werte. Dies kann auf die hier berücksichtigten zusätzlichen Lasten (siehe Abb. 6.17), Messunsicherheiten, Annahmen in der Berechnung und der Simulation sowie Unterschiede in den Betriebsbedingungen zurückgeführt werden.

Die Gründe für die Wahl der Messposition S2DMS als Datengrundlage für die Berechnung der externen Lasten wurden bereits erläutert. Trotzdem ist eine Berechnung der Rotorschubkraft auch mit den an S1fs und S3DMS erhobenen Messdaten möglich. Wie Abb. 6.19 zeigt, treten hier große Abweichungen auf, vor allem für S3DMS.

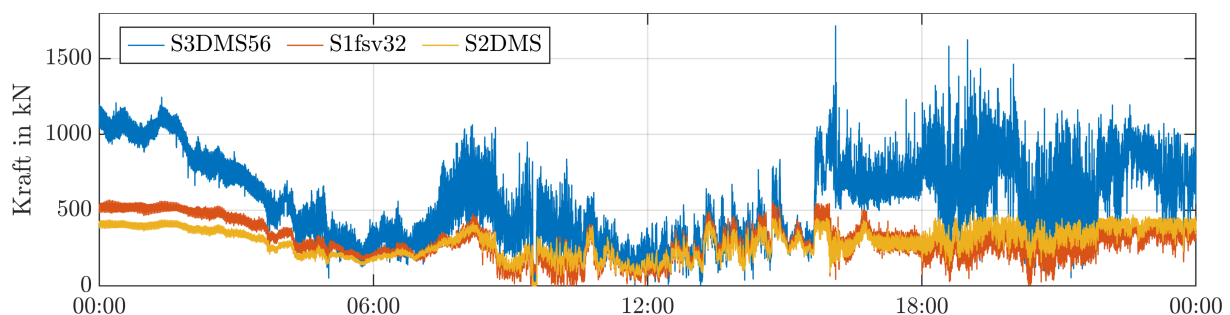


Abbildung 6.19: Rotorschubkraft berechnet aus Dehnungsmessdaten S1fs, S2DMS und S3DMS im Vergleich.

Eine Ursache könnte der geringe Hebelarm sein (Abstand Sensorposition - Nabe). Denn bei einer Verschiebung des tatsächlichen Kraftangriffspunkts durch das Windprofil ergibt sich ein großer relativer Fehler des angenommenen Hebelarms. Dies führt zu erhöhten Kraftwerten. Weiterhin konnte für beide Positionen S1fs und S3DMS keine gleichwertige Kompensation von Temperatureffekten vorgenommen werden. Zu beachten ist auch, dass die Kraftberechnung für die beiden Positionen aufgrund der unterschiedlichen Beträge der Dehnungswerte gegenüberliegender Sensoren kein eindeutiges Ergebnis liefert.



Das Ergebnis erlaubt Rückschlüsse auf die optimale Positionierung von Dehnungsmessungen zur Lastabschätzung. Die zuverlässigsten Ergebnisse wurden an der Position S2DMS kurz oberhalb des Adapters erzielt. Ein ausreichender Abstand zur Nabe sowie zu Lastein- und Umleitungspunkten muss eingehalten werden. Im Falle eines Hybridturms scheint es günstig zu sein, die Messung im Stahlteil durchzuführen aufgrund der einfacheren Konstruktionsweise, Lastverteilung und Homogenität des Werkstoffs.

## 6.4 Modellvalidierung

Die Modellvalidierung anhand der modalen Parameter (siehe Absch. 5.4) stellt den ersten Schritt der mehrstufigen Absicherung der Modellgültigkeit dar. Als zweiter Schritt erfolgte eine Validierung anhand des Zeitverlaufs der lokalen Spannungen. Man kann hier von einer anwendungsspezifischen Modellvalidierung sprechen, da die lokalen Spannungen die eigentliche Zielgröße darstellen: Anhand von lokalen, aus dem FE-Modell extrahierten Spannungen an hoch belasteten Positionen soll die Lebensdauer der Anlage berechnet werden.

Für einen direkten Vergleich der Spannungen aus Messungen und Modell muss der tatsächliche Lastverlauf im Modell abgebildet werden. Dazu wurden aus Dehnungsmessungen im Stahlteil die Rotorschubkraft und das Gondelmoment bestimmt, wie in Absch. 6.3 beschrieben und im Modell auf Nabenhöhe aufgebracht. Zur Spannungsberechnung im Modell wurde eine transiente Analyse durchgeführt. Die Spannungen an den Sensorpositionen im Beton- und Stahlteil des Bauwerks aus den Dehnungsmessdaten wurden nach Gl. 6.22 bestimmt.

Für den Vergleich der Spannungszeitreihen wurde das Zeitintervall von 23:00 bis 0:00 des in Abb. 6.18 dargestellten Kraftverlaufs verwendet. Die vertikalen Spannungen aus Modell und Messungen im Betonteil sind in Abb. 6.20, die im Stahlteil in Abb. 6.21 dargestellt. Zusätzlich sind horizontale Spannungen an einem Hot-Spot im Betonteil über der Tür in Abb. 6.22 abgebildet. Da die Dehnungssensoren am bereits fertiggestellten Bauwerk unter Belastung durch Eigengewicht und Gondelmasse installiert wurden, können statische Dehnungsanteile nicht erfasst werden. Die Offsets der gemessenen Spannungen wurden daher an die FE-Simulationsergebnisse angepasst.

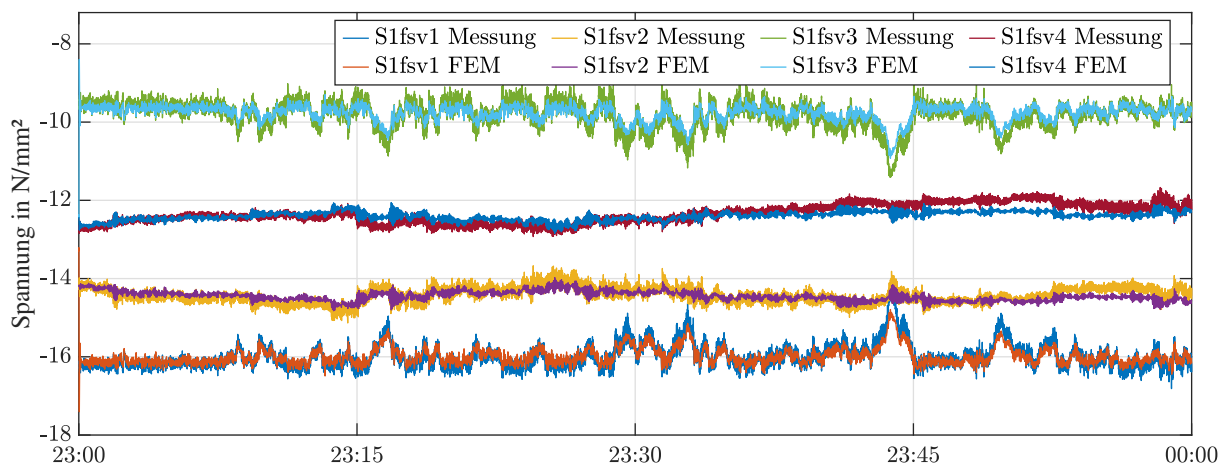


Abbildung 6.20: Vergleich von Spannungen in vertikaler Richtung an Sensorpositionen in Betonteil, gewonnen aus Messdaten und FE-Modell (Botz et al. 2020).

Die Spannungen zeigen in allen Fällen eine gute Übereinstimmung. Der quasi-statische Anteil und der dynamische Anteil werden durch die FE-Simulation hinreichend genau abgebildet. Der dynamische Anteil wird bei Betrieb durch die Rotorfrequenz ( $f_{1p} = 0,23 \text{ Hz}$ ) dominiert und durch das Modell korrekt abgebildet. Höhere Frequenzanteile wie die 3p-Anregung zeigen in den Simulationsdaten geringere Amplituden. Für die Ermüdungsberechnung sind sie wahrscheinlich weniger relevant, da auch in den Messdaten geringe Amplituden auftreten. Für die Validierung

am aussagekräftigsten ist die Übereinstimmung der Spannungen im Hot-Spot (Abb. 6.22). Denn damit erfüllt das Modell seinen eigentlichen Zweck: die Ausgabe von Spannungen an hochbelasteten Punkten.

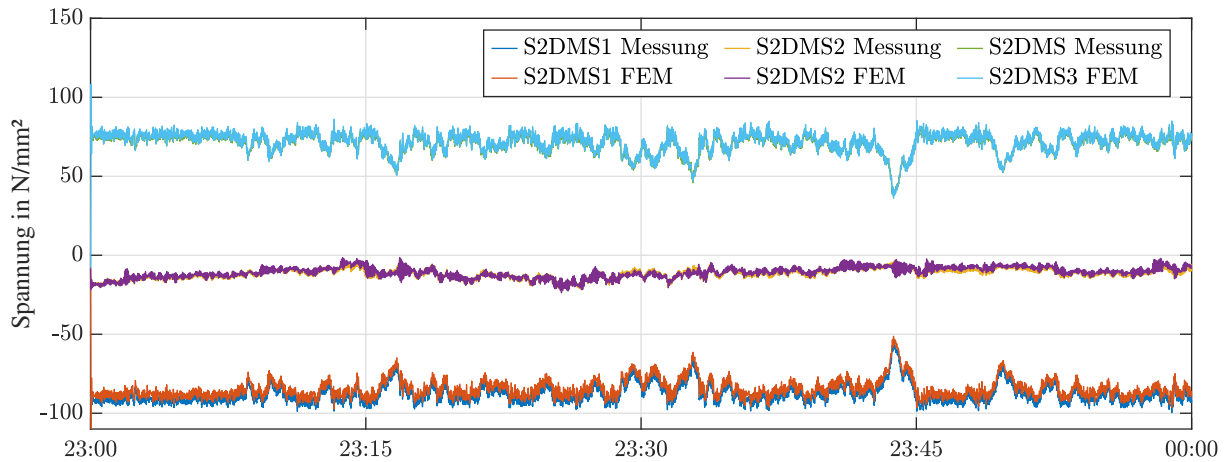


Abbildung 6.21: Vergleich von Spannungen in vertikaler Richtung an Sensorpositionen in Stahlteil, gewonnen aus Messdaten und FE-Modell (Botz et al. 2020).

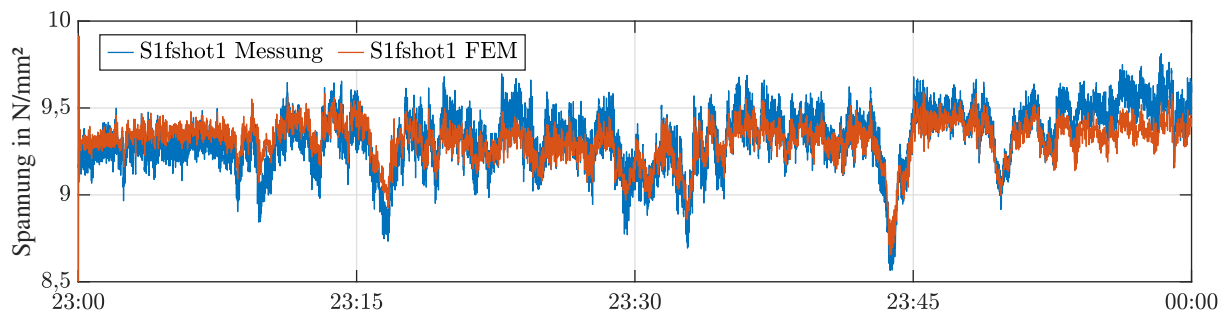
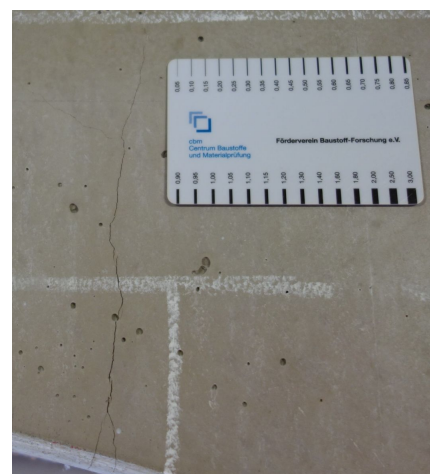


Abbildung 6.22: Vergleich von Spannungen in horizontaler Richtung in Betonteil oberhalb der Tür, gewonnen aus Messdaten und FE-Modell (Botz et al. 2020).



(a)



(b)

Abbildung 6.23: (a) Hot-Spot oberhalb Türöffnung mit faseroptischem Dehnungssensor S1fshot1; (b) gleiche Position mit Rissmaßstab.

Als letzter Schritt der Modellvalidierung wurden einzelne, im Modell als hoch belastet erkennbare, Positionen (Hot-Spots) visuell inspiziert. Die Identifikation von Hot-Spots erfolgt zum

Beispiel durch die Visualisierung von Spannungen im Turm in der ersten Biegeeigenform, siehe Abb. 6.24. Hier sind Spannungskonzentrationen oberhalb der Türöffnung sowie im Bereich von Belüftungsöffnungen sichtbar. Deshalb wurde oberhalb der Tür ein faseroptischer Dehnungssensor platziert (S1fshot1, Abb. 6.23a). Die visuelle Prüfung zeigt oberflächliche, geplante Risse an diesen zwei Positionen, die eine erhöhte Belastung und das Auftreten von Zugspannungen durch Lastumlagerungen bestätigen (Abb. 6.23b). Die Zugspannungen zeigen sich auch in den dort erhobenen Messdaten (positives Vorzeichen der in Abb. 6.22 dargestellten Spannungsdaten).

## 6.5 Lebensdaueranalyse

### 6.5.1 Konzept und Vorgehen

Um eine Aussage über die Lebensdauer oder die verbleibende Nutzungsdauer (RUL) einer WEA treffen zu können, muss das Gesamtobjekt mit seiner individuellen Historie aus Belastungen, Reparaturen, Wartungseinsätzen, Umgebungsbedingungen und lokalen Besonderheiten in seiner Gesamtheit und außerdem jede Komponente einzeln betrachtet werden. Dabei können verschiedene Schädigungsmechanismen und Lastfälle ein Versagen und damit ein Ende der Lebensdauer einer Komponente oder des Gesamtsystems bewirken. Eine Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer einer WEA setzt eine Untersuchung und Bewertung aller Komponenten voraus.

Im Folgenden soll die (Rest-)Lebensdauer des Turms einer WEA abgeschätzt werden. Es wird dabei angenommen, dass die Lebensdauer durch die Ermüdungsschädigung aufgrund der dynamischen Beanspruchung begrenzt wird. Laut Burton et al. (2011), Pahn et al. (2017) und Schaumann et al. (2007) ist der Ermüdungsnachweis für Stahlrohrtürme häufig dimensionierend und die obige Annahme wäre damit gerechtfertigt. Die Annahme findet sich auch in der in Deutschland gültigen Richtlinien zur Lebensdauererlängerung, die den rechnerischen Nachweis auf den des Lastfalls Ermüdung beschränkt, wenn die Standortbedingungen günstiger als in der Auslegung angenommen sind (DNVGL-ST-0262 2016).

Im Falle von Beton- oder Hybridtürmen sind Konstruktionselemente aus Stahl und Beton vorhanden: Betonschalen, Spannglieder, Bewehrung. Alle sind Ermüdungslasten ausgesetzt. Der Ermüdungsnachweis gilt als erfüllt, wenn er für alle Werkstoffe einzeln erfüllt ist (Zilch & Zehetmaier 2010). Für die von Lanier (2005) betrachteten Betontürme mit externer Vorspannung treten höhere Ermüdungsschäden im Beton auf als in den Spanngliedern. Für den Betonteil des Hybridturms wird hier daher die Ermüdungsschädigung im Betonteil berechnet und als bestimmend für die Lebensdauer angenommen (Osterminski & Gehlen 2018).

Die Beurteilung der Ermüdungssicherheit und eine Ableitung der Lebensdauer kann auf verschiedene Arten erfolgen. Neben linearer Schadensakkumulation kann zum Beispiel das Rissfortschrittskonzept aus der Bruchmechanik herangezogen werden (Benedetti et al. 2013; Geiss 2019; Schaumann et al. 2007)

Die Grundannahme des hier verfolgten Vorgehens ist, dass die bei der Auslegung getroffenen Annahmen mit relativ großen Unsicherheiten behaftet sind. Es werden daher erhöhte Lasten angenommen. Die Anlage ist folglich für höhere Lasten ausgelegt als tatsächlich während der Nennlebensdauer auftreten. Durch die Nachrechnung unter Zuhilfenahme der tatsächlichen, gemessenen Lasten werden Unsicherheiten der Eingangsgrößen reduziert, sodass eine realistischere Abschätzung der Lebensdauer ermöglicht wird. Die auf diese Weise bestimmte Lebensdauer sollte größer als die Auslegungslebensdauer ausfallen. Werden Lasten aus Messungen statt Simulationen ermittelt, erlaubt die IEC 61400-1 (2017) eine Reduktion der Teilsicherheitsbeiwerte für Lasten. Hieraus könnte sich ein zusätzliches Potential für die Lebensdauererlängerung ergeben. Allerdings gilt für die Teilsicherheitsbeiwerte für Ermüdungslasten bereits  $\gamma_f = 1,0$ .

Ermüdungsbeanspruchung kann direkt aus gemessenen Dehnungen bei Annahme eines linear-elastischen Materialverhaltens berechnet werden, über: Materialgesetz, E-Modul, Zyklen zählen, Wöhler-Diagramme und lineare Schadensakkumulation (siehe Abb. 2.7). Man erhält die lokale Ermüdungsschädigung und kann über eine Extrapolation der Schädigung im betrachteten

Zeitraum abschätzen, wann Ermüdungsversagen ( $D = 1$ ) eintritt.

### 6.5.2 Spannungen aus FE-Simulation

Als erster Schritt der Lebensdaueranalyse müssen lokale Spannungen ermittelt werden. Dies kann im vorliegenden Fall entweder über gemessene Dehnungen erfolgen, wie in Absch. 6.2 beschrieben, oder anhand einer Simulationsrechnung: Spannungen an hoch belasteten Positionen, sogenannten Hot-Spots, können über ein FE-Modell ermittelt werden. Spannungsmaxima ergeben sich aus der ungestörten Spannungsverteilung und zusätzlichen Spannungskonzentrationen. Diese entstehen zum Beispiel bei Umlenkungen des Kraftflusses im Bereich von Öffnungen wie der Tür oder im Bereich von Einbauten.

Nach Emiroğlu (2019) kann die Spannungsverteilung in der Turmstruktur als Linearkombination von statischen und dynamischen Spannungen betrachtet werden. Der dynamische Anteil wiederum ergibt sich aus der Linearkombination der Spannungsverteilungen der Eigenmoden. Entsprechend kann von der Spannungsverteilung der Eigenschwingformen auf mögliche Hot-Spots rückgeschlossen werden.

Abb. 6.24 zeigt die aus den ersten drei Biegeeigenschwingformen identifizierten kritischen Positionen im Betonteil, an denen eine hohe Vergleichsspannung wirkt. Für die erste und dritte Biegeeigenschwingform befindet sich die maximale Vergleichsspannung im Bereich 2/3 der Höhe des Betonteils (57 m). Diese Position wurde als zu betrachtender Hot-Spot ausgewählt.

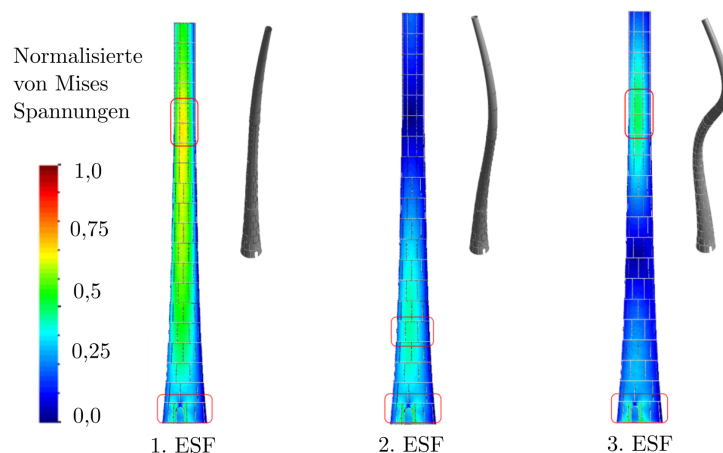


Abbildung 6.24: Aus den ersten drei Eigenschwingformen (ESF) der Biegemoden anhand normalisierter von-Mises-Spannungen identifizierte kritische Stellen im Betonturm, nach Emiroğlu (2019), Botz et al. (2020).

Die Verwendung eines FE-Modells ist mit deutlichem Mehraufwand verbunden. Neben Modellierungsaufwand muss auch eine Modellvalidierung (siehe Abschnitte 5.4 und 6.4) durchgeführt werden. Eine Ermüdungsrechnung und Lebensdauerprognose an zufällig oder für andere Zwecke gewählten Sensorpositionen besitzt nur begrenzte Aussagekraft. Um eine Aussage über die Lebensdauer des Bauteils oder Bauwerks treffen zu können, muss die Ermüdungsberechnung an der stärksten belasteten Position durchgeführt werden, da hier (unter Vernachlässigung anderer Einwirkungen) zuerst ein Versagen erwartet wird.

Die Erstschädigung kann unter Umständen gleichbedeutend mit einem Bauteilversagen sein, während an einer anderen zufälligen Position die Schädigung evtl. noch lange nicht erreicht ist. Da der Rechenaufwand für transiente Simulationen zur Bestimmung der lokalen Spannungen in der Regel sehr hoch ist, können die Spannungen nicht für jeden Zeitpunkt der Belastungshistorie berechnet werden. Hierfür sind Modellreduktionsverfahren notwendig (siehe Abschn. 2.5, Stichwort „Virtual Sensing“). Die Genauigkeit der Spannungsvorhersagen anhand reduzierter Modelle kann niedriger sein als bei Verwendung eines komplexen Modells. Im Idealfall sollten hoch-belastete Positionen vor einer Installation von Messtechnik eindeutig identifiziert und in der Folge messtechnisch überwacht werden.

### 6.5.3 Schädigungsrechnung

#### Zyklen zählen

Für die Ermüdung ist die dynamische Belastung entscheidend. Ein Zeitsignal wird daher auf die vorkommenden Schwingbreiten  $\Delta\sigma$  untersucht. Für Beton muss neben der Schwingbreite auch die Mittelspannung  $\sigma_m$  berücksichtigt werden. Beide Kenngrößen können zusammen mit der Anzahl der Lastwechsel mithilfe des Rainflow-Algorithmus ermittelt werden. Der Name des Verfahrens ergibt sich aus einer Visualisierung der Zählmethode, bei der das Spannungs-Zeitsignal um  $90^\circ$  im Uhrzeigersinn gedreht wird und Regenwasser über dem Zeitsignal abfließt (Matsui-shi & Endo 1968). Hier wird eine in Matlab vorhandene Implementierung nach ASTM E 1049 (2011) genutzt. Bei der Zyklenzählung erfolgt eine Einteilung in  $i$  Klassen mit unterschiedlich großen Schwingbreiten  $\Delta\sigma_i$  für die jeweils die Anzahl der Lastwechsel  $n_i$  gezählt werden.

Für jede einzelne Schwingklassenbreite  $\Delta\sigma_i$  kann anhand der Wöhler-Linien die dazugehörige Anzahl der ertragbaren Lastwechsel  $N_i$  bestimmt werden. Für die numerische Auswertung wird eine Berechnungsvorschrift zwischen Schwingbreite (und für Beton zusätzlich der Mittelspannung) und den ertragbaren Lastwechseln benötigt ( $N_i = f(\Delta\sigma_i, \sigma_m)$ ).

#### Normen und Richtlinien

Die konkrete Umsetzung unterscheidet sich für Beton- und Stahlteil der Anlage. Berechnungsvorschriften für den Ermüdungsnachweis sind in einer Reihe von Normen und Richtlinien enthalten. Sie gelten teilweise für Stahl- oder Spannbetontragwerke allgemein, oder spezifisch für WEA. Die Berechnungsvorschriften unterscheiden sich teilweise, sodass unterschiedliche Ergebnisse erzielt werden. Tab. 6.6 gibt einen Überblick der relevanten Normen und Richtlinien.

Tabelle 6.6: Normen und Richtlinien zur Ermüdungsrechnung

Betonteil	Stahlteil
DIN 18088-2 (2019)	DIN 18088-3 (2019)
Eurocode 2	Eurocode 3
Model Code 2010	DNV-GL-St0126
DIBt (2015)	DIBt (2015)

Im Januar 2019 wurde die „DIN-18088: Tragstrukturen für Windenergieanlagen“ veröffentlicht, in der klar geregelt ist, welche Berechnungsvorschriften anzuwenden sind. Die Norm besteht aus fünf Teilen, welche Nachweise der Standsicherheit der Stahl- und Spannbetontragwerke von WEA enthalten. Sie bezieht sich auf bestehende Normen, v. a. den Eurocode, und erweitert und spezifiziert diese.

#### Bestimmung der ertragbaren Lastwechsel im Stahlteil

In DIN 18088 Teil 3 werden Stahlbauten von WEA behandelt und der Nachweis im Grenzzustand Ermüdung erläutert, welcher sich auf Eurocode 3 (DIN EN 1993-1-9 2010) bezieht. Im Folgenden wird daher die Berechnungsvorschrift nach Eurocode 3 aufgeführt und auf Unterschiede und Anpassungen der DIN 18088 in der Anwendung für WEA hingewiesen.

Abhängig von den vorliegenden Spannungs-Zeitverläufen können verschiedene Konzepte für die Ermüdungsrechnung verwendet werden. Für die hier vorliegenden Daten an Sensorpositionen in ungestörten Bereichen bietet sich das Nennspannungskonzept an, welches verschiedene Kerbfälle berücksichtigt. Nach DIN 18088-3 (2019) stellt es das Standardverfahren dar, wobei auf die Kerbfälle aus Eurocode 3 verwiesen wird. Alternativen bei Vorliegen von Spannungsdaten im Bereich von Spannungskonzentrationen wären das Struktur-, oder Kerbspannungskonzept (Schaumann et al. 2007). Die verschiedenen Kerbfälle sind mit einem Bezugswert der Ermüdungsfestigkeit  $\Delta\sigma_C$  bei  $N_C = 2 \cdot 10^6$  Schwingspielen verknüpft, aus dem sich die Lage der Wöhler-Linie ergibt (siehe Abb. 6.25). Die Norm stellt auf diese Weise für verschiedene Bauteilgeometrien (Kerbfälle) spezifische Wöhler-Linien zur Verfügung.

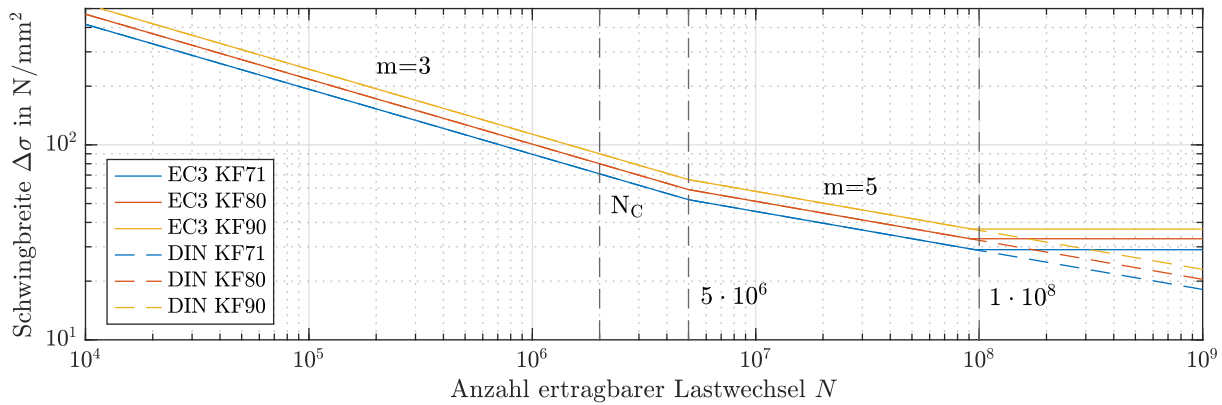


Abbildung 6.25: Wöhlerlinien für Längsspannungen nach DIN EN 1993-1-9 (2010).

Die Dehnungsmessungen S2DMS erfolgen oberhalb eines Ringflansches, der die Verbindung zum Betonteil herstellt, bzw. im Fall von S3DMS unterhalb eines Ringflansches, der Gondel und Turm verbindet. In der Nähe befinden sich weiterhin Stöße der Rundhohlprofile. Sowohl für Schweißnähte an den Profilstößen als auch am Flanschanschluss gilt nach Eurocode 3 der Kerbfall  $\Delta\sigma_C = 71 \text{ N/mm}^2$ . Dieser wird auch von Burton et al. (2011) als typisch erwähnt. Die genannten Konstruktionsdetails sind i. d. R. ausschlaggebend für den Betriebsfestigkeitsnachweis von Stahlrohrtürmen (Schaumann et al. 2007).

Bei der vorliegenden Anlage sind die Flanschverbindungen in einer optimierten Form ausgeführt, sodass höhere Kerbfallklassen gelten. Die Schweißnaht befindet sich nicht direkt zwischen Ringflansch und Turmwand, sondern der Ringflansch enthält bereits einen Teil der Turmwand. Die Schweißverbindung liegt dadurch in größerem Abstand zur Schrauben/Mutteraufnahme. Es gilt damit ein Kerbfall von  $\Delta\sigma_C = 90 \text{ N/mm}^2$ , wodurch die ertragbaren Lastwechsel steigen (Burton et al. 2011). Auch für die Schweißnähte der Profilstöße kann nach DIN EN 1993-1-9 (2010) ein Kerbfall zwei Kategorien höher gewählt werden, da die Mindestblechdicke überschritten wird. Es gilt damit der gleiche Kerbfall. Für Anbauteile und sonstige Bleche gilt der Kerbfall  $\Delta\sigma_C = 80 \text{ N/mm}^2$ . Für Schweißbuchsen von Anbauteilen ist in Eurocode 3 keine Kerbfallklasse genannt. Vergleichbare Kerbdetails sind aber laut Glienke et al. (2019) in Kerbfallklasse 80 eingeordnet. Dies wurde durch experimentelle, analytische und numerische Untersuchungen bestätigt. Da nicht alle Details der Konstruktion bekannt waren, wurde für eine konservative Abschätzung der Ermüdungsschädigung trotzdem die Kerbfallklasse  $\Delta\sigma_C = 71 \text{ N/mm}^2$  verwendet. Der im doppelt logarithmischen Diagramm lineare Bereich bis zu  $N = 5 \cdot 10^6$  Lastwechseln ist damit definiert durch:

$$\Delta\sigma^m N = \Delta\sigma_C^m N_C \quad \text{mit } m = 3, N_C = 2 \cdot 10^6 \text{ für } N \leq 5 \cdot 10^6. \quad (6.39)$$

Bei konstanten Spannungsschwingbreiten  $\Delta\sigma$  kann anschließend eine Dauerfestigkeit  $\Delta\sigma_D$  angenommen werden (dies entspräche einem waagrechten Verlauf der Wöhlerlinien in Abb. 6.25 für  $N > 5 \cdot 10^6$ ), das heißt, bei Schwingbreiten unterhalb von  $\Delta\sigma_D$  erträgt das Material eine beliebige Anzahl an Lastwechsel:  $N = \infty$  für  $\Delta\sigma_i < \Delta\sigma_D$ , mit

$$\Delta\sigma_D = 2/5^{1/3} \Delta\sigma_C = 0,737 \Delta\sigma_C. \quad (6.40)$$

Treten Schwingbreiten ober- und unterhalb der Dauerfestigkeit auf (dies ist hier anzunehmen), sollten erweiterte Ermüdungsfestigkeitskurven herangezogen werden. In diesem Fall ergibt sich eine waagrechte Linie im Diagramm erst ab  $N = 1 \cdot 10^8$ . Zuvor gilt:

$$\Delta\sigma^m N = \Delta\sigma_D^m 5 \cdot 10^6 \quad \text{mit } m = 5 \text{ für } 5 \cdot 10^6 \leq N \leq 1 \cdot 10^8. \quad (6.41)$$

Abweichend zu den Wöhlerlinien in Eurocode 3 wird in DIN 18088-3 kein Bereich einer Dauerfestigkeit ab  $N = 10^8$  oder  $N = 5 \cdot 10^6$  Lastwechsel definiert. Die Wöhlerlinie weist hier nur zwei Bereiche auf. Es gelten Gl. 6.39 - 6.41, wobei 6.41 für alle  $N \geq 5 \cdot 10^6$  gilt. Weiterhin werden



in Eurocode 3 Sicherheitsbeiwerte für Spannungen ( $\gamma_{Ff} = 1$ ) und Festigkeiten  $\gamma_{Mf}$  vorgesehen. Bei hoher Schadensfolge und einer Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung beträgt  $\gamma_{Mf} = 1,35$ ; bei Schadenstoleranz  $\gamma_{Mf} = 1,15$ . Es wurde der Beiwert für den Fall einer hohen Schadensfolge gewählt. DIN 18088-3 legt einen Teilsicherheitsbeiwert von  $\gamma_{Mf} = 1,15$  für die hier vorliegenden inspizierbaren Bauteile mit hoher Schadensfolge fest.

Die zwei Normen unterscheiden sich also je nach Auslegung im Teilsicherheitsbeiwert für Festigkeiten  $\gamma_{Mf}$  sowie im Verlauf der Wöhler-Linie für  $N \geq 5 \cdot 10^6$  oder  $N \geq 1 \cdot 10^6$ .

Der Teilsicherheitsbeiwert für Festigkeiten wird berücksichtigt, indem  $\Delta\sigma_C$  durch den Wert dividiert wird. Das führt zu einer Verschiebung der in Abb. 6.25 aufgeführten Linien nach unten. Der Sicherheitsbeiwert für Spannungen wird berücksichtigt, indem die gemessenen und gewählten Schwingbreiten mit dem Faktor multipliziert werden. In beiden Fällen gilt  $\gamma_{Ff} = 1$ .

Für jede Schwingbreite  $\Delta\sigma_i$  aus dem Rainflow-Counting kann über die Gl. 6.39-6.41 die Anzahl der ertragbaren Lastwechsel  $N_i$  berechnet werden. Setzt man die aus Messungen und Rainflow-Counting bestimmte Anzahl der aufgetretenen Lastwechsel  $n_i$  für eine Schwingbreite  $\Delta\sigma_i$  ins Verhältnis zu den ertragbaren Lastwechsel  $N_i$ , erhält man die Schädigung  $D_i$  für die gegebene Schwingbreitenklasse  $i$ . Bei Annahme einer linearen Schadensakkumulation kann über die Summe der Einzelschädigungen  $D_i$  die Gesamtschädigung  $D$  berechnet werden:

$$D = \sum D_i = \sum \frac{n_i}{N_i} \quad (6.42)$$

Aus einer Schädigung  $D_T$ , die anhand eines Spannungs-Zeitsignals im Zeitraum  $T$  berechnet wurde, kann eine Lebensdauer  $L$  extrapoliert werden. Die erhaltene Lebensdauer beruht auf der Annahme, dass der Spannungsverlauf im Zeitraum  $T$  den zukünftigen Belastungen entspricht:

$$L = \frac{T}{D_T} \quad (6.43)$$

Die Auswahl des Zeitraums  $T$  ist folglich von entscheidender Bedeutung und sollte alle relevanten Betriebs- und Umgebungszustände in repräsentativen Anteilen enthalten. Alternativ können Schädigungen für verschiedene Betriebs- und Umgebungsbedingungen berechnet und mit diesen verknüpft werden. Anhand der Auftretenswahrscheinlichkeit oder dem tatsächlichen, messtechnisch erfassten Auftreten der Bedingungen können die Schädigungen gewichtet und zeitlich extrapoliert werden (siehe Abschn. 2.5).

### Bestimmung der ertragbaren Lastwechsel im Betonteil

Grundsätzlich ist das Vorgehen der Ermüdungsberechnung für Beton und Stahl gleich, unterscheidet sich jedoch in einzelnen Punkten: Für Beton muss neben dem Betrag der Spannungsänderung  $\Delta\sigma$  auch das Spannungsniveau (Mittelspannung  $\sigma_m$ ) berücksichtigt werden. Weiterhin sind mehr Teilsicherheitsbeiwerte und weitere Werkstoff- und einsetzspezifische Kennwerte auszuwählen. Unterschiedliche Kerbfälle werden dagegen nicht berücksichtigt.

Für Beton konnte die Existenz einer Dauerfestigkeit bisher nicht experimentell nachgewiesen werden (Hohberg 2004). Auch die Annahme einer linearen Schadensakkumulation kann für Beton laut Normen zwar verwendet werden, entspricht jedoch nicht dem tatsächlichen, nichtlinearen Schädigungsprozess. Folglich ist die Ermüdungsberechnung und Lebensdauerprognose für Beton zwar ebenso möglich, jedoch mit größeren Unsicherheiten behaftet, da die Modelle eine größere Diskrepanz zum realen Materialverhalten zeigen als für Stahl (Botz et al. 2020; Grünberg & Göhlmann 2006; Osterminski & Gehlen 2018; Urban 2014).

Die seit 2019 verfügbare DIN-Norm 18088 für Tragstrukturen für WEA und Plattformen enthält in Teil 2 eine Beschreibung des Nachweises der Ermüdung für Stahlbeton- und Spannbetontragwerke. Sie ergänzt und spezifiziert die in Deutschland gültige Norm DIN EN 1992-1-1 (2010) (Eurocode 2), die von Fingerloos et al. (2011) näher beschrieben wird. Teil 1 enthält lediglich vereinfachte Nachweise, etwa über schädigungsäquivalente Schwingbreiten. Die vereinfachten Nachweise eignen sich nicht für eine Lebensdauerprognose. In Teil 2 (Bemessung von

Betonbrücken) ist ein Nachweis anhand der Palmgren-Miner Regel beschrieben, welcher mit geringfügigen Änderungen in DIN 18088 übernommen wurde.

Der durch die FIB (2013) herausgegebene Model Code 2010 enthält im Vergleich zu den gültigen Normen weiterentwickelte Berechnungsverfahren. Der Model Code wurde, da die DIN 18088 bei Beginn der Arbeiten noch nicht verfügbar war, für die Schädigungsberechnung von Botz et al. (2020) verwendet, jedoch ohne Berücksichtigung der Teilsicherheitsbeiwerte. Dabei ergaben sich unrealistisch hohe Lebensdauerwerte. Modifikationen in der Berechnung führen zu geringeren Lebensdauerwerten, wie die folgenden Untersuchungen zeigen. Die Berechnungsvorschrift des Eurocode sowie der DIN 18088 sind konservativer und führen ebenso zu geringeren Lebensdauerwerten.

Im Folgenden werden Ergebnisse von Ermüdungsrechnungen verglichen, welche anhand der genannten drei Normen/Richtlinien durchgeführt wurden. Anschließend werden Ergebnisse weiterer Untersuchungen, die auf Basis der DIN 18088 durchgeführt wurden, besprochen. Die Berechnung der Schädigung und Lebensdauer erfolgt analog zu den Ausführungen für den Stahlteil des Turmes. Das mittlere Spannungsniveau  $\sigma_m$  wird in den folgenden Formeln über das Spannungsverhältnis  $R_i$  von Ober- und Unterspannung berücksichtigt und für die Berechnung nach Model Code 2010 über das maximale und minimale Niveau der Druckspannung  $E_{cd,max}$ ,  $E_{cd,min}$ .

### Berechnung ertragbarer Lastwechsel nach verschiedenen Normen/Richtlinien

Die wichtigsten Formeln und Zusammenhänge der verschiedenen Berechnungsvorschriften werden hier zusammengefasst. Eine ausführliche Zusammenstellung aller für die Berechnung benötigter Formeln und der gewählten Kennwerte ist in Anhang D aufgeführt. Zunächst werden in Abb. 6.26 die Wöhlerlinien nach Eurocode 2 (gelten auch für DIN 18088) und Model Code 2010 für verschiedene Minimalspannungsniveaus gegenübergestellt.

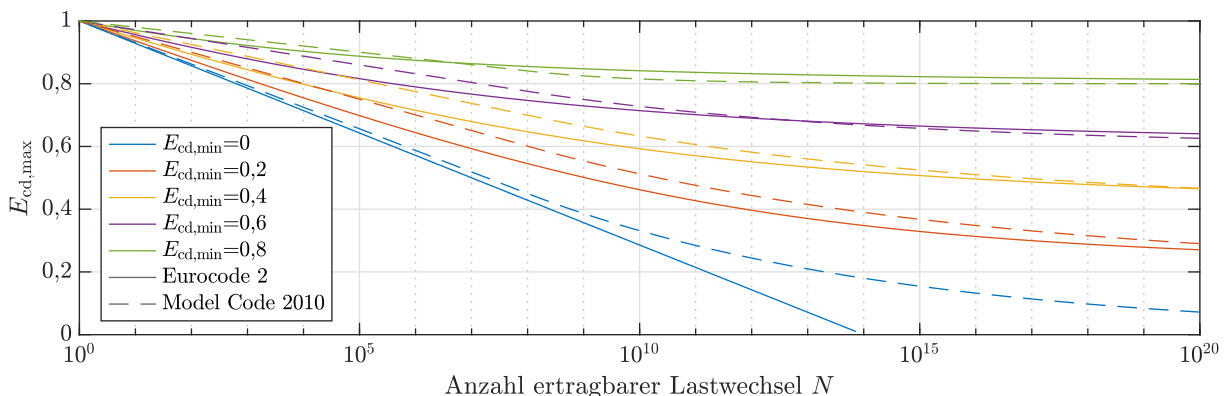


Abbildung 6.26: Wöhlerlinien nach Eurocode2 (–) und Model Code 2010 (– –).

Es wird deutlich, dass in den meisten Fällen der Model Code 2010 eine höhere Anzahl ertragbarer Lastwechsel vorgibt und damit eine geringere Ermüdungsschädigung liefert. Die Kurven nach Eurocode 2 und DIN 18088 unterscheiden sich in der Darstellungsweise nicht, da die Unterschiede in der Berechnung der max-/minimalen Spannungsniveaus  $E_{cd,max}$ ,  $E_{cd,min}$  liegen.

#### DIN 18088 und Eurocode 2

Die Berechnung nach DIN 18088 basiert auf der des Eurocode 2. Die Anzahl der ertragbaren Lastwechsel je Schwingbreitenklasse  $i$  für Beton unter Druckschwellbelastung ergeben sich in beiden Fällen über:

$$N_i = 10^{14(1-E_{cd,max,i})/\sqrt{1-R_i}}. \quad (6.44)$$

Die Definitionen der maximalen und minimalen Druckspannungsniveaus  $E_{cd,max}$ ,  $E_{cd,min}$  sowie des Bemessungswerts der Druckfestigkeit  $f_{cd,fat}$  unterscheiden sich in den vorliegenden Quellen (siehe Anhang D). Daraus ergeben sich für hier vorliegende Parameter Unterschiede in den Eingangsdaten für die Berechnung nach Gl. 6.44 im Bereich von 3 %.



*Model Code 2010*

Die Ermüdungsrechnung nach Model Code 2010 (FIB 2013) unterscheidet sich stärker. Hier ist eine Fallunterscheidung nach der Anzahl der ertragbaren Lastwechsel  $N$  notwendig:

$$N \leq 10^8 : \quad \log N = \frac{8}{Y-1} \cdot (S_{c,\max} - 1) \quad (6.45)$$

$$N > 10^8 : \quad \log N = 8 + \frac{8 \cdot \ln(10)}{Y-1} \cdot (Y - S_{c,\min}) \cdot \log\left(\frac{S_{c,\max} - S_{c,\min}}{Y - S_{c,\min}}\right) \quad (6.46)$$

mit

$$Y = \frac{0,45 + 1,8 \cdot S_{c,\min}}{1 + 1,8 \cdot S_{c,\min} - 0,3 \cdot S_{c,\min}^2} \quad (6.47)$$

Die Definitionen von  $S_{c,\min}$  und  $S_{c,\max}$  entsprechen dabei denen von  $E_{cd,\min}$  und  $E_{cd,\max}$  aus Eurocode 2. Außerdem unterscheidet sich der Bemessungswert der Druckfestigkeit bei Ermüdungsbeanspruchung  $f_{cd,fat}$  und es gelten andere Teilsicherheitsbeiwerte.

Die Ergebnisse der Ermüdungsberechnung nach DIN 18088, Eurocode 2 und Model Code 2010 unterscheiden sich für die hier gewählten Parameter deutlich. Zusätzliche Unsicherheiten entstehen durch die Wahl des Zählverfahrens der Spannungszyklen (hier Rainflow Counting) bzw. dessen Parameter.

