

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart Fachbericht
3a. Titel des Berichts IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen	
3b. Titel der Publikation	
4a. Autoren des Berichts (Name, Vorname(n)): Rücker, W.; Fritzen, C.P.; Rohmann, R.G.; Thöns, S.; Kraemer, P.; Grasse, F.; Hofmann, D.; Schmid, W.; Klinkov, M.; Bicker, S.; Müller, F.; Oertel, U.; Berndt, R.D.; Andersson, R.; Trappe, V.; Habel, W.	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.05.2009
4b. Autoren der Publikation (Name, Vorname(n))	6. Veröffentlichungsdatum 30.01.2010
	7. Form der Publikation Fachbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung Fachgruppen VII.2 Unter den Eichen 87 12205 Berlin Universität Siegen Institut für Mechanik und Regelungstechnik Paul-Bonatz-Str. 9-11 57968 Siegen	9. Ber.Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 16INO326/16INO327
	11a. Seitenzahl Bericht 276
	11b. Seitenzahl Publikation
13. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	12. Literaturangaben 119
	14. Tabellen 43
	15. Abbildungen 238
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) VDI_VDE_IT, Steinplatz 1, 10623 Berlin am 12.03.2010	
18. Kurzfassung <p>Zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromproduktion mit Hilfe von Windenergieanlagen im Offshorebereich (OWEA) ist ein störungsfreier Betrieb derartiger Anlagen zu gewährleisten. Dazu ist es notwendig, diese Anlagen mit intelligenten Überwachungssystemen zu betreiben. Diese müssen in der Lage sein, Informationen zu beschaffen, die die Gebrauchstauglichkeit der Komponenten Maschine, Rotorblätter und Bauwerk garantieren. Zusätzlich müssen sich anbahnende Schäden frühzeitig erkannt, bewertet und den Betreibern der Anlagen mitgeteilt werden.</p> <p>Deutsche mittelständische Unternehmen sind bislang technisch und wirtschaftlich gut positioniert bei der Herstellung von Windenergieanlagen im Offshorebereich (OWEA). Mit den Ergebnissen des IMO-WIND-Projektes sind wichtige Schritte zur Entwicklung eines integralen Überwachungssystems für OWEA gemacht worden. Beim Vorliegen einer marktreifen Lösung wird dieses Produkt die internationale Position der deutschen Unternehmen weiter festigen. Die am IMO-WIND-Projekt beteiligten Firmen können die wissenschaftlichen Ergebnisse und technischen Entwicklungen für eine Verbesserung ihrer Marktposition im entsprechenden Segment unmittelbar nutzen. Eine enge geschäftliche Zusammenarbeit der beteiligten Firmen ist bereits jetzt erfolgt.</p> <p>Die wissenschaftlichen Ergebnisse des Projektes IMO-WIND reichen von experimentellen Überprüfungen von Design-Annahmen für Bauwerke und Rotorblätter von Offshore-Windenergieanlagen bis zur Entwicklung und praxisnahen Erprobung von Verfahren und Erkenntnissen zur Last-, Beanspruchungs- und Zustandsüberwachung derartiger Anlagen. Dabei wurden technische Lösungen realisiert, die es gestatten, eine integrale Überwachung aller Komponenten der Anlagen durchzuführen. Softwaretechnische Lösungen zur Einbindung der Betriebsführung in die Überwachungsverfahren wurden erarbeitet.</p> <p>Die Erprobung des entwickelten Überwachungs- und Bewertungssystems beschränkte sich auf einen Prototypen einer OWEA (Multibrid M5000), der jedoch an Land betrieben wird. Die im Antrag formulierten Ziele wurden insgesamt realisiert, bis auf jene Ergebnisse und Erfahrungen, die nur Offshore zu erreichen sind.</p>	
19. Schlagwörter Offshore-Windenergieanlagen, integrales Überwachungssystem, Bauwerk, Dynamik, Windlasten, Bewertungssystem, Sicherheitsannahmen, Grenzwerte, Datenanalyse, Schadenfrüherkennung, Rotorblätter, Rotorblattprüfstand, Faserbraggitter-Sensorik, strukturintegrierbare Sensorik, Maschine, Multibrid M5000	
20. Verlag	21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. Type of Report Final Report
3a. Report Title IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen IMO-WIND: An Integrated System for Monitoring and Assessment of Offshore Wind Turbines	
3b. Title of Publication	
4a. Author(s) of the Report (Family Name, First Name(s)) Rücker, W.; Fritzen, C.P.; Rohrmann, R.G.; Thöns, S.; Kraemer, P.; Grasse, F.; Hofmann, D.; Schmid, W.; Klinkov, M.; Bicker, S.; Müller, F.; Oertel, U.; Berndt, R.D.; Andersson, R.; Trappe, V.; Habel, W.	5. End of Project May 30, 2009
	6. Publication Date January 30, 2010
4b. Author(s) of the Publication (Family Name, First Name(s))	7. Form of Publication Technical Report
	9. Originator's Report No.
8. Performing Organization(s) (Name, Address) BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung Fachgruppen VII.2 Unter den Eichen 87 1205 Berlin Universität Siegen Institut für Mechanik und Regelungstechnik Paul-Bonatz-Str. 9-11, 57968 Siegen	10. Reference No. 16INO326/16INO327
	11a. No. of Pages Report 276
	11b. No. of Pages Publication
	12. No. of References 119
	14. No. of Tables 43
13. Sponsoring Agency (Name, Address) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	15. No. of Figures 238
	16. Supplementary Notes
17. Presented at (Title, Place, Date) VDI_VDE_IT, Steinplatz 1, 10623 Berlin at March 12, 2010	
18. Abstract <p>To ensure continuity of generation of electricity using offshore wind turbines (OWEC) trouble-free operation of such systems has to be assured. Therefore, it is necessary to operate these facilities with intelligent monitoring systems. These need to be able to obtain information to guarantee the serviceability of the machine components, rotor blades and structure. In addition to impending damage early on, evaluated and communicated to the operators of the facilities. In addition, initiating damage must be identified early, assessed and communicated to the operators of the facilities.</p> <p>German SMEs have so far been technically and economically well-positioned in the manufacture of wind turbines in the offshore area. With the results of the IMO-WIND project important steps in developing an integrated monitoring system for OWECs have been made. After the existence of a marketable solution of this product, the international position of German companies will be further strengthened.</p> <p>The participating companies can use the results of scientific and technological developments immediately to improve their market position in the corresponding segment. Close business cooperation between the participating companies are done already.</p> <p>The scientific results of the IMO-WIND project range from the experimental verification of design assumptions for structures and rotor blades of offshore wind turbines to the development and practical testing of approaches and findings for monitoring loads, stresses and the current condition of such facilities. In this sense, technical solutions were implemented and tested, which allow, on the basis of the developed data management an integrated condition monitoring of all components of offshore wind turbines. Software engineering solutions for the involvement of operation control into the monitoring procedures have been developed.</p> <p>The testing of the developed system for monitoring and assessment was limited to a prototype of an offshore wind turbine (Multibrud M5000), which is, however, operated onshore. The objectives formulated in the research proposal are realized in total, except those results and experiences that can only be achieved at offshore sites.</p>	
19. Keywords Offshore wind turbines, integrated monitoring system, structure, dynamics, wind loads, assessment, safety assumptions, limit states, data analysis, damage detection, rotor blades, rotor blade test rig, fiber bragg-grid sensors, embedded sensors, machinery, Multibrud M5000	
20. Publisher	21. Price

IMO-WIND

Integrales Monitoring-und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen



Gemeinsamer Abschlussbericht zu den
InnoNet-Projekten 16INO326 und 16INO327

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

Projektträger: VDI/VDE/IT

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326
BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -
prüfung BAM, Berlin
Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau (Koordinator)
Projektleiter: Dir. u. Prof. Dr.-Ing. Werner Rücker

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO327
Universität Siegen
Institut für Mechanik und Regelungstechnik
Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Claus-Peter Fritzen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Berlin, Januar 2010

Projektpartner Industrie

PROKON Nord Energiesysteme GmbH

Dipl.-Ing. Niels Erdmann

OWT Offshore Wind Technologie GmbH

Dipl.-Ing. Sven Bicker

Infokom Informations- und Kommunikationsgesellschaft mbH

Dipl.-Ing. Rolf- Dietrich Berndt

μ-Sen Mikrosystemtechnik GmbH

Dipl.-Ing. Ulrich Oertel

IGUS-IST GmbH

Dr. rer.nat. Peter Volkmer

Germanischer Lloyd Wind Energie GmbH

Dr.-Ing. Karl Steingröver

Einleitung und Zusammenfassung

Die Situation in der Windenergiebranche ist gegenwärtig geprägt von einer steigenden Nachfrage zur Produktion elektrischer Energie. Es wird davon ausgegangen, dass in Europa bis 2020 eine installierte Offshore-Leistung von 40.000 MW zur Verfügung steht. Nach den Prognosen für 2030 steigt diese Zahl auf 150.000 MW zur Deckung von 13 bis 16 % des europäischen Strombedarfs. Diese Entwicklung wird aus betriebswirtschaftlichen Gründen zwangsläufig mit immer höheren installierten Leistungen pro Anlage verbunden sein. Dies hat zur Folge, dass die Komponenten der Windräder immer größere Ausmaße annehmen bzw. die eingesetzten Materialien immer höher ausgenutzt werden müssen. Machbarkeitsstudien gehen bereits jetzt von künftigen Blattlängen zwischen 70 und 100 m aus.

Der Einsatz von Windenergieanlagen (OWEA) der Megawatt-Klasse im Offshore-Bereich stellt eine große technische Herausforderung hinsichtlich des Entwurfs, des Baus und des Betriebs derartiger Anlagen dar. Es ist beabsichtigt, eine große Anzahl baulich identischer Strukturen zu errichten und zu betreiben. Hinsichtlich der einwirkenden Lasten und der zugehörigen Beanspruchungen in einzelnen Komponenten besteht Bedarf nach einem verbesserten Kenntnisstand. Infolge der dynamischen Wechselwirkung zwischen den Anlagenkomponenten stellt sich, zusätzlich auch standortabhängig, ein komplexer Belastungszustand ein. Ausreichend sichere und gleichzeitig wirtschaftliche Fundamentierungen derartiger Anlagen unter Offshore-Bedingungen mit kombinierten Einwirkungen aus Wind- und Wellenkräften sind notwendige Voraussetzungen für das nachhaltige Betreiben derartiger Anlagen.

Um das damit verbundene Risiko zu begrenzen, ist es notwendig, Überwachungs-Systeme für alle Komponenten von OWEA in Betrieb zu nehmen. Diese sollen sowohl in der Entwurfsphase (Prototyping) als auch für den Betrieb und die Unterhaltung der Anlagen eingesetzt werden. Aufgrund der Tatsache, dass während des Betriebes die Komponenten Bauwerk, Maschine und Rotorblätter in statischer und dynamischer Interaktion miteinander stehen, ist es notwendig, die Technik zur Überwachung derartiger Anlagen in einem Gesamtkonzept zu entwickeln.

Im Verbundprojekt IMO-WIND haben acht Partner zusammengearbeitet, zwei Forschungsinstitute und sechs Industrieunternehmen. Die Projektleitung wurde von der Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau der BAM (Fachgruppenleiter Prof. Dr.-Ing. W. Rücker) wahrgenommen. Die Partner im Einzelnen waren

	Firmenname	Firmensitz	Profil
1	PROKON Nord Energiesysteme GmbH	Leer	<u>OWEA</u> : Projektierung, Baudurchführung, Betreiber
2	OWT GmbH	Leer	<u>Windenergieanlagen</u> : Entwicklung, Berechnung
3	Infokom GmbH	Neubrandenburg	<u>SHM</u> : Systeme Dauerüberwachung Ingenieurbauwerke, Datenmanagement
4	µ-Sen Mikrosystemtechnik GmbH	Rudolstadt	<u>CMS</u> : Systeme Dauerüberwachung Lager, Getriebe; Sensorik; Signalkonditionierung
5	IGUS-IST GmbH	Dresden	<u>Dauerüberwachung</u> Rotorblätter
6	Germanischer Lloyd Wind-Energie GmbH	Hamburg	Richtlinien, Zertifizierung von Windenergieanlagen und CMS

Tabelle 0-1: Industriepartner im Forschungsprojekt IMO-WIND und deren fachliche Schwerpunkte

	Institutsname	Institutssitz	Profil
1	BAM-VII.2 Ingenieurbau	Berlin	Bauliche Bewertungsverfahren, rechnerische Simulationen, Dauerüberwachung, Messtechnik, Datenmanagement
	BAM-V.6 Mechanik der Polymere und Faserverbundwerkstoffe		Faserverbundwerkstoffe
	BAM-VIII.1 Mess- und Prüftechnik; Sensorik		Mess- und Sensorikkonzepte
2	Universität Siegen Institut. für. Mechanik und Regelungstechnik - Mechatronik	Siegen	Algorithmen zur Daten-Analyse, Schadensidentifikation, Lastidentifikation

Tabelle 0-2: Forschungspartner im Forschungsprojekt IMO-WIND und deren fachliche Schwerpunkte

Die primären Ziele des Forschungsvorhabens waren die Entwicklung eines integralen Überwachungssystems sowie Untersuchungen zur Ermittlung und Bewertung der Last-, Zustands- und Beanspruchungssituation von Offshore-Windenergieanlagen. In Zusammenarbeit der Forschungspartnern mit den beteiligten Industriepartnern wurde die hard- und softwaremäßige Entwicklung und Erprobung des Prototyps eines Überwachungs- und Bewertungssystems durchgeführt, das in der Lage ist, eine Zustandsüberwachung aller Elemente von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) im Hinblick auf eine zustandsorientierte Instandhaltung des Gesamtsystems zu gewährleisten. Damit verbunden war die Entwicklung und Erprobung angepasster Sensorik. Alle Komponenten müssen den schwierigen Betriebsbedingungen (Offshore-Verhältnisse, sichere Funktionalität und Langlebigkeit) genügen. Zusätzlich war es notwendig Informationen zu gewinnen, mit denen eine sichere Zustandsbewertung der Gesamtanlage vorgenommen werden kann. Diese Informationen werden als Bestandteil des Überwachungskonzeptes als Expertenwissen der entwickelten Software zur Verfügung gestellt.

Die zusätzlichen Untersuchungen waren:

- Ermittlung der tatsächlich einwirkenden Lasten mittels experimenteller Untersuchungen in situ,
- Schadensuntersuchungen an Rotorblättern unter Einbeziehung experimenteller Untersuchungen an Proben von GFK-Werkstoffen im Labor,
- Experimentelle Untersuchungen an der Gründungskonstruktion eines Prototyps von OWEA zur Entwicklung eines Überwachungskonzeptes für die Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit sowie eine Überprüfung der ermittelten Beanspruchungen im Rahmen der Bauwerksbemessung.

Darüber hinaus sollte ein Entwurf von Richtlinien für die Zertifizierung von integralen Dauerüberwachungssystemen vorbereitet werden.

Das Forschungsvorhaben gliederte sich in zwei Teilvorhaben 1 und 2, die von der Universität Siegen und der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) bearbeitet wurden.

Das Teilvorhaben 1 hatte die Entwicklung und den Einsatz neuer Methoden zur Datenanalyse und Schadensfrüherkennung an OWEA zum Ziel und wurde am Institut für Mechanik und Regelungstechnik - Mechatronik unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. C.-P. Fritzen bearbeitet. In diesem Teilvorhaben wurden die grundlegenden Forschungsarbeiten für die Entwicklung und Erprobung von Verfahren und Algorithmen zur Schadensentdeckung und -lokalisierung, die die Voraussetzung für eine effektive Zustandsüberwachung des Bauwerks und der Rotorblätter sind, durchgeführt. Darüber hinaus wurde hier, in Zusammenarbeit mit der Schwerpunktaufgabe SA2-2, ein Verfahren zur Lastidentifikation auf der Basis inverser Methoden erarbeitet.

Das Teilvorhaben 2 zur Entwicklung eines integralen Überwachungssystems sowie Untersuchungen zur Ermittlung und Bewertung der Last- und Zustandssituation von OWEA wurde in der BAM bearbeitet. Es enthält die folgenden fünf Schwerpunktaufgaben (SA):

SA2-1: Entwicklung eines integralen Überwachungssystems mit einer gemeinsamen Basis für die Messwerterfassung, Datentransfer und Datenmanagement für alle Komponenten der Windkraftanlagen.

SA2-2: Untersuchungen zur Lasteinwirkung und Beanspruchung der Komponenten ‚Rotorblätter‘ und ‚bauliche Struktur‘ mit besonderem Schwerpunkt bezüglich der Fundamentierung.

SA2-3: Schädigungs- und Langzeitverhalten heterogener Polymerwerkstoffe zur Bewertung der Ermüdungssicherheit von Rotorblättern.

SA2-4: Untersuchungen und Erprobung des Einsatzes neuartiger Sensorik (Lichtwellentechnik) zur Dauerüberwachung der WEA unter Offshore-Bedingungen

Diese Schwerpunktaufgaben wurden innerhalb der BAM von den Fachgruppen Ingenieurbau (VII.2), Mechanik der Polymere und Faserverbundwerkstoffe (V.6) sowie Mess- und Prüftechnik; Sensorik (VIII.1) bearbeitet.

Die Schwerpunktaufgabe SA2-5 (Richtlinien für integrale Überwachungssysteme) sollte von allen Projektpartnern bearbeitet werden.

Die oben genannten Schwerpunktaufgaben wurden während der Projektzeit aus organisatorischen Gründen in acht Teilaufgaben (TA1 - 7) bearbeitet. Diese Teilaufgaben sind:

TA1: Entwicklung und Beschaffung Hardware

TA2: Software-Entwicklung für Datenmanagement und Datentransfer, Schnittstelle zur Betriebsführung

TA3: Strukturintegrierbare Sensorik für die Online-Bewertung des Bauteilverhaltens

TA4: Methoden zur Datenanalyse, Schadensfrüherkennung

TA5: Messwertgestützte Verifikation von Lasten und Sicherheitsannahmen

TA6: Konzepte zur Bewertung von Strukturen und Bestimmung von Grenzwerten

TA7: Einrichtung und Betrieb von Referenzobjekten

TA8: Richtlinien für integrale Überwachungssysteme und entwicklungsbegleitende Bewertung

Jede der Teilaufgaben (TA) ist untergliedert in Arbeitspakete (AP), die die konkreten Arbeitsschritte beschreiben. Jede der Teilaufgaben ist während der Bearbeitung der fachlichen Verantwortlichkeit einem der Projektpartner zugeordnet. Die Gliederung des nachfolgenden Fachberichtes orientiert sich an den Teilaufgaben und den Arbeitspaketen.

Nachfolgend wird durch eine Beschreibung der Zuordnung der Schwerpunktaufgaben (SA1-1 und SA2-1 bis SA2-5) zu den Teilaufgaben (TA1 bis TA8) die Forschungsarbeit erläutert.

TA1 Entwicklung und Beschaffung der Hardware (TA1)

Aufbauend auf vorhandenen Systemen zur Maschinen-, Bauwerks- und Rotorüberwachung (Ω _Guard, SMS 2001 und CM-RB2) der Kooperationspartner Fa. μ -Sen, Fa. Infokom und Fa. IGUS-IST und kommerziell verfügbaren Messsystemen, wurde die Systemarchitektur des integralen Überwachungssystems entwickelt und hardware-technisch realisiert. Diese beinhaltete auch Anforderungen an die Systemkomponenten, die für den Betrieb unter Offshore-Bedingungen erforderlich sind. Darüber hinaus wurden Voraussetzungen für die Einbindung unterschiedlicher Sensorik für die Überwachung der Anlagenkomponenten geschaffen.

TA2 Software-Entwicklung für Datenmanagement und -transfer, Schnittstelle zur Betriebsführung

- Für die Überwachungsdaten der drei Anlagenkomponenten wurde ein Datenmanagement entwickelt, das die Definition und Festlegung von Datenformaten und Datentransfertechnik in eine zentrale Datenbank beinhaltet. Dabei war zu berücksichtigen, dass ein modulares Konzept eine flexible Gestaltung des Überwachungssystems durch den Einsatz verschiedenster Überwachungs- und Sensortechniken ermöglicht. Der Zugriff auf die Messdaten zum Zwecke sensorspezifischer Datenanalyse sollte dabei ebenso gewährleistet werden, wie die Einbindung von Daten aus der Betriebsführung und Rückgabe von Zustandsinformationen an die Steuerung der Anlagen.
- Die Universität Siegen beteiligte sich an den Abstimmungsarbeiten zum modularen Aufbau der Software. Sie musste die Anforderungen hinsichtlich der Schnittstellen, des benötigten Datenumfanges und der Datenformate, der Umfang der aufgenommenen Zeitdaten, der Abtastgeschwindigkeiten usw. für die spätere Datenauswertung formulieren, damit sichergestellt werden konnte, dass die Datenauswertung in vollem Umfang möglich war.

TA3 Strukturintegrierbare Sensorik für die Online-Bewertung des Bauteilverhaltens

Zur betriebsbegleitenden Überwachung der strukturellen Integrität von Rotorblättern sollten neben der Anwendung von globalen Verfahren an ausgewählten Positionen mit hohen Werkstoffbeanspruchungen (z. B. Randfaserdehnungen der Gurte, Stegdehnungen, Dehnungen in Klebfugen) lokale Dehnungen mit strukturintegrierten faseroptischen Sensoren gemessen werden. Hierzu wurden folgende Einzelschritte durchgeführt:

- Einbettung von Faser-Bragg-Gitter-Sensoren in Lamine, Klebschichten und als Oberflächenapplikation in bzw. an Werkstoffproben,
- Vergleichende Dehnungsmessungen mit einem geeigneten Referenzdehnungsverfahren unter statischer Last und Verifizierung der Messgenauigkeit,
- Referenzierte Dehnungsmessungen unter schwingender Beanspruchung – Verifizierung der möglichen bzw. erforderlichen Datenrate im Hinblick auf die benötigte Auflösung und Messgenauigkeit,
- Referenzierte Dehnungsmessungen unter schwingender Beanspruchung – Verifizierung der Schwingfestigkeit der Einbettung bzw. Anbindung des Sensors an den Werkstoff.

Abschließend wurden alle Ergebnisse an einem repräsentativen Bauteil (Stellvertreterversuch) auf ihre Feldtauglichkeit erprobt. Hierzu wurden an entsprechend ausgewählten Stellen Fasersensoren appliziert und die Bauteilbeanspruchung unter statischer und dynamischer Last ermittelt.

TA4 Methoden zur Datenanalyse, Schadensfrüherkennung

Die Entwicklung von Methoden zur Schadensfrüherkennung beinhaltet zwei Arbeitsbereiche. Zum einen werden Methoden und Algorithmen entwickelt und erprobt, die auf der Basis von gemessenen globalen Schwingungsantworten die Identifikation von strukturellen Zustandsänderungen und Schäden ermöglichen. Zum anderen wurden in TA4 im Stellvertreterversuch experimentelle Untersuchungen durchgeführt, um über lokale Messergebnisse mit strukturintegrierten Sensoren Informationen über die Entstehung und Ausbreitung von Schäden an Rotorblättern zu erhalten.

- Die Arbeiten zur Datenanalyse und zur Schadensfrüherkennung beinhalten die folgenden Teilschritte:
 - Entwicklung eines Konzeptes für die modulare Datenanalyse mit definierten Datenschnittstellen und Austauschbarkeit von Auswertemodulen,

- Entwicklung des Detektions- und Lokisationsalgorithmus auf der Basis von Output-Only Messungen, Modellbildung (Struktur),
 - Programmierung der Stochastic-Subspace Methode,
 - Automatisierte Extraktion der Modaldaten aus den laufenden Messungen,
 - Erfassung der Veränderungen in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen (Temperatur, Windgeschwindigkeit, etc.),
 - Ermittlung von Frequenzspektren und Vergleich mit Ergebnissen der Stochastic-Subspace Methode,
 - Darstellung der zeitlichen Entwicklung der dynamischen Charakteristika,
 - Entwicklung eines Post-Processing Tools zur Ergebnisdarstellung in tabellarischer und graphischer Form.
- Die im Teilvorhaben 1 an der Universität Siegen entwickelten Algorithmen zur Schadens- und Lastidentifikation wurden in das Datenmanagement eingebunden. Zusätzlich wurden Algorithmen entwickelt, die sowohl eine Vorauswertung der Messdaten sensornah als auch basierend auf den in der zentralen Datenbank gespeicherten Ergebnissen gestatten. Hierzu gehören statistische Berechnungen, physikalische Kennwertbildungen und Schadensindikatoren für die Ermüdungsüberwachung. Zusätzlich wurden grafische Oberflächen zur Darstellung der Ergebnisse aus der Schadensfrüherkennung entwickelt.
 - Es wurde ein repräsentativer Bauteilversuch (Stellvertreterversuch) für die Rotorblätter ausgelegt. Hierbei wurde der Konstruktion die spezifische Beanspruchung (Gurtdehnung, Querkraftschub, Lasteinleitungspunkte, Klebeanspruchung, Klebfugen-geometrie) realer Rotorblätter zu Grunde gelegt. Im Hinblick auf Bewertungsverfahren bildet der Stellvertreterversuch das Bindeglied zwischen Werkstoffprobe und Rotorblatt. Der große Vorteil dieses Vorgehens ist, dass bei moderatem Aufwand bezüglich der Modellierung des Bauteils mit CAD- und FEM-Verfahren alle realen kritischen Beanspruchungszustände abgebildet werden können. Ursprünglich waren Tests an zwei Bauteilen geplant, um sowohl bei statischer Last bis zum Versagen als auch unter Schwingbeanspruchung bis zum Eintreten sichtbarer Ermüdungseffekte die Bauteile zu belasten. Während der Projektdurchführung konnte entgegen ursprünglichen Planungen nur ein Rotorblatt hergestellt und getestet werden. Daher musste auf die statischen Tests verzichtet werden. Die dynamischen Untersuchungen wurden dafür um so intensiver ausgeführt. Die Ermüdungseffekte aus Schwingbeanspruchungen konnten unter Einsatz der in TA3 entwickelten Messsensorik und mit Hilfe geeigneter Auswerteverfahren nachgewiesen werden.

TA5 Messwertgestützte Verifikation von Lasten und Sicherheitsannahmen

- Sowohl für eine belastbare Zustandsbewertung als auch für eine Optimierung der Konzepte der Dauerüberwachung ist eine experimentelle Verifikation der Lastannahmen für die Komponenten der OWEA erforderlich. Mit der gleichzeitigen Messung von Beanspruchungen an allen maßgeblichen Komponenten der OWEA und den Parametern, die Belastungen aus Wind, Wellen und Maschinen- bzw. Rotorbetrieb charakterisieren, sollten Rückschlüsse auf die angreifenden Lasten (einzeln und in Kombination) gezogen werden. Dies sollte mit Hilfe von numerischen Modellen sowohl zur Lastbeschreibung als auch zur Modellierung der Strukturkomponenten geschehen. Besondere Aufmerksamkeit wurde dabei den Belastungen der Offshore-Fundamentierung gewidmet. Die Lastgrößen sollten, soweit möglich, mit Ergebnissen aus der Messung meteorologischer und hydrodynamischer Parameter sowie mit den Annahmen aus dem Design verglichen werden. Durch die Messung der Lastgrößen über einen repräsentativen Zeitraum sollte eine Abschätzung der Grenzen der Überwachungsmöglichkeiten, hinsichtlich der Genauigkeit der Messgrößen und der Aussagefähigkeit der Indikatorgrößen für die Zustandsüberwachung möglich werden.

- Bei der Ermittlung der einwirkenden äußeren Lasten auf das Bauwerk infolge des Windes handelt es sich um die Lösung eines inversen Problems, bei dem nur die Antworten des Systems (Systemausgang) durch Messungen gegeben sind. In Zusammenarbeit mit der Fa. OWT musste hierzu ein geeignetes reduziertes Strukturmodell der WEA erstellt werden. Weiterhin mussten geeignete Messstellen zur Erfassung der Systemantworten (Dehnungen, Beschleunigungen) definiert werden. Zur Verifizierung des Modells wurden experimentell ermittelte Eigenschwingungsgrößen mit denen des Strukturmodells verglichen.
- Aus den Messfehlern der eingesetzten Messtechnik sowie den Erfahrungen bei den experimentellen Untersuchungen sollten die Grenzen für die Aussagesicherheit der Überwachungsergebnisse ermittelt werden. Für die Belastungstests mussten unter Beachtung sensorspezifischer Eigenschaften die Messorte, die Messgrößen sowie Maßnahmen für eine zuverlässige Messwertabfrage abgeleitet werden.

TA6 Konzepte zur Bewertung von Strukturen und Bestimmung von Grenzwerten

- Für die Anordnung der Sensorik und die Art der zu messenden Größen sollte ein Konzept entwickelt werden, das von möglichen Schadensmustern an den drei zu überwachenden Komponenten ausgeht. Dies setzte die Definition von Anforderungen hinsichtlich der Sicherheit und Gebrauchstauglichkeit der Anlagenkomponenten voraus. Ausgehend von anerkannten Richtlinien und Normen zur Beschreibung der Kenngrößen, die für eine Aussage bezüglich der Anlagensicherheit bzw. Art und Umfang detektierter Schädigungen geeignet sind (Überschreitung maximal zulässiger Beanspruchungen, Lastspielzahlen, Frequenzbänder etc.), wurde ein mehrstufiges Bewertungskonzept entwickelt, das den Anlagenbetreibern belastbare Informationen über den Zustand der Komponenten bereitstellt. Damit wurde der Einstieg in eine realistische zustandsorientierte Wartung auf der Basis von Ergebnissen der Zustandsüberwachung vorbereitet. Für die Rotorblätter und das Bauwerk setzt dieses Bewertungskonzept die Kenntnisse der Ergebnisse aus den Untersuchungen von TA3 und TA5 voraus. Die Bewertungskonzepte wurden bis hin zu einer prototypischen Software entwickelt.
- Bei Rotorblättern bilden sich infolge unvermeidlicher Zwischenfaserbruchbeanspruchung (intralaminare Beanspruchung) eine Vielzahl von Mikrorissen, die zu einer erheblichen Minderung des Resttragvermögens bis hin zum Werkstoffversagen (kritische Mikrorissdichte (CDS - critical damage state)) führen können, ohne dass Schichtendelaminationen auftreten. Zudem prägt sich die Spannungsverteilung als lokal unterschiedlich ausgeprägte Mikrorissdichte in den Werkstoff ein.

Mit einem speziellen an der BAM entwickelten Röntgenrefraktionsverfahren sollte diese Mikrorissdichte derart sichtbar gemacht werden, dass der Werkstoff selbst über den intralaminaren Ermüdungseffekt (Mikrorissbildung) zu einer Art Betriebsstundenzähler wird.

Dabei wurden für alle Dimensionierungsbetrachtungen, d.h. für die rechnerische Auslegung des Strukturbauteils und Lebensdauerberechnungen, jene Zwischenfaserbruchfestigkeiten für alle Werkstoffe/Lamine ermittelt, die bei den Sensoreinbettungsversuchen (TA3) und dem Stellvertreterversuch (TA4) Verwendung fanden. Hierzu wurde das an der BAM entwickelte „on-Line“-Refraktionsverfahren eingesetzt. Damit wurden die nach dem heutigen Stand der Technik mit der schichtweisen Festigkeitsanalyse in Kauf genommenen systematischen Fehler vermieden, denn die Halbzeuge sind als transversal-isotrope Einzelschichten nicht sinnvoll modellierbar (der Einfluss der Nachbarschicht auf die betrachtete Schichtfestigkeit wird in der FE-Modellierung vernachlässigt).

TA7 Einrichtung und Betrieb von Referenzobjekten

- Die in TA1 bis TA6 entwickelten Hard- und Software-Systeme sollten an der prototypischen Offshore-Windenergieanlage Multibrid M5000_2 onshore erprobt werden. Der im Anschluss daran geplante Einsatz des integralen Überwachungssystems an einer vergleichbaren Anlage offshore konnte nicht realisiert werden, da im Bearbeitungszeitraum des Projektes keine entsprechende Offshore-Anlage zur Verfügung stand. Damit sollten in situ-Erfahrungen hinsichtlich der Funktionalität, Robustheit und Handhabung des Überwachungssystems unter Offshore-Bedingungen gemacht werden und auf der Basis dieser Ergebnisse die Systeme weiter optimiert und eine Vermarktungsstrategie entwickelt werden.

Mit Hilfe des Vergleichs der Ergebnisse aus numerischen und experimentellen Untersuchungen an den Komponenten der OWEA wurden angepasste Rechenmodelle entwickelt, die es gestatten, durch Simulationsrechnungen die Basis für eine sukzessive Optimierung der Überwachungsstrategien zu schaffen. Dabei wurden sowohl die Konzepte für die Messplanung als auch für den Einsatz der Sensorik bzw. die Anforderungen an diese entwickelt. Diese Arbeiten wurden anhand der oben genannten Anlage an Land durchgeführt.

- Die in TA 4 und 5 entwickelten Überwachungsverfahren wurden in Form prototypischer Software an der Testanlage M5000_2 installiert und in Betrieb genommen. Die permanent und kontinuierlich durchgeführten Identifikationen der Schadensparameter und berechneten Lastkomponenten werden dabei von dem Bewertungssystem übernommen. Bei definierten Änderungen der Sensorfehler- und Schadensindikatoren wird eine Warnung ausgegeben.

TA8 Richtlinien für integrale Überwachungssysteme und entwicklungsbegleitende Bewertung

- Anhand der Forschungs- bzw. Praxisergebnisse aus dem Projekt IMO-WIND sollten bestehende Richtlinien überarbeitet und erweitert werden bzw. neue Richtlinien für den Einsatz integraler Überwachungssysteme an Offshore-Anlagen erstellt werden. Insbesondere wegen der im Projektzeitraum nicht durchführbaren Offshore-Erprobung des entwickelten Überwachungssystems konnten die Arbeiten zu dieser Teilaufgabe nicht vollständig erfüllt werden. Da es bisher keine Richtlinien zur Integration von Fasersensoren und in Verbundwerkstoffe gibt, wurden aus den hier vorgenommenen Untersuchungen Erkenntnisse abgeleitet, die in künftige Richtlinien bzw. Standards zu struktur-integrierbaren Faser- und piezoelektrischen Sensoren einfließen können. Weitergehende Arbeiten für eine Offshore-Richtlinie integraler Überwachungssysteme können nach entsprechenden Erfahrungen der Offshore-Erprobung vorgenommen werden.

Durch den integrativen und interdisziplinären Charakter des Projektes war von Anfang an eine sehr starke Verflechtung der Arbeiten aller Partner gegeben, um die ganze Kette von der Sensorik bis hin zur diagnostischen Entscheidung aufeinander aufzubauen. Diese Arbeiten konnten nur in enger Abstimmung der Partner untereinander durchgeführt werden.

In dem nachfolgenden Fachbericht sind die Forschungs- und Entwicklungsergebnisse des Projektes IMO-WIND niedergelegt. Entsprechend der Aufgabenverteilung in den einzelnen Teilaufgaben (TA) sind die erzielten Ergebnisse von den beteiligten Verbundpartnern dargestellt. In Tabelle 0-3 sind die Verantwortlichkeiten für die einzelnen Berichtsteile des Fachberichtes aufgeführt.

TA	Institut / Firma	Name	Berichtsteil / Abschnitt
1	BAM-VII.2	Schmid	1.2.3.2, 1.3.3, 1.4
		Rohrmann	1.2.2.1, 1.2.2.3, 1.2.3.1, 1.2.3.3
	BAM-VIII.1	Hofmann	1.3.2.2, 1.4
	Fa. IGUS-IST GmbH	Müller	1.2.2.4, 1.3.2.3, 1.4
	Fa. µ-Sen GmbH	Oertel	1.2.1, 1.3.1
	Fa. Infokom GmbH	Berndt	1.2.2.2, 1.3.2.1
2	BAM-VII.2	Rohrmann	2.1, 2.2.2.2, 2.2.3, 2.3.1, 2,6
		Andersson	2.3.4
	Fa. IGUS-IST GmbH	Müller	2.2.2.1, 2.3.3, 2,6
	Fa. µ-Sen GmbH	Oertel	2.2.1, 2.3.2, 2,6
	Fa. Infokom GmbH	Berndt	2.3.5, 2.4, 2.5
3	BAM-VIII.1	Habel	3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5.2, 3.5.3, 3.7, 3.9, 3.10
		Hofmann	
		Basedau	
	BAM-V.6	Grasse Trappe	3.1, 3.5.1, 3.6, 3.8, 3.10
4	BAM-VII.2	Thöns	4.5, 4.6.2,
		Rohrmann	4.1, 4.8.2
		Said	4.8.2
	BAM-V.6	Grasse Trappe	4.1, 4.7.2, 4.8.1, 4.9
		Universität Siegen	Kraemer
	Fa. IGUS-IST GmbH	Müller	4.8.3, 4.9
	Fa. µ-Sen GmbH	Oertel	4.3.8, 4.6.3
5	BAM-VII.2	Thöns	5.2.1.2, 5.2.1.3, 5.2.1.4, 5.4.1, 5.4.4, 5.4.6, 5.6.2, 5.8, 5.10
		Rohrmann	5.1, 5.3, 5.5, 5.6.3, 5.10
		Said	5.3, 5.5, 5.6.3,
	BAM-V.6	Grasse Trappe	5.2.3, 5.9, 5.10
		Universität Siegen	Kraemer
		Klinkov	5.2.2
	Fa. IGUS-IST GmbH	Müller	5.6.5,
	Fa. OWT GmbH	Bicker	5.2.1.1, 5.4.2, 5.4.3, 5.6.1
6	BAM-VII.2	Thöns	6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.6
	BAM-V.6	Grasse	6.1, 6.5, 6.6
		Trappe	
7	BAM-VII.2	Thöns	7.3
		Rohrmann	7.1, 7.2, 7.4.1, 7.4.2.2, 7.4.2.3, 7.5.1, 7.6
		Said	7.4.1, 7.4.2.3
	Universität Siegen	Kraemer	7.5.2
	Fa. IGUS-IST GmbH	Müller	7.4.2.1
	Fa. µ-Sen GmbH	Oertel	7.4.3

Tabelle 0-3: Verantwortlichkeiten für die im Abschlussbericht zum Forschungsprojekt IMO-WIND ausgeführten Forschungs- und Entwicklungsergebnisse

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

TEILAUFGABE 1: ENTWICKLUNG UND BESCHAFFUNG HARDWARE (TA 1)

Bearbeiter:

- Dipl.-Phys. Wolfgang Schmid
- Dipl.-Ing. Rolf G. Rohrman
- Dipl.-Ing. Detlef Hofmann
- Dipl.-Inf. Frank Müller
- Dipl.-Ing. Ulrich Oertel
- Dipl.-Ing. Rolf-Dieter Berndt

Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
Fachgruppe VIII.I Mess- und Prüftechnik, Sensorik
Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
Fa. IGUS-ITS GmbH
Fa. μ -Sen GmbH
Fa. Infokom GmbH

1	TA1: ENTWICKLUNG UND BESCHAFFUNG HARDWARE	3
1.1	Einleitung und Zielstellung	3
1.2	Systemarchitektur und Messsystem	3
1.2.1	Systeme zur Maschinenüberwachung	3
1.2.1.1	Aufgabenstellung und Anforderungen	3
1.2.1.2	Lastenheft	3
1.2.2	Systeme zur Rotorblattüberwachung	4
1.2.2.1	Aufgabenstellung und Anforderungen	4
1.2.2.2	System Infokom (Beanspruchungsmessungen mit Dehnmessstreifen)	5
1.2.2.3	System Advoptics (Beanspruchungsmessungen mit faseroptischen Sensoren)	7
1.2.2.4	System IGUS-ITS (Schwingungsmessungen)	8
1.2.3	Systeme zur Bauwerksüberüberwachung	9
1.2.3.1	Aufgabenstellung und Anforderungen	9
1.2.3.2	Aufbau der Messsysteme und deren Eigenschaften	10
1.2.3.3	Systemarchitektur und Auswahl der Komponenten	10
1.3	Beschaffung und Erprobung der Hardware	11
1.3.1	Systeme zur Maschinenüberwachung	11
1.3.1.1	Hardwarekomponenten	11
1.3.1.2	Sensorik	11
1.3.2	Systeme zur Rotorblattüberwachung	14
1.3.2.1	Rotorblattüberwachung durch Beanspruchungsmessungen (Fa. Infokom)	14
1.3.2.2	Rotorblattüberwachung durch Beanspruchungsmessungen (Fa. Advoptics)	14
1.3.2.3	Rotorblattüberwachung durch dynamische Messungen (Fa- IGUS-ITS)	16
1.3.3	Systeme zur Bauwerksüberüberwachung	17
1.3.3.1	Messsysteme in der Praxiserprobung	17
1.3.3.2	MGCplus von HBM	17
1.3.3.3	CRONOS-PL4 +Cansas Messmodule von Fa. IMC	18
1.3.3.4	SMS 2001 von Fa.Infokom	19
1.3.3.5	Sensorik am Bauwerk	19
1.3.3.6	Blitzschutzeinrichtung	20
1.3.3.7	Abschätzung der Messunsicherheit	21
1.4	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen	21
	• Rotorblattüberwachung (Fa. IGUS-ITS)	21
	• Rotorblattüberwachung (Fa. Advoptics)	22
	• Bauwerksüberwachung (BAM-VII.2)	23
1.5	Literatur	25

1 TA1: ENTWICKLUNG UND BESCHAFFUNG HARDWARE

1.1 Einleitung und Zielstellung

Zur Erfassung der Messdaten für die dauerhafte Überwachung der Komponenten Maschine, Rotorblätter und Bauwerk waren Konzepte für die Hardwareausstattung eines integralen Systems zu entwickeln. Dabei war zu berücksichtigen, dass die beteiligten Industriepartner Fa. μ -Sen und Fa. IGUS-IST bereits Einzelsysteme zur Maschinen- und Rotorblattüberwachung erfolgreich einsetzen und vertreiben. Für die Bauwerksüberwachung gab es im IMO-WIND-Verbund keine Industriepartner, die kommerzielle Überwachungssysteme auf dem Markt anbieten. Das gleiche gilt für die Rotorblattüberwachung auf der Basis lokaler Dehnungsmessungen mit strukturintegrierbaren Sensoren.

Ausgehend von einer den Erfordernissen der Aufgaben für die Überwachung von Offshore-Anlagen angepassten Systemarchitektur für Messsysteme, einschließlich zugehöriger Sensorik, waren diese Systeme zu beschaffen, zu verbessern und zu erproben. Dazu gehörten die Hardwaresysteme zum Datentransfer und zur lokalen und zentralen Datenspeicherung.

Das Ziel dieser Teilaufgabe bestand darin, in enger Zusammenarbeit zwischen den Industriepartnern, die bereits Überwachungssysteme für Windenergieanlagen vertreiben, und BAM-VII.2 als Partner für die Entwicklung eines Überwachungssystems für die baulichen Komponenten, sowie der Fa. Advoptics als Anbieter eines faseroptischen Überwachungssystems, das gesamte Hardwaresystem im Zusammenspiel seiner Komponenten an dem Prototypen der Offshore-Windenergieanlage M5000_2 in Bremerhaven zu testen und Erfahrungen zu sammeln für den beabsichtigten Offshore-Einsatz.

1.2 Systemarchitektur und Messsystem

1.2.1 Systeme zur Maschinenüberwachung

1.2.1.1 Aufgabenstellung und Anforderungen

Die Dauerüberwachung der maschinenbaulichen Komponenten ist eine reine Zustandsüberwachung mit der Aufgabe, für die hochbelasteten Elemente des Antriebsstrangs, wie Hauptlager und Getriebe, und des Generators auf der Basis von Schwingungsmessungen Indikatoren für eine Schadensfrüherkennung zu bestimmen. Diese Aufgabe wird bereits seit längerer Zeit für Windenergieanlagen im Onshore-Bereich durchgeführt. Die dafür einzusetzende Messtechnik ist weitestgehend ausgereift und kommerziell verfügbar. Für Anlagen im Offshore-Bereich gibt es jedoch zusätzliche Anforderungen an die Robustheit und Verfügbarkeit im Langzeitbetrieb.

Weitere Anforderungen ergeben sich im Bereich der Sensorik und der Datenvernetzung der Systeme sowohl in den integralen Systemen als auch im Datenaustausch mit der Betriebsführung. Für die einzusetzende Sensorik in der Überwachung von Multiwatt-Anlagen stellen insbesondere die im Vergleich zu Onshore WEA niedrigeren Drehzahlen und deren dynamische Änderungen eine besondere Herausforderung an die Diagnosesicherheit dar [3,4]. In Abbildung 1-1 ist die Lage der Messpunkte, von denen im Rahmen der Maschinenüberwachung Daten verarbeitet werden, dargestellt.

1.2.1.2 Lastenheft

Im Rahmen der Teilaufgabe 1 wurde ein Lastenheft erstellt und die Hardwarekomponenten ausgewählt. Eines der Hauptziele war eine skalierbare Datenerfassungshardware und Rechnerplattform, die auch die Integration von Systemen zur Rotor- und Tragwerksüberwachung in die Software des Diagnosesystems ermöglicht. Dieses war ein Meilenstein auf dem Weg zu einem integralen Diagnosesystem zur Überwachung der gesamten Windenergieanlage (Antriebstrang, Tragwerk, Rotorblätter).

Gleichzeitig musste die Hardware für die extremen klimatischen Bedingungen geeignet sein. Eine Kurzübersicht der Anforderungen und Eigenschaften der ausgewählten Hardware findet sich in Tabelle 1-1.

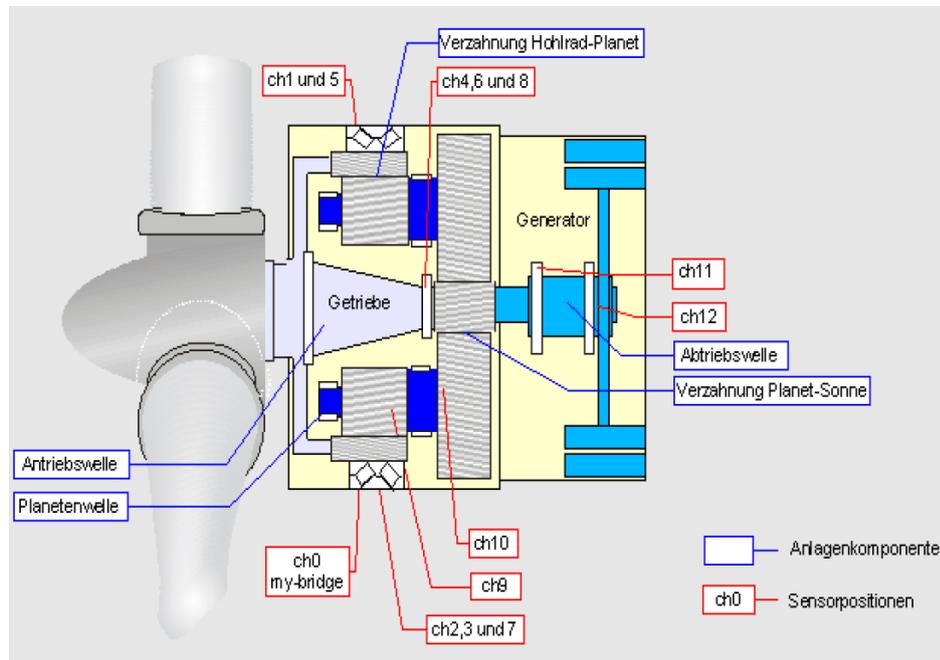


Abbildung 1-1: Lage der Messpunkte an den Triebstrangkomponenten der Anlage Multibrid M5000

Anforderung	Realisierung, Eigenschaften
lüfterloser Prozessor	erfüllt
keine beweglichen Teile (Festplatten, Lüfter)	erfüllt
erweiterter Temperaturbereich	erfüllt, -20°C bis +60°C
hohe Abtastrate, zeitgleiche Erfassung möglichst vieler Kanäle	erfüllt, Summenabtastrate der Signalerfassungskarte > 400kHz

Tabelle 1-1: Leistungskatalog der Hardwarekomponenten für die Maschinenüberwachung

1.2.2 Systeme zur Rotorblattüberwachung

1.2.2.1 Aufgabenstellung und Anforderungen

Für die dauerhafte Überwachung von Rotorblättern im Betrieb gibt es die Aufgabenfelder Lastüberwachung, Beanspruchungsüberwachung und Zustandsüberwachung.

Die Kenntnis der an den Rotorblättern wirkenden äußeren Lasten ist von Interesse sowohl für die Verifikation der Designannahmen als auch für Zusammenhänge mit der Optimierung der Parameter für die Betriebsführung. Daneben gibt es dynamische Lasten aus Unwuchten und Eisansatz, die für den sicheren Betrieb der Anlagen von Bedeutung sind und von daher dauerhaft überwacht und der Betriebsführung gemeldet werden müssen. Diese Lasten bewirken im Hinblick auf den ungestörten Betriebszustand sowohl eine Zustandsänderung als auch eine Änderung der Beanspruchungen sowohl der Rotorblätter als auch der Lager des Antriebsstranges.

Die Beanspruchungsüberwachung hat das Ziel, sowohl maximale als auch dauerhafte Beanspruchungen zu registrieren. Damit werden für die aktuelle Bewertung der Rotorblätter gegenüber den Grenzwerten der Tragfähigkeit und der Ermüdung dieser Strukturen Messwerte zur Verfügung gestellt. Auf dieser Basis können auch Erkenntnisse sowohl für einen beanspruchungsoptimalen Betrieb als auch für Möglichkeiten der Betriebsdauerverlängerungen

gewonnen werden. Durch die kontinuierliche Messung von lokalen Beanspruchungen in hochbelasteten Bereichen der Rotorblätter kann sowohl eine Prognose der ermüdungswirksamen Beanspruchungen als auch, unter Verwendung entsprechender Modellvorstellungen, Prognosen für die Schadensfrüherkennung erstellt werden.

Eine zentrale Aufgabe der Zustandsüberwachung ist die frühzeitige Detektion und Lokalisation von Schäden an Rotorblättern. Diese Aufgabe kann grundsätzlich sowohl mit lokalen als auch mit globalen Überwachungsmethoden gelöst werden.

Für die Systeme zur Rotorblattüberwachung bedeutete dies, dass Überwachungssysteme zur lokalen und globalen Überwachung auf der Basis von Ergebnissen der Beanspruchungs- und Schwingungsmessungen eingesetzt werden sollten. Die Messungen von Beanspruchungen in Rotorblättern sollte möglichst mittels faseroptischer Sensoren durchgeführt werden, da diese Sensoren gegenüber elektrostatischen und magnetischen Feldern, die durch die Stromerzeugung in den Anlagen und durch Blitzeinschlag entstehen, unempfindlich sind. Diese Sensoren sollten sowohl oberflächlich als auch strukturintegrierbar applizierbar sein, um gezielt jene Bereiche der Rotorblätter überwachen zu können, die am gefährdetsten sind.

Hinsichtlich der Erfassung von Messdaten bieten sich verschiedene Systeme an. Allen gemeinsam ist die Aufgabe, die durch Messsysteme in der rotierenden Nabe erfassten Daten mit Hilfe geeigneter Übertragungstechniken in die Gondel zu transferieren, von wo sie dann einer weiteren Verarbeitung zugeleitet werden können. Im Rahmen des IMO-WIND-Projektes wurden sowohl Systeme zur lokalen Überwachung von Beanspruchungen als auch zur Messung des globalen Schwingungsverhaltens eingesetzt und auf ihre Eignung hin überprüft.

1.2.2.2 System Infokom (Beanspruchungsmessungen mit Dehnmessstreifen)

Das Überwachungssystem (SMS 2001) der Fa. Infokom ist für den Einsatz unterschiedlichster Sensoren geeignet. Das zugrunde liegende Konzept des Dauerüberwachungssystems SMS 2001 für die Überwachung von Rotorblättern ist in Abbildung 1-2 dargestellt. Das Gesamtsystem besteht aus den folgenden Hard- und Softwarekomponenten:

- Sensoren
- MSM Multi- Sensor- Modul
- Master Hauptsteuereinheit / Stromversorgung
- Master Windows CE Software
- Master Kommunikationsmodul
- Datentransfermodul
- Datenbank

Ein prinzipielles Problem bei der Entwicklung eines Dauerüberwachungssystems stellt sich in der unterschiedlichen Sensortechnik dar. Dies betrifft zum einen die Stromversorgung derselben (unterschiedliche Spannungen, Ströme, Gleich- oder Wechselspannung). Zum anderen sind die Ausgangsgrößen der Sensoren verschiedenen Charakters (Spannung, Strom, Widerstand, Amplitude, Frequenz, Pulsweite u.a.). Zur Problemlösung sind im Hardwarekonzept so genannte Sensorboxen vorgesehen. Diese realisieren eine individuelle Behandlung des eingesetzten Sensors. Um höchstmögliche Flexibilität zu erreichen, können diese sowohl im MSM als auch außerhalb montiert werden.

Auf der Kommunikationsebene zwischen den MSM untereinander sowie zwischen Master und MSM ist ein RS 485 Bus vorgesehen (Abbildung 1-3). Dieser Bus zeichnet sich durch Robustheit sowie durch die mögliche Verwendung langer Leitungen aus, was aber im vorliegenden Fall keine spezielle Anforderung war.

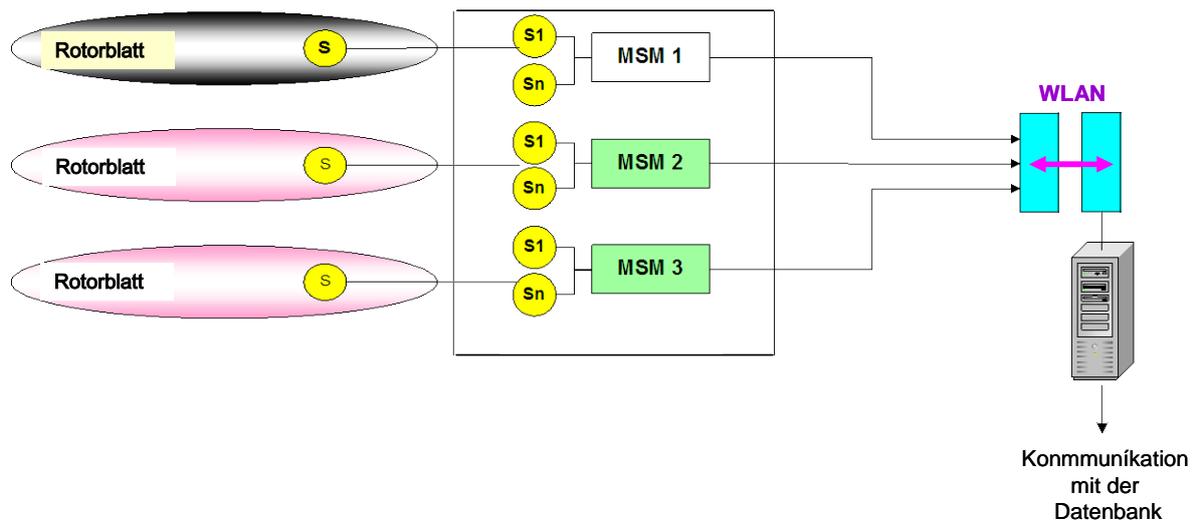


Abbildung 1-2: Systemarchitektur des Rotorblatt-Überwachungssystems der Fa. Infokom und Datenübertragungstechnik

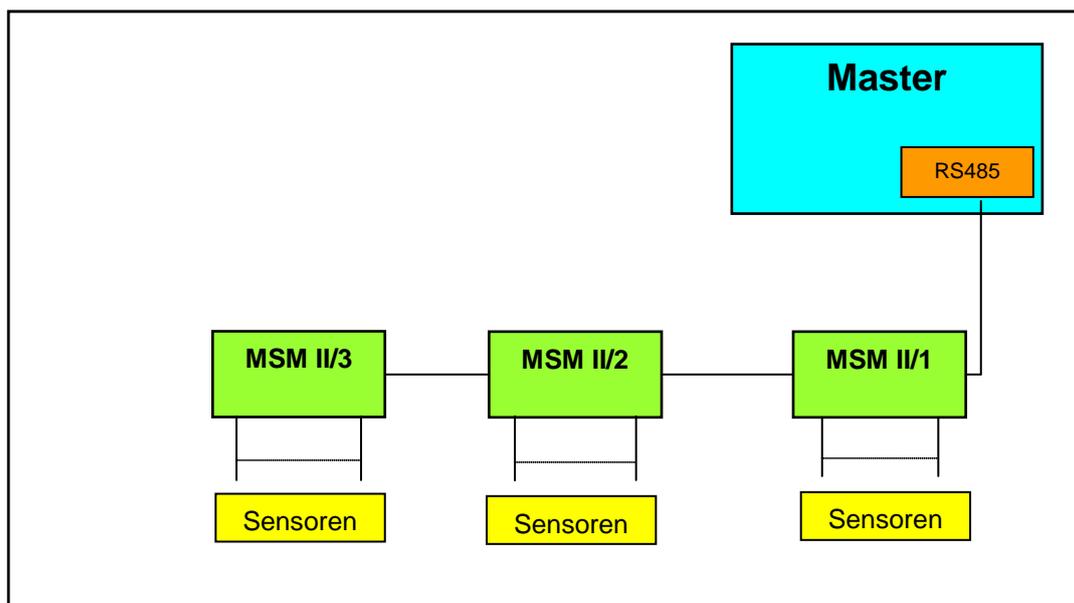


Abbildung 1-3: Rotorblatt-Überwachungssystem der Fa. Infokom: Verbindung mehrerer MSM über RS 485 Bus an den Master

Internes Datenkonzept

Das MSM-Gerät verfügt nur über sehr geringe eigene Speicherkapazitäten, die Datentypen sind relativ einfach. Des weiteren besteht aber die Anforderung, die anfallenden Messdaten auch im Streaming-Verfahren (d.h. ohne Zwischenspeicherung) aufnehmen und weitertransportieren zu können. Aus diesen Gründen, wurde ein sequentielles, blockorientiertes Datenformat gewählt, welches nur einen geringen Overhead an Verwaltungsdaten erzeugt und einfach in das MSM-Übertragungsprotokoll eingefügt werden kann. Das Verhältnis von Nutz- zu Verwaltungsdaten beträgt in etwa durchschnittlich 95:5. Das folgende Glied in der Datenkette, der Master, sammelt die Daten mehrerer angeschlossener MSM-Geräte und versieht diese mit zusätzlichen Verwaltungsdaten von etwa 5%. Im Master werden die so aufbereiteten Daten bis zum nächsten Datentransport gespeichert. Aus diesem Grund müssen dort ausreichende Speicherkapazitäten vorgehalten werden. Diese sollen so bemessen werden, dass die kontinuierlich anfallenden Messdaten bei den im Betrieb normalen Stör-

gen in der Datenverbindung zwischen Nabe und Gondel (hier WLAN-Verbindung der Fa. IGUS-ITS) sicher zwischengespeichert werden können.

Im Rahmen der Zusammenarbeit der Fa. Infokom mit den Partnern Fa. IGUS-ITS und Fa. μ -Sen entstand der erste Ansatz einer gemeinsamen Systemarchitektur. Danach sollten zunächst alle drei Systeme der Firmen gleichberechtigt nebeneinander arbeiten und ihre Daten auf einer gemeinsamen Datenbank ablegen.

1.2.2.3 System Advoptics (Beanspruchungsmessungen mit faseroptischen Sensoren)

Das eingesetzte faseroptische Messsystem ist in der Lage, Messsignale sowohl von den von der Fa. Advoptics oberflächlich applizierten Sensorpatches im Rotorblattfuß als auch von den von BAM-VIII.1 im Innern der Struktur des Rotorblattes applizierten optischen Sensoren zu empfangen, zu verarbeiten und die zugehörigen Messdaten kanalweise zu transferieren (Abbildung 1-5). Beide Typen von Sensoren basieren auf dem gleichen Messprinzip von Braggfasern. Die Systemarchitektur des MDX-Systems ist in Abbildung 1-4 dargestellt.

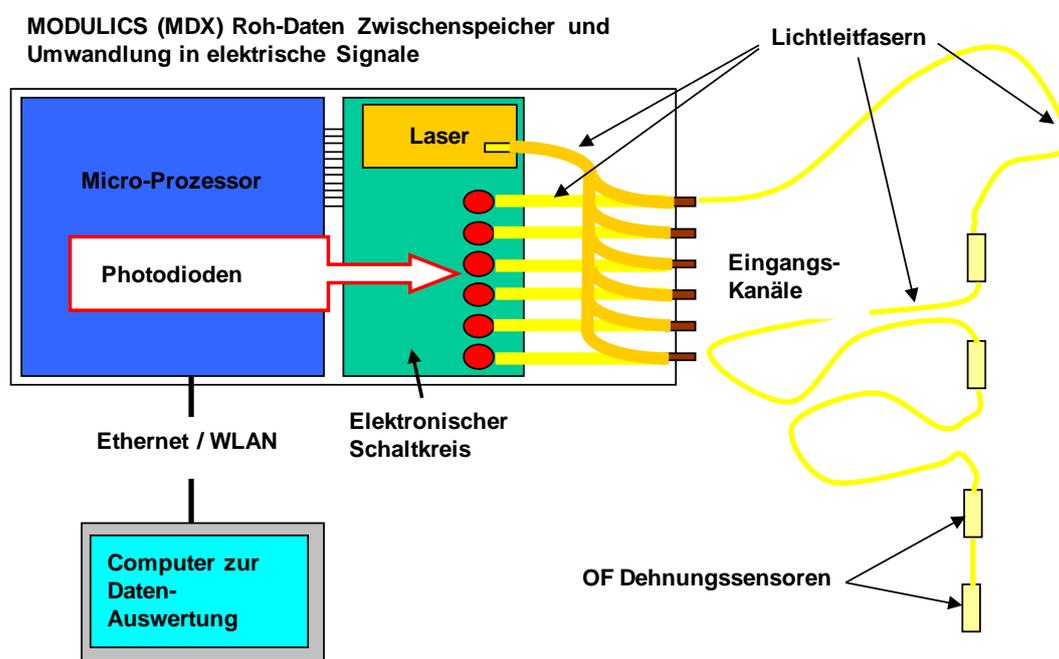


Abbildung 1-4: Schematische Darstellung des faseroptischen Messsystems MDX der Fa. Advoptics

Der Hardwarekern dieses Messsystems zur Umwandlung von optischen in elektrische Signale ist eine kommerzielle Messeinheit, vergleichbar mit dem Messgerät T4 der Fa. Smartfibres, das auch BAM-VIII.1 eingesetzt hatte zur Messdatenerfassung der ausschließlich strukturintegrierten Sensoren (siehe Teilaufgabe TA3). Wesentliche Ergänzungen des Überwachungssystems der Fa. Advoptics für den Messbetrieb in der M5000_2 sind die Datenspeicher mit Übertragungsmanagement in der Nabe, die erst einen kontinuierlichen Datenfluss selbst bei unterbrochener WLAN-Verbindung gestatten.

Die Anforderungen, die bei der Konzipierung des Messsystems und der eingesetzten faseroptischen Sensorik formuliert wurden, sind in TA3 (Abschnitte 3.2 und 3.3) beschrieben. Die Lage der von der BAM applizierten Sensoren ist in TA3 in Tabelle 3.5 benannt. Abbildung 3-19 zeigt die Orte der applizierten Advoptics-Sensorpatches in der Blattwurzel.

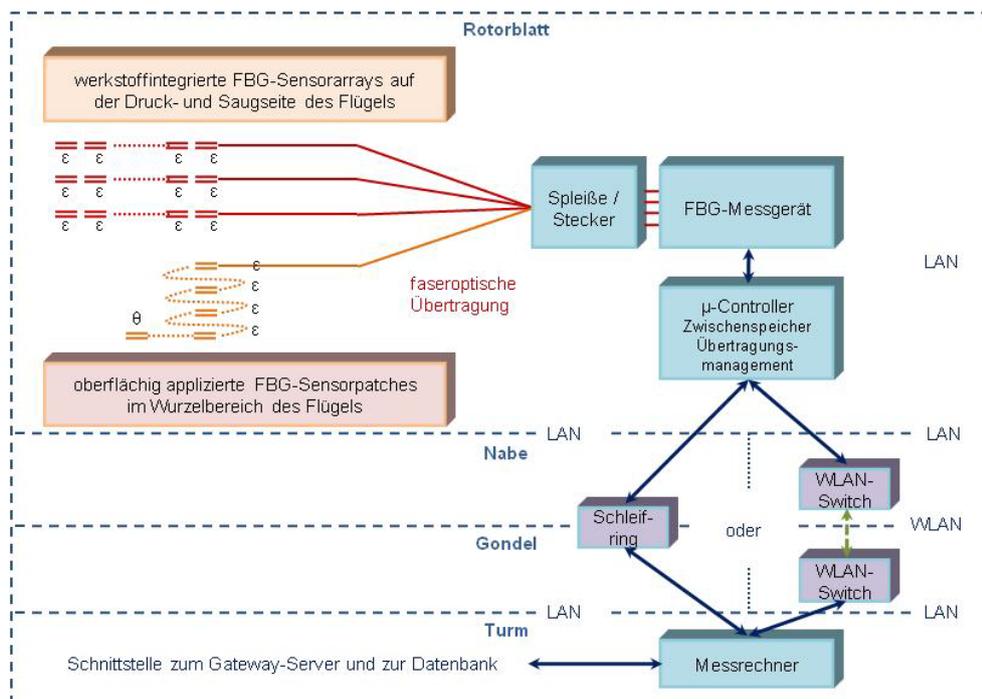


Abbildung 1-5: Systemarchitektur des faseroptischen Messsystems in der M5000_2

1.2.2.4 System IGUS-ITS (Schwingungsmessungen)

Das Überwachungssystem der Fa. IGUS-ITS arbeitet mit Informationen, die aus den Messsignalen von Schwingungsmessungen an den Rotorblättern im Betrieb gewonnen werden. Dabei geht es um die Aufgabenfelder der Lastüberwachung und der Zustandsüberwachung von Rotorblättern (siehe Abschnitt 1.2.2.1).

Das komplette BLADEcontrol®-Gesamtsystem (siehe Abbildung 1-6) einschließlich Hardware und Datentransfertechnik besteht aus den folgenden Komponenten:

- **HMU** (Hub Measurement Unit) – Nabenrechner
Funktion: Messdatenerfassung und Kommunikation mit der Verarbeitungseinheit ECU
- **ECU** (Evaluation and Communication Unit) – Auswertungs- und Kommunikationsrechner
Funktion: Messdatenauswertung/-verarbeitung, Kommunikation mit dem DBS
- **DBS** (Data Base Server) – Datenbankrechner
Funktion: Kommunikation mit ECU, Speicherung und Verwaltung der dauerhaften Daten sowie Kommunikationssteuerung mit Anwendern
- **VIS** (Visualisation System) – Benutzerschnittstelle
Webbasierte, grafische Benutzeroberfläche zur Veranschaulichung des aktuellen und zeitlich zurückliegender Zustände der RBL einer WEA, Anzeige von Spektren

Für die Serienproduktion der M5000 wurde von der Fa. Multibrid die WLAN-Kommunikationsstruktur durch einen Ethernet-Schleifring ersetzt. Somit würde der hier erfolgte Umbau des BLADEcontrol® –Nabenrechners (HMU) in der M5000_2 für den Projektpartner BAM bzw. Infokom zur Mitnutzung der WLAN-Infrastruktur und zur Messung der DMS in Zukunft entfallen.

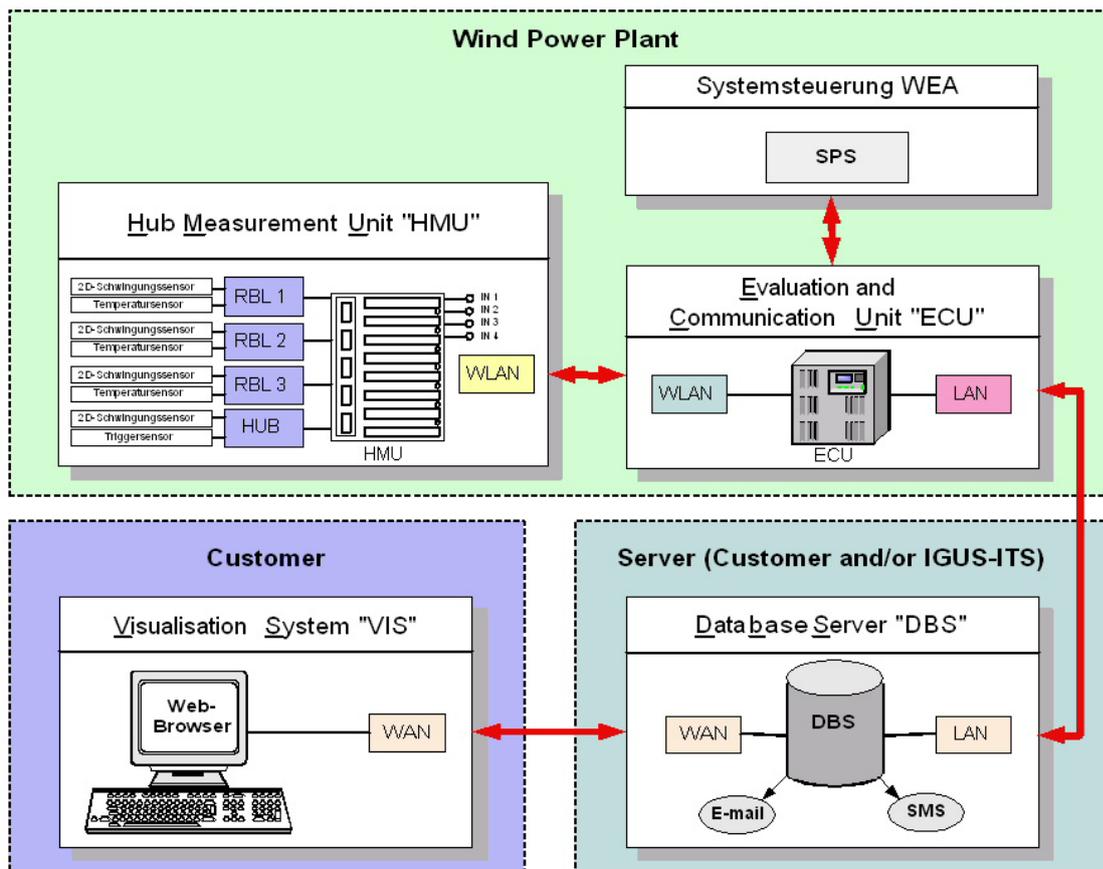


Abbildung 1-6: Rotorblattüberwachungssystem BLADEcontrol® der Fa. IGUS-ITS: Systemarchitektur und Datentransfer

1.2.3 Systeme zur Bauwerksüberwachung

1.2.3.1 Aufgabenstellung und Anforderungen

Die Aufgabenfelder der Bauwerksüberwachung sind Last-, Beanspruchungs- und Zustandsüberwachung in ähnlicher Weise wie in Abschnitt 1.2.2.1 dargestellt. Für das Überwachungssystem, d.h. Messsystem und Sensorik, ergeben sich besondere Anforderungen, die aus den Umgebungsbedingungen und der Größe des Bauwerks resultieren. Die zu platzierenden Sensoren sind sowohl im Innern des Turmes als auch außen an der Oberfläche der Gründungskonstruktion anzubringen. Für Offshore-Anlagen sind die Sensoren im Außenbereich unter Wasser. Auch diese müssen üblicherweise durch Datenkabeln mit den Datenerfassungssystemen verbunden werden. Übliche Bauwerke für Windenergieanlagen im Megawatt-Bereich haben eine Höhe von bis zu 100 m über Wasser und eine Ausdehnung von ca. 40 m unter Wasser.

Die Ergebnisse der Dauerüberwachung dieser Bauwerke sollen zuverlässig Auskunft über deren Zustand geben, sowie eine belastbare Identifikation von Schäden ermöglichen. Dazu müssen die eingesetzten Messsysteme, bestehend aus Sensoren, Datenleitungen, Verstärker und Analog/Digitalisierungseinheiten, hohen Anforderungen genügen. Die Anforderungen beziehen sich auf die Linearität der Sensor-Kennlinien, das dynamische Verhalten der Datenerfassungseinheiten und die Messunsicherheiten der Systeme. Ebenso müssen die einzelnen Komponenten den Belastungen durch extreme Umwelteinflüsse, wie sie an Offshore-Windenergieanlagen herrschen, gewachsen sein. Weitere Anforderungen betreffen die Zuverlässigkeit und die Robustheit aller Komponenten der Überwachungssysteme.

1.2.3.2 Aufbau der Messsysteme und deren Eigenschaften

Vom generellen Aufbau her unterscheidet man grundsätzlich in zentrale und dezentrale Messsysteme, wobei Mischformen möglich sind.

Beim zentralen Messsystem werden die Signale der einzelnen Sensoren von den Messpunkten zu einem Messerfassungssystem geführt, wo sie angepasst und weiterverarbeitet werden. Dieses System befindet sich an einem zugänglichen Ort im Innern der Anlage, wobei die einzelnen Messpunkte oftmals große Abstände voneinander haben und die Sensoren, besonders im Bereich der Gründung, von außen am Bauwerk befestigt sind. Für jeden der Sensoren wird ein abgeschirmtes Kabel mit entsprechender Länge benötigt.

Die Nachteile zentraler Messsysteme sind

- Große Längen von abgeschirmten Datenleitungen
- Hoher Arbeitsaufwand bei der Verkabelung
- Höhere Messunsicherheiten und Störanfälligkeiten gegenüber elektromagnetischen Einflüssen.

Die Vorteile dieser Systeme sind

- Verstärkerkomponenten sind zugänglich und können bei Versagen ausgetauscht werden.
- Eine eindeutige Zuordnung der Messzeit zu den erfassten Daten ist möglich

Dezentrale Messsysteme bestehen aus lokalen Messerfassungskomponenten, in denen die Messsignale sensornah angepasst und digitalisiert werden, so dass der Aufwand an zu verlegende Datenleitungen gering bleibt. Die einzelnen Komponenten werden über eine lineare Busstruktur mit einem Erfassungsrechner verbunden, der die Signale der jeweiligen Sensoren aus den Busnachrichten herausfiltert.

Die Nachteile dezentraler Messsysteme sind

- Bei Ausfall sind die lokalen Systeme schwer zu ersetzen.
- Die lokalen Systeme müssen gegen Umwelteinflüsse geschützt werden.
- Die Datenübertragungsrate nimmt mit steigender Buslänge ab

Die Vorteile dieser Systeme sind

- kurze Datenleitungen zwischen Sensoren und Anschlussgeräten und damit geringerer Verkabelungsaufwand.
- geringere Messunsicherheiten und Störanfälligkeiten gegenüber elektromagnetischen Einflüssen

1.2.3.3 Systemarchitektur und Auswahl der Komponenten

Kommerzielle Systeme zur Dauerüberwachung der baulichen Komponenten von Windenergieanlagen sind auf dem Markt nicht vorhanden, da für diese Aufgaben bislang keine Notwendigkeit gesehen und keine Anforderung weder von Seiten der Betreiber noch von den Versicherungen formuliert wurden. Das ändert sich jedoch mit dem Betrieb von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich, wo eine zustandsorientierte Instandhaltung basierend auf Monitoringdaten angestrebt wird.

Die Systemarchitektur derartiger Überwachungssysteme orientiert sich an Erfahrungen, die mit entsprechenden Systemen zur Überwachung von Ingenieurbauwerken vorliegen. Die Überwachungsaufgaben sind zwar klar definiert, die einzusetzende Messtechnik muss sich jedoch an den Besonderheiten des jeweiligen Bauwerks orientieren. Allein für die in deutschen Offshore-Gewässern geplanten Windenergieanlagen gibt es mindestens 4 verschiedene Gründungstypen mit entsprechend differenzierten Konstruktionen.

Es ist daher beim gegenwärtigen Stand der Entwicklung nicht sinnvoll, sich auf ein konfektioniertes Messsystem festzulegen. Vielmehr müssen vorerst die technischen Anforderungen durch Praxistests im Betrieb der Anlagen überprüft werden. Daher wurden für die hier eingesetzten Komponenten der Überwachungssysteme auf dem Markt erhältliche Mess- und Datentechnik verwendet, ohne dass Eigenentwicklungen hinsichtlich der Hardware vorgenom-

men wurden und dass der Anspruch besteht, in dieser Konfektion ein marktreifes System getestet zu haben. Hinsichtlich der Messgrößen, die am Bauwerk überwacht wurden, ist die in Tabelle 1-2 dargestellte Sensorik eingesetzt wurden (technische Details siehe Abschnitt 1.3.3.5).