#### 6.5.4 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Schädigungsrechnung und Lebensdauerabschätzung werden getrennt für Beton- und Stahlteil des Turms aufgeführt. In beiden Fällen wurden Berechnungen nach verschiedenen Normen bzw. Richtlinien durchgeführt und weitere Berechnungsparameter variiert. Die Ergebnisse werden diskutiert, und Parametersätze für die weiteren Untersuchungen wurden abgeleitet. Für die Schädigungsrechnung wurden verschiedene Zeiträume betrachtet. Im Idealfall kann der Schädigungsverlauf über dem gesamten Datenerfassungszeitraum bestimmt werden und daraus Rückschlüsse auf Umgebungs- und Betriebsbedingungen mit hohen Schädigungsbeiträgen gezogen werden. Als Datengrundlage wurden Dehnungsmessdaten verwendet, die zunächst nur eine Untersuchung an der Sensorposition zulassen. Um Schädigungen auch an höher belasteten Positionen zu berechnen, wurden Simulationsdaten oder einfache Abschätzungen genutzt.

#### Betonteil

##### *Variation von Normen und Richtlinien sowie Parametern für die Schädigungsrechnung*

Um einen Eindruck des Einflusses der gewählten Berechnungsmethode und deren Parameter auf das Ergebnis der Ermüdungsrechnung zu erhalten, wurde zunächst ein Beispieldatensatz analysiert. Die Berechnungen wurden entsprechend der verschiedenen Normen und mit unterschiedlichen Parametern und Zählverfahren durchgeführt. Als Beispieldatensatz wurde der bereits in Botz et al. (2020) verwendete 24 h-Datensatz, basierend auf Dehnungsmessungen im Turmfuß (Betonteil) verwendet. Im betrachteten Zeitraum durchläuft die Anlage verschiedene Betriebszustände: Teillast, Vollast und einen Start- und Stoppvorgang. Der Datensatz bildet damit einen großen Anteil möglicher Betriebszustände ab und eignet sich gut für eine erste Lebensdauerabschätzung.

Entsprechend Gl. 6.29 wurde dafür anhand der Dehnungsmessungen S1fsv3 und S1fsv4 im Turmfuß die maximale Spannung im Querschnitt berechnet. Der Spannungsverlauf, basierend auf 25 Hz-Daten ist in Abb. 6.27 und die korrespondierende Rotorschubkraft mit Anlagenleistung in Abb. 6.18 dargestellt.

Botz et al. (2020) führten die Ermüdungsberechnung nach Model Code 2010 durch. Das Vorgehen wird von Osterminski und Gehlen (2018) näher beschrieben. Die Implementierung und Durchführung der Berechnungen erfolgten durch die Projektpartner des Lehrstuhls für Werkstoffe und Werkstoffprüfung der TUM zunächst in MS Excel. Dazu wurde die Abtastrate des

Spannungs-Zeitsignals auf  $f_s = 5$  Hz reduziert. Für den Beispieldatensatz ergab sich eine Schädigung von  $D = 7,4 \cdot 10^{-28}$ , welche in unrealistisch hohen Lebensdauern ( $10^{24}$  Jahre) resultierte. Dabei wurden keine Teilsicherheitsbeiwerte berücksichtigt.

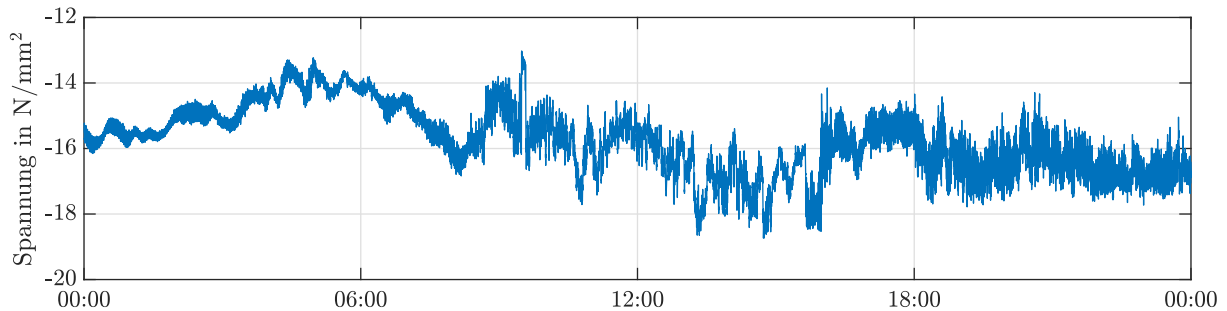


Abbildung 6.27: Verlauf der maximalen Spannung im Turmfußquerschnitt auf 2,7 m Höhe am 21.09.2018, nach Botz et al. (2020).

Botz et al. (2020) diskutierten das Ergebnis bereits dahingehend, dass die Lebensdauerabschätzung, basierend auf Wöhler-Linien und linearer Schadensakkumulation, zu unrealistischen Ergebnissen führen kann und bei Variation der Eingangsparameter stark streut. Dies bestätigt die Untersuchungen von Seidel (2002). Das Verhalten ist in Tab. 6.7 ersichtlich, welche die Ergebnisse der Ermüdungsrechnung für sieben verschiedene Parametersätze bei Berücksichtigung drei verschiedener Normen/Richtlinien zeigt. Die dazugehörigen Lebensdauern sind in Abb. 6.28 visualisiert. Die Schädigung variiert dabei um 17 Größenordnungen und erhöht sich von der in Botz et al. (2020) genannten Schädigung  $D = 7,4 \cdot 10^{-28}$  auf  $D = 2,0 \cdot 10^{-11}$ .

Teilweise können die Ergebnisse durch die Untersuchungen von Rubert et al. (2019) erklärt werden, die den Einfluss der Schwingklassenbreite sowie der Abtastrate auf das Ergebnis der Rainflow-Zählung bzw. Schädigungsrechnung betrachten: Bei Wahl zu großer Schwingklassen bzw. einer zu geringen Abtastrate wird die auftretende Schädigung unterschätzt. Dies ist bei den in MS Excel durchgeführten Berechnungen aufgetreten. Die anschließend verwendete Schwingklassenbreite und Abtastrate entspricht den Empfehlungen von Rubert et al. (2019):  $\Delta\sigma_i < 0,02$  MPa und  $f_s > 100 \cdot f_1 = 27$  Hz  $\approx 25$  Hz ( $f_1$ : erste Eigenfrequenz Turm).

Für die vorliegenden Untersuchungen wurde die Ermüdungsberechnung in Matlab implementiert und der vorhandene Rainflow-Algorithmus genutzt. Dieser verwendet höher aufgelöste Schwingklassenbreiten von  $\Delta\sigma_i = 0,01$  MPa statt den mit Excel verwendeten  $\Delta\sigma_i = 1,0$  MPa (Parametervariation 1  $\rightarrow$  2). Für den unbekanntem Zeitpunkt der ersten Ermüdungsbelastung (siehe Gl. D.13) wurde dabei ein Extremwert von  $t_0 = 2$  Jahren angenommen. Im nächsten Schritt wurde  $t_0$  auf ein Jahr reduziert und im nächsten auf  $t_0 = 56$  Tage, da dies laut DIN 18088 ohne Nachweise angenommen werden kann (2  $\rightarrow$  4). Eine weitere Änderung betrifft die in der Schädigungsrechnung bisher nicht berücksichtigten halben Schwingzyklen. Diese werden in der Parameteränderung 4  $\rightarrow$  5 mitberücksichtigt, da angenommen wird, dass sie bei der Extrapolation von 24 h auf mehrere Jahre komplettiert werden. Dies wird auch durch die IEC 61400-13 (2015) empfohlen (Rubert et al. 2019). Die Berücksichtigung halber Spannungswechsel ist auch im Stahlbau üblich; sie werden mit halber Schädigung gezählt (Schaumann et al. 2007).

Um eine Vorstellung von der tatsächlichen Lebensdauer zu bekommen, wurden Sicherheitsfaktoren (Teilsicherheitsbeiwerte) zunächst nicht berücksichtigt. Im nächsten Schritt werden die in der jeweiligen Norm gültigen Teilsicherheitsbeiwerte verwendet, da sie für die Praxis unverzichtbar sind und zu einer praxisnahen Abschätzung führen können (5  $\rightarrow$  6). Die letzte Änderung (6  $\rightarrow$  7) betrifft die zeitliche Auflösung des Spannungssignals, welche zuvor auf  $f_s = 5$  Hz begrenzt wurde. Es wird nun die für viele Untersuchungen genutzte Abtastrate von  $f_s = 25$  Hz verwendet. Für alle weiteren Untersuchungen wurde der Parametersatz 7 verwendet.

Die Parametervariationen führen zu einer deutlichen Steigerung der berechneten Schädigung. Die daraus extrapolierte Lebensdauer ist geringer als in Botz et al. (2020):  $L = 3,7 \cdot 10^{24}$  Jahre, mit  $L = 1,4 \cdot 10^8 = 140$  Mio Jahren aber immer noch unrealistisch hoch.

Tabelle 6.7: Ergebnisse Schädigungsrechnung im Beton des Turmfußes während 24 h Datensatz, berechnet mit verschiedenen Normen und Parametern; TSB=Teilsicherheitsbeiwerte.

Parametersatz	Model Code 2010	Eurocode 2	DIN 18088
1: $f_s=5$ Hz, TSB=1, keine Halbzyklen, binsize 1 MPa	$7,4 \cdot 10^{-28}$		
2: $f_s=5$ Hz, TSB=1, keine Halbzyklen, binsize 0,01 MPa, $t_0=730$ d	$1,0 \cdot 10^{-24}$	$2,4 \cdot 10^{-22}$	$5,5 \cdot 10^{-24}$
3: $f_s=5$ Hz, TSB=1, keine Halbzyklen, binsize 0,01 MPa, $t_0=365$ d	$1,5 \cdot 10^{-24}$	$3,7 \cdot 10^{-22}$	$7,4 \cdot 10^{-24}$
4: $f_s=5$ Hz, TSB=1, keine Halbzyklen, binsize 0,01 MPa, $t_0=56$ d	$1,0 \cdot 10^{-23}$	$3,8 \cdot 10^{-21}$	$5,5 \cdot 10^{-23}$
5: $f_s=5$ Hz, TSB=1, Halbzyklen zählen, binsize 0,01 MPa, $t_0=56$ d	$3,1 \cdot 10^{-20}$	$8,5 \cdot 10^{-17}$	$3,0 \cdot 10^{-18}$
6: $f_s=5$ Hz, TSB angewendet, Halbzyklen zählen, binsize 0,01 MPa, $t_0=56$ d	$1,5 \cdot 10^{-18}$	$6,2 \cdot 10^{-12}$	$1,5 \cdot 10^{-11}$
7: $f_s=25$ Hz, TSB angewendet, Halbzyklen zählen, binsize 0,01 MPa, $t_0=56$ d	$1,3 \cdot 10^{-15}$	$8,1 \cdot 10^{-12}$	$2,0 \cdot 10^{-11}$
8: Parameter wie 7, Spannungen an Sensor S1fsv1 als Datengrundlage	$5,2 \cdot 10^{-15}$	$1,7 \cdot 10^{-11}$	$3,6 \cdot 10^{-11}$

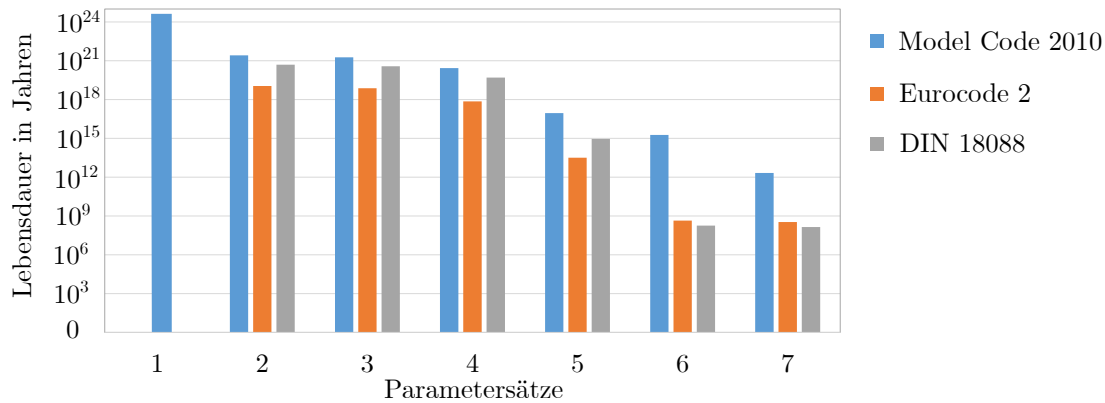


Abbildung 6.28: Aus Schädigung im Beton des Turmfuß während 24 h berechnete Lebensdauer.

Zur weiteren Einordnung der Ergebnisse müssen die in Abschn. 6.1.2 beschriebenen Ungenauigkeiten der faseroptischen Dehnungsmessung berücksichtigt werden. Durch den Temperatureinfluss ergibt sich eine Verfälschung der quasistatischen Signalanteile. Bei der Maximalspannungsberechnung kommt es dadurch teilweise zu einer Erhöhung der Spannungsminima, welche die Ermüdungsschädigung geringer erscheinen lassen. Folglich ergeben sich für direkt an den Sensorpositionen bestimmte Spannungsverläufe teils höhere Schädigungen. Die höchste Schädigung wurde an der Sensorposition S1fsv1 berechnet, siehe Parametervariation 8 in Tab. 6.7. Das für den Stahlteil angewandte Vorgehen der Berechnung der Ermüdungsschädigung über den gesamten Umfang scheidet hier ebenfalls an den fehlerbehafteten (quasi-)statischen Signalanteilen.

Zum Zeitpunkt der Erstveröffentlichung (Botz et al. 2020) waren die Störeffekte des faseroptischen Messsystems noch nicht bekannt. Da auch der (quasi-)statische Anteil der Spannung für die Ermüdungsschädigung relevant ist, können die hier erzielten Ergebnisse nur als grobe Abschätzung dienen. Zur Veranschaulichung des großen Einflusses der gewählten Berechnungsparameter können sie genutzt werden.

#### Variation der betrachteten Position

Diese Störeffekte erklären die unrealistisch hohe berechnete Lebensdauer nicht vollständig. Nächster Schritt zur Steigerung der Aussagekraft der Untersuchung ist daher die Variation der Datengrundlage bzw. die Betrachtung von Turmabschnitten, die höheren Spannungen ausgesetzt sind. Der verwendete Datensatz wurde im Turmfuß erhoben. Wie in Abb. 6.24 ersichtlich, wirken im

oberen Teil des Turmes deutlich höhere Spannungen. Die Lebensdauerberechnung für Positionen im Turmfuß ist folglich wenig aussagekräftig.

Es wurde daher die Spannung im Hot-Spot in 57 m Höhe von 23:00 bis 24:00 des zuvor betrachteten Tagesdatensatzes mithilfe der FE-Simulation berechnet. In diesem Bereich weist der Beton eine höherer Festigkeitsklasse auf und verfügt damit über einen höheren Widerstand gegen Ermüdung. Anhand der in Matlab implementierten Schädigungsrechnung und den aktualisierten Parametern nach Parametersatz 7 (Tab. 6.7) ergibt sich eine deutlich höhere Schädigung und eine Lebensdauer von 989 Jahren (siehe Tab. 6.8, Eintrag „1 h, 57 m“). Man gelangt zwar deutlich näher an den Bereich realistischer Werte, trotzdem erscheint der Wert weiterhin zu groß.

Tabelle 6.8: Ergebnisse Schädigungsrechnung und Lebensdauerabschätzung Beton; \*für den Datensatz wurde der höhere Spannungsverlauf in 57 m Höhe zugrunde gelegt \*\* mit um 5 % reduzierten Spannungsamplituden.

Datensatz	Schädigung $D$	Lebensdauer $L$ in Jahren
Messdaten, 24 h, 3 m	$2,0 \cdot 10^{-11}$	$1,4 \cdot 10^8$
Messdaten, 1 h, 3 m	$1,2 \cdot 10^{-17}$	$9,3 \cdot 10^{12}$
Simulationsdaten, 1 h, 57 m	$1,2 \cdot 10^{-7}$	989
Simulationsdaten, 1 h, 49 m*	$5,5 \cdot 10^{-6}$	21
Simulationsdaten, 1 h, 49 m**	$3,5 \cdot 10^{-7}$	322

Ein mögliche Ursache könnte die Wahl des Hot-Spots sein. Aufgrund der unterschiedlichen Betonfestigkeiten vermittelt Abb. 6.24 für die Hot-Spot Identifikation ein unvollständiges und evtl. missleitendes Bild. Die tatsächliche hinsichtlich Lebensdauer kritische Position liegt wahrscheinlich nicht im Bereich der maximalen Spannung, sondern unterhalb im Bereich von Beton mit niedrigerer Festigkeit. Zur Bestimmung der Hot-Spots sollte die maximale, auf die jeweilige Betonfestigkeit bezogene, Spannung herangezogen werden.

Der auf diese Weise zu ermittelnde Hot-Spot konnte anhand des FE-Modells bei Fertigstellung des Projekts nicht mehr bestimmt werden. Der Übergang zur niedrigeren Festigkeitsklasse befindet sich jedoch zwei Segmente (8 m) tiefer, in 49 m Höhe. In Abb. 6.24 erscheint der Bereich maximaler Spannung über einen relativ großen Höhenbereich ausgedehnt. Daher wurde eine Schädigungsrechnung für die niedrigere Betonfestigkeitsklasse (49 m Höhe) unter Annahme des Spannungsverlaufs in 57 m Höhe durchgeführt. Es ergibt sich eine höhere Schädigung und niedrigere Lebensdauerschätzung von 20,8 Jahren (siehe Tab. 6.8, Eintrag „1 h, 49 m\*“). Der Wert liegt knapp über der Auslegungslebensdauer und plausibilisiert das Vorgehen.

Unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Annahmen bedeutet das nicht, dass eine Lebensdauererlängerung unmöglich ist. Größte Schwachstelle der Untersuchung ist die geringe Betrachtungsdauer von nur einer Stunde. Durch Messunsicherheiten und durch den exponentiellen Zusammenhang zwischen Spannungen und Schädigung ergibt sich ein großer Bereich möglicher Ergebnisse: Eine Reduktion der vorherrschenden Spannung um 5 % führt bereits zu einer Erhöhung der Lebensdauerabschätzung von 20,8 auf 322 Jahre (siehe Eintrag „1 h, 49 m\*\*“).

Die von Seidel (2002) erwähnte hohe Empfindlichkeit der Ergebnisse der Ermüdungsrechnung auf kleine Änderungen der Eingangsparameter tritt auch hier deutlich zu Tage. Der präzisen Bestimmung der Dehnungen/Spannungen kommt folglich eine große Bedeutung zu. Die fünfprozentige Änderung liegt im Bereich der Messunsicherheiten und der Modellgenauigkeit, die sich direkt auf das Ergebnis auswirken. Für eine sinnvollen Abschätzung der Lebensdauer müssen die Unsicherheiten der verwendeten Mess- oder Simulationsdaten berücksichtigt werden. Voraussetzung für eine sinnvolle Abschätzung ist eine hochgenaue Messung unter Ausschluss von Störsignalen mit genauer Quantifizierung der Messunsicherheiten.

#### *Auswahl des Zeitintervalls*

Ein großer Einflussfaktor ist die Wahl des Zeitausschnitts des betrachteten Spannungsverlaufs. Die Lebensdauer wurde hier aus der Schädigung während des Betriebs der Anlage über einer

Stunde extrapoliert. Das Zeitintervall bildet damit nur eine geringe Teilmenge der tatsächlich auftretenden Betriebszustände ab. Tab. 6.8 zeigt einen Vergleich der Schädigung bzw. Lebensdauer, basierend auf Daten im Turmfuß für 24 h und 1 h. Die aus dem 24 h Datensatz bestimmte Lebensdauer ist deutlich kleiner als die aus dem 1 h-Datensatz gewonnene. Folglich würde die Lebensdauer auch im Hot-Spot (57 m) bei einer größeren Datenbasis sinken und wahrscheinlich Werte kleiner als 989 Jahre erreichen. Gleiches gilt für die in 49 m Höhe bestimmte Schädigung. Da dort gleichzeitig eine höhere Spannung angenommen wurde, könnten sich bei genauerer Bestimmung der Spannungen die Effekte ausgleichen.

Aufgrund des hohen Rechenaufwands und der daraus resultierenden langen Rechenzeiten der transienten Analyse konnten bei Projektabschluss keine weiteren Spannungsdaten für längere Zeiträume oder andere Positionen aus der Simulation gewonnen werden. Es wurde versucht, einfache Abschätzungen des Schädigungsverlaufs aus Dehnungsmessdaten im Betrachtungszeitraum von einem Jahr abzuleiten. Dies wurde sowohl für die Messpositionen als auch über einfache proportionale Zusammenhänge für die Hot-Spots durchgeführt und ist in Anhang D dokumentiert. Die Ergebnisse erscheinen stark verfälscht durch den Temperaturstöreffekt.

Im Folgevorhaben sollen Modellreduktionsmethoden genutzt werden, um die Rechenzeit zu reduzieren und die Berechnung beliebig langer Spannungszeitreihen zu ermöglichen (Botz et al. 2020). Typischerweise genutzte Verfahren sind in Absch. 2.5 erläutert. Für eine realistische Lebensdauerabschätzung müssen deutlich längere Spannungsverläufe zugrunde gelegt werden, die alle relevanten Betriebsbedingungen enthalten (siehe IEC design load cases). Im Idealfall sollte die Schädigungsrechnung anhand von Messdaten in Hot-Spots erfolgen, die seit Inbetriebnahme der Anlage bzw. schon beim Bau überwacht werden. Zusätzlich werden genaue Daten zu den statischen Spannungsanteilen aus Eigengewicht und Vorspannung benötigt, da die Schädigung vom Mittelspannungsniveau abhängt. Statische Spannungen können mit nachträglich installierten Dehnungssensoren nicht ohne Weiteres erfasst werden.

## Stahlteil

### *Vergleich der Schädigung für den gleichen 24h Datensatz*

Für einen Vergleich der Ermüdungsbeanspruchung in Beton- und Stahlteil wurden Berechnungen für den gleichen 24 h Zeitraum anhand der Dehnungsmessdaten S2DMS und S3DMS durchgeführt. Beide Sensorpositionen befinden sich in unmittelbarer Nähe von Flanschen. Die Berechnungen anhand der Kerbfälle beziehen sich damit entweder auf die Schweißnaht in Umfangsrichtung am Flansch oder auf vertikale Schweißnähte der Turmwand oder auf Schweißnähte an Anbauteilen, siehe Absch. 6.5.3. Entsprechend wurden zunächst Berechnungen für drei Kerbfälle:  $\Delta\sigma_C = 71 \text{ N/mm}^2$ ,  $\Delta\sigma_C = 80 \text{ N/mm}^2$  sowie  $\Delta\sigma_C = 90 \text{ N/mm}^2$  nach DIN18088 und Eurocode 3 durchgeführt. Aus den berechneten Schädigungen während 24 h wurden Lebensdauern extrapoliert, da die Lebensdauerwerte intuitiv besser bewertet werden können. Dabei wird eine täglich gleichbleibende Schädigung zugrundegelegt, was nur eine grobe Näherung darstellen kann.

Es wurden Spannungen entlang des Turmumfangs und die zugehörige Schädigung berechnet. Dieses Vorgehen wurde erst durch die durchgängige Datenverarbeitung und Implementierung der Schädigungsrechnung in Matlab möglich. Dargestellt wird nur der Bereich 0-180°, da angenommen wird, dass gegenüberliegende Spannungen und damit auch die Schädigung gleiche Beträge aufweisen. Abb. 6.29a zeigt die aus der Schädigung resultierende Lebensdauer entlang des Umfangs auf Ebene S2, berechnet nach DIN 18088 mit Kerbfall 71 anhand zwei verschiedener Sensorkombinationen.

Der größte Anteil der dynamischen, für die Turmermüdung relevanten, Lasten entsteht durch die Windanströmung und wirkt in Windrichtung. Das Maximum der Ermüdungsschädigung befindet sich folglich meist in dieser Richtung. Der betrachtete 24 h-Datensatz stellt eine Ausnahme dar. Das Maximum der Schädigung, bzw. das Minimum der Lebensdauer ist um ca. 30° zur Hauptwindrichtung/mittleren Windrichtung (Mittelwert der Windrichtung im betrachteten Zeitraum, Angabe als 0°) verschoben. Ursache könnte die hohe Varianz der Windgeschwindigkeit und -richtung im betrachteten Zeitraum sein. Die Windrichtung variiert dabei um 146°.

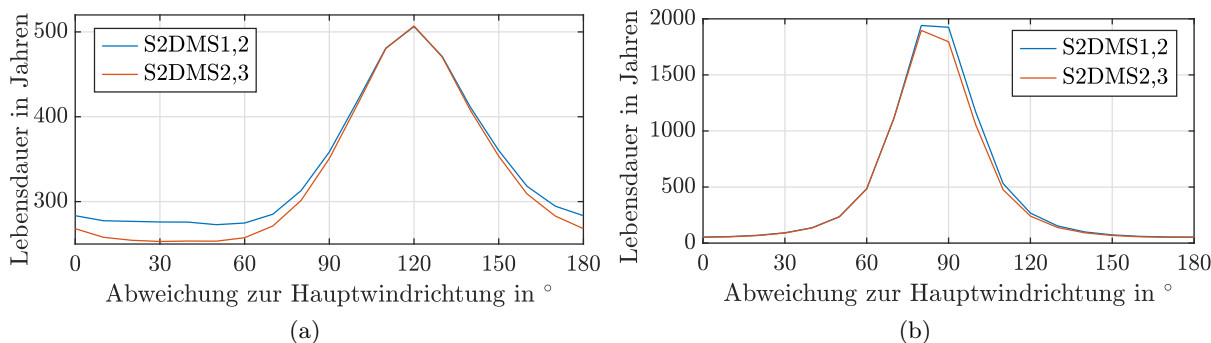


Abbildung 6.29: (a) Aus 24 h Datensatz bestimmte Lebensdauer über Umfangswinkel, nach DIN 18088 für KF 71, bezogen auf mittlere Windrichtung auf Ebene S2 am (a) 21.09.18, (b) 24.09.18.

Es wurden Schädigungen für weitere 24 h-Datensätze berechnet, die im Mittel Schädigungsmaxima in Windrichtung zeigten. Ein repräsentatives Ergebnis ist in Abb. 6.29b dargestellt. Die Windrichtung variiert für diesen Datensatz deutlich weniger mit einer maximalen Änderung von 65°. Gleichzeitig stimmen die Ergebnisse unterschiedlicher Sensorkombinationen besser überein. Untypisch ist die hohe Schädigung während dieses Zeitraumes, auf deren Basis sich eine Lebensdauer von 52 Jahren ergibt, im Gegensatz zu 253 Jahren beim ursprünglichen 24 h-Datensatz.

Für die Dehnungsmessdaten S3DMS wurde die gleiche Analyse durchgeführt. Wie bereits erwähnt, unterscheiden sich die Messdaten der gegenüberliegenden Sensoren hier deutlicher. Die Ergebnisse aus verschiedenen Datenquellen weichen daher stark voneinander ab. Auch die Schädigung über dem Umfang unterliegt größeren Schwankungen als für S2DMS. In der Regel erfährt auch hier die Umfangsposition in Hauptwindrichtung die höchsten Ermüdungslasten. Im betrachteten 24 h-Datensatz ist dies nicht der Fall. Die entsprechenden Abbildungen für die gleichen Zeiträume an Position S3 sind in Abb. D.4 dargestellt.

Die Berechnungen wurden nach zwei Normen und für die drei Kerbfälle durchgeführt. Bei unterschiedlichen Ergebnissen je nach Kombination der Sensoren wurde stets die höhere Schädigung berücksichtigt. Die aus der jeweils höchsten Schädigung über dem Umfang abgeleiteten Lebensdauern sind in Tab. 6.9 aufgeführt.

Tabelle 6.9: Aus Schädigungsrechnung bestimmte Lebensdauer in Jahren auf Basis des 24 h-Datensatzes.

	<b>Kerbfall 71</b>	<b>Kerbfall 80</b>	<b>Kerbfall 90</b>
S2, DIN 18088	253	416	666
S2, Eurocode 3	148	241	396
S3, DIN 18088	129	216	363
S3, Eurocode 3	81	142	249

Die Werte bewegen sich, im Gegensatz zu den Ergebnissen der Ermüdungsrechnung im Betonteil, in einer realistischen Größenordnung, wobei die Lebensdauer noch überschätzt erscheint. Ein grundsätzlicher Unterschied in der Berechnungsweise ist die Berücksichtigung von Kerbfällen bei Betrachtung von Stahlkonstruktionen und damit indirekt die Berücksichtigung von Spannungskonzentrationen. Für den Betonteil werden die Nennspannungen direkt zur Ermüdungsberechnung angesetzt.

Für die verschiedenen Kerbfälle bleibt das Verhältnis der Ergebnisse näherungsweise konstant. Die höchste Schädigung ergibt sich für S3DMS und Kerbfall 71 bei Berechnung nach Eurocode 3. Die Berechnungen nach DIN 18088 ergeben geringere Schädigungswerte, wahrscheinlich hauptsächlich aufgrund des höher gewählten Teilsicherheitsbeiwerts für Festigkeiten bei der Berechnung nach Eurocode 3. Die Wahl erfolgte nach eigener Einschätzung. Da DIN 18088 einen anderen Teilsicherheitsbeiwert vorschreibt, ist der für die Berechnung nach Eurocode 3 gewählte Wert wahrscheinlich ungeeignet. Die Ergebnisse für S3DMS müssen kritisch bewertet werden, da

die Messung womöglich von Spannungskonzentrationen beeinflusst wird, was nach dem Nennspannungskonzept vermieden werden sollte.

#### *Schädigungsverlauf über Betrachtungszeitraum von 3,5 Jahren*

Für eine Untersuchung der tatsächlichen Lebensdauer müssen längere Zeiträume zugrunde gelegt werden, welche alle Umgebungs- und Betriebsbedingungen abdecken. Der dafür notwendige Mindestbetrachtungszeitraum soll im Folgenden ermittelt werden.

Als Berechnungsvorschrift wurde die DIN 18088 verwendet. Als Kerbfall könnte nach Eurocode 3  $KF=80$  für Schweißnähte an Anbauteilen angenommen werden (siehe Absch. 6.5.3). Für eine konservative Abschätzung der Schädigung wird zunächst der in der Literatur als typisch genannte Kerbfall 71 verwendet (Burton et al. 2011).

Zur Analyse des Schädigungsverlaufs über den gesamten Zeitraum der Datenerfassung von 3,5 Jahren wurde eine kumulative Schädigungsrechnung in Hauptwindrichtung Westen (siehe Windrosen, Abb. 3.3) vorgenommen. Die Schädigungsrechnung erfolgt jeweils über den Zeitraum von 24 h. Die erhaltenen Schädigungswerte werden kumuliert dargestellt. Für jeden kumulierten Schädigungswert kann unter Beachtung des berücksichtigten Schädigungszeitraums eine Lebensdauer extrapoliert werden. Die Lebensdauerschätzung wird für Schädigungsdaten ab 2017 dargestellt. Auf diese Weise umfasst der betrachtete Datensatz drei ganze Jahre, wodurch jahreszeitliche Schwankungen gemittelt werden. Zusätzlich wird der Einfluss des in Absch. 6.1.3 beschriebenen Tauschs des Hauptlagers, aufgrund dessen die Anlage längere Zeit stillstand, vermieden. Die Ergebnisse sollen zur Abschätzung eines notwendigen Mindestbetrachtungszeitraums genutzt werden. Der Verlauf der Schädigung und der extrapolierten Lebensdauer ist für die Messpositionen S2DMS und S3DMS in Abb. 6.30 dargestellt.

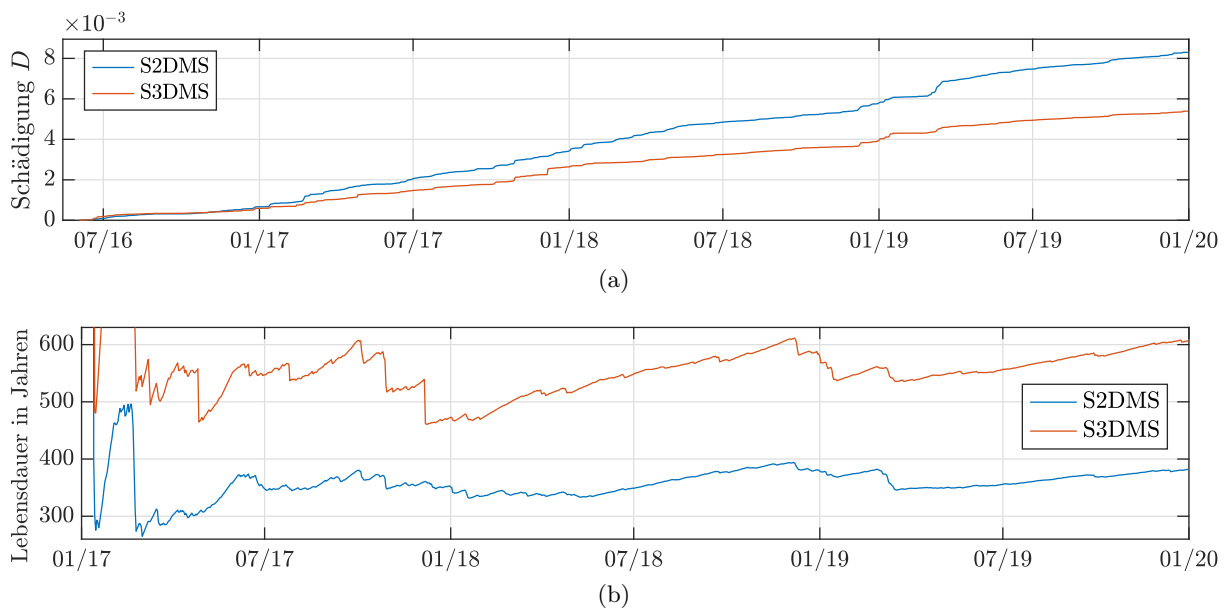


Abbildung 6.30: (a) Verlauf der kumulierten Schädigung und (b) der extrapolierten Lebensdauer ab 2017; jeweils berechnet aus Dehnungsmessungen im Fuß des Stahlturms (S2DMS) und im Turmkopfbereich (S3DMS).

Die Schädigungsentwicklung verläuft näherungsweise linear mit abschnittsweise variierender Steigung und einzelnen sprunghaften Anstiegen. Bei näherer Betrachtung zeigen sich auch in linear erscheinenden Bereichen stufenförmige Verläufe. Im Bereich der Stillstandszeit wegen des Lagertauschs im September 2016 trat keine nennenswerte Schädigung auf. Für S2DMS ergaben sich höhere Schädigungen als für S3DMS. Die höchsten Schädigungen für S2DMS ( $D > 1 \cdot 10^{-4}$ ) während eines Tages sind am 29.10.17 und am 10.03.19 zu verzeichnen. Die Zeitpunkte sind im Verlauf von Schädigung und Lebensdauer deutlich erkennbar. Die prognostizierte Lebensdauer stabilisiert sich für den vorliegenden Datensatz ab einem Betrachtungszeitraum von ca. drei



bis sechs Monaten und schwankt danach im Bereich  $\pm 15\%$  des Endwerts. Aus der beobachteten Schädigung während drei Jahren (2017-2019) ergeben sich Lebensdauern von 380 (S2DMS) bzw. 600 Jahren (S3DMS).

Diese Werte müssen kritisch hinterfragt werden, einerseits aufgrund der Messunsicherheiten, andererseits aufgrund der Tatsache, dass die Lebensdauerschätzung allein auf historischen Daten basiert. Es zeigt sich, dass innerhalb kurzer Zeiträume verhältnismäßig große Schädigungen auftreten können. Vom 01.03.19 bis 18.03.19 sinkt die prognostizierte Lebensdauer beispielsweise um 34 Jahre, obwohl bereits ein relativ großer Beobachtungszeitraum von ca. 2 Jahren zugrunde liegt. Die Wahrscheinlichkeit solcher Schädigungsereignisse sollte für eine abschließende Einordnung der Lebensdauerschätzung berücksichtigt werden. Loraux (2018) beschreibt ein mögliches Vorgehen zur Extrapolation von Extremlasten auf Basis von Dehnungs- und SCADA-Daten.

#### *Schädigungsverlauf über 24 h bei Sturmereignis (Sturmtief Eberhard)*

Ursache der hohen Schädigung sind im Fall der zwei o. g. Tage mit höchster Schädigung Sturmereignisse mit Windgeschwindigkeiten  $v > 25$  m/s, bei denen die Abschaltwindgeschwindigkeit überschritten wird und die Anlage mehrfach stoppt und startet. Der Tag mit höchster Ermüdungsschädigung im Zeitraum von 3,5 Jahren wird näher betrachtet. Abb. 6.31a zeigt dazu Spannungsverläufe an ausgewählten Sensorpositionen zusammen mit Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl. Die Windgeschwindigkeit liegt mit Ausnahme des Vormittags stets über der

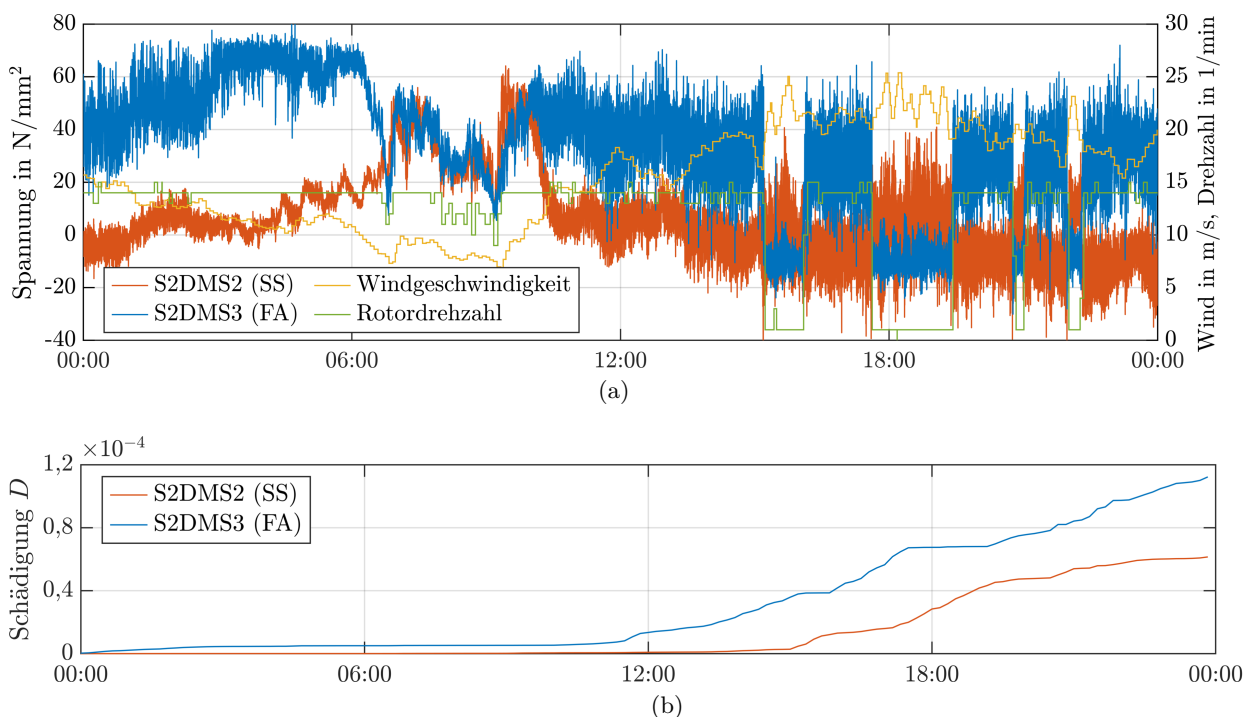


Abbildung 6.31: (a) Spannungsverlauf an Sensorpositionen mit Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl am Tag mit höchster Schädigung (10.03.19), (b) Verlauf der Schädigung.

Nennwindgeschwindigkeit von  $v = 11$  m/s und erreicht ab Nachmittag Werte über  $v = 20$  m/s bis hin zur Abschaltwindgeschwindigkeit von  $v = 25$  m/s. Die Start-/Stoppvorgänge wegen Überschreitung der Abschaltwindgeschwindigkeit sind in der Rotordrehzahl klar erkennbar, die sonst stets im Bereich der Nenn Drehzahl von  $\Omega = 14$  U/min liegt. Die Start-/Stoppvorgänge sind auch in den Dehnungs-/Spannungsmessdaten eindeutig sichtbar, besonders für Sensorposition S2DMS3, welche in westlicher Richtung orientiert ist (Windrichtung/FA-Richtung in diesem Datensatz). Bei Betrieb treten hier hohe Zugspannungen mit großen Schwingbreiten auf. Im Stillstand wechselt die Spannung in den Druckbereich aufgrund des Gondelmoments. Die Druckspannung entspricht dem aus dem Gondelmoment erwarteten Betrag von  $\sigma = 17$   $\text{N/mm}^2$ .

Bei Start-/Stoppvorgängen findet jeweils ein Spannungszyklus mit sehr großer Schwingbreite



von  $\Delta\sigma \approx 80 \text{ N/mm}^2$  statt. Aufgrund des exponentiellen Zusammenhang zwischen ertragbaren Lastwechseln bzw. Schädigung und Schwingbreiten (siehe Gl. 6.39) ergeben sich hohe resultierende Schädigungsbeträge.

Abb. 6.31b stellt den Spannungen die Schädigung im Tagesverlauf gegenüber. Bis mittags nimmt die Schädigung nur geringfügig zu, während sie ab 12:00 mit der erhöhten Windgeschwindigkeit deutlich steigt. Stillstandszeiten sind klar erkennbar mit stagnierender Schädigung für S2DMS3 in Windrichtung. Besonders zwischen den ersten zwei Stillständen steigt die Schädigungskurve steil an.

Die Schädigung in SS-Orientierung (S2DMS2) zeigt hier ein gegenläufiges Verhalten. Sie nimmt bei Stillstand deutlich stärker zu als bei Betrieb. Bei genauer Betrachtung der Spannungsverläufe sind die höheren Spannungsamplituden bei Stillstand erkennbar. Sie entstehen wahrscheinlich durch die in SS-Richtung orientierte größere Rotorblattfläche bei Pitchwinkeln von  $\beta \approx 90^\circ$ . Zwar sind die Rotorblätter aus der Windvorzugsrichtung gedreht, trotzdem wirken durch Turbulenz und Böen mit variierender Windrichtung wahrscheinlich hohe Kräfte auf die Rotorblätter und in SS-Richtung auf den Turm.

#### *Spannungsüberhöhung*

Im Rahmen des MISTRALWIND-Projekts wurden keine Hot-Spots im Stahlteil des Turms bestimmt, da der Fokus der Untersuchungen auf dem Betonteil lag. Ermüdungsrelevante Konstruktionsdetails könnten sich also in anderen Bereichen befinden und höhere Schädigungen erfahren. Loraux (2018) ermittelte am Stahlrohrturm einer 2 MW WEA einen Hot-Spot Position auf 40 % der Höhe. Der Zusammenhang der im Hot-Spot auftretenden Spannungen und der Turmfußspannungen war linear und im Hot-Spot um 60 % erhöht. Der Zusammenhang wurde anhand einer FE-Simulation ermittelt und messtechnisch validiert.

Eine ähnliche Spannungserhöhung könnte hier auch auftreten. Für eine realistische Lebensdauerabschätzung ist die Ermittlung der Position mit höchsten Spannungsschwankungen essentiell. Es wurde untersucht, ob eine solche Spannungserhöhung hier zu plausiblen Ergebnissen führt. Die Schädigungsrechnung wurde daher für 2017-2019 mit um 60 % erhöhten Spannungswerten (basierend auf Messdaten im Fuß des Stahlteils, S2DMS) durchgeführt. Für die Lebensdauer, basierend auf erhöhten Spannungsdaten, ergab sich ein Wert von 66 Jahren.

Zur Abschätzung des Einflusses von Messunsicherheiten wurden Berechnungen für um 5 % variierte Spannungszeitreihen jeweils auf Basis der unveränderten und der erhöhten Spannungen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tab. 6.10 zusammengefasst. Sie legen nahe, dass auch für Hot-Spot-Positionen noch Potential für eine Lebensdauererlängerung bestehen könnte.

Die Änderung der Schädigung/Lebensdauer bei 5 %-Abweichungen der zugrundeliegenden Spannungsamplituden wird für höhere Spannungslevel geringer. Durch Quantifizierung der Unsicherheiten der Spannungsmessung/-berechnung können folglich sinnvolle Konfidenzintervalle der Lebensdauer bestimmt werden.

Tabelle 6.10: Lebensdauer in Jahren aus Spannungsverläufen über 3 Jahre (2017-2020), erhoben in Turmfuß des Stahlteils (S2DMS) mit variierten Amplituden.

Amplitudenvariation	-5 %	0 %	+5 %	+55 %	+60 %	+65 %
Lebensdauer	469	380	315	74	66	60
Lebensdauervariation	+23 %		-17 %	+12 %		-9 %

Für die vorliegende Anwendung kann anhand der Untersuchungen abgeleitet werden, dass im Bereich von Turmfuß und Turmkopf des Stahlteils im Beobachtungszeitraum von 3,5 Jahren die Ermüdungsschädigung wenig fortgeschritten ist. Ein Weiterbetrieb über 20 Jahre sollte hinsichtlich der Ermüdungsschädigung an diesen Positionen problemlos möglich sein. Es wurden jedoch keine Hot-Spots für den Stahlurm ermittelt, sondern nur anhand vergleichbaren Untersuchungen die Schädigungswerte in möglichen Hot-Spots abgeschätzt. Nach der Abschätzung ist ein Weiterbetrieb möglich. Der Zusammenhang der Spannungserhöhung aus anderen Untersu-

chungen ist jedoch wahrscheinlich nicht direkt übertragbar, sodass die Abschätzung eine stark begrenzte Aussagekraft besitzt. Für eine höhere Aussagekraft müssen die Schädigungswerte bzw. Lebensdauern mit Dehnungs-/Spannungswerten in Hot-Spots für die vorliegende Anlage ermittelt werden: Idealerweise durch Dehnungsmessungen, alternativ modellgestützt, oder anhand eines validierten Zusammenhangs zu anderen Messgrößen.

Der Einfluss einzelner Sturmereignisse auf die Ermüdungsschädigung verdeutlicht die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Überwachung. Die Lebensdauer könnte durch ein frühzeitiges Abschalten bei Vorhersagen sehr hoher Windgeschwindigkeiten erhöht werden. Alternativ könnten Regelungsmechanismen etabliert werden, die ein wiederholtes Start-/Stopverhalten bei schädigungsintensiven Windverhältnissen verhindern. Besonders für vorgeschädigte Anlagen, die sich am Ende ihrer Nennlebensdauer oder in der Lebensdauerverlängerung befinden, könnten entsprechende Maßnahmen sinnvoll sein. Der Vorschlag zeigt beispielhaft, wie aus Monitoring-Daten Optimierungspotentiale für das Betriebsverhalten abgeleitet werden können.

### 6.5.5 Ausblick

Eine abschließende Aussage zur Restlebensdauer des WEA-Turms kann weder für den Beton noch für den Stahlteil getroffen werden. Hierfür müssen Hot-Spots genauer bestimmt und längere Spannungs-Zeit-Signale für diese Positionen gemessen oder berechnet werden. Die Ermüdungsschädigungen im Turmfuß, Turmkopf, sowie im Fuß des Stahlturms nehmen im Betrachtungszeitraum von einem Jahr (Betonteil, Turmfuß), bzw. 3,5 Jahren (Stahlteil) nur geringe Werte an, sodass ein Weiterbetrieb über 20 Jahre für diese Positionen problemlos möglich sein sollte.

Eine Vorauswahl der Hot-Spots könnte anhand des FE-Modells unter Aufbringung einer statischen Rotorschubkraft erzielt werden, indem die wirkenden Spannungen über der Höhe berechnet werden. In einem weiteren Schritt sollte anhand einer typischen, dynamischen Last verifiziert werden, dass hier tatsächlich die maximalen Schädigungen auftreten.

Als nächstes müssten Spannungs-Zeitsignale in den Hot-Spots über einen Zeitraum von mehreren Monaten, idealerweise mind. aus einem Jahr, ermittelt werden – entweder durch die Installation von Dehnungssensoren an den entsprechenden Positionen oder durch die Anwendung von „Virtual Sensing“ Verfahren (siehe Absch. 2.5).

Verschiedene Möglichkeiten dafür existieren, teilweise basieren sie auf der Modellreduktion eines FE-Modells. Die Verfahren müssen die Berechnung langer Zeitreihen ermöglichen. Die Anwendung von „Virtual Sensing“ oder anderer modellgestützter Verfahren führt unweigerlich zur Einführung zusätzlicher Unsicherheiten in die Datenanalyse. Zusammen mit der besprochenen hohen Abhängigkeit der Schädigungsrechnung von den Spannungswerten müssen Unsicherheiten in der Spannungsermittlung soweit wie möglich reduziert werden. Für Beton ergeben sich höhere Unsicherheiten durch die zusätzliche Abhängigkeit von der Mittelspannung. Hinzu kommt, dass der statische Spannungsanteil messtechnisch nur schwer bestimmbar ist.

Falls möglich, ist eine direkte Dehnungs-/Spannungsmessung vorzuziehen, auch wenn diese ebenfalls fehlerbehaftet ist. Eine Abschätzung der Unsicherheiten sollte in jedem Fall durchgeführt werden, im Idealfall durch eine vollständige Fehlerrechnung, welche die Angabe einer quantifizierten Unsicherheit der Lebensdauerschätzung ermöglicht.

Die Abschätzungen mit erhöhten Lastannahmen für mögliche Hot-Spots ergeben Lebensdauern von mehr als 20 Jahren: für den Stahlteil im Bereich von 60-74 Jahren und für den Betonteil, basierend auf sehr kurzen Betrachtungszeiträumen im Bereich von 21-322 Jahren. Unter Beachtung der genannten Verbesserungen erscheint eine sinnvolle Lebensdauerprognose mit dem vorgestellten Verfahren möglich.

Andere Ansätze zur Lebensdauerverlängerung, zum Beispiel basierend auf der Anzahl der Betriebsstunden oder der Windrichtungsverteilung, sind einfacher umsetzbar. Das vorgestellte Konzept zur Erfassung der tatsächlich eingebrachten Schädigung, idealerweise ab Errichtung der Anlage, kann eine volle Ausnutzung des Potentials der Lebensdauerverlängerung ermöglichen. Die Auswertung kann je nach Messdatenverarbeitung kontinuierlich oder quasi-kontinuierlich durchgeführt werden und auf diese Weise nahezu eine Echtzeit-Überwachung der Lebensdauer

ermöglichen. Entsprechende Systeme sind in der Richtlinie für den Weiterbetrieb bisher nicht vorgesehen (DNVGL-ST-0262 2016).

Neben der Werkstoffermüdung müssen weitere Schädigungsmechanismen durch andere Lastfälle, aber auch Umwelteinflüsse oder chemische Prozesse berücksichtigt werden. Eine kontinuierliche Überwachung aller Schädigungsprozesse ist schwierig umsetzbar, sodass Inspektionen weiterhin notwendig sind. Auch Schädigungen weiterer (Turm-)Komponenten sind zu berücksichtigen, wie Spannglieder oder Verbindungselemente.

# Kapitel 7

## Zusammenfassung und Ausblick

### 7.1 Zusammenfassung

Das Structural Health Monitoring (SHM) ermöglicht eine Kostenreduktion und eine effiziente Nutzung von Ressourcen. Erreicht wird dies, indem Wartungen, Reparaturen und Betriebsverhalten, basierend auf Messdaten und Datenauswertungsergebnissen, optimiert werden. Schäden und Folgeschäden können vermieden – und die Lebensdauer durch die Vorhersage von Ermüdungsschädigung verlängert werden. Im Fall von Windenergieanlagen (WEA) führt dies zu geringeren Stromgestehungskosten, was die Energiewende und die Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens unterstützt. Das SHM umfasst viele Aspekte und Teilaufgaben. Drei davon wurden im Rahmen dieser Arbeit behandelt und am Beton-Stahl-Hybridturm einer 3 MW WEA mit 142,5 m Nabenhöhe umgesetzt:

1. Optimierter Messaufbau
2. Überwachung modaler Parameter
3. Ermüdungsschädigung und Lebensdauerprognose

Die drei Teilaufgaben lassen sich in ein Konzept zur modellgestützten Lebensdaueranalyse einordnen, welches im Rahmen des Forschungsprojekts MISTRALWIND zusammen mit Projektpartnern entwickelt wurde (siehe Abb. 1.1). Die Möglichkeit der Weiterentwicklung des Konzepts zu einem Digitalen Zwilling über ein automatisches Modellupdate und eine weitere Rückkopplung vom Modell zur realen Struktur wurde im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt. Das FE-Modell wurde dabei von Projektpartnern des Lehrstuhls für Statik der TUM erstellt, die Modellvalidierung und Datennutzung erfolgte in enger Zusammenarbeit. Im Folgenden werden die Arbeiten der einzelnen Schwerpunkte zusammengefasst.

#### **Schwerpunkt 1: Optimierter Messaufbau**

Zunächst wurde ein Konzept für einen optimalen Messaufbau zur Last- und Schwingungsmessung aus der Literatur abgeleitet. Das Konzept umfasst die Bestimmung geeigneter Sensortechnologien, Sensoranzahl und Sensorpositionen. Die Positionen von Schwingungssensoren wurden durch „Optimal Sensor Placement“-Verfahren auf Basis eines einfachen Starrkörpermodells ermittelt. Dabei konnten näherungsweise die gleichen Positionen wie auf Basis eines detaillierten FE-Modells identifiziert werden. Die Nutzung eines Starrkörpermodells ermöglicht eine schnelle Identifikation geeigneter Sensorpositionen vor der Installation. Im Turm wurde ein modulares Datenerfassungssystem zur Beschleunigungs-, Dehnungs- und Temperaturmessung installiert, welches bis zum heutigen Zeitpunkt Messdaten liefert, die automatisch verarbeitet werden.

Neben der Struktur selbst kann auch das Messsystem einer Veränderung oder Schädigung unterliegen, welche die Datenqualität beeinflussen kann und klar getrennt werden muss von Strukturveränderungen. Messunsicherheiten und mögliche Störeinflüsse (v. a. durch Temperatur) wurden deshalb analysiert und soweit wie möglich kompensiert. Das Langzeitverhalten der Sensoren wurde untersucht, für Dehnungsmessungen anhand gleichförmiger, wiederkehrender Belastungen (Gondeldrehung), und für Schwingungsmessungen anhand kumulierter Effektivwerte der Amplituden. Innerhalb des Betrachtungszeitraums von 3,5 Jahren kam es nur bei der

faseroptischen Dehnungsmessung zu Sensorausfällen und Störeffekten, welche die Datennutzung beeinträchtigten. Abgesehen davon wurden keine Empfindlichkeitsänderungen oder andersartige Signalveränderungen, die auf Sensorfehlverhalten schließen lassen, festgestellt.

Weitere für die Anwendung neue Sensortechnologien wie (scannende) Laser-Doppler-Vibrometrie, Videogrammetrie, GPS oder drahtlose Sensorik wurden erprobt und zur Prüfung der Plausibilität und Orientierung der dauerhaft installierten Sensorik genutzt.

### **Schwerpunkt 2: Überwachung modaler Parameter**

Für das modellbasierte Vorgehen zur Lebensdaueranalyse ist eine Modellvalidierung notwendig, die im ersten Schritt anhand modaler Parameter erfolgte. Modale Parameter können darüber hinaus genutzt werden, um das Systemverhalten zu charakterisieren und mögliche Strukturveränderungen zu überwachen.

Die am Turm aufgenommenen Schwingungsmessdaten wurden zunächst zusammen mit weiteren, an einem Rotorblatt und an den Spanngliedern des Betonteils erhobenen, Schwingungsmessdaten im Frequenzraum betrachtet, um einen Überblick zum Schwingungsverhalten des Turms zu erhalten. Ausschwingvorgänge bei Anlagenstopps wurden analysiert und die Strukturdämpfung bestimmt. Auf Basis dieses Vorwissens erfolgte die Anpassung und Anwendung einer Methode zur automatisierten Operational Modal Analysis (AOMA). Die AOMA erlaubt die Berechnung von modalen Parametern auf Basis von Schwingungs- oder Dehnungsmessdaten der Strukturantwort ohne Nutzereingriff, auch bei variierenden Systemeigenschaften. Sie ist damit geeignet für ein automatisches „Model Update“, bei dem auf Basis modaler Parameter ein Modell angepasst wird. Außerdem wurde ein Ausblick auf dafür in Frage kommende Verfahren gegeben: Die Umsetzung würde das Digitale Modell nach Kritzinger et al. (2018) in einen Digitalen Schatten, eine Vorstufe des Digitalen Zwilling überführen: Bei einer zusätzlichen Rückkopplung von aus dem Modell abgeleiteten Informationen an die reale Struktur spricht man von einem Digitalen Zwilling. Dies könnte beispielsweise durch eine lebensdauer gesteuerte Anlagenregelung erfolgen, wie von Löw et al. (2020) vorgeschlagen. In dieser Arbeit wurde die Anpassung und Validierung des FE-Modells noch manuell anhand der Eigenfrequenzen und Eigenschwingformen zusammen mit Projektpartnern durchgeführt.

Da die modalen Parameter mit Betriebs- und Umgebungsbedingungen variieren, wurde eine Methode zum Auffinden definierter, vom Nutzer wählbarer Betriebsbedingungen implementiert und die AOMA für über 1000 10-min-Datensätze aus 3,5 Jahren bei Anlagenstillstand durchgeführt. Die modalen Parameter wurden auf Veränderungen im Betrachtungszeitraum und hinsichtlich Abhängigkeiten zu Umgebungsbedingungen untersucht und eine Temperaturabhängigkeit der Eigenfrequenzen festgestellt. Die Temperaturabhängigkeit wurde quantifiziert und konnte anhand eines mittleren, frequenzabhängigen Wertes kompensiert werden, was eine genauere Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der Eigenfrequenzen ermöglichte. Dabei wurde ein Anstieg der Eigenfrequenz der ersten Biegemode festgestellt. Bei Schädigungen ist eher mit Steifigkeitsverlusten und damit einer Frequenzreduktion zu rechnen. Einen entsprechenden Frequenzanstieg stellten auch Weijtjens et al. (2016) an Offshore-WEA fest und nannten als mögliche Ursache die Erhöhung der Bodensteifigkeit durch die dynamische Belastung.

Die AOMA wurde für verschiedene Sensorkombinationen angewendet, mit vergleichbaren Ergebnissen. Dies zeigt, dass auch mit deutlich reduzierten Messaufbauten modale Parameter genau bestimmt werden können. Weiterhin wurde die Möglichkeit aufgezeigt, anhand von im Turm messbaren Rotor-Turm-Schwingungen Eisansatz der Rotorblätter zu detektieren.

### **Schwerpunkt 3: Ermüdungsschädigung und Lebensdauerprognose**

Die Auslegungslebensdauer von WEA beträgt i. d. R. 20 Jahre, mit steigender Tendenz. Mit dem voranschreitenden Ausbau der Windenergienutzung steigt die Anzahl der Anlagen, die das Ende der Nennlebensdauer erreichen und ohne Einspeisevergütung wirtschaftlich weiterbetrieben werden können. Die Fragestellung der Lebensdauerprognose der Struktur wird relevanter, was sich auch in der in den letzten Jahren stark gestiegenen Forschungsaktivität in dem Bereich

zeigt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein umfassender Überblick über die Forschungsaktivitäten gegeben. In den meisten Fällen ist die Berechnung der akkumulierten Ermüdungsschädigung Basis für die Lebensdauerprognose. Da nur in seltenen Fällen (Dehnungs-)messdaten an kritischen Positionen über dem gesamten Betriebszeitraum von WEA verfügbar sind, stellt die zeitliche und örtliche Extrapolation von Dehnungen, Spannungen oder schädigungsäquivalenten Lasten den Kern vieler Forschungsarbeiten dar.

Dies zeigte sich auch in dieser Arbeit, wobei hier zusätzlich die Unsicherheiten der Schädigungsrechnung und Lebensdauerschätzung aufgezeigt und exemplarisch anhand realer Messdaten und deren Unsicherheiten dargelegt wurden. Durch den exponentiellen Zusammenhang zwischen Spannungsamplituden und ertragbaren Lastwechseln ergeben sich teilweise hohe Unsicherheiten, was insbesondere für Beton gilt, der anders als Stahl eine hohe Mittelspannungsempfindlichkeit aufweist.

Ermüdungsschädigungen wurden für den Stahl- und Betonteil der Anlage berechnet, basierend auf Mess- und Simulationsdaten. Die Berechnungen wurden mithilfe von Wöhler-Linien und linearer Schadensakkumulation nach verschiedenen Normen/Richtlinien und unter Variation weiterer Berechnungsparameter durchgeführt, für die sich deutliche Unterschiede zeigten.

Das validierte FE-Modell wurde für die örtliche Extrapolation von Spannungszeitreihen genutzt. Dafür wurden zunächst globale Lasten, die hauptsächlich aus der Rotorschubkraft stammen anhand von Dehnungsmessungen im Stahlteil berechnet und im FE-Modell angesetzt. Die berechneten Spannungszeitreihen stimmten mit Spannungs-/Dehnungsmessungen an allen Sensorpositionen in Beton- und Stahlteil hinreichend genau überein. Die hohe Anzahl an Freiheitsgraden des Modells führt zu hohen Rechenzeiten, sodass Spannungszeitreihen bis dato nur für kurze Zeitintervalle berechnet werden konnten. Zur Reduktion des Rechenaufwands müssen reduzierte Modelle abgeleitet werden. Die Modellreduktion ist Teil eines Folgeprojekts. Entsprechend konnte bisher keine abschließende Aussage zur Lebensdauer der Tragstruktur abgeleitet werden. Abschätzungen mit plausibel erhöhten Spannungswerten für Hot-Spots ergaben Lebensdauern von 21-322 Jahren für den Betonteil und von 60 Jahren für den Stahlteil.

Der Zeitverlauf der Ermüdungsschädigung wurde im Bereich der Messpositionen im Turmfuß, im unteren Stahlteil und am Turmkopf betrachtet. Hierbei ergaben sich teils vergleichsweise hohe Zunahmen der Schädigung innerhalb kurzer Zeiträume. Diese Zeiträume wurden näher betrachtet, wobei die hohe Ermüdungsschädigung auf Sturmereignisse und Ein-/Ausschaltvorgänge der WEA durch Überschreiten der Ausschaltwindgeschwindigkeit zurückgeführt wurde. Insgesamt ergaben sich im Bereich der Messpositionen im Betrachtungszeitraum von 3,5 Jahren (Stahlteil) bzw. einem Jahr (Betonteil) nur geringe Schädigungswerte, sodass ein Weiterbetrieb hinsichtlich der Ermüdungsschädigung in den Bereichen deutlich über 20 Jahre möglich sein sollte.

### **Einordnung in Stand der Forschung**

Die Arbeit erweitert den Stand der Forschung hinsichtlich verschiedener Aspekte. Die wichtigsten sollen hier genannt werden, wobei alle Forschungsbeiträge in Abschn. 1.3 gegliedert nach Schwerpunkten erläutert werden. Ein erster Neuheitsgrad der Arbeit ergibt sich aus dem Untersuchungsgegenstand, dem Beton-Stahl-Hybridturm: Es sind keine Fallstudien zur Überwachung eines Beton-Stahl-Hybridturms einer WEA vergleichbarer Größe und moderner Konstruktionsweise bekannt, entsprechend erweitern nahezu alle Ergebnisse den Wissensstand diesbezüglich. Weitere Beiträge sind das Konzept für einen optimalen Messaufbau, gegliedert nach verschiedenen Zielstellungen, und die Anwendung von Optimal Sensor Placement Verfahren auf Basis eines einfachen Starrkörpermodells, welches die meist eher intuitive Sensorplatzierung ersetzen kann. Außerdem erfolgte ein Vergleich verschiedener Sensorkombinationen hinsichtlich der Ergebnisqualität der AOMA und die Erprobung neuer Sensortechnologien für die Anwendung. Das Verfahren zur AOMA nach Neu et al. (2017) wurde für die Anwendung an WEA angepasst und erstmals für große Datenmengen und lange Betrachtungszeiträume erfolgreich angewendet, sodass der Zeitverlauf der modalen Parameter über 3,5 Jahren ermittelt werden konnte. Auch der Verlauf der Ermüdungsschädigung wurde über 3,5 Jahren bestimmt, wobei Ereignisse mit hohen

Schadigungsbeiträgen identifiziert wurden. Der Einfluss von Messunsicherheiten auf die Lebensdauerschätzung wurde exemplarisch anhand realer Messdaten dargelegt. Große Teile der Arbeit stellen Schritte hin zu einem Digitalen Zwilling dar. Die weiteren zur Umsetzung benötigten Entwicklungsschritte wurden klar benannt und konkrete Methoden vorgeschlagen.

## 7.2 Ausblick

Ausgangspunkt für den Ausblick sind bisher ungelöste Problemstellungen, die während der Arbeit auftraten und hier klar benannt werden sollen, beginnend mit der Messtechnik. Während bei der „klassischen Messtechnik“ aus Schwingungs-, Dehnungs- und Temperatursensoren keine Ausfälle auftraten und eine hohe Datenqualität erzielt wurde, kam es bei der faseroptischen Sensorik zu Sensorausfällen und nicht kompensierbaren Störeffekten, die durch eine Reparatur/Austausch der Messtechnik behoben werden sollten. Erste Schritte wurden bereits ausgeführt. Zunächst waren Hot-Spots nicht bekannt, sodass in den Bereichen mit hohen Spannungen keine zusätzlichen Sensoren installiert wurden, was nachgeholt werden sollte. Obwohl die Datenspeicherung auf Servern und die lokale Verarbeitung gut funktionierte, kann eine Verlagerung in die Cloud und eine veränderte Datenablage in Datenbanken wie influxDB, die für Zeitreihen geeignet sind, Vorteile in der Handhabung bieten, welche die automatische Qualitäts- und Plausibilitätsprüfung und die Anwendung von Machine-Learning Verfahren erleichtern und Rechenzeiten verkürzen können.

Die AOMA wurde hier in einer stark automatisierten Form angewendet, mit Fokus auf der automatischen Auswertung mithilfe von Clustering-Verfahren und Abbruchkriterien, die sich aus der Verteilung der Messdaten ergeben. Trotzdem verbleiben zu wählende Parameter für die Systemidentifikation, die stark von der Qualität der Messdaten abhängen und für deren Wahl bisher keine allgemein anerkannten Kriterien bekannt sind. Auf einzelne Ansätze für die optimale Wahl der Systemidentifikationsparameter wurde hingewiesen. Sie könnten mit der automatischen Auswertung zu einer wirklich vollständig automatisierten OMA kombiniert werden.

Die Anwendung der AOMA für viele Datensätze beschränkte sich bisher auf Zeiträume bei Anlagenstillstand. Während dies für die Validierung des hier genutzten Modells vorteilhaft ist, könnten Anwendungen zur Schadensdetektion von einer Ausführung bei Betrieb durch die dann stärkere Anregung profitieren. Abgesehen von der Untersuchung der Veränderung modaler Parameter wurden keine Verfahren zur datenbasierten Schadensdetektion oder -lokalisierung angewendet. Entsprechende Verfahren könnten die auf Ermüdungsschädigung basierende Lebensdauerschätzung ergänzen und Strukturveränderungen aus anderen Schädigungsmechanismen erkennen. Hierfür müssen geeignete Schädigungsindikatoren identifiziert und der Einfluss von veränderlichen Betriebs- und Umgebungsbedingungen minimiert werden. Zur Überwachung der Modellgültigkeit für die modellbasierte Lebensdaueranalyse sollte die AOMA regelmäßig bzw. kontinuierlich ausgeführt werden, damit bei Überschreiten einer vorgegebenen Abweichung ein automatisches Modellupdate vorgenommen werden kann. Weitere Schritte, um das digitale Modell in einen Digitalen Schatten („Model Updating“) oder einen Digitalen Zwilling (zusätzliche Rückkopplung von Modell zu Objekt) zu überführen, wurden in der Arbeit erläutert.

Die Lebensdaueranalyse liefert noch kein abschließendes Ergebnis. Dies ist hauptsächlich auf die fehlenden Spannungsinformationen in den maximal belasteten Positionen zurückzuführen. Dazu müssten die Spannungs-Hot-Spots zunächst unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Festigkeitsklassen des Betons anhand der Spannungsverteilung im FE-Modell genauer ermittelt werden. Um längere Spannungs-Zeitverläufe zu erhalten, könnten zusätzliche Dehnungsmessungen in den Hot-Spots vorgesehen werden. Ergänzend sollten Modellreduktionsverfahren eingesetzt werden, um Spannungsverläufe an diesen Positionen zeiteffizient berechnen zu können. Die aufgezeigten Unsicherheiten der Lebensdauerberechnung, die sich aus den Unsicherheiten der Eingangsdaten ergeben, sollten genauer untersucht und quantifiziert werden, um als Ergebnis eine Lebensdauer mit dazugehöriger Unsicherheit angeben zu können.

In einem holistischen Ansatz könnten alle genannten Verfahren und Erweiterungen kombi-

niert werden: Das SHM in Form der Lebensdaueranalyse zusammen mit einem digitalen Zwilling und einem System zur rein datenbasierten Schadensdetektion und -lokalisierung. Im Idealfall sollten entsprechende Verfahren für alle relevanten Komponenten der WEA angewendet und in ein holistisches Asset Management integriert werden, z. B. wie von Geiss (2019) vorgeschlagen in Form eines semantischen Netzes. Hier könnten alle relevanten Informationen (neben Informationen aus SHM und einem Digitalem Zwilling auch aus der Bauphase, aus Inspektionen und Wartungen oder der Wiederkehrenden Prüfung und weiteren Quellen) für das Management der Anlage während des gesamten Lebenszyklus zusammengefasst werden. Dabei sollten weitere relevante Schädigungsprozesse z. B. durch Umwelteinflüsse modelliert und abgebildet werden.

Bei einer Umsetzung für viele WEA könnte der zunächst hoch erscheinende Aufwand reduziert werden, wenn Anlagen gleicher Bauart betrachtet werden, die ähnlichen Belastungen ausgesetzt sind und für die Informationen übertragen werden können, ohne ausführliche Instrumentierung jeder Einzelanlage. Erste Ansätze existieren bereits und werden als „fleet leader“ Konzept bezeichnet (Braam et al. 2012; Weijtens et al. 2016). Zur Übertragung von Lasten oder Schädigungen werden in vielen Fällen Machine-Learning-Verfahren eingesetzt.

Weiterhin können sich Synergieeffekte bei der Überwachung vieler Komponenten ergeben, da oftmals aus an einer Komponente erhobenen Messdaten Informationen zu benachbarten Komponenten abgeleitet werden können. Eine weitere Möglichkeit zur Aufwandsreduktion wäre die Beschränkung auf einzelne kritische Komponenten. Kosten für die Instrumentierung können durch eine Integration der Messtechnik beim Entwurf oder Bau der Anlage gesenkt werden und durch die Nutzung neuer Sensortechnologien. Besonders aussichtsreich erscheint dabei die Nutzung quasi-kontinuierlich messender faseroptischer Sensorik. Hier könnten Lichtwellenleiter in Komponenten eingebettet (Beton- oder Faserverbundbauteile) oder aufgeklebt (metallische Bauteile) werden und zentral an einem geeigneten Messsystem zusammengeführt werden, um Dehnungen quasi-kontinuierlich entlang der Faser und damit an vielen potentiellen Hot-Spots zu erfassen (Bao & Chen 2012).

Die vorliegende Arbeit hat gleichzeitig den hohen Aufwand für die Umsetzung einer Vorstufe eines solchen Systems und dessen hohe Komplexität aufgezeigt. Für erste Abschätzungen, ob ein Weiterbetrieb einer WEA möglich ist, existieren auch deutlich einfachere Ansätze. Sie basieren beispielsweise auf der Betrachtung der Stillstandszeiten oder der Windrichtungsverteilung. Bei der Auslegung wird eine konstante Windrichtung angenommen, sodass sich für den Turm bei variierenden Windrichtungen ein einfach abschätzbares Potential für die Lebensdauererlängerung ergibt. Auch bereits reparierte oder getauschte Großkomponenten können einen Ausschlag geben für die Beurteilung des Weiterbetriebpotentials. Betriebs- und Umgebungsbedingungen (SCADA-Daten) werden inzwischen mit höheren Auflösungen gespeichert und ermöglichen zusammen mit Machine-Learning-Verfahren Abschätzungen verschiedener für das SHM relevanter Größen (Movsessian et al. 2020; Noppe et al. 2018b; Vera-Tudela 2018). Der Trend geht auch in der Windenergiebranche hin zu Industrie 4.0 mit einer stärkeren autonomen Selbstüberwachung von Systemen anhand von Sensoren und Daten, um Zustände zu erfassen, vorherzusagen und Maßnahmen einzuleiten. Gerade für Offshore-Windparks, die in Zukunft weiter von der Küste entfernt (schwimmend) installiert werden, ergeben sich, wegen hoher Logistik- und Anfahrtskosten, Kostenvorteile durch eine autonome Selbstüberwachung.

Zusammen mit neuen, z. B. drohnengestützten Inspektions- und Reparaturverfahren könnten Schäden autonom erkannt, genauer untersucht und evtl. repariert werden (Bernardini et al. 2020). Auch eine Kommunikation zwischen Einzelanlagen im Windpark ist denkbar, mit einer Erfassung der Ermüdungsschädigung in Echtzeit. Steigt die Schädigungsrate an einer Einzelanlage an, könnten vorgelagerte Anlagen informiert werden und z. B. durch eine Gondeldrehung den Nachlauf ablenken („wake steering“: getestet von Doekemeijer et al. (2021) in einem Windpark), bis die Schädigungsrate der nachgelagerten Anlage abnimmt. Auch eine Minimierung der Gesamt-Ermüdungsschädigung im Windpark bei gleichzeitiger Maximierung des Energieertrags, bzw. ein optimaler Kompromiss daraus in Abhängigkeit des aktuellen Strompreises, erscheint auf diese Weise umsetzbar.



# Literatur

- Adedipe, O., Brennan, F. & Kolios, A. (2015). Corrosion fatigue load frequency sensitivity analysis. *Marine Structures*, 42, 115–136. <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2015.03.005>
- Afzal, M. H. B., Kabir, S. & Sidek, O. (2012). An in-depth review: Structural health monitoring using fiber optic sensor. *IETE Technical Review*, 29(2), 105–113.
- Aggelis, D., Barkoula, N.-M., Matikas, T. & Paipetis, A. (2012). Acoustic structural health monitoring of composite materials: Damage identification and evaluation in cross ply laminates using acoustic emission and ultrasonics. *Composites Science and Technology*, 72(10), 1127–1133.
- Alampalli, S. (2000). Effects of testing, analysis, damage, and environment on modal parameters. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 14(1), 63–74.
- Alger, M. (2017). *Polymer Science Dictionary*. Dordrecht, Niederlande, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-94-024-0893-5>
- Allemang, R. J. (2003). The modal assurance criterion—twenty years of use and abuse. *Sound and vibration*, 37(8), 14–23.
- Allgemeine Bauzeitung (ABZ). (2019). *Preisgekröntes Fertigungskonzept: Max Bögl bringt frischen Wind in den Weltmarkt*. Verfügbar 12. April 2021 unter <https://allgemeinebauzeitung.de/abz/preisgekroentes-fertigungskonzept-max-boegl-bringt-frischen-wind-in-den-weltmarkt-33290.html>
- Al-Qazweeni, J., Parol, J., Kamal, H. A., Al-Enezi, A., Bin-Nakhi, A., Sun, H. & Büyüköztürk, O. (2020). Structural Health Monitoring System for Al-Hamra Tower in Kuwait City. In A. Bumajdad, W. Bouhamra, O. A. Alsayegh, H. A. Kamal & S. F. Alhajraf (Hrsg.), *Gulf Conference on Sustainable Built Environment* (S. 279–286). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-39734-0>
- Alvandi, A. & Cremona, C. (2006). Assessment of vibration-based damage identification techniques. *Journal of sound and vibration*, 292(1-2), 179–202.
- Amiri, A. K., Kazacoks, R., McMillan, D., Feuchtwang, J. & Leithead, W. (2019). Farm-wide assessment of wind turbine lifetime extension using detailed tower model and actual operational history [WindEurope Conference and Exhibition, Bilbao, Spanien]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1222, 012034. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1222/1/012034>
- Anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2020). Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2019. *Reppenstedt*. Verfügbar 13. Mai 2021 unter [https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos\\_Windreport\\_2019.pdf](https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2019.pdf)
- Antoniadou, I., Dervilis, N., Papatheou, E., Maguire, A. & Worden, K. (2015). Aspects of structural health and condition monitoring of offshore wind turbines. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 373(2035), 20140075.
- Arthur, D. & Vassilvitskii, S. (2006). *k-means++: The advantages of careful seeding* (Techn. Ber.). Stanford.
- ASTM E 1049. (2011). Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis. *West Conshohocken*, ASTM International.
- Au, S.-K. (2017). *Operational Modal Analysis*. Singapur, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-981-10-4118-1>

- Backhaus, K., Erichson, B., Plinke, W. & Weiber, R. (2016). *Multivariate Analysemethoden*. Singapur, Springer.
- Bajrić, A., Høgsberg, J. & Rüdinger, F. (2018). Evaluation of damping estimates by automated Operational Modal Analysis for offshore wind turbine tower vibrations. *Renewable Energy*, 116, 153–163. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.043>
- Baktheer, A., Hegger, J. & Chudoba, R. (2019). Enhanced assessment rule for concrete fatigue under compression considering the nonlinear effect of loading sequence. *International Journal of Fatigue*, 126, 130–142. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.04.027>
- Bang, H.-j., Ko, S.-w., Jang, M.-s. & Kim, H.-i. (2012). Shape estimation and health monitoring of wind turbine tower using a FBG sensor array, In *2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings*. IEEE.
- Bao, X. & Chen, L. (2012). Recent Progress in Distributed Fiber Optic Sensors. *Sensors*, 12(7), 8601–8639. <https://doi.org/10.3390/s120708601>
- Barricelli, B. R., Casiraghi, E. & Fogli, D. (2019). A survey on digital twin: Definitions, characteristics, applications, and design implications. *IEEE Access*, 7, 167653–167671.
- Bartilson, D. T. (2019). *Model updating in structural dynamics: advanced parametrization, optimal regularization, and symmetry considerations* (Dissertation). Columbia University. New York, USA.
- Bas, J., Carriveau, R., Cheng, S. & Newson, T. (2012). Strain response of a wind turbine tower as a function of nacelle orientation, In *BIONATURE: The Third International Conference on Bioenvironment, Biodiversity and Renewable Energies*, St. Maarten, Niederlande.
- Basseville, M., Benveniste, A., Goursat, M. & Meve, L. (2007). In-flight vibration monitoring of aeronautical structures. *IEEE Control Systems Magazine*, 27(5), 27–42.
- Bellmer, H. (2016). *Schäden an Tragstrukturen für Windenergieanlagen*. Stuttgart, Fraunhofer IRB.
- Benedetti, M., Fontanari, V. & Battisti, L. (2013). Structural health monitoring of wind towers: residual fatigue life estimation. *Smart materials and structures*, 22(4), 045017.
- Benito, P. L. & Yegro, E. (2010). Wind turbine with gps load control [US Patent App. 12/342,126]. Google Patents.
- Bernardini, S., Jovan, F., Jiang, Z., Moradi, P., Richardson, T., Sadeghian, R., Sareh, S., Watson, S. & Weightman, A. (2020). A multi-robot platform for the autonomous operation and maintenance of offshore wind farms. In *International Conference on Autonomous Agents and Multi-Agent Systems (AAMAS)*. Auckland, Neuseeland, International Foundation for Autonomous Agents; Multiagent Systems.
- Bhattacharya, S., Cox, J. A., Lombardi, D. & Muir Wood, D. (2013). Dynamics of offshore wind turbines supported on two foundations. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Geotechnical Engineering*, 166(2), 159–169.
- Bischoff, M. (1999). *Theorie und Numerik einer dreidimensionalen Schalenformulierung* (Dissertation). Institut für Baustatik. Stuttgart, Universität Stuttgart.
- Bögl, S., Hierl, M. & Knitl, J. (2011). Turm mit einem Adapterstück sowie Verfahren zur Herstellung eines Turms mit einem Adapterstück. Google Patents. <https://www.google.com/patents/DE102010039796A1?cl=de>
- Born, D. (2016). *Structural Health Monitoring der Tragstruktur von Windenergieanlagen: Stand der Forschung und Konzeptentwicklung* (Semesterarbeit). München, Technische Universität München.
- Borrmann, A., König, M., Koch, C. & Beetz, J. (2015). *Building Information Modeling: Technologische Grundlagen und industrielle Praxis*. Wiesbaden, Springer.
- Bottasso, C. L., Campagnolo, F., Croce, A. & Tibaldi, C. (2014). Fatigue Damage Mitigation by the Integration of Active and Passive Load Control Techniques on Wind Turbines. In M. Hölling, J. Peinke & S. Ivanell (Hrsg.), *Wind Energy - Impact of Turbulence* (S. 3–8). Berlin, Springer.

- Bottasso, C. L., Croce, A., Savini, B., Sirchi, W. & Trainelli, L. (2006). Aero-servo-elastic modeling and control of wind turbines using finite-element multibody procedures. *Multibody System Dynamics*, 16(3), 291–308.
- Botz, M., Emiroğlu, A., Osterminski, K., Raith, M., Wüchner, R. & Große, C. U. (2020). Überwachung und Modellierung der Tragstruktur von Windenergieanlagen: Beitrag zu einem Digitalen Zwilling [Monitoring and modeling of a wind turbine support structure to create a digital twin]. *Beton- und Stahlbetonbau*, 115(5), 342–354. <https://doi.org/10.1002/best.202000001>
- Botz, M. & Große, C. U. (2020). Monitoring im Rahmen eines digitalen Bauwerkszwillings, In *DGZfP Berichtsband BB 174: Fachtagung Bauwerksdiagnose–Praktische Anwendungen Zerstörungsfreier Prüfungen und Zukunftsaufgaben*, Berlin. Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung e. V. (DGZfP).
- Botz, M., Oberlaender, S., Raith, M. & Große, C. (2016). Monitoring of wind turbine structures with concrete-steel hybrid-tower design, In *8th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM 2016)*, Bilbao, Spanien.
- Botz, M., Raith, M., Emiroglu, A. & Große, C. (2017a). Monitoring of wind turbine structures using stationary sensors and short-term optical techniques, In *Structural Health Monitoring 2017: Real-Time Material State Awareness and Data-Driven Safety Assurance - Proceedings of the 11th International Workshop on Structural Health Monitoring, IWSHM 2017*, Stanford, Kalifornien, USA, DEStech. <https://doi.org/10.12783/shm2017/14150>
- Botz, M., Raith, M., Wondra, B., Mayer, T. & Große, C. U. (2018). *MISTRALWIND - Monitoring and inspection of structures at large wind turbines; Teilvorhaben Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung, Arbeitspaket 4: Überwachungstopologie : Schlussbericht BMWi-Verbundprojekt* (Techn. Ber.). Technische Universität München, Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung. München. <https://doi.org/10.2314/KXP:1667552236>
- Botz, M., Zhang, Y., Raith, M. & Pinkert, K. (2017b). Operational modal analysis of a wind turbine during installation of rotor and generator, In *IOMAC 2017 - 7th International Operational Modal Analysis Conference*, Ingolstadt.
- Bouty, C., Schafhirt, S., Ziegler, L. & Muskulus, M. (2017). Lifetime extension for large offshore wind farms: Is it enough to reassess fatigue for selected design positions? [14th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind'2017]. *Energy Procedia*, 137, 523–530. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.381>
- Braam, H., Obdam, T. & Verbruggen, T. (2012). Low cost load monitoring for offshore wind farms, In *International Conference on Noise and Vibration Engineering 2012, ISMA 2012, including USD 2012: International Conference on Uncertainty in Structure Dynamics*, Leuven, Belgien.
- Branlard, E., Giardina, D. & Brown, C. (2020). Augmented Kalman filter with a reduced mechanical model to estimate tower loads on an onshore wind turbine: a digital twin concept. *Wind Energy Science*, 1, 1–20.
- Breitfeld, T. (1995). A method for identification of a set of optimal measurement points for experimental modal analysis, In *Proceedings of the 13th International Modal Analysis Conference*, Nashville, Tennessee, USA.
- Breuer, P., Chmielewski, T., Górski, P. & Konopka, E. (2002). Application of GPS technology to measurements of displacements of high-rise structures due to weak winds. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90(3), 223–230.
- Brincker, R. & Ventura, C. (2015). *Introduction to operational modal analysis*. Chichester, GB, Wiley.
- Brincker, R., Zhang, L. & Andersen, P. (2000). Modal identification from ambient responses using frequency domain decomposition, In *Proc. of the 18th International Modal Analysis Conference (IMAC)*, San Antonio, Texas, USA.

- Brinkmann, R., Behr, O., Niermann, I. & Reich, M. (2011). *Entwicklung von Methoden zur Untersuchung und Reduktion des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen* (Bd. 4). Göttingen, Cuvillier.
- Brownjohn, J. M. (2007). Structural health monitoring of civil infrastructure. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 365(1851), 589–622.
- Brownjohn, J. M., Xia, P.-Q., Hao, H. & Xia, Y. (2001). Civil structure condition assessment by FE model updating:: methodology and case studies. *Finite elements in analysis and design*, 37(10), 761–775.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2015). Standard Konstruktion – Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D. & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*. Chichester, GB, Wiley.
- Campagnolo, F., Weber, R., Schreiber, J. & Bottasso, C. L. (2020). Wind tunnel testing of wake steering with dynamic wind direction changes. *Wind Energy Science*, 5(4), 1273–1295. <https://doi.org/10.5194/wes-5-1273-2020>
- Cara, F. J., Juan, J., Alarcón, E., Reynders, E. & De Roeck, G. (2013). Modal contribution and state space order selection in operational modal analysis. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 38(2), 276–298.
- Carden, E. P. & Brownjohn, J. M. (2008). Fuzzy clustering of stability diagrams for vibration-based structural health monitoring. *Computer-Aided Civil and Infrastructure Engineering*, 23(5), 360–372.
- Caselitz, P., Giebhardt, J. & Mevenkamp, M. (1994). On-line fault detection and prediction in wind energy converters, In *Proceedings of the 5th European Wind Energy Association Conference and Exhibition (EWEC)*, Thessaloniki, Griechenland, European Wind Energy Association (EWEA).
- Castellini, P., Martarelli, M. & Tomasini, E. (2006). Laser Doppler Vibrometry: Development of advanced solutions answering to technology's needs. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 20(6), 1265–1285.
- Caterino, N., Pugliano, G., Spizzuoco, M. & Robustelli, U. (2020). Variable Dampers to Mitigate Structural Demand to Wind Turbines: The Role of the Monitoring System Features for the Effectiveness of the Control Strategy. *Applied Sciences*, 10(7), 2498.
- Caucheteur, C., Bette, S., Wuilpart, M. & P., M. (2011). Polarization Properties of Fiber Bragg Gratings and Their Application for Transverse Force Sensing Purposes. In A. Cusano, A. Cutolo & J. Albert (Hrsg.), *Fiber Bragg Grating Sensors: Recent Advancements, Industrial Applications and Market Exploitation* (S. 116–142). Sharjah, VAE, Bentham Science.
- Chatzi, E. (2020). *Structural Identification and Health Monitoring*. Verfügbar 21. Juni 2021 unter <https://chatzi.ibk.ethz.ch/education/structural-identification-and-health-monitoring>
- Chauhan, S., Tcherniak, D., Basurko, J., Salgado, O., Urresti, I., Carcangiu, C. E. & Rossetti, M. (2011). Operational modal analysis of operating wind turbines: application to measured data. In *Rotating Machinery, Structural Health Monitoring, Shock and Vibration, Volume 5* (S. 65–81). Springer.
- Chen, J. G., Wadhwa, N., Cha, Y.-J., Durand, F., Freeman, W. T. & Buyukozturk, O. (2015). Modal identification of simple structures with high-speed video using motion magnification. *Journal of Sound and Vibration*, 345, 58–71.
- Ciang, C. C., Lee, J.-R. & Bang, H.-J. (2008). Structural health monitoring for a wind turbine system: a review of damage detection methods. *Measurement science and technology*, 19(12), 122001.
- Cosack, N. (2010). *Fatigue load monitoring with standard wind turbine signals* (Dissertation). Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie (SWE). Stuttgart, Universität Stuttgart.