Messgrößen	Sensorik
Dehnungen	Dehnungsmessstreifen (DMS)
Beschleunigungen	Induktive und piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer
Neigungen	Inklinometer
Temperaturen	Widerstandstemperaturgeber

Tabelle 1-2: Messgrößen und zugehörige Sensorik für die Bauwerksüberwachung

1.3 Beschaffung und Erprobung der Hardware

1.3.1 Systeme zur Maschinenüberwachung

1.3.1.1 Hardwarekomponenten

Das entsprechend der Spezifikation aufgebaute Condition Monitoring System besitzt 16 analoge Eingangskanäle und eine Datenerfassungskarte mit einer Summenabtastrate von 400 kHz. Die Anbindung der Hardware zur Rotorblattüberwachung erfolgt über die integrierte Ethernetschnittstelle. Über diese Schnittstelle erfolgen ebenfalls die Kommunikation mit der WEA-Steuerung und der Datentransfer zum Datenbankserver sowie der externe Zugriff zur Konfiguration des Condition Monitoring Systems.



Abbildung 1-7: Condition Monitoring System Omega-Guard

1.3.1.2 Sensorik

Die niedrigeren Drehzahlen bei Offshore-WEA stellen besondere Anforderungen an die Datenerfassung und Sensorik. Während Onshore-WEA ein Übersetzungsverhältnis des Getriebes bis zu 1:100 aufweisen, läuft der komplette Antriebstrang der M5000 bei einer Übersetzung von ca. 1:10 deutlich langsamer. Dies hat zur Folge, dass die zu überwachenden Frequenzen deutlich niedrigerfrequent sind als bei Onshore-WEA. Neben einer längeren Messzeit zur Erreichung der Frequenzauflösung und somit höheren Anforderungen an die Datenerfassungshardware wurde auch die Sensorik optimiert. Folgende Maßnahmen wurden durchgeführt:

- Montage der Sensoren im Getriebe
- Einsatz von Wegsensoren
- Applikation des von der μ -Sen GmbH entwickelten μ -Bridge Sensors

Insbesondere der Einsatz des μ -Bridge Sensors (Abbildung 1-8) führt zu einer wesentlich verbesserten Signal- und Diagnosequalität. Der beispielhafte Vergleich der Trendverläufe der Sensorsignale eines kommerziellen Beschleunigungssensors (Empfindlichkeit: 100 mV/g, Frequenzbereich: 0.1 Hz – 10 kHz) und eines für den tieffrequenten Bereich optimierten Sensors „ μ -Bridge“ (Spannungsübertragungsfaktor: 0,7 V/N) am Hauptlager veranschaulicht die Vorteile des „ μ -Bridge“. Dieser zeigt im Gegensatz zum Beschleunigungssensor einen eindeutigen Anstieg der Amplitude im überwachten Frequenzband der Überrollfrequenz des Lageraußenrings (Abbildung 1-10). Die Überrollfrequenz und deren Harmonische sind mit dem „ μ -Bridge“ bereits im Amplitudenspektrum mit einem signifikant besseren Signal-Rausch-Verhältnis im Vergleich zum Hüllkurvenspektrum des Beschleunigungssensors sichtbar (Abbildung 1-11)



Abbildung 1-8:: Körperschallsensor „ μ -Bridge“ <Bild links>; Mit „ μ -Bridge“ eindeutig und frühzeitig detektierter Hauptlagerschaden <Bild rechts>



Abbildung 1-9: Tripod-Fundament M5000_2 <Bild links>; „ μ -Bridge“ am Rotorlager der Offshore WEA M5000_2 <Bild rechts>

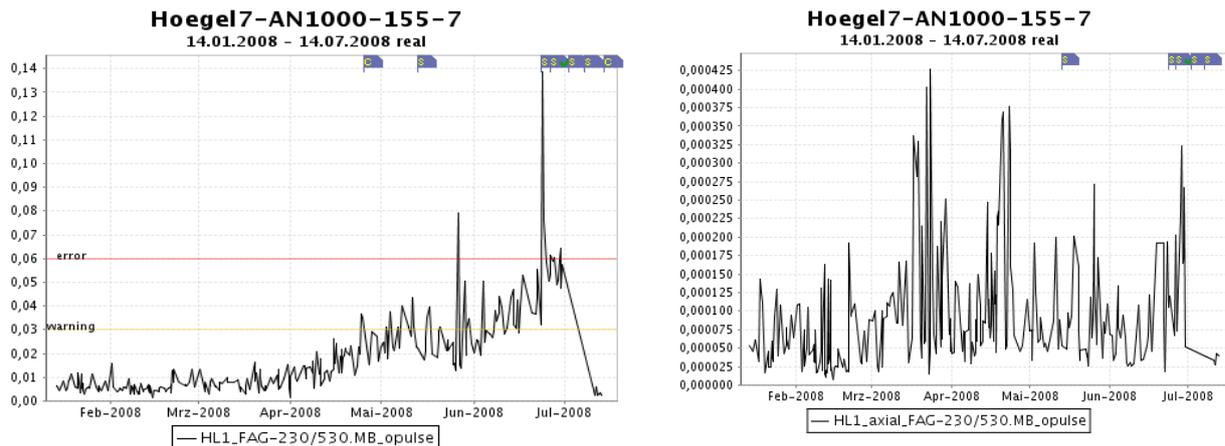


Abbildung 1-10: Eindeutiger Trendverlauf mit μ -Bridge <Bild links>; Trendverlauf Beschleunigungssensor <Bild rechts>

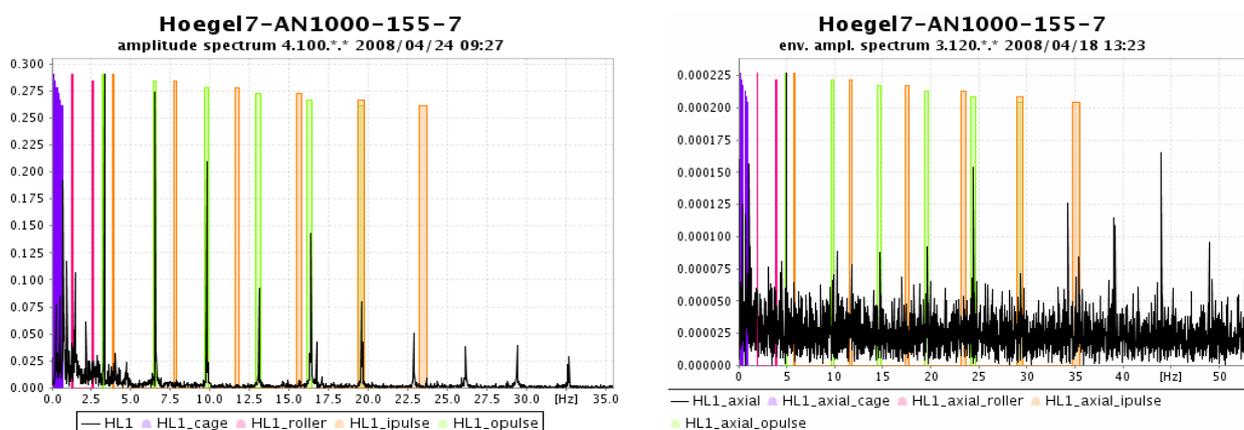


Abbildung 1-11: Amplitudenspektrum mit μ -Bridge <Bild links>; Hüllkurvenspektrum des Beschleunigungssensors <Bild rechts>; Frequenz des Außenrings ist grün

Pos.Nr.	Anzahl	Bezeichnung	Einbaudatum
PC Technik			
1	1	Server (P4 3,2GHz; 3GB RAM; 150GB HD)	12.06.2007
2	1	Serverschrank	12.06.2007
3	1	HUB	12.06.2007
4	1	Patchfeld	12.06.2007
5	1	Steckdosenleiste	12.06.2007
6	1	USV	12.06.2007
7	1	RS 485 Schnittstellenkarte	12.06.2007
SMS – Systemkomponenten			
8	1	Master (Stromversorgung für Module)	12.06.2007
9	4	MSM im Serverschrank	12.06.2007
10	1	MSM in der Nabe	19.10.2007
11	1	Ethernet - Seriell Wandler	19.10.2007
12	1	Neigungssensor inkl. Tiefpass + Applikation	12.06.2007
13	4	Blitzschutz	19.10.2007
14	16	Temperatursensoren	28.11.2006
15	2	DMS - Verstärker	19.10.2007
16	1	Installationsmaterial	

Tabelle 1-3: Materialeinsatz der Fa. Infokom an der Anlage M 5000_2

1.3.2 Systeme zur Rotorblattüberwachung

1.3.2.1 Rotorblattüberwachung durch Beanspruchungsmessungen (Fa. Infokom)

Das System der Fa. Infokom zur Erfassung der Daten für die Rotorblattüberwachung bestand aus den in Tabelle 1-3 dargestellten Komponenten. Diese wurden in zeitlichen Stufen beschafft, aufgebaut und getestet. Die wesentliche Aufgabe des Überwachungssystems bestand darin, die im Rotorblattfuß auftretenden Dehnungen zu messen und aufzuzeichnen.

1.3.2.2 Rotorblattüberwachung durch Beanspruchungsmessungen (Fa. Advoptics)

Die faseroptischen Sensoren des Rotorblattüberwachungssystem der Fa. Advoptics wurden an den gleichen Stellen im Rotorblattfuß appliziert, an denen auch mittels DMS der Fa. Infokom Dehnungen gemessen wurden mit dem Ziel, aus den gemessenen Beanspruchungen die windinduzierten Einspannmomente der Rotorblätter zu berechnen

Das Überwachungssystem besteht somit aus den folgenden Systemkomponenten:

- Faser-Bragg-Sensoren

Sensorseitig wurden zum einen Dehnungssensoren in den werkstoffintegrierten Fasersensorarrays der BAM entlang der Druck- und Saugseite des Rotorblattes (TA3, Abb. 3.17) appliziert, zum anderen vier oberflächlich nachapplizierte Fasersensorpatches der Fa. FOS-Advoptics zur Dehnungsmessung im Blattwurzelbereich integriert (TA3, Abb. 3.19). Die Anbindung an die Rotorblattinnenfläche erfolgte durch Kleben mit Loctite-Klebstoffen. Zur Temperaturkompensation der Messwerte diente ein nicht fest mit dem Rotorblatt verbundener Sensorpatch. Die Kennwerte der werkstoffintegrierten FBG-Sensoren sind der Tabelle 3-5, Teilaufgabe TA3, Abschnitt 3.1.2.3, die der nachapplizierten Sensorpatches der Tabelle 1-4 zu entnehmen.

- Faseroptischer Übertragungsweg, Spleiße, Steckverbinder

Die Verbindung der faseroptischen Sensoren an das in der Nabe angebrachte FBG-Messgerät erfolgte über einadriges Singlemodekabel (\varnothing 3 mm). Die LWL-Kabel wurden im Rotorblatt mit Silikon-Klebstoff befestigt. Im Unterschied zu den Anforderungen im Abschnitt 3.1.2, wo FC/APC-Stecker als zuverlässigere Verbindungen bevorzugt werden, wurden die Anschlüsse zum Messgerät als ST-Steckverbindungen ausgeführt und zusammen mit der Elektronik eingehaust.

- FBG-Messgerät

Das Messgerät selbst ist ein modular aufgebautes Gerät. Es arbeitet nach dem Prinzip des Wellenlängendemultiplex (WDM-Verfahren) und beinhaltet einen durchstimmbaren Laser im dritten optischen Fenster, dessen Licht auf die Faseranschlüsse aufgeteilt wird. Die Wellenlänge der Strahlung wird über den Durchstimbereich des Lasers kontinuierlich verändert. Stimmt die Wellenlänge mit der Braggwellenlänge eines angeschlossenen Sensors überein, so wird diese Wellenlänge vom Sensor zurück zum Gerät reflektiert und von einer Photodiode in ein elektrisches Signal gewandelt. Der Mikroprozessor des Geräts wandelt das Signal in eine Wellenlängeninformation um. Diese wird über eine Ethernetschnittstelle zum Auswerterechner übertragen. Hier kann aus der bekannten Übertragungsfunktion des FBG-Dehnungs-Sensors und den Werten des Temperatursensors die Dehnung des Rotorblattes an der Stelle des Sensors errechnet werden.

Für die Anwendung im Rotorblatt erfolgte durch FOS-Advoptics der Ausbau des Geräts mit vier Messkanälen. An einem Kanal wurden die Advoptics-Sensorpatches, an den anderen die Arrays der blattintegrierten Sensoren angeschlossen. Im Messgerät wurde ein Zwischenspeicher (zwei Minuten) für die Datenübertragung implementiert.

Den prinzipiellen Aufbau des Geräts zeigt Abbildung 1-4. Die technischen Daten sind in Tabelle 1-4 aufgeführt.

- Datenübertragung

Die Übertragung der Wellenlängeninformationen des Messgeräts in der Nabe zum Messrechner auf der Rechnerplattform im Turm unterteilt sich in zwei Abschnitte: Die Weiterleitung der Daten von der rotierenden Nabe in die Gondel und die Übertragung von der Gondel über den Turm zur Rechnerplattform. Der erste Abschnitt stellt dabei den kritischeren dar, da eine feste Kabelverbindung auf Grund der rotierenden Nabe nicht möglich war. Für diesen wurde deshalb zunächst der auch beim bisherigen Messsystem benutzte WLAN-Switch des Projektpartners IGUS-ITS verwendet. Aus der Nabe werden die Daten über das in der Anlage vorhandene Ethernet-Netz zum Messrechner übertragen.

Sensorpatches	
Messbereich	± 1 %
Abmessung	120 mm x 10 mm x 2,5 mm
Lebensdauer	> 1012 Lastzyklen bei 1% Dehnung
Faserpigtail	Singlemodefaser, Außendurchmesser 3 mm

FBG-Messgerät	
Anzahl der Kanäle	4
Auflösung	1 µε
optische Anschlüsse	ST-Steckverbinder
Wellenlängenbereich	1450 bis 1550 nm
Messunsicherheit	+/- 10 µε
Arbeitstemperaturbereich	-30 bis +40 °C
Messfrequenz	16 Hz
Vibrations- und Stoßfestigkeit	nach IEC68-2-64 und IEC68-2-27
Interface	Ethernet

Tabelle 1-4: Spezifikationen der Sensorpatches und des FBG-Messgeräts (FOS-Advoptics) [1]

- Messrechner

Der Messrechner hat die Aufgabe, die über die LAN-Verbindung angeforderten Wellenlängendaten der Dehnungs- und Temperatursensoren nach voreingestellten Parametern in entsprechende Dehnungsgrößen umzuwandeln und diese in einem Ringspeicher zwischenspeichern. Über die Schnittstelle zum Gatewayserver und zur Datenbank erfolgt der weitere Datenaustausch.

Die Auswahl des Messsystems von FOS-Advoptics erfolgte anhand von Vergleichsmessungen mit anderen Messsystemen in den BAM-Laboren. Dabei konnten sowohl die zur Nachapplikation vorgesehenen Sensorpatches als auch das Gerät selbst beurteilt werden. Obwohl einige technische Anforderungen nicht vollständig erfüllt werden konnten (vgl. TA3, Abschnitt 3.2.2.), wurde das Gerät von FOS-Advoptics für den vorgesehenen Einsatzfall als geeignet befunden. Notwendige Validierungsuntersuchungen an den Sensorpatches wurden im Nachhinein begonnen und werden weitergeführt. Für die Einschätzung der Eignung bei Langzeitbeanspruchung während des Betriebes der WEA wurden von FOS-Advoptics entsprechende Referenzen beigebracht.

- Messgrößen – Sensoren

Messgröße für die FBG-Sensoren ist die Dehnung, die die Rotorblattwandung an der jeweiligen Applikationsstelle des Sensors zeigt. Aufgabe dabei ist, die bei der Verformung des Rotorblatts stattfindenden mechanischen Veränderungen möglichst definiert und verlustlos auf das Bragg-Gitter des Sensors zu übertragen. Nahezu ideal wären die Bedingungen bei einem ohne Schutzcoating direkt in der Matrix eingebetteten Sensorelement. Da aber solche „nackten“ Glasfasern schwer zu handhaben sind, ist das Coating notwendig. Die sich hieraus ergebenden Dehnungsübergänge von der Matrix auf das Coating und von hier auf das Bragg-Gitter sind empirisch zu erfassen und werden als Korrekturfaktoren bei Berechnungen berücksichtigt.

Wesentlich mehr solcher Dehnungsübergänge zeigen sich bei der oberflächigen Applikation von Sensorpatches, da hierbei die Übergänge an den notwendigen Klebstoffschichten und den Patchmaterialien hinzukommen. Herstellerseitig wurden deshalb die Sensorpatches einzeln ausgemessen und entsprechende Faktoren für die Dehnungs- und Temperaturabhängigkeit angegeben. Diese beinhalten auch Erfahrungswerte für den Dehnungsübergang an den Klebstoffschichten.



Abbildung 1-12: Opto-elektronische Auswerteeinheit MODULICS in der Nabe der M5000_2

- Fehlerabschätzung der Messgrößen

Zur Bestimmung der Messunsicherheit sind gesicherte Angaben zum Gerät, zu den verwendeten Sensoren und zur optischen Übertragungstrecke notwendig bzw. es müssen experimentell statistisch abgesicherte Werte unter den auftretenden Betriebsbedingungen ermittelt werden. Diese liegen in dieser Art aber nicht vor.

Stattdessen wird von FOS-Advoptics für Sensorpatches und Messgerät ein Gesamtwert für die Messunsicherheit von $\pm 10 \mu\epsilon$ angegeben. Dieser Wert gilt für die temperaturkompensierten Messwerte und erscheint von der Zahl her zunächst gering. Allerdings sind die Dehnungswerte der Sensoren im Rotorblatt in der Größenordnung von $50 \mu\epsilon$ bis ca. $150 \mu\epsilon$ angesiedelt. Dies bedeutet aber eine prozentuale Messabweichung von 7 bis 20 % vom Messwert.

Für die strukturintegrierten Sensoren gelten diese Schätzwerte sicher für den dynamischen Anteil der Messdaten, also den Amplitudenhöhen. Bei diesen dürfte der Anteil des Sensorelements durch den Fehler der Unsicherheiten aus der Klebung sogar etwas geringer sein. Eine Abschätzung der Messunsicherheit des statischen Anteils, also praktisch dem Abstand der Mittelwerte vom Dehnungsnullwert, lässt sich auch bei Einrechnung der auftretenden Scheindehnung durch die Temperatur nicht ohne weiteres durchführen, da bereits die im Projektverlauf frühzeitige notwendige Applikation der strukturintegrierten Sensorketten ohne zureichende vorhergehende Untersuchungen stattfinden musste. So muss man sensorseitig auf Erfahrungswerte aus ähnlichen Laboruntersuchungen zurückgreifen.

Im Rahmen einer beabsichtigten Validierung der Fasersensorik von FOS-Advoptics in den Laboren der BAM ist eine genauere Bestimmung der Messunsicherheit eingeschlossen.

1.3.2.3 Rotorblattüberwachung durch dynamische Messungen (Fa- IGUS-ITS)

Das Überwachungssystem besteht aus den folgenden Systemkomponenten. Die zugehörige Systemarchitektur ist in Abschnitt 1.2.2.4 beschrieben.

- Messrechner (HMU)

Der Messrechner mit Analog-Digital-Wandlern für die Rotorblatt- und Nabensensoren und WLAN-Komponenten zur Kommunikation mit dem Auswerte- und Kommunikationsrechner (ECU) befindet sich in der Nabe. Für die Stromversorgung sind 24 ($\pm 20\%$) VDC oder 240 ($\pm 10\%$) VAC erforderlich. Die maximale Leistungsaufnahme beträgt ca. 25 W.

- Auswerte- und Kommunikationsrechner (ECU)

Der Auswerte- und Kommunikationsrechner befindet sich in der Gondel oder im Turm und kommuniziert über seine WLAN-Komponenten mit dem Naben-Messwerterechner (HMU) und über vorhandene (oder zu schaffende) Kommunikationskanäle mit dem Datenbank- und Backup-Server (DBS). Für die Stromversorgung ist 240 ($\pm 10\%$) VAC erforderlich. Die maximale Leistungsaufnahme beträgt ca. 20 W.

- Sensorik

In jedem der Rotorblätter sind ein zweiachsiger Beschleunigungssensor für die Schlag- und Schwenkrichtung und ein Temperatursensor angebracht.

1.3.3 Systeme zur Bauwerksüberüberwachung

1.3.3.1 Messsysteme in der Praxiserprobung

Entsprechend den o.g. Anforderungen wurden die Hardwarekomponenten ausgewählt und im Dauereinsatz an den Prototypen der Offshore-Windenergieanlage M5000_2 in Bremerhaven erprobt. Dabei kamen die beschafften Messsysteme der Firmen HBM, IMC und dem des Projektpartners Infokom (siehe Abschnitt 1.3.2.1) zum Einsatz. Beim ersteren handelt es sich um ein zentrales Messsystem, die letzteren sind dezentrale Systeme.

1.3.3.2 MGCplus von HBM

Das Systemgerät ist in einem 19" Einschubrahmen untergebracht und für einen Nenntemperaturbereich von -10 bis +45 °C ausgelegt, die Schutzklasse ist IP20. Es enthält ein Anzeige- und Bedienfeld AB22A, mit dem das System von Hand eingestellt und konfiguriert werden kann, und einen Kommunikationsprozessor CP32B, der die Verbindung zum externen Rechner ermöglicht. Auf 16 Steckplätze können Verstärkereinschübe im Europakartenformat gesteckt werden, wobei unterschiedliche Verstärker zum Einsatz kommen. Die Sensoranschlüsse erfolgen auf der Rückseite des Einschubrahmens über Anschlussplatten, die entsprechend dem Verstärker und Sensor ausgewählt werden:

- ML801 + Anschlussplatte AP815

Hierbei handelt es sich um einen 8 kanaligen Gleichspannungsverstärker, an den 8 DMS-Viertelbrücken in Vierleiterschaltung angeschlossen werden können. Die Vierleiterschaltung ist bei Viertelbrücken unbedingt notwendig, um den Temperatureinfluss auf die Zuleitungswiderstände zu eliminieren. Eine Übersicht über die technischen Daten gibt Tabelle 1-5.

Genauigkeitsklasse	0,2
Messbereich (bei 5V Speisespannung)	$\pm 8\text{mV/V} \dots \pm 16000 \mu\text{m/m}$
Messfrequenzbereich	500 Hz
Linearitätsabweichung	0,05%
Gebrauchstemperaturbereich	-20...+60°C

Tabelle 1-5: Technische Daten ML801/AP815(HBM)

Insgesamt sind 8 ML801/AP815 Einheiten im Einsatz und messen Dehnungen im Inneren der Anlage sowie an Messstellen außen am Tripod.

Aufgrund des großen Messbereichs von $\pm 16000 \mu\text{m/m}$ und einer Genauigkeitsklasse von 0.2 wurden große Messunsicherheiten bei der Messung kleiner Dehnungen befürchtet. Deshalb wurden im Labor Vergleichsmessungen mit einem ML55B/AP01 von Fa. HBM mit der Genauigkeitsklasse 0,03 und einem Messbereich von $\pm 200 \mu\text{m/m}$ bei simulierten Dehnungen $< 50 \mu\text{m/m}$ durchgeführt. Dabei ergaben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen bei-

den Verstärkern, so dass ein Einsatz des ML801/AP815 in der Anlage befürwortet werden konnte.

Folgende Erfahrungen wurden während des Messeinsatzes gemacht:

- Die Auflösung sehr kleiner Dehnungen geht oft im hohen Grundrauschen unter.
- Die Anschlussplatten sind empfindlich gegen Spannungsspitzen, einige Einheiten mussten während des Betriebs ausgetauscht werden.
- Im Signal treten Störanteile höherer harmonischer Komponenten von 5 Hz auf, was sich besonders bei kleinen Dehnungen im statischen Bereich negativ bemerkbar macht.
- ML801 + Anschlussplatte AP801

Dies ist ein 8 kanaliger Gleichspannungsverstärker zum symmetrischen Anschluss von 8 Messgrößenaufnehmern mit Messbereich $\pm 10V$. Eine Übersicht über die technischen Daten ist in Tabelle 1-6 zu sehen.

Genauigkeitsklasse	0,05
Messbereich	$\pm 10V$
Messfrequenzbereich	0...500Hz
Linearitätsabweichung	0,01%
Effektive Auflösung	20 Bit

Tabelle 1-6: Technische Daten ML801/AP801(HBM)

An der M5000_2 sind 2 ML801/AP801 Einheiten im Einsatz und messen Beschleunigungen und Neigungen im Inneren der Anlage. Sie arbeiten fehlerfrei und zufrieden stellend, Ausfälle sind bislang nicht zu verzeichnen.

- ML55B + Anschlussplatte AP01

Dies ist ein 1 kanaliger Trägerfrequenzmessverstärker zum Anschluss von resistiven oder induktiven Halb- oder Vollbrücken. In der Windenergieanlage sind 6 Einheiten im Einsatz und messen in Verbindung mit den Beschleunigungsaufnehmern B12 die Beschleunigungen am Tripod (siehe Abschnitt 7.4.1).

Genauigkeitsklasse	0,03
Messbereich	$\pm 1,5 \dots 45,9mV/V(U_b=5V)$
Linearitätsabweichung	0,01%
Effektive Auflösung	20 Bit

Tabelle 1-7: Technische Daten ML55/AP01(HBM)

1.3.3.3 CRONOS-PL4 +Cansas Messmodule von Fa. IMC

Wie in Abschnitt 1.2.3.2 ausgeführt, ergeben sich durch den Einsatz von busbasierten Messsystemen deutliche Vorteile. Um das Langzeitverhalten solcher Systeme zu untersuchen und auf Tauglichkeit für die Dauerüberwachung hin zu überprüfen, wurde zur Überwachung eines Hot Spots (24 DMS) das CRONOS-PL4 mit 3 CANSAS-SL-UNI8 Messmodulen in der Anlage installiert. Dabei handelt es sich um ein Kompakt- Messgerät für physikalische Messgrößen unterschiedlichster Art mit zwei Feldbus CAN- Knoten. Das Systemgerät ist in der zentralen Messstation im Messschrank aufgestellt, die Messmodule wurden in einer geschützten Messbox im Eingangsbereich außerhalb der Anlage untergebracht und sind mit dem Systemgerät über eine 4-adrige abgeschirmte Leitung verbunden. Das Systemgerät dient zur Konfiguration und Anpassung der Messmodule, sowie zur Verarbeitung der CAN-Botschaften und deren Speicherung in Dateien. Dabei läuft auf der CRONOS-Station ein separates Messprogramm ab, das Messsequenzen einer bestimmten Länge in Dateien speichert, die dann vom eigentlichen Messprogramm übernommen und in den allgemeinen Datenstrom eingespeist werden.

Messbereich	$\pm 0.5 \text{ mV/V}$ ($\pm 1000 \mu\text{m/m}$)
Auflösung	16 Bit
Linearitätsabweichung	0,02%
Rauschspannung	$14 \text{ nV}/\sqrt{\text{Hz}}$
Bandbreite	0...200 Hz
Betriebstemperatur	-40°C...85°C, Betauung zulässig
Schutzklasse	IP65

Tabelle 1-8: Technische Daten CANSAS-SL-UNI8-D (IMC)

Das System arbeitet stabil und zuverlässig. Die Auflösung kleiner Dehnungen, wie sie an den Messpunkten des Hot Spots HS2 und 3 (siehe TA7 Abschnitt 7.4.1.1) auftreten, gelingt besser als mit dem ML801 von Fa. HBM.

1.3.3.4 SMS 2001 von Fa.Infokom

Das SMS 2001 ist ein busorientiertes Messsystem, bei dem sogenannten Multi-Sensor-Module MSM über einen seriellen RS485-Bus mit der Mastereinheit verbunden sind. Pro Modul können 4 Sensoren angeschlossen werden (siehe Abschnitt 1.2.2.2). Mit dem System sind Temperaturen, Neigungen und Dehnungen am Tripod und im Turm gemessen worden.

Auflösung	16 Bit
Genauigkeitsklasse	0,5
Betriebstemperaturbereich	-25°C...60°C

Tabelle 1-9: Technische Daten MSM 2001 (Infokom)

1.3.3.5 Sensorik am Bauwerk

- Dehnungsmessstreifen

Zur Erfassung von Schnittkräften und Normalspannungen in bestimmten Querschnitten und Hot Spots wurden 0°/45°/90° 3 Elementrosetten WFRA-6-11 und Einzelelemente WFLA-6-11 von TML eingesetzt. Die Messstreifen sind in Kunststoff gekapselt und wasserdicht. Pro Messstreifen ist eine dreiadrige Zuleitung integriert, was die Applikation vor Ort stark erleichterte. Dadurch kann für die Messungen die Drei- bzw. Vierleitertechnik eingesetzt werden, womit sich Widerstandsänderungen in den Zuleitungen aufgrund von Temperaturschwankungen eliminieren lassen. Die Messstreifen wurden mit dem Cyanoacrylate-Kleber CN auf die vorbehandelten Messstellen appliziert. Zusätzlicher Schutz gegen Umwelteinflüsse bietet die Abdeckung der Messstellen mit dem Abdeckband ABM75. Die Hot Spots wurden zudem großflächig mit Kupferfolie abgedeckt.

Die dreiadrigen Zuleitungen der DMS wurden auf Durchgangsklemmen (Wago) in Verteilerkästen geführt und von dort aus weiter mit Messkabeln zur Messeinrichtung geführt.

Beim Messkabel handelt es sich um ein vieradriges, abgeschirmtes Kabel (TML) mit 0,3mm² Adernquerschnitt und einem spezifischen Widerstand von 0,12Ω/m.

	WFLA-6-11	WFRA-6-11
Typ	Einzelmessstreifen	Rosette 0°/45°/90°
Messwiderstand[Ω]	120Ω	120Ω
Messgitterlänge[mm]	6	6
k-Faktor	≈ 2,1	≈ 2,1
Angepasst an Stahl mit Ausdehnungskoeffizient	$11,8 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$	$11,8 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$
Temperaturbereich	-10°C...80°C	-10°C...80°C

Tabelle 1-10: Technische Daten Dehnungsmessstreifen(TML)

- Beschleunigungsaufnehmer

Zur Messung der Beschleunigungen in den 3 Raumrichtungen wurden am Tripod Aufnehmer B12/200 von HBM und im Turm 393- B12 von Fa. PCB eingesetzt. Der Grund für den Ein-

satz unterschiedlicher Aufnehmer lag daran, dass der B12 über eine 3-adrige Leitung direkt an den Messverstärker ML55B/AP01 angeschlossen werden kann und deshalb keine externe Versorgungseinheit benötigt wird. Das eingesetzte Aufnehmerkabel (HBM) mit integriertem Anschlussstecker ist speziell für den Aufnehmer ausgelegt.

Beim B12 handelt es sich um ein hochabgestimmtes Feder- Masse- System mit Flüssigkeitsdämpfung und ist als Differentialdrosselsystem ausgebildet.

Arbeitsfrequenzbereich [Hz]	0...100
Nennbeschleunigung [m/s ²]	±200
Linearitätsabweichung [%]	±2
Querempfindlichkeit [%]	±3
Trägerfrequenz [kHz]	5
Nenntemperaturbereich [°C]	-10...+60

Tabelle 1-11: Technische Daten Beschleunigungsaufnehmer B12/200(HBM)

Der 393B-12 (PCB) ist ein piezoelektrischer Beschleunigungsaufnehmer auf Keramikbasis, der im Shear- Modus betrieben wird. Aufgrund seiner Spezifikationen ist es ein seismischer Aufnehmer und damit zur Erfassung der niederfrequenten Eigenschwingungen des Turmes geeignet. Er benötigt eine Versorgungseinheit 682A02, die in der Nähe des Sensors angebracht werden muss, um lange Anschlusskabel zu vermeiden.

Frequenzbereich [Hz]	0,15...1000
Nennbeschleunigung [m/s ²]	±4,9
Linearitätsabweichung [%]	≤1
Querempfindlichkeit [%]	≤7
Nenntemperaturbereich [°C]	-45...82

Tabelle 1-12: Technische Daten Beschleunigungsaufnehmer 393B12 (PCB)

- Neigungssensoren

Neigungen werden im Turm an zwei Messebenen (OK Turm und OK Tripod und in Turmmitte) in zwei Ebenenrichtungen gemessen. Dafür werden Neigungssensoren AIM-/X-XX von Amos eingesetzt.

Aufnehmer	AIM-72-1°	AIM-76-5.75°
Messbereich [grd]	±1	±5,75
Frequenzbereich [Hz]	0...5	0...5
Linearität [%]	0,05	0,075
Temperaturbereich [°C]	-40...+80	-40...+80

Tabelle 1-13: Technische Daten Neigungssensor AIM

Diese Aufnehmer, basierend auf optisch geschlossener Regelkreis-Technologie mit integrierter Elektronik, garantieren eine sehr gute Langzeitstabilität sowie ein sehr hohes Ausgangssignal. Das schockfest gedämpfte Sensorelement und das hermetisch abgedichtete Gehäuse machen sie für den Einsatz unter sehr rauen Umgebungsbedingungen geeignet. Die Neigungsmesser wurden auf einer verstellbaren, in drei Punkten gelagerten Stahlplatte montiert, mit einer Justierlibelle für den Horizontalabgleich.

1.3.3.6 Blitzschutzeinrichtung

Um die Elektronik im Turminnern vor Überspannungen infolge Blitzschlags zu schützen, muss jede Eingangsleitung mit Überspannungsableitern abgesichert werden. Hierfür werden die steckbaren Überspannungsschutzgeräte PT-12DC-ST mit dem Basiselement PT 2 2-BE (Phoenix Contact) eingesetzt. Es handelt sich um ein zweiteilig aufgebautes Überspannungsschutzgerät für Signalkreise in Vier- Leiter- Technik, bestehend aus Funkenstrecken und schnellen Supressor-Dioden. Die Elemente sind in 3 Aluminiumguss- Gehäusen (Rittal) an der Wand in Nähe des Kabeleinführungsbereichs untergebracht. Die Basiselemente lie-

gen auf Hutschienen, die über eine Ausgleichsleitung mit der Erdpotentialschiene des Turmes verbunden sind. Vom Ausgang der Schutzgeräte werden die Signalleitungen als Kabelbaum durch die Kabeleinführung hindurch im Kabelschacht hinauf zur Messebene geführt.

1.3.3.7 Abschätzung der Messunsicherheit

Aus den technischen Daten der Sensorik und Verstärker ergeben sich die folgenden Abschätzungen der Messunsicherheit

Messkette	Messunsicherheit [%]
AIM-72 ML801/AP801	0,05
393 B12 ML801/AP801	7
B12/200 ML55B/AP01	3,6
DMS ML801/AP815	0,2

Tabelle 1-14: Abschätzung der Messunsicherheiten der Messketten

1.4 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Das ursprünglich vorgesehene Ziel, für das integrale System eine gemeinsame Hardwareplattform zu entwickeln, wurde im Zuge der Bearbeitung des Forschungsvorhabens aufgegeben. Es zeigte sich, dass damit zwar möglicherweise eine Kostenersparnis für die Anschaffung des integralen Messsystems hätte erreicht werden können, andererseits jedoch die auf dem Markt der Überwachungssysteme notwendige Flexibilität für zukünftige Hardware-Entwicklungen sowie für den Markteinsatz verloren gehen würde. Daher wurde entschieden, Einzel-Messsysteme für den Einsatz zur Überwachung des Bauwerks, der Maschine und der Rotorblätter separat zu entwickeln bzw. zu optimieren und zu erproben sowie hardwaremäßig derart auszurüsten, dass eine Integration auf der Basis eines gemeinsamen Datenmanagements erfolgen kann.

Aufbauend auf den vorhandenen Systemen Ω _Guard, SMS 2001 und CM-RBL der Kooperationspartner Fa. μ -Sen, Fa. Infokom und Fa. IGUS-IST und dem eingesetzten System Modulics der Fa. Advoptics wurden die Hardwarevoraussetzungen für eine gemeinsame Systemarchitektur des integralen Überwachungssystems geschaffen. Dies beinhaltete auch die Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemkomponenten, die sich aus dem Betrieb unter Offshore-Bedingungen ergeben. Darüber hinaus wurden die Voraussetzungen für die Einbindung unterschiedlicher Sensorik geschaffen. Für die Bauwerksüberwachung großer Offshore-Anlagen wurden zwei konventionelle Systeme zur Messdatenaufnahme auf ihre Eignung hinsichtlich Messgenauigkeit und Robustheit gemäß den definierten Anforderungen im praktischen Einsatz getestet und die Voraussetzungen geschaffen, dass diese Systeme im integralen Verbund eingesetzt werden können.

Hinsichtlich der Erprobung der Einzelsysteme wurden die folgenden Erfahrungen gemacht.

- Rotorblattüberwachung (Fa. IGUS-ITS)

In einem anfänglichen Konzept sollte ein Datenbankserver in der M5000_2 als Kommunikationszentrale für die eingesetzten Überwachungssysteme dienen. Aus Kostengründen wurde dieser Server aber in die BAM verlegt. An dessen Stelle trat der sogenannte Gateway-Rechner. Dieser bietet in der gegenwärtigen Version aber nur einen quasi offline Datenfluss in Richtung BAM.

Die Konsequenz für das BLADEcontrol® System daraus war, dass BLADEcontrol® zur Gewährleistung seiner Funktionalität nun direkt mit der M5000_2-Steuerung kommunizieren musste. Durch die physische Trennung der M5000_2-Kommunikationsnetze wurde zudem ein zusätzlicher Ethernetport an der ECU benötigt, so dass die ECU durch ein anderes Modell ausgetauscht wurde.

Aus heutiger Sicht war diese Entwicklung richtig, auch wenn sie damals den geplanten zeitlichen Rahmen sprengte. Die Eigenständigkeit der einzelnen Überwachungssysteme kann so gewahrt werden und deren Zuständigkeit bei den jeweiligen Firmen verbleiben.

- Rotorblattüberwachung (Fa. Advoptics)

Mit der Installation des faseroptischen Messsystems konnte die Möglichkeit der Messdatenerfassung in einem Rotorblatt der Referenzanlage M5000_2 sowohl mit werkstoffintegrierten faseroptischen Sensoren als auch mit oberflächlich applizierten Sensorpatches nachgewiesen werden.

Vor dem Einsatz der Sensorpatches in der Windenergieanlage wurden diese in der BAM getestet und die Ergebnisse dokumentiert. Ebenso wurden sämtliche Komponenten des FOS-Advoptics Messsystem nach der Installation in der M5000_2 einer Einbauprüfung durch FOS-Advoptics unterzogen. Dabei wurde die ordnungsgemäße Funktion der Sensoren und des Messgeräts nachgewiesen.

Die Signalintensität der im Rotorblatt applizierten FOS-Advoptics-Patches als auch der noch detektierbaren Sensoren von BAM-VIII.1 schwankte bzw. verringerte sich mit der Zeit (Temperatur oder Fremdeinflüsse), so dass ein Teil der Sensoren nicht ständig messbar war. Zwischen Messgerät in der Nabe und Messrechner konnte während des Betriebes der WEA zunächst keine stabile Datenverbindung hergestellt werden. Damit war auch keine dauernde Datenaufzeichnung möglich.

Als Ursache für die mangelnde Datensicherheit wurde von FOS-Advoptics die WLAN-Verbindung aus der Nabe in die Gondel erkannt. Durch Einsatz zusätzlicher Hardware am Messgerät, die eine erweiterte Zwischenspeicherung der Daten und das Management der Datenverbindung übernahm sowie durch eine Modifikation der Software konnte der Datenaustausch zunächst stabilisiert werden. Ab Juni 2009 konnte eine ausreichend kontinuierliche Übertragung sichergestellt werden.

Vor einem kommerziellen Einsatz strukturintegrierter faseroptischer Sensorik sind noch folgende Themen zu bearbeiten:

- Bauteilspezifische Einsatz- und Anforderungsprofile für die faseroptische Sensorik unter Berücksichtigung bekannte Schädigungsmechanismen bei Faserverbundwerkstoffen, bevorzugte Messorte sowie die Anforderungen an die Zustandsbewertung
- Erarbeitung eines messtechnologischen Konzepts für die vorgegebenen Monitoringaufgaben
- Design von zuverlässigen, langzeitstabilen faseroptischen Sensoren mit besonderem Blick auf die Fertigungsabläufe, Montage- und Betriebsbedingungen der zu überwachenden Bauteile
- Anpassung der Fertigungstechnologie und Produktionsabläufe zur effektiven und schonenden Integration der Sensorik im Werkstoff
- Entwicklung eines Validierungsverfahrens für den Nachweis der Funktionstauglichkeit und Messunsicherheit strukturintegrierter optischer Fasersensoren
- Erstellen von Simulations-Modellen zur Beanspruchungsanalyse von Composite-Strukturbauteilen
- Entwicklung von Methoden für Prüf- und Analyseverfahren zur Zustandsbewertung bzw. Zertifizierung der Bauteile

Das wesentliche Ziel dieser Arbeiten ist die Entwicklung von Herstellungstechnologien und Vorschriften für intelligente Composites, mit denen Schädigungen und Bauteilversagen früher und umfassender als bisher erkannt werden können. Optimierte Fertigungsverfahren sichern dabei sowohl die Integrität der Sensorik als auch die Beibehaltung der konstruktiven Eigenschaften des Bauteils bei Einbettung von Sensorik.

- Bauwerksüberwachung (BAM-VII.2)

Nach über zwei Jahren Dauereinsatz des Überwachungssystems an dem Prototypen der Offshoreanlage M5000_2 liegen die folgenden Erfahrungen vor:

Das zentrale Messsystem MGCplus der Fa. HBM in der eingesetzten Form ist nur bedingt für ein Bauwerks-Überwachungssystem für Offshoreanlagen geeignet. Dies liegt zum einen am hohen Verkabelungsaufwand und damit einhergehender Anfälligkeit gegen elektromagnetische Störungen, zum anderen an der geringen Messempfindlichkeit der hier eingesetzten Verstärkereinschübe zur Dehnungsmessung. Insbesondere die Anschlussplatten AP815 sind gegenüber Überspannungen empfindlich und mussten öfters ausgewechselt werden. Von Vorteil sind der kompakte Aufbau des Systems, insbesondere der 8-kanaligen Verstärkereinschübe sowie die hohe Auflösung von 24 Bit. Außerdem ließ sich das System aufgrund der klaren Offenlegung der TCP/IP Schnittstelle problemlos in die eigene Messsoftware integrieren. Erwähnenswert ist, dass die Fa. HBM inzwischen für das MGCplus-System auch CAN-Bus-Einschubmodule anbietet, so dass der Aufbau eines gemischten Messsystems möglich ist.

Das Bussystem Cansas der Fa. IMC zur Messung von Dehnungen an den Hot Spots des Tripods wurde erst zu einem späteren Zeitpunkt eingesetzt, so dass ein Vorzug dieses Systems, nämlich die Digitalisierung der Sensorsignale vor Ort, nicht ganz zum Tragen kam. Es zeigte sich aber, dass die kleinen Dehnungen am Hot Spot mit diesem System besser aufgelöst wurden als mit dem MGCplus, ebenso war die Streuung der Messwerte geringer. Ein weiterer Vorteil sind die eingesetzten Universalverstärker, die ohne Einschränkung zur Spannungs- und Temperaturmessung sowie als Brückenverstärker eingesetzt werden können. Bis jetzt wurde bei einer Laufzeit von 6 Monaten kein Ausfall einer Systemkomponente registriert.

Auf der Basis der vorliegenden Erfahrungen kann für ein Bauwerks-Überwachungssystem im Offshore-Einsatz folgendes gesagt werden:

- Messpunkte im Innern der Anlage

- Generell ist ein Messsystem mit Feldbuskonzept vorzuziehen. Das hält den Verkabelungsaufwand in Grenzen und ist sicherer gegen Elektromog. Die Entwicklung auf diesem Gebiet ist fließend und die Messgerätehersteller werden diesen Bereich in Zukunft weiter ausbauen und entsprechende Standards setzen, wie sie in der Prozessautomation bereits üblich sind.
- Für die Sensorik im Turm wird es keine Probleme geben; alle bisher eingesetzten Sensoren können problemlos an die Multifunktionsverstärker der Messmodule angeschlossen werden. Bei Dehnungsmessstreifen ist für eine ausreichende Abschirmung zu sorgen, damit nicht auf diesem Weg hochfrequente Störungen ins Messsystem eingekoppelt werden können. Eine Vorabinstallation der Sensoren ist nur für Dehnungsmessungen sinnvoll, wo DMS oder faseroptische Sensoren appliziert und die Messstellen abgedeckt werden können. Andere Sensoren wie Beschleunigungsaufnehmer oder Inklinometer sind mit Magnetfüßen leicht zu applizieren und können auch adhesiv befestigt werden. Der Verkabelungsaufwand ist gering.

- Messpunkte außerhalb der Anlage

- Für das Messsystem macht es keinen Sinn, Messmodule außerhalb der Anlage zu installieren, denn sie
 - benötigen eine Stromversorgung.
 - müssen aufwändig gegen Meerwasser geschützt werden
 - sind bei Störungen oder Ausfällen nicht mehr zugänglich.
- Sensorik außerhalb der Anlage sollte auf ein Minimum beschränkt bleiben. Eine Vorab-Installation ist notwendig. Die applizierten Sensoren müssen abgedichtet

und bis zum Anlageneingang verkabelt werden. Die Kabel müssen in einem Kabelkanal gegen den Einfluss von Wasser geschützt werden.

- Faseroptische Sensoren sind gegenüber Dehnungsmessstreifen im Vorteil, was Verkabelungsaufwand und Schutz gegen elektromagnetische Störungen betrifft; Messstellen sowie Lichtwellenleiter müssen aber ebenso gegen Meerwasser geschützt werden.

1.5 Literatur

- [1] TROJER, F. J. (2009): Advoptics optische Dehnungssensoren und Auswerteelektronik für Zustandsmonitoring von Windturbinenflügel, schriftliche Information von SCAIME – Advoptics, 23. September 2009.
- [2] VOGES, E.; PETERMANN, K. (2002): Optische Kommunikationstechnik: Handbuch für Wissenschaft und Industrie, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1100 S.
- [3] Oertel, U., Engelen, N. (2004): Kennwert- und modellbasierte Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen im Zeit- und Frequenzbereich, AKIDA - Aachener Kolloquium für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung, Tagungsband S. 195 – 206, ISBN 3-86130-217-9.
- [4] Oertel, U., Fritsch, H., Gräf.: Systematische Umsetzung messtechnischer Erkenntnisse als Schlüssel zur effektiven Fehlerfrüherkennung an Maschinen und Anlagen, VDI-Schwingungstagung, Würzburg 2007, VDI-Berichte 1982, S. 339 – 350.

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

TEILAUFGABE 2: DATENMANAGEMENT UND DATENTRANSFER, SCHNITTSTELLENENTWICKLUNG (TA 2)

Bearbeiter: Dipl.-Ing. Rolf G. Rohrman
 cand. Ing. Robert Andersson
 Dipl.-Inf. Frank Müller
 Dipl.-Ing. Ulrich Oertel
 Dipl.-Ing. Rolf-Dieter Berndt
 Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
 Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
 Universität Siegen
 Fa. IGUS-IT
 Fa. µ-Sen
 Fa. Infokom

2	TA2: DATENMANAGEMENT UND DATENTRANSFER, SCHNITTSTELLENENTWICKLUNG	3
2.1	Einleitung und Zielstellung	3
2.2	Konzepte für die Datenanalyse	4
2.2.1	Datenanalyse für die Maschinenüberwachung	4
2.2.2	Datenanalyse für die Rotorblattüberwachung	4
2.2.2.1	Datenanalyse auf der Basis dynamischer Messwerte	4
2.2.2.2	Datenanalyse auf der Basis von Beanspruchungsmessungen	6
2.2.3	Datenanalyse für die Bauwerksüberwachung.....	7
2.3	Datentransfer, Schnittstellen.....	7
2.3.1	Konzepte für den Datentransfer, Schnittstellenentwicklung	7
2.3.2	Datentransfer für die Maschinenüberwachung.....	8
2.3.2.1	Datenaustausch mit Scada bei der M5000_2.....	9
2.3.3	Datentransfer für die Rotorblattüberwachung	11
2.3.4	Datentransfer für die Bauwerksüberwachung	12
2.3.4.1	Datenaufnahme für die Capturematrix	13
2.3.5	Normkonforme Schnittstellen	14
2.4	Internet als Kommunikationsmedium	14
2.5	Datenspeicherung, -verwaltung und -bereitstellung.....	15
2.6	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen.....	16
2.7	Literatur.....	18

2 TA2: DATENMANAGEMENT UND DATENTRANSFER, SCHNITTSTELLENENTWICKLUNG

2.1 Einleitung und Zielstellung

Zentrales Element des integralen Überwachungssystems war ein zu entwickelndes Konzept für das Datenmanagement des modular aufgestellten Überwachungssystems und deren Realisierung. Dieses Datenmanagement enthält die Komponenten Datenübergabe (Schnittstellenentwicklung), Datentransfertechnik Datenspeicherung und –bereithaltung sowie Datenanalyse. Es sollte die bereits auf dem Markt vorhandenen Überwachungssysteme für die Rotorblattüberwachung auf der Basis von Schwingungsmessungen des IMO-WIND-Partners IGUS sowie für die Maschinenüberwachung des Partners μ -Sen mit deren spezifischer Datenverwaltung integrieren und die Erfordernisse für Systeme der Bauwerksüberwachung berücksichtigen. Weiterhin sollte das Datenmanagement derart gestaltet werden, dass weitere Überwachungssysteme, etwa für die Gründungsüberwachung oder auch Systeme mit Überwachungskonzepten auf der Basis anderer Sensortechnik (optische Verfahren, Video-Technik etc.) als modulare Systeme integriert werden können. Darüber hinaus sollte das Datenmanagement die entwickelten Konzepte und Verfahren und deren softwaremäßige Umsetzung zur Schadensidentifikation (Teilaufgabe TA4) und zur monitoringbasierten Bewertung von Bauwerken implementieren können und prototypisch testen.

Ein Datenmanagement für die Überwachungsdaten der drei Anlagenkomponenten, das die Definition und Festlegung von Datenformaten und Datentransfertechnik für eine zentrale Datenbank beinhaltet, wurde entwickelt und erprobt. Dabei galt es zu berücksichtigen, dass für den Park-Server ein modulares Konzept entwickelt werden musste, damit eine flexible Gestaltung, z. B. der Anzahl von Einzelanlagen, für die Datensicherung möglich ist. Der Zugriff auf die Messdaten zum Zwecke sensorspezifischer Datenanalyse musste dabei gewährleistet werden, ebenso wie die Einbindung von Daten zur Betriebsführung (Steuerdaten für die Anlage). Dabei wurden Datenschnittstellen entwickelt, die es erlauben, Informationen aus der integralen Überwachung für die Steuerung der Anlage im online-Betrieb zu nutzen.

An der Festlegung der Anforderungen und den Abstimmungsarbeiten zum modularen Aufbau der Software beteiligten sich alle IMO-WIND-Partner. Sie formulierten die Anforderungen hinsichtlich der Schnittstellen, des benötigten Datenumfanges und der – Datenformate, der Länge der aufgenommenen Zeitreihen, Abtastfrequenzen usw. für die spätere Datenauswertung, damit sichergestellt werden konnte, dass die Datenauswertung wie vorgesehen möglich ist.

Die Software zur Datenverwaltung der auf dem Markt vorhandenen Systeme sowie die des Prototypen eines Systems zur Bauwerksüberwachung war derart weiter zu entwickeln, dass im Rahmen des Projektes ein einsatzfähiges Datenmanagement an der Referenzanlage Multibrid M5000_2 installiert und erprobt werden konnte. Das gleiche galt für die eingesetzten Verfahren zur Datenanalyse. Dabei sollten bisher verwendete und erprobte Verfahren für die Offshore-Anlagen adaptiert und eingesetzt werden. Hier galt es die spezifischen Eigenschaften dieser Anlagen (Drehzahlbereich, Abmessungen der Komponenten, Umgebungsbedingungen, etc.) zu berücksichtigen.

2.2 Konzepte für die Datenanalyse

Das Ziel der Datenanalyse ist es, die im Rahmen der Dauerüberwachung kontinuierlich oder zyklisch gewonnenen Daten derart zu untersuchen, dass eine möglichst große Informationstiefe hinsichtlich der Aufgaben zur Last- und Zustandsüberwachung, zur Beanspruchungsanalyse sowie zur Schadensidentifikation erreicht werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zu transferierende Datenmenge auf ein hinreichendes Maß reduziert werden muss, ohne dass die Notwendigkeit zur sicheren Speicherung von Informationen für die aktuelle Bewertung und Prognosen vernachlässigt wird.

Entsprechend den spezifischen Fragestellungen bei der Überwachung der Komponenten Maschine, Rotorblätter und Bauwerk kommen angepasste Konzepte sowie erprobte und weiter zu entwickelnde Verfahren zum Einsatz.

2.2.1 Datenanalyse für die Maschinenüberwachung

Die mit der Sensorik erfassten Signale sind ein sehr empfindlicher Indikator für den technischen Zustand der untersuchten Anlagenkomponenten. Nach der Erfassung der Sensorsignale erfolgt eine Analyse der Daten im Zeit- und Frequenzbereich. Jede der eingesetzten Methoden besitzt Vor- und Nachteile (Tabelle 2-1).

Methode	Vorteile	Nachteile
Zeitbereich	empfindlich, auch bei fehlenden oder falschen kinematischen Daten	unspezifisch (Spezifizierung des Schadensorts ist meist nicht oder nur grob möglich)
Amplitudenspektrum	hochempfindlich, Spezifizierung des Schadensorts ist möglich	Kinematische Daten notwendig, nur für drehzahlfeste WEA
Hüllkurvenamplitudenspektrum	hochempfindlich, Spezifizierung des Schadensorts ist möglich	Kinematische Daten notwendig, nur für drehzahlfeste WEA
Ordnungsamplitudenspektrum	hochempfindlich, Spezifizierung des Schadensorts ist möglich	Kinematische Daten notwendig
Hüllkurvenordnungsamplitudenspektrum	hochempfindlich, Spezifizierung des Schadensorts ist möglich	Kinematische Daten notwendig
Modellbasierte Analyse	sensitiv auch für Einzelereignisse, oft keine kinematischen Daten notwendig	empfindlich gegenüber Störsignalen

Tabelle 2-1: Zusammenstellung der Methoden der Datenanalyse für die Maschinenüberwachung

2.2.2 Datenanalyse für die Rotorblattüberwachung

2.2.2.1 Datenanalyse auf der Basis dynamischer Messwerte

Das dynamische Verhalten der drei Rotorblätter erfolgt kontinuierlich und zeitsynchron getrennt in die Schwingungsrichtungen edge- und flap-wise. Die Analyse der Messdaten wird getrennt nach schnellen und langsameren Auswertungen durchgeführt. Schnelle Auswertungen dienen der Erkennung plötzlicher Ereignisse, wie z.B. Starkschäden nach Blitzeinwirkung, dynamischen Überlasten etc., und dienen zusätzlich der Plausibilitäts-

Kontrolle der Messsignale und damit dem Selbsttest des Systems. Mit Auswertungen über längere Zeitabschnitte werden Abweichungen des Zustandes der Rotorblätter von ihren Referenzzustand festgestellt. Dazu zählt auch die Erkennung von Eisansatz am Rotorblatt, dem Haupteinsatzgebiet von BLADEcontrol®.

2.2.2.1.1 Einzelheiten der Datenanalyse

Der dominierende Anteil der Messsignale wird nicht durch die Schwingungen der Rotorblätter, sondern durch den wechselnden Einfluss der Erdbeschleunigung auf die ortsfest an den drehenden Rotorblättern befestigten Beschleunigungssensoren bestimmt. Der Verlauf dieses Zeitsignals ist sinusförmig. Anhand der Nulldurchgänge wird die Drehzahl und Winkelposition bestimmt. Der Phasenwinkel aller drei Blätter bildet u.a. die Grundlage für die Berechnung von Unwuchten.

Die Rotorblattschwingungen überlagern das Beschleunigungszeitsignal der Drehbewegung mit einer wesentlich geringeren Amplitude höherer Frequenz im Sinne einer Hüllkurve (Abbildung 2-1). Schlagende Teile im Rotorblatt, ein wesentlicher Indikator für einen Rotorblattschaden, führen zu deutlichen Überschreitungen dieser Hüllkurve bis hin zur Überschreitung des Messbereichs der Signale. Allerdings können auch bei unsanfter Azimut- und Pitch - Verstellung und bei Bremsvorgängen große Schwingungsamplituden entstehen. Durch den 3-Blattvergleich (Abbildung 2-2), wird in operative Einflüsse und Zustandsänderungen unterschieden.

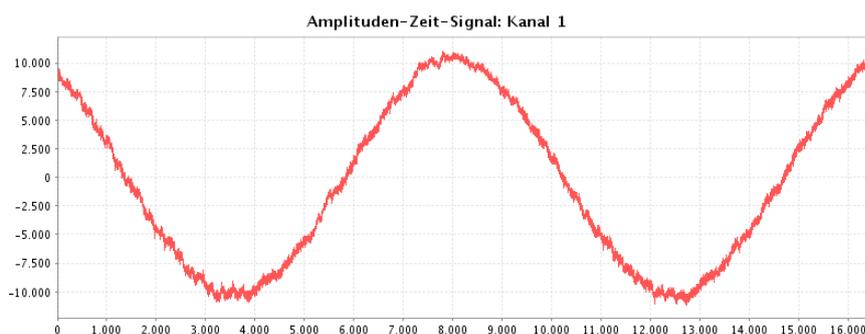


Abbildung 2-1: Charakteristisches Zeitsignal einer Rotorblattschwingung edge-wise

Das Ensemble der Eigenfrequenzen stellt praktisch den Fingerabdruck des Rotorblattes dar. Betrachtet man eine zeitliche Abfolge von Frequenzspektren, zeigt sich eine hohe Frequenz- aber geringe Amplitudenstabilität. Die Überwachung des Zustandes der Rotorblätter erfolgt daher hauptsächlich über die Frequenzinformationen.

Der Referenzzustand eines Rotorblattes definiert sich in Abhängigkeit der Prozessgrößen Leistung, Pitchstellung, Drehzahl und Temperatur über die stationären Eigenfrequenzen. Diese werden mittels statistischer Methoden während der Kalibrierung bestimmt und gewichtet. Im produktiven Betrieb wird über einen so genannten Mapping - Algorithmus und der Verknüpfung der Gewichte der aktuelle Zustand eines Rotorblattes in verschiedenen Frequenzbändern bestimmt. Die Unterscheidung der Frequenzbänder und die anschließende Kombination helfen u.a. starke von schwachen Schäden zu unterscheiden.

Zur robusten Bestimmung von Eisansatz werden dominante Eigenfrequenzen im Bereich bis 10 Hz betrachtet. Bei einem Pitchwinkel von etwa 0 Grad werden zwei Eigenfrequenzen edge wise und bei der Position der Blätter in Fahnenstellung eine Eigenfrequenz flap wise zur Eiserkennung gewählt. Ein Tracking- Algorithmus verfolgt über mehrere Messungen die Verschiebung dieser Einzelfrequenzen infolge der Massenänderung des Blattes durch anhaftendes Eis. Bei Überschreitung eines ersten Grenzwertes wird ein Voralarm gemeldet, beim Erreichen eines zweiten Grenzwertes wird der Abschaltalarm gemeldet. Die Auswahl der Frequenzen und die Sensitivitäten zur Eiserkennung werden empirisch eingestellt und müssen bei neuen Blatttypen beim ersten Eisansatz vor Ort verifiziert und eventuell

nachjustiert werden. Eine Simulationsrechnung dazu ist zwar wünschenswert, aber wegen fehlender Rechenmodelle für jeden Blatttyp praktisch nicht umsetzbar.

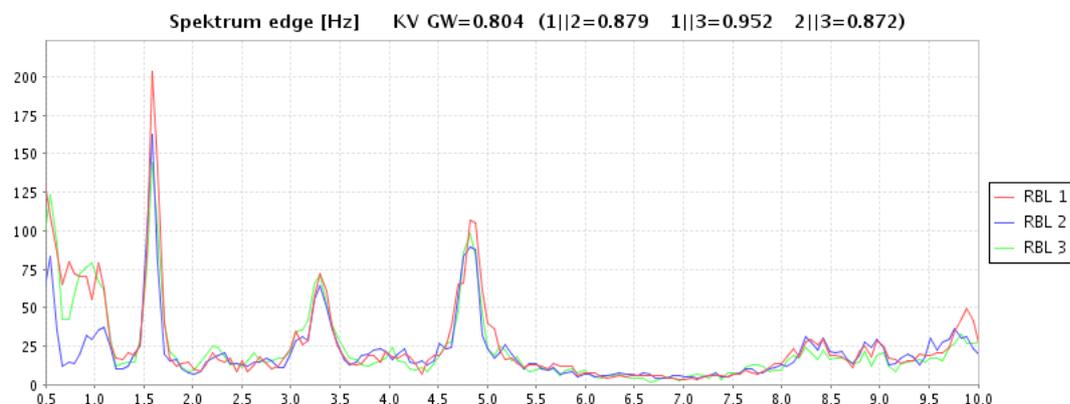


Abbildung 2-2: Frequenzspektren (edge wise) von allen drei Rotorblättern einer Anlage

2.2.2.1.2 Weiterentwicklung vorhandener Methoden

Zur Bestimmung der Eigenfrequenzen der Rotorblätter wurde eine Gegenüberstellung zweier Methoden zur Berechnung des Leistungsdichtespektrums erarbeitet. Von der Universität Siegen wurden die Ergebnisse der Parametrischen Spektralschätzung mit denen der FFT verglichen. Das Ziel war, mit Hilfe der ARMA- Methode in kürzerer Messzeit die gleiche Frequenzauflösung für bestimmte Eigenfrequenzen zu erreichen als dies bei der FFT- Methode, die im BLADEcontrol® Messsystem praktisch eingesetzt wird, der Fall ist.

Es zeigte sich, dass mit Zeitdaten von einer Minute Länge eine Frequenzauflösung von 0.004 Hz verifiziert werden konnte. Bei dem Vergleich wurden edge wise - Zeitdaten der M5000_2 - Rotorblätter herangezogen, die einen idealen Signal-Rauschabstand aufwiesen. Für den online - Test muss die Methode für das BLADEcontrol® Messsystem portiert werden.

2.2.2.2 Datenanalyse auf der Basis von Beanspruchungsmessungen

Beanspruchungsmessungen im Rotorblatt mit Hilfe faseroptischer Sensoren werden in der Blattwurzel mittels Sensoren der Fa. Advoptics (TA 7 Abschnitt 7.4.2.2) und durch BAM-VIII.1 eingebettete FBG, verteilt über die Blattlänge (TA3 Abschnitt 3.4.1.6), durchgeführt. Die in der Blattwurzel applizierten Sensoren haben die Aufgabe, Erkenntnisse über die dynamischen Beanspruchungen an dieser Stelle, sowie über die Schnittlasten an der Einspannung zu liefern. Daher werden die eingehenden Messwerte basierend auf folgenden Methoden analysiert

- Statistische Kennwerte (Maximal-, Minimal- und RMS-Werte, Standardabweichungen)
- Stündliche Maximal-Zeitereignisse ausgehend von einem Triggersignal
- Gemittelte Frequenzspektren basierend auf dynamischen Messgrößen
- Zeitlichen Verlauf der Lage von Amplitudenmaxima in Frequenzspektren
- Rainflow-Analyse gemessener Strukturdehnungen
- Schnittgrößen in balkenförmigen Bauteilkomponenten

Diese Methoden und die zugehörige Software sind entwickelt und erprobt in der Bauwerksüberwachung (siehe Abschnitt 2.2.3) und werden hier für die Rotorblattüberwachung adaptiert. Eigene Auswerteverfahren der Fa. Advoptics sowie von BAM-VIII.1 liegen nicht vor.

2.2.3 Datenanalyse für die Bauwerksüberwachung

Die Datenanalyse für die Überwachung der Bauwerke von Offshore - Windenergieanlagen basiert auf den langjährigen Erfahrungen bei der Überwachung von Ingenieurbauwerken. Sie lässt sich unterteilen in Methoden der lokalen und globalen Überwachung und konzentriert sich auf die Aufgaben zur Last- und Zustandsüberwachung, zur Beanspruchungsanalyse sowie zur Schadensidentifikation. Dabei kommen Verfahren im Zeit- und Frequenzbereich zum Einsatz. Die Datenaufnahme und -analyse erfolgt kontinuierlich und permanent.

Die der Datenanalyse zugrunde liegenden Messgrößen sind Beschleunigungen und Schwinggeschwindigkeiten, Neigungen und Dehnungen. Lokale Analysen setzen Vorinformationen hinsichtlich des genauen Messortes (z.B. Hot Spots) voraus, die durch Schadensszenarien, Simulationsrechnungen oder erfolgte visuelle Inspektionen gewonnen werden oder vorliegen. Globale Verfahren ziehen das globale Bauwerksverhalten und dessen Veränderungen in Betracht und gewinnen Informationen in Form von Kennwerten und Zustandsaussagen (z.B. Veränderungen der Eigenfrequenzen).

Die folgenden Auswerteverfahren sind Bestandteil erprobter Techniken der Datenanalyse auf der Basis statischer und dynamischer Messwerte:

- Statistische Kennwerte (Maximal-, Minimal- und RMS-Werte, Standardabweichungen)
- Stündliche Maximal-Zeitereignisse ausgehend von einem Triggersignal
- Gemittelte Frequenzspektren basierend auf dynamischen Messgrößen
- Verlauf der Lage von Amplitudenmaxima in Frequenzspektren
- Betriebsschwingungsformen
- Rainflow-Analyse gemessener Strukturdehnungen
- Hauptdehnungen und Hauptrichtungen basierend auf Dehnungsmessungen

Im Forschungsprojekt entwickelte und erprobte Verfahren zur Ermittlung von

- Schnittgrößen in balkenförmigen Bauteilkomponenten und
- Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF) zur Bewertung von Beanspruchungen an geschweißten Bauteilübergängen

Beide Verfahren wurden im Zuge der Design-Verifikation verwendet. Für die Bewertung der baulichen Struktur hinsichtlich Grenzwertzuständen wurden Auswerteverfahren für die Anwendung und Ermittlung von

- Grenzwertalgorithmen und
- Schadensindikatoren

entwickelt und erprobt (siehe auch Abschnitt 6.5, TA6).

2.3 Datentransfer, Schnittstellen

2.3.1 Konzepte für den Datentransfer, Schnittstellenentwicklung

Das generelle Konzept für den Datentransfer ist in Abbildung 2-3 und Abbildung 2-4 dargestellt. Danach gibt es vier Abschnitte im Transfer der Messdaten von der Datenaufnahme bis zur Verwertung der Informationen. Im ersten Abschnitt senden alle Teilsysteme ihre Daten an einen sogenannten Gateway-Server, der im Turm jeder Anlage platziert ist. Dieser stellt die Schnittstelle zwischen den Teilsystemen des integralen Monitoringsystems und der Datenbank sowie der Visualisierung der Überwachungsergebnisse dar.

Der Transfer der Daten zum Gateway-Server erfolgt über Datenschnittstellen, die im Forschungsprojekt nach den Vorgaben der Norm IEC 61850 softwaretechnisch entwickelt wurden. IEC 61850 über TCP/IP (Ethernet) Protokoll ist das weltweit gültige Standardprotokoll für die Kommunikation von Schaltanlagen in der Automatisierung. Führende Hersteller haben daher IEC 61850 bereits in ihren Steuergeräten implementiert.

Der dritte Abschnitt im Datentransfer beinhaltet die Datenweitergabe vom Gateway-Server an die zentrale Datenbank, die gegenwärtig in der BAM eingerichtet ist. Hier laufen sowohl die komprimierten Daten der Dauerüberwachung als auch Original-Zeitdaten, die für spezielle Untersuchungen gebraucht werden, auf. Beispielsweise werden dorthin die synchron und über einen Zeitstempel koordinierten Messdaten aller Systeme für das Auffüllen der Capture-Matrix (siehe Abschnitt 2.3.4) transferiert und gespeichert. Für diesen Datenweg wird das Internet als Transfermedium genutzt. Über den vierten Abschnitt werden die Daten den Nutzern der Informationen aus der Dauerüberwachung zugänglich gemacht. Diese Nutzer können die Kunden, der Überwachungsservice und die Systeme der Betriebsführung sein. Im letzteren Fall werden zwischen- und endausgewertete Daten als Informationen zur Steuerung der Anlage dem System zur Betriebsführung zur Verfügung gestellt. Dieser rückgekoppelte Datenweg ist prinzipiell vorbereitet, auch durch den Einsatz der IEC-Schnittstelle 1, aber noch nicht von allen Teilsystemen inhaltlich gefüllt. Für die Rotorblattüberwachung auf der Basis von Schwingungsmessungen wurde ein BLADE-control® Statusvektor entwickelt, den die Betriebsführungssoftware der Anlage bei der BLADEcontrol® ECU auslesen kann. Die Abnahme und Erprobung des Verfahrens wurde durch den Betreiber der M5000_2 noch nicht durchgeführt.

Der erste Abschnitt zum Transfer der Messdaten an den Gateway-Server via IEC-Schnittstelle 2 wird von den eingesetzten Überwachungssystemen individuell und nach den Erfordernissen der jeweiligen Überwachungsaufgaben gestaltet. Entscheidend ist hier, dass die auf dem Gateway-Server ankommenden Daten in vereinbarten Datenformaten abgegeben werden.

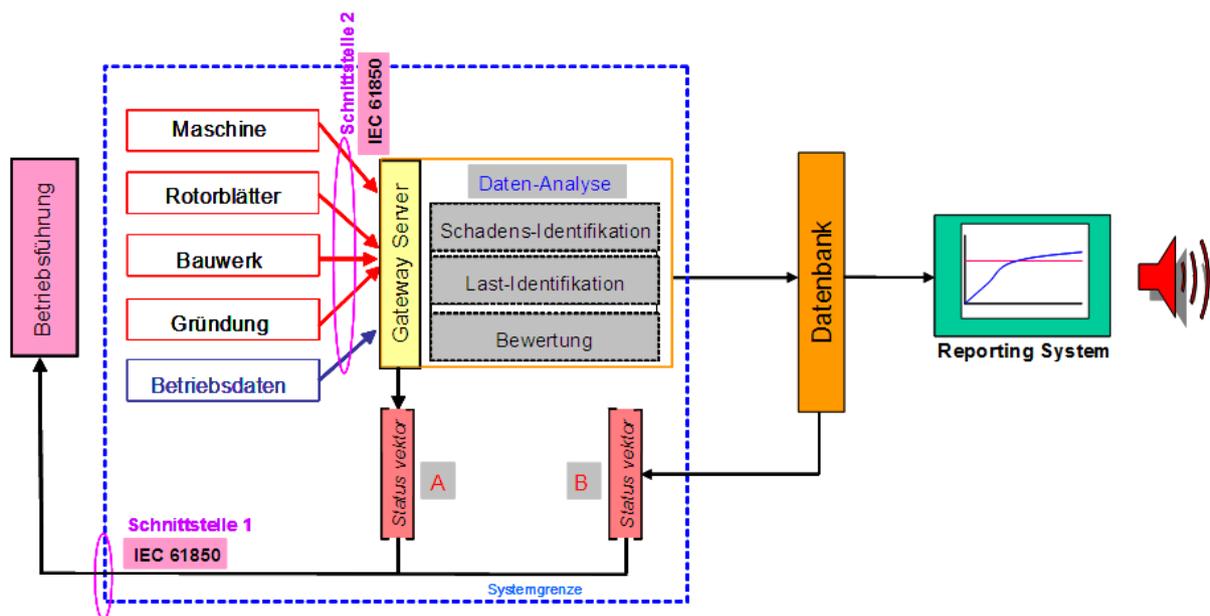


Abbildung 2-3: Konzept und Datentransfer für das integrale Überwachungssystem

2.3.2 Datentransfer für die Maschinenüberwachung

Die Software wurde auf der Basis der bisherigen Diagnosesysteme weiterentwickelt. Die Übertragung von Zeitreihen und Spektren über langsame Übertragungskanäle konnte durch ein gepacktes Datenformat optimiert werden. Für den Datenaustausch mit der Steuerung wurde das Modbus-TCP Protokoll gewählt (siehe auch TA 1).

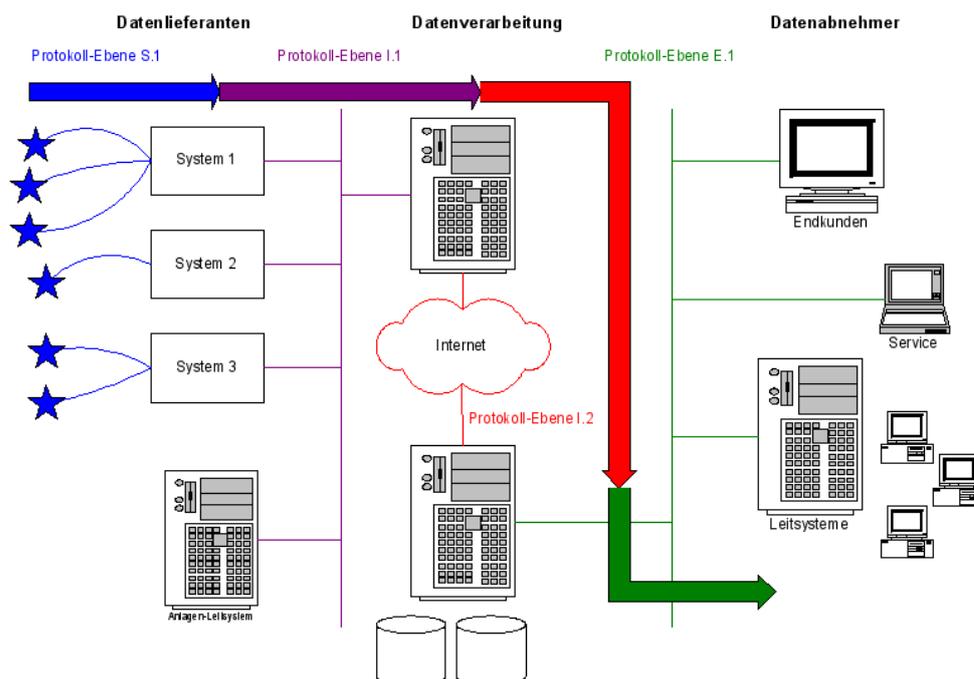


Abbildung 2-4: Kommunikation der Teilsysteme im integralen Überwachungssystem

2.3.2.1 Datenaustausch mit Scada bei der M5000_2

Bisher erfolgt in Onshore-WEA kein nennenswerter Datenaustausch mit den zumeist nachgerüsteten Condition Monitoring Systemen (CMS). Die eingesetzten CM-Systeme arbeiten im Wesentlichen autark und erhalten Prozessparameter über aufwendige analoge Auskopplung der Signale aus der WEA-Steuerung (z. B. 4-20 mA Stromsignal), welches dann die Leistung, Windgeschwindigkeit u.a. der Windenergieanlage abbildet.

Da CM-Systeme vorrangig in der Fehlerfrüherkennung (Diagnose) eingesetzt werden, braucht man zunächst auch keine Schnittstelle zur Steuerung, um beispielsweise die Anlage abschalten zu können. Erst wenn CMS auch zur Steuerung herangezogen werden sollen, ist eine mögliche Abschaltung der Anlage zu fordern. Für Offshore-Windenergieanlagen ist ein wesentlich höherer Integrationsgrad von CM- Subsystemen und der WEA Steuerung nicht nur wünschenswert, sondern auch erforderlich.

Die Umsetzung einer neuen Konzeption für den Datenaustausch erfolgte bei der M5000, einer direkt für den Offshore Betrieb konzipierten Multimegawatt WEA der Firma Multibrud über Modbus-TCP. Die Taktzeit des Datenaustausches beträgt dabei 10 ms. Alle zur Verfügung gestellten Parameter können so auch für alle anderen Überwachungsaufgaben (z. B. Rotor und Turm) genutzt werden (vergleiche Tabelle 2-3).

Ein bidirektionaler Datenaustausch über Modbus-TCP wird zukünftig mit erheblichen Vorteilen verbunden sein. Insbesondere wird es dadurch möglich, ungünstige Betriebszustände mit verschiedenen CM-Subsystemen zu erkennen, so dass ihr schädlicher Einfluss durch die WEA Steuerung minimiert werden könnte. Außerdem zeichnet es sich aktuell ab, dass aufgrund von für den Datenaustausch relevanter Normungsarbeiten (IEC Norm 61400-25-6) die Softwarearchitektur für Datenmanagement und -transfer durch eine Standardisierung vereinfacht wird.