- Currie, M., Saafi, M., Tachtatzis, C. & Quail, F. (2015). Structural integrity monitoring of onshore wind turbine concrete foundations. *Renewable Energy*, 83, 1131–1138. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.006>
- Dai, K., Huang, Y., Gong, C., Huang, Z. & Ren, X. (2015). Rapid seismic analysis methodology for in-service wind turbine towers. *Earthquake Engineering and Engineering Vibration*, 14(3), 539–548.
- Dai, K., Wang, Y., Huang, Y., Zhu, W. & Xu, Y. (2017). Development of a modified stochastic subspace identification method for rapid structural assessment of in-service utility-scale wind turbine towers. *Wind Energy*, 20(10), 1687–1710.
- Deraemaeker, A., Reynders, E., De Roeck, G. & Kullaa, J. (2008). Vibration-based structural health monitoring using output-only measurements under changing environment. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 22(1), 34–56.
- Deraemaeker, A. & Worden, K. (2018). A comparison of linear approaches to filter out environmental effects in structural health monitoring. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 105, 1–15.
- Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung e. V. (DGZfP). (2014). *Fachausschuss Zustandsüberwachung*. Verfügbar 13. April 2021 unter <https://www.dgzfp.de/Fachaussch%C3%BCsse/Zustands%C3%BCberwachung>
- Deutscher Wetterdienst. (2020). *Unwetterklimatologie: Glatteis*. Verfügbar 11. Dezember 2020 unter [https://www.dwd.de/DE/leistungen/unwetterklima/glatteis/glatteis\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/unwetterklima/glatteis/glatteis_node.html)
- Deutsches Institut für Bautechnik. (2015). Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Stand Oktober 2012 - Korrigierte Fassung März 2015.
- Deutsches Institut für Bautechnik. (2018). Z-12.2-117: Allgemeine bauaufsichtliche Zulassung bzw. Allgemeine Bauartgenehmigung: Kaltgezogener Spannstahldraht St 1570/1770 - rund, glatt- Nenndurchmesser: 7,0 mm. Verfügbar 23. August 2021 unter [https://www.dibt.de/pdf\\_storage/2018/Z-12.2-117%281.12.2-1%2117%29.pdf](https://www.dibt.de/pdf_storage/2018/Z-12.2-117%281.12.2-1%2117%29.pdf)
- Deutsches Institut für Bautechnik. (2021). Z-13.73-70186: Allgemeine Bauartgenehmigung: Anwendungsregeln für das Spannverfahren SUSPA-Draht Ex nach ETA-07/0186. Verfügbar 23. August 2021 unter [https://www.dibt.de/pdf\\_storage/2021/Z-13.73-70186%281.13.73-20%2120%29.pdf](https://www.dibt.de/pdf_storage/2021/Z-13.73-70186%281.13.73-20%2120%29.pdf)
- Devriendt, C., Magalhães, F., Weijtjens, W., De Sitter, G., Cunha, Á. & Guillaume, P. (2014). Structural health monitoring of offshore wind turbines using automated operational modal analysis. *Structural Health Monitoring*, 13(6), 644–659.
- Dilek, A. U., Oguz, A. D., Satis, F., Gokdel, Y. D. & Ozbek, M. (2019). Condition monitoring of wind turbine blades and tower via an automated laser scanning system. *Engineering Structures*, 189, 25–34.
- DIN 10816-21. (2015). Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen – Teil 21: Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse und Getriebe. DIN-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS).
- DIN 18088-2. (2019). Tragstrukturen für Windenergieanlagen und Plattformen - Teil 2: Stahlbeton- und Spannbetontragwerke. DIN-Normenausschuss Bauwesen (NABau).
- DIN 18088-3. (2019). Tragstrukturen für Windenergieanlagen und Plattformen - Teil 3: Stahlbauten. DIN-Normenausschuss Bauwesen (NABau).
- DIN EN 1992-1-1. (2010). Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken, Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 + AC:2010.
- DIN EN 1993-1-9. (2010). Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-9: Ermüdung; Deutsche Fassung EN 1993-1-9:2005 + AC:2009.
- DIN EN 61400-13. (2017). Windenergieanlagen - Teil 13: Messung von mechanischen Lasten.
- DNV. (2021). *Schattenwurfmodul*. Verfügbar 12. Mai 2021 unter <https://www.dnvgl.de/services/schattenwurfmodul-49178>

- DNVGL-SE-0262. (2016). Service Specification: Certification of lifetime extension of wind turbines.
- DNVGL-SE-0439. (2016). Service Specification: Certification of condition monitoring.
- DNVGL-ST-0126. (2016). Standard: Support Structures for Wind Turbines.
- DNVGL-ST-0262. (2016). Standard: Lifetime Extension of Wind Turbines.
- DNVGL-ST-0438. (2016). Standard: Control and protection systems for wind turbines.
- Doebling, S. W., Farrar, C. R., Prime, M. B. et al. (1998). A summary review of vibration-based damage identification methods. *Shock and vibration digest*, 30(2), 91–105.
- Doekemeijer, B. M., Kern, S., Maturu, S., Kanev, S., Salbert, B., Schreiber, J., Campagnolo, F., Bottasso, C. L., Schuler, S., Wilts, F. et al. (2021). Field experiment for open-loop yaw-based wake steering at a commercial onshore wind farm in Italy. *Wind Energy Science*, 6(1), 159–176.
- Dolinski, L. & Krawczuk, M. (2020). Analysis of Modal Parameters Using a Statistical Approach for Condition Monitoring of the Wind Turbine Blade. *Applied Sciences*, 10(17), 5878.
- Drewry, M. A. & Georgiou, G. (2007). A review of NDT techniques for wind turbines. *Insight-Non-Destructive Testing and Condition Monitoring*, 49(3), 137–141.
- Durstewitz, M. & Lange, B. (2016). *Meer-Wind-Strom: Forschung am ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus*. Wiesbaden, Springer.
- DYWIDAG-Systems International (DSI). (2013). *Neue Hybridturmtechnik in Deutschland: Stabilität in großen Höhen mit Draht EX Spanngliedern*. Verfügbar 11. Mai 2021 unter <https://www.dywidag-systems.de/projekte/2013-info-21/new-hybrid-tower-technology-in-germany-stability-at-great-heights-with-wire-ex-tendons/>
- Eden, K. & Gebhard, H. (2014). *Dokumentation in der Mess- und Prüftechnik*. Wiesbaden, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-06114-2>
- Elishakoff, I. (2019). *Handbook on Timoshenko-Ehrenfest beam and Uflyand-Mindlin plate theories*. Florida, USA, World Scientific. <https://doi.org/10.1142/10890>
- Emiroğlu, A., Botz, M., Raith, M., Osterminski, K., Wüchner, R. & Bletzinger, K.-U. (2017). FE-Modelling and Analysis of a Hybrid Wind-Turbine Tower for Fatigue Analysis and Remaining Life-Time Prediction, In *Wind Energy Science Conference (WESC) - Book of abstracts*, Lyngby, Dänemark.
- Emiroğlu, A. (2019). *Multiphysics Simulation and CAD Integrated Shape Optimization in Fluid-Structure Interaction* (Dissertation). Technische Universität München. München.
- Estrella, H. F., Korn, M. & Alberts, K. (2017). Analysis of the influence of wind turbine noise on seismic recordings at two wind parks in Germany. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, 5(5), 76–91.
- Ewins, D. (2000). Basics and state-of-the-art of modal testing. *Sadhana*, 25(3), 207–220. <https://doi.org/10.1007/BF02703540>
- Farrar, C. R., Doebling, S. W. & Nix, D. A. (2001). Vibration-based structural damage identification. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 359(1778), 131–149.
- Farrar, C. R. & Worden, K. (2010). An introduction to structural health monitoring. *New Trends in Vibration Based Structural Health Monitoring*, 1–17.
- Farrar, C. R. & Worden, K. (2012). *Structural health monitoring: a machine learning perspective*. Chichester, GB, Wiley.
- Feng, D. & Feng, M. Q. (2017). Experimental validation of cost-effective vision-based structural health monitoring. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 88, 199–211.
- Fingerloos, F., Hegger, J. & Zilch, K. (2011). *Eurocode 2 für Deutschland: DIN EN 1992-1-1 Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken; Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau mit nationalem Anhang, kommentierte Fassung*. Berlin, Beuth.

- Fischer, O., Thoma, S. & Crepaz, S. (2019). Quasikontinuierliche faseroptische Dehnungsmessung zur Rissdetektion in Betonkonstruktionen. *Beton-und Stahlbetonbau*, 114(3), 150–159.
- fos4x GmbH, M., Raith & Kuhnle, B. (2020). Persönliches Gespräch über mögliche Ursache für Temperatureffekt an faseroptischem Messsystem fos4Test nsens. *München*.
- Friswell, M. & Mottershead, J. E. (1995). *Finite element model updating in structural dynamics*. Dordrecht, Niederlande, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-94-015-8508-8>
- Fritzen, C.-P. (2005). Vibration-based structural health monitoring – concepts and applications. *Key Engineering Materials*, 293, 3–20.
- Fritzen, C.-P., Kraemer, P. & Klinkov, M. (2011). An integrated SHM approach for offshore wind energy plants, In *Structural Dynamics, Volume 3. Conference Proceedings of the Society for Experimental Mechanics Series*, New York, USA, Springer. [https://doi.org/10.1007/978-1-4419-9834-7\\_63](https://doi.org/10.1007/978-1-4419-9834-7_63)
- Fujiyama, C., Yonetsu, K., Maeshima, T. & Koda, Y. (2014). Identifiable stress state of wind turbine tower-foundation system based on field measurement and FE analysis. *Procedia Engineering*, 95, 279–289.
- Gan, T.-H., Soua, S., Dimlaye, V. & Burnham, K. (2012). Real-time monitoring system for defects detection in wind turbine structures and rotating components, In *18th World Conference on Nondestructive Testing*, Durban, Südafrika.
- Gasch, R. & Twele, J. (2010). *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Wiesbaden, Springer.
- Gehlen, C., Osterminski, K., Bletzinger, K.-U., Wüchner, R. & Emiroğlu, A. (2019). *Monitoring and inspection of structures at large wind turbines - MISTRALWIND, Teilvorhaben 5 - Lebensdauerakte Windenergieanlagen türme: Schlussbericht* (Techn. Ber.). Technische Universität München, Lehrstuhl für Werkstoffe und Werkstoffprüfung im Bauwesen. München. <https://doi.org/10.2314/KXP:1667716301>
- Geiss, C. T. & Große, C. U. (2018). A concept for a holistic risk-based operation and maintenance strategy for wind turbines, In *European Safety and Reliability Conference (ESREL)*, Trondheim, Norwegen.
- Geiss, C. T., Kinscherf, S., Decker, M., Romahn, S., Botz, M., Raith, M., Wondra, B., Große, C., Osterminski, K., Emiroglu, A., Bletzinger, K.-U., Obradovic, D. & Wever, U. (2017). The mistralwind project-towards a remaining useful lifetime analysis and holistic asset management approach for more sustainability of wind turbine structures, In *Structural Health Monitoring 2017: Real-Time Material State Awareness and Data-Driven Safety Assurance - Proceedings of the 11th International Workshop on Structural Health Monitoring, IWSHM 2017*, Stanford, Kalifornien, USA, DEStech. <https://doi.org/10.12783/shm2017/14153>
- Geiss, C. T. (2019). *Holistic Asset Management Concept for Wind Turbines using Nondestructive Testing and Structural Health Monitoring Techniques* (Dissertation). Technische Universität München. München.
- Germanischer Lloyd. (2009). Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen.
- Germer, S. & Kleidon, A. (2019). Have wind turbines in Germany generated electricity as would be expected from the prevailing wind conditions in 2000-2014? *PLOS ONE*, 14(2), 1–16. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0211028>
- Glaessgen, E. & Stargel, D. (2012). The Digital Twin Paradigm for Future NASA and U.S. Air Force Vehicles, In *53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference*, Honolulu, Hawaii. <https://doi.org/10.2514/6.2012-1818>
- Glienke, R., Wegener, F., Gericke, A., Hobbacher, A. F., Henkel, K.-M., Marten, F. & Günther, H.-P. (2019). Experimentelle und numerische Untersuchungen zur Schwingfestigkeit an Schweißdetails in Stahlrohrtürmen für Windenergieanlagen. *Stahlbau*, 88(10), 968–987. <https://doi.org/10.1002/stab.201900069>

- Goethals, I., Vanluyten, B. & De Moor, B. (2004). Reliable spurious mode rejection using self learning algorithms, In *Proceedings of the International Conference on Noise and Vibration Engineering (ISMA 2004)*, Leuven, Belgien.
- Göhler, B., Lutzmann, P., Scherer-Klöckling, C., Brunner, S. & Kaufmann, I. (2020). Laser-Doppler-Vibrometrie an dynamischen Strukturen von Windenergieanlagen. *tm-Technisches Messen*, 87(6), 392–403.
- Gómez Muñoz, C. Q., García Márquez, F. P., Hernández Crespo, B. & Makaya, K. (2019). Structural health monitoring for delamination detection and location in wind turbine blades employing guided waves. *Wind Energy*, 22(5), 698–711.
- Gonzalez, E., Stephen, B., Infield, D. & Melero, J. J. (2019). Using high-frequency SCADA data for wind turbine performance monitoring: A sensitivity study. *Renewable energy*, 131, 841–853.
- Goyal, D. & Pabla, B. (2016). The vibration monitoring methods and signal processing techniques for structural health monitoring: a review. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 23(4), 585–594.
- Grieves, M. (2019). Virtually Intelligent Product Systems: Digital and Physical Twins. In *Complex Systems Engineering: Theory and Practice* (S. 175–200). Reston, Virginia, USA, AIAA. <https://doi.org/10.2514/5.9781624105654.0175.0200>
- Gross, D., Hauger, W., Schröder, J. & Wall, W. A. (2017). *Technische Mechanik 2*. Wiesbaden, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53679-7>
- Große, C. U., Finck, R., Kurz, J. & Reinhardt, H. (2004). Monitoring techniques based on wireless AE sensors for large structures in civil engineering, In *Proceedings of the EWGAE 2004 Symposium*, Berlin.
- Große, C. U. (1996). *Quantitative zerstörungsfreie Prüfung von Baustoffen mittels Schallemissionsanalyse und Ultraschall* (Dissertation). Stuttgart, Universität Stuttgart.
- Große, C. U. (2019a). Bauwerksmanagement 4.0?! *Beton- und Stahlbetonbau*, 114(10), 705–706. <https://doi.org/10.1002/best.201971003>
- Große, C. U. (2019b). *Grundlagen der Zerstörungsfreien Prüfung – Vorlesungsskript*. Technische Universität München, Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung.
- Große, C. U. (2019c). Monitoring and Inspection Techniques Supporting a Digital Twin Concept in Civil Engineering, In *Proc. 5th International Conference on Sustainable Construction Materials and Technologies (SCMT5): In honour of Professor Christian Große*, London, GB.
- Große, C. U. & Krüger, M. (2006). Wireless acoustic emission sensor networks for structural health monitoring in civil engineering, In *Proc. European Conf. on Non-Destructive Testing (ECNDT)*, Berlin, Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung e. V. (DGZfP).
- Große, C. U. & Ohtsu, M. (2008). *Acoustic emission testing*. Berlin, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-69972-9>
- Große, C. U. & Schumacher, T. (2013). Anwendungen der Schallemissionsanalyse an Betonbauwerken. *Bautechnik*, 90(11), 721–731.
- Grünberg, J. & Göhlmann, J. (2006). Schädigungsberechnung an einem Spannbetonschaft für eine Windenergieanlage unter mehrstufiger Ermüdung. *Beton- und Stahlbetonbau*, 101(8), 557–570. <https://doi.org/10.1002/best.200600492>
- Grünberg, J. & Göhlmann, J. (2010). Windenergieanlagen in Stahlbeton- und Spannbetonbauweise. In *Beton-Kalender 2011* (S. 19–168). Berlin, Ernst & Sohn. <https://doi.org/doi.org/10.1002/9783433601013.ch2>
- Guillaume, P., Verboven, P., Vanlanduit, S., Van Der Auweraer, H. & Peeters, B. (2003). A poly-reference implementation of the least-squares complex frequency-domain estimator, In *Proceedings of IMAC: 21st International Modal Analysis Conference and Exposition*, Kissimmee, Florida, USA. Society for Experimental Mechanics.
- Guizar-Sicairos, M., Thurman, S. T. & Fienup, J. R. (2008). Efficient subpixel image registration algorithms. *Optics letters*, 33(2), 156–158.



- Guo, P. & Infield, D. (2012). Wind turbine tower vibration modeling and monitoring by the nonlinear state estimation technique (NSET). *Energies*, 5(12), 5279–5293.
- Haapala, K. R. & Prempreeda, P. (2014). Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. *International Journal of Sustainable Manufacturing*, 3(2), 170–185.
- Habegger, J. (2014). *Optimale Sensorplatzierung: Methoden der optimalen Sensorplatzierung in der vibrationsbasierten Brückenüberwachung* (Bachelorarbeit). München, Technische Universität München.
- Häckell, M., Rolfes, R., Kane, M. B. & Lynch, J. P. (2016). Three-tier modular structural health monitoring framework using environmental and operational condition clustering for data normalization: Validation on an operational wind turbine system. *Proceedings of the IEEE*, 104(8), 1632–1646.
- Hahn, B., Durstewitz, M. & Rohrig, K. (2007). Reliability of wind turbines. In J. Peinke, P. Schaumann & S. Barth (Hrsg.), *Wind energy* (S. 329–332). Berlin, Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-33866-6\\_62](https://doi.org/10.1007/978-3-540-33866-6_62)
- Hajjalizadeh, D., O'Brien, E. & O'Connor, A. (2017). Virtual structural health monitoring and remaining life prediction of steel bridges. *Canadian Journal of Civil Engineering*, 44(4), 264–273. <https://doi.org/10.1139/cjce-2016-0286>
- Hanotte, J.-B. (2017). *Structural Health Monitoring System: Monitoring System Expansion and Data Analysis* (Bericht Forschungspraktikum). München, Technische Universität München.
- Harhaus, G. (2017). *Entwicklung von Methoden zur Messdatenauswertung im Rahmen des Structural Health Monitorings für Windkraftanlagen* (Semesterarbeit). München, Technische Universität München.
- Harhaus, G. (2018). *Automatisierte Operational Modal Analysis von Windkraftanlagen* (Masterarbeit). München, Technische Universität München.
- Hassanzadeh, M. (2012). *Cracks in onshore wind power foundations: Causes and consequences* (Techn. Ber.). Stockholm, Schweden, Elforsk.
- Hau, E. (2016). *Windkraftanlagen: Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit*. Berlin, Springer.
- Henkel, M., Noppe, N., Weijtjens, W. & Devriendt, C. (2018). Subsoil stress reconstruction for fatigue monitoring of offshore wind turbine using accelerometers on the tower, In *9th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM 2018)*, Manchester, GB.
- Herklotz, K. (2012). Projekt: RAVE - Serviceprojekt: Durchführung der technisch-wissenschaftlichen Messungen im Offshore-Testfeld alpha ventus; Abschlussbericht. *Hamburg [u.a.] Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek*. <https://doi.org/10.2314/GBV:746500262>
- Hermans, L. & Van der Auweraer, H. (1999). Modal testing and analysis of structures under operational conditions: industrial applications. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 13(2), 193–216.
- Heymes, G. (2017). *TUMote: Agile Embedded Software Development of Wireless Sensor Nodes* (Semesterarbeit). München, Technische Universität München.
- Hoffmann, K. (1987). *Eine Einführung in die Technik des Messens mit Dehnungsmessstreifen*. Darmstadt, hbm.com.
- Hohberg, R. (2004). *Zum Ermüdungsverhalten von Beton* (Dissertation). Fakultät VI: Bauingenieurwesen u. Angewandte Geowissenschaften. Berlin, Technische Universität Berlin.
- Hort, W. (1922). *Technische Schwingungslehre: Ein Handbuch für Ingenieure, Physiker und Mathematiker bei der Untersuchung der in der Technik angewendeten periodischen Vorgänge*. Berlin, Springer.
- Hossain, M. L., Abu-Siada, A. & Muyeen, S. (2018). Methods for advanced wind turbine condition monitoring and early diagnosis: A literature review. *Energies*, 11(5), 1309.
- Hu, W., Barthelmie, R. J., Letson, F. & Pryor, S. C. (2019). A new seismic-based monitoring approach for wind turbines. *Wind Energy*, 22(4), 473–486.

- Hu, W.-H., Caetano, E. & Cunha, Á. (2013). Structural health monitoring of a stress-ribbon footbridge. *Engineering Structures*, 57, 578–593.
- Hu, W.-H., Tang, D.-H., Wang, M., Liu, J.-L., Li, Z.-H., Lu, W., Teng, J., Said, S., Rohrmann, R. et al. (2020). Resonance monitoring of a horizontal wind turbine by strain-based automated operational modal analysis. *Energies*, 13(3), 579.
- Hu, W.-H., Thöns, S., Rohrmann, R. G., Said, S. & Rücker, W. (2015a). Vibration-based structural health monitoring of a wind turbine system Part II: Environmental/operational effects on dynamic properties. *Engineering Structures*, 89, 273–290.
- Hu, W.-H., Thöns, S., Rohrmann, R. G., Said, S. & Rücker, W. (2015b). Vibration-based structural health monitoring of a wind turbine system. Part I: Resonance phenomenon. *Engineering Structures*, 89, 260–272.
- Hübler, C. & Rolfes, R. (2021). Analysis of the influence of climate change on the fatigue lifetime of offshore wind turbines using imprecise probabilities. *Wind Energy*, 24(3), 275–289. <https://doi.org/10.1002/we.2572>
- Hübler, C., Weijtjens, W., Gebhardt, C. G., Rolfes, R. & Devriendt, C. (2019). Validation of Improved Sampling Concepts for Offshore Wind Turbine Fatigue Design. *Energies*, 12(4). <https://doi.org/10.3390/en12040603>
- Hübler, C., Weijtjens, W., Rolfes, R. & Devriendt, C. (2018). Reliability analysis of fatigue damage extrapolations of wind turbines using offshore strain measurements. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037, 032035. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1037/3/032035>
- Hwang, S., An, Y.-K. & Sohn, H. (2019). Continuous-wave line laser thermography for monitoring of rotating wind turbine blades. *Structural Health Monitoring*, 18(4), 1010–1021.
- Ibrahim, S. K., Roosbroeck, J. V., O’Dowd, J. A., Hoe, B. V., Lindner, E., Vlekken, J., Farnan, M., Karabacak, D. M. & Singer, J. M. (2016). Interrogation and mitigation of polarization effects for standard and birefringent FBGs. In E. Udd, G. Pickrell & H. H. Du (Hrsg.), *Fiber Optic Sensors and Applications XIII* (S. 126–137). SPIE. <https://doi.org/10.1117/12.2223002>
- IEC 61400-1. (2017). Wind energy generation systems - Part 1: Design Requirements.
- IEC 61400-12-1. (2017). Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- IEC 61400-13. (2015). Wind energy generation systems - Part 13: Measurement of mechanical loads.
- Iliopoulos, A., Weijtjens, W., Van Hemelrijck, D. & Devriendt, C. (2017). Fatigue assessment of offshore wind turbines on monopile foundations using multi-band modal expansion. *Wind Energy*, 20(8), 1463–1479.
- Im, S. B., Hurlebaus, S. & Kang, Y. J. (2013). Summary review of GPS technology for structural health monitoring. *Journal of Structural Engineering*, 139(10), 1653–1664.
- International Federation for Structural Concrete. (2013). *fib Model Code for Concrete Structures 2010*. Berlin, Ernst & Sohn.
- ISO 16063-21. (2016). Verfahren zur Kalibrierung von Schwingungs- und Stoßaufnehmern - Teil 21: Schwingungskalibrierung durch Vergleich mit einem Referenzaufnehmer.
- ISO 16079-1. (2017). Condition monitoring and diagnostics of wind turbines — Part 1: General guidelines. ISO/TC 108/SC 5: Condition monitoring; diagnostics of machine systems.
- ISO 16079-2. (2020). Condition monitoring and diagnostics of wind turbines — Part 2: Monitoring the drivetrain. ISO/TC 108/SC 5: Condition monitoring; diagnostics of machine systems.
- Jaishi, B. & Ren, W.-X. (2005). Structural finite element model updating using ambient vibration test results. *Journal of structural engineering*, 131(4), 617–628.
- James, G. H., Carne, T. G., Lauffer, J. P. et al. (1995). The natural excitation technique (NExT) for modal parameter extraction from operating structures. *Modal Analysis-the International Journal of Analytical and Experimental Modal Analysis*, 10(4), 260.

- Jeromin, A. (2014). Structural Monitoring on Germanys Offshore Research Platform FINO3, In *EWSHM - 7th European Workshop on Structural Health Monitoring*, Nantes, France. <https://hal.inria.fr/hal-01010074>
- Jo, H., Sim, S.-H., Tatkowski, A., Spencer Jr, B. & Nelson, M. E. (2013). Feasibility of displacement monitoring using low-cost GPS receivers. *Structural Control and Health Monitoring*, 20(9), 1240–1254.
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. & Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development* (Techn. Ber.). National Renewable Energy Laboratories (NREL). Golden, CO, United States.
- Jüngert, A. (2008). Damage Detection in wind turbine blades using two different acoustic techniques. *NDT.net - The e-Journal of Nondestructive Testing ISSN 1435-4934*, 13(12).
- Jüngert, A., Große, C. & Krüger, M. (2014). Local acoustic resonance spectroscopy (LARS) for glass fiber-reinforced polymer applications. *Journal of Nondestructive Evaluation*, 33(1), 23–33.
- Jürgen Quentin, M. E., Dirk Sudhaus. (2018). Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende. *Berlin*, Fachagentur Windenergie an Land. Verfügbar 1. Mai 2020 unter [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA\\_Wind\\_Was\\_tun\\_mit\\_WEA\\_nach\\_20Jahren.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf)
- Juul, M., Olsen, P., Balling, O., Amador, S. & Brincker, R. (2019). Comparison of two (geometric) algorithms for auto OMA. In M. Mains & B. J. Dilworth (Hrsg.), *Topics in Modal Analysis & Testing, Volume 9, Proceedings of the 36th IMAC, A Conference and Exposition on Structural Dynamics 2018* (S. 65–68). Springer.
- Kainz, T. (2016). *Monitoring von Windkraftanlagen: Positionsmessung mit Beschleunigungssensoren* (Semesterarbeit). München, Technische Universität München.
- Kamieth, R., Liebich, R., Melsheimer, M., Grundwald, A. & Heilmann, C. (2015). Rekonstruktion von Beanspruchungen aus Kurzzeitmessungen für die Restnutzungsdauer-Ermittlung von Windenergieanlagen. In *VDI-Berichte 2242: 6. VDI-Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen*. Düsseldorf, VDI.
- Kammer, D. C. (1991). Sensor placement for on-orbit modal identification and correlation of large space structures. *Journal of Guidance, Control, and Dynamics*, 14(2), 251–259.
- Kammer, D. C. (2005). Sensor set expansion for modal vibration testing. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 19(4), 700–713.
- Kashyap, R. (2010). *Fiber Bragg Gratings*. Boston, USA, Academic. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-16830-7>
- Keil, S. (2017). *Dehnungsmessstreifen*. Wiesbaden, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-13612-3>
- Kemmar, Y. (2018). *Structural Health Monitoring der Tragstruktur von Windenergieanlagen: Stand der Forschung und Konzeptentwicklung* (Bericht Forschungspraktikum). München, Technische Universität München.
- Khuc, T. & Catbas, F. N. (2017). Completely contactless structural health monitoring of real-life structures using cameras and computer vision. *Structural Control and Health Monitoring*, 24(1), e1852.
- Kinscherf, S. & Romahn, S. (2019). *MISTRALWIND - Monitoring and Inspection of Structures at Large Wind Turbines : Schlussbericht für das Teilvorhaben der IABG* (Techn. Ber.). Industrieanlagen-Betriebsgesellschaft (IABG). Ottobrunn. <https://doi.org/10.2314/KXP:1669027317>
- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-t. & Schlegl, T. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (Techn. Ber.). Freiburg, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

- Kraemer, P. (2011). *Schadensdiagnoseverfahren für die Zustandsüberwachung von Offshore-Windenergieanlagen* (Dissertation). Universität Siegen, Institut für Mechanik und Regelungstechnik - Mechatronik. Siegen.
- Kraemer, P. & Fritzen, C.-P. (2011). Aspects of operational modal analysis for structures of offshore wind energy plants. In T. Proulx (Hrsg.), *Structural Dynamics and Renewable Energy, Volume 1: Proceedings of the 28th IMAC, A Conference on Structural Dynamics, 2010* (S. 145–152). New York, USA, Springer.
- Kritzinger, W., Karner, M., Traar, G., Henjes, J. & Sihh, W. (2018). Digital Twin in manufacturing: A categorical literature review and classification. *IFAC-PapersOnLine*, 51(11), 1016–1022.
- Kühn, M. & Argyriadis, K. (2007). Anlagendynamik, Belastungen und Entwurfanforderungen von Offshore-Windenergieanlagen und deren Tragstruktur. *Stahlbau*, 76(9), 606–612.
- Kusiak, A. & Zhang, Z. (2010). Analysis of wind turbine vibrations based on SCADA data. *Journal of Solar Energy Engineering*, 132(3).
- Lachmann, S. (2014). *Kontinuierliches Monitoring zur Schädigungsverfolgung an Tragstrukturen von Windenergieanlagen* (Dissertation). Ruhr-Universität Bochum. Bochum.
- Lanier, M. (2005). *LWST Phase I Project Conceptual Design Study: Evaluation of Design and Construction Approaches for Economical Hybrid Steel/Concrete Wind Turbine Towers* (Techn. Ber. NREL/SR-500-36777). NREL: National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO, USA.
- Läpple, V. (2008). *Einführung in die Festigkeitslehre*. Wiesbaden, Springer.
- Leblanc, C., Houlsby, G. & Byrne, B. (2010). Response of stiff piles in sand to long-term cyclic lateral loading. *Géotechnique*, 60(2), 79–90.
- Lee, B. (2003). Review of the present status of optical fiber sensors. *Optical fiber technology*, 9(2), 57–79.
- Lendve, S. B., Enss, G. C., Tsiapoki, S., Ebert, C. & Asmussen, J. (2020). Probabilistischer Ansatz zur Detektion von Strukturveränderungen an Monopile-Gründungsstrukturen mit Messdaten aus einem Structural Health Monitoring System. *Stahlbau*, 89(6), 542–550. <https://doi.org/10.1002/stab.202000018>
- Li, D. (2011). *Sensor placement methods and evaluation criteria in structural health monitoring* (Dissertation). Universität Siegen. Siegen.
- Limpert, E., Stahel, W. A. & Abbt, M. (2001). Log-normal Distributions Across the Sciences: Keys and Clues. *BioScience*, 51(5), 341–352.
- Liu, C., Torralba, A., Freeman, W. T., Durand, F. & Adelson, E. H. (2005). Motion magnification. *ACM transactions on graphics (TOG)*, 24(3), 519–526.
- Loraux, C. T. & Brühwiler, E. (2016). The use of long term monitoring data for the extension of the service duration of existing wind turbine support structures [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE 2016, München)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(7), 072023.
- Loraux, C. T. (2018). *Long-term monitoring of existing wind turbine towers and fatigue performance of UHPFRC under compressive stresses* (Dissertation). IIC. Lausanne, EPFL. <https://doi.org/10.5075/epfl-thesis-8404>
- Losada, R. A. (2008). Digital filters with MATLAB. *The Mathworks Inc*, 4. <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/19880-digital-filters-with-matlab>
- Löw, S., Obradovic, D. & Bottasso, C. L. (2020). Model predictive control of wind turbine fatigue via online rainflow-counting on stress history and prediction [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conference 2020)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 022041. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/2/022041>
- Luengo, M. M. & Kolios, A. (2015). Failure Mode Identification and End of Life Scenarios of Offshore Wind Turbines: A Review. *Energies*, 8(8), 8339–8354.
- Maes, K., De Roeck, G. & Lombaert, G. (2018). Motion tracking of a wind turbine blade during lifting using RTK-GPS/INS. *Engineering Structures*, 172, 285–292.

- Maes, K., Iliopoulos, A., Weijtjens, W., Devriendt, C. & Lombaert, G. (2016). Dynamic strain estimation for fatigue assessment of an offshore monopile wind turbine using filtering and modal expansion algorithms. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 76, 592–611.
- Magalhaes, F., Cunha, A. & Caetano, E. (2009). Online automatic identification of the modal parameters of a long span arch bridge. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 23(2), 316–329.
- Majumder, M., Gangopadhyay, T. K., Chakraborty, A. K., Dasgupta, K. & Bhattacharya, D. K. (2008). Fibre Bragg gratings in structural health monitoring—Present status and applications. *Sensors and Actuators A: Physical*, 147(1), 150–164.
- Malek, S. A., Avanzi, F., Brun-Laguna, K., Maurer, T., Oroza, C. A., Hartsough, P. C., Watteyne, T. & Glaser, S. D. (2017). Real-time alpine measurement system using wireless sensor networks. *Sensors*, 17(11), 2583.
- Mallardo, V. & Aliabadi, M. (2013). Optimal Sensor Placement for Structural, Damage and Impact Identification: A Review. *Structural Durability & Health Monitoring*, 9(4), 287–323. <https://doi.org/10.32604/sdhm.2013.009.287>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. Chichester, Wiley.
- Manzato, S., Moccia, D., Peeters, B., Janssens, K. & White, J. R. (2012). A review of harmonic removal methods for improved operational modal analysis of wind turbines, In *Proceedings of ISMA: 25th International Conference on Noise and Vibration engineering*, Leuven, Belgium.
- Marano, G. C., Monti, G. & Quaranta, G. (2011). Comparison of different optimum criteria for sensor placement in lattice towers. *The Structural Design of Tall and Special Buildings*, 20(8), 1048–1056.
- Marks, R., Gillam, C., Clarke, A., Armstrong, J. & Pullin, R. (2017). Damage detection in a composite wind turbine blade using 3D scanning laser vibrometry. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: Journal of Mechanical Engineering Science*, 231(16), 3024–3041.
- Márquez, F. P. G., Tobias, A. M., Pérez, J. M. P. & Papaelias, M. (2012). Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy*, 46, 169–178.
- Martinez-Luengo, M., Kolios, A. & Wang, L. (2016). Structural health monitoring of offshore wind turbines: A review through the Statistical Pattern Recognition Paradigm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 91–105.
- Marwitz, S. & Zabel, V. (2018). Relations between the quality of identified modal parameters and measured data obtained by structural monitoring, In *Proceedings of the International Conference on Noise and Vibration Engineering (ISMA2018)*, Leuven, Belgium.
- Marwitz, S., Zabel, V. & Habtemariam, A. (2017). Betrachtung von Unsicherheiten in der Modalanalyse mit der Stochastic Subspace Identification am Beispiel eines seilabgespannten Masts, In *D-A-CH-Tagung: Erdbebeningenieurwesen und Baudynamik 2017*, Weimar.
- Marwitz, S., Zabel, V. & Könke, C. (2018). Modalanalyse von Monitoringdaten eines Sendeturms. *Bautechnik*, 95(4), 288–295.
- Massey Jr, F. J. (1951). The Kolmogorov-Smirnov test for goodness of fit. *Journal of the American statistical Association*, 46(253), 68–78.
- Matsuishi, M. & Endo, T. (1968). Fatigue of metals subjected to varying stress-fatigue lives under random loading, Fukuoka, Japan, Japan Society of Mechanical Engineers.
- Max Bögl Wind AG. (2014). Technische Zeichnungen des Gesamtturms WEA Deining.
- Mayer, T. (2017). *Bauwerksverformung aus Photogrammetrie und Beschleunigungsmessung* (Masterarbeit). München, Technische Universität München.
- McLaskey, G. C., Glaser, S. D. & Große, C. U. (2010). Beamforming array techniques for acoustic emission monitoring of large concrete structures. *Journal of Sound and Vibration*, 329(12), 2384–2394. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2009.08.037>

- Mellinger, P., Döhler, M. & Mevel, L. (2016). Variance estimation of modal parameters from output-only and input/output subspace-based system identification. *Journal of Sound and Vibration*, 379, 1–27.
- Melsheimer, M., Kamieth, R., Liebich, R., Heilmann, C. & Grunwald, A. (2015). Practical Experiences from a load measurement campaign for the assessment of the remaining service life of wind turbines, In *Proceedings Deutsche Windenergie Konferenz (DEWEK)*, Bremen.
- Mendler, A. (2020). *Minimum diagnosable damage and optimal sensor placement for structural health monitoring* (Dissertation). University of British Columbia. Vancouver, Kanada.
- Meng, X., Nguyen, D. T., Xie, Y., Owen, J. S., Psimoulis, P., Ince, S., Chen, Q., Ye, J. & Bhatia, P. (2018). Design and Implementation of a New System for Large Bridge Monitoring—GeoSHM. *Sensors*, 18(3). <https://doi.org/10.3390/s18030775>
- Meo, M. & Zumpano, G. (2005). On the optimal sensor placement techniques for a bridge structure. *Engineering structures*, 27(10), 1488–1497.
- Mitra, M. & Gopalakrishnan, S. (2016). Guided wave based structural health monitoring: A review. *Smart Materials and Structures*, 25(5), 053001.
- Mohanty, P. & Rixen, D. J. (2004). Operational modal analysis in the presence of harmonic excitation. *Journal of sound and vibration*, 270(1-2), 93–109.
- Moll, J., Arnold, P., Mälzer, M., Krozer, V., Pozdniakov, D., Salman, R., Rediske, S., Scholz, M., Friedmann, H. & Nuber, A. (2018). Radar-based structural health monitoring of wind turbine blades: The case of damage detection. *Structural Health Monitoring*, 17(4), 815–822.
- Montalvao, D., Maia, N. M. M. & Ribeiro, A. M. R. (2006). A review of vibration-based structural health monitoring with special emphasis on composite materials. *Shock and vibration digest*, 38(4), 295–324.
- Mostböck, A. & Petryna, Y. (2014). Structural vibration monitoring of wind turbines, In *Proceedings of the 9th International Conference on Structural Dynamics EURO-DYN*, Porto, Portugal.
- Motte, K., Weijtjens, W., Devriendt, C. & Guillaume, P. (2015). Operational modal analysis in the presence of harmonic excitations: a review. *Dynamics of Civil Structures, Volume 2*, 379–395.
- Mottershead, J. E. & Friswell, M. (1993). Model updating in structural dynamics: a survey. *Journal of sound and vibration*, 167(2), 347–375.
- Mottershead, J. E., Link, M. & Friswell, M. I. (2011). The sensitivity method in finite element model updating: A tutorial. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 25(7), 2275–2296. <https://doi.org/10.1016/j.ymsp.2010.10.012>
- Movsessian, A., Schedat, M. & Faber, T. (2020). Modelling tower fatigue loads of a wind turbine using data mining techniques on SCADA data. *Wind Energy Science Discussions*, 2020, 1–20. <https://doi.org/10.5194/wes-2019-30>
- Müller, K. & Cheng, P. W. (2016). Validation of uncertainty in IEC damage calculations based on measurements from alpha ventus. *Energy Procedia*, 94(133), e145.
- Münstermann, S. (2004). *Einflußgrößen auf den Elastizitätsmodul von Stählen für den Fahrzeugbau: (AVIF A 188)* (Techn. Ber. FAT-182) [Förderkennzeichen AVIF A 188]. Förderkennzeichen AVIF A 188. Frankfurt/M., FAT. <https://publications.rwth-aachen.de/record/96311>
- Myklestad, N. (1944). A new method of calculating natural modes of uncoupled bending vibration of airplane wings and other types of beams. *Journal of the Aeronautical Sciences*, 11(2), 153–162.
- Nabiyani, M.-S., Khoshnoudian, F., Moaveni, B. & Ebrahimian, H. (2021). Mechanics-based model updating for identification and virtual sensing of an offshore wind turbine using sparse measurements. *Structural Control and Health Monitoring*, 28(2), e2647. <https://doi.org/10.1002/stc.2647>

- Nagel, S., Zieger, T., Luhmann, B., Knödel, P., Ritter, J. & Ummerhofer, T. (2019). Erschütterungsemissionen von Windenergieanlagen. *Stahlbau*, 88(6), 559–573. <https://doi.org/10.1002/stab.201900039>
- Nair, A. & Cai, C. (2010). Acoustic emission monitoring of bridges: Review and case studies. *Engineering structures*, 32(6), 1704–1714.
- Natarajan, A., Dimitrov, N., William Peter, D., Bergami, L., Madsen, J., Olesen, N., Krogh, T., Nielsen, J., Sørensen, J., Pedersen, M., Ohlsen, G., Lauritsen, J., Daub, P., Steiniger, M., Jørgensen, E., Vives, X., Skriver, S., Simmons, G., Ahmadikordkheili, R., ... Bruun, S. (2020). *Demonstration of Requirements for Life Extension of Wind Turbines Beyond Their Design Life*. Lyngby, Denmark, DTU Wind Energy.
- Natarajan, A. & Pedersen, T. F. (2018). Remaining Life Assessment of Offshore Wind Turbines subject to Curtailment, In *The 28th International Ocean and Polar Engineering Conference*, Sapporo, Japan. International Society of Offshore und Polar Engineers.
- Neri, M. A. L. (2017). *Optimal Sensor Placement for the Structural Health Monitoring of Wind Turbines* (Semestearbeit). München, Technische Universität München.
- Neu, E., Janser, F., Khatibi, A. A. & Orifici, A. C. (2017). Fully automated operational modal analysis using multi-stage clustering. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 84, 308–323.
- Noppe, N., Tatsis, K., Chatzi, E., Devrient, C. & Weijtjens, W. (2018a). Fatigue stress estimation of offshore wind turbine using a Kalman filter in combination with accelerometers. In W. Desmet, B. Pluymers, D. Moens & W. Rottiers (Hrsg.), *Proceedings of International Conference on Noise and Vibration Engineering (ISMA 2018), International Conference on Uncertainty in Structural Dynamics (USD 2018)* (S. 4693–6701). Heverlee, KU Leuven, Department of Mechanical Engineering.
- Noppe, N., Weijtjens, W. & Devriendt, C. (2018b). Modeling of quasi-static thrust load of wind turbines based on 1 s SCADA data. *Wind Energy Science*, 3(1), 139–147.
- Oberländer, S. (2016). *Aufbau eines Systems zur Schwingungsanalyse für die Dauerüberwachung der Tragstrukturen von Windkraftanlagen* (Diplomarbeit). München, Technische Universität München.
- Obradovic, D., Wever, U. & Löw, S. (2019). *Abschlussbericht zum Verbundvorhaben: MISTRAL-WIND - Monitoring and inspection of structures at large wind turbines; Arbeitspaket 6: Anlagenregelfunktion zur Optimierung von Lebensdauer vs. Ertrag im Strommarkt* (Techn. Ber.). Siemens Aktiengesellschaft. München. <https://doi.org/10.2314/KXP:166690161X>
- Oliveira, G. (2016). *Vibration-based Structural-Health-Monitoring of Wind Turbines* (Dissertation). Faculty of Engineering. Porto, University of Porto.
- Oliveira, G., Magalhaes, F., Cunha, Á. & Caetano, E. (2016). Development and implementation of a continuous dynamic monitoring system in a wind turbine. *Journal of Civil Structural Health Monitoring*, 6(3), 343–353.
- Oliveira, G., Magalhães, F., Cunha, Á. & Caetano, E. (2018a). Continuous dynamic monitoring of an onshore wind turbine. *Engineering Structures*, 164, 22–39.
- Oliveira, G., Magalhães, F., Cunha, Á. & Caetano, E. (2018b). Vibration-based damage detection in a wind turbine using 1 year of data. *Structural Control and Health Monitoring*, 25(11).
- Olsen, P., Juul, M. O., Tarpø, M. & Brincker, R. (2017). Stabilization diagrams using operational modal analysis and sliding filters, In *7th International Operational Modal Analysis Conference (IOMAC)*, Ingolstadt.
- Ostachowicz, W., Soman, R. & Malinowski, P. (2019). Optimization of sensor placement for structural health monitoring: A review. *Structural Health Monitoring*, 18(3), 963–988.
- Osterminski, K. & Gehlen, C. (2018). Echtzeitmodellierung der Ermüdung von Windenergieanlagentürmen, In *Beiträge zur 6. DAfStb-Jahrestagung mit 59. Forschungskolloquium*, München, Deutschen Ausschuss für Stahlbeton e. V. (DAfStB). <https://doi.org/10.14459/2018md1464147>

- Othonos, A. (2000). Bragg Gratings in Optical Fibers: Fundamentals and Applications. In K. Grattan & B. Meggitt (Hrsg.), *Optical Fiber Sensor Technology: Advanced Applications - Bragg Gratings and Distributed Sensors* (S. 79–188). New York, Springer.
- Ou, J. & Li, H. (2010). Structural health monitoring in mainland China: review and future trends. *Structural health monitoring*, 9(3), 219–231.
- Ozbek, M., Meng, F. & Rixen, D. J. (2013). Challenges in testing and monitoring the in-operation vibration characteristics of wind turbines. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 41(1-2), 649–666.
- Ozbek, M. & Rixen, D. J. (2013). Operational modal analysis of a 2.5 MW wind turbine using optical measurement techniques and strain gauges. *Wind Energy*, 16(3), 367–381.
- Pachauri, R. K., Allen, M. R., Barros, V. R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., Church, J. A., Clarke, L., Dahe, Q., Dasgupta, P. et al. (2014). *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Genf, Schweiz, Ipcc.
- Pacheco, J., Oliveira, G., Magalhães, F., Moutinho, C. & Cunha, Á. (2018). Evaluation of low cost vibration based damage detection systems [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conferece 2018)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037(5), 052005.
- Pahn, T., Rolfes, R. & Jonkman, J. (2017). Inverse load calculation procedure for offshore wind turbines and application to a 5-MW wind turbine support structure. *Wind Energy*, 20(7), 1171–1186.
- Pan, B., Qian, K., Xie, H. & Asundi, A. (2009). Two-dimensional digital image correlation for in-plane displacement and strain measurement: a review. *Measurement science and technology*, 20(6), 062001.
- Papadopoulos, K., Morfiadakis, E., Philippidis, T. P. & Lekou, D. J. (2000). Assessment of the strain gauge technique for measurement of wind turbine blade loads. *Wind Energy*, 3(1), 35–65. [https://doi.org/10.1002/1099-1824\(200001/03\)3:1<35::AID-WE30>3.0.CO;2-D](https://doi.org/10.1002/1099-1824(200001/03)3:1<35::AID-WE30>3.0.CO;2-D)
- Pappa, R. S., Elliott, K. B. & Schenk, A. (1993). Consistent-mode indicator for the eigensystem realization algorithm. *Journal of Guidance, Control, and Dynamics*, 16(5), 852–858.
- Park, G., Sohn, H., Farrar, C. R., Inman, D. J. et al. (2003). Overview of piezoelectric impedance-based health monitoring and path forward. *Shock and vibration digest*, 35(6), 451–464.
- Pearson, K. (1900). On the criterion that a given system of deviations from the probable in the case of a correlated system of variables is such that it can be reasonably supposed to have arisen from random sampling. *The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science*, 50(302), 157–175. <https://doi.org/10.1080/14786440009463897>
- Peeters, B., Maeck, J. & De Roeck, G. (2001). Vibration-based damage detection in civil engineering: excitation sources and temperature effects. *Smart materials and Structures*, 10(3), 518.
- Peeters, B., Van der Auweraer, H., Guillaume, P. & Leuridan, J. (2004). The PolyMAX frequency-domain method: a new standard for modal parameter estimation? *Shock and Vibration*, 11(3, 4), 395–409.
- Pelayo, F., López-Aenlle, M., Fernández-Canteli, A. & Cantieni, R. (2011). Operational modal analysis of two wind turbines with foundation problems, In *4th International Operational Modal Analysis Conference (IOMAC)*, Istanbul, Türkei.
- Perry, M., McAlorum, J., Fusiek, G., Niewczas, P., McKeeman, I. & Rubert, T. (2017). Crack Monitoring of Operational Wind Turbine Foundations. *Sensors*, 17(8). <https://doi.org/10.3390/s17081925>
- Pffaffel, S., Faulstich, S. & Sheng, S. (2019). Recommended key performance indicators for operational management of wind turbines [16th Deep Sea Offshore Wind R&D conference, Trondheim, Norway]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1356(1), 012040.