Tabelle 2-2: Ausschnitt aus dem übertragenen XML-Protokoll

```
<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1" standalone="yes" ?><SOAP-ENV:Envelope xmlns:SOAP-ENV="http://schemas.xmlsoap.org/soap/envelope/"> <SOAP-ENV:Body><m:Report xmlns:m="uri" xmlns:AssocID="20090113172154.745">
<RptID>BH1.4.1</RptID><OptFlds><timeStamp>1</timeStamp></OptFlds><TimeOfEntry><SecSE>1220304432</SecSE></TimeOfEntry><EntryData><DSMemberRef><FcdRef> <DataRef>300.2.3.0 (Grad%20C)</DataRef></FcdRef></DSMemberRef><Value>5.860000000e+01</Value></EntryData><TimeOfEntry><SecSE>1220304432</SecSE></TimeOfEntry><EntryData><DSMemberRef><FcdRef> <DataRef>301.2.3.0 (Grad%20C)</DataRef></FcdRef></DSMemberRef><Value>5.530000000e+01</Value></EntryData><TimeOfEntry><SecSE>1220304432</SecSE></TimeOfEntry><EntryData><DSMemberRef><FcdRef> <DataRef>302.2.3.0 (Grad
```

Von SPS zu MµSen, Taskzeit 10ms (32 Worte mit je 16 Bit)

WordNummer	Name	Einheit	Format
0	Temperatur Planetenlager A1	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
1	Temperatur Planetenlager A2	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
2	Temperatur Planetenlager B1	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
3	Temperatur Planetenlager B2	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
4	Temperatur Planetenlager C1	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
5	Temperatur Planetenlager C2	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
6	Temperatur Planetenlager D1	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
7	Temperatur Planetenlager D2	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
8	Temperatur Axiallager	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
9	Getriebeöltemperatur Tank	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
10	Ölzulauftemperatur Getriebe	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
11	Temperatur 1 Rotorlager (0°)	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
12	Temperatur 2 Rotorlager (120°)	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
13	Temperatur 3 Rotorlager (240°)	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
14	Temperatur Rotorlagerinnenring	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
15	Ölzulaufdruck Getriebe	0.01 Bar	INT (+/- 32767)
16	Drehmoment Stütze B	0.1 kNm	INT (+/- 32767)
17	Drehmoment Stütze D	0.1 kNm	INT (+/- 32767)
18	Wegsensor 1 Momentenst. B axial	0.01 mm	INT (+/- 32767)
19	Wegsensor 2 Momentenst. B tangential	0.01 mm	INT (+/- 32767)
20	Wegsensor 1 Momentenst. D axial	0.01 mm	INT (+/- 32767)
21	Wegsensor 2 Momentenst. D tangential	0.01 mm	INT (+/- 32767)
22	Wirkleistung Netz	1KW	INT (+/- 32767)
23	Drehmoment Umrichter	0.1 kNm	INT (+/- 32767)
24	Drehzahl Rotor	0.01 RPM	INT (+/- 32767)
25	Drehzahl Generator	0.01 RPM	INT (+/- 32767)
26	Aussentemperatur	0.1 Grad Celsius	INT (+/- 32767)
27	Aussenluftdruck	10 Pascal	INT (+/- 32767)
28	Windgeschwindigkeit	0.01 m/s	INT (+/- 32767)
29	Windrichtung relativ	0.1 Grad	INT (+/- 32767)
30	Windrichtung absolut	0.1 Grad	INT (+/- 32767)
31	Pitchwinkel	0.01 Grad	INT (+/- 32767)
32	WEA Status	DL	INT (+/- 32767)
33	Reserve		
34	Reserve		
35	Reserve		
36	Reserve		
37	Reserve		
38	Reserve		
39	Reserve		
40	Reserve		
41	Reserve		
42	Reserve		
43	Reserve		
44	Reserve		
45	Reserve		
46	Reserve		

Tabelle 2-3: Datenaustausch mit der Steuerung per Modbus-TCP

Für die Kommunikation wurde entsprechend der Norm ein XML-Protokoll gewählt. Alle Teilsysteme konvertieren ihre Messdaten und berechneten Kennwerte in ein einheitliches Format (Tabelle 2-2). Die konvertierten Messdaten werden zum Gateway-Server übertragen. Dort werden die Ergebnisse in eine Datenbank eingespielt. Gleichzeitig waren auf dem Gateway-Server Algorithmen (z.B. für die Bewertung der Strukturüberwachung durch die

BAM) implementiert. Ein Datenabruf ist dabei direkt vom Gateway-Server über ein von der Fa. Infokom GmbH zur Verfügung gestelltes API möglich.

2.3.3 Datentransfer für die Rotorblattüberwachung

Die Messdaten der in den Rotorblättern applizierten Sensoren werden von den jeweiligen Messsystemen der Firmen Infokom, IGUS und Advoptics, die sich in der Nabe befinden, erfasst, digitalisiert und in einem lokalen Puffer zwischengespeichert. Von dort müssen sie mittels eines Übertragungssystems über die sich drehende Nabe an die jeweiligen Messdatenerfassungsrechner im Turm bzw. in der Gondel weitergeleitet werden (Abbildung 2-5). Dies erfolgt in der M5000_2 mittels der funkbasierten WLAN - Technik der Fa. IGUS. Die Messwerte der Beschleunigungsaufnehmer werden über die installierte professionelle Übertragungstechnik des BLADEcontrol®-Systems transferiert. Die Messwerte der Beanspruchungsmessungen nutzen im Rahmen der Erprobung dieser Systeme ebenfalls die Übertragungstechnik der Fa. IGUS, da eine eigene Übertragungstechnik nicht existierte bzw. für die Verhältnisse in der Nabe der M5000_2 im Vorfeld nicht ausreichend erprobt werden konnte. Zu diesem Zweck wurden Anpassungen der BLADEcontrol® Hardware für die Nutzung der Projektpartner eingerichtet. Im Fall der DMS-Messung von Fa. Infokom wurden 2 Kanäle des Nabenrechners (HMU) nachträglich so modifiziert, dass die Analogsignale aus dem DMS-Messverstärker von der BLADEcontrol® HMU mit digitalisiert und verlustfrei zum Auswerterechner (ECU) übertragen werden können.

Dabei zeigte sich als generelles Problem, dass die Funkverbindung des genutzten WLAN-Systems als ein nicht stabiler Datenübertragungsweg betrachtet werden musste. Als Konsequenz wurde deutlich, dass die Messsysteme der Firmen Advoptics und Infokom, die auf diese Situation nicht vorbereitet waren, zusätzlichen lokalen Datenspeicher in der Nabe nachzurüsten hätten. Dies war mit der vorliegenden Systemarchitektur der Fa. Advoptics möglich. Für die Messtechnik der Fa. Infokom hätte dies eine völlige Neukonzeption der Systemarchitektur bedeutet. Damit konnten die Messanforderungen von diesem System nicht erfüllt werden, was bedeutete, dass über die applizierten DMS-Sensoren nur Daten mit einer sehr geringen Abtastrate geliefert werden konnten.

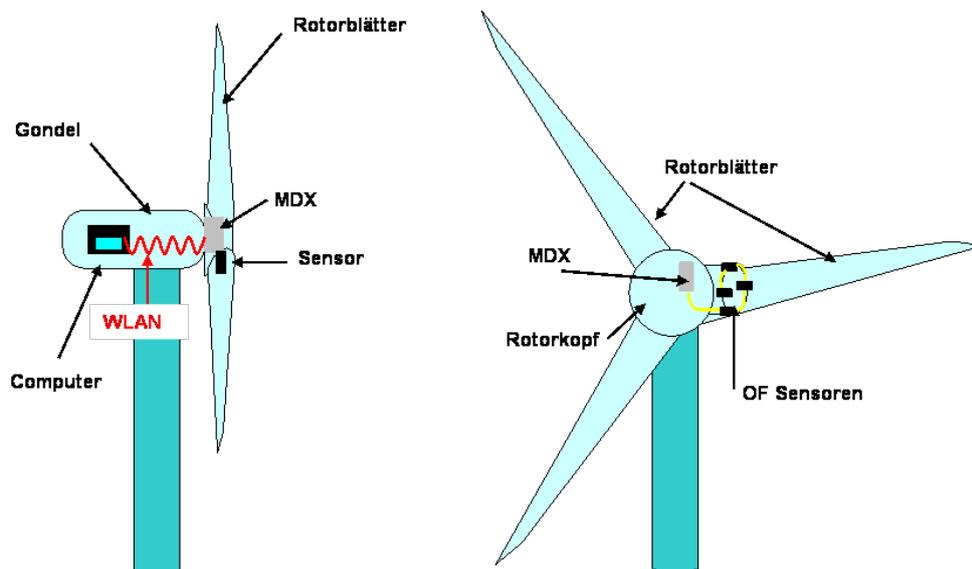


Abbildung 2-5: Komponenten der beanspruchungsbasierten Rotorblattüberwachung

Das Problem des nichtstabilen Datenübertragungsweges ist für künftige Generationen von M5000-Anlagen nicht mehr gegeben, da die Fa. Multibrid bereits ab der Anlage M5000_3 einen Ethernet-Schleifring zur Datenübertragung in der Nabe verwendet, so dass zukünftig die BLADEcontrol®-WLAN-Module und damit die Datenübertragung via Funk entfallen. Für die Rotorblattüberwachung auf der Basis von Beschleunigungssignalen wurde bereits die

hardwareseitige Integration von BLADEcontrol® für die nachfolgenden Anlagen der MB5000er Serie so weit vorangetrieben, dass Fa. Multibrid vorkonfigurierte BLADEcontrol® Komponenten geliefert bekommt und diese in Eigenregie einbaut.

Die Kommunikation zwischen BLADEcontrol® und der MB5000-Steuerung wird vollständig per MODBUS Protokoll abgewickelt, so dass keine analogen und digitalen Ein- und Ausgänge zur Kopplung der Systeme nötig sind.

2.3.4 Datentransfer für die Bauwerksüberwachung

Die Organisation des Datentransfers der Messwerte aus zwei Systemen für die Bauwerksüberwachung via IEC-Schnittstelle schließt den Transfer der benötigten Daten aus der Betriebsführung sowie die Daten aus der Rotorblattüberwachung mit ein. Dies gilt ebenfalls für die Vorortauswertung der vorliegenden Messschriebe.

Vorhandene Auswertungssoftware wertet die Messdaten aus und stellt täglich eine Reihe statistischer Kennwerte in mehreren Dateien bereit. Das entsprechende Softwaremodul für die Dauerüberwachung hat die Aufgabe diese Kennwerte an die Datenbank zu senden. Je nach Konfiguration werden durch dieses Softwaremodul außerdem statistische Kennwerte aus den aufgezeichneten Messdaten der Betriebsführung berechnet und ebenfalls an die Datenbank übertragen.

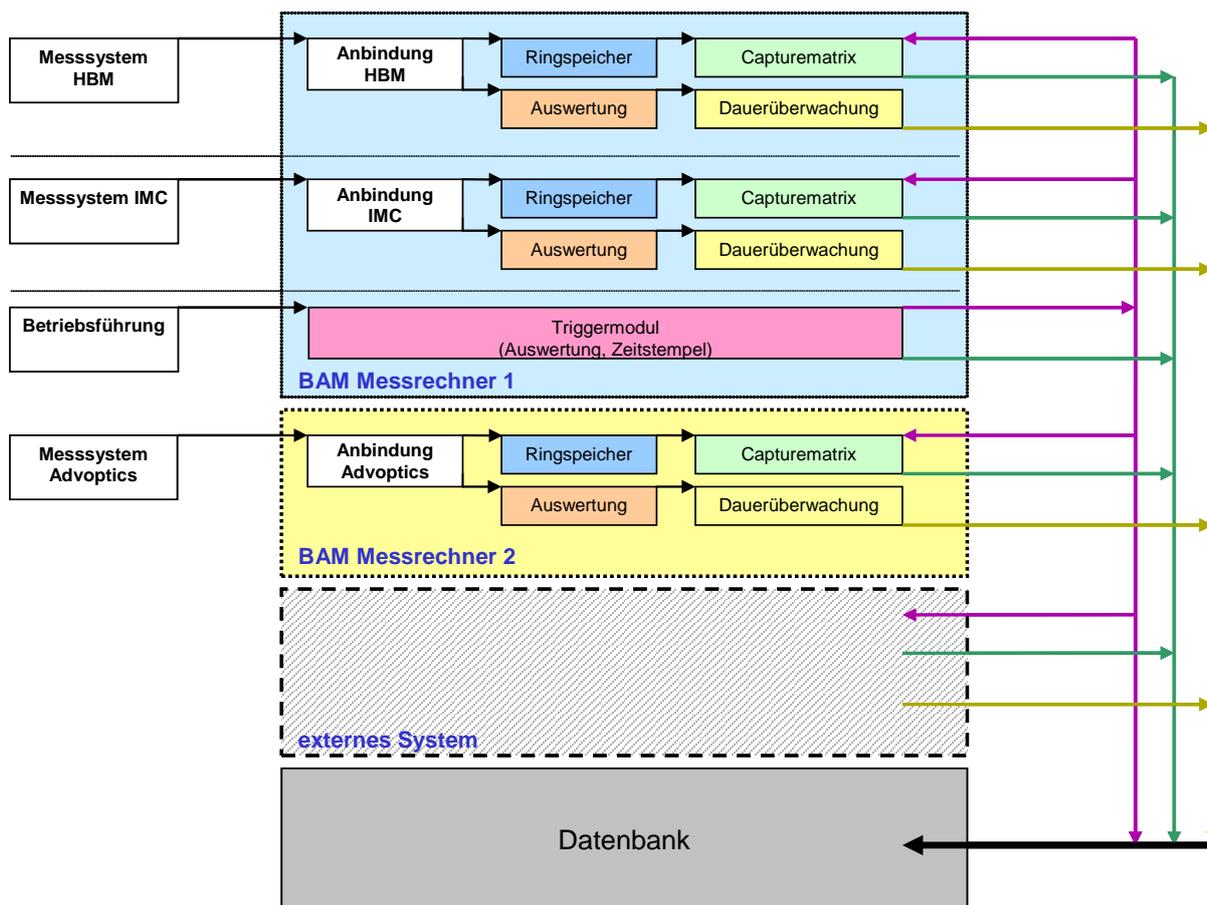


Abbildung 2-6: Organisation der Datenaufnahme, Zwischenauswertung und Datentransfer mit dem System zur Bauwerksüberwachung

Bei der Aufnahme der Messdaten kommen unterschiedliche Messsysteme zum Einsatz (Abbildung 2-6), die zunächst unabhängig voneinander arbeiten. Die Auswertung erfolgt blockweise. Die aufgenommenen Daten müssen für jedes Messsystem in ein einheitliches Datenformat gewandelt werden, damit sie von der vorhandenen Software ausgewertet

werden können. Für jedes verwendete Messsystem existiert eine Instanz der Auswertungssoftware, die ein speziell angepasstes Softwaremodul zur Umwandlung der Daten periodisch aufruft.

Neben der Umwandlung und Bereitstellung zur Auswertung wird so auch ein Ringspeicher periodisch mit neuen Messdaten gefüllt. Dieser stellt die Daten für die Capturematrix (siehe Abschnitt 2.3.4.1) bereit und wird bei Bedarf von einem weiteren Softwaremodul ausgelesen.

2.3.4.1 Datenaufnahme für die Capturematrix

Eine spezielle Aufgabe der Dauerüberwachung zur zeit-synchronen Aufnahme von Messwerten aller wesentlichen Sensoren aus allen Teilsystemen ist die Organisation des Messablaufes, die Speicherung der Daten in einer sogenannten Capture-Matrix und der Transfer dieser Messdaten in die zentrale Datenbank. In der Capture-Matrix sind die Messwerte als Zeitdaten bei einer Messdauer von jeweils 10 Minuten geordnet weggelegt. Das Ordnungsschema wird durch die parallele Erfassung gemessener und vorausgewerteter Winddaten aus der Betriebsführung gebildet (siehe Abschnitt 7.5.1). Dazu müssen diese Wind-Messwerte zuerst einer Triggerung unterworfen werden.

Triggermodul

Die Daten der Betriebsführung werden periodisch im Abstand von 100ms per Modbus/TCP abgefragt. Dabei werden in Echtzeit die Turbulenzintensität und der gleitende Mittelwert jeweils über die Dauer der letzten 10 Minuten berechnet. Erfüllen diese beiden Kennwerte bestimmte Kriterien, so werden

1. die Messdaten der Betriebsführung des entsprechenden 10-Minuten-Intervalls an die Datenbank übertragen und
2. alle registrierten Messpartner durch die Übersendung eines Zeitstempels angewiesen einen zeitsynchronen Satz Messdaten von ebenfalls 10 Minuten an die Datenbank zu senden.

Zwei aufeinander folgende Ereignisse dieses Typs haben dabei einen minimalen Abstand von 10 Minuten, so dass es nicht zu Überlappungen der Messdaten kommt. Der Zeitstempel wird über eine zuvor vereinbarte TCP-Verbindung ASCII-codiert übertragen und enthält die Anzahl vergangener Millisekunden seit 1.1.1970, 0:00 Uhr UTC.

Empfangsmodul

Für jedes Messsystem existiert eine eigene Instanz des Softwaremoduls zum Empfang der Zeitstempel, die vom Triggermodul versendet werden. Bei Empfang eines Zeitstempels wird ein Ausschnitt von 10 Minuten aus dem Ringspeicher gelesen und an die Datenbank übertragen. Der Zeitstempel markiert dabei den Beginn des zu speichernden Ausschnitts.

Der Einsatz der einzelnen Module ist in Abbildung 2-6 dargestellt. Die BAM betreibt zwei per Ethernet verbundene Rechner, Messrechner 1 und Messrechner 2. Die Kommunikation zwischen beiden Rechnern erfolgt über das oben beschriebene Trigger- bzw. Empfangsmodul. Das Triggermodul sendet seinen Zeitstempel gegenwärtig außerdem an ein externes System (IGUS).

Die Messsysteme der BAM werden völlig unabhängig von einander bedient, so dass auch beliebige andere Konfigurationen von einem bis zu vier Rechnern (ein Rechner pro Messsystem) vorstellbar sind.

Die folgende Tabelle 2-4 gibt einen Überblick über die verwendeten Messsysteme und die anfallende Datenmenge. Zugrunde liegt dabei eine Speicherung mit 4 Bytes pro Messwert.

Nach der Auswertung ergibt sich für die Übertragung an die Datenbank durch den Overhead der verwendeten Schnittstelle ein tägliches Datenvolumen von ca. 500 MByte brutto. Hierbei handelt es sich lediglich um die Datenmenge, die durch die Dauerüberwachung erzeugt wird. Hinzu kommen die Daten der Capture-Matrix.

	Messsystem	Kanäle	Abtastrate in Hz	Netto-Datenvolumen pro Tag in bytes
Messrechner 1	HBM	86	50	1.486.080.000
	IMC	24	50	414.720.000
	Betriebsdaten	38	10	131.328.000
Messrechner 2	Advoptics	12	16	66.355.200

Tabelle 2-4: Übersicht des Datenaufkommens / Tag aus Dauerüberwachung

2.3.5 Normkonforme Schnittstellen

IEC 61850

Die IEC 61850 [5] abstrahiert eine Schaltanlage, indem deren komplexe Funktionalität in kleinste Funktionsbausteine zerlegt wird. Die Aufsplittung erfolgt hierbei nicht nach physisch vorhandenen Baugruppen, sondern aus Sicht der Kommunikationsbeziehungen. So entsteht dann eine Menge von so genannten „Logischen Knoten“ == „Logical Nodes“, ferner LN genannt.

Eine LN erfüllt eine bestimmte Funktion im Gesamtsystem. Sie enthält eine wohldefinierten Datenstruktur, die durch die Norm objektorientiert beschrieben werden kann. Dabei werden stets standardisierte Datentypen und Namen verwendet. Dieses ist eines der Kernideen der IEC 61850.

Auf die LN und auf die durch sie verwalteten Daten kann durch in der Norm standardisierte Dienste zugegriffen werden (z.B. über MMS). Die Gesamtheit der LN (der Objekte) und der Dienste bildet letztendlich das Modell der realen Anlage.

Um die Verbindung zwischen der logischen, auf Funktionen aufbauenden Welt, und der realen, in Form von physischen Geräten existierenden Welt, herzustellen, definiert die Norm ein Gerätemodell. Hierfür werden die LN in „Physical Devices“ (PD) gruppiert. So können die gemeinsamen Eigenschaften der betreffenden LN (z.B. die IP-Adresse) in speziellen LN, den LPHD (Logical Node for Physical Device) definiert werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der Normierung ist die Definition einer Konfigurationsbeschreibungssprache (Substation Configuration description Language) SCL. Diese basiert auf XML und ermöglicht eine werkzeuginabhängige Beschreibung von Baugruppen bis hin zu kompletten Anlagen.

IEC 61850 und MMS

Da die IEC 61850 lediglich auf der obersten Anwendungsebene operiert, beschreibt sie keinen eigenen Kommunikationsstack. Durch die Definition von Mapping-Verfahren wird das Kommunikationsszenario auf ein konkretes Protokoll abgebildet.

Teil 8-1 der IEC 61850 standardisiert zum Beispiel die Abbildung auf MMS und ISO/IEC 8802-3 [6]. Dadurch wird es dann möglich, die abstrakten Kommunikationsabläufe der IEC 61850 in einem realen TCP/IP-Netzwerk ablaufen zu lassen.

Speziell im Bereich der Windanlagen gibt es spezielle Erweiterungen der Norm, um die IEC 61850 auf Webservices abzubilden (DIN EN 61400-25-4).

2.4 Internet als Kommunikationsmedium

Die technische Realisierung des in Abschnitt 2.3 beschriebenen Datentransferkonzeptes mittels des Netzwerk-Protokolls SOAP ist in Abbildung 2-7 dargestellt. Dabei übergeben die angeschlossenen Systeme über die http/SOAP-Konnektoren (IEC61850 und API I.1) ihre aufgezeichneten Messdaten. Diese werden aus Leistungsgründen zunächst nur auf syntaktische Richtigkeit überprüft und im Dateisystem des Gateway-Servers gespeichert. Dieses Vorgehen soll eine minimale Reaktionszeit sichern.

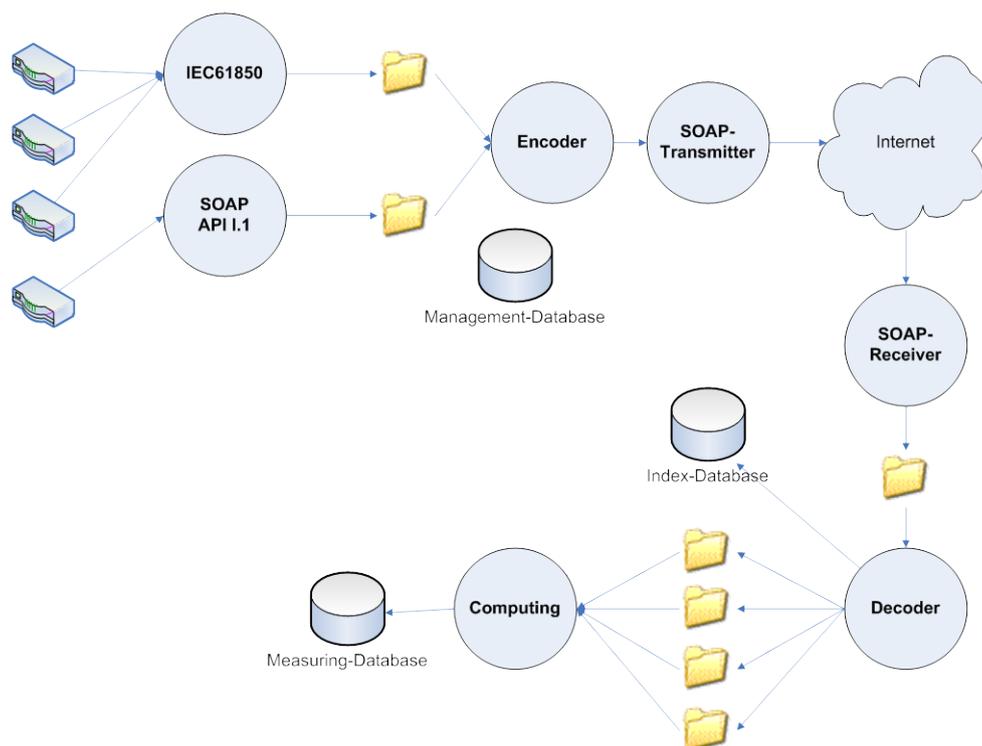


Abbildung 2-7: Technische Realisierung des Datentransfers im integralen Überwachungssystem [6]

Als Hintergrundprozess läuft der Encoder, der die eingegangenen Daten komprimiert, über die Konnektoren verschlüsselt und die zu übertragenden Pakete bereitstellt. Als Verschlüsselungssystem wird AES eingesetzt. Die Kompressionsrate liegt dabei über 50%. Der Transmitterprozess ist für die Übermittlung der Datenpakete an die zentrale Datenbank zuständig. In Kombination mit dem Encoder sorgt er für eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Bandbreite und eine zeitnahe Übermittlung der anfallenden Messdaten.

Die Dateninput-API stellt für die verschiedenartigen Messeinheiten eine einfache Möglichkeit dar, Daten unterschiedlichster Art an die Datenverarbeitungsschicht für die weitere Behandlung zu übergeben. Die API setzt dabei auf Standard-Technologien. Ein geeignetes Mittel hierfür ist das http-Protokoll unter Verwendung von XML/SOAP-Nachrichten.

Dabei werden u.a. folgende SOAP-Nachrichten unterstützt:

- LOGON-Request (Anmelden am System)
- DATA-Request (Daten übergeben)
- LOGOUT-Request (Abmeldung vom System)

Der Standard sieht eine optionale Komprimierung und Verschlüsselung der Daten vor. Diese kann benutzt werden, falls die Kommunikationssysteme diese Funktionalitäten nicht bieten (z.B. VPN).

2.5 Datenspeicherung. –verwaltung und -bereitstellung

Verbindendes Glied der einzelnen Messsysteme ist die zentrale Datenbank. Alle Daten, die für eine spätere Auswertung relevant sein könnten, werden hier gesammelt und können über eine genormte Schnittstelle abgerufen werden. Im Rahmen des IMO-WIND-Projekts besteht das Datenbanksystem für das integrale Überwachungssystem aus zwei Einheiten.

Ein Teil davon befindet sich direkt in jeder Windenergieanlage und ist per Ethernet mit den beteiligten Messrechnern verbunden. Die zu speichernden Messdaten werden hier zwischengespeichert und komprimiert zur endgültigen Speicherung an den zweiten Teil des Datenbanksystems übertragen, der in der BAM installiert ist.

Innerhalb der WEA findet der Datenaustausch über ein vergleichsweise schnelles und zuverlässiges Datennetz (hier: Ethernet 100Mbit/s) statt. Demgegenüber ist die Bandbreite, mit der Kommunikation nach außen stattfinden kann, wesentlich geringer (hier: DSL 1 Mbit/s).

Die IEC-Schnittstelle benutzt das XML-Protokoll. Um dieses Protokoll für die Übertragung umfangreicher Zeitdaten und Spektren nutzen zu können, wurde diese Datentypen über ein 3fach geschichtetes, im Einzelnen aber standardisiertes Verfahren (BASE64(GZIP(UFF58))) als XML-Element eingebettet. Das Konzept für diese Datentypen wurde von μ -SEN und IGUS-ITS konzipiert und anschließend in den jeweiligen CMS umgesetzt. Für das Extrahieren dieser Datentypen wurde ein betriebssystemunabhängiges Python-Script entwickelt und bereitgestellt. Dieses Skript kann durch eine entwickelte Auswerteschnittstelle auf dem Datenbank-Server zum Einsatz kommen. Seit Februar 2009 ist das IEC Protokoll zur Übertragung von Zeitdatenreihen des BLADEControl® Systems auf der MB5000_2 aktiviert.

Die beschriebene Aufteilung des Datenbanksystems soll sicherstellen, dass die Messdaten mit möglichst hoher Geschwindigkeit und Zuverlässigkeit von den Messrechnern abgeliefert werden können, gleichzeitig aber die endgültige Speicherung von der WEA entfernt stattfinden kann.

2.6 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Für die Analyse der Messdaten zur Zustandsüberwachung und Schadensdetektion an den maschinenbaulichen Komponenten ergaben sich bei der Referenzanlage M5000_2 zusätzliche Anforderungen, die u.a. in dem vergleichsweise kleinem Übersetzungsverhältnis (1:10) des eingesetzten Planetenradgetriebes im Vergleich zu schnelllaufenden Stirnradgetrieben (1:100) begründet ist. Die Qualität der Messsignale bei gleicher Sensorik ist aufgrund des geringeren Körperschallpegels ungünstiger und verlangt daher verbesserte Analysemethoden. Diese Methoden konnten durch Fa. μ -Sen in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Universität Siegen durch neue Ansätze entwickelt und erprobt werden. Die entwickelten und programmierten Algorithmen zur Überwachung des Antriebstranges eignen sich besonders für langsam rotierende Maschinen und für schlechte Signalübertragungswege. Diese haben sich gegenüber Schäden in einem früheren Stadium sensitiver als die klassischen CMS-Algorithmen gezeigt.

Die Datenanalyse der Rotorblattüberwachung basierend auf Schwingungsmessungen unterstützt die Ziele der Detektion von Eisbildung und der globalen Schadens- und Zustandsüberwachung. Dabei werden im Wesentlichen Signaturen verwendet, die auf der Veränderung der Eigenfrequenzen der Rotorblätter bzw. der Änderungen der Frequenzspektren aufgezeichneter Beschleunigungssignale im Vergleich zu Referenzspektren beruhen. Dabei ist es wesentlich, dass die eingesetzten Verfahren eine hohe spektrale Auflösung gewährleisten. In diesem Zusammenhang sind Auto-Regressive Verfahren im Vergleich zu Standard-FFT-Verfahren getestet worden. Die Datenanalyse der Überwachung basierend auf Beanspruchungsmessungen mit den Zielen Lastüberwachung und lokale Schadensdetektion verwendet Verfahren zur statistischen Aufbereitung von Beobachtungsgrößen und Korrelationen mit den Betriebsparametern. Darüber hinaus werden online Schadensparameter ermittelt, die gezielte Informationen von strukturintegrierten Sensoren an hoch belasteten Komponenten der Rotorblätter beinhalten.

Die Ziele für die Entwicklung und Erprobung eines Datenmanagements für das integrale System kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt als erfolgreich angesehen werden. Alle Anforderungen an die Entwicklung der Software werden als erfüllt betrachtet. Der gesamte Weg des Datentransfers von der Datenaufnahme bis zur Datenspeicherung in der zentralen Datenbank wurde erfolgreich getestet. Dabei zeigten sich jedoch auch Schwächen der eingesetzten Rechnertechnik. Hier müssen insbesondere für die leistungsmäßige Ausstattung des Gateway-Servers Verbesserungen erfolgen.

Die Software zur Datenbereitstellung und -übergabe der eingesetzten professionellen Systeme der Firmen IGUS und μ -Sen wurden den Anforderungen des integralen Systems, ein-

schließlich der Realisierung der IEC-konformen Schnittstellen, angepasst. Eine Erprobung der synchronen Übergabe von Zeitdaten für die Capture-Matrix an den Gateway-Server konnte bislang noch nicht erfolgen. Die Arbeiten zur Definition eines gemeinsamen Status-Vektors, der dann der Betriebsführung übergeben werden kann, sind nur anfänglich erfolgt.

2.7 Literatur

- [1] Oertel U.; Engelen N.: Kennwert- und modellbasierte Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen im Zeit- und Frequenzbereich, AKIDA – Aachener Kolloquium für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung, Tagungsband des Kolloquiums, S. 195 – S. 206, Aachen 2004, ISBN 3-86130-217-9.
- [2] Oertel U.; Fritsch H.; Gräf M.: Systematische Umsetzung messtechnischer Erkenntnisse als Schlüssel zur effizienten Fehlerfrüherkennung an Maschinen und Anlagen, VDI-Schwingungstagung, Würzburg 2007, VDI-Berichte 1982, S. 339-350.
- [3] Oertel U.; Köllner, F.; Fritsch H.; Condition Monitoring an Offshore Windenergieanlagen - Erste Erfahrungen an der M5000 der Firma Multibrid GmbH, AKIDA – Aachener Kolloquium für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung, Tagungsband des Kolloquiums, Aachen 2008
- [4] Entwicklung und Realisierung eines Konzeptes zum Datentransfer und zur Datenspeicherung von Überwachungsdaten eines integralen Überwachungssystems für Offshore-Windenergieanlagen; Dokumentation BAM Z.2421/0703936-1AVII.2; 2009
- [5] IEC 61850: Communication networks and systems in substations, 2002 bis 2009
- [6] ISO/IEC 8802-3 Information technology -- Telecommunications and information exchange between systems, 2000

Abschlussbericht
zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

**IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem
für Offshore-Windenergieanlagen**

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

**TEILAUFGABE 3: STRUKTURINTEGRIERBARE SENSORIK FÜR DIE
ONLINE-BEWERTUNG DES BAUTEILVERHALTENS (TA 3)**

Bearbeiter: Dr.-Ing. Wolfgang R. Habel
Dipl.-Ing. Detlef Hofmann
Frank Basedau
Dipl.-Ing. Fabian Grasse
Fachgruppe VIII.1 Mess- und Prüftechnik; Sensorik
Fachgruppe V.6 Mechanik der Polymerwerkstoffe
Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung

3	TA3: STRUKTURINTEGRIERBARE SENSORIK FÜR DIE ONLINE-BEWERTUNG DES BAUTEILVERHALTENS	3
3.1	Einleitung und Zielstellung	3
3.2	Anforderungen an Messsystem und Leistungsparameter	3
3.2.1	Sicherheitstechnische Anforderungen an das faseroptische Messsystem zum Einsatz im Rotorblatt	3
3.2.2	Technische Leistungsparameter für das faseroptische Messsystem	4
3.2.2.1	Spezifikation des Messgerätes für Entwicklung und Laboruntersuchungen	4
3.2.2.2	Messgerät für die Erprobung im Rotorblatt	4
3.2.2.3	Anforderungen an Sensoren und Sensorarrays	5
3.2.3	Leistungsparameter aus der Sicht der Rotorblattüberwachung	6
3.3	Hard- und Softwareschnittstellen	7
3.4	Entwicklung angepasster faseroptischer Sensorik	8
3.4.1	Erprobung der FBG-Sensorik am Rotorblatt	9
3.4.1.1	Applikation der faseroptischen Sensorik	9
3.4.1.2	Labortest des Messsystems	11
3.4.1.3	Inspektion und Testbetrieb der faseroptischen Sensorik im Rotorblatt	12
3.4.1.4	Sensorpatches zur oberflächigen Nachinstallation	13
3.4.1.5	Tests von Oberflächenpatches und Messgerät	15
3.4.1.6	Ergebnisse aus dem Rotorblatt	17
3.5	Technologien zur Sensorintegration in Kompositwerkstoffen	20
3.5.1	Erprobung von FBG-Arrays in Werkstoffproben	20
3.5.2	Installation von FBG-Arrays im Rotorblattversuchsstand	23
3.5.3	Validierung der faseroptischen Sensorik im Rotorblattversuchsstand	24
3.6	Angepasste faseroptische Sensorik für die Erprobung unter feldnahen Bedingungen	28
3.7	Untersuchungen zur Stabilität und Zuverlässigkeit der Sensorik	31
3.7.1	Dauerschwingverhalten	32
3.7.2	Verhalten von FBG-Sensoren bei Temperaturänderungen	32
3.7.3	Einfluss von Druckdehnung auf FBG	33
3.8	Erprobung im Feldtest	33
3.9	Aktivitäten zur Regelsetzung	33
3.10	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen	34

3 TA3: STRUKTURINTEGRIERBARE SENSORIK FÜR DIE ONLINE-BEWERTUNG DES BAUTEILVERHALTENS

3.1 Einleitung und Zielstellung

Schwerpunktmäßig befasste sich die Teilaufgabe 3 des Projektes mit der Integration und Applikation von Fasersensoren in Verbundwerkstoffen zur Überwachung mechanischer Verformungen und Überlastzuständen der Rotorblätter von Windenergieanlagen. Dabei wurde der Einsatz werkstoffintegrierbarer Faser-Bragg-Gitter (FBG)-Sensoren als Einzelsensor und Sensorarray untersucht.

Für den vorgesehenen Einsatz der Fasersensorik waren, zunächst mit dem Blick auf das spätere einheitliche Konzept für die Datenanalyse, erforderliche Eingangs-(Mess)größen und die zur Erfüllung messtechnischer Anforderungen angepasste Sensorik zu definieren. Dazu mussten die Leistungsparameter der ausgewählten Sensorik bewertet und experimentelle Aussagen zur Zuverlässigkeit der Sensorik ermittelt werden. Es sollte eine betriebszeitfeste Einbindung der Fasersensorik in die verwendeten FVW-Werkstoffe und Bauteilkomponenten (Rotorblatt) entwickelt und erprobt werden. Die Güte dieser Technik sollte durch einen Feldtest nachgewiesen werden.

Die Teilaufgabe war in einzelne Arbeitspakete untergliedert. Diese umfassten folgende Arbeitsschritte:

- Ermittlung des Standes der Technik zur Ableitung der notwendigen Anforderungen an das faseroptische Messsystem,
- Bereitstellung eines Labormesssystems für die faseroptische Sensorik sowie Entwicklung und Herstellung von Funktionsmustern der Sensoren und Sensorarrays unter Berücksichtigung der festgelegten Hard- und Softwareschnittstellen,
- Untersuchungen zu den Leistungsparametern des Messsystems und zur Spezifikation der Fasersensorik anhand von Labormustern,
- Entwurf und Musterfertigung von mehreren Sensordesigns mit verschiedenen Sensorträgern,
- Untersuchung der Eignung für den Einsatz in Rotorblättern bei simulierter Betriebsbeanspruchung,
- Implementierung von faseroptischen Sensoren in verschiedene FVW-Laminaten und Verifizierung der Fasersensorkonfiguration,
- Erprobung der FBG-Sensorik an der Windkraftanlage und im Rotorblattprüfstand.

3.2 Anforderungen an Messsystem und Leistungsparameter

3.2.1 Sicherheitstechnische Anforderungen an das faseroptische Messsystem zum Einsatz im Rotorblatt

Für den Einsatz in Windenergieanlagen sind robuste und wartungsarme Messgeräte Grundvoraussetzung, die, vor allem bei Offshore-Anlagen, ähnlichen Umgebungsbedingungen ausgesetzt sind, wie technische Einrichtungen auf Hochseeschiffen.

In diesem Forschungsprojekt lag das Hauptaugenmerk auf dem Eignungsnachweis einer faseroptischen Messwerterfassung aus dem Rotorblatt. Deshalb wurden hierfür die folgenden Mindestanforderungen für das Messgerät formuliert:

- Eignung für die zu erwartenden Umwelteinflüsse (Arbeitstemperaturbereich, Luftfeuchte, Spritzwasser, Berührungsschutz, Laserschutz),
- eine lageunabhängige Funktion muss gewährleistet werden,
- RoHS-Konformität muss gegeben sein (siehe Richtlinie 2002/95/EG (RoHS)),
- alle Komponenten müssen Industriestandards entsprechen,
- das Gerät muss extern überwachbar sein (Remote-Steuerung),
- das Gerät muss nach Stromausfall wieder selbsttätig starten und
- sollte selbst oder über die Remotesteuerung Fehlermeldungen generieren.

Da bislang die meisten Messgeräte für Faser-Bragg-Sensoren als Laborgeräte oder Geräte für den einfachen Feldeinsatz konzipiert sind, ist für den geplanten Außeneinsatz vom Hersteller des Messgeräts ein geeigneter Schutz durch eine temperierte Einhäusung vorzusehen.

Entsprechende Anforderungen gelten auch für die eingesetzten Sensoren und Zuleitungen:

- Sensoren und Zuleitungen müssen RoHS-Konform ausgeführt werden,
- sie dürfen die Sicherheit und Stabilität des Bauteils nicht beeinflussen,
- müssen entsprechend den einschlägigen Montage- und Verlegerichtlinien appliziert werden und
- müssen nachweislich für die Einsatzbedingungen geeignet sein.

3.2.2 Technische Leistungsparameter für das faseroptische Messsystem

Die technischen Anforderungen an ein faseroptisches Messsystem richten sich hauptsächlich nach der zu erfassenden Messgröße, der benötigten Messunsicherheit für diese Größe und nach dem Einsatzzweck. Wichtig für die Wahl des Messsystems ist die Abstimmung von Messgerät und FBG-Sensoren bzw. Sensorarrays: Bei Verwendung von Sensoren mit Bragg-Wellenlängen im dritten optischen Fenster (z.B. mit Wellenlängen zwischen 1520 nm und 1590 nm) muss das Gerät auch diesen Bereich erfassen können. Ebenso muss auf bestimmte Restriktionen bei der Erfassung der Bragg-Wellenlänge geachtet werden. Da FBG-Messgeräte nach unterschiedlichen physikalischen Prinzipien arbeiten, ist es häufig nötig, eine bestimmte Mindestentfernung oder einen bestimmten Wellenlängenunterschied der Bragg-Reflexionen zwischen den Sensoren eines Arrays einzuhalten.

3.2.2.1 Spezifikation des Messgerätes für Entwicklung und Laboruntersuchungen

Zur Durchführung der Laboruntersuchungen und zur Validierung der Fasersensoren wurde ein hochpräzises, langzeitstabiles, jederzeit kalibrierfähiges FBG-Messsystem beschafft.

Dieses Messsystem genüge den in Tabelle 3-1 dargestellten technischen Ansprüchen:

Anzahl der optischen Kanäle	4, aufrüstbar auf 8 oder 16
maximale Anzahl von Sensoren pro Kanal	> 100
Wellenlängenbereich	1520 bis 1590 nm
Wellenlängenstabilität	typisch 2 pm
Wiederholgenauigkeit	0,5 pm bei 250 Hz Abtastrate 0,05 pm bei 250 Mittelungen
Dynamikbereich	25 dB
Abtastfrequenz	bis 250 Hz
optische Anschlüsse	FC/APC
Arbeitstemperaturbereich	10 bis 40 °C
Umgebungsfeuchte	0 bis 80 %
Interface	Ethernet (TCP-IP)

Tabelle 3-1: Technische Parameter des FBG-Messsystems SI 425 (Fa. MicronOptics)

Mit diesem Messsystem kann eine Dehnungsauflösung von < 1 µm/m erreicht werden. Es besteht die Möglichkeit der Steuerung des Geräts in automatisierten Anlagen und des Auslesens der Daten über einen externen PC.

Die durchgeführten Versuche und Vergleichsmessungen in der BAM bestätigen die gute Eignung dieses Gerätes in der Laborpraxis.

3.2.2.2 Messgerät für die Erprobung im Rotorblatt

Für die Feldversuche bzw. Langzeittests im Rotorblatt war jedoch ein robustes, feldtaugliches Gerät notwendig. Ein derartiges Gerät muss sowohl den Betriebsbedingungen als auch den kommunikationstechnischen Anforderungen im Gesamtsystem genügen. Desweiteren müssen die Daten über die rotierende Nabe (d. h. drahtlos oder über Schleifring) an die Zentralstation im Turm übertragen werden.

Die Minimalforderungen an dieses Messgerät sind in Tabelle 3-2 formuliert.

Anzahl der optischen Kanäle	4
maximale Anzahl von Sensoren pro Kanal	> 10
Wellenlängenbereich	1520 bis 1570 nm
Wellenlängenstabilität	ca. 10 pm
Wiederholgenauigkeit der Wellenlänge	ca. 6 pm
Wiederholgenauigkeit der Dehnung	$\pm 5 \mu\text{m/m}$
Wiederholgenauigkeit der Temperatur	$\pm 0,5 \text{ K}$
Dynamikbereich	$\geq 25 \text{ dB}$
Abtastfrequenz	$\geq 50 \text{ Hz}$
Arbeitstemperaturbereich	-40 bis 85 °C
Schutzart	IP68
Interface	Ethernet (TCP-IP)

Tabelle 3-2: Technische Forderungen an ein Feldmessgerät für den Einsatz im Rotorblatt

Aus Kostengründen wurden hierfür ein britisches Messgerät (T4 von Smartfibres) sowie zwei WLAN-Stationen zur Datenübertragung der Messdaten aus dem Rotorblatt zur Gondel angeschafft. Schutzart und Arbeitstemperaturbereich konnten nur durch eine zusätzliche Einhausung in einen klimatisierten Geräteschrank realisiert werden. Im Nachhinein muss angemerkt werden, dass dieses Messgerät nicht den Anforderungen an einen autarken Betrieb im Rotorblatt genügte und ausgetauscht wurde.

3.2.2.3 Anforderungen an Sensoren und Sensorarrays

Faser-Bragg-Gitter für Einzelsensor und Array

Wellenlänge	1520 bis 1570 nm
Reflektivität	90 bis 99 %
FWHTM	< 0,3 nm
Seitenbandunterdrückung	besser 20 dB
Einsatztemperatur	- 30 bis 100 °C
Faser	Corning SMF 28

Einzelsensor oder Sensorarray

max. Dehnung (bare fiber)	1 %
Dehnungsbereich (eingebettet)	$\pm 3,5 \text{ ‰}$
Durchmesser (recoateter Bereich)	< 0.3 mm
Abstand der Einzelsensoren im Array	> 10 cm (abhängig von Lage der Messstellen)

Sensorpatch

Dehnungsbereich	$\pm 3,5 \text{ ‰}$
Patchdicke (für Einbettung)	0,8 mm

Tabelle 3-3: Vorgaben für Sensoren und Sensorarrays im Rotorblatt

Einbettungsuntersuchungen in FVW haben gezeigt, dass für den Anwendungsfall der Werkstoffintegration in GFK- und CFK-Lamine ab einer Klebelänge von ca. 20 cm einfache, standardmäßige Acrylat-Coatings für Faser und FBG-Recoating ausreichend sind. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass bei zu geringer Überdeckung der Sensorfasern der sensitive Bereich bei Druckbelastung sich nicht nur axial verformt und so Doppelbrechungseffekte das Messsignal stören. Um dies zu verhindern, sollte die Faser vorgespannt werden. Die Vorspannung muss in diesem Fall so gewählt werden, dass sowohl mechanische als

auch temperaturinduzierte Veränderungen den sensitiven Bereich nicht mit Druck beaufschlagen sollten.

Bei der Einbettung der FBG in Patches und bei der Einlaminierung von „nackten“ FBG-Sensoren kann dieser Fall durch eine ausreichende Harz bzw. Harz-Gewebeüberdeckung (praktischerweise Gelege $\pm 45^\circ$) vermieden werden, so dass auch Messungen im Druckbereich möglich sind.

Die faseroptischen Sensoren, die zur Installation im Rotorblatt bzw. für den Rotorblattversuchsstand vorgesehen wurden, mussten deshalb den in Tabelle 3-3 aufgeführten Parametern genügen.

Für das Messgerät T4 der Firma Smartfibres mussten die Abstände der Einzelsensoren für ein optimales Messergebnis ca. 10 Meter Abstand zueinander betragen.

3.2.3 Leistungsparameter aus der Sicht der Rotorblattüberwachung

Bei der Auswahl der Sensoren zur Zustandsüberwachung von Rotorblättern wurde eine Beschränkung auf Beschleunigungs- und Dehnungssensoren getroffen, da hierfür bei den Projektpartnern die größten Erfahrungen vorliegen und dieses Konzept auch als aussichtsreich eingeschätzt wird. Wie aus der FE-Analyse des Ersatzrotorblattes für den Stellvertreterversuch deutlich wird, sind Änderungen von Eigenfrequenzen und zugehörigen Schwingungsformen mögliche Indikatoren für strukturelle Veränderungen. Durch lokale Schäden werden Änderungen der Steifigkeiten bewirkt oder Veränderung der Massenverteilung infolge von Eisansatz hervorgerufen. Veränderungen dieser beiden Parameter können, sofern ihre Größe und ihre Lage in der Struktur günstig sind, zu messbaren Änderungen im Eigenfrequenzspektrum führen.

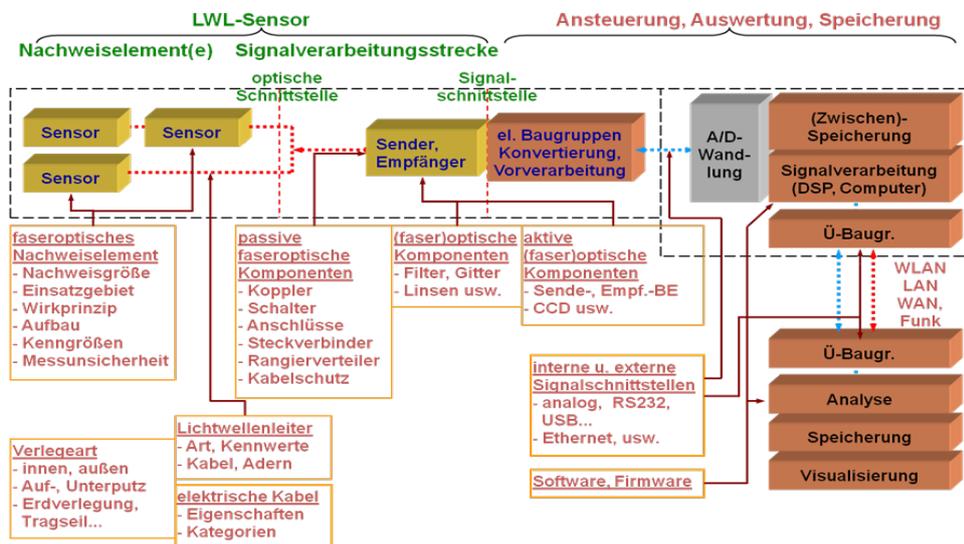


Abbildung 3-1: Allgemeine schematische Darstellung eines faseroptischen Messsystems.

Das zum Einsatz kommende Dehnungsmesssystem der Firma Smart Fibre (beschafft durch BAM-VIII.1) besteht aus einem Faser-Bragg-Messgerät mit den dazugehörigen Faser-Bragg-Sensoren (FBG). Das Messgerät erfüllt die für eine Feldtauglichkeit notwendigen Anforderungen. Dazu gehören zuverlässiger Schutz vor Vibrationen, Feuchtigkeit, Blitzeinschlag und eine Funktionszuverlässigkeit in einem definierten Temperaturbereich. Hinzu kommen die besonderen Anforderungen im Offshore-Betrieb. Das Messgerät nimmt die Messdaten von mindestens 50 Sensoren mit einer Frequenz von 50 Hz gleichzeitig auf. Dadurch ist eine kontinuierliche Datenaufzeichnung möglich, die eine Dauerüberwachung gewährleistet und die Voraussetzung erfüllt, um Daten für die Capture-Matrix (siehe Abschnitt 2.3.4.1) zu liefern.

Die Sensoren messen die bei Rotorblättern von Windenergieanlagen auftretenden Randfaserdehnungen aufgrund sich überlagernder Schlag-, Schwenk- und Torsionsbelastungen zur Erfassung der Werkstoffbeanspruchung. Die erwarteten Randfaserdehnungen liegen für den Nennlastfall bei ca. 0,1 %. Auch für die Sensoren gilt die Forderungen nach Sicherheit gegenüber äußeren Beanspruchungen wie Blitzeinschlag, hohe Luftfeuchtigkeit, Salz, Temperaturschwankungen oder Abrasion.

3.3 Hard- und Softwareschnittstellen

Ein faseroptisches Messsystem besteht in der Regel aus seriell, parallel oder verteilt angeordneten faseroptischen Sensoren, die ihrerseits aus den Nachweis- bzw. sensitiven Elementen sowie Übertragungs- und Schutzelementen bestehen. Mit dem Messgerät sind diese über Lichtwellenleitern verbunden, die die Energie und Signalübertragung übernehmen.

Das Messgerät selbst besteht aus Sende- und Empfangsbaugruppen, die durch passive und aktive optische oder faseroptische Komponenten ergänzt werden, aus Baugruppen zur Konvertierung und Vorverarbeitung der Signale, A/D-Wandlern, Speicherbaugruppen, Baugruppen zur Signalverarbeitung und Übertragungsbaugruppen, die die verarbeiteten Daten weiter vermitteln. Meist werden diese Daten an interne oder externe Rechner zur weiteren Analyse, Speicherung und Visualisierung übergeben. Abbildung 3-1 zeigt eine schematische Darstellung eines faseroptischen Messsystems. Die Einteilung des LWL-Sensors erfolgte nach DIN EN 61757-1. Für dieses System wurden die in Tabelle 3-4 festgelegten Hardwareschnittstellen definiert.

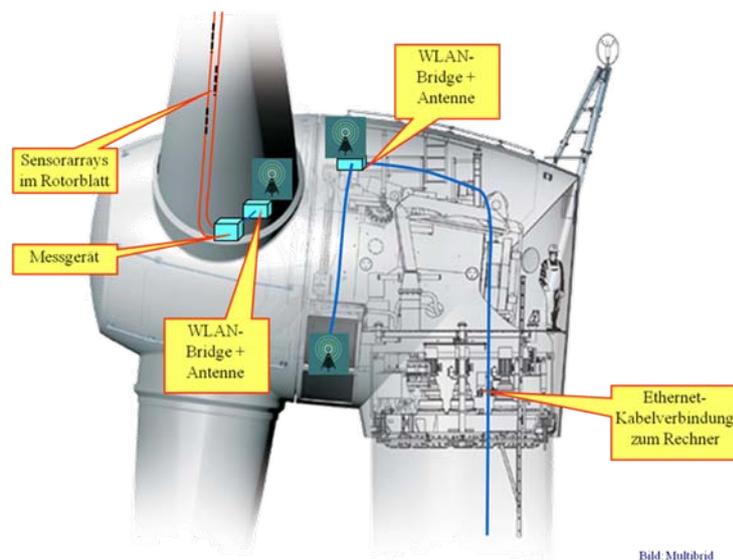


Abbildung 3-2: Konzept des FBG-Messsystems im Rotorblatt der M5000_2.

Der konzeptionelle Aufbau des faseroptischen Messsystems in der Multibrid- Windenergieanlage basiert auf demselben Schema. Abbildung 3-2 zeigt die wesentliche Elemente des Messsystems: Im Rotorblatt A3 006 einlamierte faseroptische FBG-Sensoren sind über angespleißte Lichtwellenleiterkabel, die im Inneren des Blattes fixiert sind, über die Trennwand an der Blattwurzel zum Messgerät geführt, wo sie mittels Steckverbinder mit dem Gerät verbunden sind. Das Messgerät ist über eine Ethernet-Kabelverbindung mit einer WLAN-Bridge verbunden, die ihrerseits die Messsignale kabellos zu und die Steuersignale für das Messgerät von einer in der Gondel angebrachte WLAN-Bridge überträgt, von wo aus der Datenstrom über das interne Netzwerk der Multibridanlage zum Messrechner übertragen werden.

Bemerkungen:

- Bei der Installation des T4 Messgeräts in der M5000_2 wurde statt der WAB-2000 die WLAN-Bridge des Projektpartners IGUS-ITS zur drahtlosen Übertragung angeschlossen.

- Dieser Übertragungsweg wurde ebenfalls für die Advoptics-Messeinrichtung verwendet.
- Die Realisierung der softwaremäßigen Weitergabe der Messdaten (Softwareschnittstelle) erfolgte dankenswerter Weise beim T4-Gerät durch Programmierung der notwendigen Routinen und der Remote-Steuerung durch BAM-V.6 auf dem Messrechner.
- Die Weitergabe der Messdaten des Advoptics-Systems an die Capture-Matrix erfolgte außerhalb dieses Teilprojekts.

Schnittstelle	Spezifikation
LWL-Verbindung der Sensorarrays zum LWL-Verbindungskabel	<ul style="list-style-type: none"> - Spleißverbindung in 45 mm Schmelzspleißschutz - Spleißdämpfung < 0,1 dB - Einhäusung in einlaminiertes Spleißbox Schutzart IP68
LWL-Anschluss des LWL-Verbindungskabels am Messgerät	<ul style="list-style-type: none"> - Steckverbindung FC/APC im Messschrank - Durchführungen IP68
Ausgang vom Messgerät zum WLAN-Router 1 und Ausgang am WLAN Router 2 (WAB-2000 108Mbps Mesh AP/Bridge)	<ul style="list-style-type: none"> - Ethernet RJ45 oder kompatibel mit Verschraubung - PoE - Gerät Schutzart IP66 - alle Anschlüsse Schutzart IP68
Innenverkabelung Multibrid	- keine Anforderungen, Verwendung wie installiert
Messrechner	- 2x Ethernet 10/100 Mbps

Tabelle 3-4: Hardwareschnittstellen für das faseroptische Messsystem in der Windenergieanlage M5000_2

3.4 Entwicklung angepasster faseroptischer Sensorik

Im direkten Zusammenhang mit der Definition der Hard- und Softwareschnittstellen steht die Auswahl und Anpassung entsprechender Sensortechnik. Von Anfang an war der Einsatz von Faser-Bragg-Gitter-Sensoren (FBG-Sensoren) für die Instrumentierung des Rotorblatts der Windenergieanlage vorgesehen. FBG-Sensoren haben den Vorteil, die Messgröße Dehnung direkt in eine Änderung ihrer Bragg-Wellenlänge umzusetzen. Natürlich sind dabei auch andere Parameter wie Temperatureinfluss und Dehnungsübergang zu beachten. Für den Einsatz genauso wichtig sind die Applikationsweise und der Ort der Anbringung der Sensorik.

Eine direkte Einbettung des Fasersensors in den Verbundwerkstoff während der Herstellung der Struktur setzt eine Unterbrechung des Herstellungsvorganges des Bauteils, hier des Rotorblatts, voraus. Außerdem müssen die Faseranschlüsse bei dem weiteren Verarbeitungsprozess geschützt werden. Diese Bedingungen sind bei der Produktion der Rotorblätter nicht einfach zu erfüllen.

Eine einfachere Möglichkeit ist, die Sensorfaser zwischen fertige Einzelteile des Rotorblatts, z.B. zwischen Gurt und Steg, während der Montage zu platzieren. Diese Vorgehensweise setzt ebenso eine Abstimmung der Applikationsarbeiten mit dem Herstellungsprozess voraus.

Bei bestehenden Windenergieanlagen wurden oft die Fasersensoren auf die Oberfläche der Bauteile durch Kleben appliziert. Hierfür wurden verschiedenen Methoden und Klebstoffe verwendet.

Sowohl beim Einbetten als auch beim Kleben der Fasersensoren ist die Haftung zwischen Faser bzw. Faserbeschichtung und Verbundwerkstoff bzw. Klebstoff für die Dehnungsübertragung vom Werkstoff zur Sensorfaser von immenser Bedeutung und beeinflusst entscheidend die Zuverlässigkeit der Messergebnisse. Die Faserbeschichtung dient in der Regel zum Schutz der Faser vor Umgebungseinflüsse und korreliert sehr bedingt mit dem

Messziel Dehnungsübertragung vom Werkstoff zur Sensorfaser. Umfangreiche Versuche in der Arbeitsgruppe in der Vergangenheit mit verschiedenen Faserbeschichtungen und Klebstoffen haben gezeigt, dass eine universelle Lösung für eine optimale Dehnungsübertragung schwer zu finden ist.

Um alle unsicheren Einflüsse, die durch die Interaktion verschiedener Fasern / Faserbeschichtungen mit den Verbundwerkstoffen bzw. Klebstoffen verursacht werden könnten, zu eliminieren, wurde ein Applikationskonzept entwickelt. Dieses Konzept erlaubt ein zuverlässiges und langzeitstabiles Applizieren der Sensorfasern in die Rotorblätter auch nach der Herstellung bzw. in bereits vorhandene Windenergieanlagen.

Für die Herstellung von Composite-Versuchsmustern mit eingebetteten Sensorfasern wurden Tests zur Auswahl der Fasern sowie zur Optimierung der Einbettung durchgeführt. Die Kernfrage betrifft die Sicherstellung der Dehnungsübertragung sowie die langfristig zuverlässige Funktion als Sensoren für das Verformungsmonitoring. Entscheidende Fragen, die in Tests zu beantworten waren, sind die Auswahl der polymeren Coatings der Sensorfasern, die Wirkung von Störungen der Laminatstruktur auf die optischen Parameter der Fasersensoren sowie die Quantifizierung möglicher Driften und Alterungseffekte. Hierzu wurden im Labor Klebversuche mit diversen Sensorfasern und Klebstoffen durchgeführt, um das Dehnungsübertragungsverhalten zu testen. An Modellen wurden Langzeittests zum Halten der Vorspannung in den Fasern bei punktförmiger Klebung auf den Werkstoff durchgeführt.

An Testmustern wurden insbesondere optische physikalische Effekte, die aus der Einbettung resultieren, betrachtet.

3.4.1 Erprobung der FBG-Sensorik am Rotorblatt

Die Erprobung der faseroptischen Sensoren erfolgte an den folgenden zwei Objekten:

- Die erste Installation, zu einem relativ frühen Zeitpunkt der Projektbearbeitung, erfolgte in einem Rotorblatt der Windenergieanlage M5000_2 des Projektpartners Multibrid. An den Versuchsmustern zur Anpassung der Sensorik an die Anforderungen in FVW-Bauteilen und an der Sensorintegration wurde gearbeitet. Diese Installation, notgedrungen zum Teil intuitiv geplant, barg also von Anfang an gewisse Risiken. Dass diese auch real waren, zeigt der Ausfall eines Großteils der integrierten Sensorik. Zwar waren die Ursachen für den Ausfall nicht in der faseroptischen Sensorik selbst zu suchen, sondern lagen an der Unachtsamkeit des Herstellers während der Fertigung, der Korrektur von Laminierfehlern und nachträglichen Reparaturarbeiten, die Ausfälle beeinträchtigten aber die Messmöglichkeiten und verursachten Nacharbeiten.
- Die zweite Installation wurde am Ersatzrotorblatt für den Rotorblattversuchsstand in der BAM zu einem wesentlich späteren Entwicklungszeitpunkt durchgeführt. Die Einbettungstechnologie war weiterentwickelt und die Installationsbedingungen waren wesentlich besser. So blieben die Sensorverluste auf einige wenige, die bei Schleifarbeiten auftraten, begrenzt.

Die Zeitproblematik war beim Einsatz der Fasersensorik für Feldtests in Rotorblättern sehr wesentlich. Die Werkstoffintegration von FBG ist noch ein sehr junges Forschungsgebiet. Langjährige Erfahrungen oder fertige Lösungen, wie bei oberflächlich applizierten Messaufnehmern, egal ob faseroptisch oder elektrisch, sind noch nicht vorhanden. Optimale Lösungen für bestimmte Aufgabengebiete konnten deswegen erst nach der ersten Applikation im Rotorblatt erarbeitet werden.

3.4.1.1 Applikation der faseroptischen Sensorik

Anfang des Jahres 2006 bot sich die Applikation von Fasersensoren in einem Rotorblatt an, das für eine Windenergieanlage eines Projektpartners gefertigt werden sollte. Diese Chance der Applikation von im Werkstoff integrierten Sensorfasern unter betriebsmäßigen Bedingungen wurde genutzt. Allerdings unterschied sich der Werkstoff, in den die Fasern eingebettet werden sollten, von demjenigen, der in bisherigen Laboruntersuchungen genutzt wurde. Ein Test des Dehnungsübergangs für eingebettete Fasersensoren, also quasi eine

„Kalibrierung“, waren in Anbetracht der knappen Zeit bis zur Einbettung nicht möglich. Auch eine ausführliche Vorklärung der Fertigungstechnologie war schwierig, da der Hersteller der Rotorblätter nicht Projektpartner war.

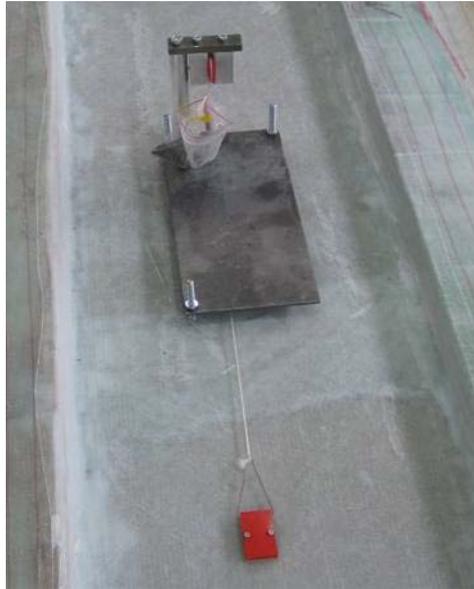


Abbildung 3-3: Vorrichtung zur Vorspannung der einzubettenden Fasersensoren

Die Dimensionierung der Sensorketten erfolgte nach Rücksprache mit den Werkstoffexperten der Fachgruppe V.6. Nach Vorliegen der Sensorketten wurden Funktionstests im Labor durchgeführt. Zur Bewältigung der einbettetechnologischen Herausforderung wurden ebenfalls gemeinsam mit der BAM-Fachgruppe V.6 die Fertigungsschritte durchgespielt und die notwendigen Vorrichtungen zum Einbetten der Fasern entwickelt. Kernstück zum Eintragen der Vorspannung in die eingebetteten Fasern ist die entwickelte Vorspanneinrichtung (Abbildung 3-3). Die Vorrichtung stellt die Funktionsweise der Sensorfasern für den Lastfall Zug des Komposite-Materials (Dehnung der Fasersensoren) und Druck (Stauchung) sicher. Mit Hilfe dieser Vorrichtung wurden die Fasersensoren in den Rotorblatt-Werkstoff einlamiert (Abbildung 3-4). Für die Verbindung der Fasern untereinander wurden im Rahmen des Teilprojekts Boxen für Spleißkassetten entwickelt, die in die Blattstruktur eingebettet wurden.



Abbildung 3-4: Fasersensor-Einbettung in ein 56 m langes Rotorblatt.



Abbildung 3-5: Blasenbildung im Bereich der Sensorfasern.

Der Laminierprozess unter Betriebsbedingungen hat jedoch Probleme aufgeworfen, die in den Laborversuchen noch nicht bearbeitet worden waren: Blasenbildung unter der Oberfläche (Abbildung 3-5), Herstellung von Sensorfaser-Verbindungen im Werkstoff selbst, Herausführung der Anschlussfasern und Handling während der Nutzung der Laminiermaschine bzw. während des Blatttransports.

Ein weiterer wichtiger Punkt der FuE-Arbeiten im Zusammenhang mit der Blatinstrumentierung und -erprobung betraf die Auswahl eines Messgeräts für das Auslesen der Sensorfasern vor Ort, d. h. unter den Bedingungen der Windkraftanlage. Ein derartiges Gerät muss sowohl den Betriebsbedingungen als auch den kommunikationstechnischen Anforderungen im Gesamtsystem genügen (siehe Abschnitt 3.2.)

Der Einbau und die Vorbereitung des Anschlusses der Sensorfasern an das Messnetz wurden Ende 2006 realisiert.

Bei der Ankunft des Rotorblattes in Bremerhaven Ende 2006 erfolgte eine erste Kontrolle der eingebetteten Sensorarrays. Dabei wurde leider der Ausfall einer Anzahl von Sensoren festgestellt.

3.4.1.2 Labortest des Messsystems

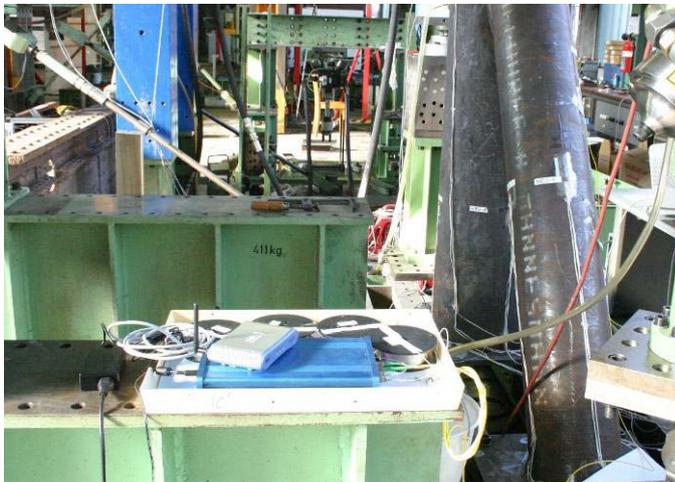


Abbildung 3-6: Erprobung der Anbindung des faser-optischen Messsystems in einer Versuchshalle der BAM.

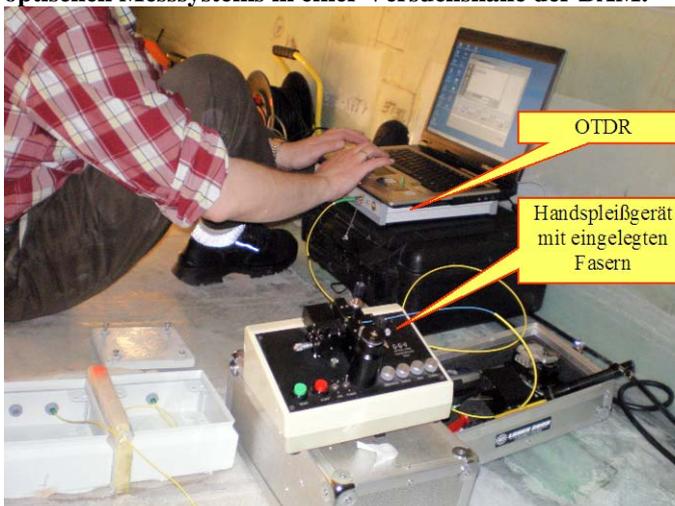


Abbildung 3-7: Inspektion der FBG-Sensorarrays im Rotorblatt

Als nächster Arbeitsschritt erfolgte ein Test des FBG-Messgeräts. Dieses musste, damit es die im Abschnitt 3.2.2 formulierten Anforderungen bezüglich einer Messrate von 50 Messungen pro Sekunde erfüllt, beim Hersteller umgebaut werden. Deshalb wurde nach Erstellung der Aufzeichnungssoftware und der Datenbank-anbindung für das T4-Messgerät durch BAM-V.6 im März 2007 im Rahmen einer Erprobung des Datenbank-systems ein Test des faser-optischen Systems und der Aufzeichnungssoftware durchgeführt. Dazu wurden Faser-Bragg-Sensoren (FBG), die teils auf einem Modell-Tripod appliziert wurden, teils als „lose“ Sensorarrays vorlagen, an das T4-Gerät angeschlossen (Abbildung 3-6). Die Daten wurden vom Gerät zum Messrechner über eine WLAN-Verbindung übertragen. Von BAM-V.6 und -VII.2 erfolgte eine Optimierung des Datenaustausches mit dem Datenbanksystem.

Die Belastungszyklen des Tripod-Modells konnten mit dem Sensorsystem erfasst und in Dehnungswerte konvertiert werden. Befehle zum Einschreiben der Messdaten in die Datenbank wurden durch den Messrechner erkannt.

3.4.1.3 Inspektion und Testbetrieb der faseroptischen Sensorik im Rotorblatt

Zur erwähnten Spezifizierung des Sen-sorausfalls im Rotorblatt erfolgte vor der Durchführung weiterer Arbeitsschritte vor Ort eine Inspektion und Bestandsaufnahme der noch funktionsfähigen eingebetteten FBG-Sensoren. Diese Inspektion wurde im April 2007 durchgeführt. Für die Messung wurde ein tragbares hochauflösendes OTDR verwendet, das neben der Identifikation der Sensoren auch die eingetretenen Beschädigungen der optischen Fasern örtlich auflösen konnte (Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8).

Im Ergebnis dieser Überprüfung stellte sich heraus, dass lediglich 5 detek-tierbare Sensoren auf der Druckseite und 3 Sensoren je Array auf der Saug-seite von den Anschlussboxen an der Blattspitze erreichbar sind. Einige dieser verbliebenen Sensoren befinden sich zudem in Bereichen mit hohem Dämpfungselag bzw. geschädigten Bereichen der Fasern. Damit war ein Auslesen aller verbliebenen Sensoren auf Grund der speziellen Eigenschaften des FBG-Messgeräts und der begrenzten Kanalzahl nicht möglich. Beim Einsatz eines hochwertigeren Messgeräts wären mehr Sensoren auslesbar gewesen.

Entgegen der ursprünglichen Planung musste eine Alternativlösung gefunden werden, die eine Bereitstellung von Daten aus dem Blatt-, insbesondere dem Wurzelbereich, ermöglicht.

Dazu eröffneten sich verschiedene Varianten. Eine zunächst vorgeschlagene Nachapplikation von „nackten“ FBG-Einzelsensoren oder Sensorarrays auf der Innenseite der Blätter war nicht praktikabel, da sowohl Befestigung als auch notwendiges Vorspannen sowie der Schutz der optischen Fasern unter den gegebenen Bedingungen nicht realisierbar waren.

Bessere Chancen versprachen dagegen vorgefertigte Sensorpatches mit integrierten FBG's. Diese bestehen z.B. aus einem mehrlagigen CFK- oder GFK-Material, in dessen Mitte der FBG-Sensor in geeigneter Weise fixiert ist. Sie würden einen Schutz der Fasern an der Messstelle realisieren und sich problemloser als Fasern mit eingeschriebenen FBG applizieren lassen. Außerdem ließen sie sich durch Auswahl verschiedener Gelege in geeigneter Orientierung und unterschiedlichen Harzen mit ihren physikalischen Eigenschaften besser an das Blattmaterial anpassen. Als Nachteil würden sich die zusätzlichen Dehnungsübergänge vom Blattmaterial auf die Sensorfaser ergeben. Diese würden sich jedoch durch Kalibrierung der Sensorpatches kompensieren lassen.

Zusätzlich zu den formulierten Arbeitspaketen wurden entsprechende Sensor-Patches von BAM-VIII.1 geplant, aufgebaut und erprobt. Erste Muster wurden bis Juni 2008 erstellt.

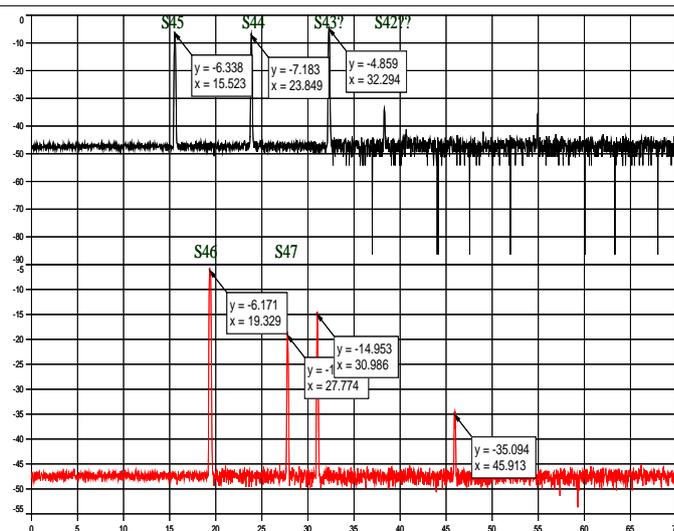


Abbildung 3-8: OTDR-Rückstreubild von zwei defekten Sensorarrays. Die Peaks stellen die Reflexionen der Sensoren dar. In den Kästchen ist Größe und Lage der Reflexionen angegeben.

Der Fortgang der Installation im Rotorblatt wurde dahingehend geändert, dass zunächst die verbliebenen eingebetteten Sensoren an das Messgerät angeschlossen wurden und eine Ersatzapplikation im Nachhinein angestrengt wurde. Für die Ersatzapplikation wurden zwei Messkanäle am Gerät vorgesehen.

Das T4-Messgerät sowie die Stromversorgungen für Gerät und WLAN waren nicht für den Betrieb im Nabenbereich der WKA ausgelegt. Für den Betrieb des faseroptischen Messsystems in der WKA war es deshalb notwendig, dass diese Komponenten extra geschützt und temperiert werden.

Für diesen Zweck wurde von BAM-VIII.1 zusätzlich ein Messschrank mit

verschließbarer Tür aufgebaut. Dieser beinhaltet folgende Bestandteile:

- Stromversorgungsmodule, Temperaturregelung,
- einen temperaturgeregelten Bereich für Messgerät und Spleißablagen,
- das Kühlprofil mit Lüfter und thermoelektrischen Heiz- und Kühlelementen und
- das elektrische Verteilerfeld für externe Anschlüsse.

Für den Messschrank wurden zwei verschiedene Anbringungsorte in der WEA diskutiert:

Ursprünglich war die Innenseite der Schottwand des Flügels dafür vorgesehen. Dies hätte aber bedeutet, dass das LAN-Kabel und eine 230 V-Versorgungsleitung durch das Schott hätte geführt und frei durch den Raum des Wurzelanschlussbereichs bis zur Nabe gespannt werden müssen.

Deshalb wurde als neuer Anbringungsort eine Stelle an den vorhandenen Montagestreben im Nabenbereich als zweckmäßiger erachtet. Vorteilhaft ist, dass lediglich die dünnen LWL-Kabel von der Schottwand zum Messschrank gespannt werden mussten und damit keine Verdrehung spannungsführender Teile bei Blattverstellung auftritt.

Nach Klärung des Anbringungsortes wurden von BAM-VIII.1 die hauptsächlichsten Montage- und Anschlussarbeiten an der M5000_2 in Bremerhaven durchgeführt (Abbildung 3-9). Dabei erfolgte

- die Montage des Messschrank in Zusammenarbeit mit der Fa. Multibrid,
- der Netzanschluss, der Anschluss der LWL und der LAN-Anschluss des Messschrank über einen Port des IGUS-ITS-Switches in der Nabe sowie
- ein Überprüfen der Funktionstüchtigkeit von Messgerät und Datenübertragung aus den Rotorblättern bis zur Rechnerplattform.



Abbildung 3-9: Installation der LWL-Verbindungskabel zwischen Sensoranschlussboxen im Blatt und Geräteschrank in der Nabe.

Auf das Messgerät in der M5000_2 konnte sowohl vom Rechner der Fachgruppe BAM-VII.2 als auch vom Rechner der Fachgruppe BAM-VIII.1 zugegriffen werden. Über das vom Hersteller mitgelieferte Messprogramm und über die von BAM-V.6 erstellte Software ließ sich das T4-Fasersensor-Messgerät auslesen. Ebenfalls war es BAM-VII.2 möglich, den Messrechner von der BAM aus anzupingen. Die Datenerfassungssoftware wurde am Ende der Montagearbeiten gestartet. Eine andauernde Datenübertragung vom Messgerät zum Rechner ließ sich zu diesem Zeitpunkt nicht realisieren. Für die weitere Bearbeitung ergaben sich deshalb zwei Problemschwerpunkte: Eine Lösung für eine wenigstens teilweisen Nachapplikation der ausgefallenen faseroptischen Messstellen sowie eine Lösung für die unsichere Datenverbindung zu finden.

3.4.1.4 Sensorpatches zur oberflächigen Nachinstallation

Durch die festgestellten Beschädigungen der Faserzuleitungen war ein Großteil der applizierten FBG-Sensoren nicht mehr ansprechbar. Als Alternativlösung wurde eine oberflächige Nachinstallation vorgefertigter Sensorpatches mit integrierten FBG an ausgewählten Stellen des Blattwurzelbereichs angestrebt.

Eine Lösung des Problems sollte durch parallele Vorgehensweisen gefunden werden. Die erste bestand in der Entwicklung einer eigenständigen Lösung durch die BAM, die zweite in der möglichen Auswahl einer praktikablen industriellen Lösung.

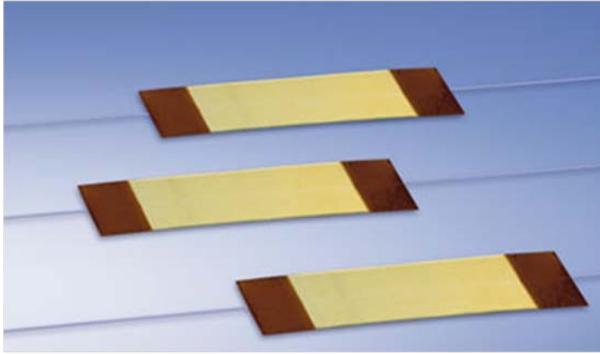


Abbildung 3-10: Optische DMS der Fa. HBM.

Quelle: <http://www.hbm.de/>

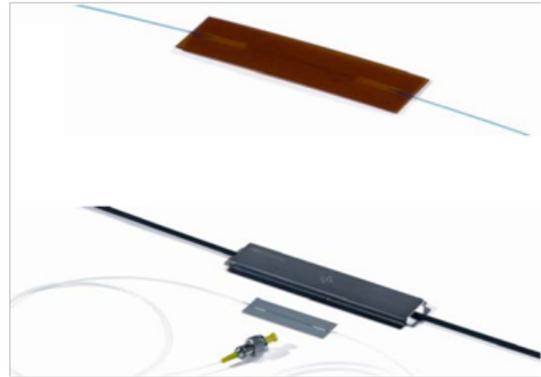


Abbildung 3-11: MuST-Patches mit FBG-Sensoren zur Dehnungsmessung der Fa. SMARTEC.

Quelle: www.smartec.ch/PDF/SDS/12.12MuSTStrainSensor.pdf



Abbildung 3-12: Einbettbare und oberflächenapplizierbare FBG-Sensoren der Fa. Micron Optics.

Quelle: Datenblätter Micron Optics



Abbildung 3-13: Verschiedene FBG-Sensoren der Fa. Fibersensing

Quelle: Datenblätter Fibersensing

Ziel des ersten Weges war es, eine gemeinsame Lösung für einbettbare und oberflächenapplizierbare Sensorpatches zu finden, um eine Doppelentwicklung auf Grund der begrenzten Mittel zu vermeiden. Als wesentliche Anforderungen an derartige Sensor-Patches wurden folgende Kriterien angesehen:

- reproduzierbares Messen sowohl im Zug- als auch im Druckbereich,
- Eignung für die Applikation auf konkav oder konvex gekrümmten Oberflächen,
- Geringer Zeitaufwand bei der Applikation vor Ort, unter realen Umweltbedingungen.

Die Patches bestanden aus einem mehrlagigen GFK-Material, in dessen Mitte der FBG-Sensor in geeigneter Weise fixiert wurde. Sie sollten einen Schutz der Fasern an der Messstelle realisieren und sich problemloser als „nackte“ Fasern mit eingeschriebenen FBG applizieren lassen.

Die Arbeit an Alternativlösungen wurde bis Anfang 2008 fortgesetzt, da Patches von Fremdherstellern, wie optische DMS von HBM (Abbildung 3-10), Sensoren von SMARTEC (Abbildung 3-11), Micron Optics (Abbildung 3-12) oder fibersensing (Abbildung 3-13) nicht den Anforderungen genügten oder zu diesem Zeitpunkt noch nicht kommerziell verfügbar waren.

Anfang 2008 zeichnete sich für die Oberflächenapplikation eine alternative Lösung des Problems mit Hilfe kommerzieller faseroptischer Messtechnik ab. Diese Lösung wurde von BAM-VII.2 initiiert und weiter verfolgt.

Die Entwicklung von Patches für dieses Projekt wurde nach der Prüfung der alternativen Lösung und der Entscheidung, dass die für die Fasersensorik vorgesehenen Mittel für die industriell verfügbare Lösung aufgebracht werden können, abgebrochen (siehe Abschnitt 3.4.1.5.).

Parallel zu diesem Projekt werden in BAM-VIII.1 Patches für spezielle Aufgaben im Rahmen anderer Projekte aufwändig entwickelt und befinden sich zurzeit in der Erprobungsphase. (siehe Abschnitt 3.6)

Untersuchungen zur einfacheren, aber unhandlichen Einbettung bzw. Oberflächenapplikation von ungeschützten („nackten“) FBG-Sensoren sowie Vergleichsmessungen mit oberflächenapplizierbaren Patches und herkömmlichen Dehnmessstreifen wurden im Herbst 2008 im Rahmen einer Diplomarbeit wieder intensiviert (siehe Abschnitt 3.7).

3.4.1.5 Tests von Oberflächenpatches und Messgerät

Im April 2008 wurden in Zusammenarbeit mit BAM-VII.2 und -V.6 Test- und Vergleichsmessungen mit kommerziell verfügbaren oberflächenapplizierbaren Patches (Abbildung 3-14) sowie einem Testsystem der französischen Fa. Advoptics/FOSystems durchgeführt. Auf Grund ihrer Abmessungen (Dicke ca. 3 mm) waren sie zwar nicht als strukturintegrierbare Sensoren, für die die Forderung nach einer Maximaldicke von 0,8 mm bestand, geeignet, ließen sich aber gut oberflächlich applizieren.

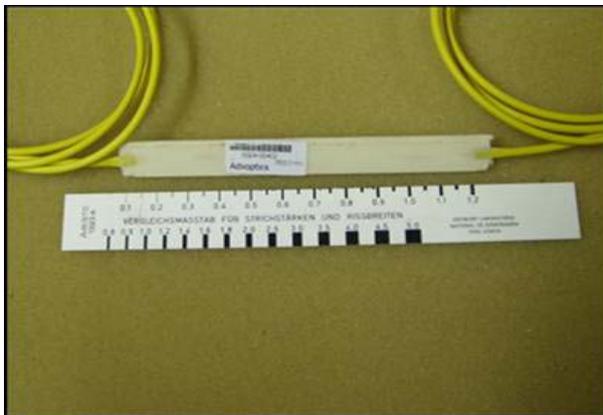


Abbildung 3-14: Oberflächenaapplizierbarer Patch von Advoptics

Quelle: BAM-VIII.1, Hofmann

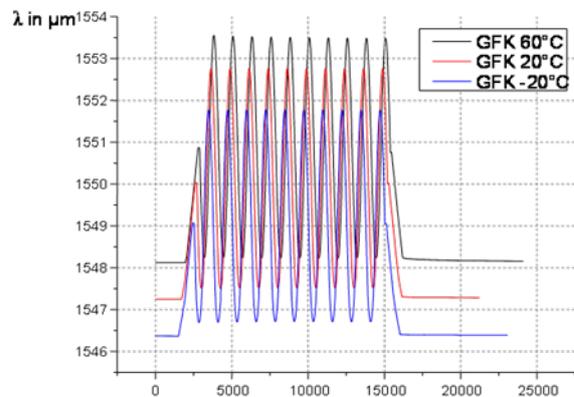


Abbildung 3-15: Advoptics-Patch, appliziert auf einem GFK-Träger, bei Wechselbeanspruchung von 0 bis 4 % mit Grundlast und verschiedenen Temperaturen.



Testsystem advoptics

Testsystem BAM mit Micron SI 425

Abbildung 3-16: Versuchsstand für Vergleichsmessungen in der BAM

Im Rahmen der Vergleichsmessungen erfolgte

- eine Überprüfung des Dehnungsübertragungsverhaltens dieser Sensorpatches sowie

- ein Vergleich der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Messgeräte.

Zur Einschätzung des Dehnungsübertragungsverhaltens wurden zunächst die bloßen Patches auf ihre Temperaturkennlinie untersucht, anschließend auf CFK- und GFK-Probestreifen appliziert und einer periodischen Wechselbeanspruchung bei Variation der Temperatur unterzogen. Als Referenz dienten auf den Proben aufgeklebten Vollbrücken-DMS sowie ein Laserextensometer, mit dem die Probendeformation durch ein Fenster in der Klimakammer beobachtet werden konnte.

Identische Versuche erfolgten sowohl mit dem Advoptics- Testsystem, dem Messsystem für die Laboruntersuchungen der Fa. Micron Optics (si 425) als auch mit einem Messgerät der Fa. Smartfibres (T4), das dem in der Windkraftanlage M5000_2 eingesetzten Gerät weitgehend entsprach (Abbildung 3-15 und Abbildung 3-16).

Ergebnisse dieser Untersuchungen waren:

- Die Temperaturkennlinien der FBG-Patches sind hinreichend linear und zeigen praktisch keine Hysterese.
- Bei Zugbelastung der FBG-Sensoren entspricht das Bragg-Spektrum den Erwartungen.
- Bei Druckbelastung, insbesondere bei tiefen Temperaturen (-20 °C) und Querdruckanteil, treten gelegentlich Doppelpeaks im Spektrum auf, die sich aber softwaremäßig ausblenden lassen. Von den optischen Eigenschaften her sind diese Patches also für den Einsatzzweck gut geeignet.
- Das Messgerät der Fa. Advoptics ist für den gesamten Einsatztemperaturbereich ausgeführt und entsprechend geschützt.
- Die Messwertauflösung und die verfügbaren Abtastraten sind als wesentlich besser einzuschätzen als beim Gerät der Fa. Smartfibres.

Diese Ergebnisse dienten der Entscheidungsfindung bezüglich der faseroptischen Messeinrichtung im Rotorblatt:

- Die bisherige Messeinrichtung wurde außer Betrieb genommen und der temperierte Schrank mit dem Messgerät wurde abmontiert. Gründe dafür waren u.a. die Ausfälle des Smartfibres-Messgeräts bei unsicherer Datenverbindung zum Messrechner, die bis dahin keinen brauchbaren Messdatenschrieb erlaubt hatten.
- Der Fa. Advoptics/FOSystems wurde der Auftrag erteilt, ihre Sensorpatches im Wurzelbereich des instrumentierten Rotorblattes nach Vorgaben von BAM-V.6 anzubringen, ihr Messsystem zu installieren und die noch messfähigen Sensorarrays der BAM darin zu integrieren.
- Zur Realisierung dieser Umdisponierung wurden die Restmittel für die faseroptische Sensorik vollständig BAM-VII.2 überlassen und zur Finanzierung dieser Dienstleistung verwendet.

Ende 2008 begann die Applikation der Oberflächenpatches durch die Fa. Advoptics in Zusammenarbeit mit BAM-VII.2. Erste kurze Messschriebe standen Ende Februar 2009 zusammen mit dem Installationsbericht von Advoptics/FOSystems zur Verfügung.

Bei Applikation und Messung mit diesem System traten anfangs ähnliche Probleme wie bei dem ersten, von BAM-VIII.1 installierten Messsystem auf:

- Die Intensität der FBG-Signale sowohl von den Advoptics-Sensoren als auch den noch detektierbaren BAM-Sensoren schwankte bzw. verringerte sich mit der Zeit (Temperatur oder Fremdeinflüsse), so dass ein Teil der Sensoren nicht messbar war.
- Zwischen Messgerät in der Nabe und Messrechner konnte zunächst keine stabile Datenverbindung hergestellt werden. Damit war keine dauernde Datenaufzeichnung möglich.

Als Fehlerursache für die mangelnde Datensicherheit wurde von Advoptics/FOSystems die WLAN-Verbindung aus der Nabe in die Gondel erkannt. Durch Einsatz eines zusätzlichen Rechners am Messgerät, der eine Zwischenspeicherung der Daten und das Management der Datenverbindung übernahm, konnte der Datenaustausch stabilisiert werden.

3.4.1.6 Ergebnisse aus dem Rotorblatt

In Abbildung 3-17 ist die Lage der derzeit gemessenen eingebetteten FBG-Sensoren der BAM farbig gekennzeichnet. Sämtliche messbaren Sensoren hatten gegenüber dem Einbau ihre aufgebraachte Vorspannung behalten. Das bedeutet, dass die Sensoren einen festen Verbund mit dem Blattmaterial haben und die im Blatt auftretenden Verformungen detektieren können. In Tabelle 3-5 sind die Kenndaten der Sensoren zusammengefasst.

Die Datenscribe des Advoptics-Systems geben die gemessenen Dehnungen der Sensoren in $[\mu\text{m}/\text{m}]$ an (Abbildung 3-18). Zu beachten ist, dass die Daten der BAM-Sensoren nicht temperaturkompensiert wurden.

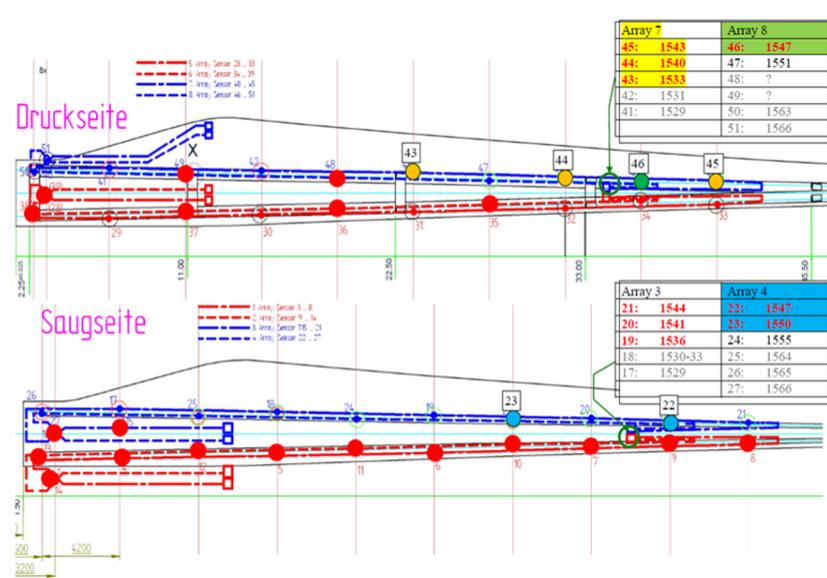


Abbildung 3-17: Mit dem Advoptics-Gerät messbare werkstoffintegrierte Sensoren der BAM aus den Arrays 7 (gelb), 8 (grün) auf der Druckseite und 4 (blau) auf der Saugseite des Rotorblattes der M5000_2.

Sensorbezeichnung BAM-Plan	Sensorbezeichnung Advoptics	Lage	Abstand vom Nullpunkt der Originalzeichnung	Wellenlänge nach Einbau	Mittenwellenlänge bei Messung Advoptics
S22 S23	10 11	Saugseite, zur Hinterkante (Extrados → Trail)	36,10 m	1547,97 nm	1547,570 nm
			27,70 m	1551,77 nm	1551,344 nm
S43 S44 S45	6 7 8	Druckseite, zur Hinterkante (Intrados → Trail)	22,50 m	1533,70 nm	1532,210 nm
			31,90 m	1539,60 nm	1540,335 nm
			40,30 m	1542,80 nm	1543,797 nm
S46	9		36,10 m	1547,70 nm	1547,820 nm

Tabelle 3-5: Kenndaten der dargestellten messbaren Sensoren im Rotorblatt der M5000_2.

Die Kurven in Abbildung 3-18 zeigen einen Messdatenschrieb von 2 Minuten Dauer der Advoptics-Patches im Blattwurzelbereich. Die grüne Kurve verdeutlicht den Temperatur-schrieb während der Messzeit. Die Abbildung 3-19 zeigt dazu die Lage der Sensoren. Aus der Beschriftung der Kurven geht die Sensornummer hervor, die ebenfalls in der Lageskizze zu erkennen ist.

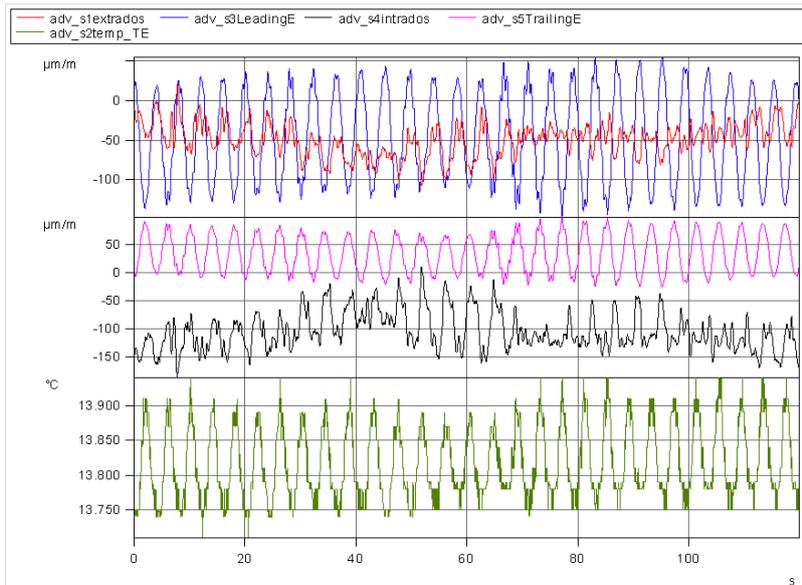


Abbildung 3-18: Messdatenschrieb vom 27.05.2009, 09:30:00 Uhr, Dauer 2 Minuten. Sensoren: Oberflächlich applizierte Advoptics-Patches im Wurzelbereich

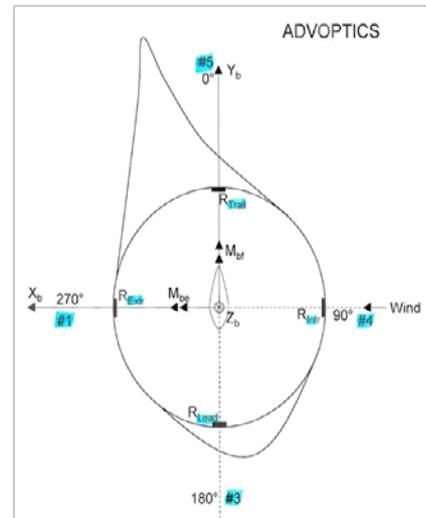


Abbildung 3-19: Lage der Advoptics-Patches an der Blattwurzel.

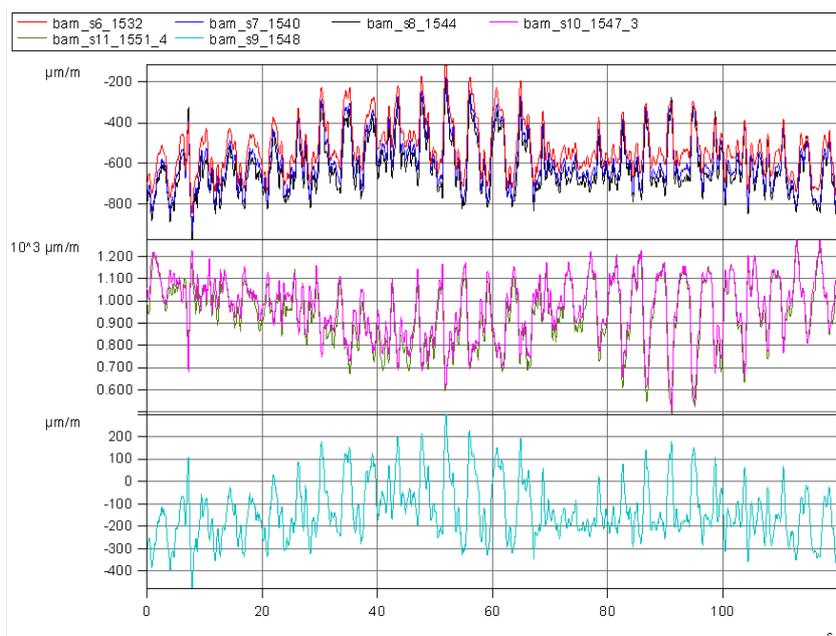


Abbildung 3-20: Messdatenschrieb vom 27.05.2009, 09:30:00 Uhr, Dauer 2 Minuten. Sensoren: Werkstoffintegrierte FBG-Sensoren der BAM im Blattprofil.

Der gleichzeitig aufgenommene Messdatenschrieb der BAM-Sensorik ist in Abbildung 3-20 gezeigt. Im oberen Feld der Darstellung sind die Daten der blattintegrierten Sensoren auf der Druckseite des Rotorblattes abgetragen, im mittleren Feld die Sensoren auf der Saugseite und im unteren Feld der einzelne Sensor des Arrays 8 wiederum auf der Druckseite.

Beide Grafiken zeigen eine gute Übereinstimmung bezüglich der Darstellung der Rotordrehbewegung. Im Vergleich der Zeitdaten von geklebten Patches und integrierten Sensoren ist zu sehen, dass die relativen Amplitudenhöhen der integrierten Sensoren erwartungsgemäß größer ausgefallen. Während die Patches im Wurzelbereich einen relativ gleichmäßigen Schwingungsverlauf anzeigen, ist bei den integrierten Sensoren schon im Amplitudenverlauf eine Überlagerung verschiedener Frequenzanteile zu erkennen.

Zu diesem Datensatz gehören folgende Information aus der Betriebsführung:

Drehzahl min = 12,11 rpm ~ 0,2 Hz
 Drehzahl max = 14,92 rpm ~ 0,25 Hz
 Drehzahl mittel = 13,68 rpm ~ 0,23 Hz
 Pitchwinkel min = -0,35°
 Pitchwinkel max = -0,06°
 Pitchwinkel mittel = -0,34°
 Schwenkfrequenzen Stillstand: 1.22 Hz
 Schlagfrequenz Stillstand: 0.89 Hz
 Schwenkfrequenz bei 15 rpm: 1,57 Hz
 Schlagfrequenz bei 15 rpm: 0,975 Hz

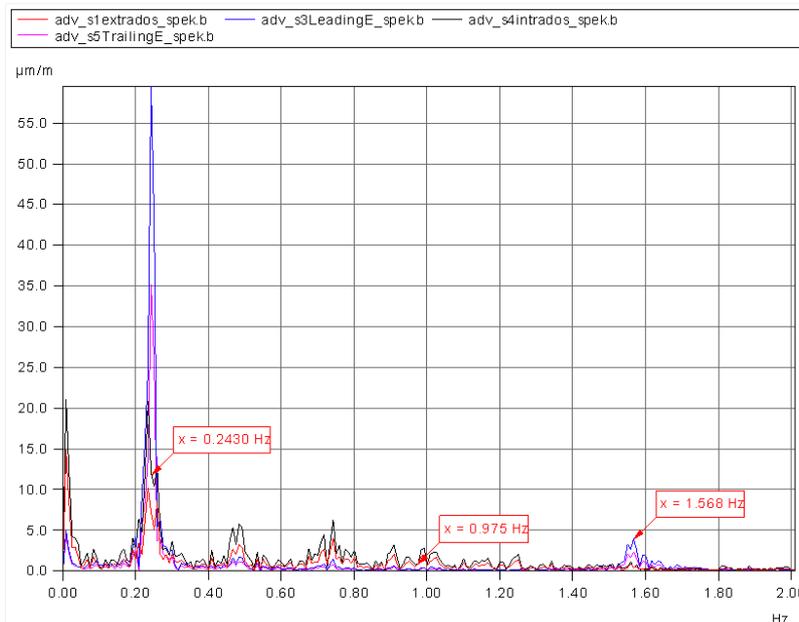


Abbildung 3-21: Amplitudenspektrum der Messdaten von den oberflächlich applizierten Advoptics-Patches

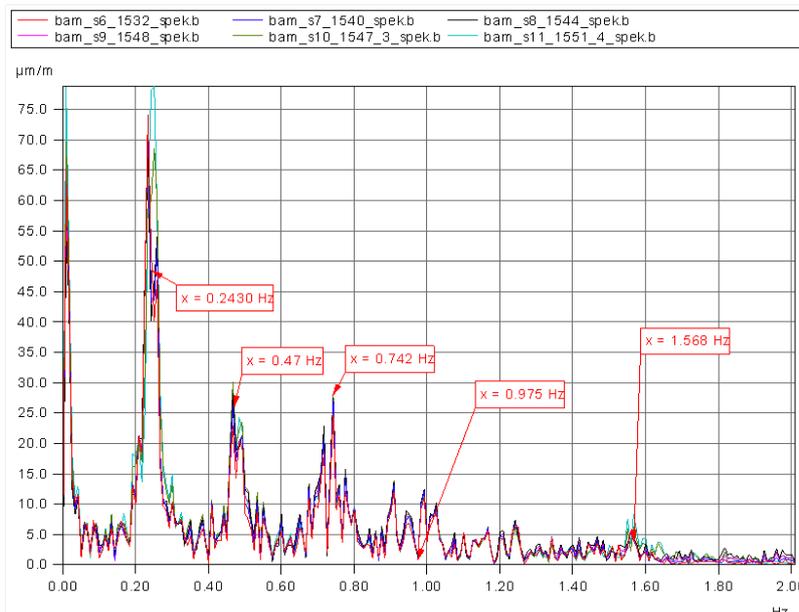


Abbildung 3-22: Amplitudenspektrum der Messdaten von den strukturintegrierten Sensoren im Blatt

Abbildung 3-21 zeigt das Frequenzspektrum der Messsignale der Patches im Wurzelbereich und Abbildung 3-22 jener der integrierten FBG-Sensoren. Auch hier wird die Rotorbewegung richtig dargestellt. Die Frequenzen Schwenkbewegung sind erkennbar, während die der Schlagfrequenzen bei den Patches kaum sichtbar sind und sich bei den integrierten Sensoren als Frequenzgemisch darstellt.

Nach Übereinkunft mit BAM-V.6 sind die Amplitudenwerte der Messsignale schlüssig. BAM-VII.2 wird nach erfolgter Kalibrierung der Sensoren in der Windenergieanlage die Messdaten aus dem Rotorblatt in die integrale Capture-Matrix einfließen lassen.

3.5 Technologien zur Sensorintegration in Kompositwerkstoffen

3.5.1 Erprobung von FBG-Arrays in Werkstoffproben

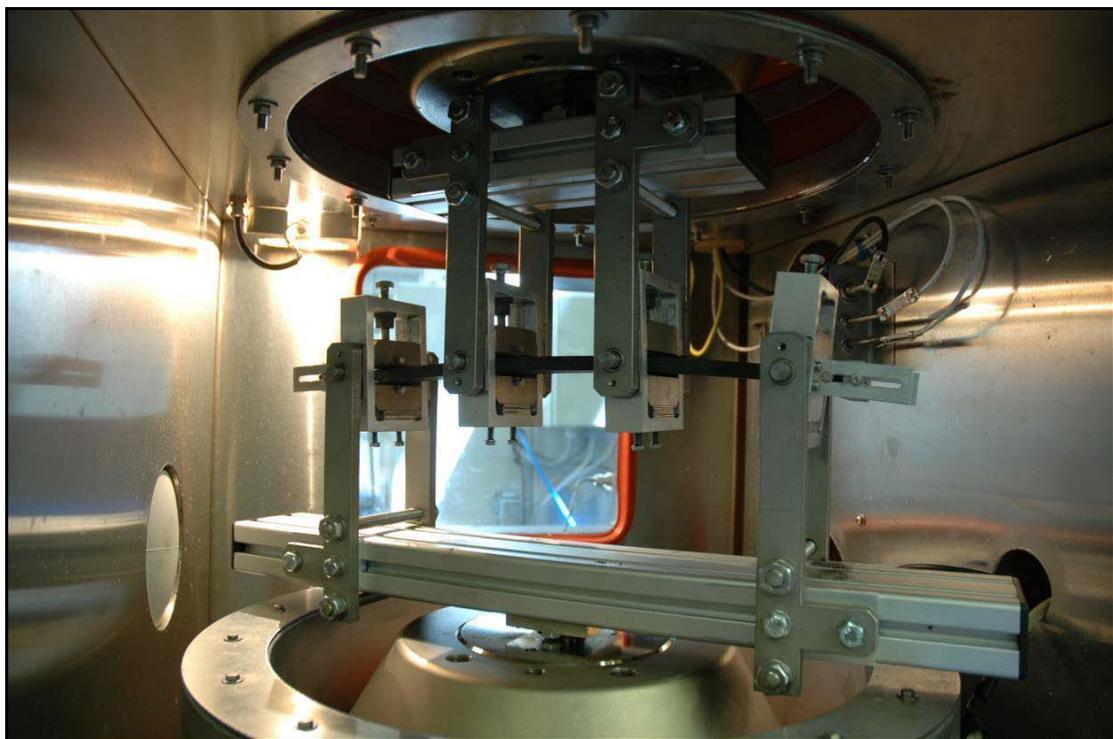


Abbildung 3-23: Wechselbiegeeinrichtung, integriert in servohydraulischer Prüfeinrichtung mit Klimakammer

Für die Untersuchung der Dauerfestigkeit der Fasersensorik wurden in Kooperation mit BAM-VIII.1 verschiedene Werkstoffproben aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) und kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff (CFK) im RTM-Verfahren (Resin Transfer Moulding) hergestellt. Die Faserorientierung beträgt bei den GFK-Proben 0° und bei den CFK-Proben 0° bzw. $0^\circ / 90^\circ$, um möglichst biegesteife Proben mit einem linearen Werkstoffverhalten zu erhalten. Die Proben wurden mit Sensor-Patches der Fa. Advoptics und mit „nackten“ Sensor-Fasern appliziert. Als Referenz dienen Dehnungsmessstreifen (DMS), die jedoch bei Dehnungen $> 1\text{‰}$ (Wechselast bei $R = -1$) nicht dauerfest sind, und ein Laserextensometer. Die Untersuchungen fanden an servohydraulischen Prüfmaschinen in einer Wechselbiegevorrichtung statt (Abbildung 3-23).

Zunächst wurden Untersuchungen bei verschiedenen Temperaturen ($-40 \dots +60\text{ °C}$) mit der Vier-Punkt-Biegevorrichtung und „nackten“ Fasern durchgeführt (siehe Abbildung 3-24). Die CFK-Probe (Dicke 6 mm) wurde in Wegregelung schwingend mit einer Frequenz von 0,025 Hz belastet. Somit steht einer Wegamplitude von ca. $\pm 7\text{ mm}$, die von der Prüfmaschine geregelt wird, eine thermische Ausdehnung der Vorrichtung gegenüber, die in der Größen-

ordnung der Regelgenauigkeit von $\pm 0,01$ mm liegt. Die thermische Ausdehnung der Probe in Richtung der Probenlängsachse ist unbehindert. Somit gelingt es, die Randfaserdehnung unabhängig von der Temperaturänderung mit hoher Genauigkeit konstant zu halten, um Temperaturendehnungen in Zug- und Druckrichtung konstant zu halten. Es ist zu erkennen, dass die Temperaturkompensation des FBG's einwandfrei funktioniert. Der FBG zeigt in einem Zeitraum von 24 h die unveränderte Dehnung von ca. $\pm 4,7$ ‰, der DMS hingegen fällt nach ca. 100 LW aus. Die berechnete Dehnung (anhand der Wegaufzeichnung) stimmt mit der gemessenen Dehnung nahezu überein.

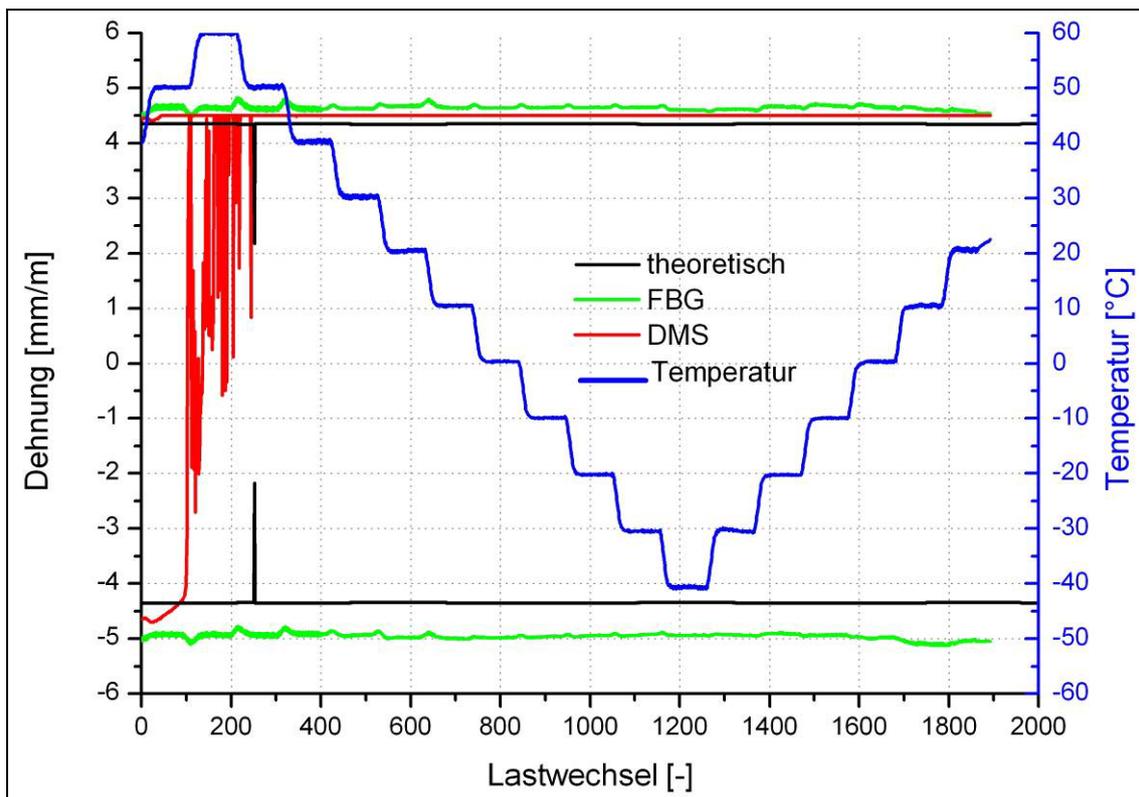


Abbildung 3-24: Dehnungsverlauf eines FBG-Patches unter wechselnder Temperatur

Weiterhin wurden Dauerschwingversuche mit der Vier-Punkt-Biegevorrichtung bei konstanter Temperatur und Patches der Fa. Advoptics durchgeführt. Abbildung 3-25 zeigt den Vergleich von einer CFK- und einer GFK-Probe. Bei diesen Untersuchungen betrug die Frequenz 0,5 Hz, die Dehnung betrug ca. ± 4 ‰. Der FBG-Patch bei der CFK-Probe hat die Ausgangsdehnung ca. 10.000 LW angezeigt, dann ist die gemessene Dehnung bei konstanter Kraft (weggeregelte Untersuchung) immer geringer geworden. Der FBG-Patch bei der GFK-Probe hat unmittelbar nach Versuchsbeginn eine immer kleiner werdende Dehnung angezeigt. Aufgrund der Steifigkeitsdifferenz zwischen FBG-Patch und Probe hat sich der Patch von der Oberfläche der Proben gelöst (Delamination, siehe Abbildung 3-26). Das Versagen der Klebung ist ein typischer Mod-2-Bruch (Schubbeanspruchung). Die Ursache für das unterschiedliche Verhalten bei gleicher Randfaserdehnung liegt in den verschiedenen Biegeradien beider Proben, da diese unterschiedliche Probendicken aufweisen (CFK 6 mm, GFK 3 mm).

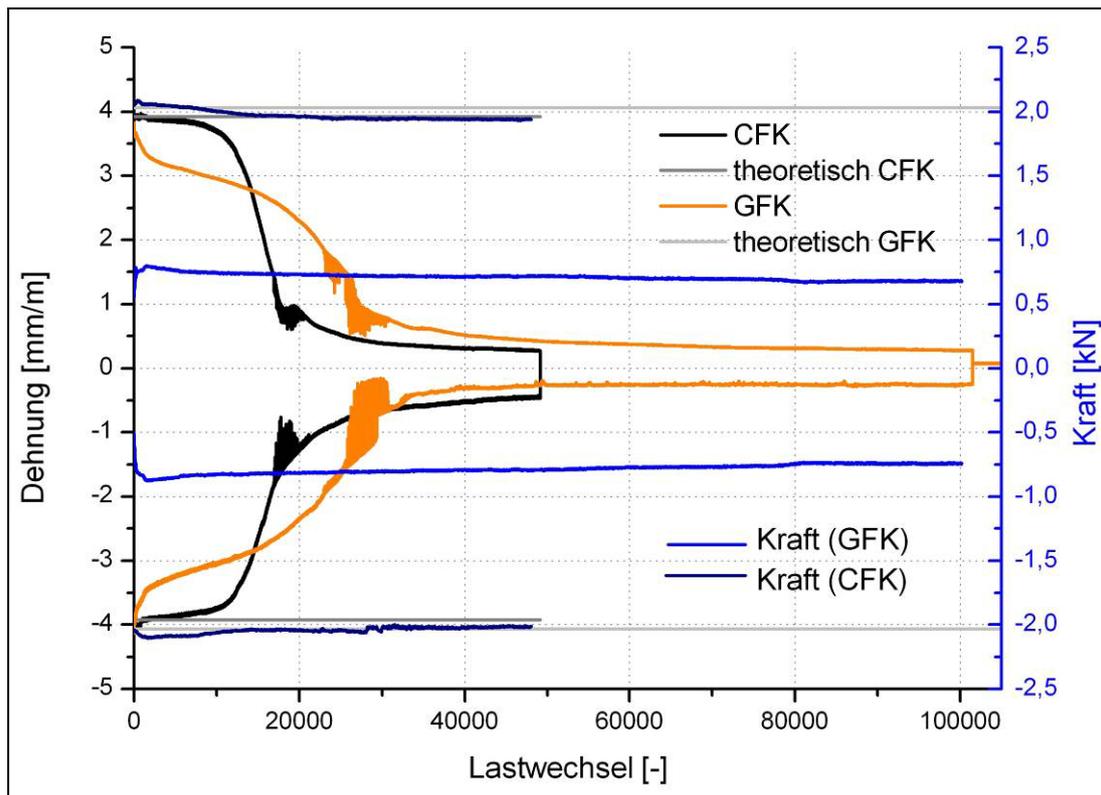


Abbildung 3-25: Dauerschwingversuch mit Advoptics-Patch



Abbildung 3-26: Delamination zwischen FGB-Patch und FVW-Probe

Ergebnisse zu Untersuchungen der Druckfestigkeit und Betriebsfestigkeitsuntersuchungen bei unterschiedlichen Dehnungen mit „nackter Faser“ und Faser-Patch unter axialer Beanspruchung wurden ebenfalls durchgeführt und mit einem Laserextensometer als Referenz abgeglichen. Dabei zeigt sich, dass eine Einbettung der „nackten“ Glasfaser in die Harzmatrix ausreicht, Druckdehnungen von mehr als 1 % zu erreichen und auch die Betriebs-

festigkeit wie im Wechselbiegeversuch für die Applikation der „nackten“ Faser kein Problem darstellt.

3.5.2 Installation von FBG-Arrays im Rotorblattversuchsstand

Für Modelluntersuchungen an Rotorblättern wurde von BAM-V.6 ein Rotorblattversuchsstand geplant und vorbereitet.

In diesem sind an einem sogenannten Stellvertreterrotorblatt neben den Belastungstests ebenfalls Untersuchungen von strukturintegrierter faseroptischer Sensorik und oberflächlich applizierten faseroptischen Sensoren mit der dazugehörigen Auswertetechnik im Zusammenhang mit verschiedenen Applikationstechnologien vorgesehen.

Ende 2008 erfolgte durch BAM-VIII.1 die Installation von vier FBG-Sensorarrays mit jeweils vier Sensoren in einer Fertigungspause des Stellvertreterrotorblatts.

Die Einbettungstechnologie wurde weiterentwickelt: Zum Vorspannen der Sensoren kam eine neu entwickelte Spanneinrichtung im Zusammenhang mit speziellen Befestigungspads an den Faserarrays zum Einsatz.

Ziel bei dieser neuen Einbettungstechnologie war eine vereinfachte und schnellere Installation der Sensorarrays im Gurtkanal der Blatthalbschale, um Wartezeiten bei der Rotorblattherstellung gegenüber der ersten Installation am Rotorblatt der M5000_2 zu verringern.

Es kamen Sensorarrays zum Einsatz, die bereits so bemessen waren, dass die Abstände der einzelnen FBG-Sensoren den Abständen der geplanten Messstellen entsprachen. Dies wurde möglich durch den Einsatz eines, gegenüber dem beim Rotorblatt eingesetzten, hochwertigeren Messgeräts, dass keine großen Abstände zwischen den Sensoren benötigen.

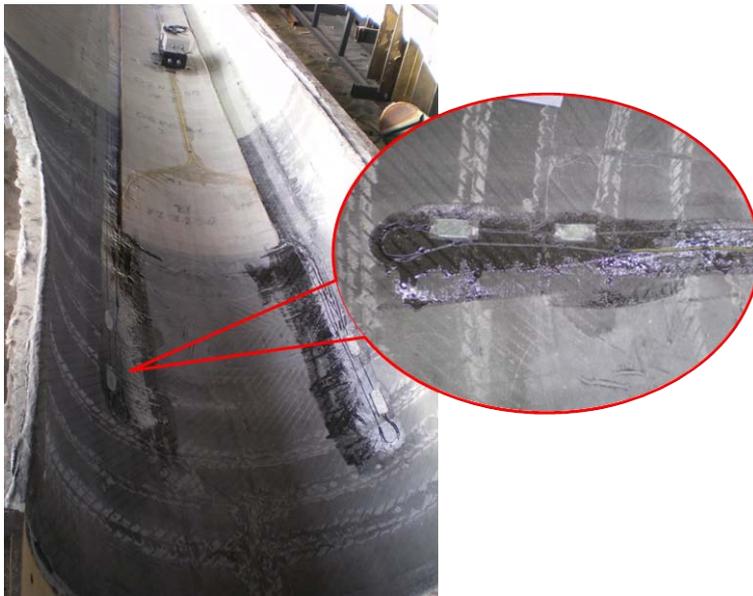


Abbildung 3-27: Installierte FBG-Sensorarrays mit Befestigungspads am Stellvertreterrotorblatt in Stade

Am Anfang und am Ende jedes Array wurden bereits bei der Vorbereitung im BAM-Labor kleine Pads, d.h. kleine GFK-Platten, angebracht, die direkt mit dem Glas der Faser verbunden waren. So konnte gewährleistet werden, dass auch bei starker Belastung der Faser auf Zug eine sichere Verbindung zwischen Pad und Faser bestehen blieb. Daraus resultierte, durch die größere zur Verfügung stehende Klebefläche, eine schnellere Befestigung im Gurtkanal. Ebenso vereinfachte sich das Spannen der Sensoren, denn es war möglich, das komplette Array gleichzeitig zu bearbeiten. Die Kontrolle der Vorspannung erfolgte durch das

Messgerät und nicht mehr durch Gewichtsbelastung über Umlenkrollen.

Eine technologische Weiterentwicklung der Vorbereitung von Sensorarray zur Vereinfachten und schnelleren Applikation ist als Forschungsgegenstand zukünftig denkbar.

Abbildung 3-27 zeigt die geklebten Arrays. In der Mitte der Rotorblatthälfte sind die ebenfalls geklebten Zuleitungskabel und die einlamierten Anschlussboxen für die LWL-Kabel zum Messgerät erkennbar.



Abbildung 3-28: Stellvertreterrotorblatt mit angeschlossenen Sensoren bei einer Kontrollmessung.

Nach der Instrumentierung des Ersatzrotorblatts Anfang Dezember 2007 durch BAM-VIII.1 mit vier FBG-Sensorarrays mit jeweils vier Sensoren und der erfolgreichen Überprüfung der Sensoren vor Ort, erfolgte Ende Februar 2008 die Anlieferung des Rotorblatts.

Die Kontrollmessung bei Ankunft des Ersatzrotorblattes in der BAM (siehe Abbildung 3-28) zeigte den Ausfall eines kompletten Sensorarrays auf der Druckseite und eine erhebliche Dämpfungserhöhung beim zweiten Sensorarray auf derselben Seite.

Das ausgefallene Array wurde von BAM-VIII.1 durch kommerzielle Sensorpatches der Fa. Advoptics auf der Oberfläche ersetzt. Außerdem erfolgte eine Nachapplikation von faseroptischen Messstellen im Wurzelbereich (Abbildung 3-29).

zielle Sensorpatches der Fa. Advoptics auf der Oberfläche ersetzt. Außerdem erfolgte eine Nachapplikation von faseroptischen Messstellen im Wurzelbereich (Abbildung 3-29).



Abbildung 3-29: Nachapplikation von Sensorpatches auf dem Versuchsflügel im Rotorblattversuchsstand der BAM.

Vor der Montage der Blattanschlüsse für die Versuchseinrichtung war eine Verlängerung der LWL-Anschlusskabel notwendig.

Die nachfolgende Kontrollmessung bestätigte die Ergebnisse vom Februar 2008. Es konnte ebenfalls kein signifikantes Nachlassen der Sensorvorspannung gegenüber dem Einbauzeitpunkt festgestellt werden.

3.5.3 Validierung der faseroptischen Sensorik im Rotorblattversuchsstand

Nach Fertigstellung der Belastungseinrichtungen wurden die Versuche im Rotorblattversuchsstand durch BAM V.6 von Ende 2009 bis Januar 2010 durchgeführt. Den fertig gestellten Versuchsstand zeigt die Abbildung 3-30.



Abbildung 3-30: Rotorblattversuchsstand in der BAM mit montiertem Ersatzrotorblatt.

Quelle: Grasse, BAM-V.6



Abbildung 3-31: Faseroptisches Messsystem zur Aufzeichnung der Messdaten der werkstoffintegrierten FBG und der oberflächlich applizierten FBG-Patches.

Nach einem festgelegten Versuchsplan erfolgte die Beaufschlagung des Rotorblatts mit dynamischen Lasten und Lastkollektiven.

Im Nennlastbereich wurden im Mittel Dehnungen im Bereich um 1,2 ‰ erwartet. Versuche zum Verhalten des Rotorblatts beim 50-Jahreswert der maximalen Böen beanspruchten die applizierte Sensorik bis zu ca. 2,6 ‰ Dehnung. Der Messplatz von BAM-VIII.1 wurde in der Nähe der Blattwurzel platziert. Hier wurden die Sensorzuleitungen angeschlossen und die Signale der faseroptischen Sensoren aufgezeichnet. Abbildung 3-31 zeigt das verwendete Messsystem. Der Messplatz bestand aus dem in Pkt 3.2.2.1 spezifizierten Messgerät Si 425 und einem Rechner zur Steuerung und Datenaufzeichnung. Die faseroptischen Sensorzuleitungen zu den blattintegrierten und den oberflächlich applizierten Sensoren wurden hier mittels faseroptischer Koppler zu einzelnen Messkanälen zusammengefasst.

Dabei zeigten sich die Vorteile der beim Ersatzrotorblatt eingesetzten Applikationsmethode: Auch bei Defekt einzelner Sensorarrays waren die meisten Sensoren auf Grund der redundant ausgeführten Zuleitungen auslesbar. Ebenso ließen sich problemlos zusätzliche FBG-Messstellen (FBG-Patches) hinzufügen.

Auf Grund der gewählten Belastungsparameter bei den Versuchen genügte zur Datenaufzeichnung eine Messrate von 10 Hz. Die Messungen erfolgten zunächst über 10.000 Belastungszyklen bei unbeschädigtem Rotorblatt, wobei die letzten 500 Lastwechsel der Belastung beim 50-Jahreswert der maximalen Böen entsprachen.

Während der Versuchsdurchführung zeigten sämtliche faseroptische Sensoren keinerlei Ausfälle oder Delaminationserscheinungen. Die Messergebnisse entsprachen den erwarteten Werten. Es wurden keine Drifterscheinungen der Signale oder Kriechen der Sensoren festgestellt.

In der Tabelle 3-6 ist die Zuordnung der einzelnen Sensoren zu den Kanälen des Messgeräts Si 425 und ihre Lage im Ersatzrotorblatt aufgeführt.

Die Abbildung 3-32 bis Abbildung 3-36 verdeutlichen die von den faseroptischen Sensoren aufgenommenen Dehnungsverläufe entlang des Ersatzrotorblattes. Dargestellt ist links ein Amplitudenschrieb von ca. 100s Länge, rechts die Graphen der Einhüllenden (verbundene Amplitudenmaxima und –minima) über einen Messabschnitt von 500 Schwingungen mit der dynamischen Belastung des 50-Jahreswerts der maximalen Böen. In den jeweils linken Kurvenverläufen sind gut die vom Wurzelbereich zum mittleren Blattbereich ansteigenden Schwingungsamplituden sowie der zunehmende Phasenversatz erkennbar. Die jeweils rechten Graphen zeigen die gute Amplitudenkonstanz der Daten.

Kanal	Sensor	$\approx \lambda_{\text{Mittel}}$ in nm	Seite	Abstand vom Blattanfang in mm	Art
1	01	1551	Druckseite, Hinterkante	6370	eingebettet
	02	1556	Druckseite, Hinterkante	4580	eingebettet
	03	1563	Druckseite, Hinterkante	2600	eingebettet
	04	1567	Druckseite, Hinterkante	560	eingebettet
2	01	1527	Saugseite, Hinterkante	6630	eingebettet
	02	1539	Saugseite, Hinterkante	2480	eingebettet
	03	1546	Saugseite, Hinterkante	450	eingebettet
3	01	1524	Druckseite, Vorderkante	6000	Adoptics-Patch
	02	1528	Druckseite, Vorderkante	4000	Adoptics-Patch
	03	1532	Druckseite, Vorderkante	2000	Adoptics-Patch
	04	1544	Druckseite, Vorderkante	350	Adoptics-Patch
	05	1551	Saugseite, Vorderkante	6624	eingebettet
	06	1557	Saugseite, Vorderkante	4460	eingebettet
	07	1563	Saugseite, Vorderkante	2500	eingebettet
	08	1568	Saugseite, Vorderkante	450	eingebettet
4	01	1528	frei liegend (Temperaturref.)		Adoptics-Patch
	02	1552	Saugseite, Hinterkante	2000	Adoptics-Patch
	03	1555	Saugseite, Mitte, Wurzel +45°	ca. 450	Adoptics-Patch
	04	1560	Saugseite, Mitte, Wurzel -45°	ca. 550	Adoptics-Patch

Tabelle 3-6: Kanalliste des FBG-Messgeräts Si 425. Die Sensoren sind in der Reihenfolge aufgeführt, wie sie vom Messprogramm abgespeichert wurden.

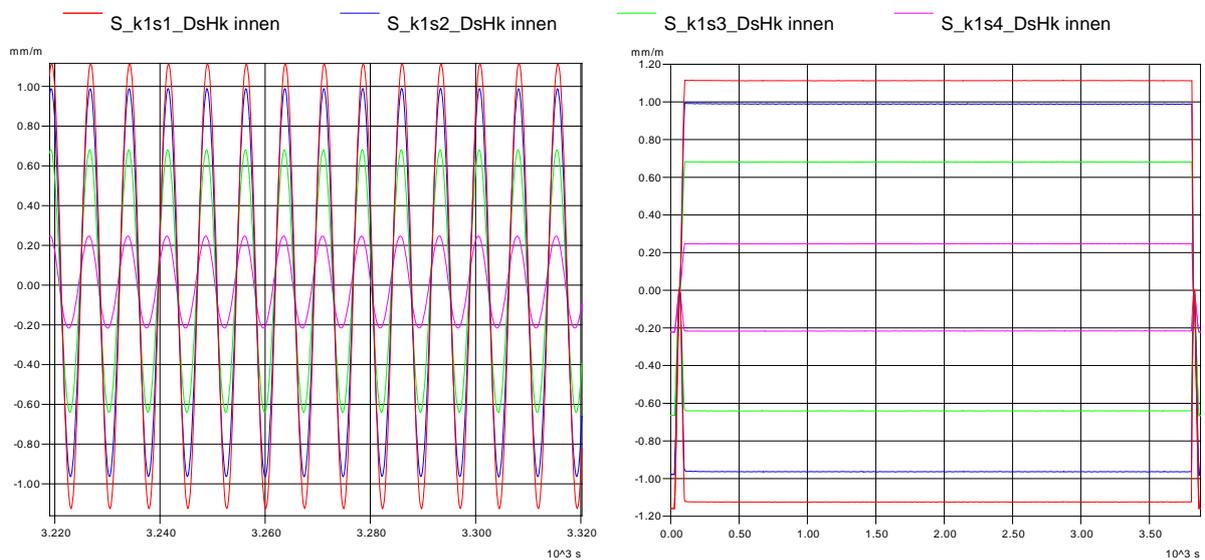


Abbildung 3-32: Datenschriebe der materialintegrierten FBG (innen) an der Hinterkante (Hk) der Druckseite (Ds) des Ersatzrotorblattes (Messkanal 1, vgl. Tabelle 3-6).

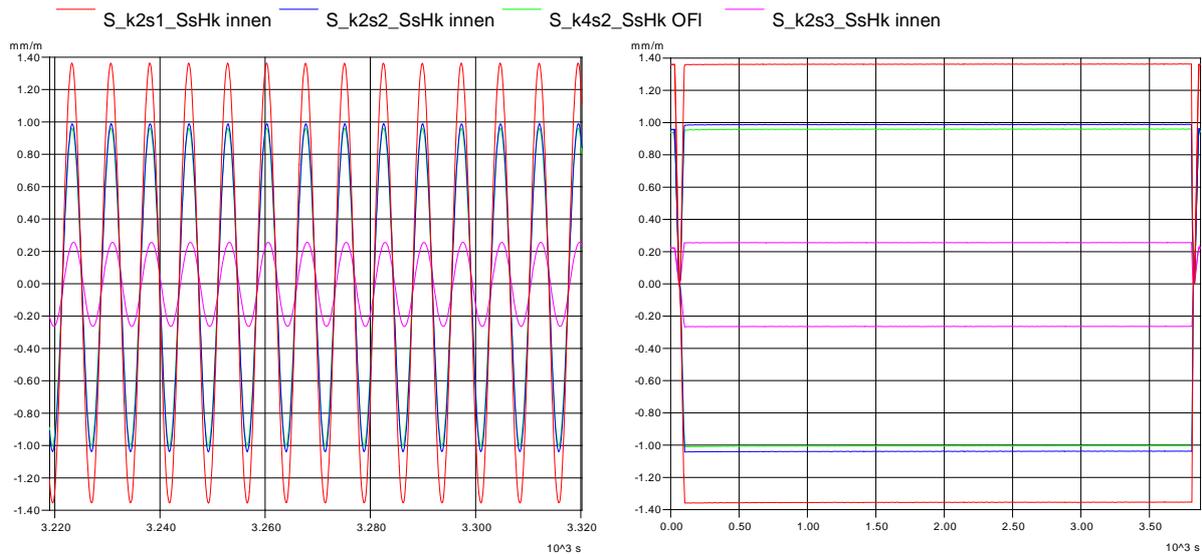


Abbildung 3-33: Datenscribe der materialintegrierten FBG (innen) an der Hinterkante (Hk) der Saugseite (Ss) des Ersatzrotorblattes (Messkanal 2, vgl. Tabelle 3-6). Zusätzlich ist zum Vergleich ein Sensorpatch von Messkanal 4 (S_k4s2_SsHk OFI) eingeordnet. Dieses befindet sich in unmittelbarer Nähe des eingebetteten Sensors S_k2s2_SsHk innen.

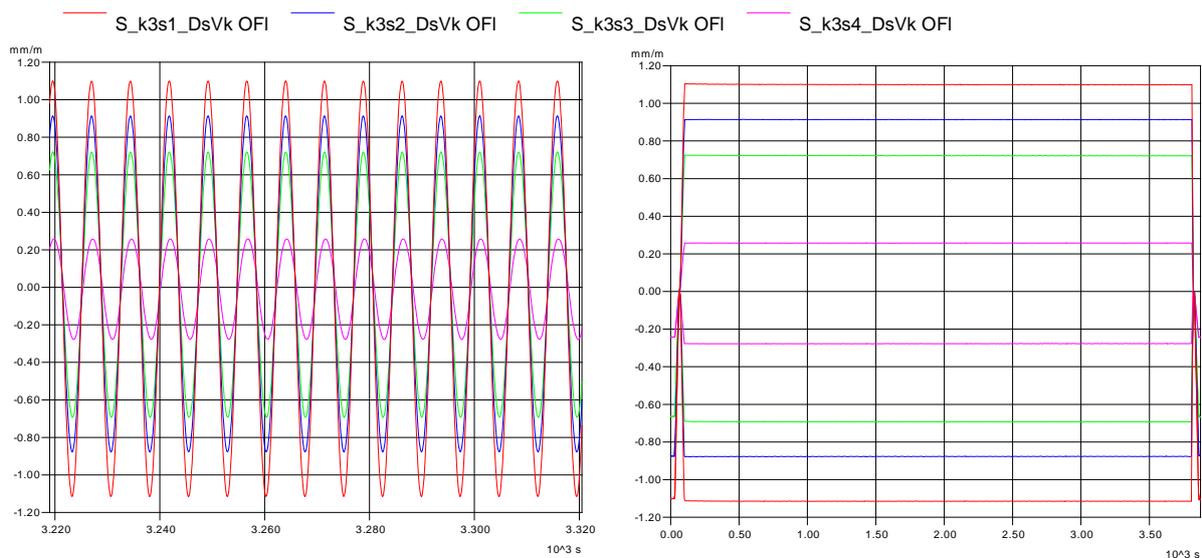


Abbildung 3-34: Datenscribe der nachapplizierten FBG-Patches (OFI) an der Vorderkante (Vk) der Druckseite (Ds) des Ersatzrotorblattes (Messkanal 3, vgl. Tabelle 3-6).

In Abbildung 3-33 ist, zusätzlich zu den Messkurven der materialintegrierten Sensoren, die Kurve eines in unmittelbarer Nähe applizierten Sensorpatches dargestellt. Beide Kurvenverläufe (blau und grün gezeichnet) zeigen annähernd gleiches Verhalten. Der geringe Unterschied resultiert aus dem vorhandenen Abstand und dem Anbringungsort (im Gurtkanal, auf der Oberfläche).

Abbildung 3-36 zeigt zusätzlich zu den Datenscribe der nachapplizierten FBG-Patches im Wurzelbereich der Saugseite in +/- 45° Orientierung als grüne Kurve die temperaturinduzierte Scheindehnung über die Messzeit aus. Sie beträgt im betrachteten Beispiel lediglich ca. 1 µm/m und kann deshalb bei der Auswertung dieses Beispiels vernachlässigt werden.

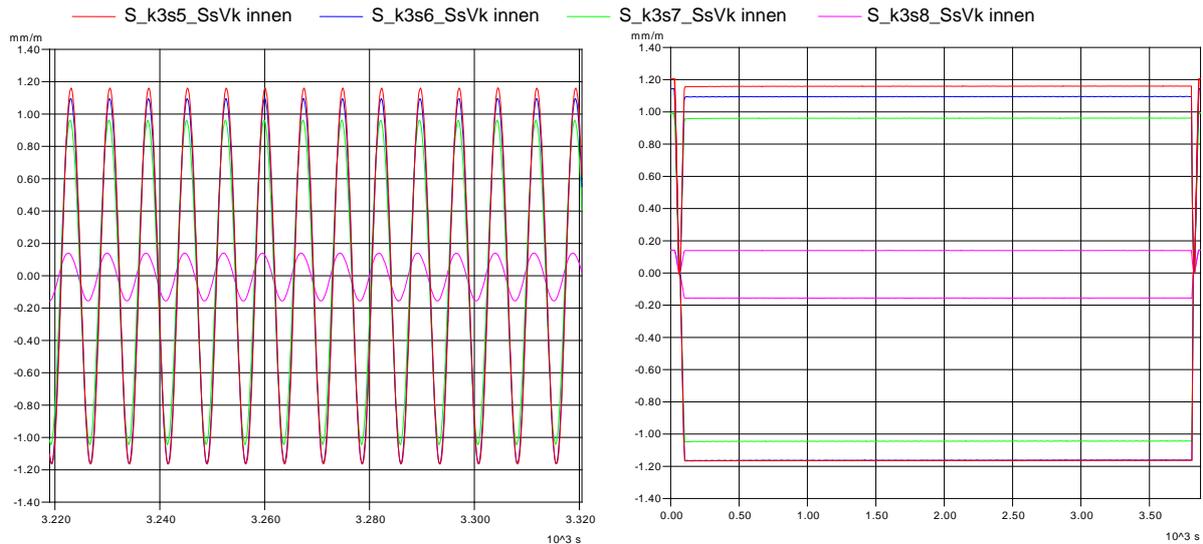


Abbildung 3-35: Datenscribe der materialintegrierten FBG (innen) an der Vorderkante (Vk) der Saugseite (Ss) des Ersatzrotorblattes (Messkanal 3, vgl. Tabelle 3-6).

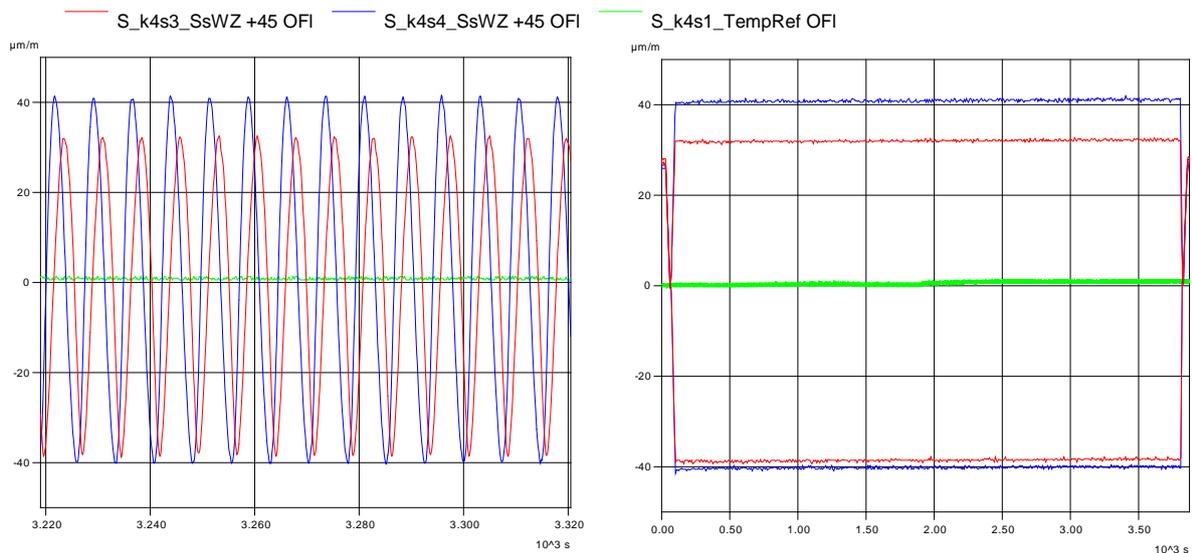


Abbildung 3-36: Datenscribe der nachapplizierten FBG-Patches (OFI) im Wurzelbereich der Saugseite (Ss) des Ersatzrotorblattes in +/- 45° Orientierung (Messkanal 4, vgl. Tabelle 3-6). Die grüne Kurve weist die temperaturinduzierte Scheinverformung über die Messzeit aus.

3.6 Angepasste faseroptische Sensorik für die Erprobung unter feldnahen Bedingungen

Bei der Produktionsstätte der Fa. Euros wurde das dritte Rotorblatt der WEA M 5000_2 mit Faserbragg-Sensoren zur Dehnungsmessung in Kooperation mit BAM-VIII.1 ausgestattet. Die Sensorketten wurden in den Gurt- und in den Wurzelbereichen der Druck- und der Saugseite des Rotorblattes appliziert (Abbildung 3-37).

Die roten Markierungen stellen die Sensoren im Gurtkanal dar. Die gelbe Markierung zeigt den Sensor zur Messung der axialen Belastung, und die blaue und die grüne Markierung stellen die Sensoren zur Torsionsmessung dar. Bei ca. 45 m sind die Sensorfasern zusammengepleisst. Insgesamt wurden 51 Faserbragg-Sensoren am Rotorblatt angebracht (acht Sensorketten á sechs bzw. sieben Sensoren).

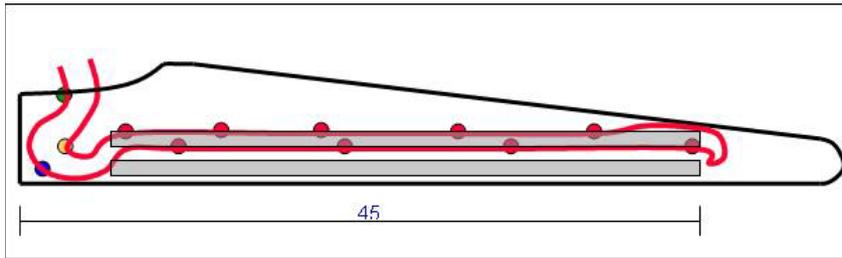


Abbildung 3-37: Faserbragg-Messstellenplan des hinteren Gurtes einer Schale des Rotorblattes

Die Faserbragg-Sensoren wurden in den Gurtbereichen in den Gurtkanälen zwischen der Schale des Rotorblattes und den CFK-Rovings der Gurte verlegt. An diesen Positionen sind die Dehnungen der Gurte aufgrund der Schlag- und Schwenkbelastung direkt zu messen, zudem sind die Sensorketten durch das Einlaminiere vor äußeren Einwirkungen geschützt. In den Wurzelbereichen wurden die Sensorketten direkt auf die Verstärkungsgewebe laminiert, um dort die Schubbelastung und die Axialbelastung der Flügelschale zu messen. Alle Sensorketten wurden zum Schutz mit Laminatstreifen (Biaxial-Gelege, 450 g/m^2 , Breite 100 mm) bedeckt, auf die dann das Abreißgewebe aufgebracht wurde.

Ein vollständiger Funktionstest der Faserbragg-Sensoren ist von BAM-VIII.1 durchgeführt worden. Aufgrund vielfältiger Probleme bei der Applikation der Fasersensorik, hervorgerufen vor allem durch die Applikation der Sensorik im laufenden Produktionsbetrieb, sind von den 51 installierten Sensoren nur ca. 5 Sensoren (in Abhängigkeit von der Temperatur) funktionstüchtig. Hauptursache für die Funktionsuntüchtigkeit der Fasersensorik ist eine mangelhafte Anbindung der Sensorfasern an den Untergrund. Fertigungsbedingt ist der Untergrund kurzweilig, so dass ohne geeignete Maßnahmen eine Vorspannung über die gesamte Applikationsstrecke nicht ohne lokales Abheben der Sensorfaser möglich ist. Abhilfe hätte entweder das komplette Glattschleifen des Untergrundes zum Beseitigen dieser lokalen Unebenheiten oder eine Applikation mit Hilfe eines Vakuumsacks über der gesamten Strecke geschaffen. Leider wurden beide Maßnahmen von der Herstellerfirma des Rotorblattes nicht unterstützt und konnten folglich wider besseres Wissen nicht durchgeführt werden. Dadurch haben sich im schützenden Decklaminat großflächige Delaminationen durch die lokal abstehenden Sensorfasern gebildet, siehe Abbildung 3-39. Um eine gute Anbindung zwischen den Holmgurten und den Blattschalen zu gewährleisten, musste das schützende Decklaminat von Mitarbeitern der polnischen Produktionsfirma entfernt werden, wodurch die verlegten Fasersensoren mehrfach durchtrennt wurden.



Abbildung 3-38: Aufbau zum Herstellen von Patches mit FBG im Labor



Abbildung 3-39: Großflächige Delaminationen der Sensorfaser-Abdeckung



Abbildung 3-40: Musterpatch – Variante 1

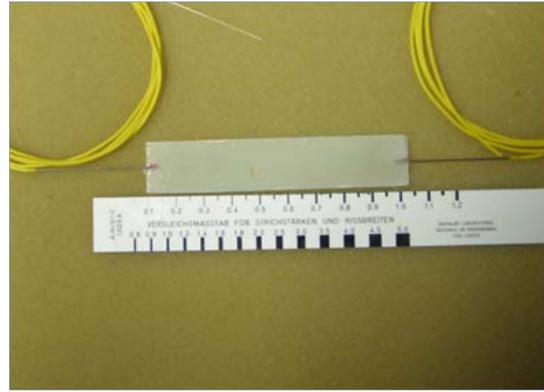


Abbildung 3-41: Musterpatch – Variante 2

Mit dem Ausfall kompletter Sensorarrays, nach zwar gelungener Installation aber unsachgemäßer Handhabung Dritter bei Herstellung und Transport des Rotorblatts der Windenergieanlage, wurde die Anforderung an applikationsfreundliche und handhabungssichere Sensoraufbauten neu formuliert.

Bei der Entwicklung geeigneter Patches für Messungen im Rotorblatt müssen die folgenden Voraussetzungen beachtet werden. Die Patches müssen

- in ihren Abmessungen (Patchdicke max. 0,8 mm für Einbettung) für den Einsatzzweck geeignet sein,
- müssen die Vorspannung der FBG-Sensoren auch bei Langzeitbeanspruchung oder Tempern (Schrumpfen des Patchmaterials) halten können und,
- dürfen keine oder nur geringe Rückwirkung auf das Messobjekt haben.

Zur Musterfertigung wurden verschieden Hilfsmittel entwickelt (Abbildung 3-38).

Eine Anzahl von Musterpatches standen BAM-VIII.1 bereits 2007 zur Verfügung. Beispiele dafür sind in Abbildung 3-40 und Abbildung 3-41 zu sehen. Sie konnten jedoch nicht allen Forderungen entsprechen. Um dennoch aussagekräftige Informationen über zu messende Dehnungen im Anschlussbereich der Rotorblätter zu erhalten, wurde die Fa. Advoptics beauftragt, die von ihr entwickelten Sensor-Patches zu applizieren. Die Entwicklungsarbeiten an den Patches von BAM-VIII.1 wurden noch bis zur Entscheidung zum Einsatz der Advoptics-Patches weitergeführt, jedoch ohne eine befriedigende Qualität zu erreichen. Die Probleme bezüglich der auftretenden Kriecheffekte der Sensorpatches bei zyklischer Temperatur- und Zugbeanspruchung konnten zum damaligen Zeitpunkt nicht beseitigt werden.

Die Entwicklung von Patches für werkstoffintegrierte FBG-Sensoren war ursprünglich nicht in diesem Projekt vorgesehen und überschritt vom Aufwand und Zeitbedarf die hier zur Verfügung stehenden Möglichkeiten.

Abbildung 3-42 zeigt den berechneten Dehnungsverlauf der FBG-Sensoren im Blattanschlussbereich bei einer Rotorblattdrehzahl von $7,5 \text{ min}^{-1}$, einer Windgeschwindigkeit von $5,5 \text{ m/s}$ und einem Pitchwinkel von 3° . Zur genauen messtechnischen Bestimmung wurde die Ausrichtung der FBG in Bezug auf die Längsachse des Rotorblattes vermessen und der Winkel bei den effektiven Schlag- bzw. Schwenklasten berücksichtigt. Für diesen Betriebszustand existieren Datenaufzeichnungen, so dass die Dehnungen miteinander verglichen werden können.

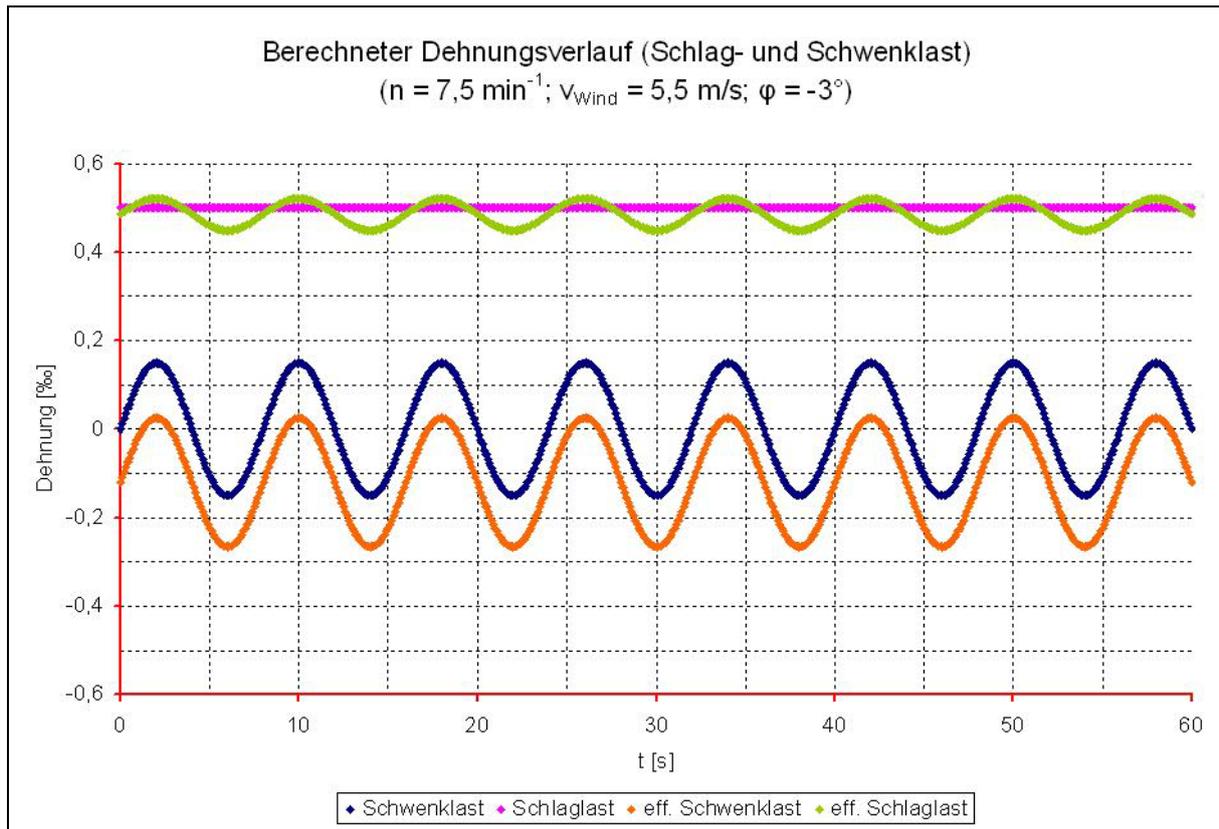


Abbildung 3-42: Berechneter Dehnungsverlauf der DMS im Blattanschlussbereich

3.7 Untersuchungen zur Stabilität und Zuverlässigkeit der Sensorik

Die experimentellen Untersuchungen zur Verifizierung der Leistungsparameter, die bei Beginn der Applikationen im Rotorblatt der M5000_2 unterbrochen wurden sowie die Experimente zur Stabilität und Zuverlässigkeit von FBG-Sensoren, wurden 2008 wieder aufgenommen und weitergeführt. In Zusammenarbeit von BAM-VIII.1 und BAM-V.6 im Rahmen eines Praktikums und einer anschließenden Diplomarbeit erfolgten bis Mitte 2009 Untersuchungen zu speziellen Eigenschaften von Faser-Bragg-Gittern.