- Pfeiffer, S. (2016). *Monitoring von Windkraftanlagen: Entwicklung eines drahtlosen Sensorsystems* (Semesterarbeit). München, Technische Universität München.
- Phillips, A. W. & Allemang, R. J. (2005). Data presentation schemes for selection and identification of modal parameters, In *23rd Conference and Exposition on Structural Dynamics: Proceedings of the International Modal Analysis Conference (IMAC)*, Orlando, Florida, USA.
- Pieraccini, M., Parrini, F., Fratini, M., Atzeni, C. & Spinelli, P. (2008). In-service testing of wind turbine towers using a microwave sensor. *Renewable Energy*, 33(1), 13–21.
- Pimenta, F., Pacheco, J., Branco, C., Teixeira, C. & Magalhães, F. (2020). Development of a digital twin of an onshore wind turbine using monitoring data [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conference 2020)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618(2), 022065.
- Pimpi, J. (2016). *Entwicklung und Evaluierung eines low-cost GNSS Systems zur dezimetergenauen Echtzeitpositionierung* (Masterarbeit). München, Technische Universität München.
- Pollino, M. C. & Huckelbridge, A. A. (2012). In-situ measurements of fatigue demands on a wind turbine support structure, In *2012 IEEE Energytech*. IEEE.
- Pridham, B. A. & Wilson, J. C. (2003). A study of damping errors in correlation-driven stochastic realizations using short data sets. *Probabilistic engineering mechanics*, 18(1), 61–77.
- Pridham, B. A. & Wilson, J. C. (2004). Identification of base-excited structures using output-only parameter estimation. *Earthquake engineering & structural dynamics*, 33(1), 133–155.
- Puente León, F. (2015). *Messtechnik*. Wiesbaden, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-44821-2>
- Quaschnig, V. (2016). *Sektorkopplung durch die Energiewende: Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin.
- Quéval, L., Joulain, C. & Casillas, C. F. (2014). Measuring the power curve of a small-scale wind turbine: A practical example, In *Proceedings of the 1st International e-Conference on Energies*, MDPI. <https://doi.org/10.3390/ece-1-c011>
- Rainieri, C. & Fabbrocino, G. (2014a). Influence of model order and number of block rows on accuracy and precision of modal parameter estimates in stochastic subspace identification. *International Journal of Lifecycle Performance Engineering* 10, 1(4), 317–334.
- Rainieri, C. & Fabbrocino, G. (2014b). *Operational modal analysis of civil engineering structures*. New York, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-0767-0>
- Raith, M. (2022). *Zerstörungsfreie Prüfung mit elastischen Wellen (Arbeitstitel, noch nicht veröffentlicht)* (Dissertation). Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung. München, Technische Universität München.
- Rao, A. R. M., Lakshmi, K. & Krishnakumar, S. (2014). A generalized optimal sensor placement technique for structural health monitoring and system identification. *Procedia Engineering*, 86, 529–538.
- Rebelo, C., Veljkovic, M., Simões da Silva, L., Simões, R. & Henriques, J. (2012a). Structural monitoring of a wind turbine steel tower—Part I: System description and calibration. *Wind and Structures*, 15(4), 285.
- Rebelo, C., Veljkovic, M., Matos, R. & Silva, L. (2012b). Structural monitoring of a wind turbine steel tower-Part II: monitoring results. *Wind and Structures*, 15(4), 301–311.
- Resor, B. R. (2013). Definition of a 5MW/61.5 m wind turbine blade reference model. *Albuquerque, New Mexico, USA*, Sandia National Laboratories, SAND2013-2569.
- Réthoré, P.-E. (2006). *Thrust and wake of a wind turbine: Relationship and measurements* (Masterarbeit). Lyngby, Dänemark, Technical University of Denmark (DTU).

- Reynders, E. & De Roeck, G. (2008). Reference-based combined deterministic–stochastic subspace identification for experimental and operational modal analysis. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 22(3), 617–637.
- Reynders, E., Houbrechts, J. & De Roeck, G. (2012). Fully automated (operational) modal analysis. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 29, 228–250.
- Reynders, E., Pintelon, R. & De Roeck, G. (2008). Uncertainty bounds on modal parameters obtained from stochastic subspace identification. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 22(4), 948–969.
- Roberts, C., Isbister, S., Murphy, C., Nisbet, C., Sweeney, P., Garcia Cava, D. & Tcherniak, D. (2018). Strain estimation using modal expansion approach via virtual sensing for structural asset management, In *1st International Conference on Structural Integrity for offshore energy industry*, Aberdeen, GB.
- Rodenhausen, M. & Obradovic, D. (2017). Strukturdämpfung von Hybrid-Türmen für Windenergieanlagen. *Bautechnik*, 94(10), 710–716.
- Rosen, R., von Wichert, G., Lo, G. & Bettenhausen, K. D. (2015). About The Importance of Autonomy and Digital Twins for the Future of Manufacturing [15th IFAC Symposium on Information Control Problems in Manufacturing]. *IFAC-PapersOnLine*, 48(3), 567–572. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.06.141>
- Rothberg, S., Allen, M., Castellini, P., Di Maio, D., Dirckx, J., Ewins, D., Halkon, B. J., Muys-hondt, P., Paone, N., Ryan, T. et al. (2017). An international review of laser Doppler vibrometry: Making light work of vibration measurement. *Optics and Lasers in Engineering*, 99, 11–22.
- Roths, J. & Kratzer, P. (2008). Vergleich zwischen optischen Faser-Bragg-Gitter-Dehnungssensoren und elektrischen Dehnungsmessstreifen. *tm - Technisches Messen*, 75(12), 647–654. <https://doi.org/10.1524/teme.2008.0903>
- Rubert, T., Zorzi, G., Fusiek, G., Niewczas, P., McMillan, D., McAlorum, J. & Perry, M. (2019). Wind turbine lifetime extension decision-making based on structural health monitoring. *Renewable Energy*, 143, 611–621.
- Rücker, W. & Fritzen, C.-P. (2010). Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen (IMO-WIND). Abschlussbericht zum Forschungs- und Entwicklungsvorhaben. Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek. <https://doi.org/10.2314/GBV:640499147>
- Rytter, A. (1993). *Vibrational based inspection of civil engineering structures* (Dissertation). Aalborg University. Aalborg, Dänemark.
- Saddik, A. E. (2018). Digital Twins: The Convergence of Multimedia Technologies. *IEEE MultiMedia*, 25(2), 87–92. <https://doi.org/10.1109/MMUL.2018.023121167>
- Salawu, O. (1997). Detection of structural damage through changes in frequency: a review. *Engineering structures*, 19(9), 718–723.
- Santos, C. A., Costa, C. O. & Batista, J. (2016). A vision-based system for measuring the displacements of large structures: Simultaneous adaptive calibration and full motion estimation. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 72, 678–694.
- Sarrafi, A., Mao, Z., Niezrecki, C. & Poozesh, P. (2018). Vibration-based damage detection in wind turbine blades using Phase-based Motion Estimation and motion magnification. *Journal of Sound and vibration*, 421, 300–318.
- Schabowicz, K. (2019). Non-Destructive Testing of Materials in Civil Engineering. *Materials*, 12(19). <https://doi.org/10.3390/ma12193237>
- Schäfer, T., Wasmeier, P., Ratke, K., Foppe, K. & Preuss, G. (2006). Motion Detection at Munich's Olympic Tower with a Multi-sensor System Operating at Different Sampling Rates, In *FIG Congress Munich*, München.
- Schaumann, P. & Seidel, M. (2000). Eigenschwingverhalten von Windenergieanlagen - Berechnungen und Messungen, In *Tagungsband DEWEK, 5. Deutsche Windenergiekonferenz*, Wilhelmshaven.

- Schaumann, P., Böker, C., Rutkowski, T. & Wilke, F. (2007). Tragstrukturen für Windenergieanlagen. In *Stahlbau-Kalender 2007* (S. 569–645). Chichester, GB, Wiley. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/9783433600733.ch8>
- Schaumann, P., Kleineidam, P. & Wilke, F. (2004). Fatigue Design bei Offshore-Windenergieanlagen. *Stahlbau*, 73(9), 716–726.
- Schedat, M., Faber, T. & Sivanesan, A. (2016). Structural health monitoring concept to predict the remaining lifetime of the wind turbine structure, In *2016 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, Kapstadt, Südafrika. IEEE. <https://doi.org/10.1109/DUE.2016.7466723>
- Scherbaum, F. (2006). *Of poles and zeros: Fundamentals of digital seismology*. Dordrecht, Niederlande, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-6861-4>
- Schleich, B., Anwer, N., Mathieu, L. & Wartzack, S. (2017). Shaping the digital twin for design and production engineering. *CIRP Annals*, 66(1), 141–144. <https://doi.org/10.1016/j.cirp.2017.04.040>
- Schlömer, S., Bruckner, T., Fulton, L., Hertwich, E., McKinnon, A., Perczyk, D., Roy, J., Schaefer, R., Sims, R., Smith, P. & Wisser, R. (2014). Technology-specific Cost and Performance Parameters [Annex III]. In O. Edenhofer, R. P.-M. Y. S. aand E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel & J. Minx (Hrsg.), *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (S. 1329–1356). Cambridge University.
- Schreiber, K., Velikoseltsev, A., Carr, A. & Franco-Anaya, R. (2009). The application of fiber optic gyroscopes for the measurement of rotations in structural engineering. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 99(2B), 1207–1214.
- Schulze, A., Zierath, J., Rosenow, S.-E., Bockhahn, R., Rachholz, R. & Woernle, C. (2016). Optimal sensor placement for modal testing on wind turbines [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE 2016, München)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(7), 072031.
- Schürmann, H. (2007). *Konstruieren mit Faser-Kunststoff-Verbunden*. Berlin, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72190-1>
- Schwochow, J. & Jelcic, G. (2015). Automatic operational modal analysis for aeroelastic applications, In *6th International Operational Modal Analysis Conference (IOMAC)*, Gijon, Spanien.
- Scionti, M., Lanslots, J., Goethals, I., Vecchio, A., Van der Auweraer, H., Peeters, B. & De Moor, B. (2003). Tools to improve detection of structural changes from in-flight flutter data, In *Proceedings of the 8th International Conference on Recent Advances in Structural Dynamics*, Southampton, GB.
- Seidel, M. (2002). Auslegung von Hybridtürmen für Windenergieanlagen - Lastermittlung und Nachweis der Ermüdungsfestigkeit am Beispiel einer 3,6-MW-WEA mit 100 m Rotordurchmesser. *Beton- und Stahlbetonbau*, 97(11), 564–575.
- Shen, N., Chen, L., Liu, J., Wang, L., Tao, T., Wu, D. & Chen, R. (2019). A Review of Global Navigation Satellite System (GNSS)-Based Dynamic Monitoring Technologies for Structural Health Monitoring. *Remote Sensing*, 11(9). <https://doi.org/10.3390/rs11091001>
- Sinou, J.-J. (2009). A review of damage detection and health monitoring of mechanical systems from changes in the measurement of linear and non-linear vibrations. *Mechanical vibrations: measurement, effects and control*, 643–702.
- Smarsly, K., Hartmann, D. & Law, K. H. (2013). An integrated monitoring system for life-cycle management of wind turbines. *Smart Structures and Systems*, 12(2), 209–233.
- Smolka, U., Cheng, P. W. et al. (2013). On the design of measurement campaigns for fatigue life monitoring of offshore wind turbines, In *The 23rd International Offshore and Po-*

- lar Engineering Conference (ISOPE), Anchorage, Alaska, USA. International Society of Offshore und Polar Engineers.
- Sodeikat, C., Groschup, R., Knab, F. & Obermeier, P. (2019). Acoustic Emission in der Bauwerksüberwachung zur Feststellung von Spannstahlbrüchen. *Beton-und Stahlbetonbau*, 114(10), 707–723.
- Sohn, H. (2007). Effects of environmental and operational variability on structural health monitoring. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 365(1851), 539–560.
- Sohn, H., Farrar, C. R., Hemez, F. M., Shunk, D. D., Stinemates, D. W., Nadler, B. R. & Czarnecki, J. J. (2003). A review of structural health monitoring literature: 1996–2001. USA, Los Alamos National Laboratory.
- Staubermann, C., Recker, C. & Tallen, J. (2010). Zerstörungsfreie Untersuchungen zur Standicherheit von Windenergieanlagen, In *Fachtagung Bauwerksdiagnose*, Berlin. Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung e. V. (DGZfP).
- Stempfhuber, W. & Buchholz, M. (2011). A precise, low-cost rtk gnss system for uav applications. *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences*, XXXVIII-1/C22, 289–293. <https://doi.org/10.5194/isprsarchives-XXXVIII-1-C22-289-2011>
- Sun, H. & Büyüköztürk, O. (2015). Optimal sensor placement in structural health monitoring using discrete optimization. *Smart Materials and Structures*, 24(12), 125034.
- Swartz, R. A., Lynch, J. P., Zerbst, S., Sweetman, B. & Rolfes, R. (2010). Structural monitoring of wind turbines using wireless sensor networks. *Smart structures and systems*, 6(3), 183–196.
- Takasu, T. & Yasuda, A. (2009). Development of the low-cost RTK-GPS receiver with an open source program package RTKLIB, In *International symposium on GPS/GNSS*, Jeju, Korea.
- Tan, Y. & Zhang, L. (2020). Computational methodologies for optimal sensor placement in structural health monitoring: A review. *Structural Health Monitoring*, 19(4), 1287–1308.
- Tao, F., Zhang, H., Liu, A. & Nee, A. Y. (2018). Digital twin in industry: State-of-the-art. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(4), 2405–2415.
- Tautz-Weinert, J. & Watson, S. J. (2016). Using SCADA data for wind turbine condition monitoring—a review. *IET Renewable Power Generation*, 11(4), 382–394.
- Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A. & Ekemb, G. (2014). Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges. *Energies*, 7(4), 2595–2630.
- Tcherniak, D., Basurko, J., Salgado, O., Urresti, I., Chauhan, S., Carcangiu, C. E. & Rossetti, M. (2011). Application of OMA to operational wind turbine, In *Proceedings of 4th International Operational Modal Analysis Conference (IOMAC)*, Istanbul, Türkei.
- Thiele, M. (2016). Experimentelle Untersuchung und Analyse der Schädigungsevolution in Beton unter hochzyklischen Ermüdungsbeanspruchungen. In *BAM-Dissertationsreihe 140*. Berlin, Bundesanstalt f. Materialforschung und -prüfung (BAM).
- Thienel, K.-C. (1993). *Festigkeit und Verformung von Beton bei hoher Temperatur und biaxialer Beanspruchung: Versuche und Modellbildung* (Dissertation). Braunschweig, TU Braunschweig.
- Thomson, W. (1993). *Theory of vibration with applications*. London, GB, CrC. <https://doi.org/10.1201/9780203718841>
- Tränkler, H.-R. & Reindl, L. M. (2015). *Sensortechnik: Handbuch für Praxis und Wissenschaft*. Berlin, Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-29942-1>
- Tsiapoki, S., Häckell, M., Griebmann, T. & Rolfes, R. (2018). Damage and ice detection on wind turbine rotor blades using a three-tier modular structural health monitoring framework. *Structural Health Monitoring*, 17(5), 1289–1312.

- Tuegel, E. J., Ingrassia, A. R., Eason, T. G. & Spottswood, S. M. (2011). Reengineering aircraft structural life prediction using a digital twin. *International Journal of Aerospace Engineering*, 2011(154798). <https://doi.org/10.1155/2011/154798>
- United Nations Organization. (2015). *Paris Agreement*. Verfügbar 10. Juni 2021 unter [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)
- Urban, S. (2014). *Entwicklung eines Monitoring-Verfahrens zur Bestimmung des realen Grades der Ermüdungsschädigung von Betonstrukturen* (Dissertation). Wien, Österreich, Universität für Bodenkultur Wien.
- Van Overschee, P. & De Moor, B. L. (1996). *Subspace identification for linear systems: Theory—Implementation—Applications*. Boston, USA, Kluwer.
- Vanlanduit, S., Verboven, P., Guillaume, P. & Schoukens, J. (2003). An automatic frequency domain modal parameter estimation algorithm. *Journal of Sound and Vibration*, 265(3), 647–661.
- VDI 3834. (2015). Blatt 1: Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten - Windenergieanlagen mit Getriebe. VDI: Verein Deutscher Ingenieure.
- VDI 4551. (2020). Strukturüberwachung und -beurteilung von Windenergieanlagen und Offshorestationen. VDI: Verein Deutscher Ingenieure.
- Veljkovic, M., Heistermann, C., Husson, W., Limam, M., Feldmann, M., Naumes, J., Pak, D., Faber, T., Klose, M., Fruhner, K. et al. (2012). High-strength tower in steel for wind turbines (HISTWIN). *Luxemburg*, European Commission Joint Research Centre. <https://doi.org/10.2777/39656>
- Vera-Tudela, L. (2018). *Data-driven fatigue load monitoring in a wind farm* (Dissertation). Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Oldenburg.
- Vera-Tudela, L. & Kühn, M. (2014). On the Selection of Input Variables for a Wind Turbine Load Monitoring System [2nd International Conference on System-Integrated Intelligence: Challenges for Product and Production Engineering]. 2nd International Conference on System-Integrated Intelligence: Challenges for Product and Production Engineering. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.protcy.2014.09.045>
- Vera-Tudela, L. & Kühn, M. (2017). Analysing wind turbine fatigue load prediction: The impact of wind farm flow conditions. *Renewable Energy*, 107, 352–360. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.065>
- Verboven, P., Guillaume, P., Cauberghe, B., Parloo, E. & Vanlanduit, S. (2003). Stabilization charts and uncertainty bounds for frequency-domain linear least squares estimators, Kissimmee, Florida, USA.
- Verboven, P., Parloo, E., Guillaume, P. & Van Overmeire, M. (2002). Autonomous structural health monitoring—part I: modal parameter estimation and tracking. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 16(4), 637–657.
- Vorpahl, F., Schwarze, H., Fischer, T., Seidel, M. & Jonkman, J. (2013). Offshore wind turbine environment, loads, simulation, and design. *WIREs Energy and Environment*, 2(5), 548–570. <https://doi.org/10.1002/wene.52>
- Wang, C., Campagnolo, F. & Bottasso, C. L. (2020). Does the use of load-reducing IPC on a wake-steering turbine affect wake behavior? [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conference2020)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 022035. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/2/022035>
- Wang, Z., Zhao, P., Lu, Y. & Lu, T. (2012). Numerical Study on Covariance-driven Stochastic Subspace Method in Modal Parameters Identification, In *15th World Conference on Earthquake Engineering (15WCEE)*, Lissabon, Portugal.
- Weber, T. (2013). *Nicht ohne mein CMS: Umstrittenes Condition Monitoring: Neues wirtschaftliches Interesse am Service erhöht die Attraktivität des Systems – aber nicht für alle*. Verfügbar 11. April 2021 unter <https://www.erneuerbareenergien.de/archiv/nicht-ohne-mein-cms-150-434-61590.html>

- Wei, K., Yang, Y., Zuo, H. & Zhong, D. (2020). A review on ice detection technology and ice elimination technology for wind turbine. *Wind Energy*, 23(3), 433–457.
- Weijtens, W., Noppe, N., Verbelen, T., Iliopoulos, A. & Devriendt, C. (2016). Offshore wind turbine foundation monitoring, extrapolating fatigue measurements from fleet leaders to the entire wind farm [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conference 2016)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(9), 092018. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/9/092018>
- Weijtens, W., Avendaño-Valencia, L. D., Devriendt, C. & Chatzi, E. (2018). Cost-effective vibration based detection of wind turbine blade icing from sensors mounted on the tower, In *9th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM)*, Manchester, GB.
- Weijtens, W., Iliopoulos, A., Helsen, J. & Devriendt, C. (2015). Monitoring the consumed fatigue life of wind turbines on monopile foundations, In *Proceedings of the EWEA Offshore Conference*, Kopenhagen, Dänemark.
- Weijtens, W., Verbelen, T., Capello, E. & Devriendt, C. (2017). Vibration based structural health monitoring of the substructures of five offshore wind turbines [X International Conference on Structural Dynamics, EUROODYN 2017]. *Procedia Engineering*, 199, 2294–2299. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.09.187>
- Weijtens, W., Verbelen, T., De Sitter, G. & Devriendt, C. (2014). Data normalization for foundation SHM of an offshore wind turbine: a real-life case study, In *7th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM)*, Nantes, Frankreich.
- Weijtens, W., Verbelen, T., De Sitter, G. & Devriendt, C. (2016). Foundation structural health monitoring of an offshore wind turbine—A full-scale case study. *Structural Health Monitoring*, 15(4), 389–402. <https://doi.org/10.1177/1475921715586624>
- Welch, P. (1967). The use of fast Fourier transform for the estimation of power spectra: a method based on time averaging over short, modified periodograms. *IEEE Transactions on audio and electroacoustics*, 15(2), 70–73.
- Wilkinson, M., Darnell, B., Van Delft, T. & Harman, K. (2014). Comparison of methods for wind turbine condition monitoring with SCADA data. *IET Renewable Power Generation*, 8(4), 390–397.
- Windkraft Journal. (2018). *Der weltweit erste Offshore-Windpark ohne Subventionen wird in den Niederlanden gebaut*. Verfügbar 11. April 2021 unter <https://www.windkraft-journal.de/2018/03/20/der-weltweit-erste-offshore-windpark-ohne-subventionen-wird-in-den-niederlanden-gebaut/118725>
- wind-turbine.com. (2018). *Immer mehr im Fokus: Ü-20-Windenergieanlagen*. Verfügbar 10. Mai 2021 unter <https://wind-turbine.com/magazin/innovationen-aktuelles/99139/immer-mehr-im-fokus-ue-20-windenergieanlagen.html>
- Wiśniewski, B., Bruniecki, K. & Moszyński, M. (2013). Evaluation of RTKLIB's Positioning Accuracy Using low-cost GNSS Receiver and ASG-EUPOS. *International Journal on Marine Navigation and Safety of Sea Transportation*, 7(1), 79–85.
- Wondra, B., Malek, S., Botz, M., Glaser, S. D. & Große, C. U. (2019). Wireless High-Resolution Acceleration Measurements for Structural Health Monitoring of Wind Turbine Towers. *Data-Enabled Discovery and Applications*, 3(1), 4. <https://doi.org/10.1007/s41688-018-0029-y>
- Worden, K., Farrar, C. R., Manson, G. & Park, G. (2007). The fundamental axioms of structural health monitoring. *Proceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 463(2082), 1639–1664.
- Wymore, M. L., Van Dam, J. E., Ceylan, H. & Qiao, D. (2015). A survey of health monitoring systems for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 976–990. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.110>
- Yang, S. & Allen, M. S. (2012). Output-only modal analysis using continuous-scan laser Doppler vibrometry and application to a 20 kW wind turbine. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 31, 228–245.

- Yang, W., Court, R. & Jiang, J. (2013). Wind turbine condition monitoring by the approach of SCADA data analysis. *Renewable Energy*, 53, 365–376.
- Yang, W., Peng, Z., Wei, K. & Tian, W. (2017). Structural health monitoring of composite wind turbine blades: challenges, issues and potential solutions. *IET Renewable Power Generation*, 11(4), 411–416.
- Ye, C., Butler, L., Bartek, C., Iangurazov, M., Lu, Q., Gregory, A., Girolami, M. & Middleton, C. (2019). A digital twin of bridges for structural health monitoring, In *Proceedings of the 12th International Workshop on Structural Health Monitoring (IWSHM)*, Stanford, Kalifornien, USA.
- Zabel, V. (2019). Operational modal analysis - Theory and aspects of application in civil engineering. In *Institut für Strukturmechanik, ISM-Bericht 5/2019*. Lahmer, T; Rabczuk, T; Könke, C.
- Zernov, V., Fradkin, L. & Mudge, P. (2011). Guided waves in a monopile of an offshore wind turbine. *Ultrasonics*, 51(1), 57–64. <https://doi.org/10.1016/j.ultras.2010.05.008>
- ZfK: Zeitung für kommunale Wirtschaft. (2018). *Risse an neuen Enercon-Anlagen*. Verfügbar 21. April 2021 unter <https://www.zfk.de/energie/strom/risse-an-neuen-enercon-anlagen>
- Zhang, L. (2016). *Qualitätssteigerung von Low-Cost-GPS Zeitreihen für Monitoring Applikationen durch zeitlich-räumliche Korrelationsanalyse* (Dissertation). Universität Stuttgart. Stuttgart.
- Zhang, Y. (2017). *Operational Modal Analysis der Tragstruktur von Windkraftanlagen* (Masterarbeit). München, Technische Universität München.
- Zhang, Z., Glaser, S., Watteyne, T. & Malek, S. (2020). Long-term Monitoring of the Sierra Nevada Snowpack Using Wireless Sensor Networks. *IEEE Internet of Things Journal*, 1–1. <https://doi.org/10.1109/JIOT.2020.2970596>
- Zheng, Y., Yang, S. & Cheng, H. (2019). An application framework of digital twin and its case study. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, 10(3), 1141–1153.
- Zieger, T., Nagel, S., Lutzmann, P., Kaufmann, I., Ritter, J., Ummenhofer, T., Knödel, P. & Fischer, P. (2020). Simultaneous identification of wind turbine vibrations by using seismic data, elastic modeling and laser Doppler vibrometry. *Wind Energy*, 23(4), 1145–1153.
- Ziegler, L., Smolka, U., Cosack, N. & Muskulus, M. (2017). Brief communication: Structural monitoring for lifetime extension of offshore wind monopiles: can strain measurements at one level tell us everything? *Wind Energy Science*, 2(2), 469–476. <https://doi.org/10.5194/wes-2-469-2017>
- Ziegler, L., Cosack, N., Kolios, A. & Muskulus, M. (2019). Structural monitoring for lifetime extension of offshore wind monopiles: Verification of strain-based load extrapolation algorithm. *Marine Structures*, 66, 154–163. <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2019.04.003>
- Ziegler, L., Gonzalez, E., Rubert, T., Smolka, U. & Melero, J. J. (2018). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1261–1271.
- Ziegler, L. & Muskulus, M. (2016a). Fatigue reassessment for lifetime extension of offshore wind monopile substructures [The Science of Making Torque from Wind (TORQUE Conference 2016, München)]. *Journal of Physics: Conference Series*, 753, 092010. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/9/092010>
- Ziegler, L. & Muskulus, M. (2016b). Lifetime extension of offshore wind monopiles: Assessment process and relevance of fatigue crack inspection, In *12th EAWE PhD Seminar*, Lyngby, Dänemark.
- Zierath, J., Rachholz, R., Rosenow, S.-E., Bockhahn, R., Schulze, A. & Woernle, C. (2017). Modal testing on wind turbines for validation of a flexible multibody model, In *Proceedings of the ECCOMAS Thematic Conference Multibody Dynamics*, Prag, Tschechien.
- Zierath, J., Rachholz, R., Rosenow, S.-E., Bockhahn, R., Schulze, A. & Woernle, C. (2018). Experimental identification of modal parameters of an industrial 2-MW wind turbine. *Wind Energy*, 21(5), 338–356.

- Zierath, J., Rosenow, S.-E., Luthe, J., Schulze, A., Saalbach, C., Sander, M. & Woernle, C. (2020). A Structural Fatigue Monitoring Concept for Wind Turbines by Means of Digital Twins. In Z. Mao (Hrsg.), *Model Validation and Uncertainty Quantification, Volume 3. Conference Proceedings of the Society for Experimental Mechanics Series*. (S. 139–142). Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-47638-0\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-030-47638-0_15)
- Zilch, K. & Zehetmaier, G. (2010). *Bemessung im konstruktiven Betonbau: Nach DIN1045-1 (Fassung 2008) und EN 1992-1-1 (Eurocode 2)*. Berlin, Springer.



# Vorveröffentlichungen und betreute Abschlussarbeiten

## Vorveröffentlichungen

### Zeitschriftenartikel und Konferenzbeiträge peer-reviewed

Botz, M., Emiroğlu, A., Osterminski, K., Raith, M., Wüchner, R. & Große, C. U. (2020). Überwachung und Modellierung der Tragstruktur von Windenergieanlagen: Beitrag zu einem Digitalen Zwilling [Monitoring and modeling of a wind turbine support structure to create a digital twin]. *Beton- und Stahlbetonbau*, 115 (5), 342–354. <https://doi.org/10.1002/best.202000001>.

Botz, M., Raith, M., Emiroglu, A., Wondra, B. & Große, C. U. (2019). Structural Health Monitoring as a Tool for Smart Maintenance of Wind Turbines. In Zingoni, A. (Hrsg.), *Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications: Proceedings of the 7th International Conference on Structural Engineering, Mechanics and Computation (SEMC 2019)*, Kapstadt, Südafrika (1st ed.). CRC. <https://doi.org/10.1201/9780429426506>.

Botz, M., Harhaus, G. & Große, C. U. (2019). Monitoring Modal Parameters and External Loads of Wind Turbines for Remaining Useful Life Analysis. In I. Gabrijel, C. U. Große & M. Skazlić (Hrsg.), *Proceedings of the International Conference on Sustainable Materials, Systems and Structures (SMSS2019) Novel Methods for Characterization of Materials and Structures*. Paris, Rilem.

Wondra, B., Malek, S., Botz, M., Glaser, S. D. & Große, C. U. (2019). Wireless High-Resolution Acceleration Measurements for Structural Health Monitoring of Wind Turbine Towers. *Data-Enabled Discovery and Applications*, 3 (1), 4. <https://doi.org/10.1007/s41688-018-0029-y>.

Botz, M., Zhang, Y., Raith, M. & Pinkert, K. (2017). Operational modal analysis of a wind turbine during installation of rotor and generator. In *IOMAC 2017 - 7th International Operational Modal Analysis Conference*. Ingolstadt.

Botz, M., Raith, M., Emiroglu, A. & Große, C. (2017). Monitoring of wind turbine structures using stationary sensors and short-term optical techniques, In *Structural Health Monitoring 2017: Real-Time Material State Awareness and Data-Driven Safety Assurance - Proceedings of the 11th International Workshop on Structural Health Monitoring, IWSHM 2017*. Stanford, Kalifornien, USA, DEStech. <https://doi.org/10.12783/shm2017/14150>.

Geiss, C. T., Kinscherf, S., Decker, M., Romahn, S., Botz, M., Raith, M., Wondra, B., Große, C. U., Osterminski, K., Emiroglu, A., Bletzinger, K.-U., Obradovic, D. & Wever, U. (2017). The Mistralwind Project: Towards a Remaining Useful Lifetime Analysis and Holistic Asset Management Approach for More Sustainability of Wind Turbine Structures, In *Structural Health Monitoring 2017: Real-Time Material State Awareness and Data-Driven Safety Assurance - Proceedings of the 11th International Workshop on Structural Health Monitoring (IWSHM)*. Stanford, Kalifornien, USA, DEStech. <https://doi.org/10.12783/shm2017/14153>.

Botz, M., Oberlaender, S., Raith, M. & Große, C. (2016). Monitoring of wind turbine structures with concrete-steel hybrid-tower design, In *8th European Workshop on Structural Health Monitoring (EWSHM 2016)*. Bilbao, Spanien.

[https://www.ndt.net/events/EWSHM2016/app/content/Paper/115\\_Botz.pdf](https://www.ndt.net/events/EWSHM2016/app/content/Paper/115_Botz.pdf).

Wondra, B., Botz, M. & Große, C. U. (2016). Wireless monitoring of structural components of wind turbines including tower and foundations, In *The Science of Making Torque from Wind (TORQUE 2016)*, IOP Publishing, *Journal of Physics: Conference Series* 753 (7).

<https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/7/072033>.

### **Zeitschriftenartikel und Konferenzbeiträge nicht peer-reviewed**

Botz, M. & Große, C. U. (2020). Monitoring im Rahmen eines digitalen Bauwerkszwillings, In *DGZfP Berichtsband BB 174: Fachtagung Bauwerksdiagnose–Praktische Anwendungen Zerstörungsfreier Prüfungen und Zukunftsaufgaben*, Berlin. Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung (DGZfP e.V.)

Botz, M. & Große, C. U. (2018). Structural Health Monitoring von Windenergieanlagen – Ermittlung modaler Parameter und externer Lasten im Betrieb, In *Beiträge zur 6. DAfStb-Jahrestagung mit 59. Forschungskolloquium*. Deutscher Ausschuss für Stahlbeton e. V. (DAfStb). München. <https://doi.org/10.14459/2018md1464147>.

Raith, M., Botz, M., Wondra, B. & Große, C. U. (2016). Überwachung und Inspektion der Tragstruktur von Windenergieanlagen. *Ernst & Sohn Special 2016 – Messtechnik im Bauwesen*, 13-17.

### **Poster**

Rupfle, J., Botz, M. & Große, C. U. (2020). How can a Digital Twin improve the monitoring of Wind Turbines?. *WindForS Spring Meeting 2020*. Stuttgart.

Botz, M., Raith, M., Geiss, C. , Wondra, B., Große, C. U., Osterminski, K., Gehlen, C., Emiroglu, A., Wüchner, R., Bletzinger, KU., Kinscherf, S., Romahn, S., Obradovic, D. & Wever, U. (2018). The MISTRALWIND Project. *WindForS TUM 2018 Spring Meeting*. München.

<https://mediatum.ub.tum.de/doc/1515104/file.pdf>

### **Abschlussbericht**

Botz, M., Raith, M., Wondra, B., Mayer, T. & Große, C. U. (2018). MISTRALWIND - Monitoring and inspection of structures at large wind turbines; Teilvorhaben Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung, Arbeitspaket 4: Überwachungstopologie: Schlussbericht BMWi-Verbundprojekt (Techn. Ber.). Technische Universität München, Lehrstuhl für Zerstörungsfreie Prüfung. München. <https://doi.org/10.2314/KXP:1667552236>.

## Betreute studentische Abschlussarbeiten

### Masterarbeiten

Harhaus, G. (2018): Automatisierte Operational Modal Analysis von Windkraftanlagen

Zhang, Y. (2017): Operational Modal Analysis der Tragstruktur von Windkraftanlagen

Mayer, T. (2017): Bauwerksverformung aus Photogrammetrie und Beschleunigungsmessung

### Diplomarbeit

Oberländer, S. (2016): Aufbau eines Systems zur Schwingungsanalyse für die Dauerüberwachung der Tragstrukturen von Windkraftanlagen

### Semesterarbeiten

Vad, A. (2018): Konzeptstudie zur Entwicklung einer prototypischen Apparatur zur Lokalisierung und Verfolgung von Schäden an Rotorblättern von WEAs

Harhaus, G. (2017): Entwicklung von Methoden zur Messdatenauswertung im Rahmen des Structural Health Monitorings für Windkraftanlagen

Neri, M. A. L. (2017): Optimal Sensor Placement for the Structural Health Monitoring of Wind Turbines

Heymes, G. (2017): TUMote: Agile Embedded Software Development of Wireless Sensor Nodes

Pfeiffer, S. (2016): Monitoring von Windkraftanlagen: Entwicklung eines drahtlosen Sensorsystems

Kainz, T. (2016): Monitoring von Windkraftanlagen: Positionsmessung mit Beschleunigungssensoren

Born, D. (2016): Structural Health Monitoring der Tragstruktur von Windenergieanlagen: Stand der Forschung und Konzeptentwicklung

### Bachelorarbeiten

Gruber, S. (2018): Weiterentwicklung und Vergleich eines prototypischen Messkonzepts zur Verortung von Schäden an WEA-Rotorblättern auf Basis eines Messkonzepts mittels Differential GPS

Brandl, M. (2017): Anwendung von Machine Learning für das Structural Health Monitoring von Windkraftanlagen

# Abkürzungsverzeichnis

AEP	Annual Energy Production (jährlich erzeugte Energiemenge)
ACFM	Alternating Current Field Measurements
AOMA	Automated Operational Modal Analysis
BIM	Building Information Modeling
BR	Balanced Realization
CAD	Computer-aided Design
CAN-Bus	Controller Area Network
CF	Capacity Factor (Kapazitätsfaktor, Jahresnutzungsgrad)
CM	Condition Monitoring (Zustandsüberwachung)
CMS	Condition Monitoring System (System zur Zustandsüberwachung)
CVA	Canonical Variante Analysis
DAQ	Data Acquisition (Datenerfassung), Datenerfassungsknoten
DEL	Damage Equivalent Loads (Schädigungsäquivalente Lasten)
DFT	Diskrete Fourier-Transformation
DIC	Digital Image Correlation
DLC	Design Load Case (Auslegungslastfall)
DMS	Dehnungsmessstreifen
DGPS	Differentielles GPS
DPU	Digital Processing Unit (Industrie-PC)
DSLr	Digitale Spiegelreflexkamera
EI	Effective-Independance (Methode zur OSP)
EMA	Experimentelle Modalanalyse
EOC	Environmental and Operational Conditions (Umgebungs- und Betriebsbedingungen)
ER	Erfolgsrate, Anteil Datensätze mit erfolgreich identifizierten Schwingungsmoden
ERA	Eigensystem Realization Algorithm
EFDD	Enhanced Frequency Domain Decomposition
FA	Fore-aft, vor-zurück, Schwingungsrichtung des Turms senkrecht zu Rotorebene
fAOMA	Fully Automated Operational Modal Analysis
FBG	Faser-Bragg-Gitter
FDD	Frequency Domain Decomposition
FE	Finite Elemente
FEM	Finite Elemente Methode
FFT	Fast Fourier Transform (Algorithmus zur effizienten Berechnung der DFT)
FIM	Fischer Informationsmatrix
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FOS	Faseroptische Sensoren
fps	Frames per Second (Bilder pro Sekunde)
FRF	Frequency Response Function (Frequenzantwortfunktion, Übertragungsfunktion)
GNSS	Globales Navigationssatellitensystem
GPS	Global Positioning System (NAVSTAR GPS, entwickelt von USA)
HVC	Hard Validation Criteria
IPC	Individual Pitch Control (Einzelblattverstellung)
kNN	Künstliches neuronales Netz (artificial neural network, ANN)
KPI	Key Performance Indicator (Leistungskennzahl)

LAN	Local Area Network (Lokales (Computer-)netzwerk)
lat	Latitude (Breitengrad)
LARS	Local acoustic resonance spectroscopy
LCOE	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
LDV	Laser-Doppler-Vibrometrie
long	Longitude (Längengrad)
LSCE	Least Squares Complex Exponential
LWL	Lichtwellenleiter
MAC	Modal Assurance Criterion
MDE	Modal Decomposition and Expansion
MEMS	Micro-Electro-Mechanical System
MKE	Modal Kinetic Energy (OSP Methode)
MPC	Mean Phase Collinearity (mittlere Phasenkollinearität)
MPD	Mean Phase Deviation (mittlere Phasenabweichung)
NExT	Natural Excitation Technique
NTM	Normal Turbulenzmodell
ODS	Operational Deflection Shapes (Betriebsschwingformen)
OMA	Operational Modal Analysis
OSP	Optimal Sensor Placement (Optimale Platzierung von Schwingungssensoren)
PA	Polanzahl, Verhältnis der Anzahl der Pole im Cluster zum Maximalwert
PSD	Power Spectral Density (Leistungsdichtespektrum)
p-LSCF	Polyreference Least Squares Complex Frequency-domain Estimator, auch genannt PolyMAX
PPA	Power Purchase Agreement (direkte Stromlieferungsverträge)
rms	Root-mean-square (Quadratisches Mittel, Effektivwert)
ROC	Receiver Operating Characteristic (Grenzwertoptimierungskurven)
RTK-GPS	Real Time Kinematics (Echtzeitkinematik)
RUL	Remaining Useful Life (Restlebensdauer)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SHM	Structural Health Monitoring
SNR	Signal-To-Noise-Ratio (Signal-Rausch-Verhältnis)
SS	Side-side (Schwingungsrichtung des Turms in Rotorebene)
SSI	Stochastic Subspace Identification
SSI-COV	Kovarianzgetriebene/kovarianzbasierte SSI
SSI-DATA	Datengetriebene SSI
TI	Turbulenzintensität (turbulence intensity)
TSB	Teilsicherheitsbeiwert
UART	Universal Asynchronous Receiver Transmitter (serielle Schnittstelle)
UPGMA	Unweighted Pair Group Method With Arithmetic Mean (Average-Linkage)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WEA	Windenergieanlage
WWW	World Wide Web, Internet
ZfP	Zerstörungsfreie Prüfung

# Symbolverzeichnis

## Griechische Symbole

$\alpha$	Hauptschwingungswinkel der Eigenschwingformen
$\alpha_B$	Wärmeausdehnungskoeffizient Bauteil
$\alpha_M$	Wärmeausdehnungskoeffizient Messgitterwerkstoffs
$\alpha_R$	Wärmeausdehnungskoeffizient des elektrischen Widerstands des Messgitters
$\beta$	Blatteinstellwinkel, Pitchwinkel
$\alpha_\Lambda$	Wärmeausdehnungskoeffizient LWL
$\alpha_n$	Thermooptische Konstante: Änderung Brechungsindex durch Temperatur
$\Delta\lambda_B$	Abweichung Wellenlänge von nomineller Bragg-Wellenlänge
$\Delta l$	Längenänderung
$\Delta t$	Zeitschrittweite
$\Delta$	Gitterperiode FBG
$\delta$	Abklingkonstante
$\Delta\sigma$	Spannungsänderung, Schwingbreite
$\Delta\sigma_C$	Bezugswert der Ermüdungsfestigkeit für verschiedene Kerbfälle
$\Delta\sigma_D$	Dauerfestigkeit
$\Delta\sigma_i$	Spannungsschwingbreiten für verschiedene Klassen $i$
$\varepsilon$	Dehnung
$\varepsilon_{\text{mech}}$	Dehnung aus mechanischer Belastung
$\varepsilon_{\sigma_T}$	Dehnung aus Temperaturspannung
$\gamma_{Ff}$	Teilsicherheitsbeiwert für Spannungen
$\gamma_f$	Teilsicherheitsbeiwerte für Ermüdungslasten
$\gamma_{Mf}$	Teilsicherheitsbeiwert für Festigkeiten
$\underline{G}_i$	Umgekehrte Steuerbarkeitsmatrix (reversed controllability) Zustandsraummodell
$\Lambda$	Logarithmisches Dekrement (Maß für Dämpfung)
$\lambda$	Eigenwert
$\lambda$	Wellenlänge
$\lambda_B$	Bragg-Wellenlänge im Vakuum
$\lambda_d$	Eigenwert zeitdiskret
$\mu$	Erwartungswert/Mittelwert bei Normalverteilung
$\mu^*$	Geometrischer Erwartungswert, Median
$\mu_x$	Erwartungswert
$\nu$	Poissonzahl, Querkontraktionszahl
$n_{\text{eff}}$	Effektiver Brechungsindex
$\Omega$	Rotordrehzahl
$\omega$	Eigenkreisfrequenz
$\omega_0$	Ungedämpfte Eigenkreisfrequenz
$\Phi$	Matrix der Eigenschwingformen
$\varphi$	Umfangswinkel
$\varphi, \tilde{\varphi}$	Phasenwinkel
$\vec{\phi}$	Eigenvektor
$\vec{\phi}_k$	Eigenvektor zeitdiskret
$\rho$	Spezifischer elektrischer Widerstand eines Werkstoffs
$\sigma$	Standardabweichung
$\sigma^*$	Geometrische Standardabweichung