Bei den Versuchen zur Entwicklung von FBG-Patches, lag das Augenmerk auf einer anwenderfreundlichen und sicheren Applikationstechnologie. Im Gegensatz dazu wurde jetzt der Schwerpunkt auf der Ermittlung des Langzeitverhaltens von Werkstoff (FVW) und Sensoren bei Dauerbeanspruchung mit besonderem Blick auf die Werkstoffeigenschaften des Basismaterials und die Dehnungsübertragung zwischen Basismaterial und Sensor gesetzt. Ebenfalls zum Einsatz kam eine selbstentwickelte Temperaturkompensation der faser-optischen Sensoren mittels frei liegendem FBG ohne Kontakt zum Basismaterial.

Als Applikationsvariante wurde eine oberflächennahe, im Weiteren auch eine werkstoff-integrierende Variante von FBG-Sensoren in verschiedene GFK und CFK Proben gewählt. Die experimentellen Arbeiten (Abbildung 3-43) mit den unterschiedlichen Proben umfassten dabei Untersuchungen

- zum Dauerschwingverhalten von FBG-Sensoren bei Applikation als „nackte“ Faser und als Patchvariante (Advoptics),
- zum Verhalten von FBG-Sensoren bei dynamischer Wechselbiegung und Temperaturänderung sowie
- zum Einfluss von axialer Druckbelastung auf FBG-Sensoren.

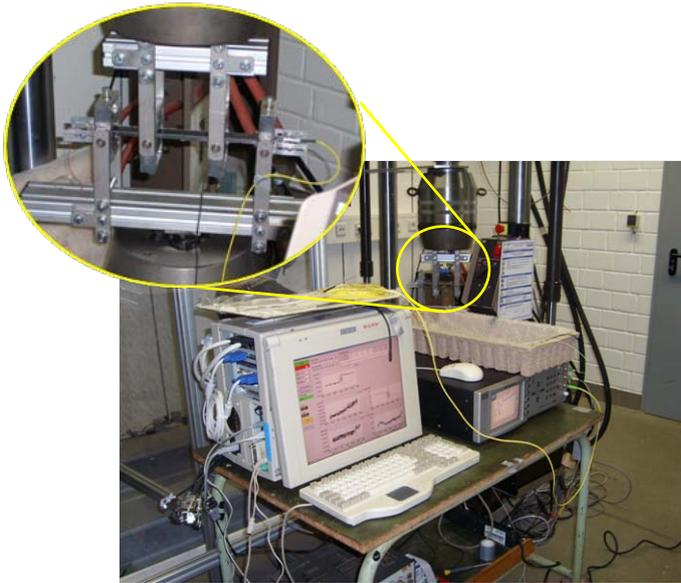


Abbildung 3-43: Versuchsaufbau für Dauerschwingversuche von oberflächenapplizierten FBG auf FVW-Proben

Messtechnische Herausforderungen waren das frühes Versagen von oberflächlich aufgeklebten DMS und der Sensorpatches durch die hohe Biegebeanspruchung der Proben und Probleme, die bereits bei der Patchentwicklung eine Rolle gespielt hatten, nämlich die Beeinflussung des Verhaltens der Probe bei Temperaturbelastung durch die Temperaturbedingungen des Verbundmaterials.

Die Untersuchungsschwerpunkte im Detail sollen im Folgenden kurz dargestellt werden.

3.7.1 Dauerschwingverhalten

Untersuchungsgegenstand war das Dauerschwingverhalten von auf CFK- und GFK-Proben applizierten FBG-Sensoren und Sensor-Patches der Fa. Advoptics im dynamischen Zug-Schwellbereich sowie bei dynamischer Wechselbiegung. Ebenso wurde der Einfluss von Biegedehnung und Krümmungsradius bei einer dynamischen Wechselbiegung an den Sensor-Patches geprüft. Bei den Versuchen betragen die Dehnungen bis zu 4,5 mm/m.

Ergebnis der Experimente war, dass die unter einer dünnen Deckschicht auf die Proben geklebten FBG-Einzelsensoren auch nach 100000 Lastwechseln problemlos funktionierten und exakte Werte anzeigten. Die zum Vergleich angebrachten Dehnmessstreifen fielen bereits nach wenigen Lastwechseln aus. Die Sensor-Patches delaminierten bereits nach kurzer Zeit. Eine Ursache kann in der starken Biegebeanspruchung während des Versuchsverlaufs liegen.

3.7.2 Verhalten von FBG-Sensoren bei Temperaturänderungen

Es wurde der Einfluss von Temperaturänderungen auf dynamisch belastete FBG-Sensoren untersucht. Die Bragg-Wellenlänge von FBG-Sensoren ist bekanntlich von der Dehnung und der Temperatur beeinflusst. Für exakte Messwerte ist deshalb eine Temperaturkompensation unumgänglich. Im Rahmen dieser Versuche wurde ein externes unbelastetes Bragg-Gitter zur Temperaturkompensation getestet. Die Untersuchungen erfolgten in einer servohydraulischen Prüfeinrichtung mit Klimakammer an CFK- und GFK-Proben (Abbildung 3-23).

Als Ergebnis konnte festgestellt werden, dass die gewählte Konfiguration zur Temperaturkompensation der angezeigten Dehnungen geeignet ist. Die experimentell ermittelten Werte stimmten sehr gut mit den theoretisch errechneten überein.

3.7.3 Einfluss von Druckdehnung auf FBG

In Ergänzung zu den durchgeführten dynamischen Biegeversuchen wurde der Einfluss axialer Druckbelastung auf Fasern und FBG-Sensoren, die zwischen zwei GFK-Streifen mit Dickharz eingebettet waren, untersucht. Es wurde geprüft, inwieweit die Stützwirkung des Harzes ausreicht, um ein seitliches Verformen der Faser bzw. des Sensors, das unweigerlich zu Fehlmessungen führen würde, zu verhindern.

Die Versuche zeigten als Ergebnis, dass die praktizierte Einbettungsmethode geeignet ist, ein seitliches Ausknicken praktisch bis zum Bruch der Probe zu verhindern. Die applizierten Fasern zeigten bei exakter Einbettung bis zum Bruch kaum eine Dämpfungsänderung. Der eingebettete FBG-Sensor arbeitete dabei noch bei Stauchungswerten von bis zu 1,9 %.

Die im Rahmen dieser Experimente erzielten Ergebnisse gehen direkt in die Bewertung der Untersuchungen am Rotorblattversuchsstand ein.

3.8 Erprobung im Feldtest

Mit der Software LabView sind Auswerteroutinen programmiert worden, die als Reaktion auf ein „Entscheider“-Signal von BAM-VII.2 für die Aufzeichnung von Daten für die Capture-Matrix (siehe Abschnitt 2.3.4.1 in TA2) eine Aufzeichnung und Übertragung der Daten der FBG-Sensoren aus dem Original-Rotorblatt vom Messgerät zum Messrechner ermöglichen. In Abbildung 3-44 ist die Software-Oberfläche dargestellt.

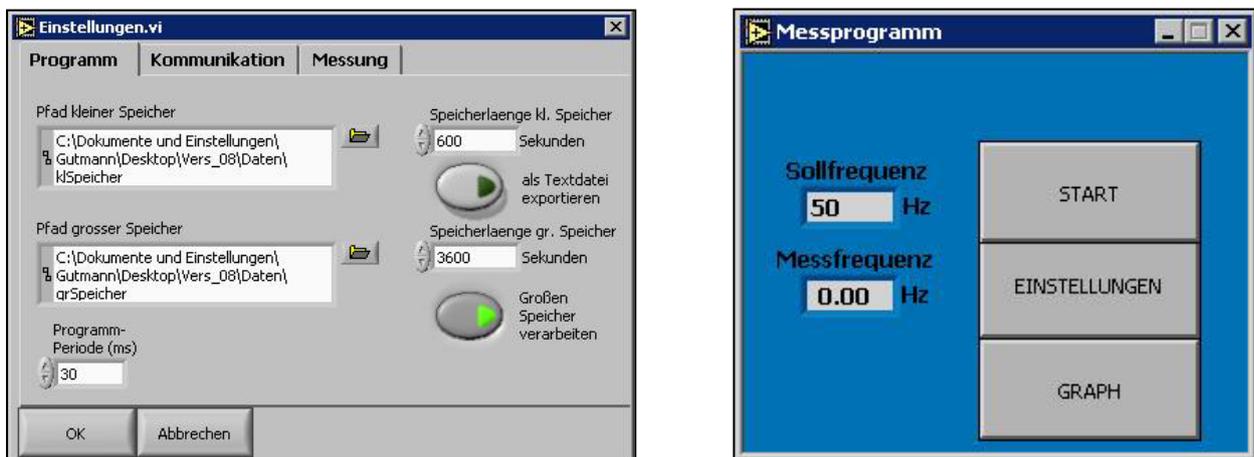


Abbildung 3-44: Programmoberfläche der Software zur Datenübertragung

Da das FBG-Messgerät (BAM-VIII.1) nicht über einen sog. Flash-Speicher verfügt, werden zehn Minuten lang über WLAN bzw. LAN Daten (in diesem Fall Wellenlängen) vom Messgerät zum Messrechner übertragen. Diese Daten werden sowohl im Messrechner abgespeichert als auch in die zentrale Datenbank übertragen. Mit dem Ausscheiden von BAM-VIII.1 bei der Messdatengewinnung aus dem Original-Rotorblatt und dem Einsatz der Fa. Advoptics wurden diese Auswerteroutinen überflüssig. Die Fa. Advoptics wurde mit der Aufzeichnung und Weiterleitung der Messdaten an die Datenbank beauftragt. Darüber hinaus sind durch die Fa. Advoptics weitere Sensoren im Blattanschluss unter +/- 45° verlegt worden (siehe TA 3, AP 5)

3.9 Aktivitäten zur Regelsetzung

Die im Projekt vorgesehenen Aktivitäten zur Regelsetzung können sich bezüglich der eingesetzten faseroptischen Sensorik lediglich auf Hinweise zur Auswahl und Applikation von geeigneten Sensoren, Sensorarrays und Messgeräten beziehen. Regelsetzungen und Richtlinien benötigen wesentlich gründlichere, systematischere und langwierigere Vorbereitungsphasen.

Die Ergebnisse des Praxiseinsatzes zeigen dies: Ein Einsatz dieser relativ jungen Technik für eine industrielle Anwenderlösung, wie sie die frühe Forderung nach dem Einsatz in der

Multibrid-Anlage bedeutet, hätte eine wesentlich intensivere und damit auch längere Vorbereitungs- und Experimentierphase benötigt. Für die Einzelkomponenten existieren weltweit noch keine verbindliche Normen, sondern lediglich herstellerspezifische Richtlinien. Der Systemgedanke für ein solches Messsystem ist erst in Ansätzen behandelt. Und der glückliche Umstand, dass alles reibungslos funktioniert, ist nicht eingetroffen.

Für Auswahl- und Applikationshinweise im Projekt gilt nun:

Es kann eine Übersicht über kommerziell verfügbare Sensoren und Messgeräte gegeben werden und einzelne Kombinationen können, folgernd aus den technischen Parametern, hinsichtlich der allgemeinen Funktionalität bewertet werden. Es muss aber bedacht werden, dass

- Unterschiede in den Sensoren,
- verschiedene Wirkprinzipien beim Auslesen der Sensoren und der Datenvorverarbeitung,
- daraus resultierende unterschiedliche Messergebnisse,
- keine einheitlich definierten Hardwareschnittstellen sowie
- unterschiedliche, herstellerabhängige Parameterangaben für die Messgeräte

keine einheitlichen Aussagen ermöglichen. Auch lassen im Projekt die gegenwärtigen Kriterien zur Eignung (aus dem Anforderungsprofil) natürlich keine systematischen Vergleiche zwischen konkreten Geräten zu. Dazu bedarf es einer systematischen Einzelfallprüfung, was auf eine Typzertifizierung im Sinne der technischen Überwachung hinausläuft.

Diese notwendige systematische Vorgehensweise wird bereits angestrengt (unabhängig vom Projekt bzw. der Projektzertifizierung durch den Germanischen Lloyd); erste Richtlinienentwürfe sind bereits in der Diskussion.

Erkenntnisse des Projektpartners BAM-VIII.1 aus diesem Projekt sind jedoch in eine VDI/VDE-Richtlinie, die zeitgleich von der BAM und dem IPHT e. V. Jena gemeinsam mit drei namhaften deutschen Messtechnikfirmen (AOS GmbH Dresden, HBM GmbH Darmstadt, FBGS GmbH Jena) erarbeitet wurde, eingeflossen. Diese Richtlinie VDI/VDE/GESA 2660 „Optischer Dehnungssensor, basierend auf Faser-Bragg-Gitter“ wurde als Gründruck im Mai 2009 veröffentlicht. Weitere Impulse fließen in die COST 299 Action, unterstützt durch das sechste EU-Rahmenprogramm ein. Hier entsteht unter Leitung der BAM-VIII.1 eine europäische Richtlinie zur Anwendung der faseroptischen Sensorik für Dehnungsmessungen. Die Veröffentlichung des Entwurfs ist für den Sommer 2009 vorgesehen.

3.10 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Im Folgenden sollen die Ergebnisse der Projektarbeiten der TA3 zusammengefasst im Kontext mit der im Projektantrag fixierten Gliederung in einzelne Arbeitspakete (AP) dargestellt werden:

Definition des Messsystems hinsichtlich Leistungsparameter

- Kommerziell verfügbare faseroptische Messtechnik wurde nach fachlichen und ökonomischen Gesichtspunkten recherchiert, auf ihre Einsatzmöglichkeiten im Projekt klassifiziert und notwendige Entwicklungsarbeiten festgelegt.
- Anhand von Analysen und FEM-Simulationen wurden die Anforderungen an das Messsystem (Messgerät, Übertragungsstrecke und Sensoren) hinsichtlich der Leistungsparameter (Messbereich, Auflösung, dynamisches Verhalten, Langzeitstabilität, Drift) erarbeitet.

Definition von Hard- und Softwareschnittstellen

- Ausgehend von den erarbeiteten Leistungsanforderungen an Messsysteme für Laboruntersuchungen und Feldtests wurden die jeweils benötigten Hardwarekomponenten spezifiziert und Mindestanforderungen an das Messgerät, die faseroptischen Übertragungskomponenten und die Sensoren formuliert.

- Auf Grund der sich stark unterscheidenden Anforderungsprofile bei Labor- und Feldtests ist der Einsatz unterschiedlicher Messsysteme erforderlich.
- Es wurde ein hochpräzises, langzeitstabiles und jederzeit kalibrierfähiges FBG-Messsystem spezifiziert und beschafft. Dies diente zur Durchführung von Laboruntersuchungen bezüglich Wellenlängenstabilität, Querkrafteinflüsse und spektraler Eigenschaften von FBG-Sensoren sowie zur Validierung werkstoffintegrierbarer und oberflächlich applizierbarer Fasersensoren.
- Für die Feldtests am Demonstrator Multibrid M5000_2 war ein robustes, felddaugliches Gerät (Messgerät T4 der Fa. Smartfibres) vorgesehen, das sowohl den Betriebsbedingungen als auch den kommunikationstechnischen Anforderungen im Gesamtsystem genügen musste.

Entwicklung angepasster faseroptischer Sensorik

- Es wurden Tests zur Auswahl der Fasern und des Coatings sowie zur Optimierung der Einbettung vorgenommen sowie zur Untersuchung des Dehnungsübertragungsverhaltens Klebversuche mit diversen Sensorfasern und Klebstoffen durchgeführt. Dabei wurde insbesondere die Klärung optisch physikalischer Effekte (Polarisations- und Microbending- Effekte), die aus der Einbettung der Sensoren resultieren, angestrebt.
- Erste Funktionsmuster angepasster faseroptischer Sensorik wurden entwickelt und bereitgestellt.
- Diese dienten zu Voruntersuchungen zum Einbettverhalten der Fasersensoren und zur Klärung technologischer Fragen beim Kleben.
- Die vorgesehenen Arbeiten konnten, wegen notwendiger zwischenzeitlicher Applikation der faseroptischen Sensorik am Rotorblatt, nicht wie geplant vor Beginn der Praxistests vollständig zu Ende geführt werden. Sie wurden daher im Laufe der Projektlaufzeit unter verschiedenen Gesichtspunkten wiederholt bearbeitet, wie etwa bei den Arbeiten an Ersatzsensoren für das Rotorblatt oder im Zusammenhang mit den Zuverlässigkeitsuntersuchungen am Ende der Projektlaufzeit.

Entwicklung und Erprobung von Technologien zur Sensorintegration in Kompositwerkstoffen

- Zum übergreifenden Thema der Zuverlässigkeit bei der Applikation im Laminat oder auf der Oberfläche von FVW wurden Untersuchungen zum Einstellen der Sensorvorspannung und zur Unterbringen von Faservorrat durchgeführt. Dabei wurde eine Faserkassette aus GFK konstruiert und getestet.
- In Vorbereitung der Applikationen im Rotorblatt, im Stellvertreterversuchsblatt und bei der Erarbeitung von Ersatzlösungen für die ausgefallenen Arrays in der M5000_2 wurden verschiedene Technologien erprobt, wie z.B. die Dimensionierung der Sensorarrays. Hier wurden anhand von Laborproben Funktionstests sowie Testmessungen am Validierungsmodell Tripod durchgeführt.

Einbindung faseroptischer Sensorik in FVW unter Betriebsbeanspruchung

- Zur Erarbeitung einer betriebszeitfesten Einbindung der faseroptischen Sensorik in FVW-Werkstoffe wurden, als Ersatz für die ausgefallenen Sensoren im Rotorblatt, alternative faseroptischer Sensorlösungen konzipiert, aufbaut, beschafft und erprobt. Damit erfolgte die Entwicklung und Erprobung verschiedener Varianten von Sensorpatches als Labormuster. Da diese zunächst nicht die geforderten Eigenschaften aufwiesen, konnten sie im Praxistest nicht mehr erprobt werden. Erst gegen Ende der Laufzeit standen Patches mit den notwendigen Eigenschaften aus der Eigenentwicklung der BAM zur Verfügung.

Untersuchung der Stabilität und Zuverlässigkeit der faseroptischen Sensorik

- Es wurden Untersuchungen zur Langzeitstabilität und Zuverlässigkeit von Faser-Bragg-Gittern und zur Validierung der Betriebsfestigkeit der faseroptischen Sensorik

unter Schwingbeanspruchung durchgeführt. Neben den erzielten Versuchsergebnissen wurden Erfahrungen hinsichtlich einer anwenderfreundlichen und sicheren Applikationstechnologie gesammelt. Die Versuche umfassten im bisherigen Verlauf vorwiegend oberflächennah applizierte und oberflächlich eingebettete Einzelsensoren und FBG-Patches. Sie beinhalteten im Einzelnen Untersuchungen

- des Dauerschwingverhaltens,
- des Verhaltens bei dynamischer Wechselbiegung und Temperaturänderung,
- des Einflusses von axialer Druckbelastungen.

In den Versuchsergebnissen wurde eine gute Dehnungsübertragung und Dauerfestigkeit von oberflächlich und oberflächennah applizierten FBG-Sensoren nachgewiesen. Die Patches zeigten allerdings bei hohen Beanspruchungen Delaminationerscheinungen. Alle untersuchten Sensoren wiesen eine lineare Temperaturabhängigkeit auf, die sich einfach und reproduzierbar kompensieren ließ. Axiale Druckbelastungen zeigten bei exakt applizierten Sensoren nur einen vernachlässigbaren Einfluss.

Im Ergebnis zeigten sowohl die strukturintegrierten als auch die oberflächlich applizierten Sensorpatches gute Resultate:

- Die Messergebnisse entsprachen bei Nennlast und beim 50-Jahreswert der maximalen Böen den errechneten Werten.
- Es traten keine Ausfälle oder Delaminationerscheinungen auf.
- Drifterscheinungen der Signale oder Kriechen der Sensoren wurden nicht festgestellt.

Die für den Stellvertreterversuch weiterentwickelte Applikationstechnologie erwies sich als vorteilhaft:

- Die redundant ausgeführten Zuleitungen ermöglichten das Auslesen von Sensorarrays auch bei einseitig defekten Zuleitungsfasern.
- Zusätzliche FBG-Messstellen sind einfach einzubinden.

Erprobung im Feldtest

- Es wurde ein Instrumentierungsplan zum Einsatz der faseroptischen Sensorik an den dafür vorgesehenen Rotorblattstrukturen erarbeitet. Nach Überprüfung der Möglichkeiten zur technischen Realisierung mit den verfügbaren faseroptischen FBG-Sensoren wurden von BAM-VII.2 Applikationskonzepte für Untersuchungen am Validierungsmodell Tripod, am Demonstrator Windenergieanlage M 5000-2 sowie am Stellvertreterversuchsstand erstellt.
- Nach diesen Konzepten erfolgte die Implementierung der faseroptischen Sensorik in den genannten Versuchsobjekten.
- Bei der Übertragung der Ergebnisse der Laboruntersuchungen auf die Anwendung in der Überwachungspraxis von Rotorblättern waren z.B. folgende, z.T. zusätzliche Arbeiten zur Realisierung der Feldversuche notwendig:
 - die Verwendung entwickelter Applikationshilfen (Vorspanneinrichtung) und einlaminiertbarer Boxen für Spleißkassetten zur Unterbringung von Faserverbindungen und Kabelanschlüssen im Rotorblatt und im Stellvertreterrotorblatt,
 - die Applikation von materialintegrierten FBG-Fasersensorarrays im Rotorblatt,
 - Auswahl und Anpassung des ursprünglich vorgesehenen Messgeräts (Messgerät T4 der Fa. Smartfibres) für das Auslesen der Sensorfasern im Rotorblatt der M 5000_2.
- Auf Grund der aufgetretenen Fasersensor-Beschädigungen bei Fertigstellung und Transport des instrumentierten Rotorblattes ergaben sich Arbeitsschwerpunkte wie z.B.

- die Inspektion und Kontrollmessung der Faserarrays im montierten Rotorblatt,
 - die Auswahl, Sicherung und Verkabelung der funktionierenden Sensorarrays bzw. Sensoren,
 - der Aufbau und die Montage eines temperierten Geräteschranks für das T4-Messgerät,
 - die Konzipierung, Aufbau oder Beschaffung sowie Erprobung alternativer faseroptischer Sensorlösungen als Ersatz für die ausgefallenen Sensoren im Rotorblatt.
- Darüber hinaus wurden zusammen mit BAM-V.6 Test- und Vergleichsmessungen mit kommerziell verfügbaren oberflächenapplizierbaren Patches und verschiedenen Messsystemen für FBG-Sensoren durchgeführt. Als Ergebnis folgte der Beschluss zum Ersatz der bisherigen Messsystemlösung durch ein Messsystem der französischen Firma Advoptics/FOSystems.
 - Nachgewiesen werden konnte
 - die Strukturintegrierbarkeit und prinzipielle Funktionalität eingebetteter und oberflächlich applizierter faseroptischer Sensoren und Sensorarrays in für Windenergieanlagen verwendete Lamine auf Glas- und Kohlefaserbasis
 - eine dauerhafte stabile Dehnungsübertragung strukturintegrierter faseroptischer Sensoren
 - die Langzeitstabilität und Zuverlässigkeit der faseroptischen Sensorik unter Betriebsbeanspruchungen (Rotorblattversuchsstand)
 - sichere Übertragung der Messdaten aus dem Rotorblatt auf einen externen Messrechner über eine WLAN-Verbindung oder über Schleifringe.

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

TEILAUFGABE 4: METHODEN ZUR DATENANALYSE, SCHADENSFRÜHERKENNUNG (TA 4)

Bearbeiter: Dipl.-Ing., M. Sc. Sebastian Thöns
Dipl.-Ing. Rolf G. Rohrman
Dipl.-Ing. Samir Said
Dipl.-Ing. Fabian Grasse
Dr.-Ing. Volker Trappe
Dipl.-Ing. Peter Kraemer
Dipl.-Inf. Frank Müller
Dipl.-Ing. Frank Oertel
Fachgruppe V.6 Mechanik der Polymerwerkstoffe
Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
Universität Siegen
Fa. IGU-IST GmbH
Fa. μ -Sen GmbH

4	TA4: METHODEN ZUR DATENANALYSE, SCHADENSFRÜHERKENNUNG	3
4.1	Einleitung und Zielstellung	3
4.2	Modulares Konzeptes für die Datenanalyse	4
4.2.1	Modulare Datenanalyse mit austauschbaren Auswertemodulen	4
4.3	Schadensidentifikation auf der Basis von Output-Only Messungen	5
4.3.1	Allgemeines zur Schadenserkennung	5
4.3.2	Anforderungen an Schadenserkennungsmethoden für die Strukturüberwachung	6
4.3.3	Schadendetektion mit Hilfe der Nullspace-Based Fault-Detection Methode	8
4.3.4	Schadendetektion mit Hilfe von multivariaten Autoregressiven Modellen	8
4.3.5	Schadendetektion mit Hilfe von Modaldaten	9
4.3.6	Schadenlokalisierung	9
4.3.7	Entwicklung von Sensorfehlerdetektionsmethoden für SHM	10
4.3.7.1	Sensorfehlerdetektion mit Hilfe des Mutual Information (MI) Konzepts	11
4.3.7.2	Sensorsignalrekonstruktion mit einem Kalman-Filter	12
4.3.8	Schadenserkennungsmethoden für die Maschinenkomponenten von OWEA	13
4.3.8.1	Zyklische Kohärenz	14
4.3.8.2	Besonderheiten bei der Datenanalyse	16
4.3.8.3	Weiterentwicklung der Methoden	16
4.3.8.4	Ergebnisse zur Schadensidentifikation	17
4.4	Verfahrensentwicklung zur Diskriminierung von Umgebungseinflüssen	19
4.4.1	Anwendung von Klassifikationsverfahren	19
4.4.2	Anwendung von gemittelten Referenzmatrizen	20
4.4.3	Weitere Methoden zur Kompensation von EOCs	21
4.4.4	Beispiel zur Veranschaulichung der Methoden zur EOC-Kompensation	21
4.5	Software-Entwicklung für Vorort-Auswertung	23
4.6	Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe	23
4.6.1	Graphische Ergebnis-Ausgabe für die Schadens- und Lastidentifikation sowie für die Modalanalyse	24
4.6.2	Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe für die Bauwerks-Bewertung	24
4.6.2.1	Vorhandenes Überwachungssystem	25
4.6.2.2	Visualisierungskonzept	25
4.6.3	Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe für die Maschinenüberwachung	27
4.7	Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche	29
4.7.1	Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche für die Schadensidentifikation	29
4.7.2	Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche für das Ersatzrotorblatt	29
4.7.2.1	Ziele der Untersuchungen	29
4.7.2.2	Dimensionierung des Rotorblattes	30
4.7.2.3	Messstellenpositionen und Messgrößen für das Ersatz-Rotorblatt	34
4.7.2.4	Beschreibung des Versuchsstandes	35
4.7.2.5	Ergebnisse der Belastungsversuche	38
4.8	Schadensfrüherkennung an Rotorblättern mit dynamischen Verfahren	42
4.8.1	Numerische Untersuchungen	42
4.8.2	Experimentelle Untersuchungen am Rotorblattprüfstand	45
4.8.3	Schadensfrüherkennung mittels Rotorblatt-Überwachungssystem	48
4.9	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen	49
4.10	Literatur	51

4 TA4: METHODEN ZUR DATENANALYSE, SCHADENSFRÜHERKENNUNG

4.1 Einleitung und Zielstellung

Die übergeordnete Aufgabenstellung dieser Teilaufgabe ist die Entwicklung und Bereitstellung von Verfahren und Vorgehensweisen zur Schadensfrüherkennung an den Komponenten Bauwerk und Rotorblatt. Dabei teilt sich diese Aufgabe in zwei Bereiche:

1. Entwicklung von Algorithmen zur Analyse von Messdaten aus Dauerüberwachungen mit dem Ziel, Informationen über den aktuellen Zustand der Strukturen zu erhalten und eine Schadenfrüherkennung durchführen zu können.
2. Durch den Aufbau und die Durchführung von Stellvertreterversuchen für Rotorblätter Erkenntnisse darüber zu gewinnen, mit welchen Methoden sinnvollerweise Rotorblätter an Offshore-Windenergieanlagen im Betrieb überwacht werden können im Hinblick auf sich entwickelnde Schäden.

Der erste Aufgabenbereich umfasst die folgenden Arbeitsschritte

- Entwicklung und Programmierung von Detektions- und Lokisationsalgorithmen auf der Basis von Messergebnissen der sogenannten Output-Only-Methode
- Erprobung der entwickelten Algorithmen an Labormodellen und bei Komponentenversuchen
- Diskriminierung der Analyseergebnisse von Umwelteinflüssen und Betriebszuständen
- Automatisierte Extraktion von Modaldaten aus den Messergebnissen der laufenden Überwachungen (siehe auch Abschnitte 5.6.4 und 7.5.2.4.5)
- Entwicklung von Rechenmodellen für das Bauwerk (siehe Abschnitt 5.4.6)
- Erprobung der entwickelten Verfahren an Messergebnissen der Referenzanlage (Ergebnisse in Abschnitt 7.5.2 vorgestellt)
- Entwickeln einer prototypischen Software für die Algorithmen mit graphischer Ergebnisdarstellung und Erprobung dieser Software in-situ

Notwendige Erweiterungen des ersten Aufgabenbereichs bestanden aus

- Entwicklung und Implementierung von Algorithmen zur Identifikation von Sensorfehlern in das globale Überwachungssystem zur Schadenserkenkung (die Ergebnisse von der Referenz-WEA sind in Abschnitt 7.5.2.4.4 dargestellt)
- Entwicklung und Programmierung neuer Ansätze, welche besonders für die Überwachung von langsam rotierenden Maschinenkomponenten geeignet sind (Ergebnisse sind in TA2 vorgestellt)

Für den zweiten Aufgabenbereich von TA4 wird ein repräsentativer Bauteilversuch (Stellvertreterversuch) ausgelegt. Hierbei wird der Konstruktion die spezifischen Beanspruchungen (Gurtdehnung, Querkraftschub, Lasteinleitungspunkte, Klebeanspruchung / Klebfugengeometrie) realer Rotorblätter zu Grunde gelegt. Der Stellvertreterversuch bildet das Bindeglied zwischen Werkstoffprobe und Rotorblatt. Mit dieser Vorgehensweise sollen bei moderatem Aufwand bezüglich der Modellierung mit CAD- und FEM-Verfahren alle realen kritischen Beanspruchungszustände abgebildet werden können. Diese Untersuchungen sollen Grundlagentenkenntnisse zum Einsatz von Rotorblattüberwachungssystemen in situ liefern.

Ein wichtiger Teil der in TA4 durchzuführenden Untersuchungen sind die Erprobung von Konzepten für geeignete Positionierungen von Messstellen und die notwendige Sensordichte für lokale Überwachungen sowie die Betriebsfestigkeit der eingesetzten Sensorik.

Des Weiteren werden das Betriebsfestigkeits- und Schädigungsverhalten eines im Maßstab deutlich reduzierten Rotorblattes untersucht. Dabei werden die Werkstoffbeanspruchungen denen von Original-Rotorblättern bei gleicher konstruktiver Gestaltung nachgebildet. Durch gezielt eingebrachte Vorschädigungen bzw. Überlasten soll die Entwicklung von Schäden verfolgt werden. Diese Untersuchungen sind an Rotorblättern im Original-Maßstab aus

Kostengründen nur bedingt durchführbar und stellen zudem erhebliche Anforderungen an die Prüf- und Messtechnik.

Das Ziel ist der Aufbau und der Betrieb eines repräsentativen Stellverteter-Prüfstandes zur Simulation realer Betriebslasten an einem Versuchsrotorblatt mit Ergebnissen über die Betriebsfestigkeit der Sensorik und der notwendigen Sensordichte sowie über die Möglichkeiten der Nachbildung eines komplexen Bauteils zur Untersuchung des Ermüdungs- und Schadenstoleranzverhaltens.

Dynamische Untersuchungen im Rotorblattprüfstand mit dem Ziel der Bestimmung der modalen Parameter in Abhängigkeit vom Schädigungszustand des Rotorblattes sollen durchgeführt werden, um die Sensitivität dieser Größen, und damit deren Brauchbarkeit als Parameter für Zustandsüberwachungen in situ, exemplarisch zu untersuchen.

Die Industriepartner sollen diese Teilaufgabe aktiv unterstützen durch die Bereitstellung von Informationen und Daten. Darüber hinaus sollen für die Rotorblattüberwachung die entwickelten Methoden zur Datenanalyse, Schadensfrüherkennung und Prognose geprüft und mit eigenen Verfahren verglichen werden mit dem Ziel, die in der Praxis einzusetzenden Methoden zu optimieren und vervollständigen bzw. zu ersetzen. Im Fall des Bauteilversuches sollen die experimentellen Untersuchungen durch eigene Messungen ergänzt werden.

4.2 Modulares Konzeptes für die Datenanalyse

4.2.1 Modulare Datenanalyse mit austauschbaren Auswertemodulen

Die Identifikation von Schäden am Turm und an der Gründung ist eine wesentliche Aufgabe der Zustandsüberwachung von Offshore-Windenergieanlagen, da deren Ergebnisse sowohl aktuelle Konsequenzen für den weiteren Betrieb als auch mittelfristige Konsequenzen für einzuleitende Rehabilitationsmaßnahmen nach sich ziehen. Die Schadensidentifikation basiert auf einer Reihe von sich bedingenden meist globalen Verfahren der Analyse von Messdaten aus der Dauerüberwachung (Abbildung 4-1). Konzeptionell werden diese Verfahren durch logische Verknüpfungen im Sinn eines modularen Konzeptes miteinander verbunden. Wegen der weit reichenden Konsequenzen der Ergebnisse der Schadensidentifikation muss sowohl von den mathematischen Verfahren als auch von den verwendeten Messdaten ein hohes Maß an Zuverlässigkeit gefordert werden.

Das Konzept zur Schadensidentifikation an Bauwerken von Offshore-Windenergieanlagen wurde in [1] erstmals vorgestellt. Wie in Abbildung 4-1 zu erkennen ist, werden dem Datenanalysesystem zunächst die benötigten Daten bereitgestellt. Danach wird mittels Algorithmen automatisch die Entscheidung getroffen, ob diese für die Schadensidentifikation geeignet sind. In einem weiteren Schritt werden die Messdaten nach den auf die Anlage einwirkenden Umgebungseinflüssen (Windgeschwindigkeit, Temperatur, etc.) sowie nach den Betriebszuständen der Anlage (Position der Gondel, etc.) klassifiziert.

Nach der Klassifikation können die Zeitdaten für jede Klasse als stationär, d.h. nicht abhängig von Umgebungseinflüssen und Betriebszuständen, betrachtet werden. Die Schadensdetektion wird dann nach den in den Abschnitten 4.3 und 4.4 dargestellten Methoden durchgeführt. Alternativ kann man auf die Klassifikation verzichten und an deren Stelle Kennfelder aus den Schädigungsindikatoren mit Hilfe von neuronalen Netzen aufbauen. Diese alternative Vorgehensweise ist in [1] detailliert beschrieben.

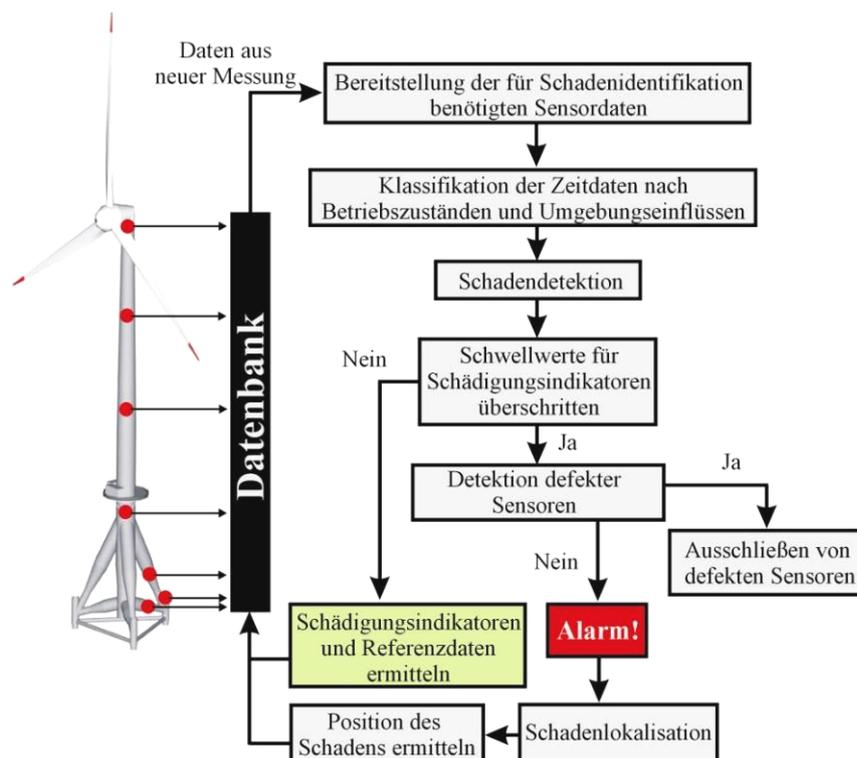


Abbildung 4-1: Algorithmus zur Datenanalyse

Sollte die Schadendetektionsmethode eine Änderung in der Struktureigenschaften feststellen, die nicht auf eine Änderung in den Betriebs- oder Umgebungseinflüssen zurückzuführen ist, so muss zunächst einmal geklärt werden, ob diese Änderung tatsächlich Folge eines Strukturschadens ist, oder ob eventuell ein Sensorfehler vorliegt. Jetzt wird also das Modul zur Detektion defekter Sensoren verwendet. Wie im Abschnitt 4.3.7 dargestellt, ist das Vorhandensein eines solchen Moduls notwendig, da Sensorfehler die Ergebnisse der Schadensidentifikation verfälschen. Ist ein Sensorfehler identifiziert, werden die Daten dieses Messkanals bis auf weiteres für die Schadenidentifikation ausgeschlossen.

Kann bei Überschreiten von Grenz- und Schwellwerten ein Sensorfehler ausgeschlossen werden, erfolgt eine Schadensidentifikation mit dem weiteren Ziel, den Ort des angezeigten Schadens zu ermitteln. In einem letzten Schritt werden die Schadensindikatoren und die Referenzdaten in der gemeinsamen Datenbank gespeichert. Die gemessenen Zeitreihen können danach gelöscht werden.

Die vorhandenen MATLAB-Programme für die obengenannten Algorithmen sind modular aufgebaut. Dieses Konzept zur Schadensidentifikation an OWEAs wurde in [2] bis [5] präsentiert und/oder publiziert.

4.3 Schadensidentifikation auf der Basis von Output-Only Messungen

4.3.1 Allgemeines zur Schadenserkennung

Die zurzeit meist eingesetzten und bekanntesten Verfahren zur Schadenserkennung basieren auf zerstörungsfreien Prüfungen (ZfP-Verfahren) wie z.B.: Ultraschallprüfung, Röntgenprüfung, etc. Diese Verfahren eignen sich sehr gut zur Schadenserkennung während der Fertigungsphase der WEA. Sobald die WEA an den Einsatzorten aufgestellt sind, können solche klassischen Verfahren nicht mehr eingesetzt werden. Dies liegt an der schweren Erreichbarkeit der Anlagen (besonders bei rauen Seebedingungen) und der schlechten Zugänglichkeit der Orte, an denen ein Schaden am wahrscheinlichsten entstehen kann, sog. Hot Spots. Des Weiteren sind solche Verfahren ausschließlich zur Prüfung des Hot Spots

geeignet, während eine sinnvolle, globale Überwachung der Gesamtanlage, bedingt durch die Konstruktion und Größe einer OWEA, nicht möglich ist.

Eine weitere Klasse von Verfahren, basiert auf Messung der Schwingungen der Anlage mit Hilfe unterschiedlicher Sensoren wie z.B. Dehnungsmessstreifen (DMS), Beschleunigungssensoren, Neigungssensoren etc. Diese Sensoren werden auf die OWEA fest installiert. Damit wird die Schadenserkennung eine Frage der geeigneten „Bearbeitung“ der kontinuierlich gemessenen Zeitdaten mit Hilfe intelligenter Algorithmen. Die Grundidee einer Bearbeitung der Zeitdaten mit solchen Algorithmen ist die Erkennung der Änderung des Schwingungsverhaltens in den Messdaten infolge eines Schadens. Dadurch wird die Schadenserkennung eine Mustererkennung bzgl. des Schwingverhaltens der Anlage.

Diese relativ neue Klasse von Verfahren lässt sich in das Gebiet des Structural Health Monitoring (SHM) einordnen. In SHM gibt es nach [6] mehrere Stufen für die Schadensidentifikation:

- Stufe 1: Schadendetektion
- Stufe 2: Schadenlokalisierung
- Stufe 3: Bestimmung des Schadenausmaßes
- Stufe 4: Prognose der Restlebensdauer

In der Stufe 1 meldet die Schadensidentifikationsmethode, ob ein Schaden überhaupt vorhanden ist. Die 2. Stufe gibt Auskunft über die Position des Schadens in der Struktur und die Stufe 3 ermittelt das Ausmaß des Schadens. Wie lange die Struktur betrieben werden darf, wird in 4. Stufe ermittelt.

Die SHM-Methoden können je nach Größe des überwachten Gebiets in globale und lokale Überwachungsmethoden unterteilt werden. Die Klassifikation basiert auf der relativen Beziehung zwischen der Wellenlänge der Schwingung und der Größe des Schadens, sowie der Strukturgröße.

Lokale Methoden benutzen z.B. hochfrequente Ultraschallwellen, deren Wellenlänge kürzer als der zu identifizierende Schaden ist. Dadurch sind diese sehr empfindlich gegenüber Erkennung kleiner Schäden, beanspruchen aber ein dichtes Sensornetzwerk und Kenntnisse über die Hot Spots der Struktur. Weiterhin benötigen diese Methoden eine aktive Anregung der Struktur (ein sog. Aktor oder mehrere Aktoren regt/regen die Struktur an).

Die globalen Methoden nutzen die unteren Moden der Struktur als dynamische Signatur der Struktur. Diese können mit einem weniger dichten Sensornetzwerk arbeiten und die Sensoren sind über die ganze Struktur verteilt. Hier ist es nicht notwendig, dass die möglichen Schädigungsorte a-priori bekannt sind. Auch bei diesen Methoden sind Kenntnisse über die Strukturanregung vorteilhaft, aber in vielen Fällen (auch bei OWEA) sind genaue Kenntnisse über das Anregungsniveau und –ort nicht vorhanden. Dadurch wurden viele globale Methoden ausschließlich zur Bearbeitung der gemessenen Zeitdaten (Output-Only-Methoden) verwendet (hierbei wird oft angenommen, dass der Anregungsprozess z.B. ein weißes Rauschen ist).

4.3.2 Anforderungen an Schadenserkennungsmethoden für die Strukturüberwachung

Die Anforderungen an geeignete Methoden zur Schadenserkennung an OWEA- Strukturkomponenten sollen unter Berücksichtigung der Bauart und der spezifischen Betriebs- und Umgebungszuständen der Anlage formuliert werden.

Die Offshore Windenergieanlagen mit Tripod-Fundament sind massive, aber schwingungsempfindliche, Strukturen aus Stahl. Die Wanddicken einer solchen Anlage betragen mindestens vier Zentimeter, so dass die Struktur der Anlage nur mit hohem Aufwand aktiv angeregt werden könnte. Bedingt durch ihre Größe ist ein dichtes Sensornetzwerk zur lokalen Überwachung aller Turm –und Tripodsegmenten sehr kostenintensiv und wahrscheinlich auch nicht realisierbar. Auch der heutige Kenntnisstand über die tatsächlichen Hot Spots der

Anlage erlaubt noch keinen ausschließlichen Einsatz lokaler Überwachungstechniken mit aktiver Anregung (dadurch sind viele gefährliche Schäden, die nicht antizipiert werden können, überhaupt nicht beobachtbar).

Aus den oben genannten Gründen wird sich dieser Bericht auf die Analyse globaler Überwachungsmethoden (basierend aus Output-Only Techniken) zur Schadensidentifikation an Strukturkomponenten von OWEA beschränken.

Bei einer Auswahl geeigneter globaler Verfahren zur Schadensüberwachung müssen auch die Änderungen in den Betriebs- und Umgebungszuständen (eng. Environmental and Operational Conditions, EOC) der Anlage berücksichtigt werden: Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Wellenhöhe (beeinflussen die Anregung der Struktur), Temperatur und weitere atmosphärische Bedingungen, Position der Gondel, Pitchwinkel und Rotationsgeschwindigkeit der Rotorblätter, Kolkungszustand, etc.

Alle diese Parameter ändern sich mit der Zeit und somit auch das dynamische Verhalten der Struktur: z.B. manche Struktureigenfrequenzen werden abhängig von der Windgeschwindigkeit oder Wellenhöhe angeregt (eine niedrige Windgeschwindigkeit regt nur wenige Eigenmoden in den tieferen Frequenzbereich an). Außerdem ist es bekannt, dass sich die Eigenfrequenzen der Struktur mit der Temperatur ändern. Da die Struktur einer OWEA nicht perfekt symmetrisch über die Turmachse ist (Transformatoren, Pumpen, etc. sind in dem Turm installiert), ändern sich auch die Massenverteilung/ Massenträgheitsmomente mit der Position der Gondel. Nachweise für die Änderung der Dynamik der Strukturen, in Abhängigkeit der EOCs, sowie Problemstellungen bei der Zustandsüberwachung von OWEA sind z.B. in [7-11] vorgestellt.

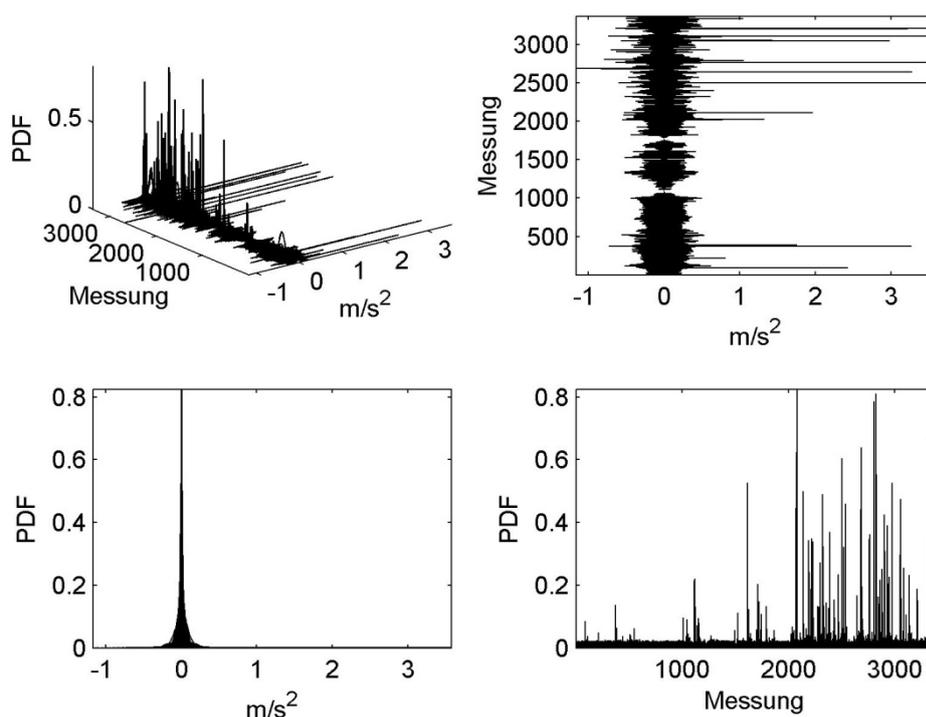


Abbildung 4-2: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (PDF) der Zeitdaten von Messkanal 65

Einen Nachweis der Instationarität der gemessenen Signale kann Abbildung 4-2 entnommen werden. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (eng. PDF) der 3372 Zeitdaten (Messdauer pro Datensatz: 10 Min.) der Anlage M5000-2 (hier wird beispielhaft der Messkanal 65 vorgestellt, siehe Teilaufgabe 5 Bild 5-20 rechts), zeigen dass die statistischen Eigenschaften der Signale sich sehr stark mit der Zeit ändern (abhängig von Betriebs- und Umgebungseinflüsse der Anlage).

Weitere Anforderungen an den Automatisierungsgrad der Überwachungssysteme, sowie einige Vorschläge für die grundlegende Überwachung von Strukturkomponenten von WEA sind in [12] enthalten.

Unter Berücksichtigung dieser Gegebenheiten und Anforderungen wurden die in den folgenden Abschnitten dargestellten Algorithmen/Verfahren entwickelt und programmiert.

4.3.3 Schadendetektion mit Hilfe der Nullspace-Based Fault-Detection Methode

Eine der Methoden, die zur Schadendetektion verwendet wurde [13], nutzt Output-Only Messdaten (Annahme: Input ist weißes Rauschen). Aus den Messdaten werden folgende Residuen ζ berechnet:

$$\zeta_n = \text{vec}[\mathbf{K}_0 \mathbf{H}_n] \text{ mit } 1 \leq n \leq N_D, \quad (1)$$

wobei N_D die Anzahl aller Datensätze, \mathbf{H} eine Matrix die die Auto- und Kreuzkorrelationen aller betrachteten Zeitreihen beinhaltet, und vec ein sog. Stapeloperator ist. \mathbf{K}_0 ist der linke Kernelraum einer Referenzmatrix \mathbf{H}_0 , so dass $\mathbf{K}_0 \mathbf{H}_0 = \mathbf{0}$ ist.

Ein Schädigungsindikator kann aus den normierten Residuen wie folgt beschrieben werden:

$$DI_n := \zeta_n^T \Sigma^{-1} \zeta_n. \quad (2)$$

Σ ist die Varianz der Residuen für den ungeschädigten Fall. Die Schädigungsindikatoren reagieren sehr sensibel auf alle Veränderungen im System ($DI \cong 0$ deutet auf keine Systemveränderung hin). Ausführliche Beschreibungen befinden sich in [14].

4.3.4 Schadendetektion mit Hilfe von multivariaten Autoregressiven Modellen

Eine weitere Methode basiert auf einem m -variaten $\text{AR}(p)$ -Modell von stationären Zeitreihen (Messdaten \mathbf{y} von mehreren Sensoren gleichzeitig), die bei äquidistanten Zeitintervallen k beobachtet worden sind:

$$\mathbf{y}_k = \mathbf{w} + \sum_{l=1}^p \mathbf{A}_l \mathbf{y}_{k-l} + \boldsymbol{\varepsilon}_k \quad (3)$$

Die Matrix $\boldsymbol{\varepsilon}_k$ besteht aus m Vektoren mit stochastischen Zeitdaten, deren Mittelwerte gleich Null sind. Die Matrizen $\mathbf{A}_1, \dots, \mathbf{A}_p$ der Dimension $m \times m$ sind die Koeffizientenmatrizen des AR-Modells der Ordnung p . Der Vektor \mathbf{w} der Dimension m ermöglicht die Berücksichtigung der von Null abweichenden Mittelwerte der Zeitreihen.

Mit Hilfe des Modells aus Gl. (3), wurde das Residuum für eine Referenzmessung r berechnet, siehe Gl. (4), links.

$$\boldsymbol{\varepsilon}_{k,r} = \mathbf{y}_{k,r} - \mathbf{w} - \sum_{l=1}^p \hat{\mathbf{A}}_l \mathbf{y}_{k-l,r}; \quad \boldsymbol{\varepsilon}_{k,n} = \mathbf{y}_{k,n} - \mathbf{w} - \sum_{l=1}^p \hat{\mathbf{A}}_l \mathbf{y}_{k-l,n} \quad (4)$$

Die Residuen nachfolgender Messungen n (Gl. (4), rechts) werden aus der Differenz zwischen den gemessenen Zeitreihen und den mit Hilfe von den AR-Koeffizienten geschätzten Zeitreihen ermittelt. Die Schädigungsindikatoren lassen sich aus dem Verhältnis der Eigenwerte λ_n der Kovarianzmatrizen Σ_n der Residuen und den Eigenwerten λ_r der Kovarianzmatrix Σ_r des Referenzresiduums ermitteln:

$$DI_n = \frac{\prod \text{diag}(\lambda_n)}{\prod \text{diag}(\lambda_r)} \quad (5)$$

Schädigungsindikatoren die ungefähr Eins sind, deuten auf einen ungeschädigten Zustand der Struktur hin.

4.3.5 Schadendetektion mit Hilfe von Modaldaten

Es wurde nachgewiesen, dass die Methoden und Modelle, die in 4.3.3 und 4.3.4 beschrieben sind, zur Extraktion von Modaldaten (Eigenfrequenzen, Dämpfungsverhältnisse und Eigenformen der Anlage) verwendet werden können, siehe [15] und [16]. Diese Modaldaten können zur Schadenidentifikation und Modelvalidierung genutzt werden (die Änderungen der Modaldaten, besonders bei höheren Moden, können oft auf einen Strukturschaden zurückgeführt werden).

Die ARV-Modelle können zur Extraktion von Modaldaten wie folgt verwendet werden [17]: Zuerst fassen wir die für die Systemidentifikation benötigten Matrizen A_d ($m \times m$) und C_y ($m \times m$) aus den Modellkoeffizienten zusammen:

$$A_d = \begin{bmatrix} \hat{A}_1 & \hat{A}_2 & \cdots & \hat{A}_{p-1} & \hat{A}_p \\ \mathbf{I} & \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{I} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \text{ und } C_y = [\mathbf{0} \ \mathbf{0} \ \cdots \ \mathbf{0} \ \mathbf{I}]. \quad (6)$$

Die Eigenwerte und Eigenvektoren des Systems erhält man dann wiederum mit Hilfe des Eigenwertproblems $(A_d - \delta_i \mathbf{I})\psi_i = \mathbf{0}$. Das Lösen des Eigenwertproblems liefert die komplexen Eigenwerte $\lambda = \text{diag}\{\delta_1, \delta_2, \dots\}$ und die komplexen Eigenvektoren, die in der Matrix $\Psi = [\psi_1, \psi_2, \dots]$ spaltenweise angeordnet sind.

Nach der Transformation der Eigenwerte in den zeitkontinuierlichen Bereich

$$\lambda_i = \frac{\ln(\delta_i)}{\Delta t} = -d_i \omega_i \pm j \underbrace{\sqrt{1 - d_i^2}}_{\omega_{D_i}} \omega_i; \quad \Delta t = \text{Zeitinkrement} \quad (7)$$

können die folgenden physikalischen Größen des Systems berechnet werden:

$$\begin{aligned} \text{Eigenfrequenzen: } f_i &= \frac{\omega_{D_i}}{2\pi} = \frac{\text{Im}(\lambda_i)}{2\pi} \quad (\omega_{D_i}: \text{Eigenkreisfrequenzen des gedämpften Systems}) \\ \text{Dämpfungsverhältnisse: } d_i &= \frac{-\text{Re}(\lambda_i)}{|\lambda_i|} \quad (\text{Dimensionslose modale Dämpfung}) \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{Komplexe Eigenformen: } \Phi = C_y \Psi$$

In dieser Arbeit werden die Modaldaten automatisch mit Hilfe sogenannter Stabilitätsplots extrahiert, um verlässliche Modalergebnisse zu erhalten (siehe die Ergebnisse der automatischen Modalanalyse in den Abschnitten 5.6.4 und 7.5.2.3.5).

4.3.6 Schadenlokalisierung

Die Lokalisation von Schäden erfolgt in erster Linie mit Hilfe einer modellgestützten Methode, siehe [18-22]. Hierbei sollen lokal begrenzte Schäden an einer sehr schwach gedämpften Struktur durch eine geeignete Interpretation der Änderungen des globalen Systemverhaltens identifiziert werden.

In einem ersten Schritt werden Modaldaten aus der Messung (siehe Abschnitt 4.3.5) für die Modelloptimierung (FE-Modell) verwendet [18]. Durch die Berechnung des Eigenwertproblems aus der Steifigkeits- und Massenmatrix des FE-Modells und durch die Modalanalyse gemessener Zeitdaten entstehen zwei Modalmatrizen. Die zur weiteren Berechnung benötigten Moden des FE-Modells müssen den gemessenen Moden entsprechen und werden mit Hilfe des Modal Assurance Criterion (MAC) paarweise zugeordnet, siehe [23].

In einem weiteren Schritt erfolgt die Berechnung der Sensitivitätsmatrix aus der Steifigkeitsmatrix \mathbf{K} und Massenmatrix \mathbf{M} des FE-Modells. Die Sensitivitätsberechnung spielt bei der modellgestützten Schadensdiagnose eine zentrale Rolle, denn mit ihr wird analytisch der Zusammenhang zwischen den Parametern, die den Schaden beschreiben und den daraus folgenden Änderungen in den Messdaten hergestellt. Zuerst wird angenommen, dass ein Schaden sich durch die Änderung der lokalen Systemsteifigkeit oder Masse zeigt:

$$[\mathbf{M} + \Delta\mathbf{M}]\ddot{\mathbf{x}} + [\mathbf{K} + \Delta\mathbf{K}]\mathbf{x} = \mathbf{f}, \quad (9)$$

wobei

$$\Delta\mathbf{K} \approx \sum_{j=1}^n \frac{\partial\mathbf{K}}{\partial p_j} \Delta p_j \quad \text{und} \quad \Delta\mathbf{M} \approx \sum_{j=1}^n \frac{\partial\mathbf{M}}{\partial q_j} \Delta q_j \quad (10)$$

durch n dimensionslose Linearisierungsparameter Δp_j bzw. Δq_j definiert werden können.

Die Änderungen der Massen und Steifigkeitsmatrizen mit den Korrekturparameter werden sich in den Änderungen der Eigenwerte und Eigenvektoren widerspiegelt. Die Ableitungen der Eigenwerte und Eigenvektoren werden in die Sensitivitätsmatrix S_{modal} geschrieben.

Weiterhin werden die Residuen zwischen den Modaldaten der gemessenen Werte an der ungeschädigten und geschädigten Struktur in einen Residuumsvektor r_{modal} geschrieben.

In einem letzten Schritt wird das folgende lineare Gleichungssystem nach Δp im Sinne kleinster gewichteter Fehlerquadrate gelöst:

$$S_{modal} \cdot \Delta p = r_{modal}. \quad (11)$$

Eine robuste Lösung der Gl. (11) wird mit Hilfe von Regularisierungstechniken erreicht [24].

Die Änderung der dimensionslosen Parameter Δp zeigt an, in welchem Element sowie in welchem Ausmaß eine Steifigkeitsreduktion (Schaden) eingetreten ist. Hierbei sollte aber erwähnt werden, dass die Methode nur unter folgenden Bedingungen einsetzbar ist:

- Die Methode eignet sich für die Lokalisation von Änderungen (Schäden) in linearen Systemen.
- Der Lokalisationsalgorithmus muss unter Berücksichtigung gleicher Umgebungsbedingungen angewendet werden (hier wird nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Eigenfrequenzen einer Struktur nicht nur bei Schäden, sondern auch bei unterschiedlichen Temperaturen und anderen Umgebungseinflüssen ändern).

Ergebnisse zu der Methode befinden sich in Abschnitt 7.5.2.3.5.

4.3.7 Entwicklung von Sensorfehlerdetektionsmethoden für SHM

Diese Aufgabe musste zusätzlich zu den anderen APs eingeführt werden, da eine Schadensidentifikation ohne ein optimal arbeitendes Sensornetzwerk nicht möglich ist. Besonders bei Schadensidentifikationsmethoden, die Korrelationen mehrerer Sensoren gleichzeitig betrachten, hat ein Sensorschaden eine ähnliche Wirkung auf die

Schädigungsindikatoren wie ein tatsächlicher Strukturschaden. Dadurch könnte eine Struktur als geschädigt eingestuft werden, obwohl sie es eigentlich nicht ist.

Während dieser Arbeit wurden schon einige existierende Methoden zur Sensorfehleridentifikation und Signalrekonstruktion programmiert (Missing Data Analysis [25], die Hauptkomponentenanalyse [26] und T2-Control-Chart [27]) und deren Eignung zur Überwachung von OWEAs im Vergleich zu eigenen Methoden (siehe Abschnitt 4.3.7.1 und 4.3.7.2) überprüft.

Im Folgenden werden die an unserem Institut entwickelten Methoden kurz vorgestellt und mit Hilfe des Beispiels aus Abschnitt 4.4.4 verdeutlicht.

4.3.7.1 Sensorfehlerdetektion mit Hilfe des Mutual Information (MI) Konzepts

Die MI-Methode zur Detektion von Sensorfehlern [28] basiert auf dem Konzept der gegenseitigen Information zwischen zwei Signalen X und Y , welche von zwei unterschiedlichen Sensoren stammen. Hierbei wird der Informationsgehalt der Daten des Sensors X über den Sensor Y berechnet. Wenn ein Sensorfehler auftritt, dann ändert sich die MI, weil dieser Fehler nicht als Information in den anderen Signalen erfasst ist. Die MI von zwei Zufallsvariablen X und Y kann wie folgt definiert werden:

$$MI(X, Y) = \iint \mu(x, y) \log \frac{\mu(x, y)}{\mu_x(x)\mu_y(y)} dx dy \quad (12)$$

wobei $\mu(x, y)$ die Verbundwahrscheinlichkeitsdichte (engl. joint probability density) und μ_x bzw. μ_y die Randdichten (eng. marginal density) von X und Y sind. Wenn X und Y unabhängig sind, dann ist $\mu(x, y) = \mu_x(x)\mu_y(y)$ und dadurch MI gleich Null.

Die Berechnung der MI für alle möglichen Kombinationen (ohne $m = l$) der Sensorsignale $y_m(t)$ und $y_l(t)$ führt zu einer MI-Matrix. Die MI ändert sich, wenn ein Sensorfehler f_m im Kanal m vorhanden ist: $\tilde{y}_m = y_m + f_m$.

Die Änderung der MI bei einem fehlerhaften Sensor m macht sich bemerkbar, indem in allen Kombinationen mit dem Index m aus der MI-Matrix eine Reduktion der gegenseitigen Information zu sehen ist.

$$MI_{n_m}^{rel} = \frac{|MI_{n_m} - MI_{ref}|}{MI_{ref}} \quad (13)$$

wobei MI_{ref} eine Referenz-MI-Matrix ist, die z.B. als gemittelte Matrix aus mehreren MI-Matrizen (berechnet unter der Annahme, dass kein Sensorfehler vorhanden ist) entstehen kann. Die Änderungen der MI-Matrix können globaler oder lokaler Natur sein. Zum Beispiel bewirkt eine Änderung der EOCs eine gleichmäßige Änderung aller Elemente der MI-Matrix. Diese Information kann benutzt werden, um den Einfluss der Umgebungsgrößen auf die Fehlerdetektion zu reduzieren und gleichzeitig die in einer MI beinhalteten Information auf einen einzigen Fehlerindikator zu reduzieren. Dabei wird zuerst die Symmetrie der Matrix benutzt und die Elemente der MI Spaltenweise addiert: $MIV_m = 1/l \sum_{l=1}^m MI_{m,l}$. Dadurch wird die Information für jede Messung auf einen Vektor (MIV) der Länge m reduziert.

Aus Veranschaulichungsgründen, wird hier die Änderung der MI-Matrix grafisch für das Beispiel des Laborversuchs aus Abschnitt 4.4.4 (Abbildung 4-11) dargestellt (siehe Abbildung 4-3). Hierfür wurden nur die Sensoren 1 bis 4 verwendet, wobei das Sensorsignal 2 mit einem gleichzeitigen Bias, Drift und Rauschen künstlich verfälscht wurde (siehe das

rote Signal in Abbildung 4-4). Die Veränderungen im Signal von Sensor 2 konnten im Frequenzspektrum nicht beobachtet werden.

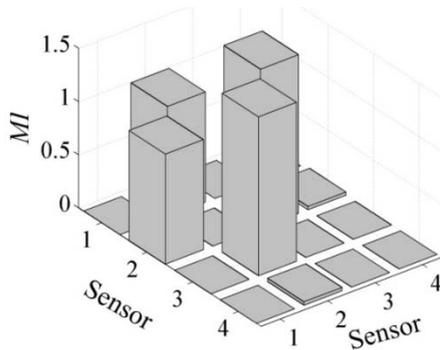


Abbildung 4-3: MI-Matrix für die Laborstruktur mit einem Sensorfehler am Sensor 2

Die MI Matrix zeigt eine deutliche Veränderung der MI-Verhältnisse zwischen dem Sensor 2 und allen anderen Sensorsignalen.

Ein großer Vorteil der Methode gegenüber den anderen untersuchten Methoden aus der Literatur ist, dass die MI-Methode mehrere Sensorfehler gleichzeitig identifizieren kann.

Ergebnisse zu der Methode befinden sich in Abschnitt 7.5.2.4.4.

4.3.7.2 Sensorsignalrekonstruktion mit einem Kalman-Filter

Für die Signalrekonstruktion wurde ein Kalman Filter verwendet [29], was mit Hilfe der Zustandsraumdarstellung der Bewegungsgleichungen eines zeitdiskreten und zeitinvarianten Systems beschrieben werden kann:

$$\begin{aligned} z_k &= \mathbf{A}z_{k-1} + \mathbf{B}u_k + \mathbf{G}w_{k-1} \\ y_k &= \mathbf{C}z_k + \mathbf{D}u_k + \mathbf{H}w_k + v_k \end{aligned} \quad (14)$$

\mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} , \mathbf{D} sind die System-, Eingangs-, Ausgangs- und Durchgangsmatrizen, die den Zustandsraum beschreiben (siehe [30, 31]) und z_k ist der Zustand des Systems (für unseren Anwendungsfall $\mathbf{G} = \mathbf{B}$ und $\mathbf{H} = 0$). Die Signale w (Prozessrauschen) und v (Messrauschen) sind gaußverteilt, weißes und voneinander statistisch unabhängiges Rauschen. Darüber hinaus sind beide Rauschprozesse mittelwertfrei und besitzen folgende Kovarianzmatrizen:

$$\mathbf{Q}_w = E[\mathbf{w}\mathbf{w}^T], \mathbf{R}_v = E[\mathbf{v}\mathbf{v}^T] \text{ und } N_{wv} = E[\mathbf{w}\mathbf{v}^T] = 0 \quad (15)$$

Das hier verwendete Kalman-Filter basiert auf einer Implementierung (siehe Gl. (16)), die eine optimale Kalman-Verstärkermatrix $\mathbf{K}_k = \mathbf{P}_k \mathbf{C}^T [\mathbf{C}\mathbf{P}_k \mathbf{C}^T + \mathbf{R}_v]^{-1}$ zusammen mit der stationären Fehlerkovarianzmatrix \mathbf{P} liefert [32], welche die Lösung der Riccati-Gleichung für $\mathbf{H} = 0$ ist:

$$\mathbf{A}\mathbf{P} + \mathbf{P}\mathbf{A}^T - (\mathbf{P}\mathbf{C}^T + \mathbf{G}\mathbf{N}_{wv})\mathbf{R}_v^{-1}(\mathbf{C}\mathbf{P} + \mathbf{N}_{wv}^T \mathbf{G}^T) + \mathbf{G}\mathbf{Q}_w \mathbf{G}^T = 0 \quad (16)$$

Diese wird für die Schätzung des aktuellen Zustands des Systems genutzt:

$$\hat{z}_k = \hat{z}_k^- + \mathbf{K}_k [\mathbf{y}_k - \mathbf{C}\hat{z}_k^- - \mathbf{D}\mathbf{u}_k] = \hat{z}_k^- + \mathbf{K}_k [\mathbf{y}_k - \hat{\mathbf{y}}_k]. \quad (17)$$

Dieser Kalman-Filter-Ansatz (KF) kann unter folgenden Bedingungen für die Rekonstruktion fehlerhafter oder fehlender Signale verwendet werden:

- Das Zustandsraummodell der Struktur (FE-Modell) muss vorhanden sein. Für komplexe Modelle mit einer großen Anzahl an Freiheitsgraden ist eine Transformation der Freiheitsgrade auf modale Koordinaten notwendig.
- Für die Zustandsschätzung mit dem KF müssen die Mess- und Prozesskovarianzen festgelegt werden. Eine detaillierte Beschreibung dazu befindet sich in [29].
- Die Anzahl der Sensoren soll größer als die Anzahl der an der Schwingung partizipierenden Moden sein.

Hauptidee der Signalrekonstruktion:

Wenn der fehlerhafte Sensor mit Hilfe der MI-Methode identifiziert wurde, kann das KF zur Rekonstruktion des Signals benutzt werden, indem die Kovarianz-Matrix des Messrauschens dieses Sensors erhöht wird. Dadurch wird das „Vertrauen“ in dieses Signal herabgesetzt. Abschließend findet eine Rekonstruktion des fehlerhaften Signals mit Hilfe des Modells und der anderen Sensoren statt.

Die Rekonstruktion des Signals des fehlerhaften Sensors 2 aus Abschnitt 4.3.7.1 wurde in Abbildung 4-4 grafisch dargestellt.

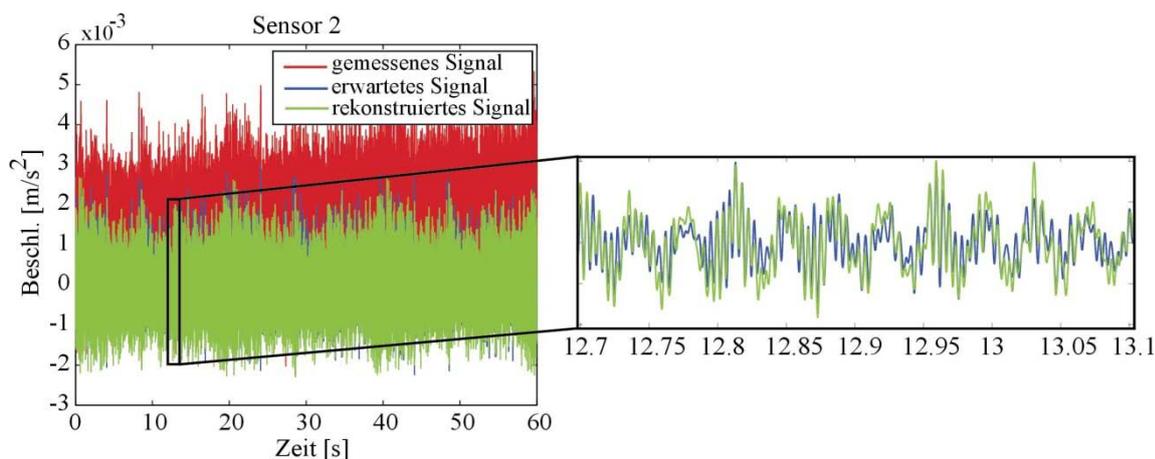


Abbildung 4-4: Signalrekonstruktion für Sensor 2 der Laborstruktur

Auch diese Methode kann mehrere Sensorfehler gleichzeitig identifizieren, diese benötigt aber ein gutes FE-Modell der Struktur. Ferner wird angenommen, dass das Anregungssignal normalverteilt und unkorreliert ist.

Die Methoden zur Sensorfehleridentifikation wurden auf der internationalen Konferenz ISMA 2008 in Leuven, Belgien vorgestellt (siehe [29]).

4.3.8 Schadenserkennungsmethoden für die Maschinenkomponenten von OWEA

Diese Aufgabe wurde in Kooperation mit der Fa. µ-Sen von der Universität Siegen durchgeführt. Hierbei wurden vorhandene und neue Methoden zur Maschinenüberwachung (hauptsächlich im Frequenzbereich) entwickelt, programmiert und angewendet. Dadurch sollen Schäden im Lager und Getriebe des Triebstrangs von Windenergieanlagen in einem früheren Stadium als mit herkömmlichen Verfahren entdeckt werden.

Bei der Auswahl bzw. Weiterentwicklung der Schadensidentifikationsalgorithmen für Maschinenkomponenten einer OWEA wurden einige Merkmale wie z.B.:

- Schlechtes Verhältnis von Nutz- zu Störsignal durch lange Übertragungswege zwischen den Sensoren und den überwachten Maschinenkomponenten,
- Schlechte Anregung der überwachten Komponenten durch langsam rotierende Maschinenteile,
- Variation der Drehzahl der rotierenden Teile, etc.

beachtet.

Im Folgenden werden aus Übersichtlichkeitsgründen die Methoden, die innerhalb des Projektes IMO-WIND zur Maschinenüberwachung angewendet bzw. entwickelt wurden, erwähnt:

- Leistungsdichtespektrumanalyse,
- Hüllkurvenspektrumanalyse,
- Leistungscepstrumanalyse,
- Zyklische Kohärenz,
- Spektralanalyse mittels parametergestützter Modellierung,
- Spektrale Kurtosis, und die
- Approximierte Entropie.

Begleitend zu der Methoden zur Maschinenüberwachung wurden die folgenden Methoden zur Signalvorverarbeitung programmiert und angewendet:

- Digital-Order-Tracking,
- Prewhitening,
- Rotorsynchrone Mittelung, und
- Bandpassfilterung mit Hilfe von Kurtogrammen oder zyklischer Kohärenzspektren.

Aus Übersichtlichkeits- und Platzgründen werden hier kurz nur die theoretischen Grundlagen und die vielversprechende zyklische Kohärenz-Methode vorgestellt. Eine detaillierte Untersuchung aller erwähnten Methoden und deren Eignung zur Überwachung der Maschinenkomponenten von Windenergieanlagen wurde im Rahmen einer Diplomarbeit an der Universität Siegen durchgeführt (siehe [33]). Die Ergebnisse der Methoden wurden dem Projektpartner μ -Sen bereitgestellt, im Rahmen des 8. IMO-WIND-Arbeitstreffens präsentiert und in [34] veröffentlicht.

4.3.8.1 Zyklische Kohärenz

Das zyklische Leistungsspektrum wurde zur Identifikation kleiner Lager- und Zahnradschäden bei langsam rotierenden Maschinen in WEAs und bei schlechtem Signal/Rauschen-Verhältnis verwendet. Diese Methode nutzt die statistische Korrelation zwischen den Frequenzkomponenten des Signals [35], die um die Frequenz $\alpha \neq 0$ verschoben werden. Um dieses Spektrum zu erhalten wurde zuerst das zeitdiskrete Signal $x(n)$ fouriertransformiert und um die Frequenz α , beziehungsweise die beiden Signale jeweils um die Frequenz $\alpha/2$, verschoben:

$$X_N\left(f \pm \frac{\alpha}{2}\right) = \sum_{n=1}^N x(n) \cdot e^{\pm j\pi\alpha n/f_s} e^{-j2\pi f n/f_s} . \quad (18)$$

Berechnet man von diesen Fouriertransformierten die Autokorrelation über die Länge N des Signals [44], so erhält man nach Normieren mit dem Faktor $1/N$ das so genannte zyklische Leistungsspektrum (Einheit: Signal-Einheit²/Hz) [43]:

$$S_{xx}(f; \alpha) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} E \left\{ X_N\left(f + \frac{\alpha}{2}\right) \cdot X_N\left(f - \frac{\alpha}{2}\right)^* \right\} . \quad (19)$$

Für zyklstationäre Signale nimmt die zyklische Kohärenz entlang der f -Achse immer einen kontinuierlichen Verlauf an, entlang der zyklischen Frequenz α hingegen eine sprunghafte Form. Wird das zyklische Leistungsspektrum mit der Leistung des Signals normiert, so erhält man das zyklische Autokohärenzspektrum. Dieses wird im Folgenden der Einfachheit halber nur als zyklische Kohärenz bezeichnet:

$$|\gamma_{xx}(f; \alpha)|^2 = \frac{|S_{xx}(f; \alpha)|^2}{S_{xx}\left(f + \frac{\alpha}{2}\right)S_{xx}\left(f - \frac{\alpha}{2}\right)}. \quad (20)$$

Diese zyklische Kohärenz verhält sich wie ein Korrelationskoeffizient zwischen den spektralen Komponenten bei den Frequenzen $f + \alpha/2$ und $f - \alpha/2$. Die Ergebnisse nehmen Werte zwischen 0 (keine spektrale Korrelation) und 1 (perfekte linearer Zusammenhang zwischen zwei spektralen Komponenten) an.

Aus [35] geht hervor, dass das Ergebnis der zyklischen Kohärenz eines schadenbehafteten Signals, wie es in Abbildung 4-5 dargestellt ist, auf folgende zwei Arten gedeutet werden kann:

- wenn man es als Funktion der Frequenz f liest, zeigt die zyklische Kohärenz auf, in welchem Frequenzbereich der Schaden am deutlichsten auftritt bzw. welche Strukturresonanzfrequenzen durch den Schaden angeregt werden.
- wenn man es als Funktion der zyklischen Frequenz α liest, beschreibt die zyklische Kohärenz die Signatur des Schadens. Bei Kenntnis der Kinematik kann der Schaden so identifiziert werden.

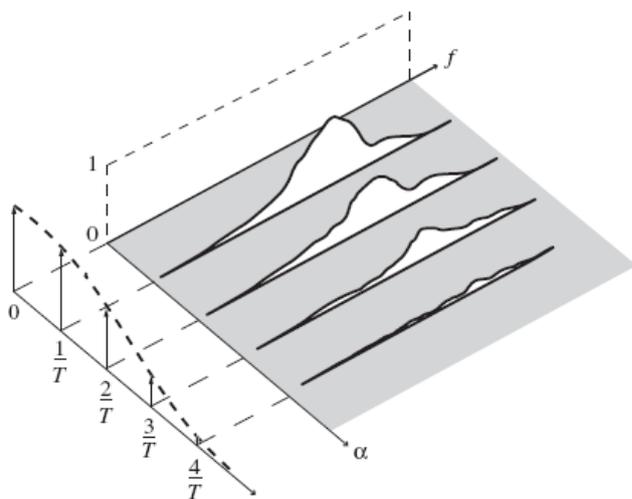


Abbildung 4-5: Zyklische Kohärenz am Beispiel eines Wälzlageraußenringschadens, nach [35]

Der Schaden geht also hierbei nicht aus dem f -Frequenzbereich hervor, sondern aus der α -Frequenzdomäne. Die Höhe des Ausschlags gibt jedoch auch hier den Schadensfortschritt an, wobei diese auch von anderen Faktoren abhängt, wie beispielsweise der Last, der Drehzahl und dem Einfluss anderer Maschinenkomponenten.

Ergebnisse der Schadenidentifikation an Maschinenkomponenten werden in [33], [34] und im Abschnitt 4.3.8.2 vorgestellt.

4.3.8.2 Besonderheiten bei der Datenanalyse

Schädigungen am Generator, Getriebe und Rotorlager verursachen eine signifikante Änderung der erfassten Schwingungen und bilden die Basis für die Diagnose und Alarmierung.

Über ihre Geometrie, den Einbauort und die Drehzahl können den einzelnen Bauteilen (Wälzlager, Zahnräder, Wellen, etc.) so genannte typische kinematische Frequenzen zugeordnet werden. Ändert sich die Drehzahl, so ändert sich folgerichtig auch die kinematische Frequenz des überwachten Bauteils. Moderne, drehzahlvariable Windenergieanlagen passen ihre Drehzahl permanent den vorhandenen Windbedingungen an. Durch die ständige Änderung der Drehzahl und der Belastungen ist eine Bewertung der Amplituden und deren unmittelbarer Vergleich nicht möglich. Bei der Überwachung von Windenergieanlagen müssen daher unbedingt die instationären Betriebsbedingungen berücksichtigt werden, was durch eine Überführung der zeitsynchron abgetasteten Messwerte in drehwinkelsynchron abgetastete Messwerte erfolgt. In der Praxis werden die zeitsynchron erfassten Messdaten durch ein digitales resampling mit Hilfe des parallel aufgezeichneten Drehzahlsignals in drehwinkelsynchrone Signale überführt. Mit den drehwinkelsynchronen Messwerten erfolgt anschließend die Analyse im Spektralbereich. Das so berechnete Ordnungsamplitudenspektrum stellt die Amplituden für jede Ordnung dar, die Ordnung bezieht sich dabei auf die pro Umdrehung enthaltenen Perioden eines Signals, ein Signal der Ordnung 1 enthält pro Umdrehung eine Periode, die Harmonischen dieses Signals entsprechen dann der 2., 3., ... Ordnung (zu einem besseren Vergleich wurde die Abszisse im Beispiel anschließend wieder mit der Drehfrequenz multipliziert). Erst durch die Anwendung der Ordnungsanalyse wird eine Analyse der Daten drehzahlvariabler Windenergieanlagen möglich. Bei einem Vergleich der Spektren in Abbildung 4-6 wird der Einfluss der Drehzahlschwankungen auf die Analyse deutlich. Nach Anwendung der Ordnungsanalyse werden drehzahlabhängige Frequenzen wie die Zahneingriffsfrequenz der 2. Stirnradstufe mit deutlich höheren Amplituden dargestellt, der Effekt des „Verschmierens“ wird deutlich verringert.

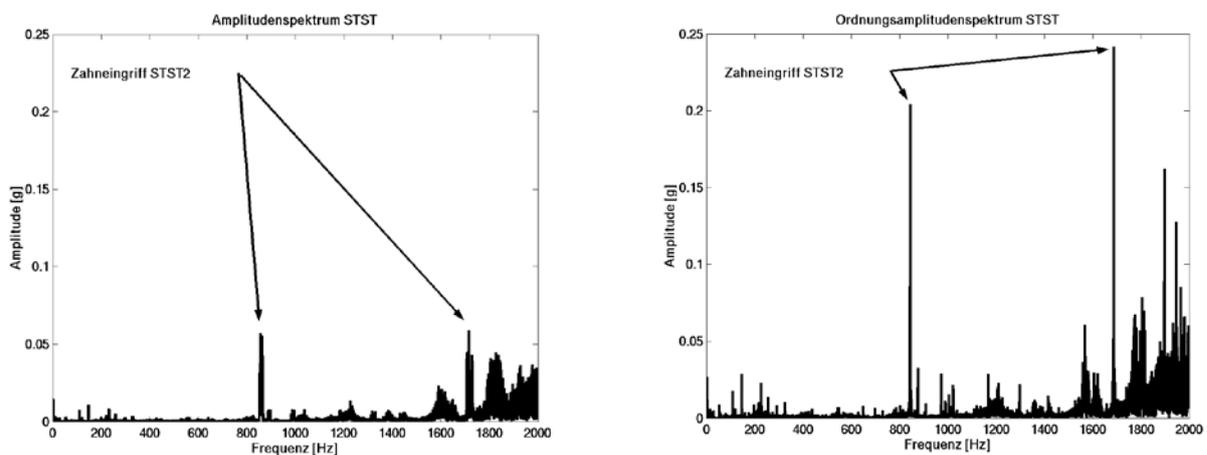


Abbildung 4-6: Vergleich der Spektren einer drehzahlvariablen Windenergieanlage: Verringerung des Effekts des „Verschmierens“ der Frequenzkomponenten nach Anwendung der Ordnungsanalyse (links: Amplitudenspektrum; rechts: Ordnungsamplitudenspektrum)

Die Messung unter vergleichbaren Betriebsbedingungen (Leistung, Windgeschwindigkeit) ermöglicht eine einfachere Beurteilung der Messdaten und eine deutlich bessere Aussagekraft der Trendanalyse für die überwachten Kennwerte.

4.3.8.3 Weiterentwicklung der Methoden

Während Onshore-WEA gut erreichbar sind, gestaltet sich der Zugang zu Offshore-WEA schwierig. Daher ist eine langfristige Planung des Einsatzes und der Ersatzteilbeschaffung

notwendig. Gerade in Hinblick auf die möglichen Folgeschäden im Bereich der Planetenstufe und die Erreichbarkeit der Anlagen unter Offshore-Bedingungen ist eine frühzeitige Erfassung dieser Schäden von besonderer Bedeutung. Dabei erschließen sich durch die Nutzung verschiedener Methoden folgende Vorteile:

- Absicherungen der Diagnoseergebnisse durch mehrere Verfahren
- höhere Diagnosesicherheit
- verbesserte Fehlerfrüherkennung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde von der Universität Siegen in Kooperation mit der μ -Sen GmbH eine Diplomarbeit erstellt [45]. Hierbei kamen Daten von bereits von der μ -Sen GmbH detektierten Schäden zur Entwicklung und Erprobung neuer Algorithmen zur Anwendung. Besondere Bedeutung hat dabei die Überwachung der Planetenstufe.

4.3.8.4 Ergebnisse zur Schadensidentifikation

Die folgenden zwei Beispiele wurden ausgewählt, um die Effizienz der zyklischen Kohärenz-Methode zu erläutern (siehe TA4, Abschnitt 4.3.8). Die Anwendung weiterer Methoden auf diese und weitere Messdaten befindet sich in [46]. Eine detaillierte Gegenüberstellung der Methoden und weitere Vorschläge zur Schadensidentifikation an Maschinenkomponenten in WEAs sind in [45] beschrieben.

- Innenringschaden an einem Lager der Zwischenwelle einer Pitch-Anlage

Der hier ausgewählte Schaden konnte mit klassischen Zustandsüberwachungsmethoden nicht identifiziert werden. Zum Beispiel ist der Schaden im Hüllkurvenspektrum durch eine erhöhte Amplitude bei der Schadensfrequenz angedeutet, siehe Abbildung 4-7. Die aber zu erwartenden, für einen Innenringschaden typischen, Seitenbänder als Resultat der Amplitudenmodulation durch die Drehfrequenz der Zwischenwelle, sind dagegen nicht ausgeprägt.

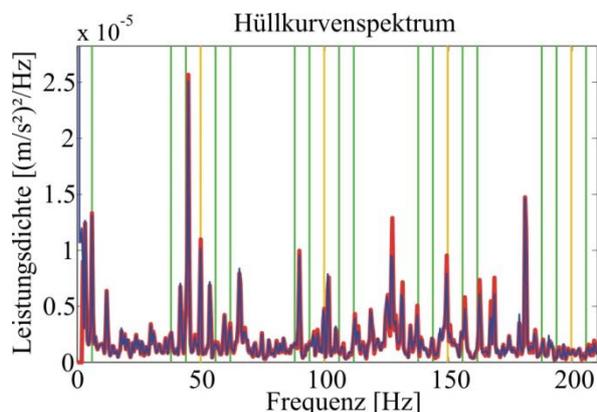


Abbildung 4-7: Hüllkurvenspektrum mit (rot) und ohne (blau) Order-Tracking; (grün: mittlere Drehfrequenz, gelb: Schadensfrequenz)

Mittels zyklischer Kohärenz geht die Schadensfrequenz bei Betrachtung des kompletten Frequenzbereichs ähnlich gut hervor wie beim Hüllkurvenspektrum. Der Schaden prägt sich insbesondere zwischen den Frequenzen von 200 bis 600 Hz und von 1000 bis 1200 Hz aus (Abbildung 4-8 links und rechts). Neben der Schadensfrequenz erkennt man in diesen Frequenzbereichen zusätzlich die Amplitudenmodulation durch die Drehfrequenz der Zwischenwelle, die sich in Form von Seitenbändern niederschlägt (grüne Linien). Während die Schadensfrequenz im Frequenzbereich von 1000 bis 1200 Hz (Abbildung 4-8 rechts) etwas ausgeprägter ist als im Bereich von 200 bis 600 Hz, ist hier die Amplitudenmodulation deutlicher zu erkennen. Der Innenringschaden wird folglich trotz des frühen Schadensstadiums bei Anwendung der zyklischen Kohärenz identifiziert.

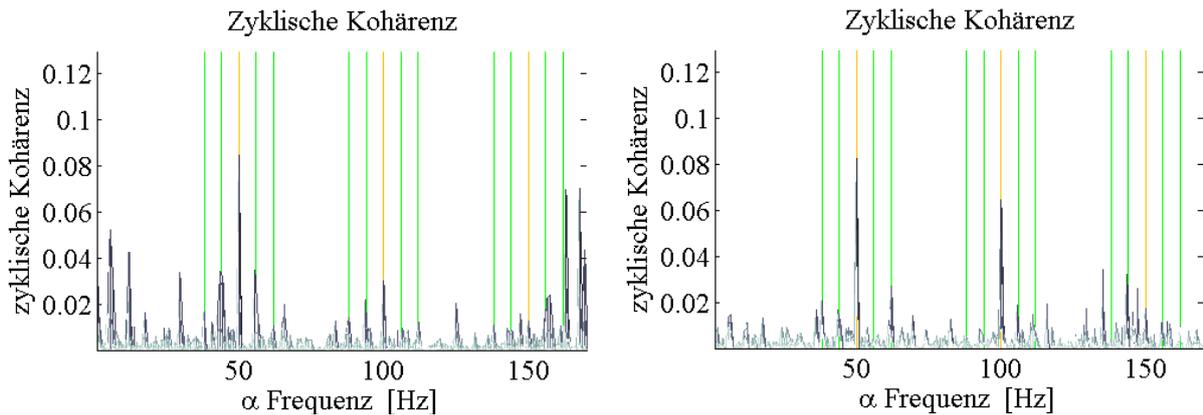


Abbildung 4-8: Zyklische Kohärenz mit Order-Tracking aus der α -Ebene betrachtet im Frequenzbereich von 200 bis 600 Hz (links) und von 1000 bis 1200 Hz (rechts); (grün: mittlere Drehfrequenz, gelb: Schadensfrequenz)

- Sonnenradschaden am Planetengetriebe

Im Vergleich zu einfachen Stirnradgetrieben, ist die Detektion eines Schadens an einem Planetengetriebe aufgrund der vielen Komponenten komplizierter. Auch wenn die schwingungsanregenden Mechanismen grundsätzlich die gleichen wie bei Stirnradgetrieben sind, gestaltet sich das Erkennen von Fehlern an der Verzahnung von Planetengetrieben komplizierter, da sich immer mehrere Planeten im Zahneingriff befinden und die Planeten nicht nur um die eigene Achse drehen, sondern zusätzlich auch um den Mittelpunkt des Planetenträgers.

Weitere Schwierigkeiten bereiten die sehr langsam drehenden Wellen (langsame Welle hier: 0,97 Hz), die vielen charakteristischen Frequenzen des Signals und der verhältnismäßig lange Übertragungsweg des Signals zum Sensor. Im vorliegenden Fall hat das Sonnenrad einen Verzahnungsschaden, der sich in einem relativ frühen Stadium befindet. Der Schaden muss theoretisch durch die Sonnenradüberrollfrequenz (in den folgenden Abbildungen durch eine grüne Linie markiert) sichtbar werden. Im Leistungsdichtespektrum wurde der Sonnenradschaden erst bei starker Vergrößerung des Frequenzbereichs sichtbar. Das Problem konnte aber mit der zyklischen Kohärenz gelöst werden.

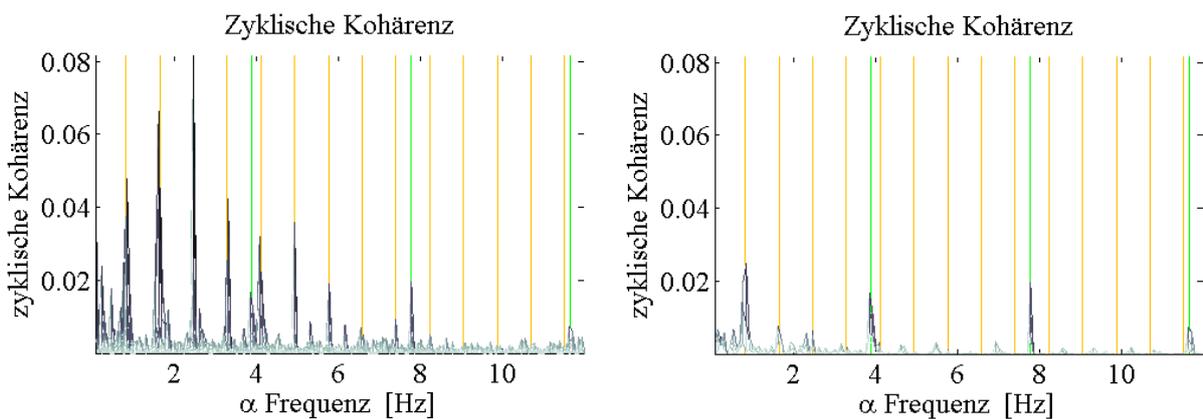


Abbildung 4-9: Zyklische Kohärenz aus der α -Ebene betrachtet im kompletten f -Frequenzbereich (links) und im Bereich von 115 bis 200 Hz (rechts); (grün: Sonnenradüberrollfrequenz, gelb: Hohlradüberrollfrequenz)

Durch die Berechnung der zyklischen Kohärenz wird der Schaden deutlich (Abbildung 4-9 links). Er tritt insbesondere im Frequenzbereich zwischen 115 und 200 Hz relativ isoliert von anderen Frequenzen auf (siehe Abbildung 4-9, rechts).

4.4 Verfahrensentwicklung zur Diskriminierung von Umgebungseinflüssen

Die Methoden zur Kompensation der Einflüsse der Umgebungs- und Betriebszustände (Environmental and Operational Condition - EOC) auf die Ergebnisse der Schadensdetektionsalgorithmen (siehe z.B. 4.3.3 und 4.3.4) können prinzipiell in zwei Gruppen unterteilt werden [7]:

- Methoden die direkte Messungen der EOC (z.B. Temperatur, Gondelposition, Windgeschwindigkeit, etc.) Variablen nutzen/benötigen.
- Methoden die Messungen der EOC Variablen nicht benötigen.

Das Ziel aller Methoden ist es, Schädigungssignaturen oder –merkmale in den gemessenen Zeitdaten in Form von Schädigungsindikatoren bereit zu stellen. Diese sollen möglichst sensitiv gegenüber Schäden und nicht sensitiv gegenüber Änderungen der EOCs sein. Dadurch sind diese Methoden prinzipiell so zu gestalten, dass die unerwünschten Effekte der EOCs auf die extrahierten Merkmale minimal sind. Die Nachteile/Vorteile der bekanntesten Methoden zur EOC-Kompensation sind in [37] detailliert erläutert.

4.4.1 Anwendung von Klassifikationsverfahren

In dieser Arbeit wurden hauptsächlich Methoden, die direkte Messungen der EOC Variablen benötigen verwendet.

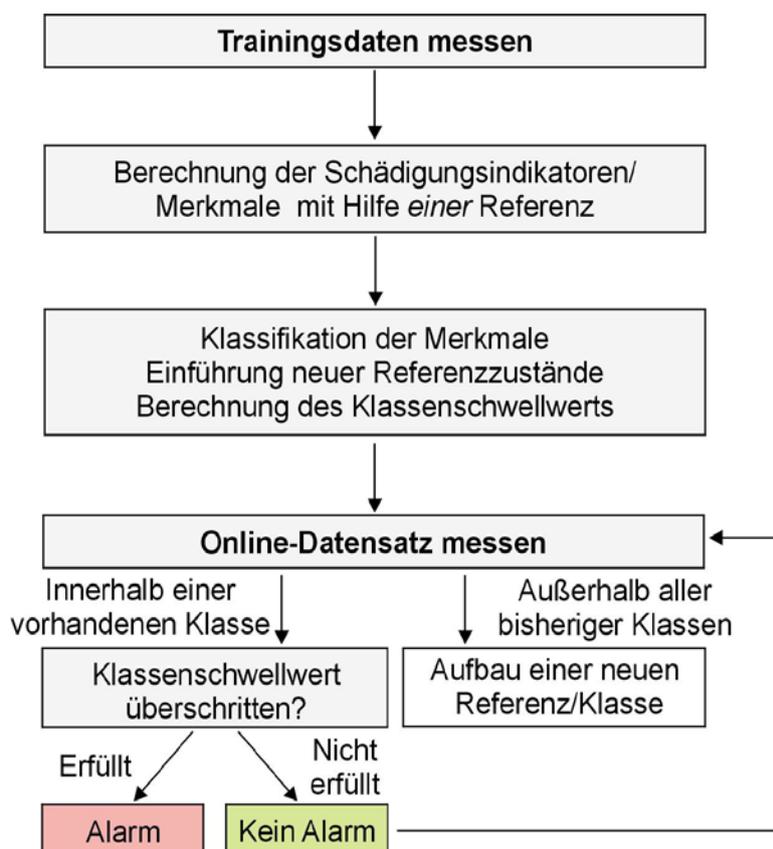


Abbildung 4-10: Schadensdetektion unter variablen EOCs mit Hilfe von Klassifikationsverfahren

Die hier beschriebene Methode klassifiziert zuerst die schadenssensitiven Merkmale (hier Schädigungsindikatoren aus 4.3.3 oder 4.3.4) anhand der gemessenen EOCs. Dadurch werden repräsentative Referenzen für die extrahierten Merkmale, abhängig von gemessenen Merkmalen (EOC), festgelegt. Durch die Klassifikation entstehen mehrere Klassen, jede Klasse mit ihrem(ihren) Referenzmerkmal(en). Die extrahierten Merkmale werden nur

innerhalb der dazugehörigen Klasse c mit den entsprechenden Referenzmerkmal(en) verglichen. Hier ein Beispiel für EOC-Kompensation für die Methode aus 4.3.3:

$$DI_i^c = \zeta_i^{cT} \Sigma^{-1c} \zeta_i^c \quad \text{mit} \quad \zeta_i^{(c)} = \text{vec}(\mathbf{K}_0^c \mathbf{H}_i^c), \quad (21)$$

Diese sehr einfache und intuitive Methode zur Eliminierung der Effekte der EOCs auf die Schädigungsindikatoren wurde in [38, 39] beispielhaft auf die Indikatoren der NSFD- und ARV- Methoden angewendet.

Die Anzahl der vorhandenen Messdaten i in einer Klasse ist variabel und von der Klassengröße, Datendichte usw. abhängig. Die Methode arbeitet wie die anderen referenzbasierten Methoden in einer Trainings- und einer Onlinephase (siehe Abbildung 4-12).

Während der Trainingsphase werden Messdaten unter einer möglichst großen Bandbreite an EOCs aufgenommen. Aus diesen Messdaten werden Merkmale extrahiert, wobei die Merkmalsextraktion zuerst mit Hilfe einer einzigen Referenz durchgeführt wird. Aus dieser Berechnung kann approximiert werden wie viele Klassen notwendig sind, um das gesamte Merkmalsgebiet in repräsentativen Klassen zu zerlegen. Die Klassifikation erfolgt mit Hilfe von k-means oder dem EM-Algorithmus [40] und mit der vorgegebenen Anzahl der Klassen. Neue Referenzen werden an den Klassenzentren angelegt. In der Onlinephase werden die gemessenen Daten entsprechend der EOC zu einer Klasse zugewiesen oder nicht. Wenn diese zu einer Klasse zugewiesen sind, werden sie mit dem entsprechenden Klassenzentrum verglichen. Sollte der Schwellwert der Klasse überschritten werden, wird ein Alarmsignal ausgegeben.

In der Praxis reicht es auf Grund der statistischen Beurteilung der Indikatoren (besonders nach kurzer Lernphase) nicht aus, eine Überschreitung der Klassenschwellwert zur Schadensdetektion zu verwenden. Stattdessen wird Alarm erst bei einer konsekutiven Klassenschwellwertüberschreitung ausgelöst. Die Anzahl der konsekutiven Klassenschwellwertüberschreitung wird mit a_n bezeichnet.

Einer der größten Vorteile des Algorithmus ist, dass wenn Effekte der EOCs auf die Indikatoren während der Lernphase nicht angelernt wurden, diese aber adaptiv während der Onlinephase durch das Anlegen neuer Klassen angelernt werden können. Ein weiteres Vorteil der Methode ist, dass diese in Kombination mit einem der Schädendetektionsverfahren (siehe Abschnitte 4.3.3 oder 4.3.4) automatisch betrieben wird.

4.4.2 Anwendung von gemittelten Referenzmatrizen

Dieser Methode basiert auf dem NSFD-Ansatz [41], wobei hier neue Referenzmatrizen \mathbf{H}_0^m für jeden bisher nicht betrachteten, aber relevanten EOC (die EOCs wurden gemessen) m aufgebaut werden. Eine „Gesamtreferenzmatrix“ \mathbf{H}_0^{EOC} wird als Mittelwert aus den Einzelreferenzmatrizen \mathbf{H}_0^m konstruiert:

$$\mathbf{H}_0^{EOC} = \frac{1}{N_m} \sum_{m=1}^{N_m} \mathbf{H}_0^m, \quad (22)$$

wobei N_m die Anzahl aller Relevanten EOCs ist. Aus dieser Matrix entsteht ein einzelner linker Nullraum \mathbf{K}_0^{EOC} womit alle angelernten EOCs kompensiert werden können. Die von Effekten der EOCs „befreiten“ Schädigungsindikatoren wurden danach mit Hilfe der Gl. (2) und (22) mit \mathbf{K}_0^{EOC} anstatt \mathbf{K}_0 berechnet.

4.4.3 Weitere Methoden zur Kompensation von EOCs

Weitere Methoden zur Kompensation von EOCs im Hinblick auf Schadensmerkmale wurden detailliert in [25] vorgestellt. Während des IMO-WIND Projektes wurden auch zwei Methoden, die auf der Hauptkomponenten- und nicht-linearen Hauptkomponentenanalyse basieren, programmiert und mit Ergebnissen der Klassifikationsverfahren verglichen.

Beide Verfahren basieren auf dem Vergleich der gemessenen mit den geschätzten Merkmalen mittels des euklidischen Abstandes. Mit Hilfe der Hauptkomponentenanalyse (eng. Principal Component Analysis, PCA) können lineare Effekte der EOCs auf die Schadensindikatoren kompensiert werden, [42]. Die nicht-lineare Hauptkomponentenanalyse (NLPCA) wird oft zur Kompensation von nicht-linearen Effekte der EOCs auf die Schadensmerkmale verwendet, [7].

Ein großer Vorteil der Methoden besteht darin, dass diese die Messung der EOCs nicht benötigen. Großer Nachteil ist allerdings, dass EOCs, die während der Lernphase nicht „angelernt“ wurden, als Schäden interpretiert werden. Diese Tatsache verlangt, dass je nach Anwendung eine sehr lange Lernphase des Algorithmus notwendig ist.

4.4.4 Beispiel zur Veranschaulichung der Methoden zur EOC-Kompensation

Um den Einfluss der EOC-Kompensation auf Schädigungsindikatoren zu veranschaulichen, wird ein erläuterndes Beispiel vorgestellt. Dafür wird die in Abbildung 4-11 dargestellte Laborstruktur (Höhe: 2,5 m) verwendet.

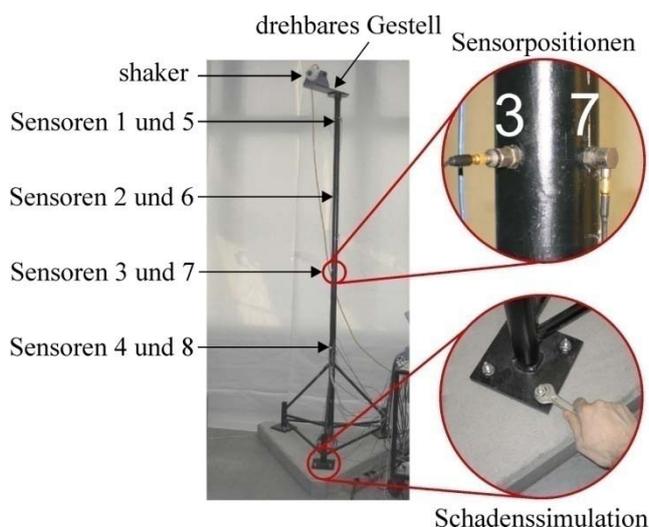


Abbildung 4-11: Laborstruktur für Schadenssimulationen

Der Shaker dient zur Anregung der Struktur. Die Anregungssignale sind stark verrauschte Sinussignale mit unterschiedlichen Frequenzen und Amplituden. Der Shaker ist auf einem Gestell drehbar gelagert, so dass die Simulation einer Gondeldrehung ermöglicht wird. Die Beschleunigungen werden von acht Sensoren, deren Positionen in Abbildung 4-11 dargestellt sind, aufgenommen. Hier wurde darauf geachtet, dass die Sensoren auf dem Turm, oberhalb der „Wasseroberfläche“ positioniert sind. Die Schäden wurden durch das Lösen einer oder mehrerer Schrauben an einem Tripodbein (unterhalb der „Wasseroberfläche“ und weit entfernt von den Sensoren) simuliert. Die unterschiedlichen EOCs werden hier mit Hilfe der Position des Shakers (Analogie zur „Gondeldrehung“) und der Leistung im Anregungssignal (Analogie zur Windgeschwindigkeit) generiert.

In Abbildung 4-12 wird der Einfluss der Klassifikation auf die Güte der Schadensidentifikation mit dem NSFD-Verfahren klar erläutert. Auf der linken Seite von Abbildung 4-12 sind die Schädigungsindikatoren ohne Berücksichtigung der Eingangsgrößen dargestellt. Hier konnte nicht zwischen dem ungeschädigten und dem geschädigten Zustand unterschieden werden.

Manche Schädigungsindikatoren des ungeschädigten Zustandes sind höher als die des geschädigten Zustandes. Auf der rechten Seite in Abbildung 4-12 sind die Schädigungsindikatoren unter Berücksichtigung der Änderungen der Eingangsgrößen dargestellt. Der geschädigte Zustand konnte von dem ungeschädigten Zustand der Anlage klar unterschieden werden. Auch sehr kleine Schäden, verursacht durch das Lösen einer einzigen Schraube im „Tripodbereich“ (siehe Abbildung 4-11) konnten detektiert werden.

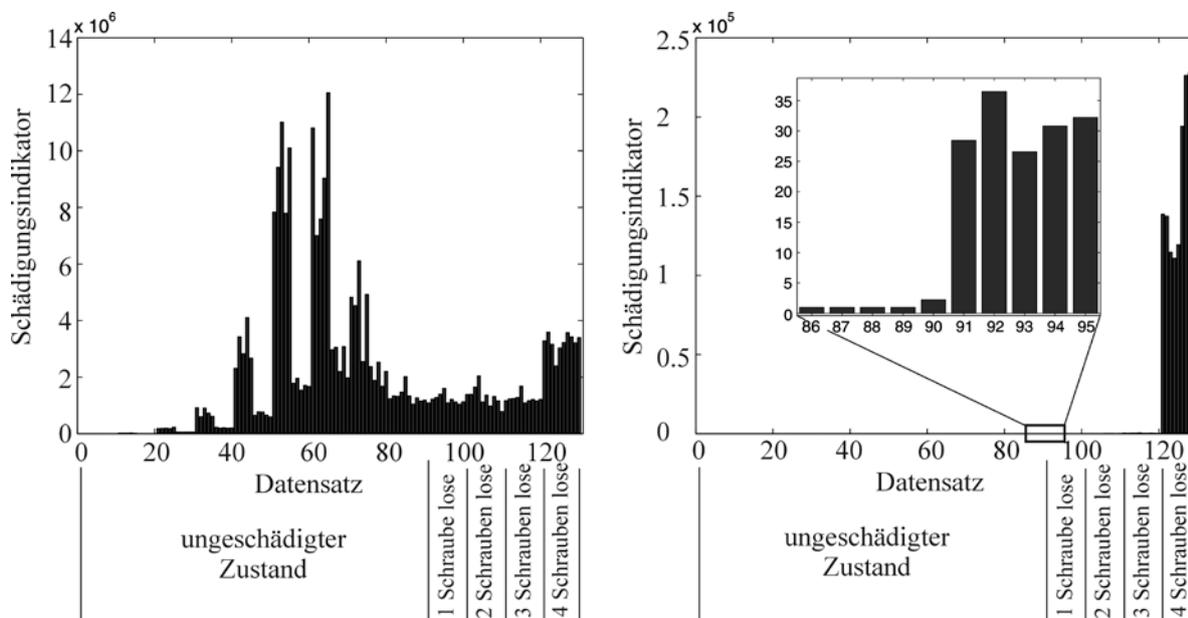


Abbildung 4-12: Einfluss der Klassifikation auf die Schadendetektion (links: NSFD ohne Klassifikation, rechts: NSFD mit Klassifikation)

Das gleiche Klassifikationsverfahren wurde auch auf die Schadensindikatoren der ARV-Methode angewendet, siehe Abbildung 4-13 (links). Die Sensitivität dieser Methode bzgl. der Schadenserkenkung ist stark von der ausgewählten Modellordnung abhängig. Bei einer Auswahl der Modellordnung mit Hilfe des Final Prediction Criterion (siehe [17]) ergibt sich kein sehr deutlicher Unterschied zwischen dem ungeschädigten Zustand und dem Zustand mit einer oder zwei losen Schrauben (bitte die logarithmische Achse der Indikatoren beachten). Eine Erhöhung der Modellordnung verbessert die Ergebnisse entsprechend.

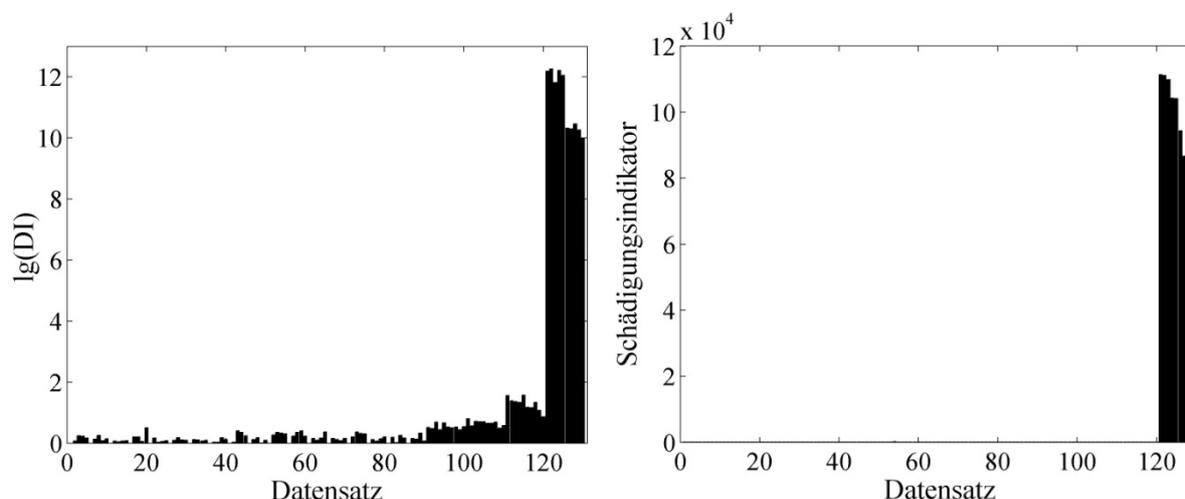


Abbildung 4-13: Kompensation der Umgebungseinflüsse (links: ARV-Schädigungsindikatoren mit Klassifikation ; rechts: NSFD mit gemittelten Referenzmatrizen)

Die Anwendung der Methode mit gemittelten Referenzmatrizen (siehe Abbildung 4-13, links) zeigt nur den Unterschied zwischen dem ungeschädigten Zustand und dem Zustand mit vier gelösten Schrauben. Der Grund dafür liegt darin, dass eine hohe Anzahl an Betriebszuständen nur mit einer Referenz dargestellt wurde. Dadurch sank die Sensitivität der Methode gegenüber kleinen Strukturveränderungen.

Für die Anwendung der PCA bzw. NLPCA wurden die ersten zehn AR- und MA-Koeffizienten der gemessenen Beschleunigungen als schadensensitive Merkmale verwendet (ARMA-Koeffizienten wurden neben der Struktureigenfrequenzen mehrmals in der Fachliteratur [7, 43, 44] als Schädigungsindikatoren vorgeschlagen). Die Ergebnisse zeigen (Abbildung 4-14), dass beide Methoden in der Lage waren, den Unterschied zwischen dem ungeschädigten Zustand und dem Zustand mit vier losen Schrauben zu entdecken. Die Identifikation kleinerer Strukturveränderungen war, bedingt durch die Insensitivität weniger ARMA-Koeffizienten bzgl. kleiner Strukturveränderungen, nicht möglich.

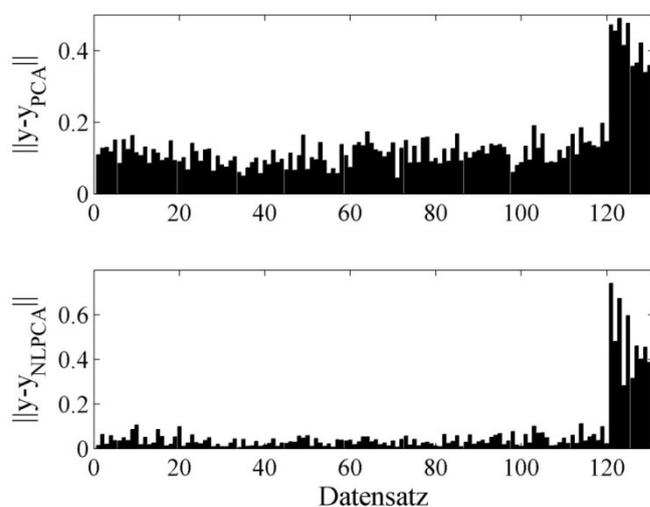


Abbildung 4-14: Anwendung von Hauptkomponentenanalyse

Die Sensitivität der Methoden gegenüber kleinen Strukturveränderungen, wurde auch im Vergleich zu Veränderungen der Eigenformen und Eigenfrequenzen der Struktur infolge der vier Schadensstufen untersucht. Der Schaden wurde erst erkannt, als vier Schrauben gelöst waren (oder drei gelöst und die vierte Schraube schwach angezogen war). Hierbei haben sich manche Eigenmoden stark verändert. Auch die Eigenfrequenzen erhöhten sich in höheren Frequenzbereich um ca. 3-4%. Dadurch wird klar, dass die Schädigungsindikatoren der NSFD oder ARV-Methode deutlich sensibler gegenüber kleinen Strukturveränderungen sind, als die Veränderung der Eigenfrequenzen und –formen.

Eine Diskussion der Ergebnisse der Schadenserkennung unter Berücksichtigung von EOCs befindet sich in Abschnitt 7.5.2 der Teilaufgabe TA7.

4.5 Software-Entwicklung für Vorort-Auswertung

Die Ergebnisse zu diesem Arbeitspaket sind in Abschnitt 7.5 der Teilaufgabe TA7 dargestellt.

4.6 Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Entwicklung einer graphischen Oberfläche, zur Darstellung der Überwachungsergebnisse. Die graphische Darstellung ist die Zusammenfassung aller angewandten Methoden und setzt dementsprechend eine Datenreduktion voraus.

4.6.1 Graphische Ergebnis-Ausgabe für die Schadens- und Lastidentifikation sowie für die Modalanalyse

Für die Methoden der Schadens- und Lastidentifikation wurde eine prototypische grafische Benutzeroberfläche entwickelt. Diese kann im Zusammenhang mit der MATLAB-Plattform genutzt werden. Die Oberfläche ermöglicht die offline Visualisierung ausgewählter Ergebnisse der Lastrekonstruktion, multivariate Outlier-Analyse, Sensorfehlerdetektion, Schaden-detektion und Modalanalyse.

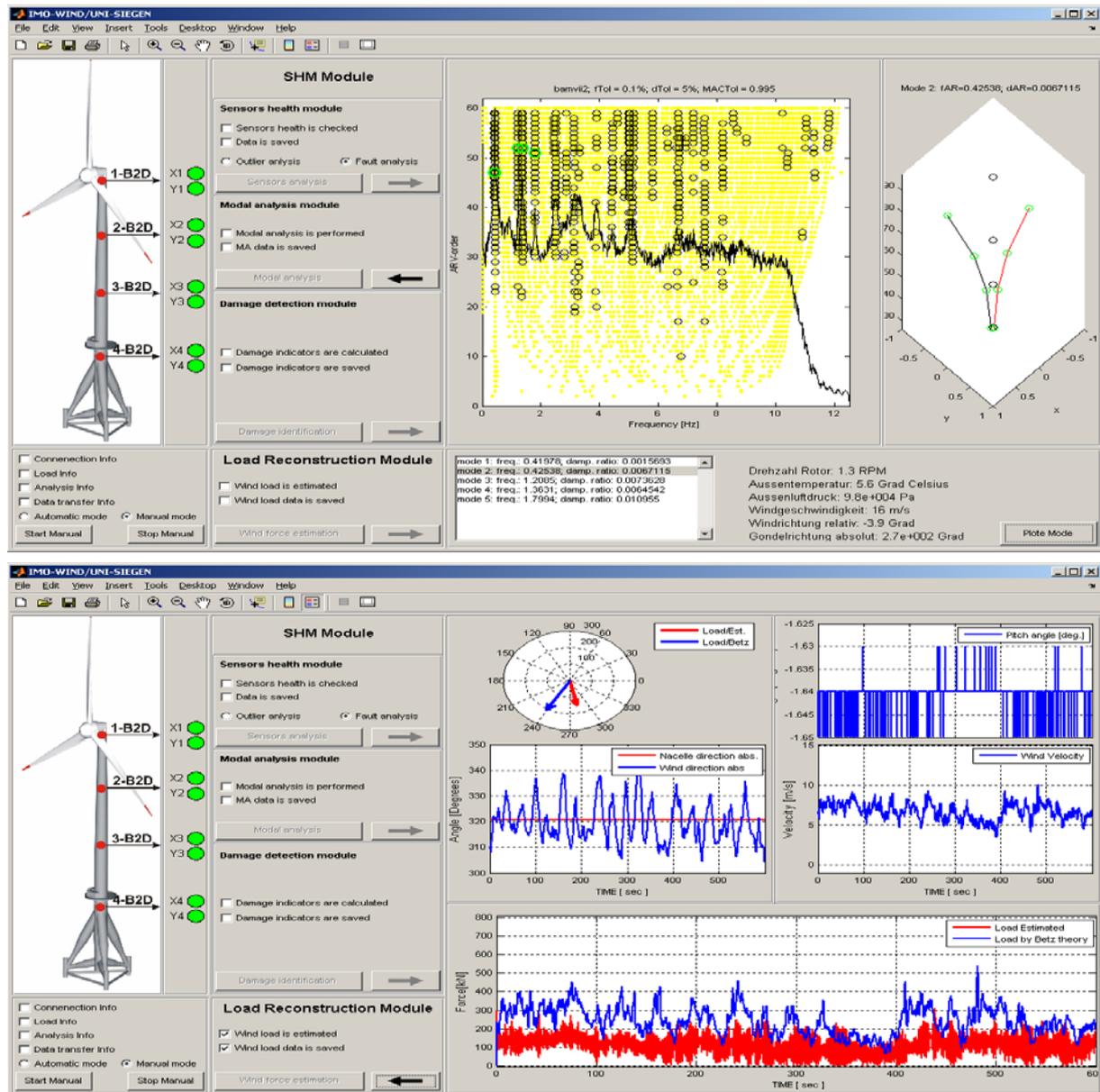


Abbildung 4-15: Ausschnitte aus der grafischen Benutzeroberfläche (oben: Modalanalyse; unten: Lastidentifikation)

Diese Software kann in zwei Modi betrieben werden. Der Online-Modus ist für die automatische Überwachung via Internet vorgesehen. Diese funktioniert nach dem Prinzip, wie in Abbildung 7-28 skizziert. Für eine genauere Analyse ausgewählter Messdaten oder Messergebnisse aus der automatischen Überwachung eignet sich der Offline-Modus.

4.6.2 Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe für die Bauwerks-Bewertung

Für die Gründungsstruktur der Windenergieanlage wurde ein Konzept zur Darstellung entwickelt, welches hier zusammen mit einer Erläuterung der Schädigungsindikatoren vorge-

stellt wird. Dabei orientiert sich das Konzept an dem vorhandenen Messsystem an den Prototypen der Offshore-Windenergieanlage M5000_2 in Bremerhaven.

4.6.2.1 Vorhandenes Überwachungssystem

Das Monitoringsystem wurde zur Verfahrensentwicklung an der Multibrid M5000_2 installiert. Es besteht aus 111 Dehnmessstreifen an 5 Komponenten, 14 Beschleunigungssensoren an 6 Komponenten und aus 4 Neigungssensoren an 2 Komponenten der Struktur der Windenergieanlage (Abbildung 4-16).

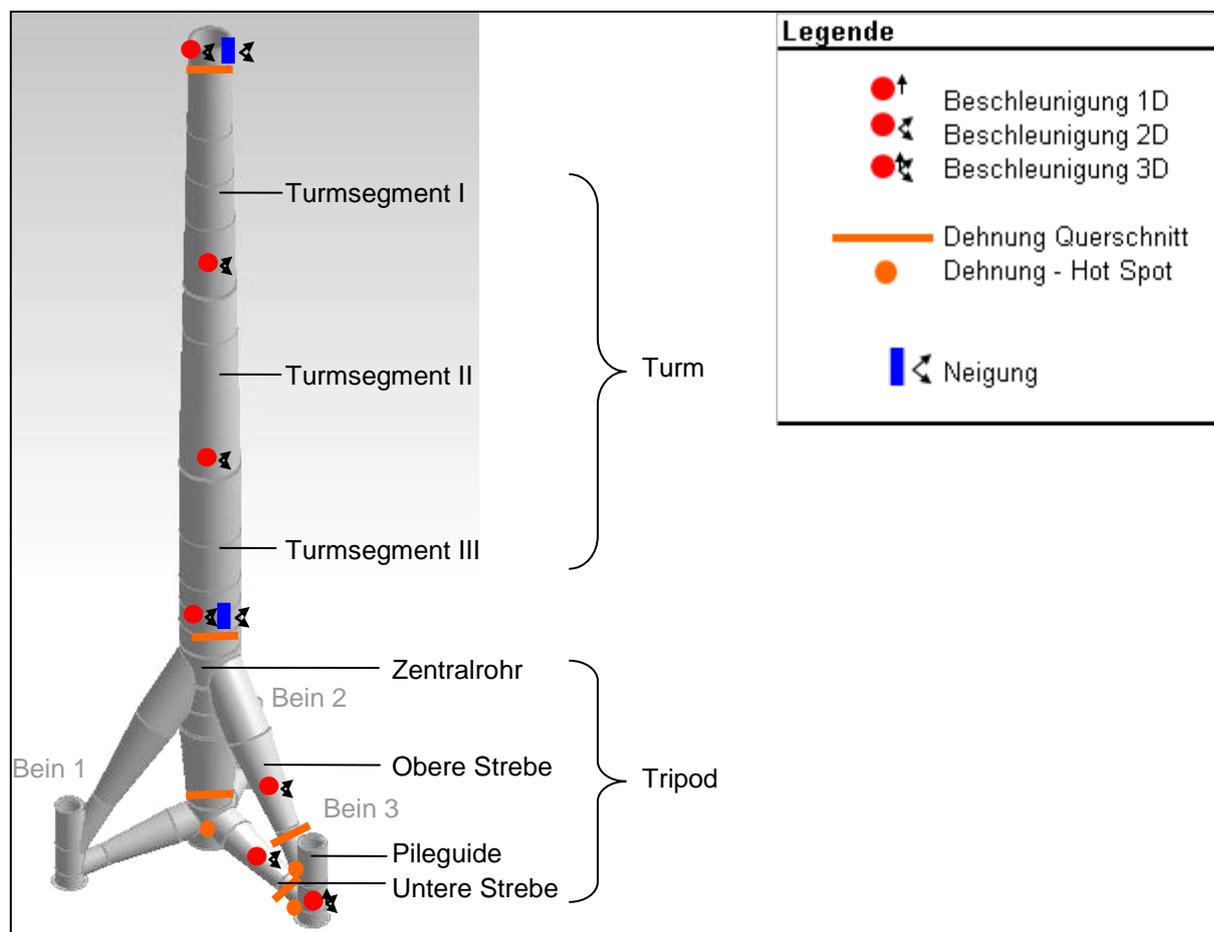


Abbildung 4-16: Übersicht über Komponenten und realisiertes Monitoringsystem

Die Anzahl der Sensoren kann insbesondere im Hinblick auf ein kommerzielles System reduziert werden. Dies kann z. B. durch die Identifikation der Bauteile mit einer relativ geringen Zuverlässigkeit erfolgen.

4.6.2.2 Visualisierungskonzept

Die Visualisierung besteht im Wesentlichen aus einem Diagramm in welchem Schädigungsindikatoren bzw. Zuverlässigkeiten dargestellt werden sowie aus entsprechenden Grenzwerten. Die Grenzwerte werden nach den Komponenten und nach den Grenzzuständen klassiert. Die Zusammenfassung der einzelnen Sensormesswerte zu einem Schädigungsindikator hängt von dem Grenzzustand und den Versagensmechanismen ab.

Es werden grundsätzlich zwei Konzepte vorgestellt. Das erste Konzept wurde auf deterministischer Basis in Anlehnung an die Zertifizierung entwickelt. Das zweite Konzept basiert auf der probabilistischen Methoden bzw. der Zuverlässigkeit.

Für die Grenzzustände der Ermüdung und der Tragfähigkeit werden zwei Grenzwerte eingeführt. Der Grenzwert des Widerstandes R_d wird durch den Widerstand aller Schädigungsmechanismen eines Grenzzustandes (Beanspruchbarkeit) für die jeweilige Komponente

berechnet. Der Grenzwert der Beanspruchung S_d wird dadurch bestimmt, dass die Beanspruchung entsprechend der Zertifizierung berücksichtigt wird. Dabei werden die Teilsicherheitsbeiwerte verwendet. Der zugehörige Schädigungsindikator ist in beiden Fällen gleich. Die Messwerte werden durch Berechnungen mit dem strukturmechanischen Modell zu einem Schädigungsindikator pro Komponente zusammengefasst. Die Ermittlung der Grenzwerte und der Schädigungsindikatoren ist detailliert in Abschnitt 6.4 beschrieben.

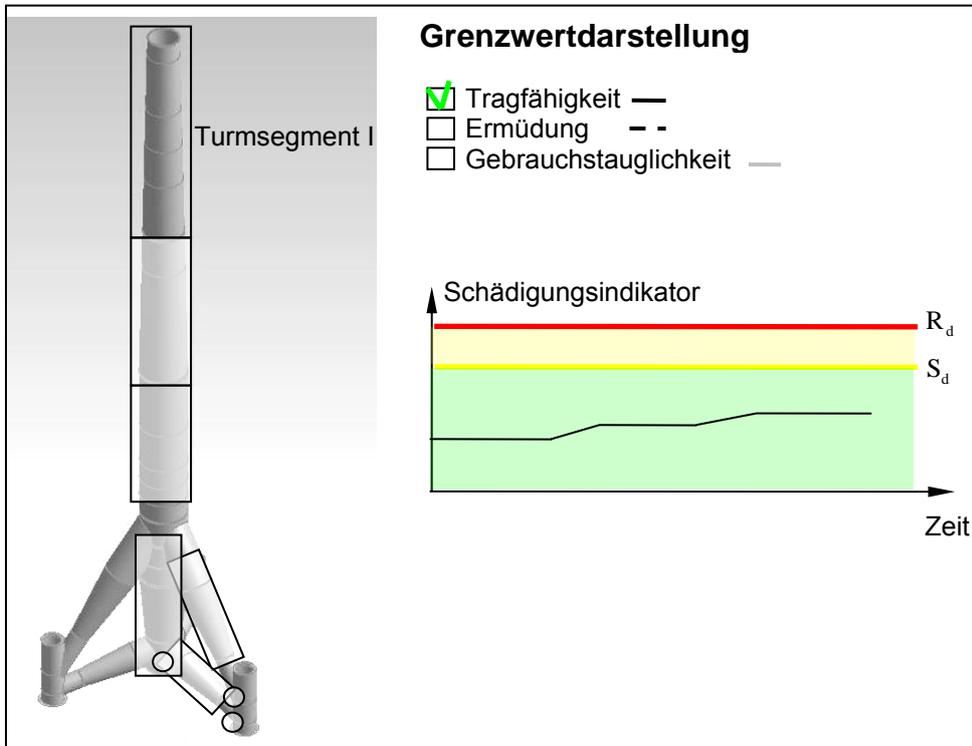


Abbildung 4-17: Schädigungsindikator für den Grenzzustand der Tragfähigkeit für die Komponente Turmsegment I

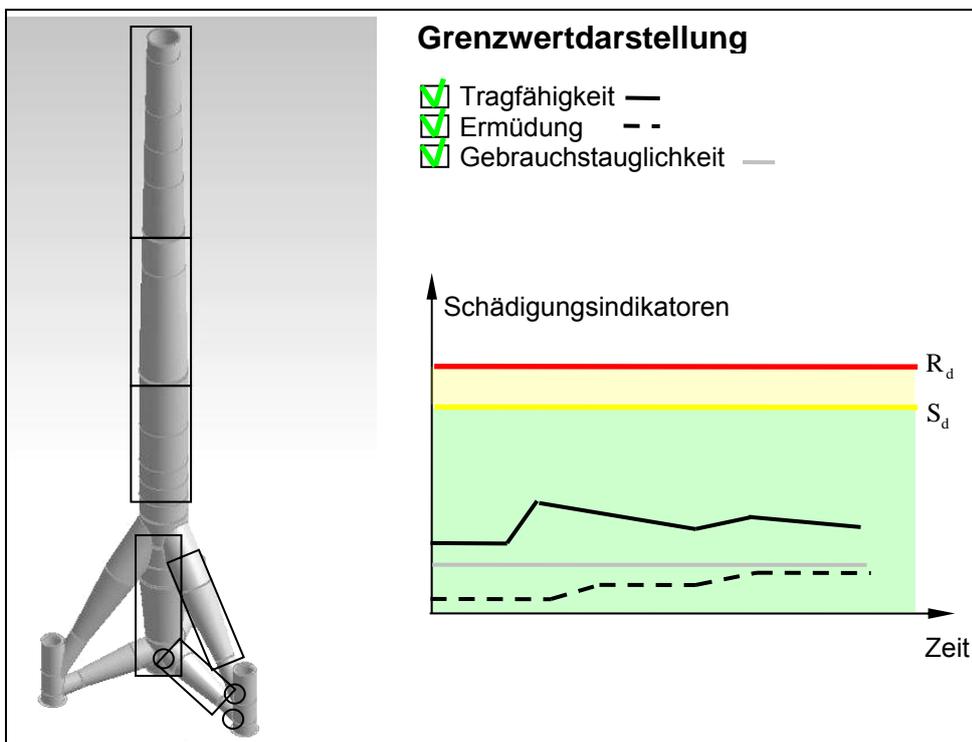


Abbildung 4-18: Gesamtübersicht über Schädigungsindikatoren aller Grenzzustände

Das Konzept basiert auf der Darstellung der Struktur und der einzelnen Komponenten, welche durch das Monitoringsystem überwacht werden. Je nach Auswahl der Komponente wird ein zugehöriges Diagramm mit dem Verlauf des Schädigungsindikators für den ausgewählten Grenzzustand dargestellt (Abbildung 4-17). Für eine Gesamtübersicht aller Komponenten kann der Verlauf der Schädigungsindikatoren für alle Grenzzustände mit dem geringsten Abstand zum Grenzwert angezeigt werden (Abbildung 4-18).

4.6.3 Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe für die Maschinenüberwachung

Führende Anbieter von CM Systemen stellen ihre Kennwerte, geprüft als Analyseergebnis bzw. ungeprüft als Kennwert für die technische Betriebsführung zur Verfügung. Viele technische Betriebsführer mit einer großen Anzahl zu überwachender Anlagen unterschiedlichen Typs nutzen sogenannte herstellerunabhängige Softwarelösungen. Inzwischen gibt es eine ganze Reihe dieser Betriebsführungssoftware die CM-Ergebnisse in ihre Visualisierung integriert haben. Zudem hat es sich bewährt, nicht jede Fehlermeldung aus den CM-Systemen an die Betriebsführungssoftware weiterzuleiten, sondern diese erst durch erfahrene Teleservicemitarbeiter verifizieren zu lassen. Die μ -Sen GmbH bildet pro auf der WEA installiertes CM-System ca. 300 - 400 Kennwerte. Geht eine Fehlermeldung ein, kann der Servicemitarbeiter anhand dieses umfangreichen Datenmaterials die Fehlermeldung verifizieren, in dem er die Plausibilität anhand des konkreten umfangreichen „Fehlerbildes“ prüft. Auf diese Weise sichert man eine hohe Qualität der Diagnose und es wird gleichzeitig verhindert, dass sich der Betriebsführer der Anlagen mit einer unübersichtlichen Datenflut konfrontiert sieht.

Zur Visualisierung kommt die Überwachungssoftware „WebLog“ der Fa. μ -Sen zum Einsatz (Abbildung 4-19). Das „WebLog“ ermöglicht über einen Webbrowser mit einer verschlüsselten Verbindung einen bequemen, standortunabhängigen Zugriff auf die Zustandsdaten der Windenergieanlage (WEA) und dient außerdem als Kommunikationsschnittstelle zum Condition Monitoring System. Alarmmeldungen werden dem Anwender über ein Statusfenster signalisiert sowie per E-Mail verschickt. Gleichzeitig stehen über die integrierte Datenbank alle Daten für eine Analyse der einzelnen Maschinenbauteile und Aggregate zur Verfügung.

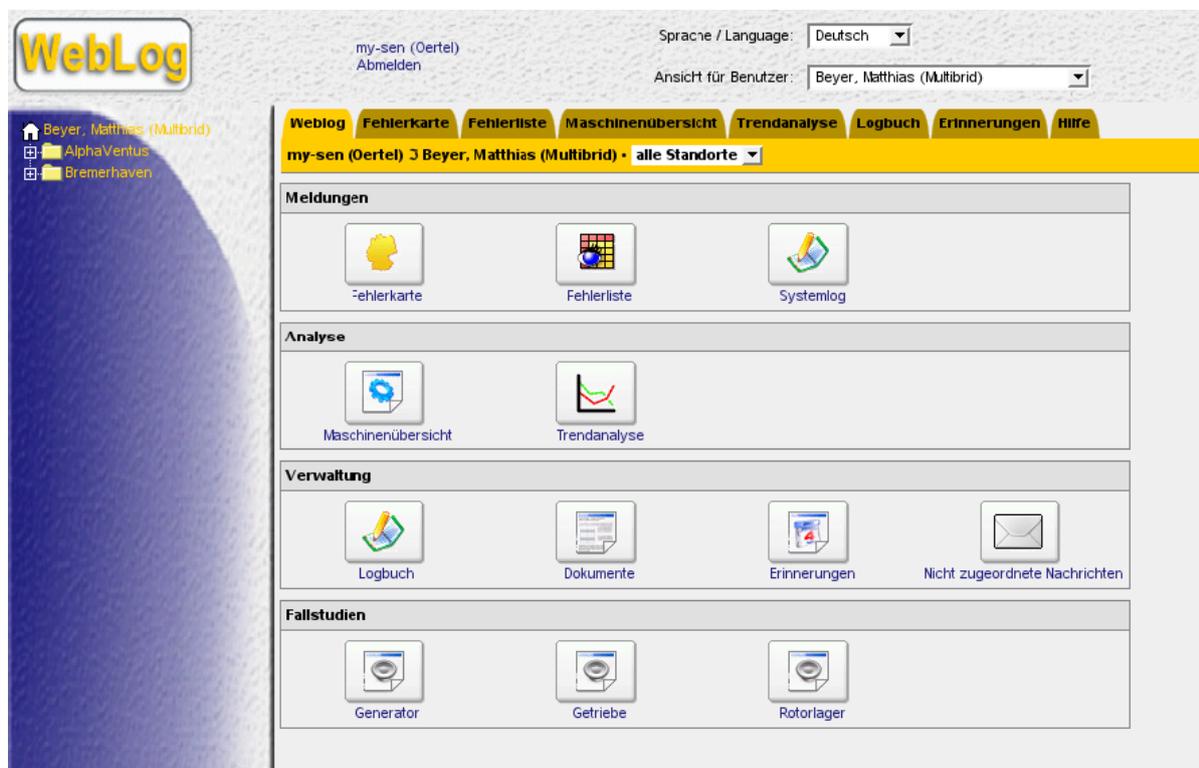


Abbildung 4-19: Überwachungssoftware WebLog

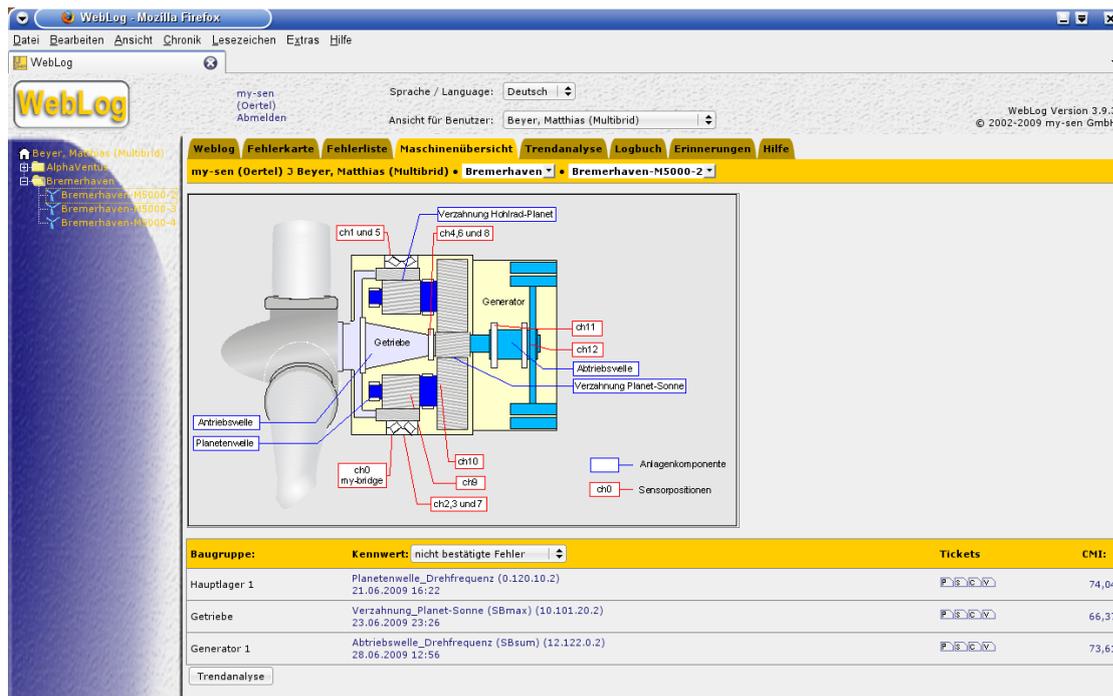


Abbildung 4-20: Maschinenübersicht M5000_2

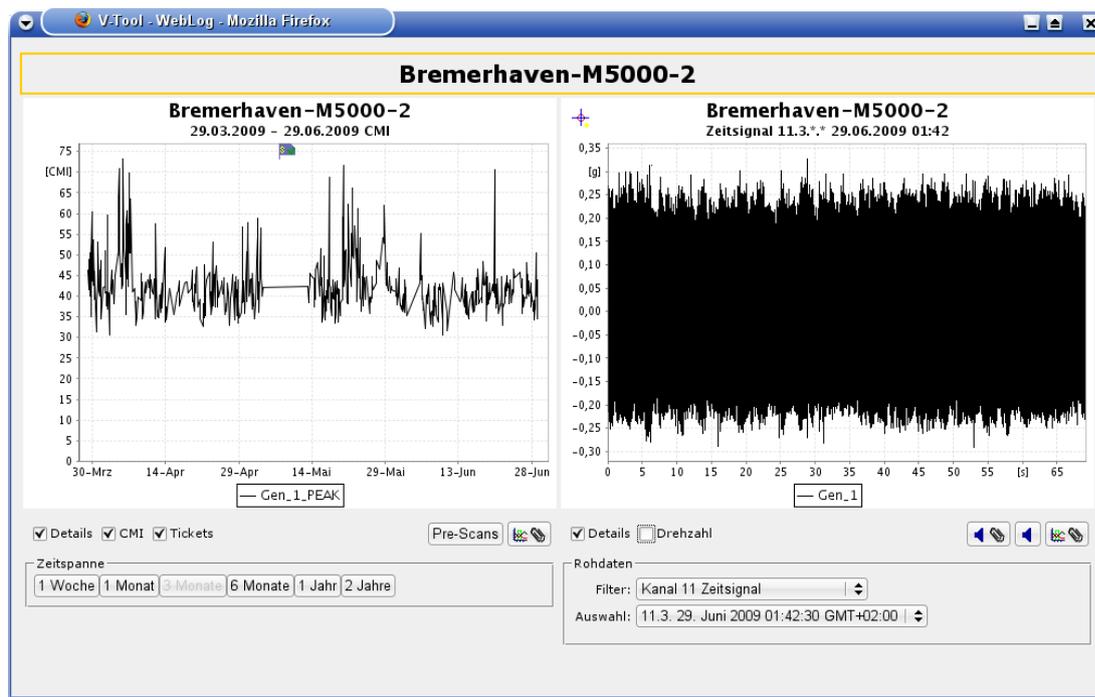


Abbildung 4-21: Visualisierungstool (V-Tool) zur detaillierten Diagnose

Über die Überwachungssoftware “WebLog” können auch die Ergebnisse der anderen Überwachungsaufgaben (Rotorblatt, Bauwerk) visualisiert werden. Somit steht dem Kunden eine Software zur Beurteilung des Zustandes seiner WEA zur Verfügung (Abbildung 4-20).

Zur genauen Diagnose der überwachten Parameter dient das Visualisierungstool (V-Tool, Abbildung 4-21). Das V-Tool bietet die Möglichkeit, Sensorsignale akustisch wiederzugeben.

Damit können auch vom Nichtfachmann Unregelmäßigkeiten (beispielsweise Klopfgeräusche aus dem Getriebe) leicht und sicher erkannt werden.

4.7 Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche

4.7.1 Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche für die Schadensidentifikation

Die Methoden zur Schadens-, Lastidentifikation und Modalanalyse wurden zuerst prinzipiell mit Hilfe einfacher Simulationsmodelle und Messdaten von einer Laborstruktur (Abbildung 4-11) untersucht. Diese Methoden wurden für die Eignung zur Langzeitüberwachung mit Hilfe von Simulationsmodellen der Anlage M5000_2 (siehe Teilabschnitt 5 Bild 5-20) und letztendlich mit Messdaten der Anlage M5000_2 überprüft.

Die Schadensidentifikation von Maschinenkomponenten wurde mit simulierten Zeitdaten, sowie mit Hilfe eines Prüfstandes der Universität Siegen entwickelt (Abbildung 4-22). Die entwickelten Methoden wurden mit Messdaten von unterschiedlichen Windenergieanlagen überprüft (Messdaten wurden von der Fa. μ -Sen zur Verfügung gestellt). Ergebnisse hierfür befinden sich in [33].

Aktuell werden online-Messdaten der Anlage M5000_2 (Messung durch BAM-VII.2) ausgewertet.

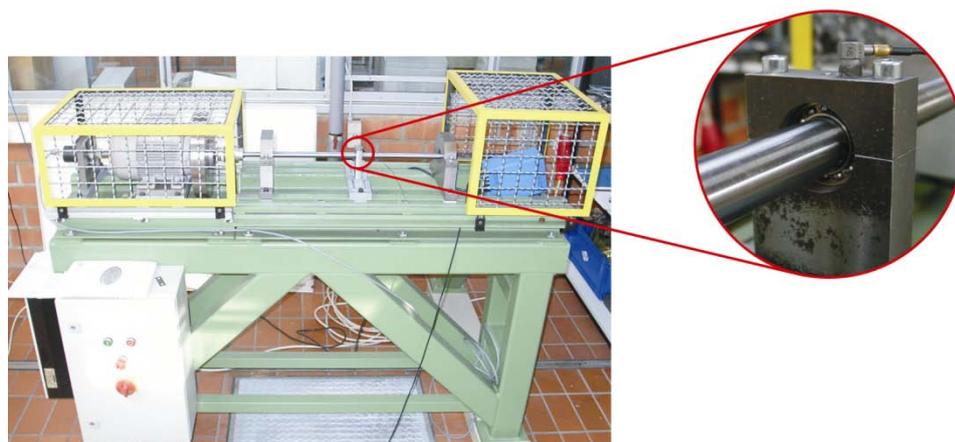


Abbildung 4-22: Versuchsstand für Lagerschadensdiagnose

Weitere Einrichtungen zu experimentellen Voruntersuchungen wurden mit Beteiligung der Universität Siegen aufgebaut: Ermüdungsversuche zur Untersuchung der Schadensentwicklung im Tripodbereich (Zusammenarbeit mit BAM-VII.2) und Rotorblattversuchsstand zur Untersuchung der Schadensentwicklung in Rotorblättern (Zusammenarbeit mit BAM-V.6 und BAM-VII.2). Die Beteiligung der Universität Siegen lag dabei hauptsächlich in der Erstellung von Messplänen und in der Sensorpositionierung.

4.7.2 Definition und Durchführung repräsentativer Komponentenversuche für das Ersatzrotorblatt

4.7.2.1 Ziele der Untersuchungen

Betriebsfestigkeitsuntersuchungen an Rotorblättern von WEA sind aufgrund ihrer Größe und ihres Gewichts aufwendig und teuer. Für die Konstruktionsprüfung und Komponentenzertifizierung durch den GL Wind werden ausschließlich Bruchversuche verlangt. Dennoch sind Betriebsfestigkeitsuntersuchungen von großem Interesse, um Aussagen über das Langzeit- und Schädigungsverhalten treffen zu können. Darüber hinaus ist für ein Condition-Monitoring-System (CMS) die Überwachungssensorik hinsichtlich Sensordichte, Dauerfestigkeit der Sensorik und Auflösung zu bewerten. Aus diesem Grund wird das im Segelflugzeugbau seit ca. 20 Jahren etablierte Verfahren eines Stellvertreter-Prüfstandes erstma-

lig für Rotorblätter angewendet. Dabei wird ein Ersatzrotorblatt in deutlich reduziertem Maßstab derart berechnet, dass die Werkstoffbeanspruchung identisch bleibt. Dadurch sollen Aussagen über das Ermüdungs- und Schädigungsverhalten gewonnen werden. Langfristiges Ziel muss es sein, die zur Zeit angewendete „Safe-Life“-Auslegung in eine zustandsorientierte Überwachung per CMS zu überführen.

4.7.2.2 Dimensionierung des Rotorblattes

Die Basis für das Ersatzrotorblatt bildet eine Rotorblattform der Fa. Euros (Hersteller der Rotorblattsätze für die Multibrid-WEA M5000_1 und M5000_2) vom Typ EU 25. Das Rotorblatt wurde bei der Fa. PN Rotor in Stade gefertigt. Dieses 12 m lange Rotorblatt wurde um ca. 30 % gekürzt, und die Bauweise des Rotorblattes der Windenergieanlage M5000_2 mit zwei Holmen (insgesamt vier Gurte und zwei Stege) wurde übernommen. Die inneren Lasten des Originalblattes werden im Ersatzblatt durch Anpassung der Laminatstärke (und nicht allein durch proportional verkleinerte Gurtquerschnitte) nachgebildet. Dabei werden die gleichen Halbzeuge verwendet.

Nach der vollständigen Analyse des Originalblattes erfolgt die Auslegung des um 30 % gekürzten, 12 m langen Ersatzblattes, wobei in einem ersten Schritt die äußeren Lasten unter Berücksichtigung der Anschlusssituation des Originalblattes an der Nabe dimensioniert wurden. Im Ergebnis liegen damit je zwei Querkraft- und Momentenverläufe infolge sechs eingeleiteter Einzellasten vor. Die aus der Einbringung der sechs Einzellasten resultierenden Schnittlasten und insbesondere die Schnittmomente entsprechen dabei sehr gut den realen Vorgaben, so dass auf mehr als 50 % der Rotorblattlänge des ohnehin schon um ein Drittel gekürzten Versuchsmodells eine sehr gute Lastnachbildung erreicht wird.

Mit der Vorgabe der Schnittlasten erfolgt auf der Grundlage der Spannungs- und Verzerungsberechnungen am Profilschnitt sowie der Stabilitätsanalyse der einzelnen Beulfelder die Dimensionierung des Ersatzblattes mit den Resultaten der einzelnen Laminat- und Schaum- bzw. Holzstärken in Abhängigkeit der Blattlängskoordinate. Es liegen somit sowohl der Laminatplan als auch der Plan der Kerndicken vor, so dass das Blatt vollständig beschrieben ist.