$\sigma_m$	Mittelspannung
$\sigma_o$	Standardabweichung der Offsets der Dehnungssensoren
$\sigma_{xx}$	Mechanische Spannung in x-Richtung
$\sigma_v$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit über 10 min
$\underline{\Sigma}$	Singulärwert-Matrix

### Romanische Symbole

$\underline{A}$	Systemmatrix Zustandsraummodell
$\underline{A}_d$	Systemmatrix Zustandsraummodell für diskrete Zeiten
$A$	Querschnittsfläche eines elektrischen Leiters
$A, \tilde{A}$	Amplitude
$A_t$	Anlagenverfügbarkeit
$\underline{\hat{B}}$	Matrix der Anregungspositionen
$\underline{B}$	Lastmatrix/Eingangsmatrix Zustandsraummodell
$\underline{B}_d$	Lastmatrix/Eingangsmatrix Zustandsraummodell für diskrete Zeiten
$b_{rel,i}$	Koeffizient der linearen Regression (Geradensteigung) für $f_i$ , bezogen auf die betrachtete Frequenz $f_i$
$b_{f_i}$	Koeffizient der linearen Regression (Geradensteigung) für $f_i$
$\bar{b}_{rel}$	Mittelwert der $b_{rel,i}$ für alle betrachtete Frequenzen $f_i$
$\underline{C}$	Ausgangsmatrix Zustandsraummodell
$\underline{C}_d$	Ausgangsmatrix Zustandsraummodell für diskrete Zeiten
$c$	Federkonstante Masse-Feder-Dämpfer-System
$C_i$	Kovarianz der Ausgangssignale
$C_{xx}(\tau)$	Kovarianzfunktion
$R_i$	Autokorrelation der Ausgangssignale
$\underline{D}$	Durchgangsmatrix Zustandsraummodell
$\underline{D}_d$	Durchgangsmatrix Zustandsraummodell für diskrete Zeiten
$D$	(Lehrsches) Dämpfungsmaß, Dämpfungsgrad
$D$	Ermüdungsschädigung
$d$	Dämpfungskonstante Masse-Feder-Dämpfer-System
$D_T$	Ermüdungsschädigung im Zeitraum $T$
$E$	E-Modul
$E_D$	Effektive Unabhängigkeit von Sensorpositionen
$E_{cd,max}$	Maximales, auf Festigkeit bezogenes Niveau der Druckspannung
$E_{cd,min}$	Minimales, auf Festigkeit bezogenes Niveau der Druckspannung
$EI$	Biegesteifigkeit
$EI_i$	Biegesteifigkeit Turmsegment/Balken im Starrkörpermodell
$\vec{f}(t)$	Erregerkräfte
$f$	Frequenz
$f_0$	Ungedämpfte Eigenfrequenz
$F_G$	Gewichtskraft
$f_g$	Grenzfrequenz
$f_R$	Eigenfrequenz der Rotorblätter
$f_s$	Sampling rate, Abtastrate
$f_T$	Eigenfrequenz der Torsionsmode
$F_i$	Kraft am Balkenende im Starrkörpermodell
$f_i$	Eigenfrequenz der $i$ -ten Biegemode
$f_{ip}$	Anregungsfrequenz mit Rotordrehzahl ( $i = 1$ ) und Vielfachen ( $i > 1$ )
$\underline{G}$	„next state output“ Kovarianz-Matrix
$\underline{G}_d$	„next state output“ Kovarianz-Matrix für diskrete Zeiten
$\underline{G}_{yy}$	Matrix der Leistungsdichtespektren
$g$	Erdbeschleunigung

$h$	Turmhöhe
$\underline{I}$	Einheitsmatrix, Identitätsmatrix
$I$	Flächenträgheitsmoment
$i$	Anzahl der Zeitverschiebungen für Kovarianzberechnung, Anzahl der Block-Zeilen der Hankel-Matrix
$\underline{K}$	Feder-, Steifigkeitsmatrix eines mechanischen Systems
$k$	Federsteifigkeit, Federkonstante
$k$	k-Faktor von Dehnungssensoren, Maß für Empfindlichkeit
$k_B$	Brückenfaktor für DMS-Brückenmessung
$k_T$	k-Faktoren für Temperatur (FBG)
$k_\varepsilon$	k-Faktoren für Dehnung (FBG)
$k_i$	Proportionalitätskonstante für Federsteifigkeit der Balkenbiegung im Starrkörpermodell
$L$	Anzahl möglicher physikalischer Schwingungsmoden
$L$	Lebensdauer
$l$	Länge eines elektrischen Leiters
$l$	Sensornanzahl
$l_0$	Ausgangslänge
$l_i$	Balkenlänge Starrkörpermodell
$\underline{M}$	Massenmatrix eines mechanischen Systems
$\vec{M}$	Resultierendes Biegemoment als Vektor
$m$	Masse
$M(\varphi)$	Projiziertes Biegemoment
$m_{\text{Rotor}}$	Rotormasse
$N$	Anzahl Messpunkte in Zeitintervall
$N_C$	Bezugswert der Ermüdungsfestigkeit für verschiedene Kerbfälle
$N_F$	Freiheitsgrade eines mechanischen Systems
$n_{\text{Kanaele}}$	Anzahl Sensorkanäle
$N_m$	Anzahl mathematischer Pole
$N_p$	Anzahl physikalischer Pole
$n_{\text{sys,max}}$	Maximale Systemordnung
$n_{\text{sys}}$	Systemordnung
$N_i$	Anzahl ertragbarer Lastwechsel
$n_i$	Anzahl der Zeitverschiebungen (time lags)
$n_i$	Anzahl der erfahrenen Lastwechsel
$\bar{o}$	Mittelwert der Offsets der Dehnungssensoren
$\underline{O}_i$	Beobachtbarkeitsmatrix (observability) des Zustandsraummodells
$\underline{O}_{i\downarrow}$	Matrix $\underline{O}$ bei Weglassen der ersten $i$ Zeilen
$\underline{O}_{i\uparrow}$	Matrix $\underline{O}$ bei Weglassen der letzten $i$ Zeilen
$\underline{O}_{k\uparrow}^+$	Moore-Penrose Pseudoinverse von $\underline{O}_{k\uparrow}$
$\vec{p}_i$	Eigenschaftsvektor für Clustering-Verfahren
$P$	(Elektrische) Leistung
$P_e$	Photoelastische Konstante: Änderung Brechungsindex durch axiale Dehnung
$\underline{Q}$	Dämpfungsmatrix eines mechanischen Systems
$\vec{q}(t)$	Auslenkungsvektor der Freiheitsgrade eines mechanischen Systems
$q$	Auslenkung (Masse-Feder-Dämpfer-System)
$\underline{R}_i$	Ungewichtete Korrelationsmatrix
$R$	Elektrischer Widerstand
$R^2$	Bestimmtheitsmaß (einer Kurvenanpassung)
$R_\varphi^{-1}$	Rotationsmatrix
$R_i$	Spannungsverhältnis von Ober- und Unterspannung
$R_{xx}(\tau)$	Autokorrelationsfunktion



$S_{c,\max}$	Maximales, auf Festigkeit bezogenes Niveau der Druckspannung
$S_{c,\min}$	Minimales, auf Festigkeit bezogenes Niveau der Druckspannung
$\underline{T}_{1,i}$	Block-Toeplitz-Matrix der Korrelationsmatrizen
$T$	Temperatur
$T$	Zeitintervall
$t$	Zeit (kontinuierlich)
$\underline{U}, \underline{V}$	Reale, orthonormale, singuläre Matrix; Teil der Singulärwertzerlegung
$\vec{u}(t)$	Eingangsvektor: Zeitverläufe der Systemeingänge
$U_B$	Brückenspeisespannung DMS-Brückenmessung
$U_M$	Brückenausgangsspannung DMS-Brückenmessung
$\bar{v}$	Mittelwert der Windgeschwindigkeit, meist über 10 Minuten ermittelt
$\vec{v}_k$	Messrauschen
$v_{\max}$	Maximale Windgeschwindigkeit, meist im 10-min-Intervall
$v_{\text{Nenn}}$	Nennwindgeschwindigkeit, Windgeschwindigkeit ab der die Nennleistung erreicht wird
$v_D$	Variationskoeffizient der Dämpfung
$v_f$	Variationskoeffizient der Frequenz
$\vec{w}_k$	Stochastisches Prozessrauschen
$W$	Widerstandsmoment des Turmquerschnitts
$W_{\text{Nenn}}$	Theoretisch erzielbarer Nenn-Energieertrag
$W_{\text{tatsaechlich}}$	Tatsächlicher Energieertrag
$\vec{x}(t)$	Zustandsvektor
$\vec{x}_{k+1}$	Zustandsvektor für diskrete Zeiten für Zeitschritt k+1
$\vec{x}_k$	Zustandsvektor für diskrete Zeiten für Zeitschritt k
$x_i$	Bewegungsfreiheitsgrade Starrkörpermodell
$\underline{Y}$	Matrix der Messdaten mit Dimension Sensoranzahl $\times$ Anzahl Messpunkte
$\vec{y}(t)$	Ausgangsvektor Zustandsraummodell
$\vec{y}_k$	Ausgangsvektor Zustandsraummodell für diskrete Zeiten

# Anhang A

## Eigenschaften Messsystem

Tabelle A.1: Komponenten Messsystem

Bezeichnung Messsystem	Gantner Instruments Q.bloxx
Basisstation/Commander	Q.Station 101
Datenerfassungsmodul Spannung	Q.bloxx A108
Datenerfassungsmodul DMS	Q.bloxx A107
Konverter elektrisch-optisch	W&T Interface 61210
Faseroptisches Messsystem	fos4x fos4Test nsens
Spannungsversorgung 22 V	Netzteil Puls ML60.241
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	APC Back-UPS ES 550

Tabelle A.2: Sensorbezeichnungen und -eigenschaften.

Beschleunigungssensoren S3a, S23a, S2a	PCB 3713B112G (MEMS, triaxial)
Beschleunigungssensor S12a	MMF KB12VD (piezobasiert, uni- bzw. biaxial)
Seismometer S1v	Lennartz LE-3Dlite-MkIII
Dehnungsmessstreifen	Tokyo Sokki Kenkyujo FCA-6-11-1L
Temperatursensoren	Pt100
Messwertumformer für Pt100	Suran MU-PT100-U010-50/100
Faseroptische Dehnungssensoren	fos4Strain expert (nsens)
Faseroptischer Temperatursensor	fos4Temp m
Konstantstromversorgung S12a	MMF M28
Empfindlichkeit PCB Sensor	1 V/g
Empfindlichkeit MMF Sensor	10 V/g
Empfindlichkeit Seismometer	400 V/(m/s)
DMS k-Faktor	$2,11 \pm 1 \%$
DMS Widerstand	$120,5 \pm 0,5 \Omega$
DMS Gitterlänge	6 mm
DMS Temperaturkompensation	$\alpha = 11 \cdot 10^{-6} 1/K$
DMS Querempfindlichkeit	-0,2 %
fos4Strain k-Faktor	1,909 ppm
fos4Strain Gitterlänge	70 mm
fos4Strain Wärmeausdehnung	$\alpha = 13 \cdot 10^{-6} 1/K$
fos4Temp k-Faktor	25,12 ppm/K

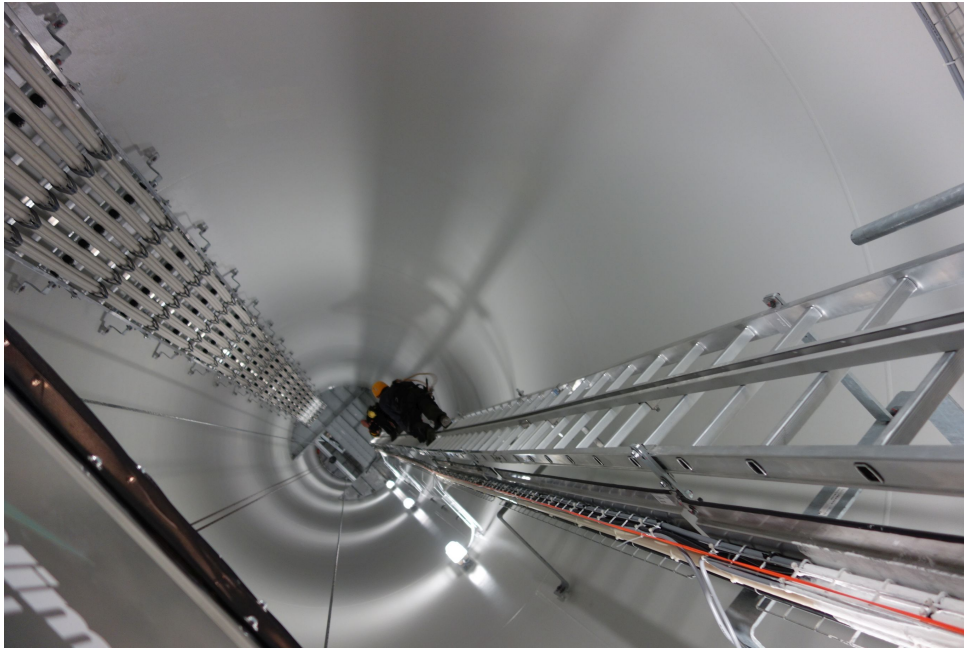


Abbildung A.1: Führung des Lichtwellenleiters (Orange) zwischen DAQ1 und DAQ3 in Kabelkanal entlang Steigleiter.



(a)



(b)

Abbildung A.2: Übersicht Installationsorte der DMS auf Plattformen (a) S2DMS nahe Adapter, (b) S3DMS nahe Turmkopf.

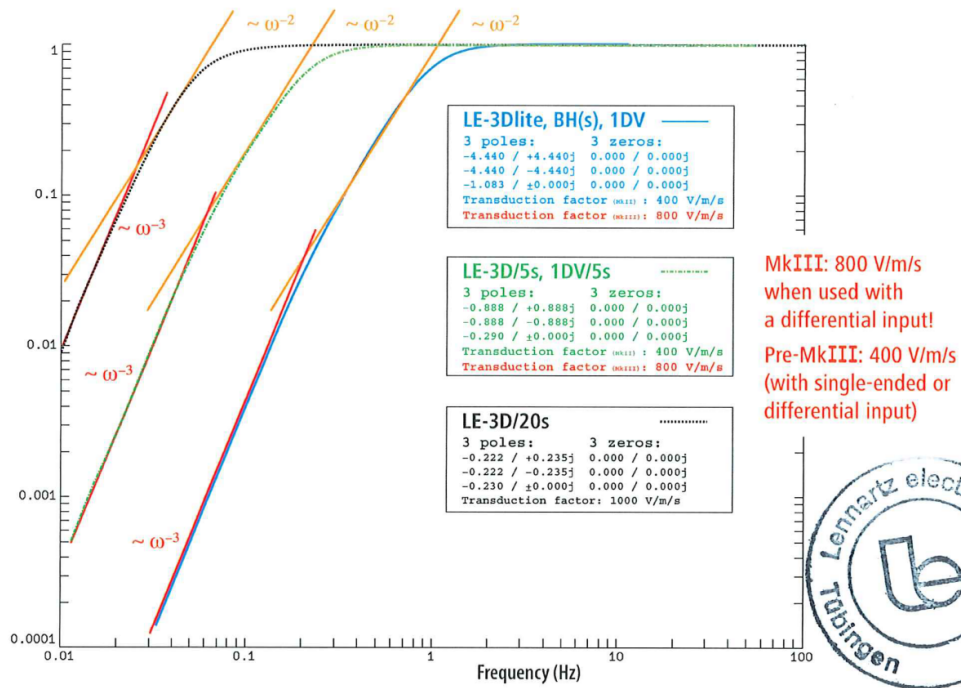


Abbildung A.3: Übertragungsfunktion (Amplitudengang) Seismometer LE-3Dlite-MkIII (S1v), nach Herstellerangabe, blaue Kurve.

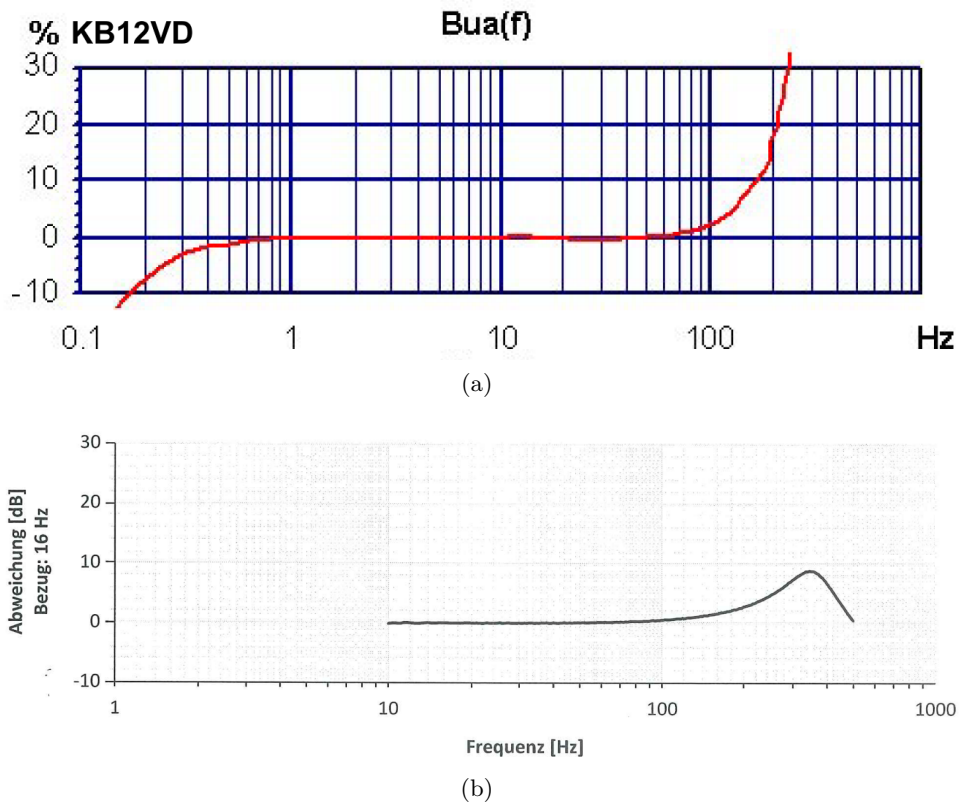


Abbildung A.4: Übertragungsfunktion piezoelektrischer Beschleunigungssensor MMF-KB12VD (S12a) nach Herstellerangabe: (a) Amplitudengang Sensortyp, (b) für verwendeten Sensor gemessener Amplitudengang.

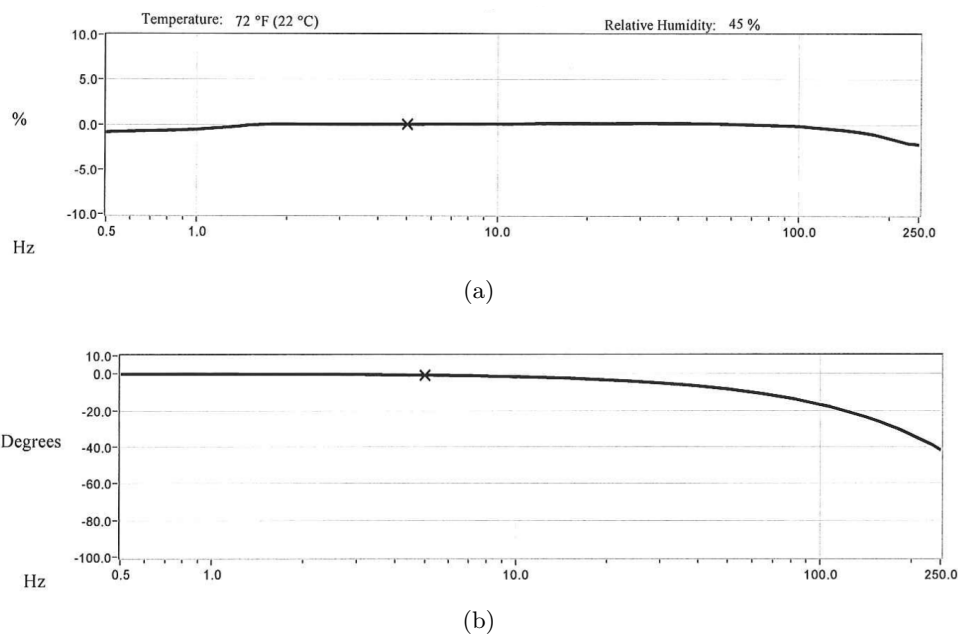


Abbildung A.5: Übertragungsfunktion MEMS-Beschleunigungssensor PCB3713B112G (S2, S23, S3) nach Herstellerangabe: (a) Amplitudengang, (b) Phasengang.

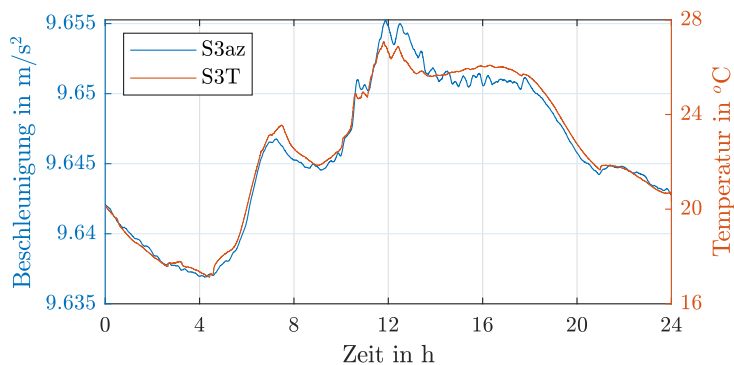


Abbildung A.6: Verlauf von Temperatur Turminnenwand (S3T) und 10-min-gleitendem Mittelwert der Vertikalbeschleunigung im Turmkopf (S3az) bei Anlagenstillstand am 23.08.2019.

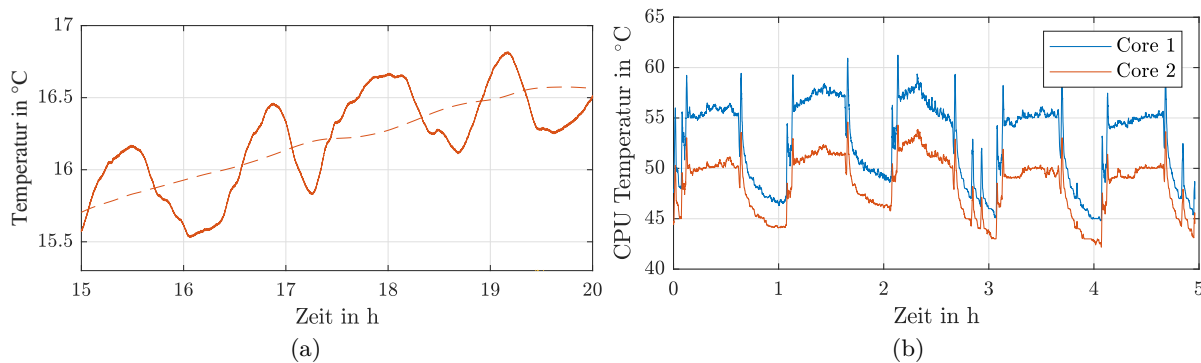


Abbildung A.7: (a) Störeffekt des FOS-Temperatursignals (S1fsT2) mit Periode von ca. 1 h (siehe Abb. 6.6) und (b) mögliche Ursache: Temperaturverlauf der CPU des Messrechners.

	Messsystem	Beschleunigungssensor PCB	Beschleunigungssensor MMF	ICP Verstärkung	Seismometer	DMS	fos4Test	fos4Strain
Genauigkeit /Empfindlichkeit	0,05%	5 % bzw. 1 % (Kalibrierung)	10 % (Kalibrierungsbereich); 5 % über Frequenzgang, ab 0,25 Hz	0,50%	0,2 dB = 4,7 %	1 % k-Faktor	0,1 pm	3,8%
Linearität	0,01%	1%	-			-		
Temperaturempfindlichkeit	0,01 % / 10 K	3 % (-54 - 121 °C) = 175 K	0,2 % / 10 K			0,15 % / 10 K		<1um/m/K
T-Empfindlichkeit für -10 ... 40 °C	0,05%	0,86%	1%			0,75%		
Querempfindlichkeit		3%	5 % Datenblatt; 1,4 % Kalibrierung			0,2%		
k-Faktor Korrektur Kabelwiderstand						0,3%		
Temperatureinfluss auf Kabel								
Unsicherheit Querkontraktionszahl								
SUMME	0,11%	5,86%	7,40%	0,50%	5%	4,65%		3,8%
Anmerkungen	Genauigkeit für industriellen Einsatz gewählt; Störspannungen vorhanden	Untere Grenze Kalibrierung: 0,5 Hz; maximale Abweichung: 1 %; Annahme: 1 % Fehlergrenze!				Einfluss Temperatur auf Kabel wird vernachlässigt, da nur absoluter Wert erzielbar: 268 um/m		
						Querdehnzahl: 0,3 angenommen; Stahl möglich: 0,27-0,3; entspricht 2,4 % Abweichung		

Abbildung A.8: Relative Einzelfehlergrenzen der Sensoren

# Anhang B

## Datenvorverarbeitung

Ein Überblick der Datenvorverarbeitung wird in Absch. 4.3 gegeben. Die Einzelschritte sind in Abb. 4.9 schematisch dargestellt. Hier werden die Einzelschritte genauer beschrieben, gegliedert nach den Bestandteilen des Messsystems in denen sie durchgeführt werden. Ein Vergleich der Messdaten mit unterschiedlichen Abtastraten zeigt die ausreichende Abbildungstreue bei niedrigeren Speicherraten.

### DAQ: AD-Wandlung, analoger Anti-Aliasing-Filter, digitaler Tiefpassfilter

Die Analog-Digital-Wandlung (AD-Wandlung) der Messsignale erfolgt in den Datenerfassungsmodulen (DAQ1-3) mit einer unveränderbaren Abtastrate von  $f_s = 10 \text{ kHz}$ . Zur Vermeidung von Aliasing-Effekten ist der AD-Wandlung ein analoger Anti-Aliasing-Filter mit einer Grenzfrequenz von  $f_g = 2 \text{ kHz}$  vorgeschaltet. Alle Signalanteile oberhalb dieser Frequenz werden gedämpft. Die Datenspeicherung im zentralen Commander erfolgt mit einer reduzierten Abtastrate. Die maximale Abtastrate ist durch die Signalwandlung von einem elektrischen auf ein optisches Signal auf 1,5 MBaud begrenzt. Daraus resultiert eine maximale Abtastrate von  $f_s = 1250 \text{ Hz}$ .

Obwohl die Strukturschwingungen von WEA nach Gasch und Twele (2010) hauptsächlich in einem Frequenzbereich von 0-10 Hz stattfinden, treten hier auch deutlich höherfrequente Signalanteile bis 600 Hz oder darüber hinaus auf (siehe Abb. B.1). Eine genauere Analyse dazu wurde von Oberländer (2016) durchgeführt. Die hochfrequenten Signalanteile stammen wahrscheinlich aus elektromagnetischen Störungen. Auch vor der zweiten Abtastung im Commander muss daher ein Tiefpassfilter zur Vermeidung von Aliasing-Effekten eingesetzt werden. Da es sich um einen digitalen Filter handelt, kann die Grenzfrequenz frei gewählt werden. Der Filtertyp ist vom Hersteller vorgegeben: Es wird ein Butterworth-Filter vierter Ordnung verwendet, der durch eine Welligkeit im Durchlassbereich von 0 % charakterisiert ist.

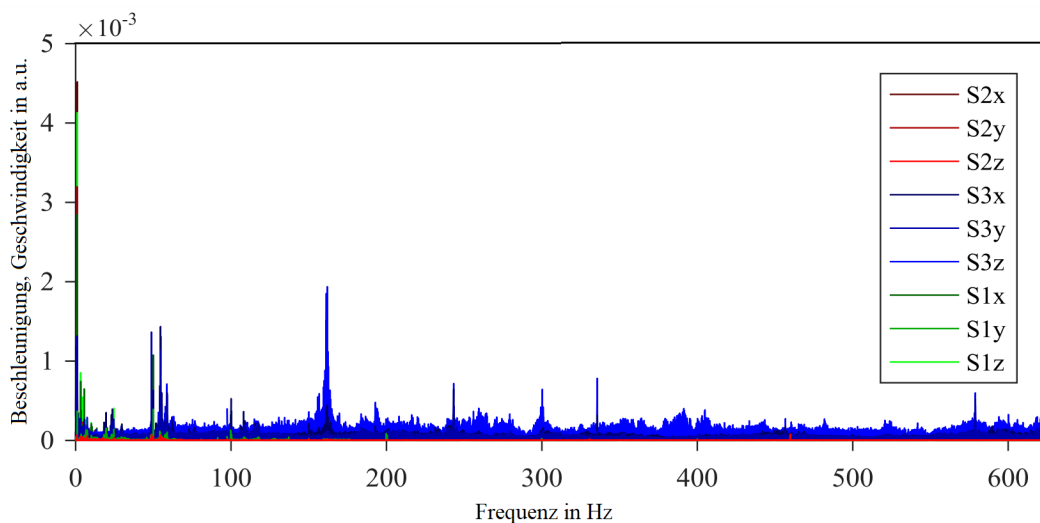


Abbildung B.1: Frequenzspektrum eines 5-min Signals ohne zusätzliche Filterung im Datenerfassungsmodul,  $f_s = 1250 \text{ Hz}$  (Oberländer 2016).

Die Phasengänge des Butterworth-Filters zeigen für höhere Frequenzen in der Nähe der Grenzfrequenz ein nichtlineares Verhalten. Die Grenzfrequenz ist definiert als Frequenz, ab der eine Dämpfung von 3 dB erfolgt. Ein nichtlinearer Phasengang führt zu Veränderungen der Signalform und muss vermieden werden; die Wahl einer hohen Grenzfrequenz ist hierfür vorteilhaft. Gleichzeitig sollen aber hochfrequente Signalanteile ( $f > 600$  Hz) gedämpft werden, um Aliasing-Effekte bei der folgenden Abtastung mit  $f_s = 1250$  Hz zu vermeiden; hier ist eine niedrige Grenzfrequenz vorteilhaft. Der Vermeidung von Aliasing-Effekten wurde eine höhere Priorität zugewiesen, da sich diese auf den gesamten Frequenzbereich auswirken. Die Grenzfrequenz wurde daher zu 200 Hz gewählt, um eine hohe Sperrwirkung bis 600 Hz zu erzielen. Abb. B.2a zeigt den Frequenz- und Phasengang des Butterworth-Filters mit der gewählten Grenzfrequenz. Weiterhin sind Phasengänge für verschiedene Grenzfrequenzen in Abb. B.3 zu finden.

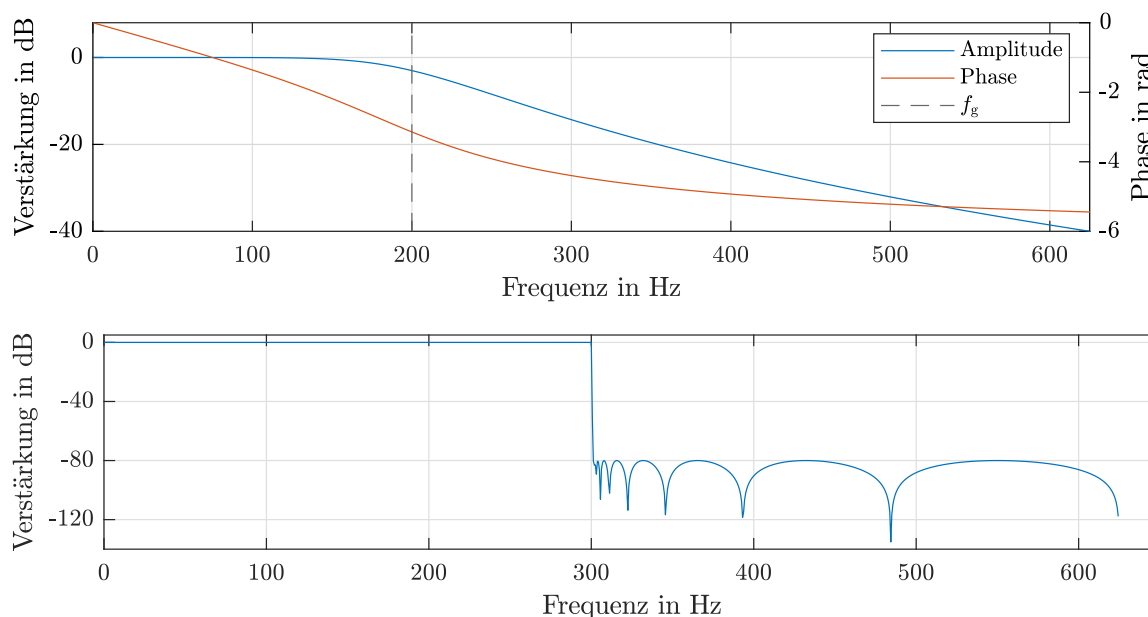


Abbildung B.2: (a) Frequenzgang des Butterworth-Filters 4. Ordnung, Grenzfrequenz 200 Hz; (b) Amplitudengang IIR-Filter für Reduktion der Abtastrate von 1250 Hz auf 625 Hz.

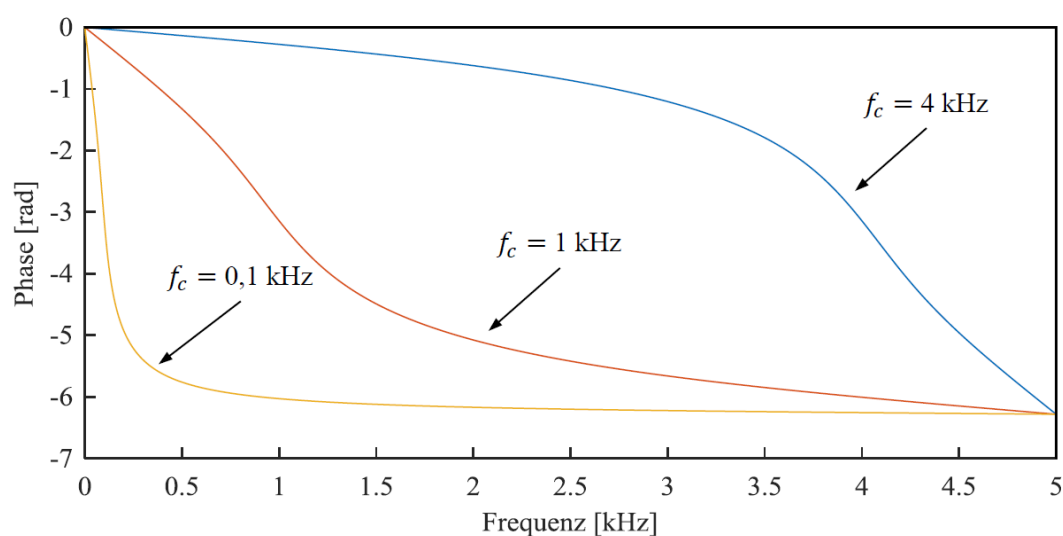


Abbildung B.3: Phasengang Butterworth-Filter 4. Ordnung (Oberländer 2016).

Die Dämpfung des gewählten Filters mit Grenzfrequenz von  $f_g = 200$  Hz bei 600 Hz liegt bei knapp 40 dB; höhere Signalanteile werden folglich mindestens um den Faktor 10000 gedämpft. Der durch den Filter unveränderte Frequenzbereich (keine Dämpfung und linearer Phasengang)



reduziert sich damit auf ca. 0-180 Hz. Frequenzspektren bei voller Abtastrate nach Anwendung des Filters (Abb. B.4) zeigen aufgrund der geringen Flankensteilheit des Filters (siehe Abb. B.2a) Signalanteile bis ca. 350 Hz.

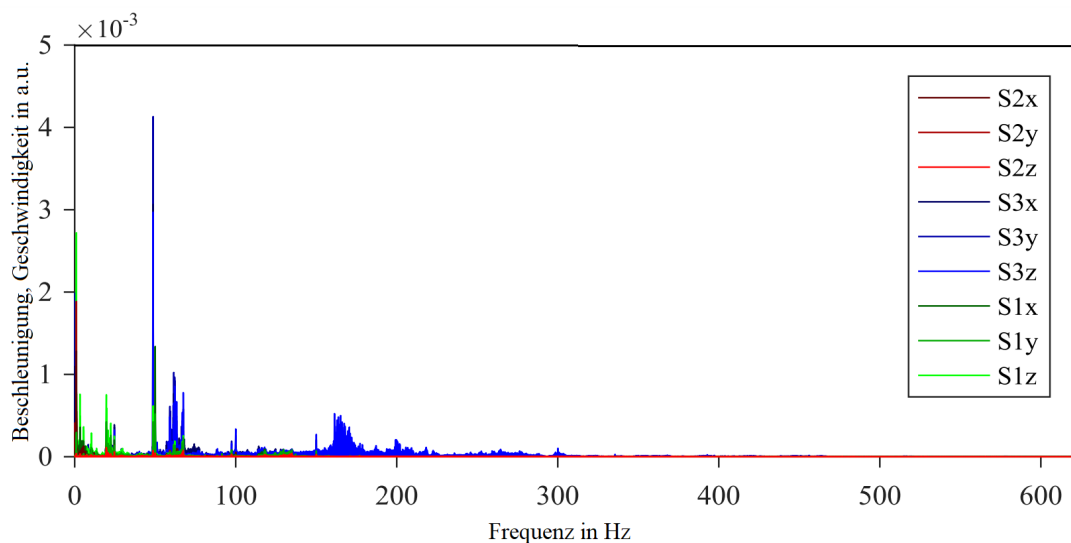


Abbildung B.4: Frequenzspektrum eines 5-min Signals nach Filterung mit Butterworth-Filter des Datenerfassungsmoduls,  $f_s = 1250$  Hz,  $f_g = 200$  Hz (Oberländer 2016).

### Commander: Datenspeicherung

Die in den Datenerfassungsmodulen vorverarbeiteten Messdaten werden anschließend an den zentralen Commander des Messsystems übertragen und dort mit einer Abtastrate von  $f_s = 1250$  Hz erfasst und lokal gespeichert. Die Daten werden parallel auf einen angeschlossenen USB-Stick und eine lokale Festplatte geschrieben, um beim Ausfall eines Speichermediums Datenverluste zu vermeiden. Das Datenformat „Universal Data Bin File Format“ (UDBF) ist durch das Messsystem vorgegeben. Zu dem Format existiert eine Dokumentation, anhand der die Daten in ein Datenverarbeitungsprogramm (hier Matlab) eingelesen werden. Die erzeugten Datendateien umfassen jeweils die Messdaten aller Sensoren über einen Zeitraum von einer Stunde.

### Messrechner: Datenreduktion mit Tiefpassfilter

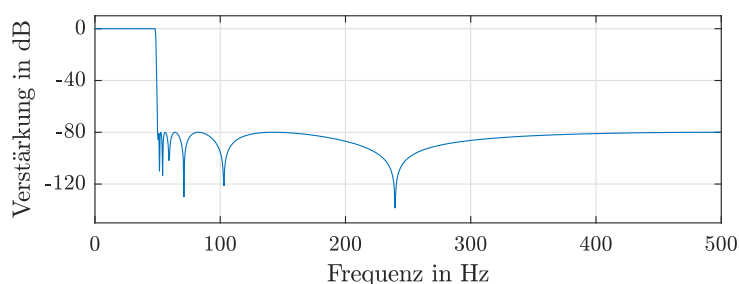
Zur Datenreduktion erfolgt ein weiterer Datenverarbeitungsschritt, bei dem die Abtastrate reduziert wird. Als ganzzahlige Teiler von 1250 kommen Abtastraten von 625 oder 125 Hz in Frage. Um das komplette, durch die Filterung unveränderte Signal (ca. 0-180 Hz) zu nutzen, wurde eine Reduktion auf 625 Hz gewählt. Die Verarbeitung erfolgt auf dem lokalen Messrechner mit Matlab. Da die Filterung nicht zeitkritisch ist und auf einen abgeschlossenen Datensatz angewendet wird, ermöglicht dies die Auswahl eines optimal passenden Filters für die auch hier notwendige Bandbegrenzung vor der Reduktion der Speicherrate.

Nach Losada (2008) ist ein Cauer-Filter (elliptischer IIR-Filter) für die meisten Anwendungen optimal, da eine hohe Flankensteilheit bei geringer Filterordnung erreicht wird. Erkauft wird dies durch eine Welligkeit im Durchlassbereich, die als Designparameter gut kontrollierbar ist. Ein entsprechender Filter mit einer Grenzfrequenz von  $f_g = 300$  Hz wurde ausgewählt. Zur Vermeidung von Signalveränderungen durch den nichtlinearen Phasengang wird „zero-phase-filtering“ eingesetzt. Dabei wird das Signal zweimal gefiltert, in Vorwärts- und Rückwärts-Richtung. Die Transferfunktion wird dadurch quadriert, und Phasenverschiebungen werden kompensiert. Tritt ein Einschwingen des Filters auf, so ist dieses auch am Signalende zu finden. Zur Vermeidung des Effekts wird der Filter hier auf einen größeren Zeitabschnitt angewendet, dessen Anfang und Ende nach der Filterung gelöscht werden. Abb. B.2b zeigt den Amplitudengang des verwendeten IIR-Filters. Die Eigenschaften, bzw. Designparameter, dieses und aller weiteren zur

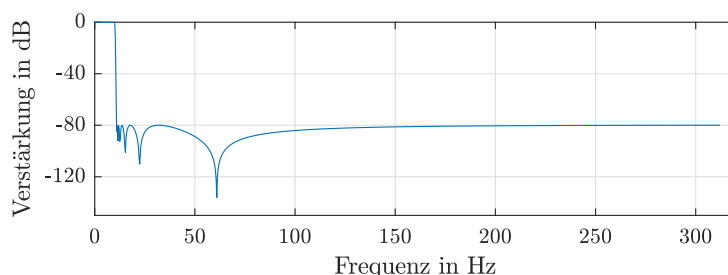
Datenvorverarbeitung verwendeten Filter sind in Tab. B.1 zusammengefasst, und die zugehörigen Amplitudengänge sind in Abb. B.5 dargestellt.

Tabelle B.1: Eigenschaften verwendeter IIR-Cauer-Tiefpassfilter: Dämpfungswert gibt minimale Dämpfung im Sperrbereich an, Welligkeit steht für die maximale Welligkeit im Durchlassbereich.

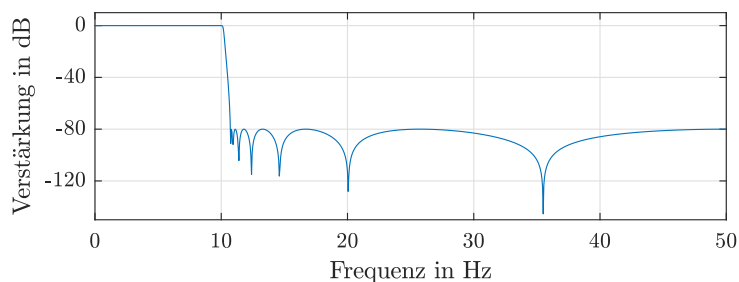
Einsatz	Abtastrate	Durchlassfrequenz	Sperrfrequenz	Dämpfung	Welligkeit	Ordnung
625 Hz-Daten	1250 Hz	300 Hz	301 Hz	80 dB	0,01 dB	21
100 Hz-Daten	1000 Hz	48 Hz	50 Hz	80 dB	0,001 dB	14
25 Hz-Daten	625 Hz	10 Hz	11 Hz	80 dB	0,001 dB	14
25 Hz-Daten	100 Hz	10 Hz	11 Hz	80 dB	0,001 dB	14



(a)



(b)



(c)

Abbildung B.5: Frequenzgang der Filter der Datenvorverarbeitung; (a)-(c) entsprechen den Einträgen 2-4 aus Tab. B.1, Frequenzgang des ersten Tabelleneintrags ist in Abb. B.2b dargestellt.

### Faseroptisches Messsystem und Anpassung der Datenvorverarbeitung

Das im Juni 2018 installierte faseroptische Messsystem wird mit der maximalen Abtastrate von  $f_s = 100$  Hz betrieben. Die geringere Abtastrate ist ausreichend, da das System aufgrund des optischen Messprinzips weniger anfällig für elektromagnetische Störsignale ist. Im September 2018 erfolgte die zuvor erwähnte Umstellung der Datenvorverarbeitung zur Vereinheitlichung der Daten auf eine für alle Sensoren gültige Speicherrate von 100 Hz.