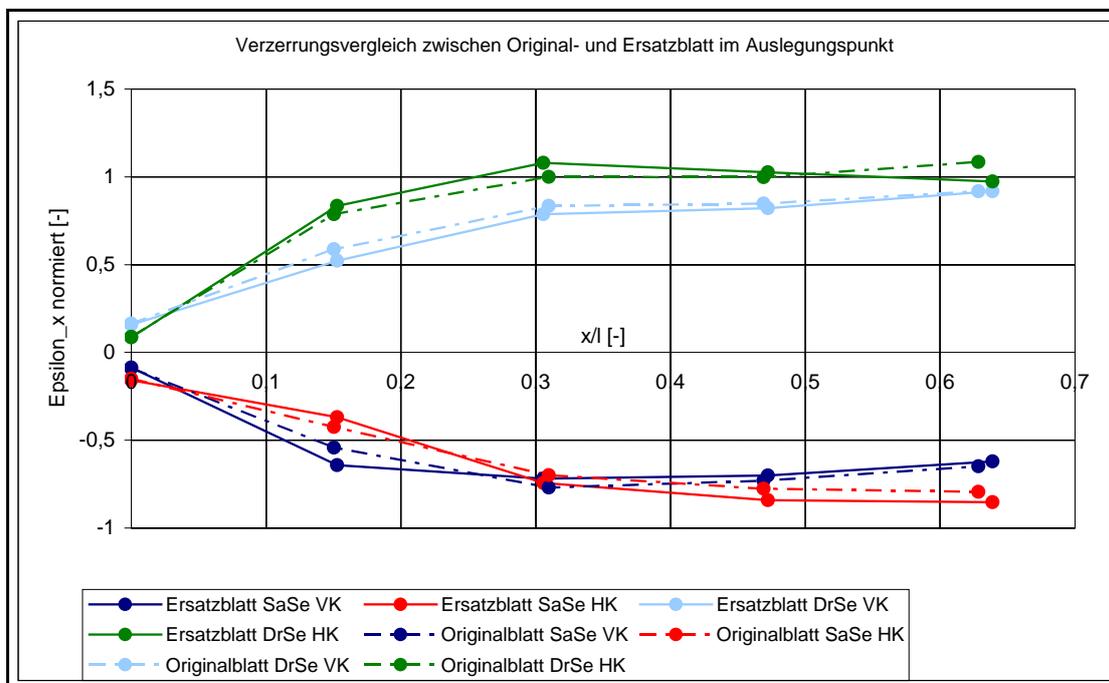


Abbildung 4-23: Vergleich der Gurtdehnungen im Original- und Ersatzblatt

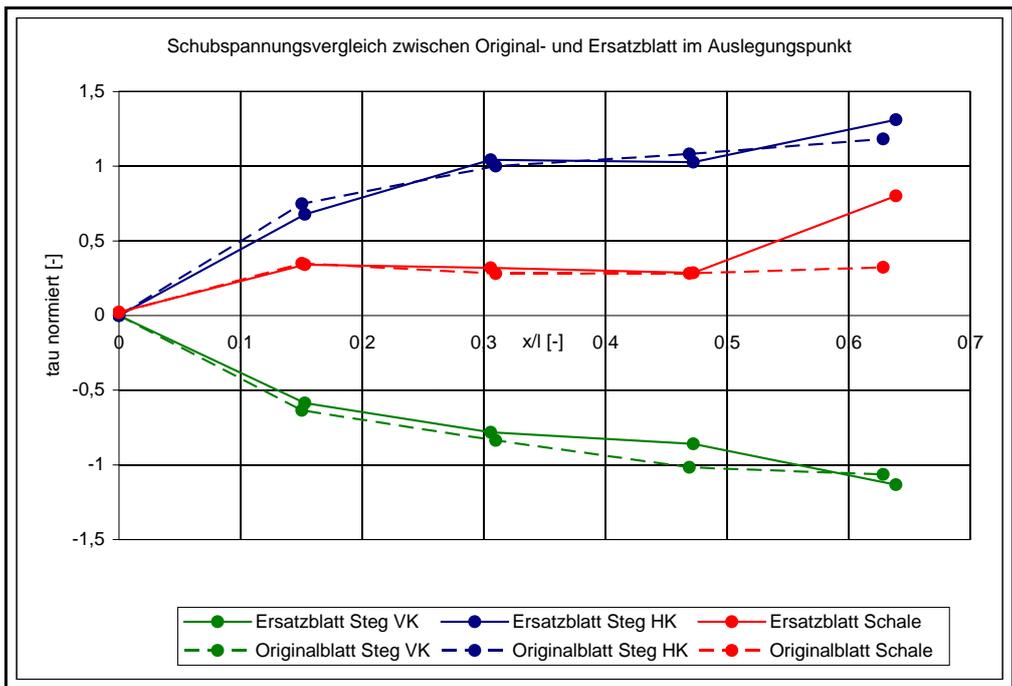


Abbildung 4-24: Vergleich der Schubspannungen in Steg und Schale im Original- und Ersatzblatt

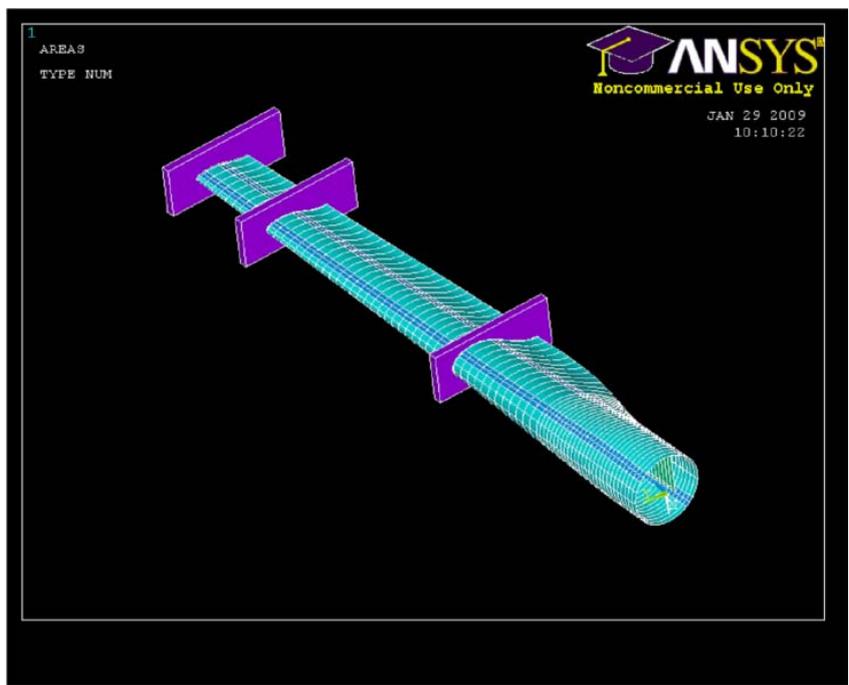


Abbildung 4-25: FE-Model des Ersatzrotorblattes mit angebrachten Lastscheren

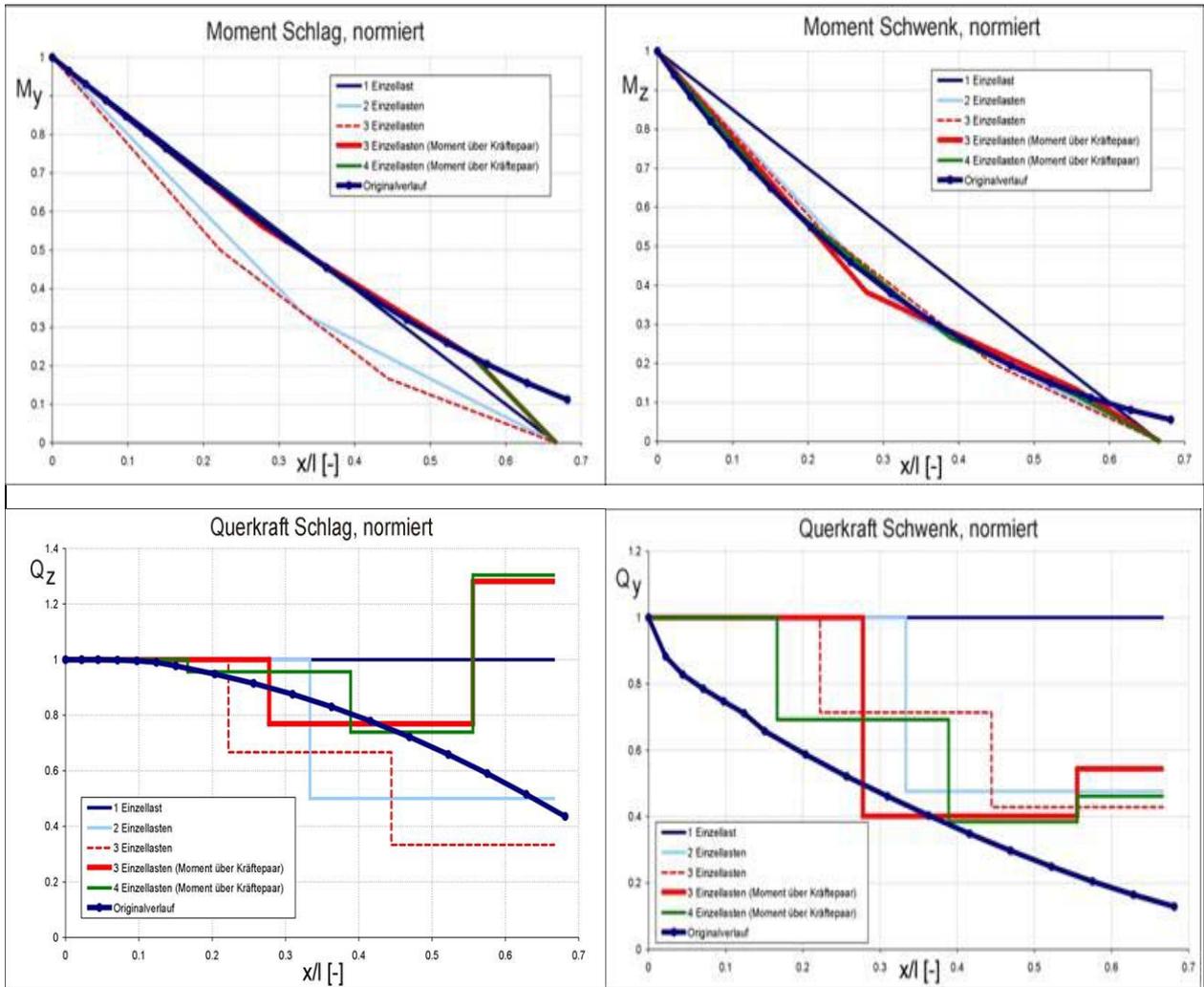


Abbildung 4-26: Momenten- und Querkraftverlauf im Ersatzblatt in Abhängigkeit von der Lasteinleitung

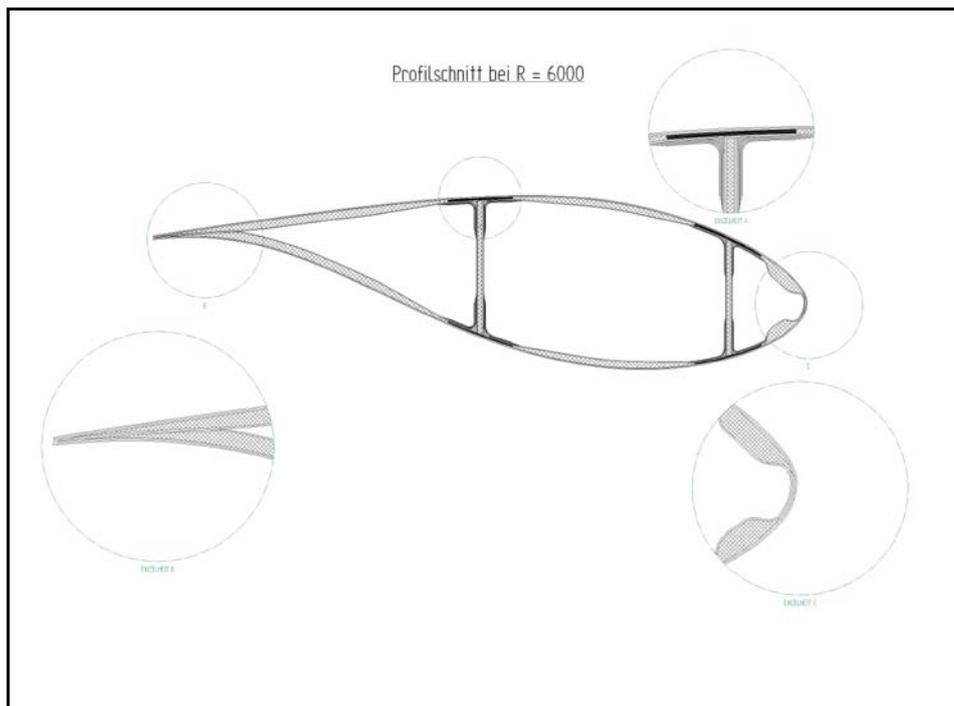


Abbildung 4-27: Profilschnitt bei R = 6000 mm

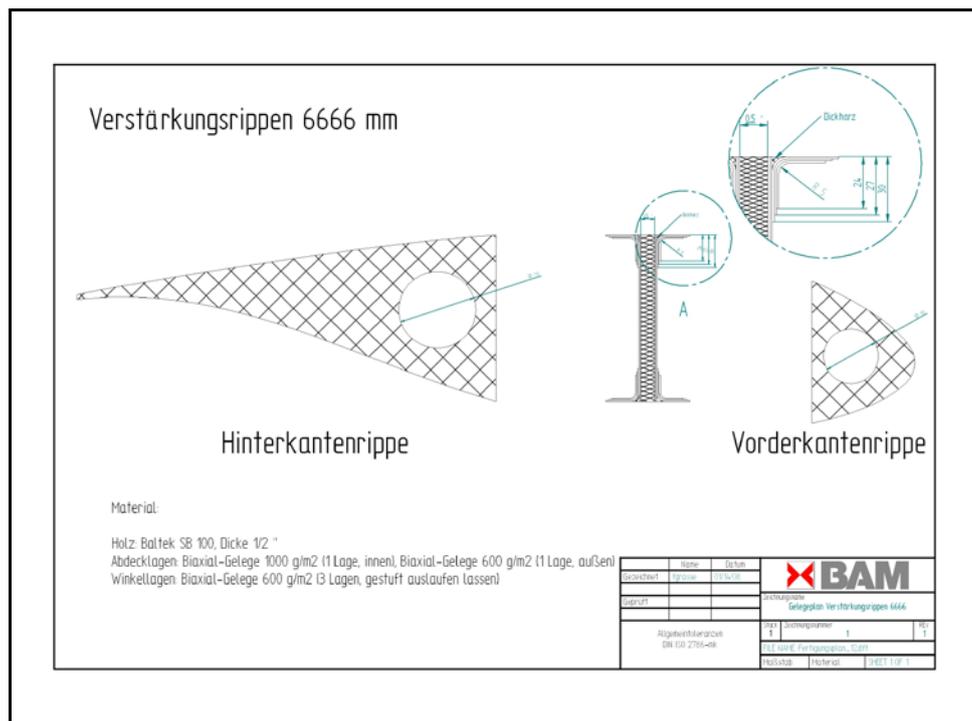


Abbildung 4-28: Konstruktion einer Verstärkungsrippe

Bereits mit einer proportionalen Verkleinerung der Gurtquerschnitte lassen sich die Gurtdehnungen des Originalblattes im Ersatzblatt gut nachstellen (Angleichung der Werkstoffbeanspruchung auf ca. 80 %). In Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 ist ein Vergleich der Normalverzerrungen und der Schubspannungen mit angepassten Gurtquerschnitten zwischen Original- und Ersatzblatt dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich bei dieser Anpassung die Werkstoffbeanspruchung der Gurte zu ca. 95 % nachbilden lässt. Der Vergleich der Schubspannungen in den Stegen und in der Schale zeigt ebenfalls eine sehr geringe Abweichung. Der Bereich ab der halben Blattlänge ist dabei nicht weiter repräsentativ, da hier die Lasteinleitung erfolgt.

Die rechnerische Auslegung des Versuchsrotorblattes erfolgte nach den üblichen Leichtbau-Theorien für dünne Wandstärken unter Berücksichtigung der klassischen Laminattheorie sowie der schichtweisen Festigkeitsanalyse. Darüber hinaus wurde ein FEM-Modell des Stellvertreterversuchsbauteils erstellt, um insbesondere die Beanspruchungsverhältnisse unter den Versuchsrandbedingungen möglichst gut analysieren zu können. Hierzu wurden die Lastscheren zur Lasteinleitung mit modelliert (siehe Abbildung 4-25).

In Abbildung 4-26 ist der Momenten- und Querkraftverlauf des Ersatzblattes für die Schlag- und Schwenkbeanspruchung in Abhängigkeit von der Lasteinleitung dargestellt. Abgebildet sind jeweils die Verläufe für eine, zwei, drei oder vier Einzellasten sowie der Verlauf des Originalblattes. Es ist ersichtlich, dass sich erst mit drei Einzellasten die realen Schnittlasten effizient nachstellen lassen, wenn durch ein entgegengesetzt wirkendes Kräftepaar ein freies Moment eingeleitet wird. Über eine noch größere Anzahl der Einzellasten lässt sich zwar der Querkraftverlauf des Originalblattes noch besser nachbilden, die konstruktive Realisierung wird dabei jedoch zu aufwendig.

Der Fertigungsplan umfasst 31 Seiten, beispielhaft sind in Abbildung 4-27 ein Profilschnitt und in Abbildung 4-28 die Konstruktion einer Verstärkungsrippe dargestellt.

Bei der Fa. PN Rotor wurde durch BAM-VIII.1 das Ersatzrotorblatt mit Fasersensorik appliziert. Dabei wurden jeweils vier Sensoren pro Gurtkanal mit einer Faservorspannung von ca. 0,3 % in die Struktur zwischen Gurtkanal und UD-Gurt integriert. Zur Messung der Dehnun-

gen im Blattanschlussbereich sind Sensorpatches zur nachträglichen Applikation vorgesehen.

4.7.2.3 Messstellenpositionen und Messgrößen für das Ersatz-Rotorblatt

Das Ersatz-Rotorblatt wurde zunächst mit 16 Faserbragg-Sensoren appliziert. Davon befinden sich pro Blattschale insgesamt acht Sensoren in den beiden Gurtkanälen (0°-Richtung). Vier weitere Sensoren pro Blattschale werden als Sensorpatches im Wurzelbereich (+/- 45°-Richtung) appliziert, siehe Abbildung 5 34. Aufgrund der Erfahrungen mit dem Tragflügel eines Leichtbauflugzeuges ist eine moderate Sensordichte ausreichend, um lokale Schäden hinreichend identifizieren zu können.

Die Sensorfasern werden wie im Originalblatt auch so verlegt, dass jeweils zwei Sensorfasern zusammengespießt sind. Dies hat den Vorteil, dass bei einer Beschädigung der Sensorfaser diese von der unbeschädigten Seite aus vermessen werden kann, so dass unter Umständen nicht alle Sensoren verloren gehen.

Die bei der Applikation zerstörten Fasersensoren (u.a. ein kompletter Gurtverlauf) werden durch außen an der Blattschale applizierten FBG-Patches der Fa. Advoptics ersetzt. Durch Kenntnis der Laminatschichtdicke kann der Randfaserabstand in den Berechnungen berücksichtigt werden, so dass ein Vergleich der Dehnungen zwischen in den Gurtkanälen integrierten Fasersensoren und auf der Oberfläche applizierten FBG-Patches vollzogen werden kann.

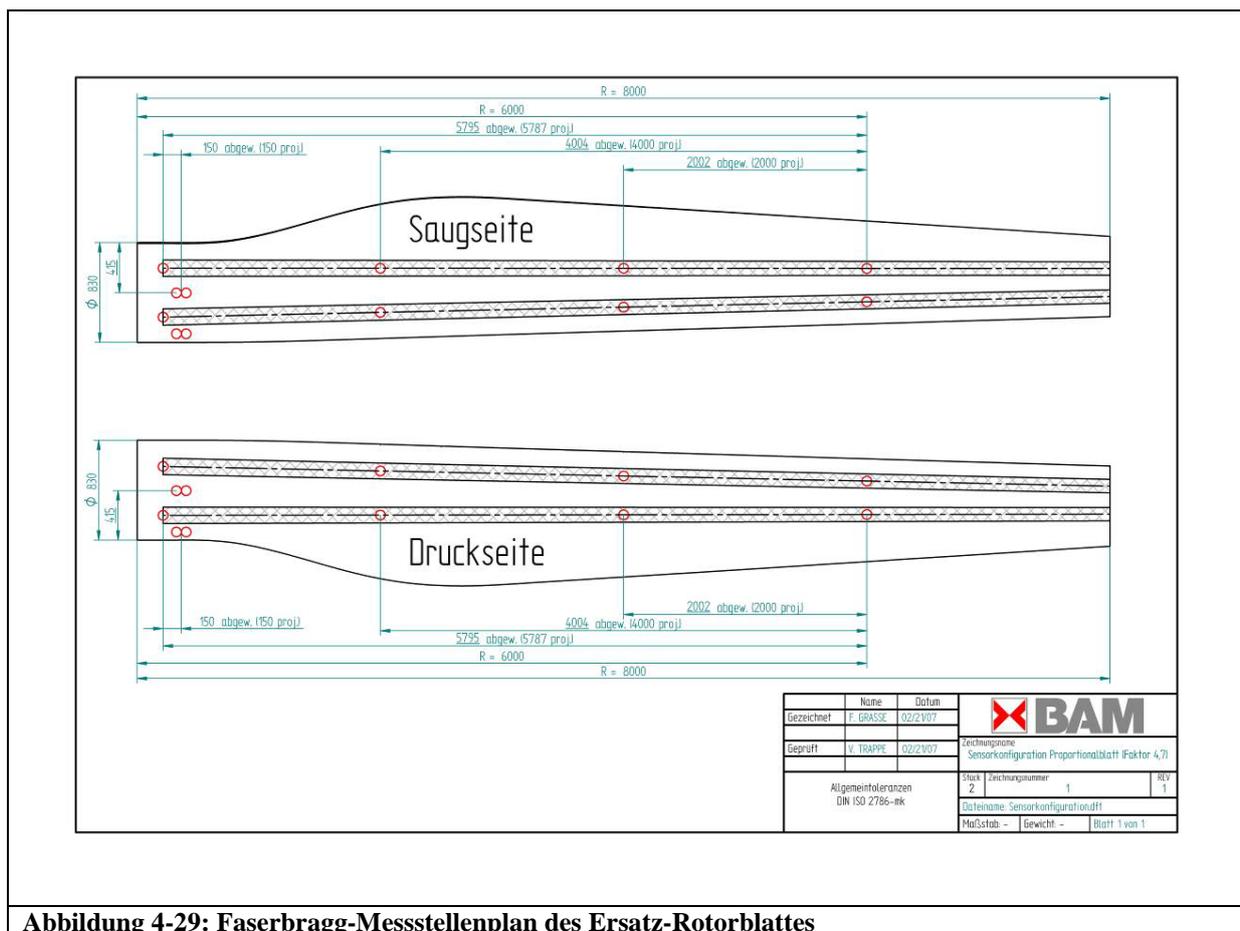


Abbildung 4-29: Faserbragg-Messstellenplan des Ersatz-Rotorblattes

4.7.2.4 Beschreibung des Versuchsstandes

In Abbildung 4-30, Abbildung 4-31 und Abbildung 4-32 sind 3D-CAD-Zeichnungen des Prüfstandes unter Berücksichtigung der Aufspannbedingungen dargestellt.

Für eine optimale Approximation der realen Schnittlasten unter Einhaltung der Versuchsrandbedingungen und Reduzierung des Aufwandes wird auf die Verwendung zweier Mobiles zurückgegriffen. Dadurch kommt pro Krafrichtung für die Aufbringung der jeweils drei Einzelkräfte nur ein Zylinder zum Einsatz. Die Dimensionierung der Einzellasten erfolgt über Balken, die, mit entsprechenden Hebelarmen versehen, einstellbare Kräfte erzeugen.

Nach Anlieferung des Rotorblattes wurde eine Bohrschablone konstruiert und gefertigt. Mit Hilfe dieser Bohrschablone konnten die Bohrungen für die 40 Längs- und 40 Querbolzen (Durchmesser 18 mm und 33 mm) gefertigt werden (siehe Abbildung 4-33).

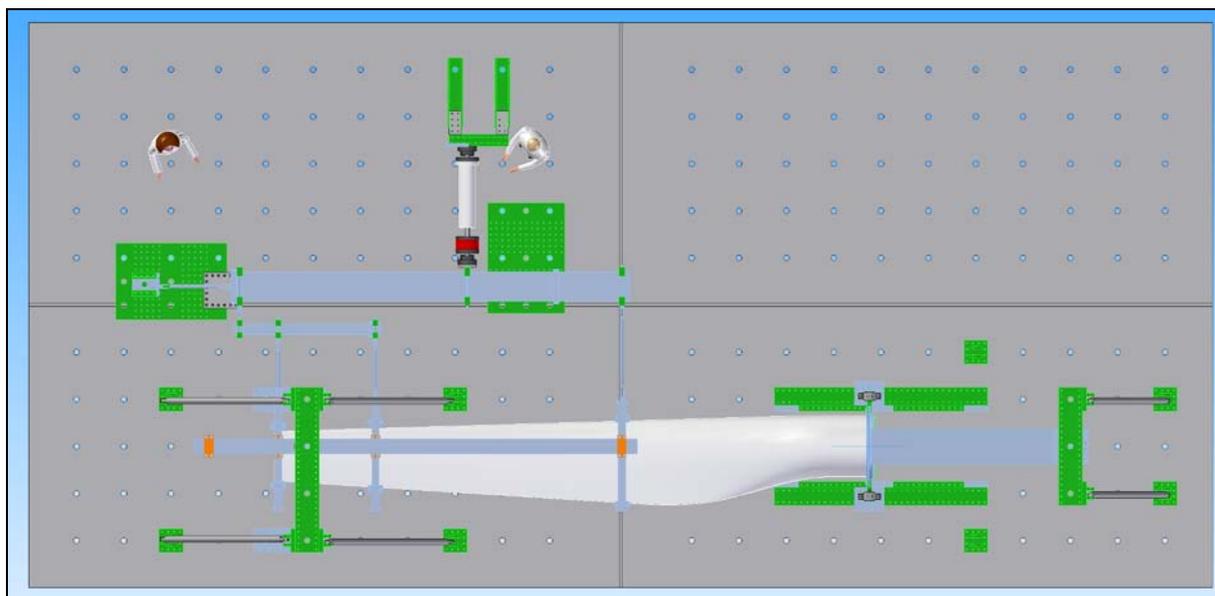


Abbildung 4-30: 3D-CAD-Ansicht des Prüfstandes (Ansicht von oben)

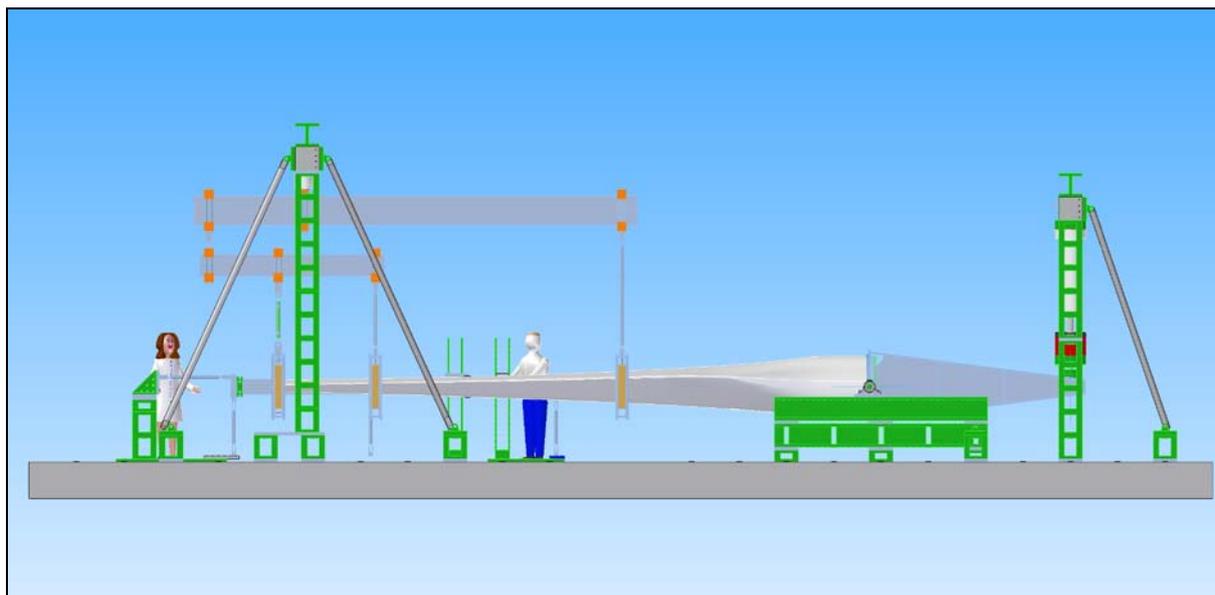


Abbildung 4-31: 3D-CAD-Ansicht des Prüfstandes (Ansicht von der Seite)

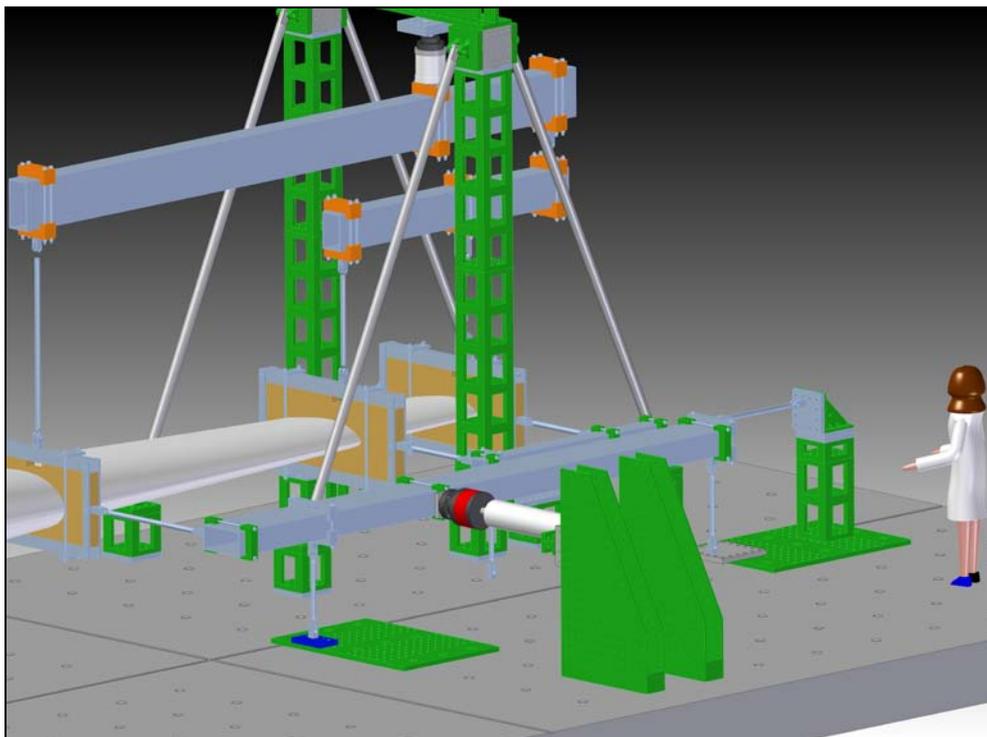


Abbildung 4-32: 3D-CAD-Ansicht des Prüfstandes (Detailansicht der Lasteinleitungsgestelle)



Abbildung 4-33: Ersatz-Rotorblatt (IKEA-Blattanschluss mit 40 Schraubbolzen)

Die Einleitung der Schlaglast erfolgt über einen 2,7 m langen Stahlhebel (Abbildung 4-34). An diesem Stahlhebel ist das Ersatz-Rotorblatt angeflanscht. Das zu übertragende Wurzelbiegemoment beträgt 1.078.000 Nm. Der Hebel wurde vollständig in 3D-CAD konstruiert und an die Biege- und Querkräfte dimensioniert. Die Lagerung erfolgt in einem Stehlager mit Gleitlagerung (Auflagerkräfte max. 540 kN) bei einem Achsdurchmesser von 60 mm. Der mittlere Achsabstand beträgt 1340 mm.

In Abbildung 4-35 ist der verwendete Prüfstand dargestellt. Das Rotorblatt ist über den IKEA-Schraubanschluss mit dem Stahlhebel verflanscht. Der Stahlhebel liegt im Ruhezustand auf einer Säule auf. Der Hydraulikzylinder (400 kN Kraft, +/- 200 mm Weg) ist angeschlossen, jedoch im Ruhezustand kraftfrei. Der komplette Prüfstand wurde auf zweifache Bruchlast dimensioniert.



Abbildung 4-34: Stellvertreter-Prüfstand (Hebel zur Einleitung der Schlaglast)



Abbildung 4-35: Stellvertreter-Prüfstand auf dem Aufspannfeld von BAM-VII.2

4.7.2.5 Ergebnisse der Belastungsversuche

Für die Betriebsfestigkeitsuntersuchungen am Ersatzrotorblatt wird der folgende Prüfzyklus vorgenommen:

- (1) Modalanalyse des Rotorblattes im Ausgangszustand
- (2) 500 Lastwechsel (LW bzw. LC) bei Nennlast (Randfaserdehnung 1,2 ‰)
- (3) Lastkollektivmessung mit Nennlast als Spitzenlast
- (4) 10.000 Lastwechsel bei 50a-Böe-Last (Randfaserdehnung 2,6 ‰)
- (5) Modalanalyse nach 10.000 Lastwechsel bei 50a-Böe-Last
- (6) Risseinbringung (Aufschneiden der Hinterkantenverklebung zwischen 4 und 5 m)
- (7) Modalanalyse nach künstlicher Risseinbringung

Die Ergebnisse der experimentellen Modalanalyse zu (1), (5) und (7) sind in Abschnitt 4.8.2 dargestellt.



Abbildung 4-36: Koppelstangen des Prüfstandes zur Einleitung der drei Kräfte für die Schlaglast (siehe Markierungen)



Abbildung 4-37: Koppelstangen des Prüfstandes zur Einleitung der drei Kräfte für die Schwenklast (siehe Markierungen)

Alle Versuche sind aufgrund von Sicherheitsmaßnahmen in Weg-Regelung durchgeführt worden. Die Frequenz für die Untersuchungen bei Nennlast beträgt 0,25 Hz und bei der 50a-Böen-Last 0,135 Hz. Die Phasenverschiebung zwischen Schlag- und Schwenklast beträgt 90°. Die Krafteinleitung in das Rotorblatt erfolgt über drei Koppelstangen für Schwenklast, sowie drei weitere Koppelstangen für Schlaglast. Diese verbinden die Lasteinleitungsscheren des Rotorblattes mit dem Lastgestell (Abbildung 4-36 und Abbildung 4-37).

Zunächst wird die für das Ersatzrotorblatt ermittelte Nennlast im Einstufen-Versuch aufgebracht, d.h. eine max. Randfaserdehnung des Blattes von 1,2 ‰ (dies entspricht einer Windgeschwindigkeit von 12...25 m/s, bei der die WEA ihre Nennlast erreicht). Die dazu erforderliche Kraft an den Hydraulikzylindern beträgt ca. 63 kN (Schlaglast) bzw. ca. 15 kN (Schwenklast). Die Kräfte der Hydraulikzylinder werden auf die entsprechenden Koppelstangen übertragen. Der Kraftverlauf für Nennlast ist in Abb. 2 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass Soll- und Ist-Kraft sowohl in Schlag- als auch in Schwenklast sehr gut übereinstimmen. Die Kraftverläufe sind konstant. In Abbildung 4-39 sind die Dehnungsverläufe der vier Gurte des Rotorblattes dargestellt. Die Dehnungen werden mit einem Faserbragg-Gitter-Messsystem von BAM-VIII.1 aufgezeichnet (siehe Abschnitt 3.5.2 (TA3)).

Die Dehnungsverläufe sind ebenfalls konstant, d.h. die Steifigkeit des Rotorblattes hat sich infolge der 500 Lastwechsel bei Nennlast nicht verändert. Die maximale Dehnung beträgt ca. 1,35 ‰ im Gurt der Saugseite / Hinterkante. Die gegenüber der Erwartung leicht erhöhte Dehnung wird durch die Überlagerung von Schlag- und Schwenklast begründet.

Auf die Einstufen-Untersuchungen bei Nennlast folgend wird ein Lastkollektiv aufgebracht. Die Daten des Lastkollektivs stammen ursprünglich vom Deutschen Windenergie Institut (DeWI). Dieses hat Messungen an der Anlage Multibrid M5000_1 durchgeführt, die in unmittelbarer Nähe zur Anlage M5000_2 steht. Dabei wurden Dehnungsmessungen (Messaufzeichnungslänge 10 Minuten) im Blattanschlussbereich des Rotorblattes durchgeführt, wodurch sowohl Aussagen über die absoluten Dehnungen als auch über die Dehnungsverteilungen gewonnen werden. Aus diesen Dehnungsverteilungen wurde ein Lastkollektiv für die Schlaglast hergestellt, in denen die maximalen Wegvorgaben denen der Nennlast im Einstufenversuch entsprechen. Für die Schwenklast wird die Einstufen-Nennlast verwendet. In Abbildung 4-40 sind die Kraftverläufe der Koppelstangen für Schlag- und Schwenklast dargestellt. In Abbildung 4-41 ist zur besseren Visualisierung des Lastkollektivs ein Ausschnitt der Schlaglast-Aufzeichnung dargestellt.

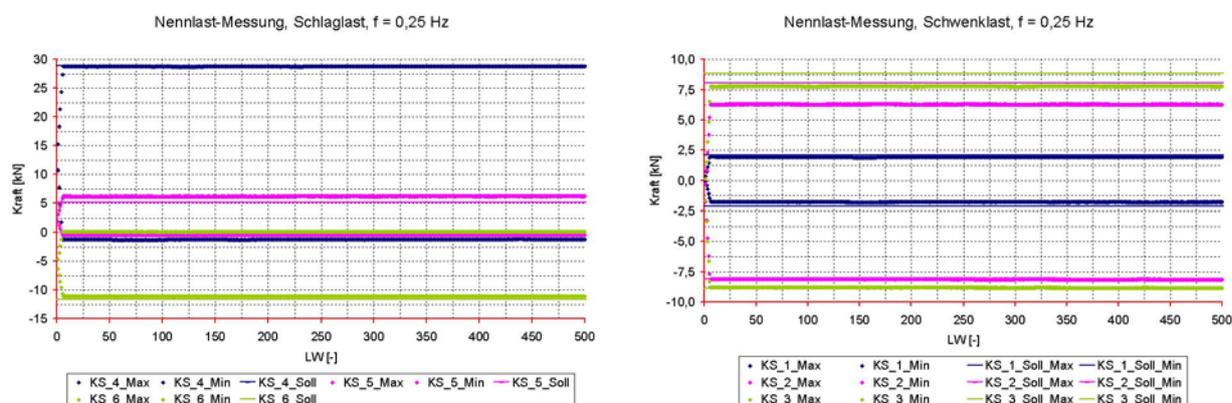


Abbildung 4-38: Kraftverlauf an den Koppelstangen KS 1...6 bei Nennlast (Einstufen-Versuch) mit dem Vergleich zu den Soll-Werten, getrennt nach Schlag- und Schwenklast (500 Lastwechsel)

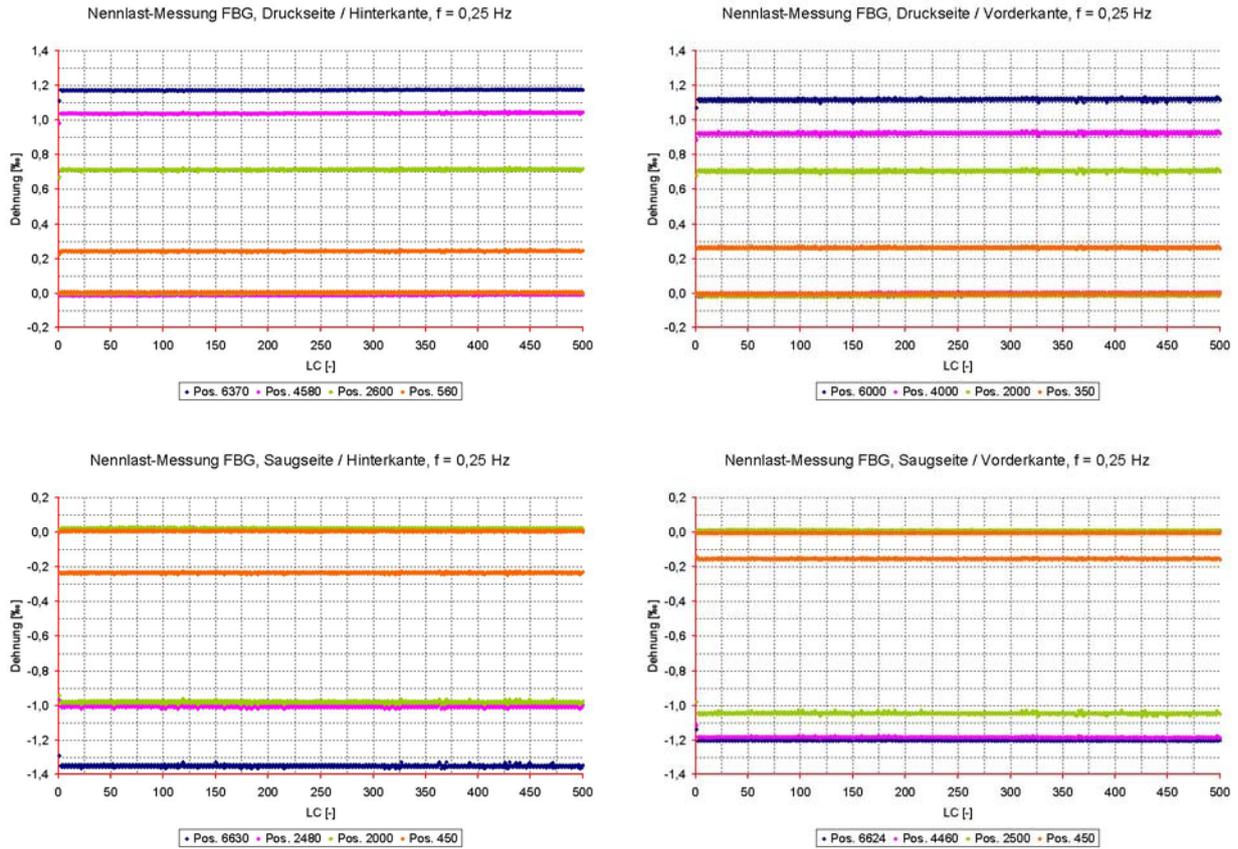


Abbildung 4-39: Dehnungsverlauf an den FBG-Messstellen bei Nennlast, getrennt nach den vier Gurten (500 Lastwechsel)

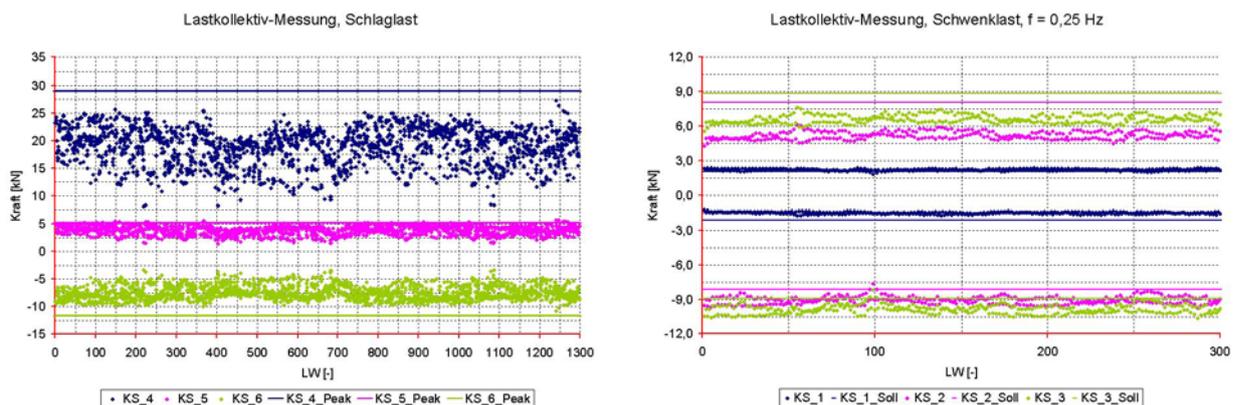


Abbildung 4-40: Kraftverlauf an den Koppelstangen KS 1..6 bei Lastkollektiv (Schlaglast, 1300 Lastwechsel) und Schwenklast Schwenklast (Nennlast, 300 Lastwechsel) mit dem Bezug zu den Soll-Werten der Nennlast (gerade Linien)

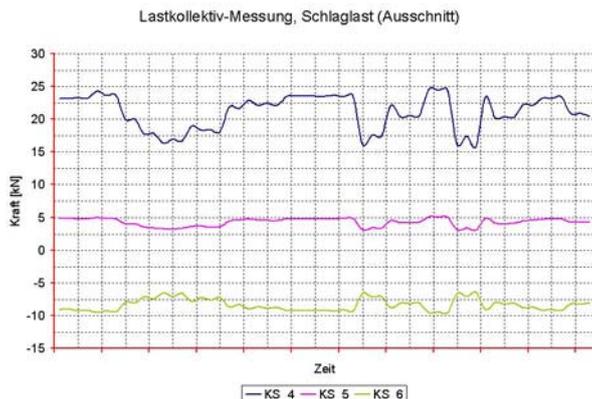


Abbildung 4-41: Ausschnitt des Kraftverlaufs bei Schlaglast

Die Kraftverläufe zeigen, dass die zulässigen Maximal-Lasten bei Schlaglast, die nur einige wenige Mal im Kollektiv erreicht werden, gut getroffen werden (siehe Vergleich der Kraftverläufe zu den geraden Linien). Die Verläufe bei Schwenklast schwanken durch die Kopplung der Koppelstangen von der Schlaglast stärker als bei der Einstufen-Nennlast-Untersuchung.

Um das Ermüdungsverhalten des Rotorblattes bei höheren Lasten zu untersuchen, wird in einem zweiten Einstufen-Versuch die 50a-Jahres-Böen-Last (50a-Böe) in Schlaglast-Richtung aufgebracht. Hierbei beträgt die Kraft am entsprechenden Hydraulikzylinder ca. 130 kN. Bei der 50a-Böen-Last tritt in der Realität vor allem in Schlaglast-Richtung eine nennenswerte Belastung auf. Die dazugehörige Belastung in Schwenklast-Richtung ändert sich nicht wesentlich. Da bislang keine Information darüber existiert, wie sich die 50a-Böen-Last in situ aufteilt, wird in Schwenklast-Richtung weiterhin die Nennlast aufgebracht. Die Lastspielzahl beträgt nun 10.000 LW. In Abbildung 4-42 sind die Kraftverläufe in den Koppelstangen dargestellt, in Abbildung 4-43 die Dehnungsverläufe der Gurte.

Auch bei der 50a-Böen-Last werden die Kräfte in den Koppelstangen durch entsprechende Wegvorgaben in den Hydraulikzylindern gut erreicht. Der Kraftverlauf ist dabei ebenfalls konstant. Gleiches gilt für die Dehnungsverläufe der FBG-Messungen, d.h. auch bei 50a-Böen-Last ist die Steifigkeit des Rotorblattes nach 10.000 LW konstant geblieben. Die maximale Dehnung beträgt im Gurt Saugseite / Hinterkante ca. 2,7 ‰ und stimmt somit gut mit der Berechnung (2,6 ‰) überein.

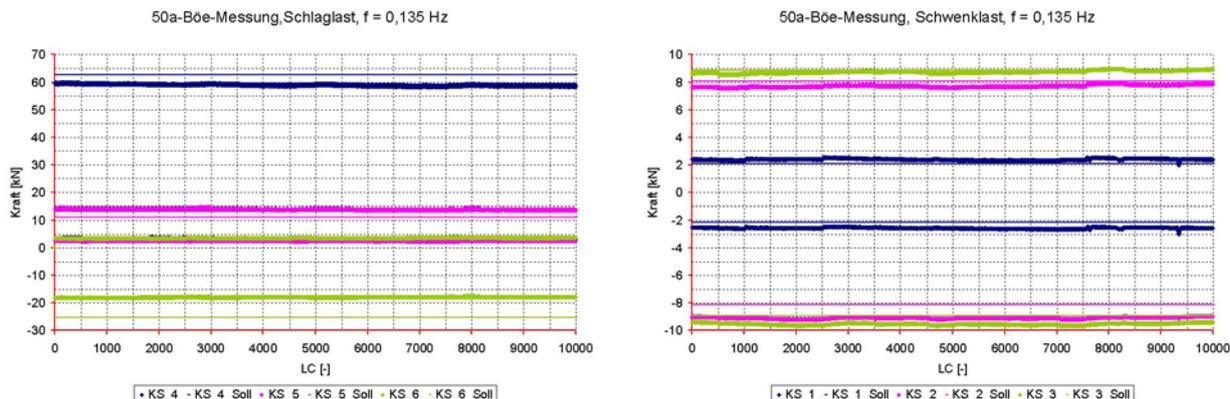


Abbildung 4-42: Kraftverlauf in den Koppelstangen KS_i bei 50a-Böe-Last (Einstufen-Versuch) mit dem Vergleich der Soll-Werte, getrennt nach Schlag- und Schwenklast (10.000 Lastwechsel)

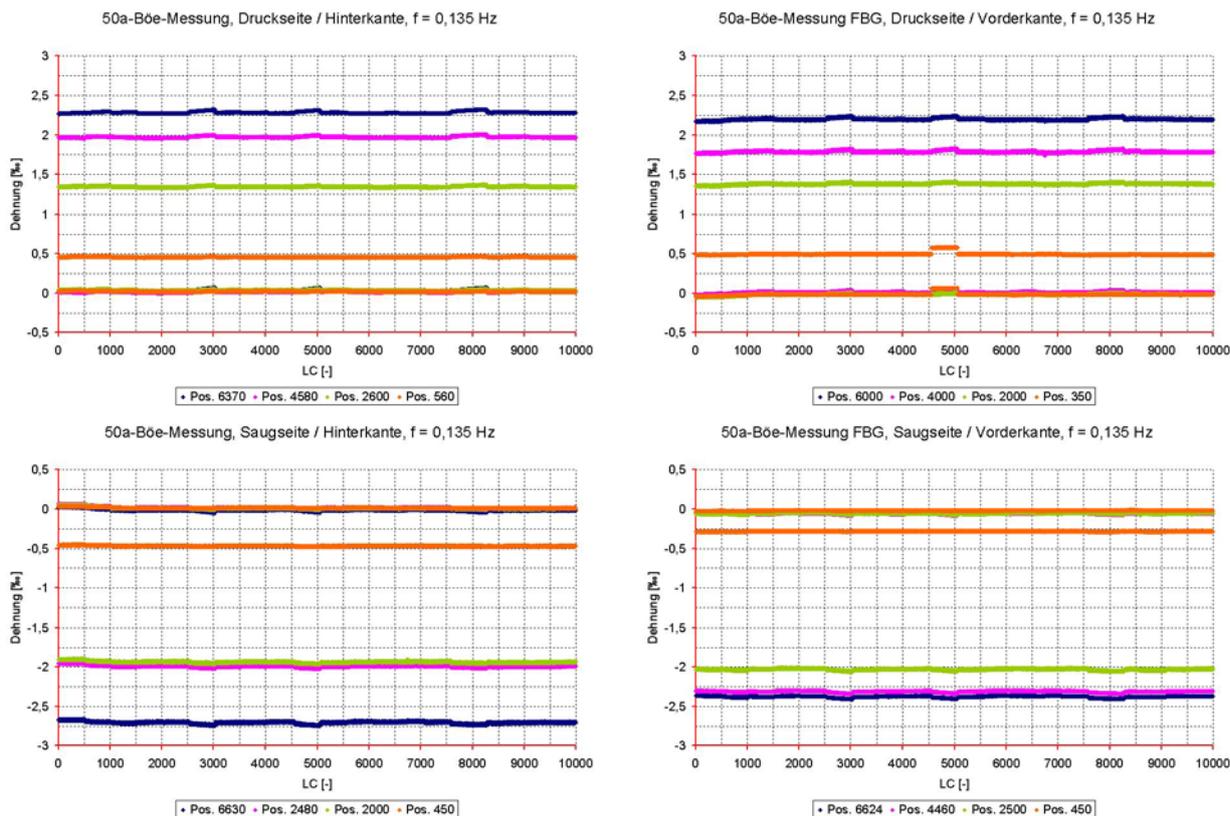


Abbildung 4-43: Dehnungsverlauf an den FBG-Messstellen bei 50a-Böe-Last, getrennt nach den vier Gurten (10.000 Lastwechsel)

4.8 Schadensfrüherkennung an Rotorblättern mit dynamischen Verfahren

4.8.1 Numerische Untersuchungen

Neben der Zustandsüberwachung von Rotorblättern mit lokalen Methoden, basierend auf der Messung von Dehnungen in Bereichen der Struktur, in denen Schäden erwartet werden, werden globale Methoden eingesetzt, die aus der Veränderung des dynamischen Verhaltens der Rotorblätter Erkenntnisse über Zustandsänderungen ziehen. Diese Verfahren sind Grundlage des Einsatzes des Systems BLADEcontrol® der Fa. IGUS-ITS.

Diese dynamischen Verfahren basieren auf der Erkenntnis, dass sich das dynamische Verhalten, und damit auch die modalen Parameter der Rotorblätter, verändern, wenn sich Schäden an der Struktur in messbaren Steifigkeitsänderungen äußern. Die Problematik besteht darin, sinnvolle Messsignale zum veränderten dynamischen Verhalten aufzuzeichnen, diese mittels geeigneter Verfahren der Datenanalyse auszuwerten und die Ergebnisse richtig zu interpretieren.

In einem ersten Schritt bietet eine rechnerische Simulation mit einem geeigneten Finite-Element-Modell die effiziente Möglichkeit, Auswirkungen von Schäden auf das Gesamtverformungsverhalten, die lokalen Werkstoffbeanspruchungen und das Eigenschwingungsverhalten einer Struktur zu untersuchen. In Abbildung 4-45 ist ein simulierter Endkantenschaden dargestellt.

Im Hinblick auf das dargestellte Sensor-konzept wurde insbesondere die Auswirkung der Schäden „offene Endkante“ sowie „Längs- und Querriss“ in der Blattschale untersucht. Diese Schäden treten häufig in der Praxis auf und wurden im Rechenmodell in verschiedenen Lagen und Größen eingebracht. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Querrisse in der Flügelschale infolge der Lastumlagerung zu einer messbaren Zunahme der Gurtdehnungen führt, hingegen einen geringen Einfluss auf die Änderung der 1. und 2. Biegeeigenformen und Eigenfrequenzen in Schlag- und Schwenkrichtung haben (Abbildung 4-45).

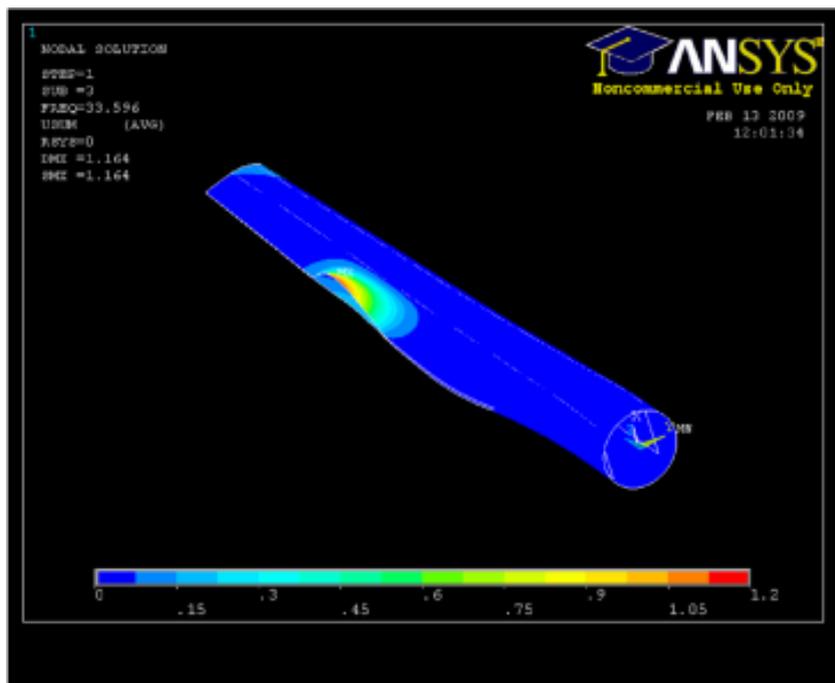


Abbildung 4-44: FE-Modell des Ersatzrotorblattes mit simuliertem Endkantenschaden

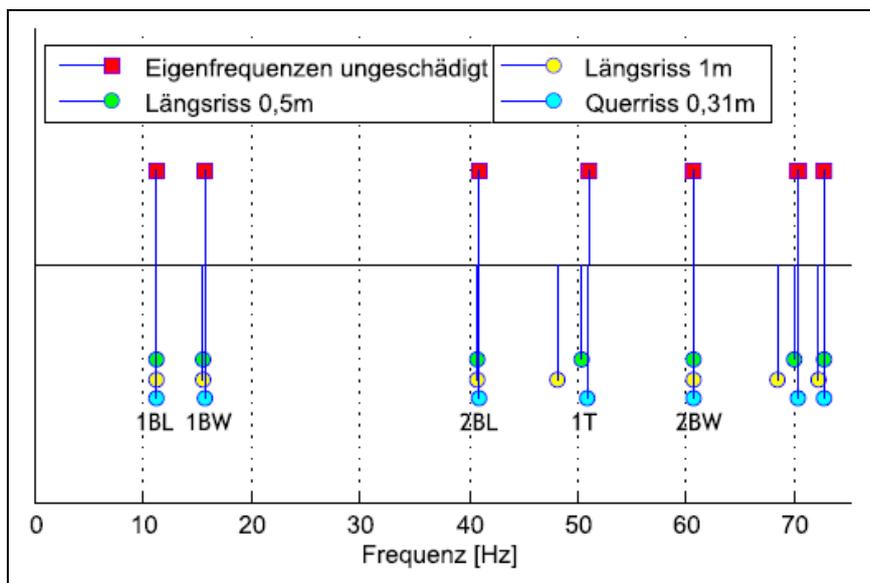


Abbildung 4-45: Eigenfrequenzen (Blatt ungeschädigt und bei Längs- und Querriss in der Blattmitte)

Eine offene Hinterkante hingegen beeinflusst bei einer Konstruktion mit zwei Holmen die Längsdehnung der Gurte wenig, aber führt zu signifikanten Änderungen in den Biegeeigenformen 2. und höherer Ordnung (Abbildung 4-46). Längsrisse (also auch eine offene Hinterkante) führen wiederum zu einer Änderung in der 1. Torsionseigenform des Rotorblattes, haben aber kaum einen Einfluss auf die Biegeeigenformen.

Ein weiterer signifikanter Effekt ist, dass große Schäden Partialschwingungen in der Blattschale ermöglichen (Abbildung 4-47), die nicht nur zu Veränderungen von Eigenfrequenzen, sondern auch zu neuen Eigenschwingungsformen und somit zu zusätzlichen Eigenfrequenzen im Frequenzspektrum führen.

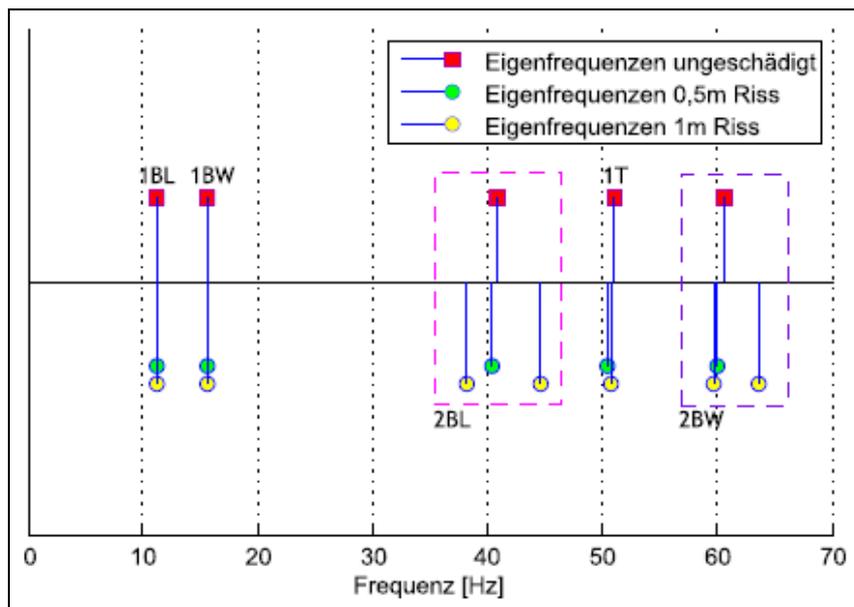


Abbildung 4-46: Eigenfrequenzen (Blatt ungeschädigt und bei offener Hinterkante)

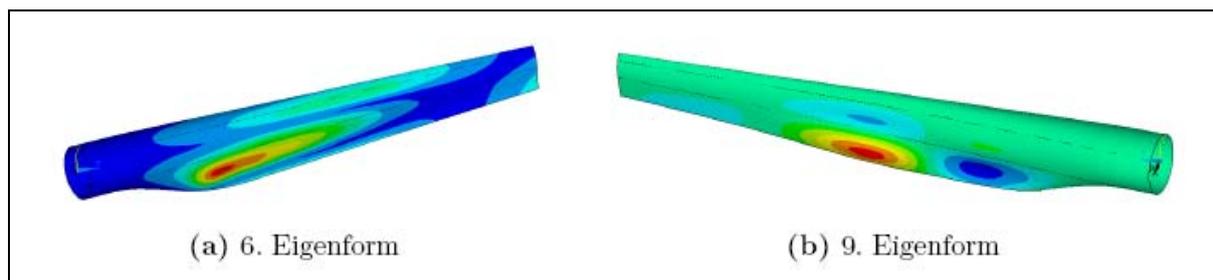


Abbildung 4-47: Darstellung von Partialschwingungen bei höheren Eigenformen

Experimentelle Untersuchungen zur Bestimmung der modalen Parameter des Ersatzrotorblattes zeigen, dass die erste Biege-Eigenfrequenz in Schlagrichtung bei nur ca. 8 Hz liegt (Tabelle 4-1), obwohl die Rechnung ca. 11 Hz vorausgesagt hat. Dies ist auf die Nachgiebigkeit der Einspannung zurückzuführen, die in einer weiteren FEM-Analyse mit modelliert werden soll. Ähnliche Effekte werden sich aber auch an dem Originalrotorblatt zeigen, da die Rotornarbe einer Windkraftanlage auch nicht ideal steif ist. Dies bedeutet wiederum, dass es quantitativ nicht so leicht ist, aus den am Rotorblatt gemessenen Beschleunigungen auf die Werkstoffbeanspruchung unmittelbar schließen zu können. An dieser Stelle können sich Beschleunigungs- und Dehnungsmessungen sinnvoll ergänzen. Aus der Aufzeichnung der Lebensdauerbeanspruchung, also in eine Rainflowmatrix gezählte Dehnungsamplituden, kann die Lebensdauer im Vergleich zu Probenversuchen abgeschätzt werden. Zudem würde eine auf die Windgeschwindigkeit und Turbulenzklasse normierte Zunahme lokaler Dehnungen das Auftreten von Schäden anzeigen. Da die Sensordichte nur beschränkt sein kann, liefert die Eigenwertanalyse ergänzende Informationen, um Schäden mit einer unabhängigen Methode erkennen zu können. Wie die numerische Analyse des Versuchsrotorblattes gezeigt hat, wirken sich die verschiedenen Schadenszenarien auch in einer Veränderung der lokalen Dehnung und einer Verschiebung der Eigenfrequenzen sehr unterschiedlich aus. Es ist also hilfreich, beide Verfahren in ein CMS-System zu integrieren.

4.8.2 Experimentelle Untersuchungen am Rotorblattprüfstand

Parallel zu den Belastungsversuchen (Abschnitt 4.7.2) wurden mittels experimenteller Modalanalyse die Eigenfrequenzen und Eigenschwingungsformen des Rotorblattes im Prüfstand jeweils zu den oben definierten Zeitpunkten in Abhängigkeit von Status des Prüfprogrammes ermittelt. Zu diesem Zweck wurde das Rotorblatt jeweils von allen Belastungseinrichtungen befreit, so dass das freie, eingespannte Blatt untersucht werden konnte. Das Ziel der Untersuchung war, zu prüfen ob eine Veränderung der modalen Parameter an Abhängigkeit von Belastungszustand bzw. von dem damit einhergehenden Schädigungszustand festgestellt werden kann. Damit sollten Erkenntnisse gewonnen werden, in wieweit für eine Zustandsüberwachung der Rotorblätter an Offshore-Windenergieanlagen die modalen Größen geeignet sind, die ja die Grundlage für das Konzept der Zustandsüberwachung des Systems BLADEcontrol® sind (Abschnitt 4.8.3).



Abbildung 4-48: Ersatz-Rotorblatt mit Geophonen von BAM-VII.2

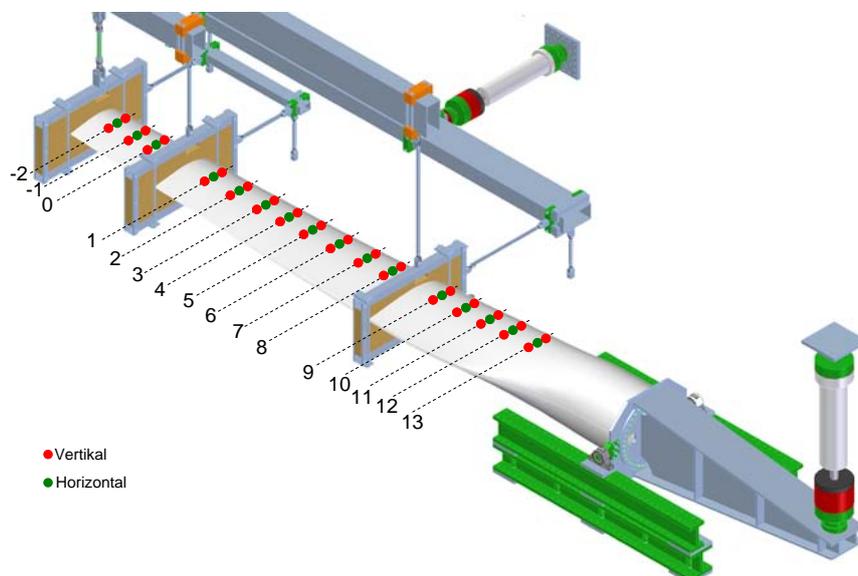


Abbildung 4-49: Messplan: Anordnung der Sensorik für die experimentelle Modalanalyse am Rotorblatt

Die Firmen IGUS-ITS, μ -Sen sowie BAM-VII.2 haben für diese Untersuchungen Sensoren zu Dehnungs- und Beschleunigungs- und Schwinggeschwindigkeitsmessungen angebracht (Abbildung 4-48). In Abbildung 4-49 ist der Plan mit der Anordnung der Messstellen für die experimentelle Modalanalyse dargestellt. Das Rotorblatt ist in der abgebildeten Position einseitig eingespannt und kann per Modalhammer, Shaker oder auch unter ambienter Erregung zu Schwingungen angeregt werden. Mit den äußeren zwei Messreihen (rot) in Abbildung 4-49 werden die Schwingungen in Schlagrichtung erfasst. Die mittlere Messreihe (grün) dient

zur Messung der Schwingungsformen in Schwenkrichtung. Die Bestimmung der Eigenfrequenzen und -moden mit dem Messsystem von BAM-VII.2 wird unter ambierter Erregung durchgeführt. Die Firmen IGUS-ITS und μ -Sen verwenden als Erregerquelle einen Shaker.

Vor Beginn und parallel zu den Belastungsversuchen bzw. Schadenseinträgen (siehe Abschnitt 4.7.2.5) im Rotorblatt wurden drei Modaltests durchgeführt. Damit sollte geprüft werden, ob es möglich ist, Informationen über Schäden im Blatt aus dem Betrieb oder infolge Schadensereignissen aus den gemessenen Schwingungsantworten zu erhalten. In einem ersten Schritt wurden die modalen Parameter als Schadensindikatoren verwendet, um den in der Überwachungspraxis verwendeten Ansatz der Fa. IGUS-ITS (Abschnitt 4.8.3) exemplarisch zu prüfen.

Das Ergebnis ist in Abbildung 4-50, Abbildung 4-51 und Tabelle 4-1 dargestellt. Es zeigt die ermittelten Frequenzspektren (in vertikaler und horizontaler Schwingungsrichtung) sowie die daraus extrahierten Veränderungen der Lage von Eigenfrequenzen. Man erkennt zunächst einmal eine Verschiebung der Frequenzpeaks für die Zustände (5) und (7) gegenüber (1) hin zu höheren Frequenzen. Dies gilt für 3 von 4 Frequenzen aus Tabelle 4-1 und ist vermutlich darauf zurück zu führen, dass durch den Lasteintrag in den Prüfzyklen (2), (3) und (4) kein Schaden entstanden ist (siehe Abschnitt 4.7.2.5). Es wurden aber die Einspannbedingungen des Blattes vor der zweiten Modalmessung durch eine zusätzliche, meist horizontal wirkende Versteifung des Lasthebels (Abbildung 4-34), verändert. Dies spricht auch für die markante Frequenzerhöhung der Mode 2 mit großen horizontal gerichteten Schwingungsanteilen.

Zwischen den Zuständen (5) und (7) des Prüfzyklus liegt der eingeprägte Schaden (6), der zu keiner Veränderung in den ersten Biege- und Torsionsmoden führt, wohl aber zu einer merklichen Verringerung der Eigenfrequenz zur 2. Biegeeigenform in Schlagrichtung (vertikal) (siehe Tabelle 4-1 (Mode 4) und Abbildung 4-51)). Damit kann von einer Identifikation dieser Art von Schäden mit Hilfe von Eigenfrequenzmessungen ausgegangen werden.

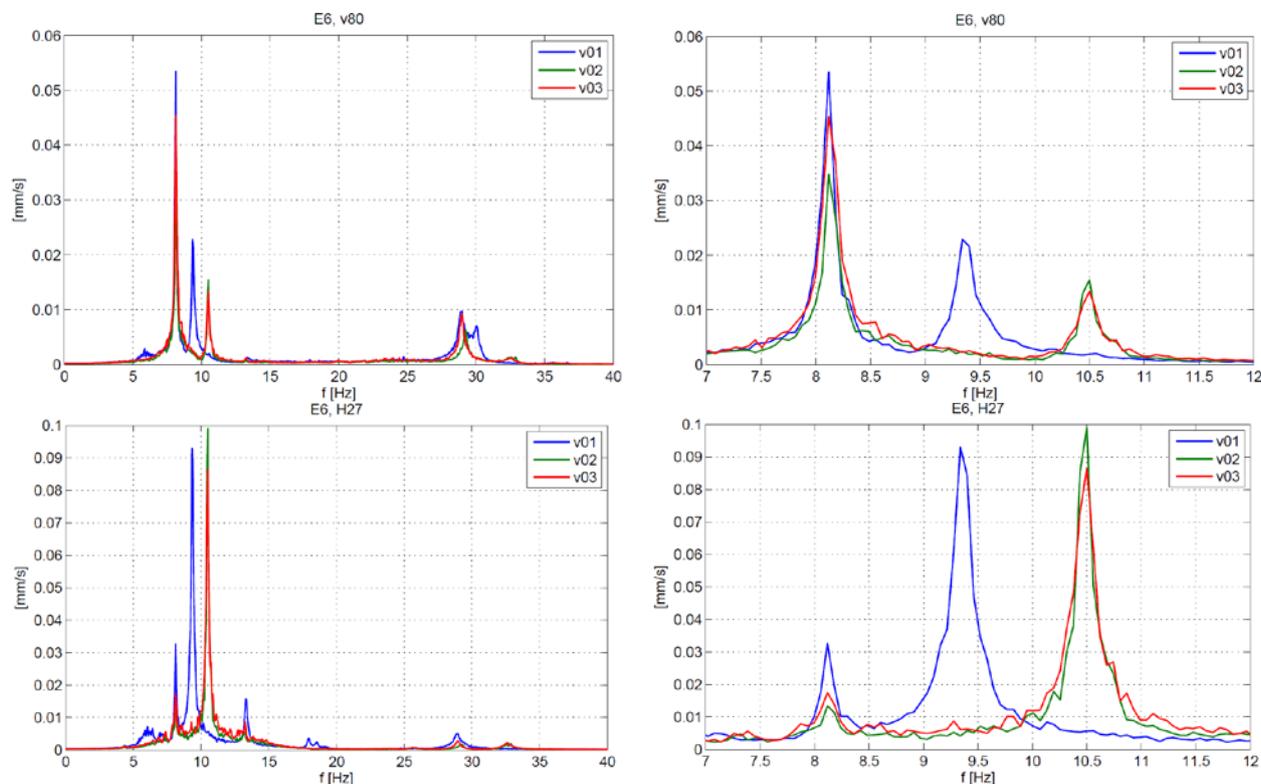
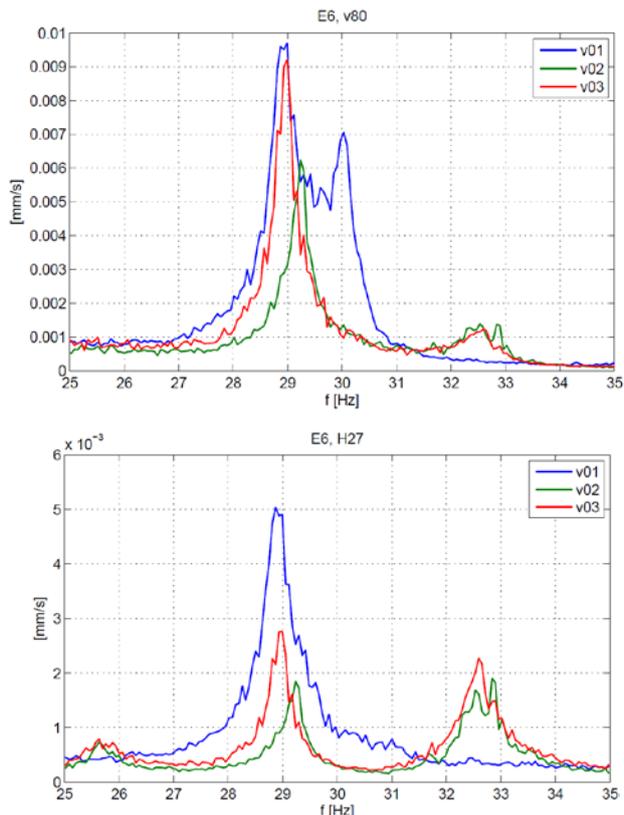


Abbildung 4-50: Rotorblatt-Eigenfrequenzen (0<f<40<Hz <Bilder links> und 7<f<12 Hz <Bilder rechts>, vertikal <Bilder oben> und horizontal <Bilder unten>)



Nr.	(1) v01	(5) v02	(7) v03
1	8,06	8,18	8,18
2	9,40	10,50	10,50
3	13,31	13,18	13,18
4	28,93	29,20	28,93

Tabelle 4-1: Veränderung der Eigenfrequenzen [Hz] im Prüfzyklus (i)

Abbildung 4-51: Rotorblatt-Eigenfrequenzen ($0 < f < 40$ Hz) vertikal <Bild oben> und horizontal <Bild unten>

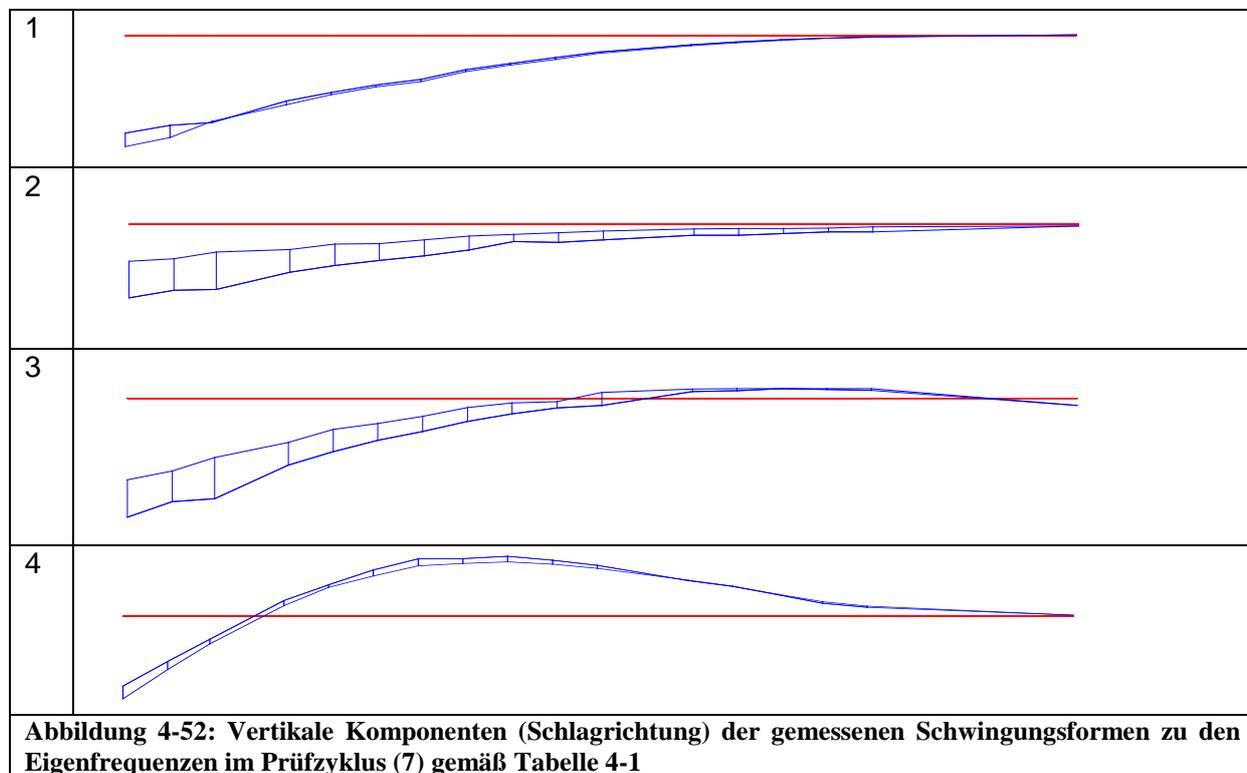


Abbildung 4-52: Vertikale Komponenten (Schlagrichtung) der gemessenen Schwingungsformen zu den Eigenfrequenzen im Prüfzyklus (7) gemäß Tabelle 4-1

4.8.3 Schadensfrüherkennung mittels Rotorblatt-Überwachungssystem

Arten der Zustandserkennung

Durch das kontinuierlich arbeitende Rotorblatt-Überwachungssystem BLADEcontrol® werden für jede WEA die folgenden Zustände ermittelt und angezeigt:

- Ungestörter Rotorblatt-Zustand (RBL-Zustand).
- Geringfügig gestörter RBL-Zustand: Inspektion/Reparatur erforderlich, Weiterbetrieb der Anlage bei weiterer Beobachtung der Zustandsveränderung möglich.
- Stark gestörter RBL-Zustand: kurzfristige Inspektion erforderlich, automatische Außerbetriebnahme der Anlage bei Anbindung an die Maschinensteuerung.
- Eisansatz am Rotorblatt,
 - Leicht (beginnender Eisansatz wird informativ mitgeteilt/angezeigt),
 - Stark (Mitteilung/Information und automatische Abschaltung der WEA bei Anbindung an die Maschinensteuerung).
 - Nach Abgang des Eises erfolgen bei einer wegen Eis abgeschalteten WEA eine Mitteilung und die Freigabe zur automatischen Wiederanschaltung.
- dynamische Rotorblatt-Wechselzustände:
 - Zählung von Überlastzuständen für 1. Flap (Schlagrichtung) und 1. Edge (Schwenkrichtung) und Ausgabe von Warnungen und ggf. Abschaltung bei Überschreitung von Schwellwerten,
 - Ermittlung von Verteilungen der Lastzustände über Monats-, Quartals- und Jahreszeiträume als Grundlage für Justage der Pitchregelung (z. B. Nulllage),
 - Erkennung von Resonanzzuständen
- Schnellinformation bei RBL-Blitzschäden (z. Zt. Abschaltung nach weniger als 5 Sekunden, in Entwicklung: Abschaltung nach weniger als einer Drehung)

4.9 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Die Teilaufgabe 4 enthält zwei thematische Arbeitsbereiche unter dem Titel ‚Datenanalyse, Schadensfrüherkennung‘. Der erste Bereich beschäftigte sich schwerpunktmäßig die Entwicklung von Methoden zur Analyse von Messdaten mit dem Ziel der Früherkennung von Schäden an Maschinen und Strukturen. Im zweiten Arbeitsbereich standen theoretische und experimentelle Untersuchungen an einem Ersatzrotorblatt im Vordergrund. Hier war das Ziel, Möglichkeiten für Überwachungskonzepte für Rotorblätter mit dem Ziel einer Schadensfrüherkennung zu erproben. Dabei ging es sowohl um lokale Methoden auf der Basis von Dehnungsmessungen als auch um globale Methoden basierend auf Schwingungsmessungen. Mit Letzteren wurde an die Forschungsergebnisse aus Arbeitsbereich 1 angeschlossen.