Dafür musste die Signalabtastung des Gantner-Messsystems auf ein ganzzahliges Vielfaches der Speicherrate von  $f_s = 100$  Hz angepasst werden. Der höchstmögliche konfigurierbare Wert

beträgt hier 1000 Hz. Alle anderen Einstellung der Datenerfassung bleiben konstant. Auch die Grenzfrequenz des in den Datenerfassungsmodulen angewendeten digitalen Tiefpassfilters von  $f_g = 200$  Hz wird beibehalten. Dessen Sperrwirkung bei der neuen Nyquist-Frequenz von 500 Hz liegt über 30 dB, sodass die Signalanteile über 500 Hz mindestens um den Faktor 1000 gedämpft werden. Die Grenzfrequenz des während der Datenvorverarbeitung durch den Messrechner via Matlab angewendeten Tiefpassfilters (Cauer) wird auf  $f_g = 48$  Hz und die Speicherrate auf  $f_s = 100$  Hz reduziert. Die Änderungen sind in Tab. 4.4 zusammengefasst.

Da für den vorangegangenen Zeitraum bereits große Datenmengen mit höherer Abtastrate vorliegen, wurde diese Reduktion als gerechtfertigt bewertet. Neben der einheitlichen Datenstruktur liegt ein Vorteil in der geringeren anfallenden Datengröße von 260 GB/Jahr.

### Vergleich Datengrundlage und Speicherraten

Erste Betrachtungen im Frequenzbereich wurden direkt nach der Inbetriebnahme des Messsystems, zur Plausibilitätsprüfung und Optimierung der Datenerfassung, vorgenommen (siehe oben). Die Signalspeicherung erfolgte zunächst mit  $f_s = 625$  Hz, später mit  $f_s = 100$  Hz. Für die Analyse umfangreicher Datenmengen wurde die Frequenz weiter reduziert auf  $f_s = 25$  Hz. Im Folgenden soll gezeigt werden, dass die relevanten Signalanteile bis ca. 10 Hz, bzw. 6 Hz mit ausreichender Güte abgebildet werden. Abb. B.6 zeigt dazu die PSD eines Beschleunigungssignals (Sensor S23a) während einer Stunde mit Datenerfassungsrate von  $f_s = 1000$  Hz ohne zusätzliche Filterung nach der Datenerfassung als Referenz, sowie mit den Speicherraten  $f_s = 100$  Hz und  $f_s = 25$  Hz. Die Signale mit reduzierten Speicherraten wurden mit den in zuvor beschriebenen Filtern bandbegrenzt und unterlagen damit den gleichen Datenvorverarbeitungsschritten wie die Dauerüberwachungsdaten.

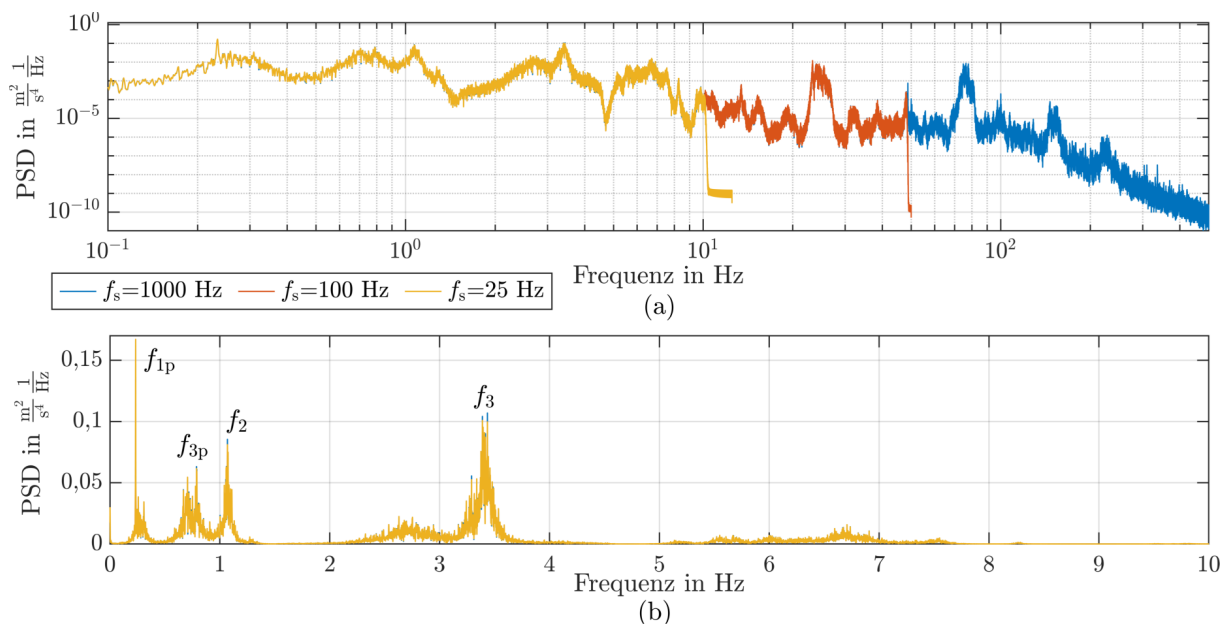


Abbildung B.6: Vergleich der Frequenzanteile eines mit  $f_s = 1000$  Hz erfassten Datensatzes (1 h, Sensor S23a), nach Filterung und Datenreduktion in linearer und logarithmischer Darstellung.

Die doppelt logarithmische Darstellung zeigt die Übereinstimmung der Signale über die jeweilige Bandbreite. Die starke Sperrwirkung der verwendeten Filter mit steiler Flanke bei  $f_g = 10$  Hz und  $f_g = 48$  Hz ist deutlich erkennbar. Außerdem ist das relativ flache Abfallen der Signalleistung ab  $f_g = 200$  Hz des Anti-Aliasing-Filters des Datenerfassungsmoduls sichtbar. In der linearen Darstellung sind geringfügige Abweichungen zwischen dem Signal mit Datenerfassungsrate ( $f_s = 1000$  Hz) und den reduzierten Signalen erkennbar, welche sich aus der verringerten Frequenzauflösung zusammen mit der Methode nach Welch ergeben. In der Fourier-Transformierten des Gesamtsignals (hier nicht abgebildet) zeigen sich keine Unterschiede.

Die Daten des Sensors S23a während des Volllastbetriebs der Anlage wurden zur Veranschau-

lichung ausgewählt, da hier höhere Frequenzanteile auftreten, wie die dritte Biegeeigenfrequenz ( $f_3 = 3,3$  Hz), deren Repräsentation mit geringeren Abtastraten kritisch werden könnte. Es werden daher in Abb. B.7 auch die Signale im Zeitbereich verglichen. Zusätzlich ist ein Signal mit Speicherrate  $f_s = 100$  Hz aufgeführt, welches den gleichen Tiefpassfilter mit  $f_g = 10$  Hz wie die  $f_s = 25$  Hz-Daten durchlaufen hat. In dem gewählten Zeitausschnitt dominiert die dritte Biegeeigenfrequenz, welche durch die 25 Hz-Daten ausreichend genau abgebildet wird. Im direkten Vergleich mit den gefilterten 100 Hz-Daten fällt auf, dass Maxima durch die verringerte Zeitaufösung teilweise leicht unterschätzt werden.

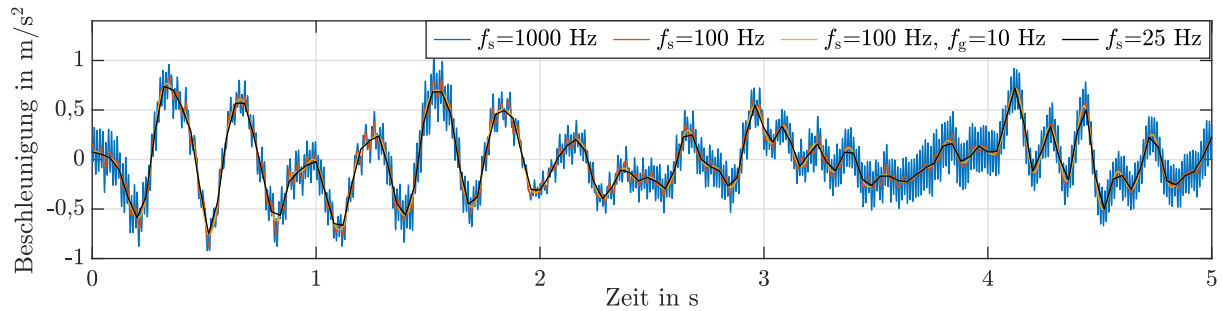


Abbildung B.7: Vergleich des Zeitsignals eines mit  $f_s = 1000$  Hz erfassten Datensatzes (Sensor S23), nach Filterung und Datenreduktion.

# Anhang C

## Modalanalyse

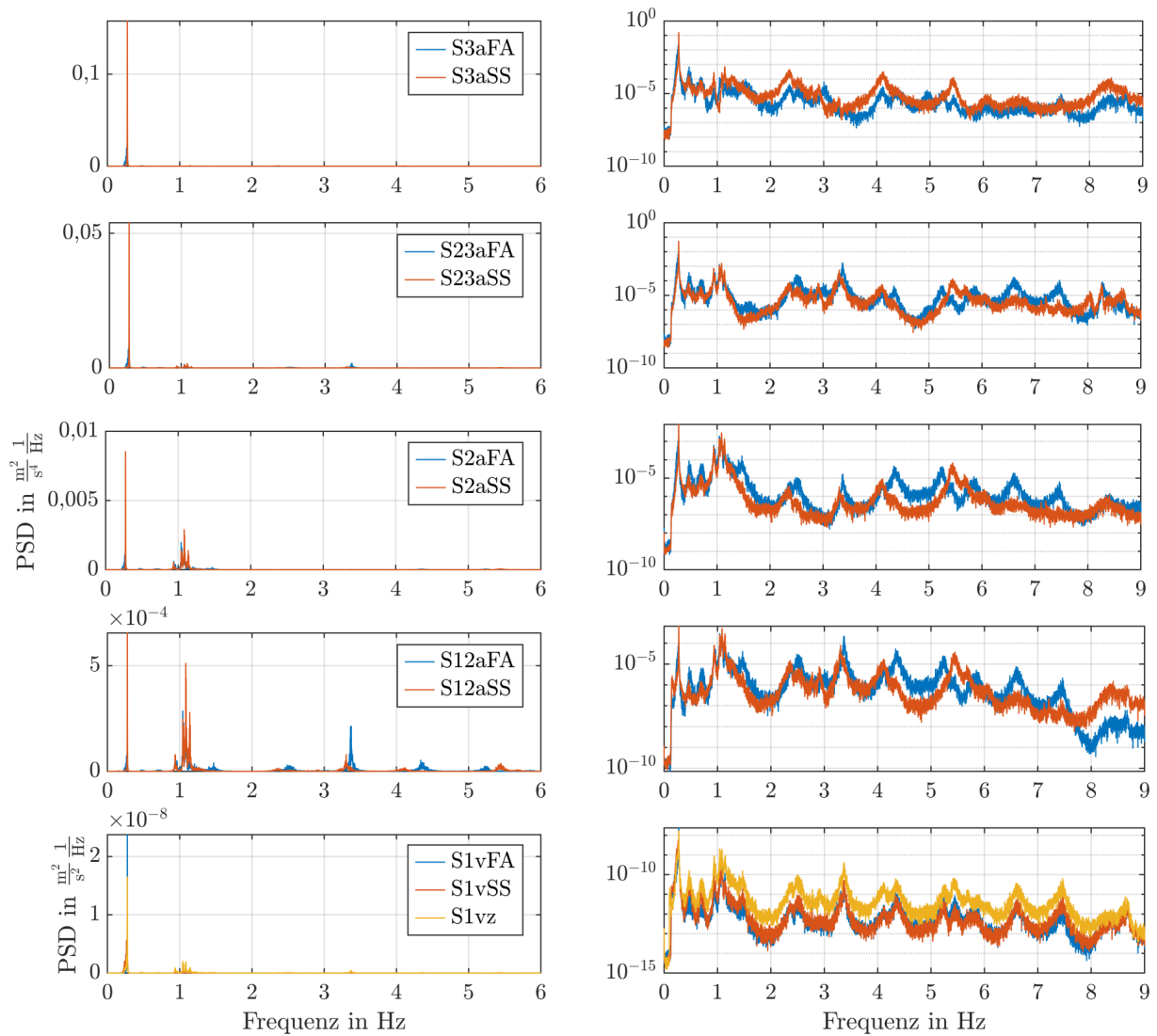


Abbildung C.1: Vergleich der PSD und Frequenzanteile bei Anlagenstillstand (Trudelbetrieb, 0 MW 4 U/min) mit Pitchwinkel  $\beta \approx 0^\circ$  für verschiedene Sensorpositionen in linearer und logarithmischer Darstellung.

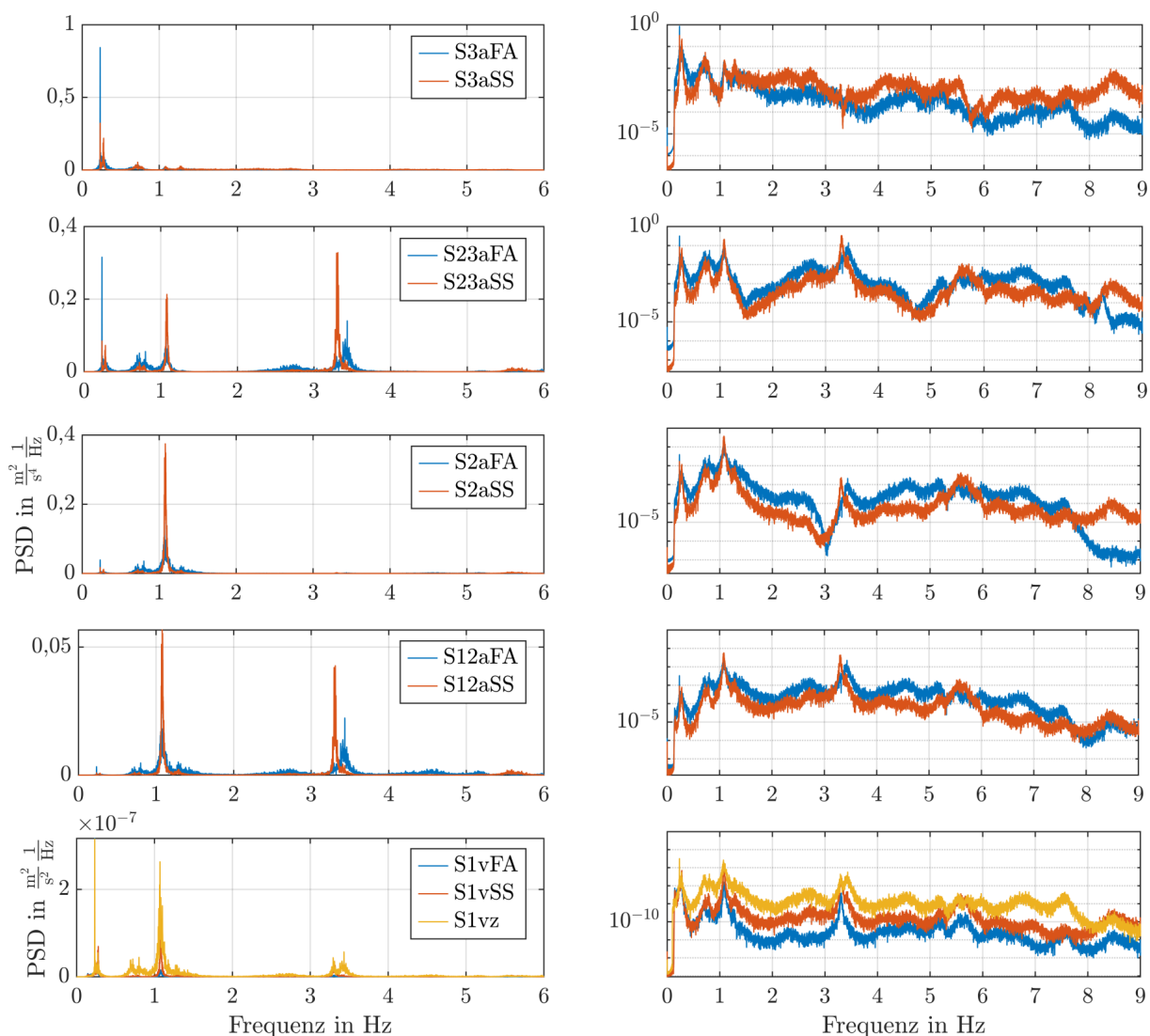


Abbildung C.2: Vergleich der PSD und Frequenzanteile bei Anlagenbetrieb mit Nennleistung (3 MW, 14 U/min) für verschiedene Sensorpositionen in linearer und logarithmischer Darstellung.

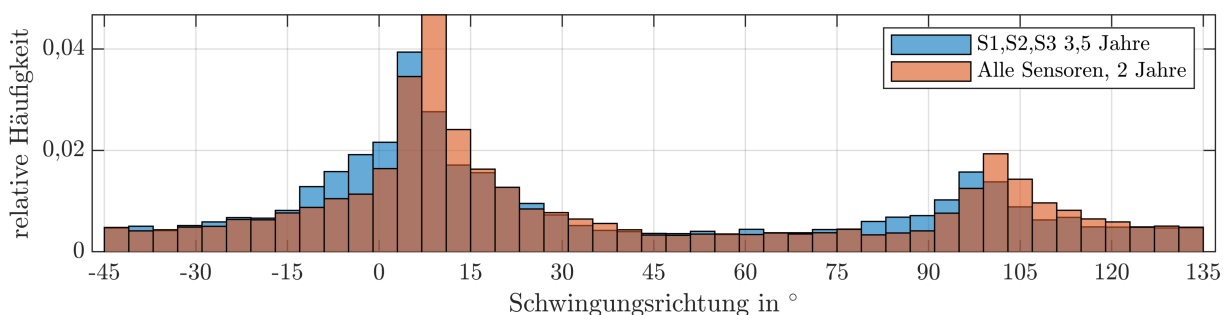


Abbildung C.3: Häufigkeitsverteilung der Hauptschwingungsrichtung der Eigenschwingformen

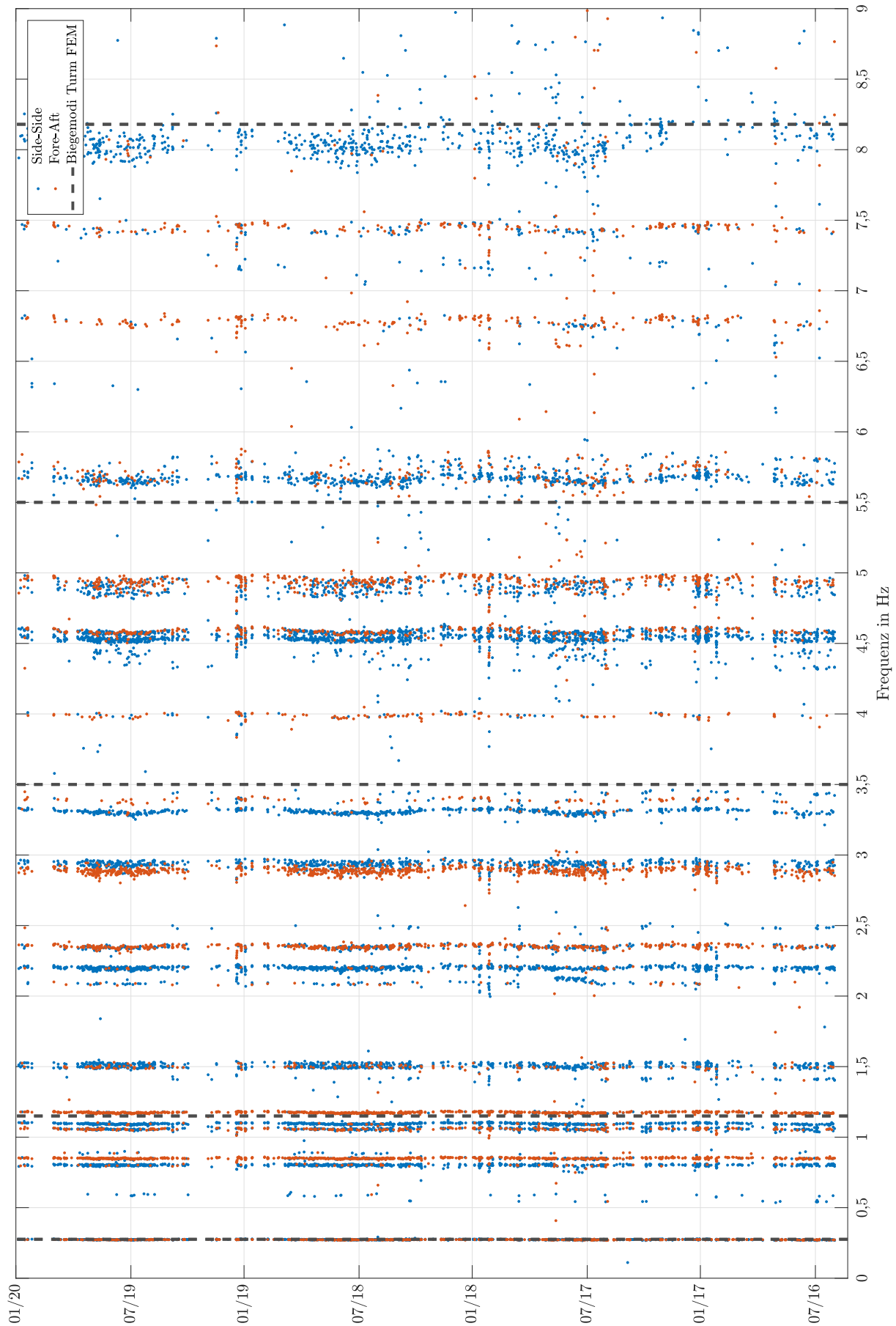


Abbildung C.4: Ergebnis der Langzeit-AOMA: Frequenzen der identifizierten stabilen Schwingungsmoden mit Zuordnung Zeitpunkt und Schwingungsrichtung.

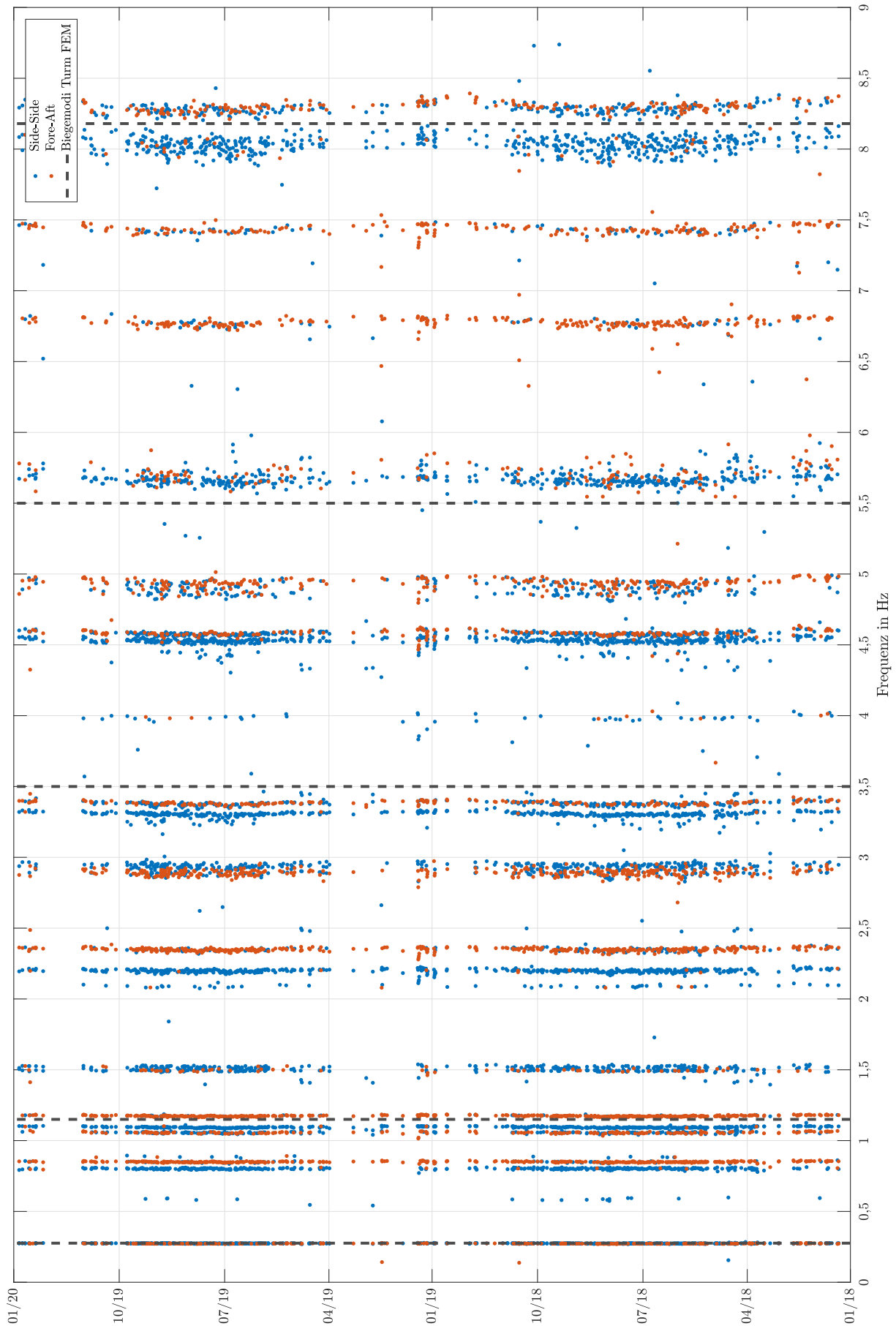


Abbildung C.5: Ergebnis der AOMA mit allen Schwingungssensoren: Frequenzen der identifizierten stabilen Schwingungsmoden mit Zuordnung Zeitpunkt und Schwingungsrichtung.



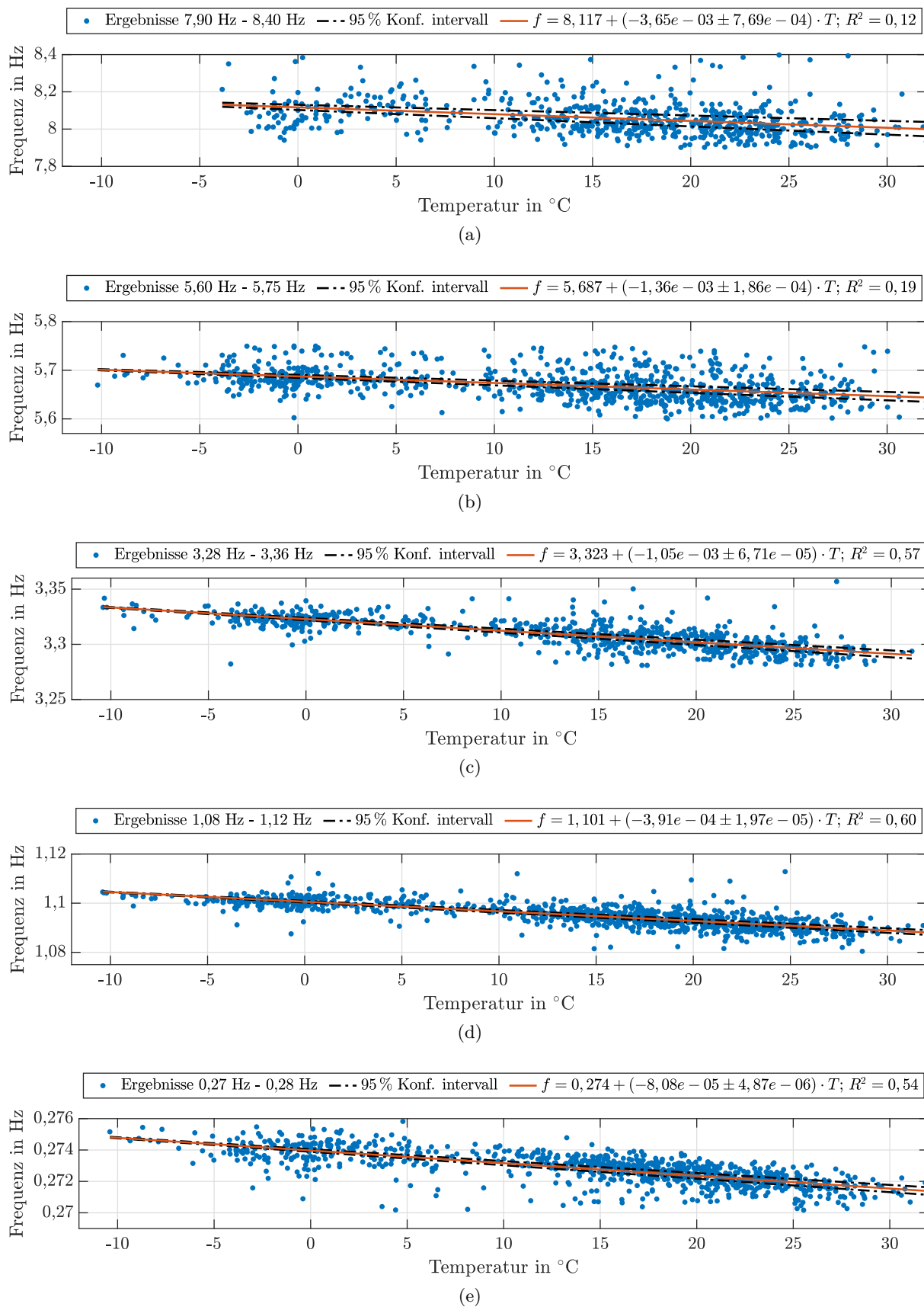


Abbildung C.6: Temperaturabhängigkeit der Biegeeigenfrequenzen mit linearer Regression (Datenbasis 1: 3,5 Jahre, Umgebungstemperatur).

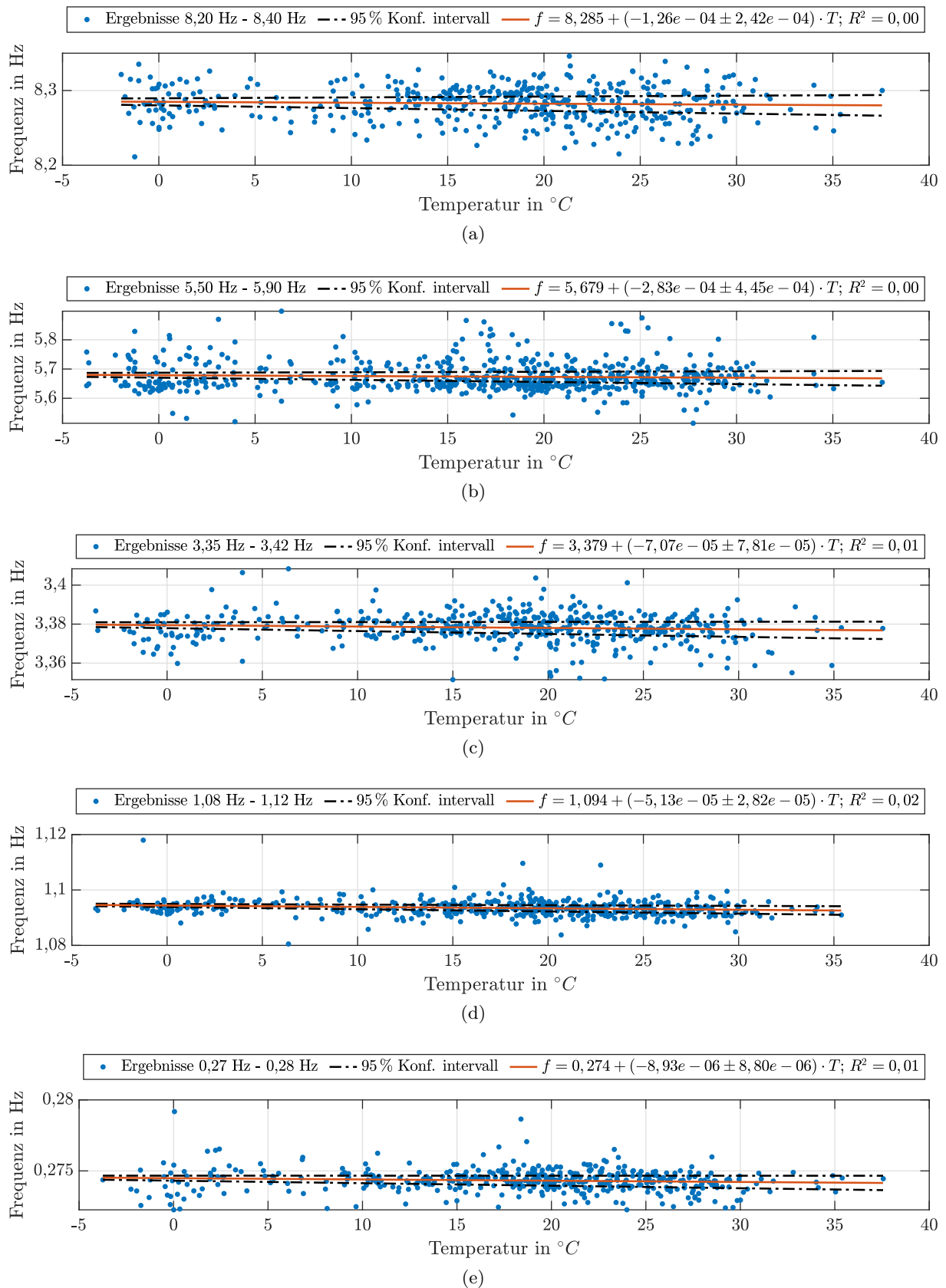


Abbildung C.7: Biegeeigenfrequenzen über Temperatur nach erfolgreicher Kompensation der Temperaturabhängigkeit für 2 Jahres-Datensatz.

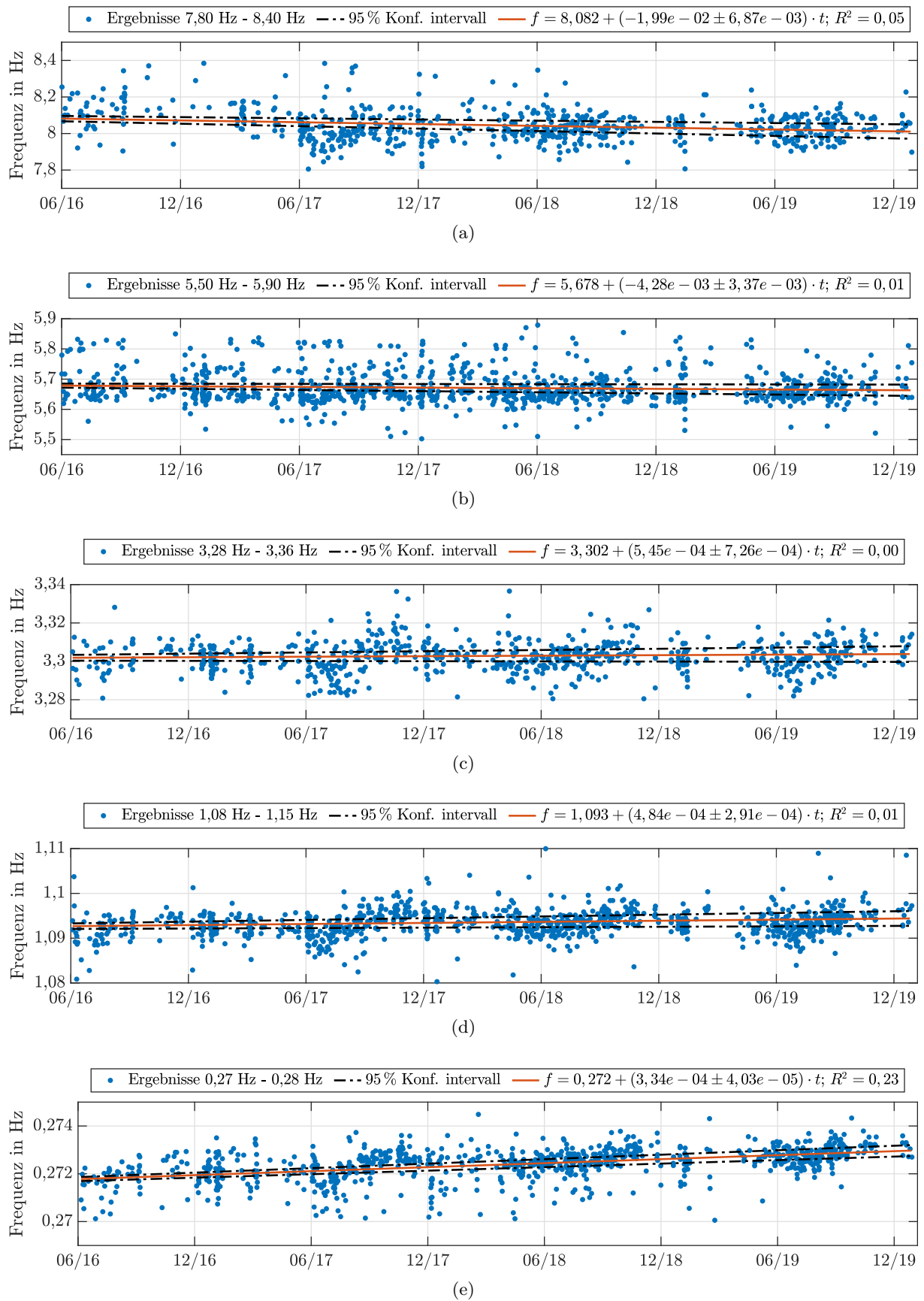


Abbildung C.8: Zeitverlauf der Eigenfrequenzen nach Temperaturkompensation über 3,5 Jahre.

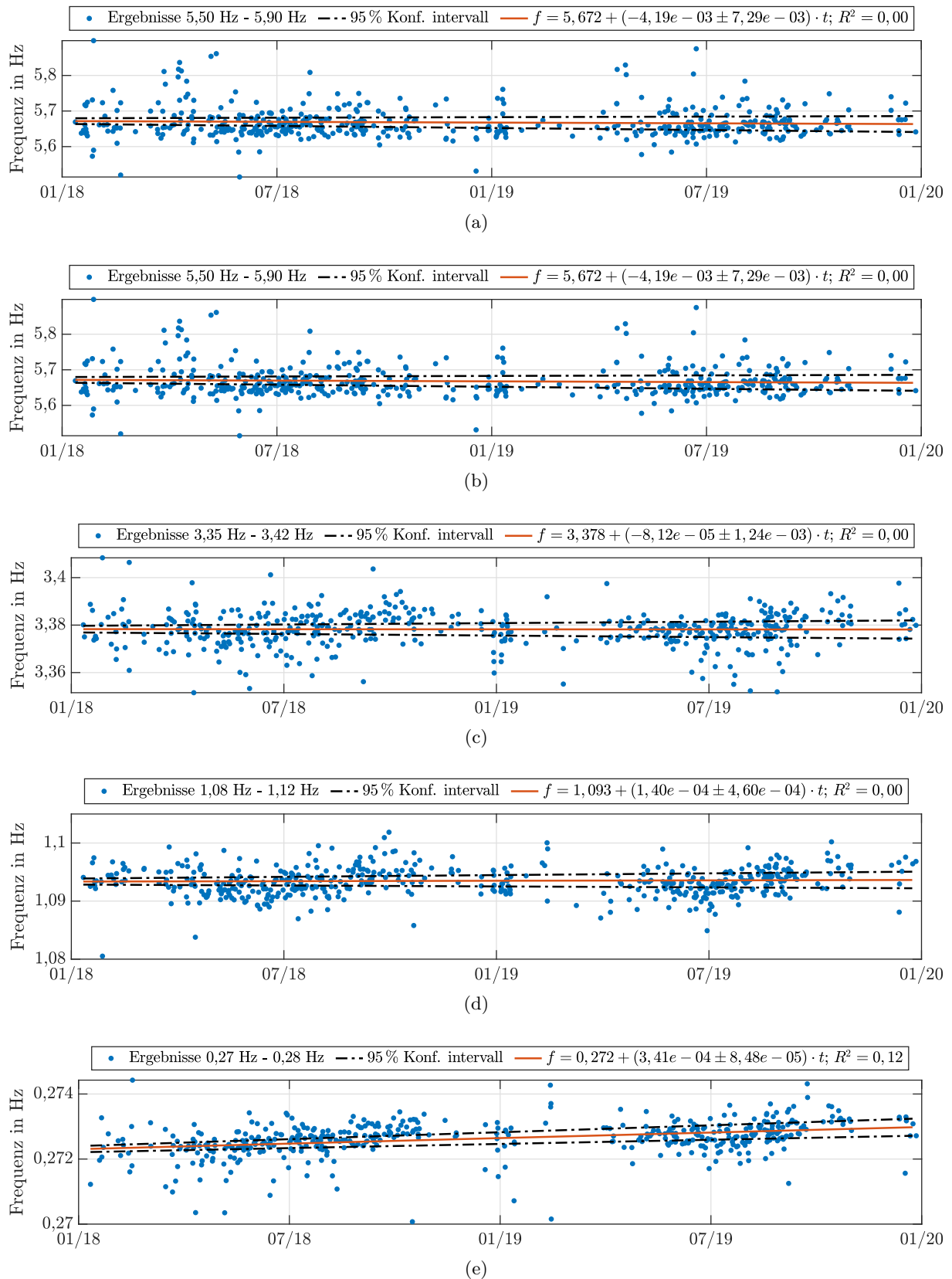


Abbildung C.9: Zeitverlauf der Eigenfrequenzen nach Temperaturkompensation über 2 Jahren.

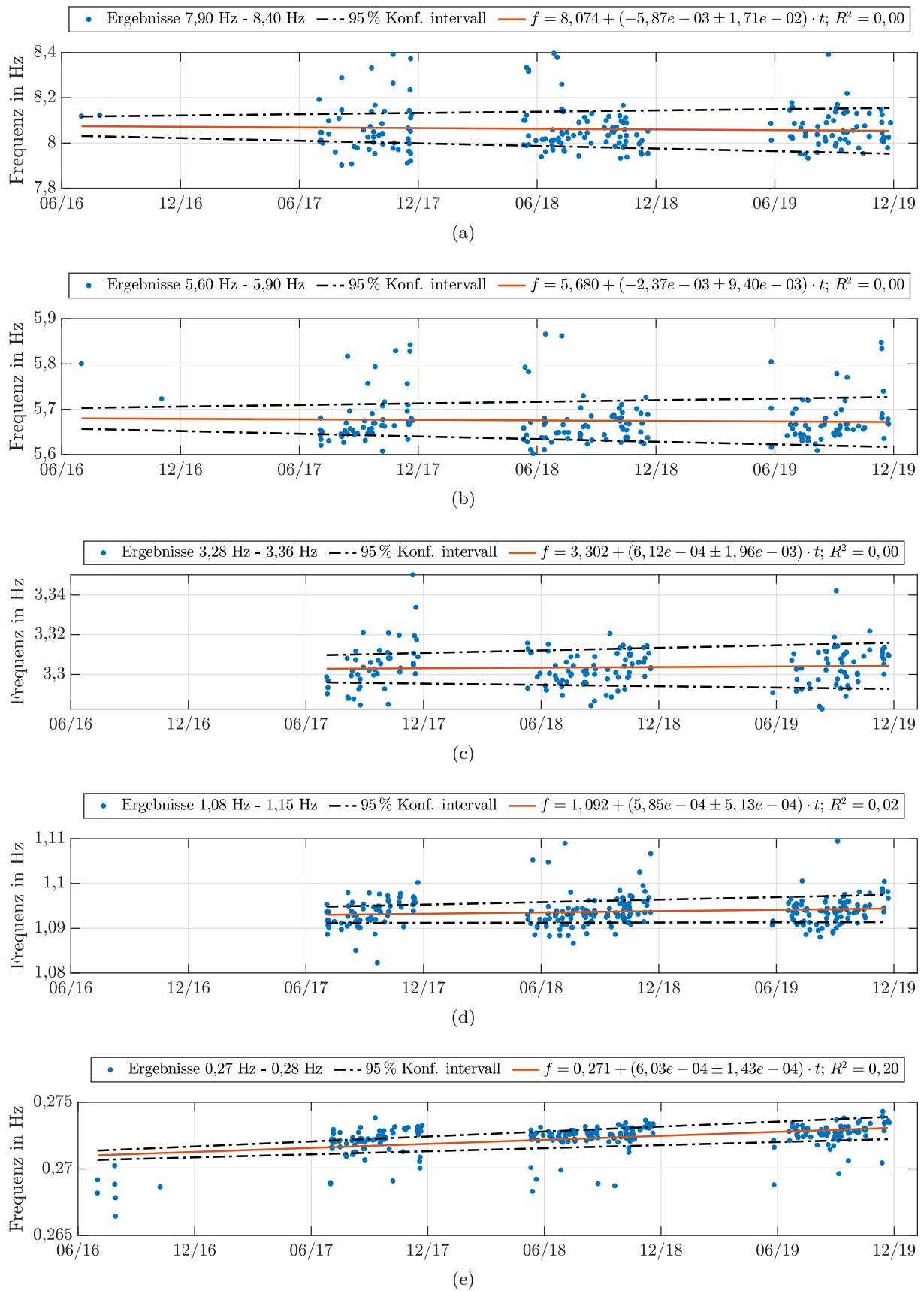


Abbildung C.10: Zeitverlauf der Eigenfrequenzen für Turminnenwandtemperatur von 16-24 °C über 3,5 Jahre.

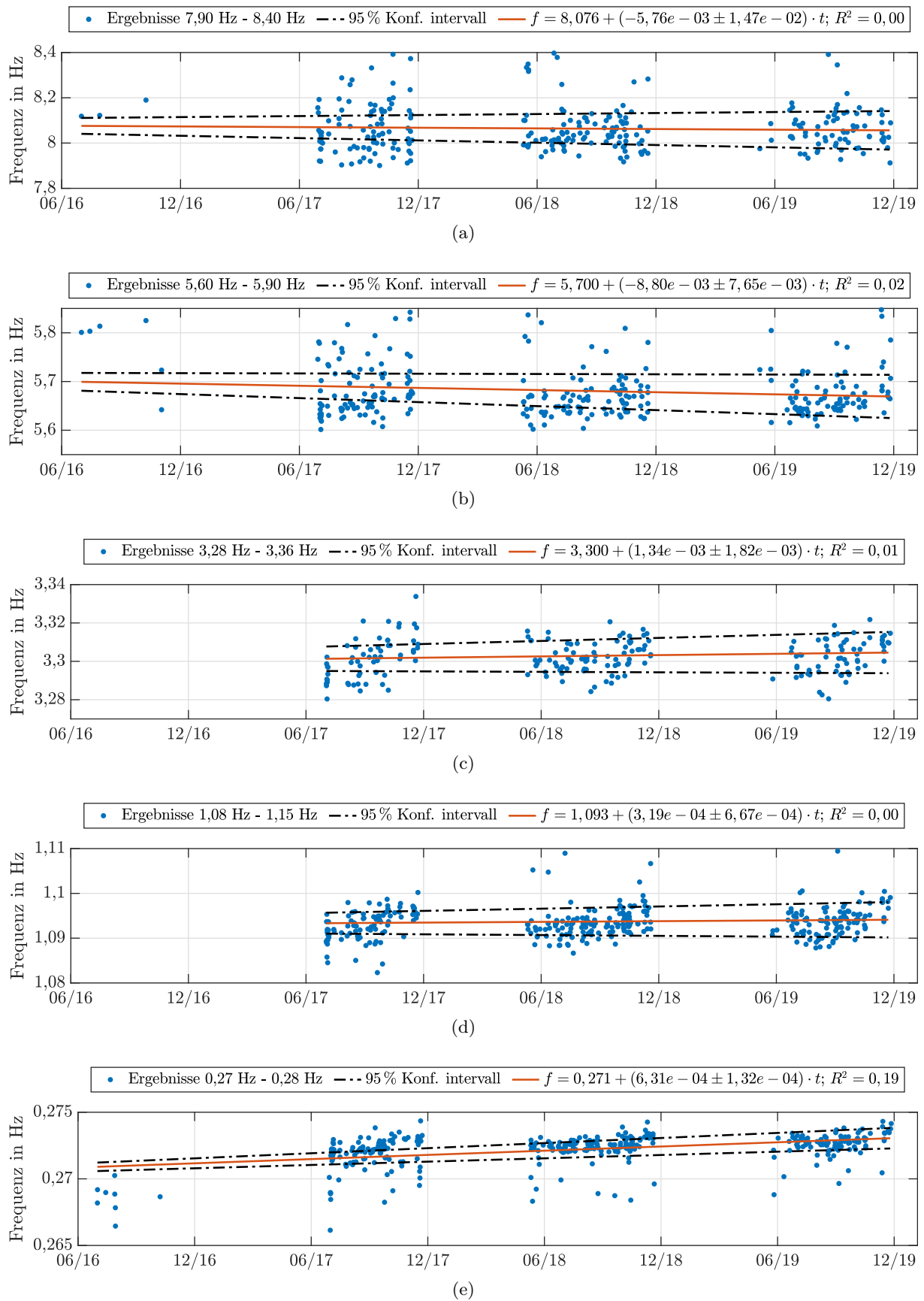
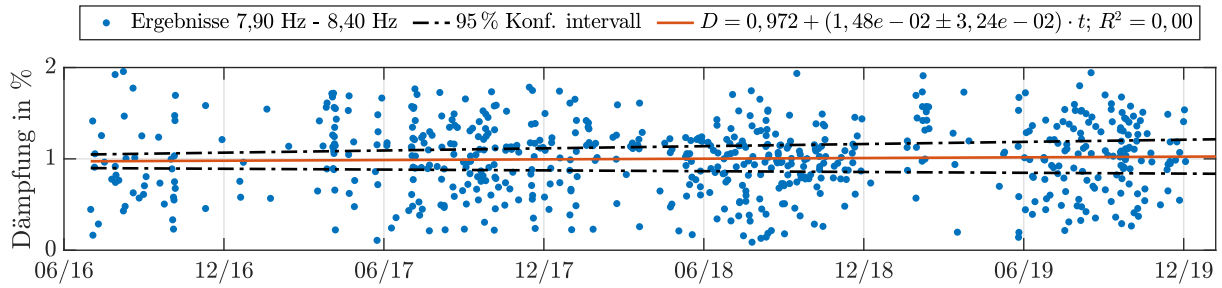
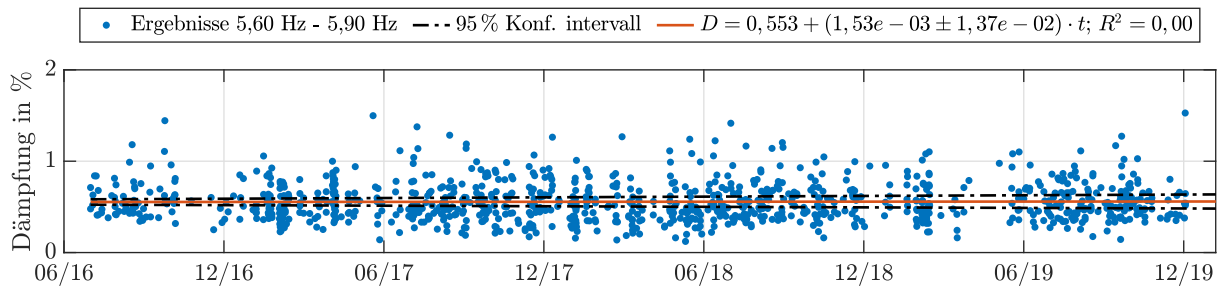


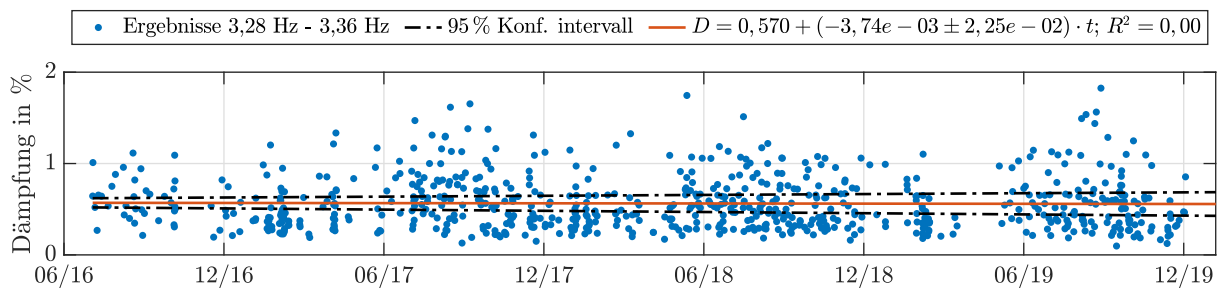
Abbildung C.11: Zeitverlauf der Eigenfrequenzen für Umgebungstemperaturen von 16-24 °C über 3,5 Jahre.



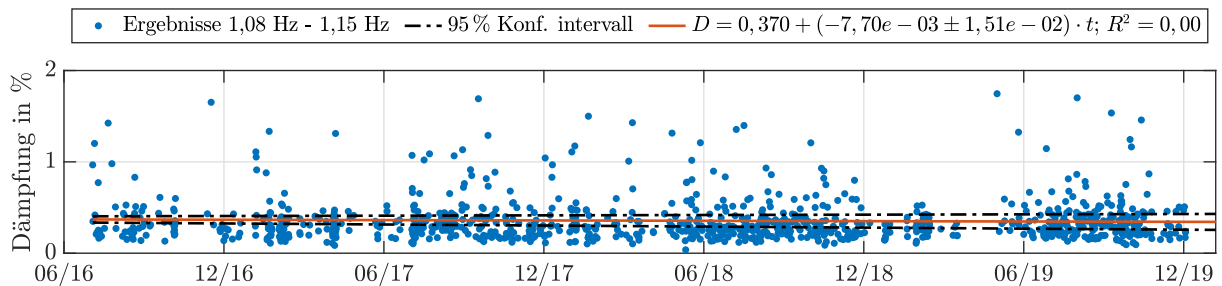
(a)



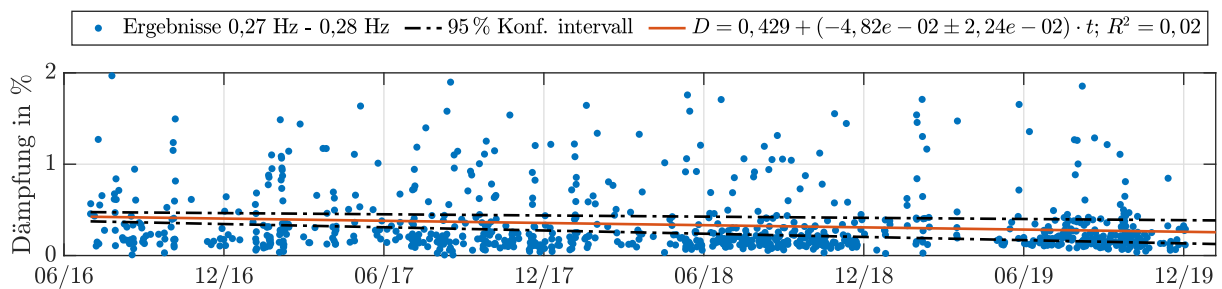
(b)



(c)



(d)



(e)

Abbildung C.12: Zeitverlauf der Dämpfungen der Biegeeigenmoden für in der Legende genannte Frequenzbereiche.

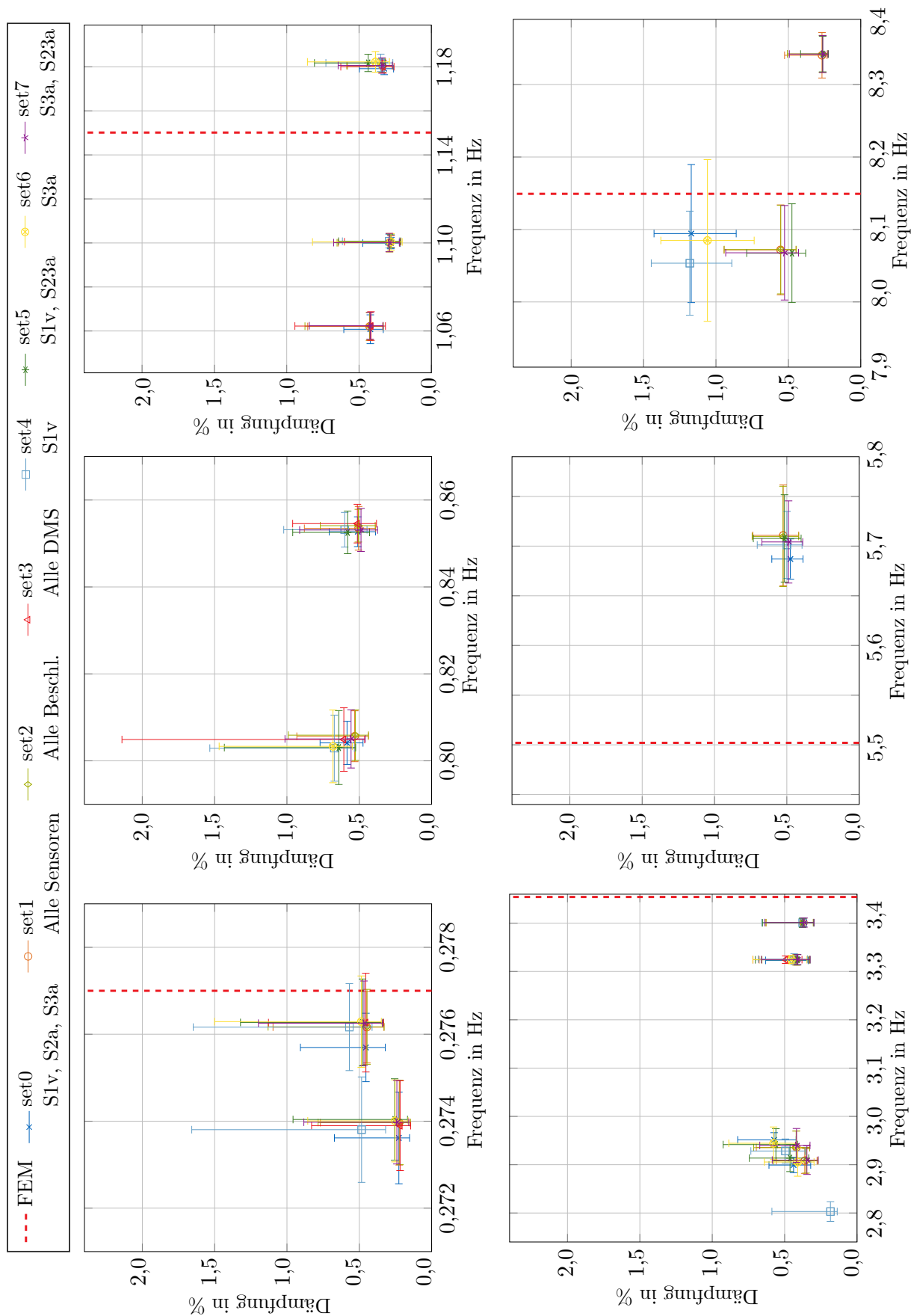


Abbildung C.13: Ergebnisse der AOMA auf Basis unterschiedlicher Sensorkombinationen (Harhaus 2018).



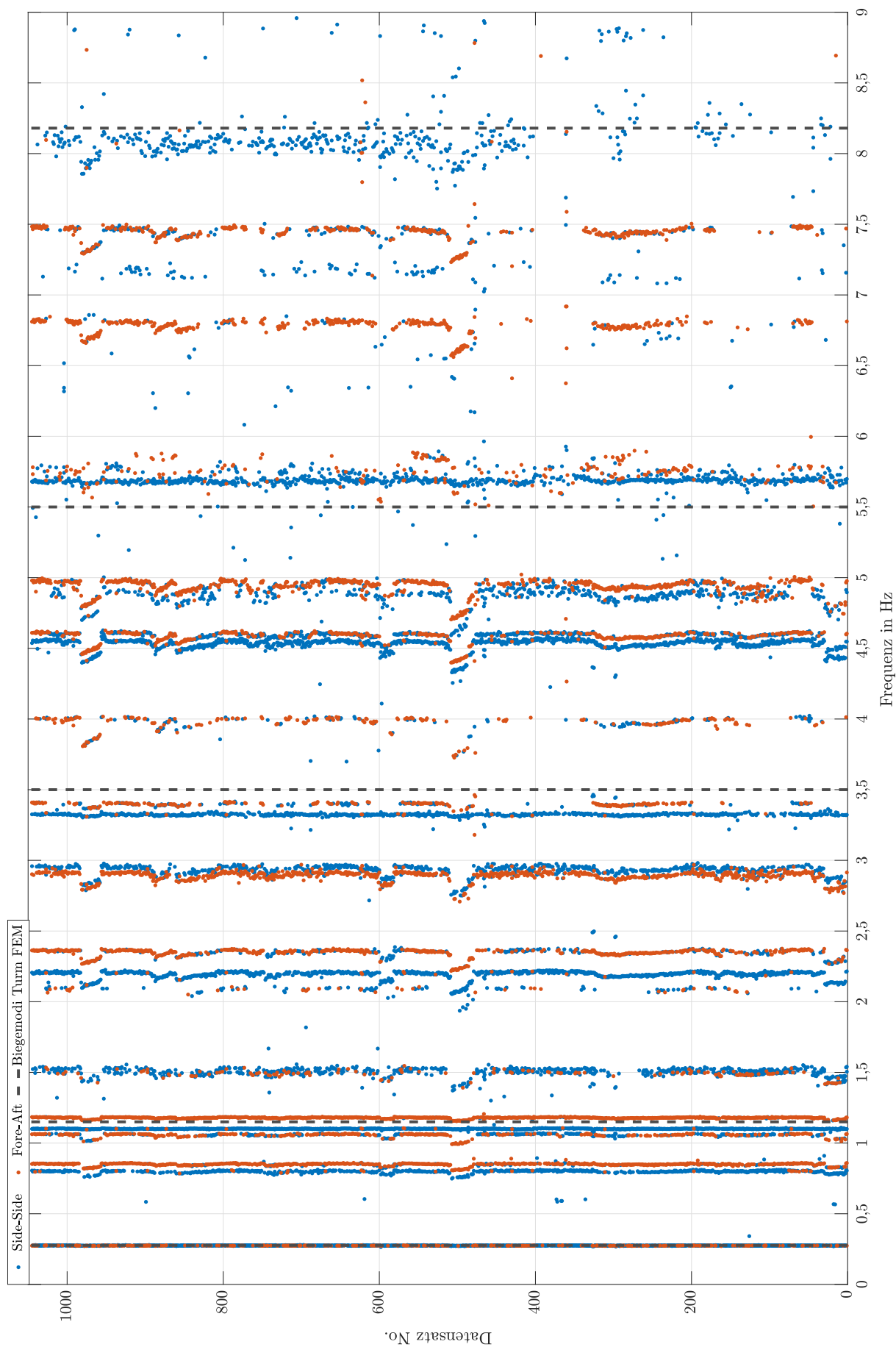


Abbildung C.14: Ergebnis der AOMA bei Statustext „Ice on secondary instruments(s)“ während 3,5 Jahren, Sensoren S1v, S2a, S3a.

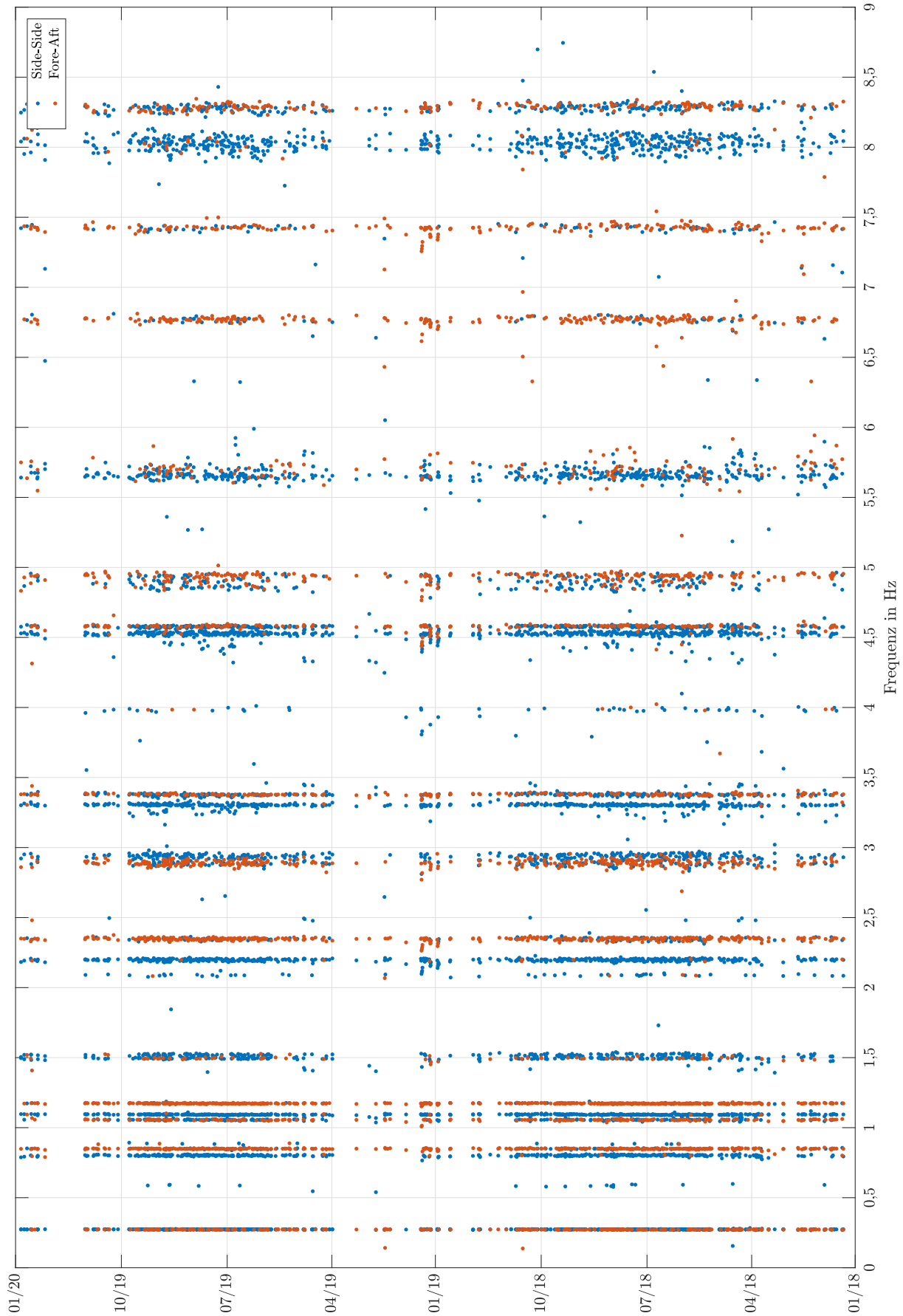


Abbildung C.15: Ergebnis der AOMA nach Temperaturkompensation für Datenbasis 2: 2 Jahre, alle Schwingungssensoren.

## Anhang D

# Dehnungsmessung und Schädigungsrechnung

### Dehnungsmessung mit DMS in Brückenschaltung

Die Verschaltung der Wheatstoneschen Brückenschaltung ist in Abb. D.1 dargestellt. Als Widerstände können unterschiedliche Anzahlen an DMS eingesetzt werden, die jeweils mit konstanten Widerständen ergänzt werden. Je nach Anzahl wird die Brücke als Viertelbrücke (1 DMS), Halbbrücke (2 DMS) oder Vollbrücke (4 DMS) bezeichnet. An die Brücke wird ein Spannungssignal, die Brückenspeisespannung  $U_B$  angelegt. Weisen die Widerstände alle oder paarweise den gleichen Nennwiderstand bzw. das gleiche Verhältnis auf, ergibt sich die Ausgangsspannung zu  $U_M = 0\text{ V}$ . Bei einer Änderung des elektrischen Widerstands eines oder mehrerer der vier Bestandteile kann ein Spannungssignal abgegriffen werden. Die Ausgangsspannung  $U_M$  ergibt sich aus Gl. D.1.

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{R_1}{R_1 + R_2} - \frac{R_4}{R_3 + R_4} \quad (\text{D.1})$$

Setzt man für  $R_i = R_0 + \Delta R_i$  ein und formt die Gleichung um, erhält man die Grundgleichung der Wheatstoneschen Brückenschaltung für das Messen mit DMS. In der Regel wird der gleiche Nennwiderstand für die vier DMS/Widerstände gewählt:  $R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = R_0$ . In diesem Fall ergibt sich die Grundgleichung zu:

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{\Delta R_1 - \Delta R_2 + \Delta R_3 - \Delta R_4}{2(2R_0 + \Delta R_1 + \Delta R_2 + \Delta R_3 + \Delta R_4)} \quad (\text{D.2})$$

Zur Auflösung der Grundgleichung nach der gesuchten Dehnung bzw. Widerstandsänderung wird in der Messpraxis eine Linearisierung des Zusammenhangs vorgenommen, und die  $\Delta R_i$  im Nenner werden vernachlässigt:

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{1}{4R_0}(\Delta R_1 - \Delta R_2 + \Delta R_3 - \Delta R_4) \quad (\text{D.3})$$

Dies führt beim Messen an metallischen Werkstoffen im elastischen Verformungsbereich nur zu geringen Fehlern, da  $\Delta R_i \ll R_0$ . Setzt man Gl. 6.3 in Gl. D.3 ein, bei gleichem  $k$ -Faktor für alle DMS, erhält man den Zusammenhang für Ausgangsspannung und Dehnung:

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{1}{4}k(\varepsilon_1 - \varepsilon_2 + \varepsilon_3 - \varepsilon_4) \quad (\text{D.4})$$

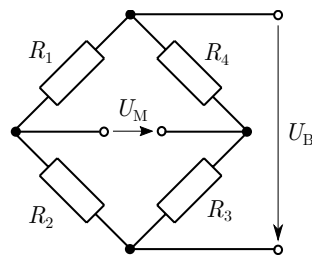


Abbildung D.1: Schaltplan der Wheatstoneschen Brückenschaltung.

Die unterschiedlichen Vorzeichen der Widerstandsänderungen im Zähler können zur Kompensation von Störeinflüssen genutzt werden. Bei einer auf alle vier DMS wirkenden Temperaturänderung ergibt sich zum Beispiel keine Änderung des Ausgangssignals. Dies ist in vielen Fällen – wie auch hier – gewünscht. Weiterhin können mehrere DMS genutzt werden, deren Widerstandsänderungen sich konstruktiv überlagern. Dadurch wird das Ausgangssignal der Messstelle und damit das Signal-Rausch-Verhältnis erhöht. Für einfache Biegebalken kann das Ausgangssignal um den Faktor vier erhöht werden, bei Applikation von vier DMS statt einem. Dazu werden die DMS in Normalspannungsrichtung auf Zug- und Druckseite angebracht, sodass sich durch die unterschiedlichen Vorzeichen von Dehnung und Stauchung bei geeigneter Verschaltung mit dem Zusammenhang aus Gl. D.2 der Faktor vier ergibt.

Die o. g. Möglichkeit wurde auch in diesem Anwendungsfall genutzt. Jedoch wurde die Vollbrücke nicht auf gegenüberliegenden Turminnenseiten (=Druck- und Zugseite) angebracht. Gegen diese Konfiguration spricht, dass große Kabellängen notwendig sind, die zu Messfehlern führen können und der Verlust der räumlichen Auflösung der gemessenen Dehnung. Weiterhin ergeben sich durch Einbauteile möglicherweise Spannungskonzentrationen, die bei der genannten Konfiguration nur schwer erkannt werden können. Stattdessen wurden bei der verwendeten Vollbrücke vier DMS, bzw. zwei DMS mit jeweils zwei Gittern verwendet, die  $0^\circ$  und  $90^\circ$  zur Turmachse orientiert sind, siehe Abb. 4.7. Die zwei DMS sind in geringem Abstand übereinander platziert, sodass der gleiche Dehnungszustand angenommen werden kann. Die vertikal orientierten Messgitter sind als  $R_1$  und  $R_3$  verschaltet, die horizontalen Gitter als  $R_2$  und  $R_4$ . Für den dominierenden Lastfall Bending ergeben sich Normaldehnungen in vertikaler Richtung und über die Querkontraktion Dehnungen in horizontaler Richtung. Dadurch entsteht ein höheres Ausgangssignal der Brücke, das im Folgenden hergeleitet wird: Bei gegebener Verschaltung und Orientierung erhält man die Vertikaldehnung aus Bending, bei Annahme einer Querkontraktion in horizontaler Richtung von  $\varepsilon_{\text{horizontal}} = -\nu \cdot \varepsilon_{\text{vertikal}}$  durch:

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{1}{4} k \varepsilon_{\text{vertikal}} (2 + 2\nu) \quad (\text{D.5})$$

Für  $\nu = 0,3$  ergibt sich damit ein Brückenfaktor von  $k_B = (2 + 2\nu) = 2,6$ . Bei Verwendung einer Viertelbrücke mit einem DMS erhält  $k_B$  den Wert 1. Für die Messung von Scherung in  $\pm 45^\circ$ -Anordnung ist  $k_B = 4$ :

$$\frac{U_M}{U_B} = \frac{1}{4} k k_B \varepsilon \quad (\text{D.6})$$

Die Dehnung berechnet sich folglich zu:

$$\varepsilon = \frac{4}{U_B} \frac{1}{k_B} \frac{1}{k} U_M. \quad (\text{D.7})$$

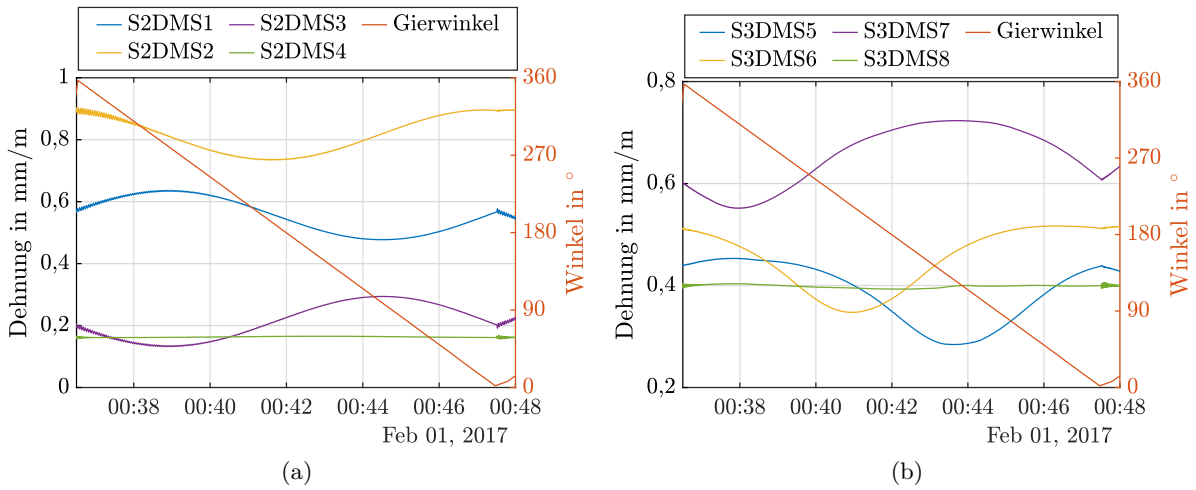


Abbildung D.2: Dehnungen und Gierwinkel während Kabelentdrillen: (a) S2DMS, (b) S3DMS.

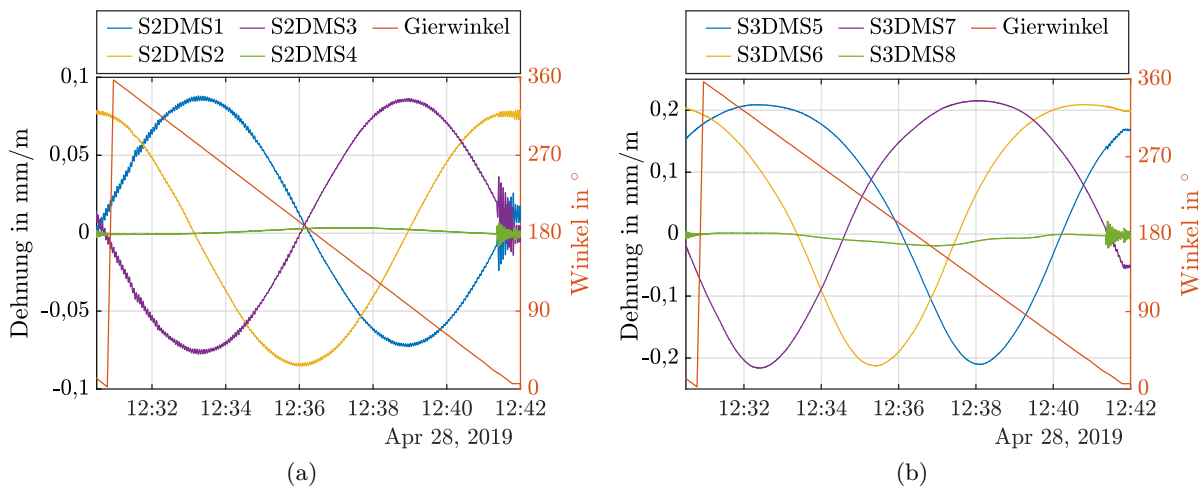


Abbildung D.3: Dehnungen und Gierwinkel während Kabelentdrillen nach Offset-Kompensation: (a) S2DMS, (b) S3DMS.

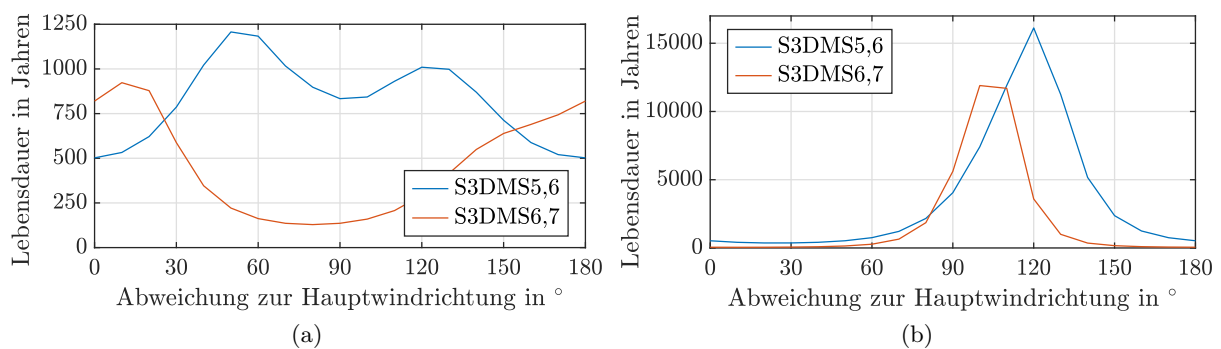


Abbildung D.4: (a) Aus 24h Datensatz bestimmte Lebensdauer über Umfangswinkel, nach DIN 18088 für KF 71, bezogen auf Hauptwindrichtung für S3DMS am (a) 21.09.18, (b) 24.09.18.

**Berechnung ertragbarer Lastwechsel Beton nach DIN 18088-2 (2019)**

$$N_i = 10^{14(1-E_{cd,max})/\sqrt{1-R_i}} \quad (D.8)$$

mit

$$E_{cd,max,i} = \frac{\sigma_{cd,max,i}}{f_{cd,fat}} \cdot \gamma_{F,fat} \cdot \gamma_{Mod,fat} \cdot \eta_c \quad (D.9)$$

$$E_{cd,min,i} = \frac{\sigma_{cd,min,i}}{f_{cd,fat}} \cdot \gamma_{F,fat} \cdot \gamma_{Mod,fat} \cdot \eta_c \quad (D.10)$$

$$R_i = \frac{E_{cd,min,i}}{E_{cd,max,i}} \quad (D.11)$$

$$f_{cd,fat} = k_1 \cdot \beta_{cc}(t_0) \cdot f_{cd} \left(1 - \frac{f_{ck}}{400}\right) \quad (D.12)$$

$$\beta_{cc}(t_0) = e^{s(1-\sqrt{28/t_0})} \quad (D.13)$$

$$f_{cd} = \alpha_{cc} \cdot \frac{f_{ck}}{\gamma_c} \quad (D.14)$$

$$\gamma_{Mod,fat} = \gamma_{Mod,fat,1} \cdot \gamma_{Mod,fat,2} \quad (D.15)$$

und

---

$R_i$ :	Spannungsverhältnis
$E_{cd,min,i}$ :	Minimales Niveau der Druckspannung
$E_{cd,max,i}$ :	Maximales Niveau der Druckspannung
$\sigma_{cd,min,i}$ :	Unterspannung in einem Lastzyklus
$\sigma_{cd,max,i}$ :	Oberspannung in einem Lastzyklus
$f_{cd,fat}$ :	Bemessungswert der Druckfestigkeit bei Ermüdungsbeanspruchung
$\gamma_{F,fat}$ :	Teilsicherheitsbeiwert Einwirkungen bei Ermüdung DIN18088-1: $\gamma_{F,fat} = 1,0$
$\gamma_{Mod,fat}$ :	Teilsicherheitsbeiwert Modellungenauigkeit in Berechnung und Konstruktion
$\gamma_{Mod,fat,1}$ :	Teilsicherheitsbeiwert Modellungenauigkeit in Berechnung, $\gamma_{Mod,fat,1} = 1,05$
$\gamma_{Mod,fat,2}$ :	Teilsicherheitsbeiwert Modellungenauigkeit in Konstruktion, für trockene Fugen, welche mechanisch bearbeitet wurden, sodass gleichmäßige Spannungsübertragung stattfindet: $\gamma_{Mod,fat,2} = 1,15$
$k_1$ :	Landesspezifischer Beiwert, empfohlener Wert $k_1 = 1$
$\beta_{cc}(t_0)$ :	Beiwert für Betonfestigkeit bei Beginn Ermüdungsbelastung
$t_0$ :	Alter des Betons in Tagen vor Ermüdungsbelastung ohne weiteren Nachweis darf ausgegangen werden von: $t_0 = 56$
$s$ :	Beiwert abhängig von Zementtyp; für hochfeste Betone $s = 0,20$
$f_{cd}$ :	Bemessungswert der einaxialen Druckfestigkeit
$\alpha_{cc}$ :	Beiwert für Langzeitauswirkungen auf Betonfestigkeit und ungünstige Beanspruchung, empfohlener Wert: $\alpha_{cc} = 0,85$
$\gamma_c$ :	Teilsicherheitsbeiwert für Materialwiderstand Beton, empfohlener Wert: $\gamma_c = 1,5$
$f_{ck}$ :	Zylinderdruckfestigkeit Beton, im Turmfuß: $f_{ck} = 80 \text{ N/mm}^2$

---

**Berechnung ertragbarer Lastwechsel Beton nach DIN EN 1992-1-1 (2010)**

$$N_i = 10^{14(1-E_{cd,max})/\sqrt{1-R_i}} \quad (\text{D.16})$$

mit

$$E_{cd,max,i} = \frac{\sigma_{cd,max,i}}{f_{cd,fat}} \quad (\text{D.17})$$

$$R_i = \frac{E_{cd,min,i}}{E_{cd,max,i}} \quad (\text{D.18})$$

$$f_{cd,fat} = k_1 \cdot \beta_{cc}(t_0) \cdot f_{cd} \left(1 - \frac{f_{ck}}{250}\right) \quad (\text{D.19})$$

$$\beta_{cc}(t_0) = e^{s(1-\sqrt{28/t})} \quad (\text{D.20})$$

$$f_{cd} = \alpha_{cc} \cdot \frac{f_{ck}}{\gamma_c} \quad (\text{D.21})$$

und

---

$R_i$ :	Spannungsverhältnis
$E_{cd,min,i}$ :	Minimales Niveau der Druckspannung
$E_{cd,max,i}$ :	Maximales Niveau der Druckspannung
$\sigma_{cd,min,i}$ :	Unterspannung in einem Lastzyklus
$\sigma_{cd,max,i}$ :	Oberspannung in einem Lastzyklus
$f_{cd,fat}$ :	Bemessungswert der Druckfestigkeit bei Ermüdungsbeanspruchung
$k_1$ :	Landesspezifischer Beiwert, empfohlener Wert $k_1 = 0,85$ für $N = 10^6$
$\beta_{cc}(t_0)$ :	Beiwert für Betonfestigkeit bei Beginn Ermüdungsbelastung
$t_0$ :	Alter Beton in Tagen vor Ermüdungsbelastung
$s$ :	Beiwert abhängig von Zementtyp; für hochfeste Betone $s = 0,20$
$f_{cd}$ :	Bemessungswert der einaxialen Druckfestigkeit
$\alpha_{cc}$ :	Beiwert für Langzeitauswirkungen auf Betonfestigkeit und ungünstige Beanspruchung, empfohlener Wert: $\alpha_{cc} = 0,85$
$\gamma_c$ :	Teilsicherheitsbeiwert für Materialwiderstand Beton, empfohlener Wert: $\gamma_c = 1,5$
$f_{ck}$ :	Zylinderdruckfestigkeit Beton, im Turmfuß: $f_{ck} = 80 \text{ N/mm}^2$

---

### Abschätzung des Schädigungsverlaufs im Betonteil über einem Jahr

Für eine erste Grobabschätzung des Schädigungsverlaufs über größere Zeiträume wurde die Schädigung an drei Sensorpositionen für jeden Tag des Jahres 2019 berechnet. Für den 24 h-Datensatz wurden die fehlerhaften quasistatischen Anteile manuell soweit wie möglich durch Anpassung der Offsets korrigiert. Für eine Langzeitanalyse ist dies nicht möglich, entsprechend ergeben sich aus dem Temperaturstöreffekt größere Fehler. Die kumulierten Werte sind als Schädigungsverlauf in Abb. D.5 dargestellt.

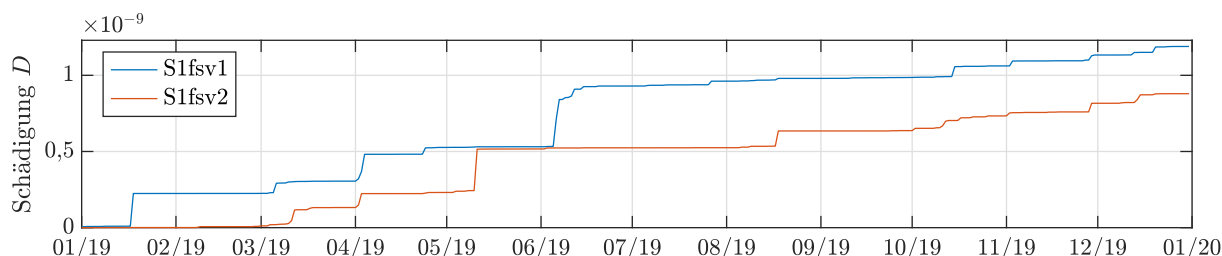


Abbildung D.5: Kumulierte Schädigung basierend auf Dehnungsmessdaten im Turmfuß.

Aus der Schädigung ergibt sich eine Lebensdauer von  $8 \cdot 10^8$  Jahren. Sie liegt damit im gleichen Wertebereich wie die aus dem 24 h-Datensatz ermittelte (siehe Tab. 6.8) und bestärkt die These, dass die Ermüdungsschädigung im Turmfuß einen weniger relevanten Lastfall darstellt.

Auffällig sind Sprünge im Verlauf. Es treten teils innerhalb weniger Tage Schädigungen auf, die in anderen Zeiträumen innerhalb eines halben Jahres erreicht werden. Die Unterschiede scheinen extrem ausgeprägt zu sein, wobei den Zeiträumen mit hohen Schädigungsbeiträgen keine besonderen Betriebsbedingungen zugrunde liegen. Das Verhalten könnte durch den Temperaturstöreffekt entstehen, welcher zu scheinbar erhöhten Mittelspannungen führen kann. Das Ergebnis kann folglich nur als grobe Näherung des tatsächlichen Schädigungsverlaufs dienen.

Eine weitere Abschätzung der Schädigung im Bereich des Hot-Spots in 49 m Höhe wurde vorgenommen, indem die im Turmfuß gemessenen Dehnungen über einen Faktor erhöht werden. Der Faktor wurde aus der Spannungsverteilung in Abb. 6.24 zu  $k = 2$  abgeleitet. Der statische Spannungsanteil wurde aus Vorspannung und Gewichtskräften berechnet und für die Berechnung überlagert. Wird der Faktor auf das unveränderte Spannungssignal angewendet, ergeben sich hohe Schädigungen und Lebensdauern im Bereich 10-60 Jahre. Der bereits beobachtete sprunghafte Verlauf wird noch stärker und erscheint unrealistisch.

Um Störeffekte aus dem Temperatureffekt zu vermeiden, wurde der Faktor nur auf den dynamischen Dehnungsanteil (nach Hochpassfilter mit  $f_g = 0,2$  Hz) angewendet. Quasistatische Spannungsänderungen aus Variationen der Rotorschubkraft, die einen relevanten Beitrag zur Ermüdung leisten, fehlen hier in der Berechnung, sodass die tatsächliche Schädigung wahrscheinlich stark unterschätzt wird. Es ergeben sich viel höhere Lebensdauern im Bereich  $4 \cdot 10^5$  Jahre.

Die großen Unterschiede der Ergebnisse und die Schädigungsverläufe mit extremen Sprungverhalten erscheinen nicht plausibel. Der Temperaturfehler verhindert eine sinnvolle Auswertung der Daten für die Schädigungsanalyse. Gleichzeitig scheint grundsätzlich die Ableitung von Lebensdauerwerten in realistischen Größenordnungen möglich.