Arbeitsbereich 1

Die für die Universität Siegen vorgesehenen Arbeiten in der TA 4 bestanden hauptsächlich in der Entwicklung von Schadensidentifikationsalgorithmen. Hierbei hat sich gezeigt, dass die Kompensation der Umgebungs- und Betriebszustände der Anlage auf die Schädigungsmerkmale (z.B. Schädigungsindikatoren) von großer Bedeutung ist. Außer den ursprünglich vorgesehenen Arbeitspaketen wurden Arbeiten auf dem Gebiet der Sensorfehleridentifikation und Maschinenkomponentenüberwachung geleistet. Während der Projektbearbeitung wurde erkannt, dass durch die Entwicklung von Algorithmen zur Identifikation von Sensorfehlern die Zuverlässigkeit der Langzeitüberwachungssysteme, die bei rauen Seebedingungen eingesetzt werden sollen, deutlich erhöht werden kann. Die entwickelten/programmierten Methoden zur Maschinenkomponentenüberwachung eignen sich besonders für langsam rotierende Maschinen und für schlechte Signalübertragungswege. Diese haben sich sensitiver als die klassischen CMS-Algorithmen gegenüber Schäden in einem früheren Stadium gezeigt. Einige vorgestellte Algorithmen wurden in einem Online-Überwachungssystem der Anlage M5000_2 implementiert. Diese Algorithmen ermitteln via Internet in einem vollautomatischen Modus den Zustand der Anlage. Damit kann von der Erfassung der Messdaten über deren Auswertung und Darstellung mittels einer entwickelten prototypischen Software und Rückgabe der Ergebnisse an eine Überwachungszentrale über Internet der komplette Monitoringprozess abgebildet werden.

Es wurde ein Visualisierungskonzept für eine zweistufige Bauwerksüberwachung (Warnung und Alarm) entwickelt, welches eine einheitliche Struktur für alle Grenzzustände besitzt. Dabei können die einzelnen Grenzzustände und Komponenten der Gründungsstruktur ausgewählt werden. Für diese Auswahl erfolgt die Anzeige des Schädigungsindikators und der zweistufigen Grenzwerte.

Arbeitsbereich 2

Zur Bewertung und Nachbildung der Lasten an Rotorblättern von OWEA wurden zunächst die realen Lasten rechnerisch an der Originalgeometrie und experimentell am Original-Rotorblatt ermittelt. Darauf aufbauend wurde für die Betriebsfestigkeitsuntersuchungen an einem Stellvertreter-Bauteil ein Ersatzrotorblatt im Maßstab 1:5 berechnet, konstruiert und angefertigt. Dieses wurde in einem 2-Achs-Prüfstand systematisch kritischen Lasten ausgesetzt. Die dabei eingesetzte Fasersensorik zur Messung der Beanspruchungen im Rotorblatt wurde geschützt in die Struktur integriert. Die Gurtkanäle erweisen sich für die Integration der FBG-Fasersensorik als geeignet, diese vor äußeren Beschädigungen zu schützen und betriebszeitfest unterzubringen. Zudem werden die Dehnungen an der das Bauteil tragenden Struktur direkt ermittelt. Die im Versuch eingesetzten Ermüdungslasten entsprechen der 50-Jahres-Böe-Last in Schlaglaststrichtung was zu einer Werkstoffbeanspruchung mit einer Randfaserdehnung ca. 0,26 % führt.

Die Bestimmung der Messstellenpositionen erfolgte nach umfangreichen Erfahrungen, die bei Untersuchungen zum Strukturverhalten von Tragflügeln an Segelflugzeugen gewonnen wurden. Als Sensordichte erweist sich die Faustregel „Sensorabstand = Bauteilhöhe“ als geeignet, um lokale Schädigungen zu detektieren, selbst dann wenn keine signifikanten globale Steifigkeitsänderungen des Bauteils vorliegen.

Die Untersuchungen am Ersatz-Rotorblatt zeigen, dass die Möglichkeit eines Stellvertreter-Prüfstandes gut geeignet ist, Betriebsfestigkeitsuntersuchungen an Bauteilen in verkleinertem Maßstab durchzuführen. Durch den Prüfstand können Schlag- und Schwenklasten simultan aufgebracht werden. Die 10.000 Lastwechsel im Einstufenversuch bei der 50-Jahres-Böe-Last in Schlagrichtung und der Nennlast in Schwenkrichtung haben zu keinem messbaren Steifigkeitsabfall des Rotorblattes geführt. Die Implementierung der Fasersensorik im Gurtkanal zwischen Gurt und Schale ist für ein CMS geeignet. Aufgrund bisher nicht vorhandener Schädigungen kann jedoch über die Sensordichte noch keine Aussage getroffen werden.

Die Messergebnisse zeigen, dass die für den Prüfstand entwickelte Technik der Lasteinleitung an ausgewählten Positionen das Ziel einer definierten Biegelinie des Rotorblattes erfüllt. Die vorliegenden Untersuchungsergebnisse bestätigen die Vorgehensweise bei der Konzipierung, dem Bau und dem Betrieb des mit umfangreicher Messtechnik (Kraft- und Wegmesstechnik an Schlag- und Schwenkzylinder, Vollbrücken-DMS an Koppelstangen) ausgestatteten Prüfstandes.

Zur Vorbereitung der experimentellen Spannungs- und Verzerrungsanalyse sowie der Schwingungsuntersuchungen am Ersatzrotorblatt wurden vorab statische und dynamische Simulationsrechnungen sowie eine numerische Modalanalyse anhand eines Finite-Element-Rechenmodells durchgeführt. Im Zuge des Belastungs- und Schädigungsprozesses des Rotorblattes wurden Modaltests vorgenommen mit dem Ziel, Eigenfrequenzen und Eigenformen in Abhängigkeit vom Belastungs- und Schädigungsprozess zu ermitteln. Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Rechnung und Messung hinsichtlich der modalen Parameter sind auf Schwierigkeiten bei der Modellierung der Einspannung des Ersatzrotorblattes im Versuchsstand zurückzuführen. Die numerischen Ergebnisse belegen eine signifikante Änderung der Eigenfrequenzen bei Beschädigungen des Rotorblattes, zudem treten zusätzliche Eigenfrequenzen auf. Das Vorhandensein eines künstlichen Schadens durch das Versagen der Hinterkantenverklebung ließ sich in der Verschiebung einer experimentell ermittelten höheren globalen Eigenfrequenz beobachten. Damit lassen sich die Konzepte zur globalen Zustandsüberwachung auf der Basis von Schwingungsmessungen im Rahmen der am Rotorblatt unterstellten Schäden prinzipiell bestätigen und es ist anzunehmen, dass die Überwachung von Rotorblättern im Betrieb mit Hilfe dynamischer Signaturen generell möglich und sinnvoll ist. Die berechneten Dehnungsänderungen der Gurte des Ersatzrotorblattes im Falle eines Schadens in der Blattschale zwischen den Gurten bestätigen die für das Versuchsrotorblatt gewählte Sensordichte.

Das Überwachungssystem BLADEcontrol® der Fa. IGUS verwendet eigene Methoden zur Statusberechnung der Rotorblätter. In der Anlernphase werden Referenzen aus den Eigenfrequenzen in Abhängigkeit der Betriebsdaten erstellt. Im produktiven Betrieb werden anhand der Übereinstimmung der aktuellen Messung mit der Referenz auf mögliche leichte und starke Schäden geschlossen. Es werden plötzliche Abweichung und tendenzielle Abtriften des Übereinstimmungswertes erkannt und signalisiert. Die Methode zur Berechnung des Übereinstimmungswertes erfolgt nicht nur schematisch, sondern teils auch wissensbasiert.

Eine alternative Methode basiert auf der Ähnlichkeit der Rotorblätter an einem Rotor und der geringen Wahrscheinlichkeit, dass die Blätter zeitgleich genau auf die gleiche Art und Weise geschädigt werden. Über einen Kreuzvergleichstest werden die Blätter untereinander in Beziehung gesetzt. Der Vorteil dieser Methode ist, dass keine Anlaufphase benötigt wird und dass sie unabhängig von externen Betriebsdaten der WEA funktioniert. Die Fehlerdetektionsempfindlichkeit fällt allerdings abhängig von der Gleichheit der Blätter in der Regel geringer als beim Referenzvergleich aus.

4.10 Literatur

- [1] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2007): Zwischenbericht 2006, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [2] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2007): Concept for Structural Damage Identification of Offshore Wind Energy Plants, 6th International Workshop on Structural Health Monitoring. Stanford University. 1881-1888
- [3] Fritzen, C.-P.; Kraemer, P.; Klinkov, M. (2008): Structural Health Monitoring of Offshore Wind Energy Plants, 4th European Workshop on Structural Health Monitoring. Cracow, Poland. 3-21
- [4] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): Damage Identification of Structural Components of Offshore Wind Energy Plants, Deutsche Windenergie Konferenz, DEWEK2008. Bremen, Germany.
- [5] Fritzen, C.-P.; Kraemer, P. (2009): Self-diagnosis of smart structures based on dynamical properties, Mechanical Systems and Signal Processing, 23, 1830–1845
- [6] Rytter, A, Vibration Based Inspection of Civil Engineering Structures. 1993: Aalborg
- [7] Sohn, H. (2007): Effects of environmental and operational variability on structural health monitoring, Philosophical Transactions of the Royal Society, 365, 539-560
- [8] Rohrmann, R.; Bäessler, M., et al. (1999): Structural causes of temperature affected modal data of civil structures obtained by long time monitoring, XVII International Modal Analysis Conference. Kissimmee, Florida. 1-6
- [9] Kullaa, J. (2003): Is temperature measurement essential in Structural Health Monitoring, 4th International Workshop on Structural Health Monitoring. Stanford University. 717-724
- [10] Rohrmann, R.G.; Rücker, W. ; Bäumer, S. (2007): Dynamic investigations at offshore wind turbines, Experimental Vibration Analysis for Civil Engineering Structures, EVACES's 2007. Porto, Portugal. 965-976
- [11] Rücker, W. (2007): Offshore wind energy plants: Problems and possible solutions, Experimental Vibration Analysis for Civil Engineering Structures, EVACES's 2007. Porto, Portugal. 55-72
- [12] GLWIND (2007): Richtlinie für die Zertifizierung von Condition Monitoring Systemen für Windenergieanlagen, Germanischer Lloyd.
- [13] Basseville, M.; Abdelghani, M. ; Benveniste, A. (2000): Subspace-based fault detection algorithms for vibration monitoring, Automatica, 36, 101-109
- [14] Mengelkamp, G.; Fritzen, C.-P. (2002): Detection of Delaminations in Composite Materials Using a Smart Structure Concept, 1st European Workshop on Structural Health Monitoring. Paris. 237-244
- [15] Juang, J.-N. (1994): Applied System Identification. Prentice Hall PTR
- [16] Bodeux, J. B.; Golinval, J.C. (2001): Application of ARMAV models to the identification and damage detection of mechanical and civil engineering structures, Smart Materials and Structures, 10, 479-489
- [17] Neumaier, A.; Schneider, T. (2001): Estimation of parameters and eigenmodes of multivariate autoregressive models, ACM Transactions on Mathematical Software, 27, 58-65
- [18] Friswell, M.I. ; Mottershead, J.E. (1995): Finite Element Model Updating in Structural Dynamics: Kluwer Academic Publishers

-
- [19] Friswell, M.I.; Penny, J.E.T.; Garvey, S.D. (1996): A Combined Genetic and Eigensensitivity Algorithm for the Location of Damage in Structures, Identification in Engineering System. Swansea, UK. 357-367
- [20] Fritzen, C.-P.; Bohle, K. (1999): Modellgestützte Diagnose von Schädigungen in Tragwerken - eine Anwendung auf eine Autobahnbrücke, VDI Berichte, 1466, 341-354
- [21] Fritzen, C.-P. ; Bohle, K. (2001): Model-Based Damage Identification from Change of Modal Data – A Comparison of Different Methods, in Structural Health Monitoring Proc. 2nd Intl. Workshop on SHM. Standford: CRC-Press. 849-859
- [22] Fritzen, C.-P.; Bohle, K. (2001): Application of Model-Based Damage Identification to a Seismically Loaded Structure, Smart Material and Structures, 10, 452-458
- [23] Balageas, D.; Fritzen, C.-P.; Güemes, A. (2006): Structural Health Monitoring. London UK: Hermes Science Publishing
- [24] Bohle, K. (2005): Sensitivitätsbasierte Methoden zur modellgestützten Schadendiagnose mit Modaldaten. PhD Dissertation. University of Siegen: Shaker Verlag
- [25] Kullaa, J. (2007): Sensor Fault Identification and Correction in Vibration-Based Multichannel Structural Health Monitoring, 6st International Workshop on Structural Health Monitoring. Stanford University. 606-613
- [26] Kerschen, G.; De Boe, P., et al. (2005): Sensor validation using principal component analysis, Smart Materials and Structures, 14, 36-42
- [27] Kullaa, J. (2006): Sensor fault identification and correction in structural health monitoring, International Conference on Noise and Vibration Engineering. Leuven, Belgium. 873-884
- [28] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2007): Sensor Fault Identification Using Autoregressive Models and the Mutual Information Concept, 7th International Conference on Damage Assessment of Structures. Torino, Italy: Trans Tech Publications Inc. 387-392
- [29] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): Sensor Fault Detection and Signal Reconstruction using Mutual Information and Kalman Filters, International Conference on Noise and Vibration Engineering. Leuven, Belgium. 3267-3282
- [30] Köhler, B.-U. (2005): Konzepte der statistischen Signalverarbeitung: Springer
- [31] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2009): Zwischenbericht 2008, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [32] The MathWorks Inc (1996): MATLAB Control System Toolbox User's Guide,
- [33] Lautenschlager, D. (2008): Entwicklung und Anwendung von Schadenidentifikationsmethoden an Maschinenkomponenten in Windenergieanlagen, Diplomarbeit: Universität Siegen.
- [34] Kraemer, P.; Lautenschlager, D., et al. (2008): Condition Monitoring Methods for Machine and Drive Train Components of Wind Energy Plants, Deutsche Windenergie Konferenz DEWEK2008. Bremen, Germany.
- [35] Antoni, J. (2007): Cyclic spectral analysis of rolling-element bearing signals: Facts and fictions, Journal of Sound and Vibration, 304, 497-529
- [36] Antoni, J.; Randall, R.B. (2002): Differential Diagnosis of Gear and bearing faults, Journal of Vibration and Acoustics, 124, 165-171
- [37] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2009): Literaturbericht: Projekt 16INO327: Universität Siegen.
-

-
- [38] Moll, J.; Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): Compensation of Environmental Influences for Damage Detection using Classification Techniques, 4th European Workshop on Structural Health Monitoring. Cracow, Poland. 1080-1087
 - [39] Moll, J. (2007): Schadensidentifikation bei veränderlichen Umgebungseinflüssen mit Hilfe von Klassifikationsverfahren am Beispiel einer Offshore-Windenergie-anlage, Diplomarbeit: Universität Siegen.
 - [40] Nabney, I. T. (2002): Netlab - Algorithms for Pattern Recognition: Springer
 - [41] Basseville, M.; Bourquin, F. , et al. (2006): Merging sensor data from multiple temperature scenarios for vibration-based monitoring of civil structures, 3rd European Workshop on Structural Health Monitoring. Madrid. 759-766
 - [42] Yan, A.-M.; Kerschen, G. , et al. (2005): Structural damage diagnosis under varying environmental conditions - Part I: A linear analysis, Mechanical Systems and Signal Processing, 19, 847–864
 - [43] Sohn, H.; Worden, K. ; Farrar, C.R. (2002): Statistical Damage Classification Under Changing Environmental and Operational Conditions, Journal of Intelligent Material Systems and Structures, 13, 561-574
 - [44] Nair, K.K.; Kiremidjian, A.S. (2007): Time Series Based Structural Damage Detection Algorithm Using Gaussian Mixtures Modeling, Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control, 129, 285-293
 - [45] Lautenschlager, D.: Entwicklung und Anwendung von Schadenidentifikationsmethoden an Maschinenkomponenten in Windenergieanlagen. Diplomarbeit, Universität Siegen, 2008
 - [46] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): Damage Identification of Structural Components of Offshore Wind Energy Plants, Deutsche Windenergie Konferenz (DEWEK2008). Bremen, Germany

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

TEILAUFGABE 5: MESSWERTGESTÜTZTE VERIFIKATION VON LASTEN UND SICHERHEITSANNAHMEN (TA 5)

Bearbeiter:

- Dipl.-Ing., M. Sc. Sebastian Thöns
- Dipl.-Ing Rolf G. Rohrman
- Dipl.-Ing. Samir Said
- Dipl.-Ing. Fabian Grasse
- Dr.-Ing Volker Trappe
- Dipl.-Ing. Peter Kraemer
- Dipl.-Ing. Maksim Klinkov
- Dipl.-Inf. Frank Müller
- Dipl.-Ing. Sven Bicker

Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
Fachgruppe V.6 Mechanik der Polymerwerkstoffe
Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung
Universität Siegen
Fa. IGUS-IT GmbH
Fa. OWT GmbH

5	TA5: MESSWERTGESTÜTZTE VERIFIKATION VON LASTEN UND SICHERHEITSANNAHMEN.....	3
5.1	Einleitung und Zielstellung	3
5.2	Arbeitspaket: Lastenverifizierung durch Messungen an Strukturkomponenten	4
5.2.1	Verifizierung der Schnittlasten des Bauwerks.....	4
5.2.1.1	Ermittlung der Designlasten	4
5.2.1.2	Beschreibung der vorliegenden Messdaten	6
5.2.1.3	Vorgehensweise des Vergleichs	6
5.2.1.4	Ergebnisse des Vergleichs	7
5.2.2	Verifizierung der äußeren Lasten am Bauwerk	9
5.2.2.1	Beschreibung der Methode	9
5.2.2.2	Ergebnisse der Lastidentifikation	10
5.2.3	Verifizierung der äußeren Lasten am Rotor	13
5.3	Arbeitspaket: Sicherheitsüberwachung für Offshore-Fundamentierung.....	15
5.4	Last- und Strukturmodelle für Bemessung und Bewertung	15
5.4.1	Allgemeines physikalisches Modell für Offshore-Windenergieanlagen	15
5.4.2	Strukturmodelle für die Bemessung	17
5.4.3	Lastmodelle für die Bemessung	19
5.4.4	Struktur- und Lastmodelle für die Bewertung	20
5.4.5	Reduziertes Strukturmodell für die Schadensidentifikation	22
5.4.6	Analyse der Modelleigenschaften	23
5.5	Experimentelle Verifizierung berechneter Spannungskonzentrationen am Tripod.....	23
5.5.1	Numerische Untersuchungen zu den Spannungskonzentrationfaktoren.....	24
5.5.2	Messwertbasierte Spannungskonzentrationfaktoren SCF.....	25
5.6	Verifizierung berechneter Eigenfrequenzen einer Offshore- Windenergieanlage	26
5.6.1	Numerische Modalanalyse, Modell OWT.....	26
5.6.2	Numerische Modalanalyse, Modell BAM.....	26
5.6.3	Experimentell ermittelte Eigenfrequenzen und -formen und Vergleich mit den Ergebnissen der Simulation	30
5.6.3.1	Verwendung experimenteller Eigenfrequenzen und -formen	30
5.6.3.2	Experimentelle Verifikation hinsichtlich Modellgüte	31
5.6.4	Automatische Modalanalyse	33
5.6.5	Experimentell ermittelte Rotorblatteigenfrequenzen.....	34
5.7	Randbedingungen und Grenzen für die Schadensüberwachung.....	37
5.7.1	Methoden zur Datenvorauswahl.....	38
5.8	Bestimmung geeigneter Messstellenpositionen und Messgrößen für das Bauwerk	38
5.8.1	Probabilistisches Modell für den Grenzzustand der Tragfähigkeit	39
5.8.2	Versagensmechanismen im Grenzzustand der Tragfähigkeit.....	40
5.8.3	Versagensmechanismen und probabilistisches Modell im Grenzzustand der Ermüdung	42
5.8.4	Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeiten	43
5.8.5	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse	45
5.8.5.1	Grenzzustand der Tragfähigkeit	45
5.8.5.2	Grenzzustand der Ermüdung	46
5.8.6	Schlussfolgerungen in Bezug auf Messstellenpositionen.....	46
5.9	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen.....	47
5.10	Literatur.....	49

5 TA5: MESSWERTGESTÜTZTE VERIFIKATION VON LASTEN UND SICHERHEITSANNAHMEN

5.1 Einleitung und Zielstellung

Das Ziel dieser Teilaufgabe ist die Entwicklung von Verfahren zur Ermittlung der einwirkenden Lasten auf das Bauwerk infolge Wind und Wellen ausgehend von gemessenen Bauwerksantworten. Hierbei handelt es sich um die Lösung eines inversen Problems, bei dem die Antworten des Systems (Systemausgang) durch Messungen gegeben sind, jedoch die einwirkenden Lasten (Systemeingang) unbekannt sind.

Die Bemessung und Auslegung von Windenergieanlagen erfolgt durch Beanspruchungen, welche entweder in Regelwerken festgelegt sind oder auf der Basis von standortspezifischen Messungen erfolgt. Die zugehörigen Lasten aus Wind und Wellen, werden über ein mehrstufiges Verfahren unter Verwendung von aeroelastischen Modellen, strukturdynamischen Modellen und Steuerungs-Modellen für die Berechnung der Beanspruchungen der Komponenten ermittelt.

Die Verifizierung dieser Beanspruchungen durch das Messsystem an dem Prototyp der Multibrid M5000 (siehe TA 7) in Bremerhaven bildet den Schwerpunkt dieses Arbeitspakets. Mit Kenntnis der Zeitreihen aus der gesamtdynamischen Berechnung an diesen Positionen ist ein Vergleich möglich. Die Vorgehensweise und die Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

Die Erstellung von Strukturmodellen der Windenergieanlage ermöglicht grundsätzlich die Berechnung von Beanspruchungen der Komponenten und den Vergleich mit Messdaten. In diesem Arbeitspaket werden die strukturmechanischen Modelle und die Lastmodelle beschrieben, welche während der Projektbearbeitung entwickelt wurden. Da die Modelle die spezifischen Anforderungen der Grenzzustände, d. h. bestimmte strukturmechanische Größen mit der jeweils erforderlichen Genauigkeit abbilden müssen, wurden für die verschiedenen Anforderungen unterschiedliche Strukturmodelle erstellt.

Die für das Design verwendeten Rechenmodelle müssen in der Lage sein, die bemessungsrelevanten Größen richtig wieder zu geben. Wesentlich für die Auslegung der Struktur sind die dynamischen Beanspruchungen an den Hot Spots der Gründungsstruktur sowie die richtige Bestimmung jener modalen Parameter des Bauwerks, die im Bereich der Erregerfrequenzen infolge Wind- und Wellenlasten liegen. Die Verifizierung der für das Design verwendeten Rechenmodelle erfolgt hier über den Vergleich der rechnerisch und experimentell bestimmten Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF) und der ersten Biege-Eigenfrequenzen.

Für die Überwachung der Gründungsstruktur von Windenergieanlagen ist die Kenntnis der Messstellenpositionen von großer Bedeutung. In diesem Arbeitspaket wird ein Konzept für die Anordnung der Sensorik und die Art der zu messenden Größen entwickelt, das von möglichen Schadensmustern an den zu überwachenden Komponenten ausgeht. Dies setzt die Definition von Anforderungen hinsichtlich der Sicherheit und Gebrauchstauglichkeit der Anlagenkomponenten voraus. Verfahren zur Bestimmung der Messstellenpositionen vorgestellt und Ergebnisse werden präsentiert.

5.2 Arbeitspaket: Lastenverifizierung durch Messungen an Strukturkomponenten

Die Bemessung und Auslegung von Windenergieanlagen erfolgt auf der Basis berechneter Struktur-Beanspruchungen. Diese Beanspruchungen sind die Folge von einwirkenden statischen und dynamischen Lasten aus Wind und Wellen sowie aus dem Betrieb der Anlagen. Die Lasten, welche in Regelwerken festgelegt oder auf der Basis von meteorologischen, standortspezifischen Messungen zu bestimmen sind, werden über ein mehrstufiges Verfahren unter Verwendung von aero-elastischen, strukturdynamischen und Steuerungs-Modellen ermittelt und für die Berechnung der Beanspruchungen der baulichen Komponenten verwendet.

Der Vergleich der bei der Bemessung des Bauwerks angesetzten Lasten mit den realen, am Bauwerk durch geeignete Messdaten im Rahmen der Designverifikation an dem Prototyp der Multibrid M5000 (TA7, Abschnitte 7.2 und 7.4) in Bremerhaven ermittelten Lasten bildet den Schwerpunkt dieses Arbeitspakets. Für diesen Vergleich wurden, in Anlehnung an das Zertifizierungsverfahren [23], Positionen für die Bestimmung der Beanspruchungen an wesentlichen Komponenten des Bauwerks ausgewählt. Mit der Kenntnis der Last-Zeitverläufe aus der gesamtdynamischen Berechnung einerseits und der messwertbasierten Ermittlungen der Lasten andererseits, ist ein entsprechender Vergleich möglich. Die detaillierte Vorgehensweise und die Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Für die Bestimmung der Lasten werden zwei Ansätze verfolgt:

- Schnittlasten in Turm und Tripod resultierend aus gemessenen Dehnungen (BAM)
- Äußere Lasten auf der Basis der Beobachtertheorie (Universität Siegen)

5.2.1 Verifizierung der Schnittlasten des Bauwerks

5.2.1.1 Ermittlung der Designlasten

Bei der Auslegung einer Windenergieanlage und ihren Bauteilkomponenten können grundsätzlich zwei unterschiedliche Vorgehensweisen unterschieden werden: die Auslegung auf Basis einer Typenklasse und die standortspezifische Auslegung.

Durch den Nachweis auf Basis der Typenklasse werden, in Abhängigkeit der gewählten Klasse, die in den Normen und Richtlinien verankerten Auslegungswerte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, die Extremwindgeschwindigkeit und die Turbulenzintensität festgelegt. Die Bemessung der daraus resultierenden Auslegungslasten bestimmt den Einsatz der jeweiligen Strukturkomponenten für die definierte Klasse. Die Bauteile können baulich unverändert an Standorten eingesetzt werden, deren Umgebungsbedingungen gleich oder günstiger der gewählten Klasse eingestuft werden.

Beim standortspezifischen Nachweis werden die Auslegungslasten auf der Basis der real am Standort zu erwartenden Umgebungsparameter ermittelt. Dabei werden die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, die Extremwindgeschwindigkeit und die Turbulenzintensität durch Gutachten bestimmt, die im Allgemeinen durch standortspezifische Messungen gestützt werden. Ein Bauteilnachweis ist dann nur für das Niveau der ermittelten Auslegungslasten gültig.

Die Lastsimulation für die zur Anwendung kommende Typenauslegung wird mit Hilfe spezieller Softwareprogramme durchgeführt (siehe z.B. [38]). Im vorliegenden Fall wurde das Simulationsprogramm Flex5 [37] verwendet. Es ist in der Lage, das Anlagenverhalten auf Basis der real auftretenden Umgebungsbedingungen abzubilden. Dabei werden sowohl die Windnachführung, Blattstellwinkel und die gesamte Betriebsführung als auch mögliche Fehlerzustände, wie Stellfehler, Netz- und Generatorversagen berücksichtigt. Je nach untersuchtem Lastfall werden durch Simulationen mehrdimensionale turbulente Windfelder und stationäre Windzustände ermittelt. Die Bestimmung der Lasten erfolgt am Gesamtsystem mittels dynamischer Berechnung im Zeitbereich. Das Strukturverhalten der Rotorblätter und des Turm wird im verwendeten Rechenmodell durch eine geeignete Modellbildung erfasst,

so dass das dynamische Verhalten ausreichend beschrieben werden kann. Die Gründungskonstruktion (Tripod) wird in dieser Simulation durch einen steifigkeitsäquivalenten Stahlurm abgebildet. Eine Überprüfung des Verformungsverhaltens stellt die Gebrauchstauglichkeit sicher.

Für die Anlage M5000_2 am Standort Bremerhaven, die auf dem Tripodfundament gegründet ist (TA 7, Abbildung 7-1), wurden die Anlagenlasten einer auf Basis seiner Typenklasse ermittelt. Die gewählte Klasse zur Bestimmung der Turmlasten entspricht den Umgebungsparametern der GL TK2 [22] bzw. der DiBt WZ III [15]. Dazu gehören die folgenden Windparameter:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit: 9,0 m/s
- Extremböe (50 Jahre / 3 s): 59,1 m/s
- Turbulenzintensität im Betrieb: 20,0 %

Ein standortspezifisches Wind- und Ertragsgutachten ermittelte die jährliche mittlere Windgeschwindigkeit zu 7,8 m/s. Zusätzlich wurde auch die sektorielle Auftretenshäufigkeit der Windgeschwindigkeit, die eine Berücksichtigung der Umfangsverteilung der Lastgrößen möglich macht, ermittelt (Abbildung 5-1).

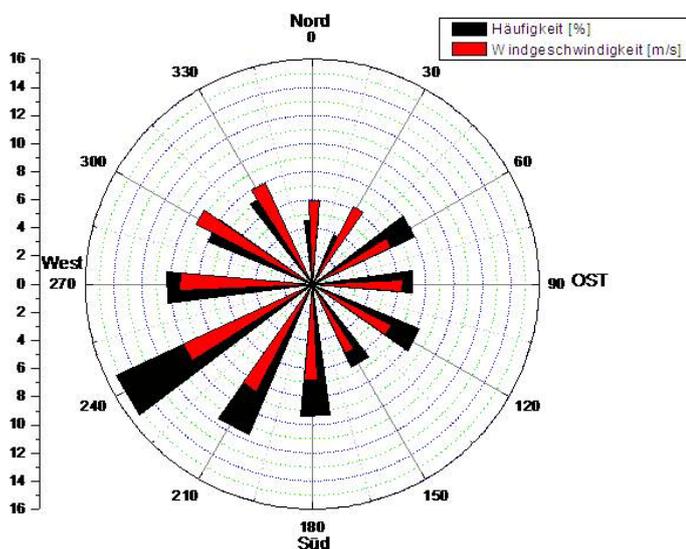


Abbildung 5-1: Umfangsverteilung der am Standort ermittelten jährlichen mittleren Windgeschwindigkeiten und deren Häufigkeiten (Quelle: Fa. OWT)

Bei den zu berücksichtigenden Lasten werden Extremlasten für den Nachweis der Tragfähigkeit und Wind- und Betriebslasten für den Nachweis der Ermüdungsfestigkeit unterschieden. Bei der Nachweisführung wurden die Extremlasten aus der Lastensimulation verwendet. Eine statistische Bestimmung der Extremwerte am Standort erfordert im Allgemeinen hinreichend lange Messaufzeichnung und ist mit erhöhten Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus werden für Bauteilkomponenten auch Lastfälle maßgebend, die nicht die Extremböe als Eingangswert haben, sondern sich aus einer Kombination von stationären Windzuständen und Fehlern oder Ausfällen von Sicherheits- und Regelungstechnik der Anlage ergeben. Die maximale Horizontalkraft der Anlage am Turmkopf geht als Beispiel mit einem Wert von 2130kN aus einem Extremlastfall, hervorgerufen aus dem Auftreten der 50-jährigen Böe, in die Bemessung ein.

Die Betriebsfestigkeitslasten wurden analog der beschriebenen Windverteilung für jeden Windsektor anhand der generierten, transienten Zeitverläufe der jeweiligen Lastgröße ermittelt. Ein Ermüdungsschaden aufgrund der dauerhaften Belastungen an Schweißnähten o. ä. kann somit unter Berücksichtigung der auftretenden Krafrichtung über den Betriebszeitraum von 20 Jahren ermittelt werden. Als Beispiel sei die schadensäquivalente Lastkomponente

am Turmkopf im Lastbericht der Typenklasse mit 412.22 kN und einer Zyklenzahl von 1.0×10^8 gegeben. Diese schadensäquivalente Lastkomponente basiert auf einer Rayleigh-Verteilung der Windgeschwindigkeit. Die standortspezifische Betrachtung liefert im Vergleich einen Wert von 692.65kN für 5.0×10^6 und einen Wert von 328.00kN für 1.0×10^8 , wobei die Windverteilung hier einer Weibull-Verteilung genügt. Daraus ergibt sich eine günstigere Lastsituation für die standortspezifische Windverteilung, wobei die richtungsunabhängigen Anteile (Start- und Stop-Vorgänge, Fehlerzustände) in dem Wert der Typenklasse schon enthalten sind.

Bei dem Vergleich der Ergebnisse aus Simulation und Messung wurden die Schnittlastenvektoren aus der gesamtdynamischen Berechnung auf der Oberkante Turm und der Oberkante Tripod verwendet ([16]). Dabei handelt es sich ebenfalls um Last-Zeitverläufe mit einer Länge von 10 min. Diese Zeitverläufe, nach der mittleren Windgeschwindigkeit klassifiziert, sind wesentliche Bestandteile der Ermüdungsbemessung (vgl. DLC 1.2 nach [17]). Die angenommene Turbulenzintensität beträgt 20%.

5.2.1.2 Beschreibung der vorliegenden Messdaten

Das in Abschnitt 7.4 beschriebene Messkonzept für die experimentellen Untersuchungen an der M5000_2 beinhaltet zwei Messebenen in der Nähe der Oberkante Turm (Messebene Q1) und Tripod (Messebene Q4), in denen für die Lastenverifikation geeignete Messdaten erhoben werden können. Wie in Abschnitt 7.4 beschrieben, sind in der Messebene Q1 drei DMS-Rosetten mit jeweils drei Messaufnehmern angeordnet. Mit den Daten dieser Messaufnehmer können alle 6 Komponenten des Schnittlastvektors in der Ebene Q1 berechnet werden. Die Messebene Q4 besteht aus zwei einzelnen DMS, mit welchen die Berechnung der zwei Biegemomente erfolgen kann. Die Daten liegen als 10-Minuten-Zeitreihen, klassifiziert nach Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität in einer Capture-Matrix [39] vor. Für die Lastenverifizierung wurden alle dynamischen Messdaten, die bis Februar 2009 erhoben wurden, berücksichtigt.

5.2.1.3 Vorgehensweise des Vergleichs

Die Daten aus der Simulation und aus der Messung wurden so aufbereitet, dass sie mit einander vergleichbar sind. Die Schnittlasten wurden aus den Messdaten der einzelnen DMS durch das in Abschnitt 6.4 beschriebene Verfahren berechnet. Dazu gehört, dass diese Schnittlasten von der Messebene Q1 auf die Oberkante des Turmes umgerechnet und in das Anlagenkoordinatensystem transformiert wurden (Abbildung 5-2).

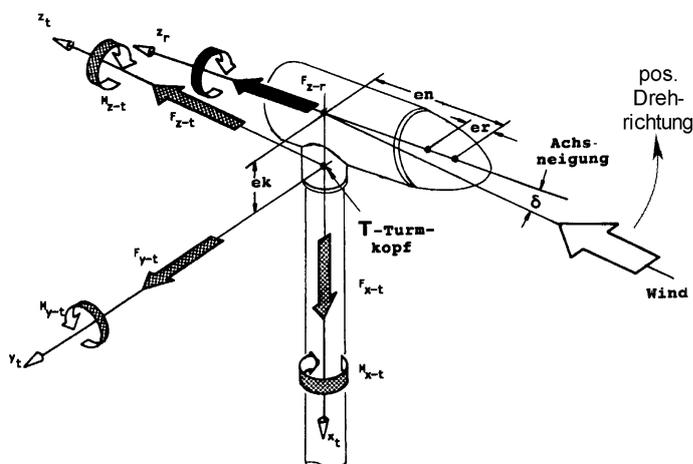


Abbildung 5-2: Anlagenkoordinatensystem und Schnittgrößen auf der Oberkante des Turmes

5.2.1.4 Ergebnisse des Vergleichs

5.2.1.4.1 Vergleich der Ergebnisse aus dynamischen Beanspruchungen

Die für den Vergleich zugrunde liegenden Daten aus der Capture-Matrix sind mittelwertfreie dynamische Messwerte aus dem laufenden Betrieb der Anlage unter der äußeren Einwirkung von Wind- und Betriebslasten. Die Windlasten führen zu dynamischen Kräften auf die Struktur mit Anregungsfrequenzen f_{1P} (Rotordrehzahl) und f_{3P} (Blattdurchgangs-Drehzahl) im Frequenzbereich der Rotordrehzahlen. Außerdem werden durch die Windlasten Eigenfrequenzen der Struktur angeregt, die zu entsprechenden Überhöhungen bei den gemessenen Beanspruchungen führen. Der Vergleich der gemessenen mit den Design-Beanspruchungen wird auf der Basis der RMS - Werte sowie der Maximal- und Minimalwerte der Komponenten des Schnittlastvektors geführt.

Der Vergleich der Lasten auf das Bauwerk an der Oberkante des Turmes und des Tripods zeigt überwiegend eine relativ gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung. In der Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 sind die Ergebnisse für die Horizontallast auf der Oberkante des Turmes und das Moment auf der Oberkante des Tripods beispielhaft dargestellt.

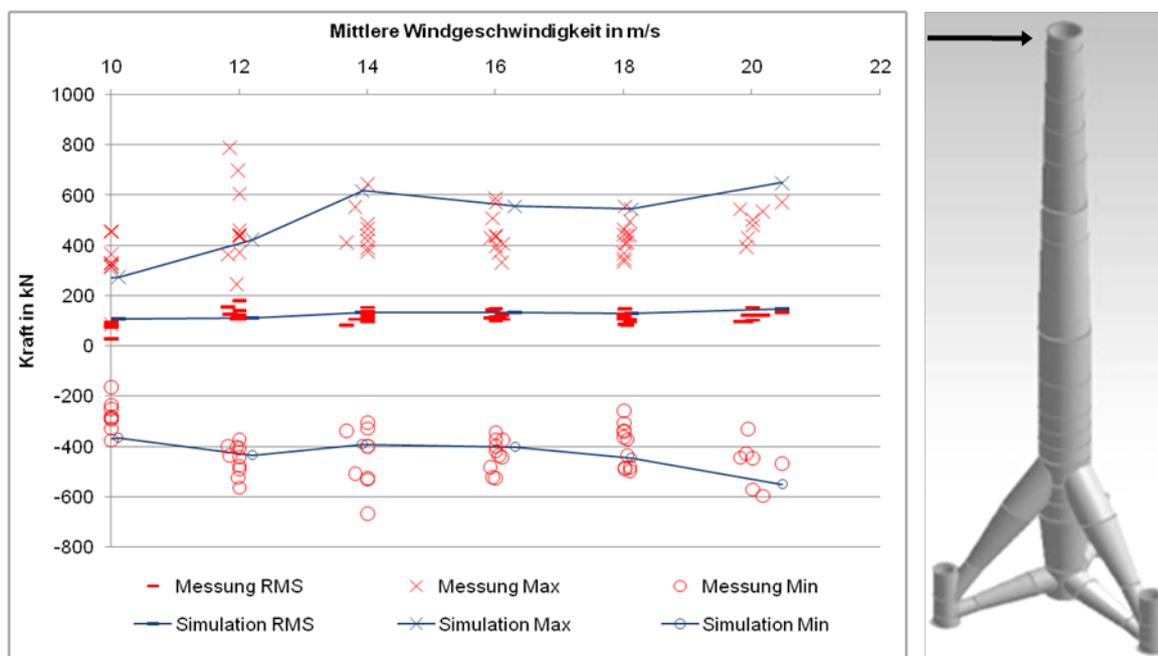


Abbildung 5-3: Vergleich der Kräfte aus Messung und Simulation am Beispiel der Horizontalkraft der Messebene Q1

Insbesondere ist aus Abbildung 5-4 ersichtlich, dass die Lasten aus der Simulation die Einhüllende der Lasten aus den Messungen bilden. Die quadratischen Mittelwerte (RMS-Werte) der Lasten aus den Messdaten liegen bis auf Ausnahmen unterhalb jener aus der Simulation. In Abbildung 5-3 gilt im Wesentlichen die gleiche Aussage, jedoch gibt es hier etwas mehr Über- und Unterschreitungen der Kräfte aus der Simulation.

Die Streuungen der Messwerte sind u.a. darauf zurückzuführen, dass die Simulation mit einer Turbulenzintensität des Windes von 0,2 durchgeführt wurde, während die Messdaten der Capture-Matrix Turbulenzintensitäten von 0,06 bis 0,24 enthalten. Die Klärung der genauen Ursachen für die Abweichungen der Horizontalkraft auf Oberkante Turm erfordert Kenntnisse über die Durchführung der Gesamtdynamischen Berechnung einschließlich der Annahmen über die Steuerung der Anlage. Diese Informationen standen für die Bearbeitung jedoch nicht zur Verfügung.

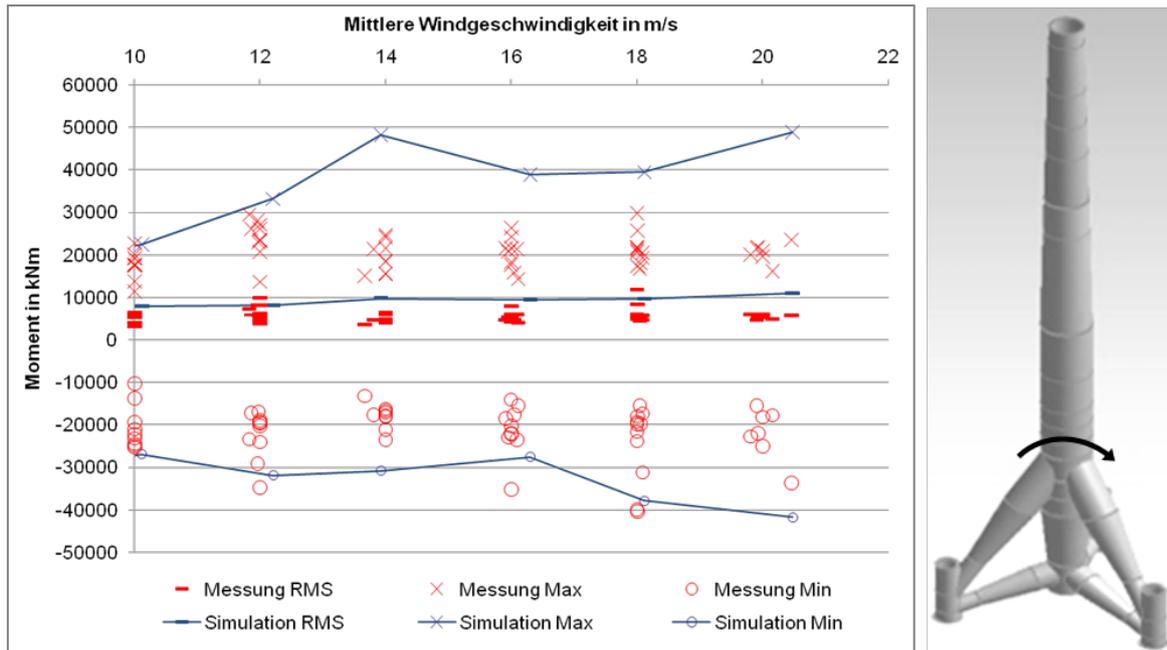


Abbildung 5-4: Vergleich der Kräfte aus Messung und Simulation am Beispiel des resultierenden Biegemomentes der Messebene Q4

5.2.1.4.2 Vergleich der Ergebnisse aus statischen Beanspruchungen

Einen Vergleich der statischen Lasten aus Design und Messung durchzuführen war nicht möglich. Die Messung statischer Lasten auf das Bauwerk erfordert die Separation verschiedenster Einflüsse auf Ergebnisse statischer Dehnungsmessungen. Diese sind zum einen die Einwirkungen aus Temperaturverformungen, die in der Regel spannungsfrei bleiben, und die Beanspruchungen infolge veränderter Positionen der Gondel im Zuge der Windnachführung. Zusätzlich gibt es über lange Zeiträume der Überwachung messtechnische Erfordernisse, die eine statische Korrektur der Brückenverstärker notwendig machen, Diese Effekte zusammen überlagern die Messergebnisse, die zur Bestimmung der Beanspruchungen infolge statischer Windlasten führen sollen. Im vorliegenden Fall wurden keine Vorbereitungen getroffen, eine derartige Separation der Messwerte vorzunehmen. Abbildung 5-5 zeigt beispielhaft die überlagerten statischen Messgrößen für den Zeitraum vom 01.01.2008 bis zum 30.06.2009. Man erkennt ein starkes Streuband in den Messwerten, das bei genauer Betrachtung im Wesentlichen thermisch verursacht ist.

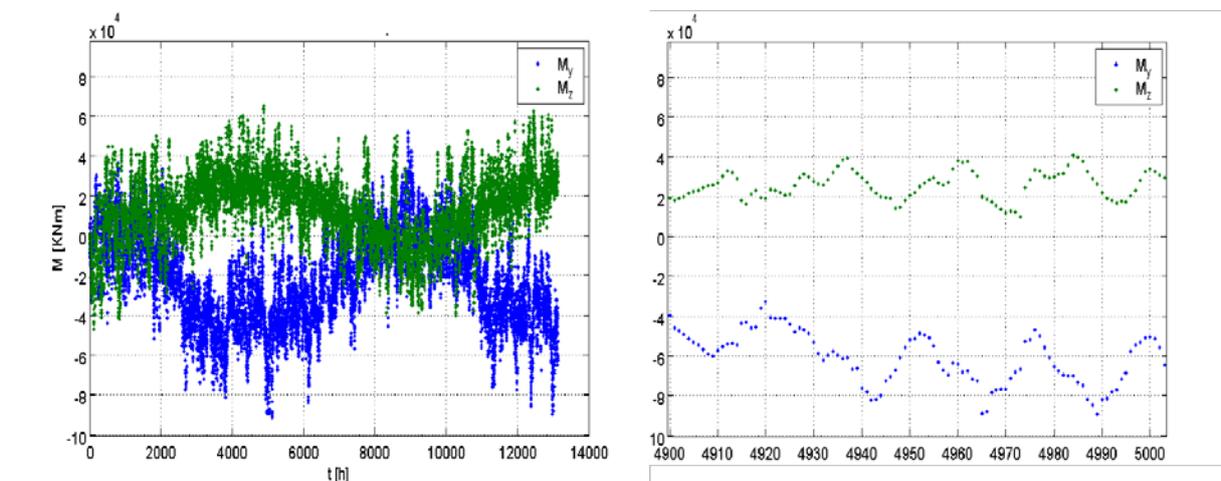


Abbildung 5-5: Messwerte statischer Lasten (Biegemomente an Oberkante Tripod)

5.2.2 Verifizierung der äußeren Lasten am Bauwerk

5.2.2.1 Beschreibung der Methode

Ein Algorithmus für die Lastidentifikation mit Hilfe eines robusten Beobachters wurde entwickelt. Dieser Algorithmus ist in der Lage, dynamische Kräfte aus Windlasten zuverlässig zu identifizieren.

Viele Methoden zur Abschätzung von äußeren Kräften sind bereits entwickelt worden, vergleiche [1] oder [2]. Ein umfassender Überblick der Methoden wird in [3] gegeben, sowie eine Diskussion über die Stärken und die Schwachpunkte in [4]. Die Kraftrekonstruktion führt zu einem schlecht-gestellten inversen Problem [5]. Zusätzlich braucht eine der Methoden ein Modell und die dynamischen Antworten der Struktur (Beschleunigung, Dehnung, Geschwindigkeit), welche durch Rauschen gestört sind. Typische bekannte Ansätze versuchen die schlechte Aufstellung zu überwinden, indem sie das schlecht-gestellte Problem in ein gut aufgestelltes Problem mittels Regularisierungstechniken umwandeln, vergleiche Beispiele [1] bis [6]. Wenn diese Umwandlung durchgeführt werden kann, wird das System selbst zu seinem eigenen „virtuellen Kraftsensor“.

Ein Zustands- und Eingangsbeobachter basiert auf einen Zeitbereich-Ansatz, welcher ursprünglich für steuerungstechnische Zwecke erfunden wurde [7]. Er erlaubt die simultane Rekonstruktion des Eingangs und des Zustands (Geschwindigkeit, Position) des linearen oder nicht-linearen zeitinvarianten Systems. Zusätzlich ist es möglich, die Ergebnisse des Beobachters für die Bestimmung anderer Größen zu verwenden, wie die Dehnung oder die Spannung an verschiedenen Stellen, die von Interesse sind und wo keine Messinstrumente angebracht werden können. Eine schematische Darstellung der Beobachteranwendung für die WEA ist in Abbildung 5-6 dargestellt.

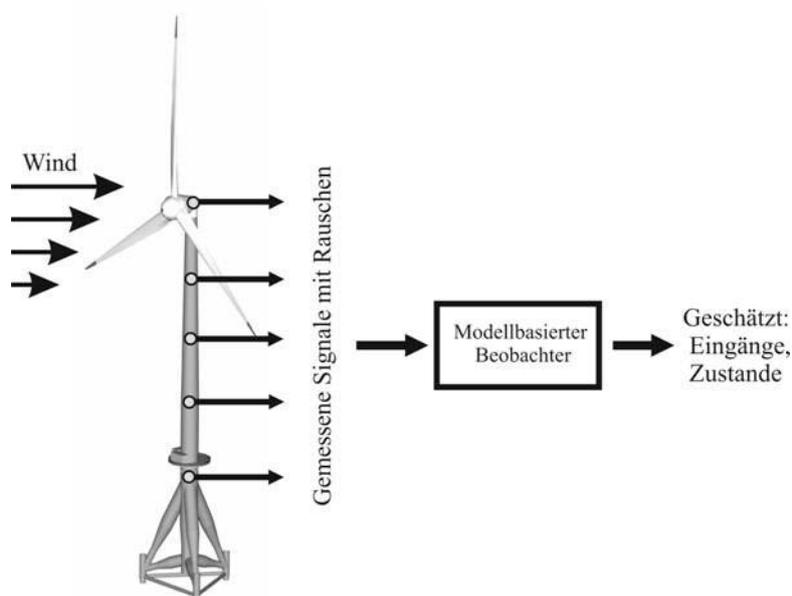


Abbildung 5-6: Ablauf der Online-Kraftrekonstruktion

Das Grundprinzip des neu entstandenen Ansatzes zur Kraftrekonstruktion basiert auf der Konstruktion des Beobachters für ein übliches nicht-lineares Zustandsraumsystems erster Art:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) + f(x, u, y) \\ y(t) &= Cx(t) + Du(t) \end{aligned} \quad (5.2-1,2)$$

wobei $x(t)$, $u(t)$ und $y(t)$ die Zustände, die gesuchten Eingänge (Lasten) und die gemessenen Ausgänge sind. Die Matrizen A , B , C und D des Zustandsraummodells sind real, konstant und von entsprechender Dimension. $f(\cdot) = f_L + f_U$ ist eine reelle nicht-lineare Vektorfunktion,

die aufgeteilt ist in die glatte Funktion f_L , welche die Lipschitz-Bedingung erfüllt und die gesuchte nichtlineare Funktion f_U . Der Beobachter hat die folgende Form [7]:

$$\begin{aligned} \dot{\omega}(t) &= N\omega(t) + Ly(t) + T f_L(\hat{\xi}, y) \\ \hat{\xi}(t) &= \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.2-3,4)$$

$$\hat{\xi}(t) = \omega(t) + Qy(t)$$

Eine geeignete Auswahl von Beobachtermatrizen N , L , T und Q sollte so bestimmt werden, dass der Fehler zwischen dem erwarteten und dem realen Eingang und Zustand bei der Entwicklung nach der Zeit gegen Null geht. Es ist möglich die Matrizen mit Hilfe der linearen Matrix-Ungleichungstechnik (LMI) zu finden [8]. Des Weiteren müssen zwei Annahmen in dieser Methode berücksichtigt werden: 1.) Die D Matrix muss vollen Spaltenrang besitzen. Dies ist praktisch erfüllt, wenn Beschleunigungssensoren an der Position der Kraftschätzung platziert werden. 2.) Die Anzahl der Sensoren muss größer oder gleich der gesuchten Eingänge plus der Anzahl von nicht-linearen Termen sein. Eine ausführliche mathematische Herleitung kann in [9] nachgeschlagen werden.

Nachdem die Beobachtermatrizen berechnet sind, können die Eingänge zusammen mit den Zuständen gleichzeitig online rekonstruiert werden. Die Fähigkeit der Online-Rekonstruktion und die erhaltene Robustheit gegenüber Rauschen machen den Beobachter sehr effektiv bei der Bestimmung der äußeren Belastung und ist aus diesen Gründen anderen Verfahren weit überlegen.

5.2.2.2 Ergebnisse der Lastidentifikation

Für das Design des Beobachters wurde das FE-Modell in Abbildung 5-20 und die Überwachungsdaten der Messgrößen Beschleunigung (in Messebene 1 (OK Turm), in Hauptwindrichtung und quer dazu) und Dehnung (in Messebene 4 (OK Tripod), in Hauptwindrichtung und quer dazu) verwendet. Die Funktionsweise des Beobachters ist in Abbildung 5-7 schematisch dargestellt.

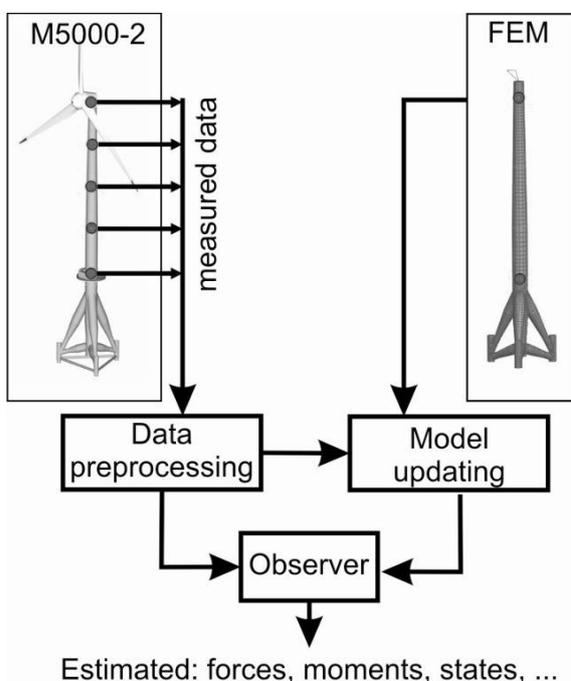


Abbildung 5-7: Multibrid 5MW Windkraftanlage in Bremerhaven (links). Belastungs-Abschätzungsschema M5000_2 (rechts)

Die Belastungsbestimmung wurde anschließend für den Anschlussbereich zwischen dem Turm und der Gondel durchgeführt. Der Bereich wurde gezielt ausgewählt und beinhaltet alle

möglichen Kräfte, die der Turm ertragen muss (äußere Windkräfte, statische Gondelorientierung, Flügeldynamik, Massenunwucht etc.).

In Abbildung 5-8 ist ein Betriebszustand der WEA M5000-2 zusammen mit den Betriebsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Pitchwinkel, etc.) dargestellt. Im linken oberen Bereich von Abbildung 5-8 wird die WEA in Draufsicht dargestellt, wobei die dicke schwarze Linie die Gondel mit dem Rotor symbolisiert. Dehnungs- und Beschleunigungssensoren sind am Turm angebracht und haben ihre eigene Ausrichtung im Raum, welche im selben Bildausschnitt entsprechend dargestellt ist. Die Gondel ändert ständig ihre Orientierung im Raum, was Schwierigkeiten bei der Berechnung des Beobachters hervorruft, da dies auf dem modalen Zustandsraummodell basiert, welches zunächst eine feste Orientierung hat. Deshalb wurde eine Messtransformation durchgeführt, um dieses Problem zu umgehen.

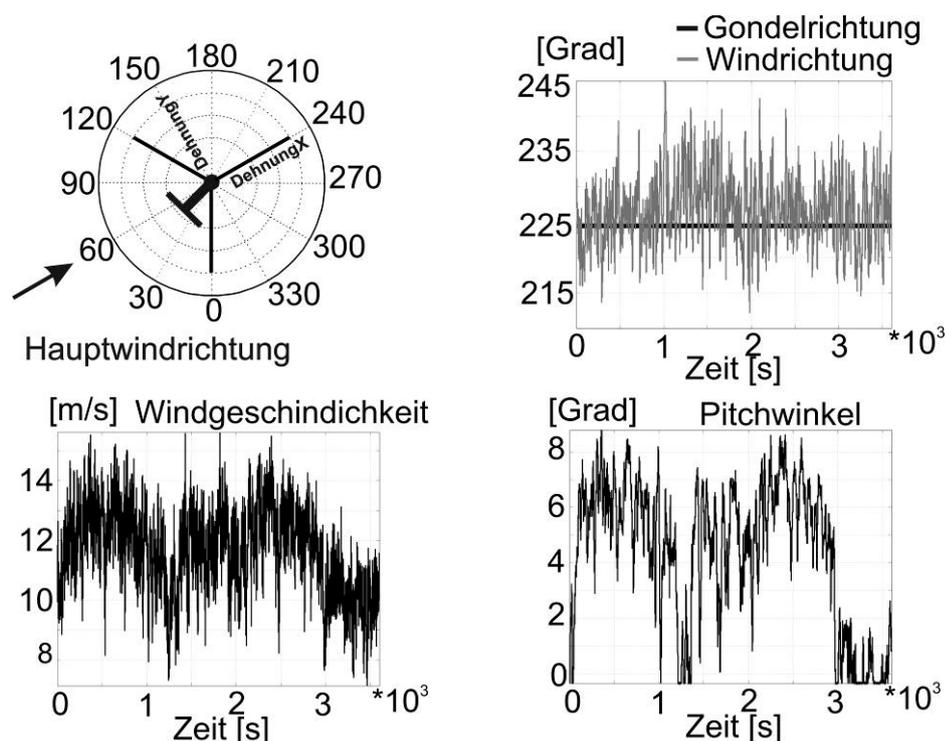


Abbildung 5-8: Betriebszustand der M5000_2: Gondelorientierung in Beziehung zum Wind zusammen mit den Koordinaten der Dehnungsaufnehmer (oben links und rechts); Windgeschwindigkeit und Pitchwinkel der Rotorblätter (unten links und rechts)

Die oberen Betriebsbedingungen liegen sehr dicht beim idealen Zustand des WEA M5000_2, vergleiche Datenblatt [18]: a) Der Wind trifft orthogonal auf den Rotorbereich mit einer annähernd konstanten Windgeschwindigkeit von etwa 12 m/s; b) die Flügel haben einen relativ kleinen Pitchwinkel. Dies erlaubt die Anwendung der Betz-Theorie für die Bestätigung der abgeschätzten Belastungen. Nach Betz ist die Windbelastung im Rotorbereich wie folgt formuliert: $F_{\text{Betz}} = 0.5 \cdot c \cdot \rho \cdot A \cdot v_{\text{Wind}}^2$. Hierbei ist c der aerodynamische Widerstand, v_{Wind} die Windgeschwindigkeit, ρ die Luftdichte und A die Rotorfläche. Die Windrichtung wird als orthogonal zur Rotorfläche angenommen. Die abgeschätzte Kraft und die Kraft aus der Betz – Theorie sind in Abbildung 5-9 für eine Zeitdauer von 25 Minuten abgebildet (der Vergleich erfolgt für den in Abbildung 5-8 dargestellten Betriebszustand).

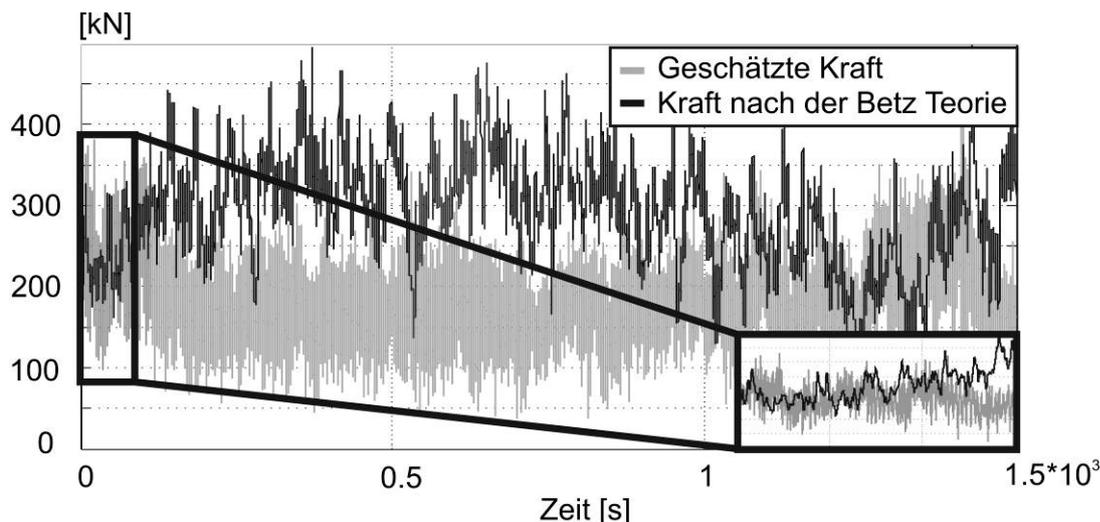


Abbildung 5-9: Mit dem Beobachter ermittelter Verlauf der Windkraft an der Anlage M5000-2

Abbildung 5-9 zeigt speziell in dem Bereich, wo die Windgeschwindigkeit zunimmt, einen deutlichen Unterschied zwischen der geschätzten Kraft und der Betz-Kraft. Dies liegt in der Betz-Theorie begründet, wo die Betz-Kraft dem Verhalten der Windgeschwindigkeit unmittelbar folgt, für einen festen Koeffizienten c ohne den Pitchwinkel zu berücksichtigen. Zum Vergleich wird die Windgeschwindigkeit in Abbildung 5-9 im Zeitbereich von 0-1500 Sekunden betrachtet, wo es zu einem stetigen Anstieg der Windgeschwindigkeit über der Zeit kommt. Als Ergebnis ist festzuhalten, dass die Betz-Kraft nicht allein als Bestätigung verwendet werden kann, stattdessen muss beim Ausgleich der Pitchwinkel der Rotorblätter berücksichtigt werden. Eine nähere Betrachtung von Abbildung 5-9 zeigt, dass die mit dem Beobachter ermittelte Kraft im Bereich, wo der Pitchwinkel annähernd Null ist, sehr nah bei der Betz-Kraft liegt (~100 und ~1300 Sekunden) und immer kleiner wird, wenn die Rotorblätter um ihre Achse verdreht werden (vergleiche Pitchwinkel und Windgeschwindigkeit in Abbildung 5-8 im Zeitbereich von 0-1500 Sekunden).

Eine Vergrößerung von Abbildung 5-9 veranschaulicht, dass die mit dem Beobachter ermittelte Kraft eine mit der Betz-Kraft vergleichbare langsame Dynamik besitzt, aber höhere Frequenzen beinhaltet, welche auf die Wechselwirkungskraft zwischen Turm, Maschinenhaus und Rotorblätter zurückzuführen sind.

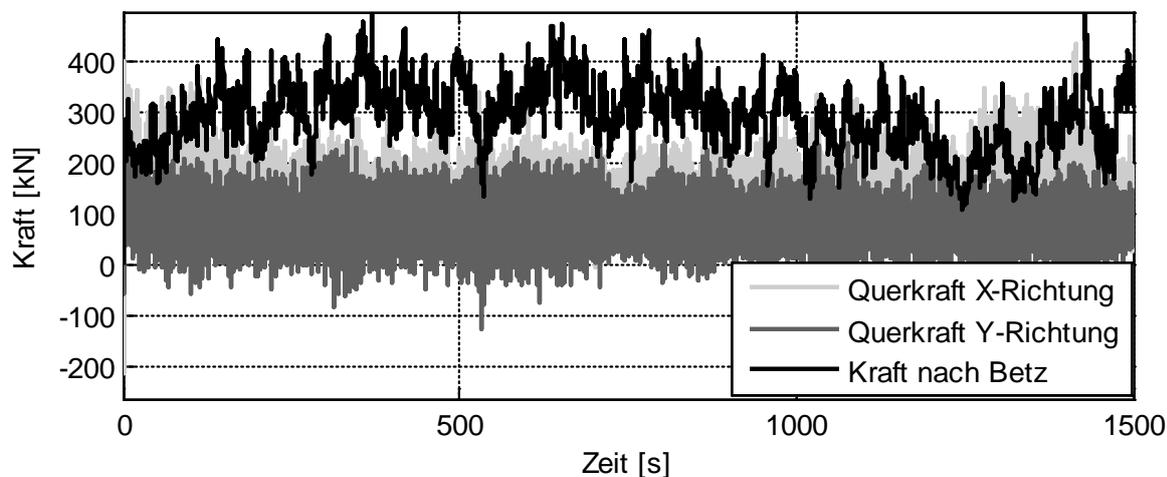


Abbildung 5-10: Geschätzte Querkraft am Gondel-Turmquerschnittsbereich für eine Windgeschwindigkeit von 11,8 m/s und einen Turbulenzgrad von 20,76%.

Mit Hilfe des identifizierten Kraftverlaufs ist eine Berechnung der Querkraft an jeder beliebigen Stelle möglich, zum Beispiel die Querkraft an der Verbindung von Gondel und Turm für die gleichen Betriebsbedingungen wie in Abbildung 5-8 und einem Zeitintervall von 1500 Sekunden (Abbildung 5-10). Ein weiterer wichtiger Punkt der Kraftabschätzung ist die Verwendung des zukünftigen strukturellen Designs. Im Moment sind die wichtigsten Komponenten des WEA mit Hilfe von geprüften Software-Paketen konstruiert.

Eines der verbreitetsten Software-Pakete ist GH Bladed, welche eine Berechnung der Windbelastung und verschiedener Parameter wie instationäre Windgeschwindigkeiten, Richtungen und veränderliche Turbulenzbereiche erlaubt. In Abbildung 5-11 sind beide Querkräfte an der Gondel-Turmverbindung mit der Bladed-Software zusammen mit der Betz-Kraft bei 12,2 m/s Windgeschwindigkeit und 19,79 % Turbulenzgrad dargestellt. Beim Vergleich von Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 stellt man fest, dass die Querkraft nach Bladed viel höher liegt, bei annähernd gleichen Betriebsbedingungen und dabei nicht alle zusammenhängenden Kräfte der WEA beinhaltet. Der größte Unterschied zwischen der mit dem Beobachter ermittelten Kraft und der modellierten Kraft ist in der Y-Richtung der Querkraft erkennbar, was auf die unterschiedlichen Windangriffswinkel und die Gondelorientierung zurückzuführen ist, vergleiche Abbildung 5-8 (rechts oben).

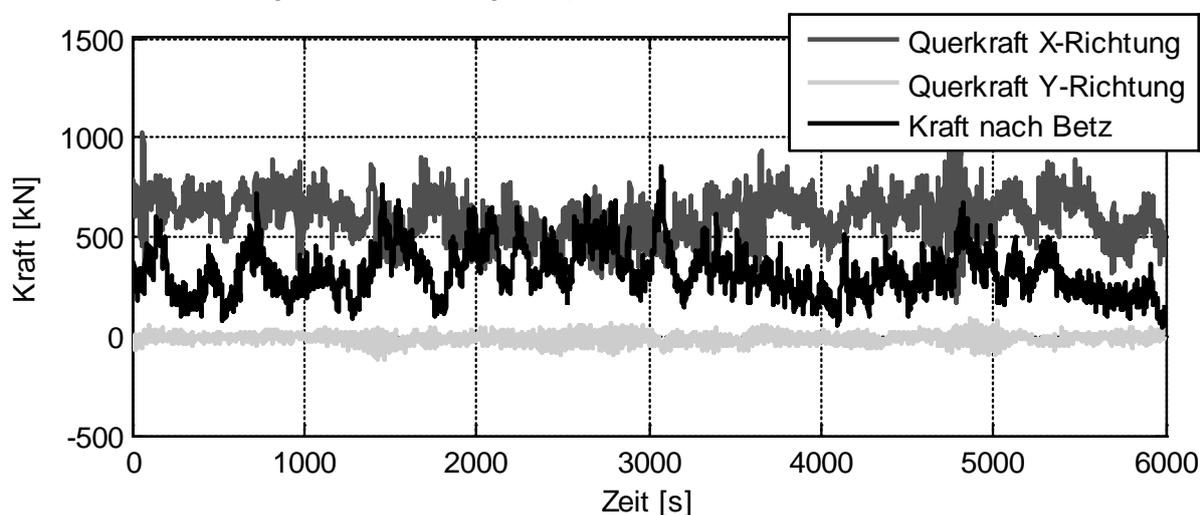


Abbildung 5-11: Querkraft am Gondel-Turmquerschnittbereich nach GH-Blades (Daten von Fa. OWT erhalten) bei 12,2 m/s Windgeschwindigkeit und 19,79% Turbulenzintensität.

In der Bladed-Software [38] wird die Gondel in der Haupt Windrichtung von 240° positioniert, was bedeutet, dass die Querkraft in X-Richtung ein Maximum erreicht (vergleiche Abbildung 5-8 oben links), wohingegen im Falle der Kraftschätzung sich die Gondel nur bei $224,5^\circ$ befindet. Das Modellierungsergebnis mag bei der aktuellen Konstruktionsstrategie ausreichen, aber es führt im Allgemeinen zur Überdimensionierung der Struktur und wird in Zukunft durch die Aufzeichnung der mit dem Beobachter berechneten dynamischen Kräfte von realen landbasierten Strukturen verbessert.

5.2.3 Verifizierung der äußeren Lasten am Rotor

Ausgehend von den Herstellerangaben des 56,5 m langen Originalblattes wurden die äußeren auf das Blatt wirkenden Lasten unter Berücksichtigung des Eigengewichts und der aerodynamischen Umströmung des Rotors berechnet. Dazu wurde ein komplexes analytisches Rechenmodell entwickelt, mit dessen Hilfe die Bestimmung der Druckverteilung am Profil für den Auslegungspunkt der Windenergieanlage (Windgeschwindigkeit 12 m/s) erfolgt. Die Ergebnisse weisen eine starke Belastung des Rotorblattes in Anströmungsrichtung (Schlagrichtung) auf, wohingegen die zur Energiegewinnung genutzten Kräfte in der Rotationsebene (Schwenkrichtung) geringere Beträge aufweisen. Daraus resultierend sind die Biegemomente und insbesondere das Biegemoment in Schlagrichtung dominierend, siehe Abbildung 5-12. Zu erkennen ist hierbei auch, dass im Böen-Lastfall die Schale eine nennenswerte Beanspruchung aus der Torsionslast erfährt.

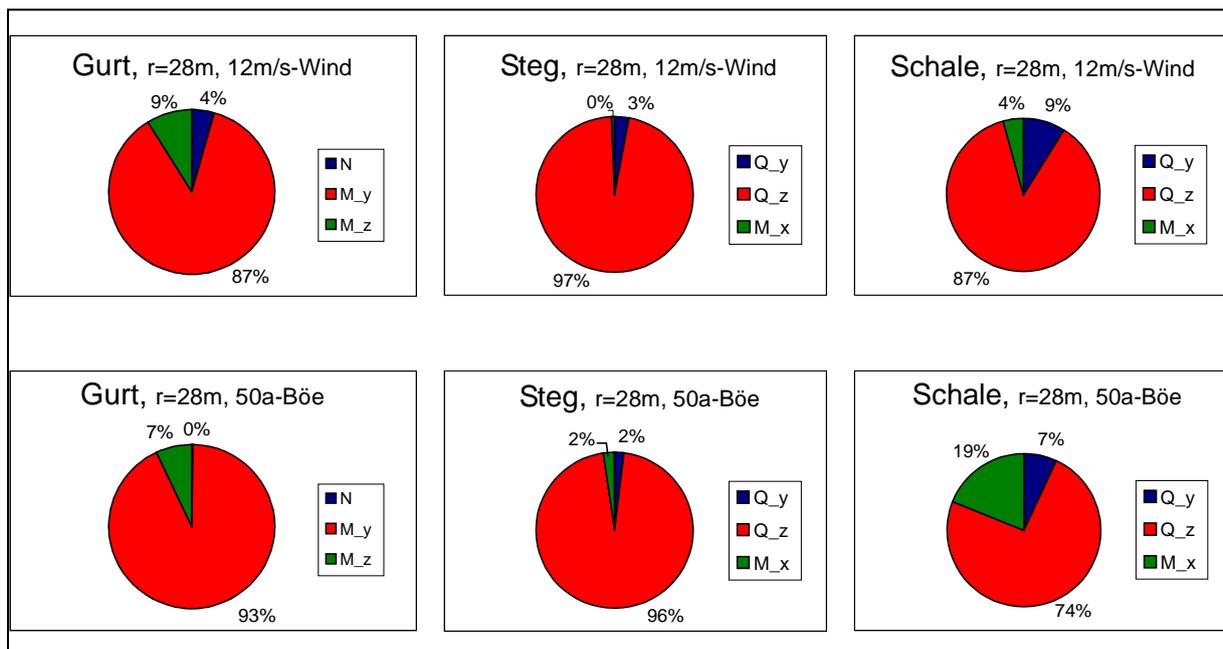


Abbildung 5-12: Normal- und Schubspannungsanteile im Originalblatt (Vergleich des Lastfalls)

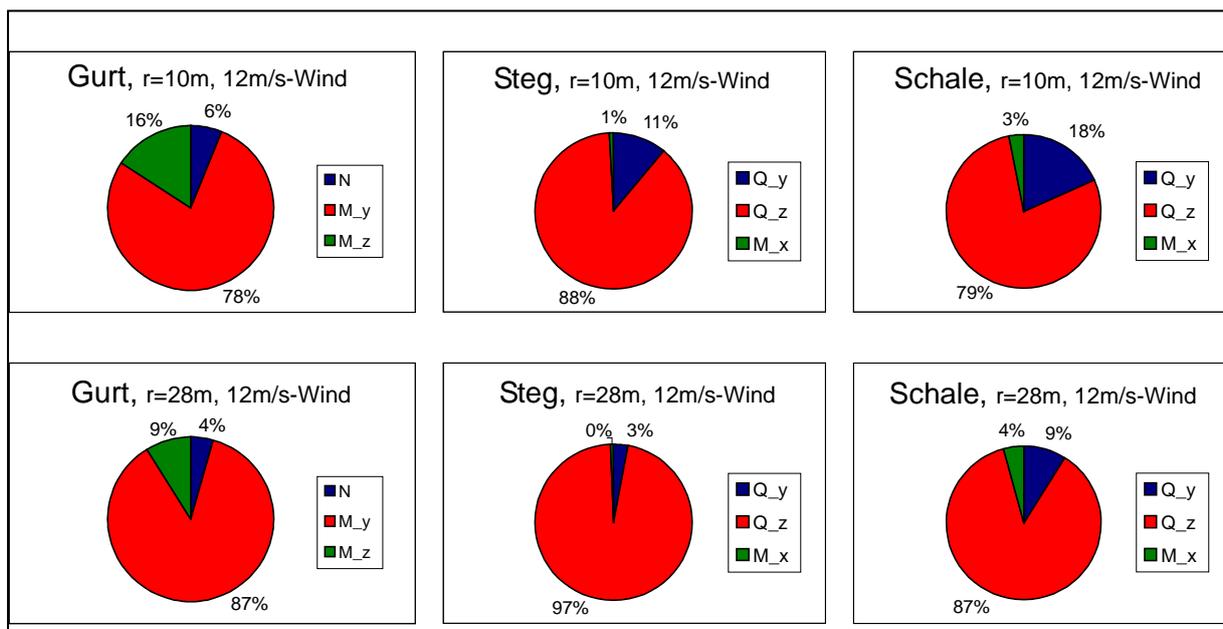


Abbildung 5-13: Normal- und Schubspannungsanteile im Originalblatt (Einfluss der Rotorblatt-Geometrie)

Insgesamt ist die strukturmechanische Bedeutung des Eigengewichts wesentlich geringer als die der Aerodynamik, was ursächlich auf die Verwendung der Faserverbundwerkstoffe mit ihren guten, auf das Gewicht bezogenen Materialkennwerten, zurückzuführen ist.

In Abbildung 5-13 ist der Einfluss der Rotorblatt-Geometrie auf die Normal- und Schubspannungsanteile im Originalblatt dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass an der Blattwurzel die Spannungsanteile aus den Schwenklasten maximal sind und zur Blattspitze hin abnehmen. Durch die Schränkung müssen in den einzelnen Schnitten Schlag- und Schwenklasten gekoppelt betrachtet werden. Die sich aus der Aerodynamik ergebende Zentrifugal- und Torsionslast kann bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s (Nennlastfall) vernachlässigt werden.

5.3 Arbeitspaket: Sicherheitsüberwachung für Offshore-Fundamentierung

Für die Offshore-Fundamentierung werden verschiedene Varianten eingesetzt. Eine Variante, welche in diesem Projekt betrachtet wurde, ist ein Tripod, welcher offshore durch Pfähle gegründet wird. Der Prototyp einer Offshore-Windenergieanlage, welcher in diesem Projekt als Messobjekt zur Verfügung gestellt wurde, besitzt ein Tripod Fundament. Im Gegensatz zur offshore-Gründung wurden keine Pfähle sondern eine Flachgründung mit einer Pfahlgruppe verwendet.

Die Sicherheitsüberwachung dieser neuen Gründungsstruktur besteht aus der Lastenüberwachung auf der Oberkante des Tripods (Abschnitt 5.2) und Messungen an den Hot Spots der Rohrknotenanschlüsse. Durch die Messungen an den Rohrknotenanschlüssen können sowohl die in der Bemessung verwendeten Spannungskonzentrationsfaktoren (Abschnitt 5.5) verifiziert werden, als auch die Schädigung über den überwachten Zeitraum berechnet werden (siehe Teilaufgabe 6).

Eine weitere Überwachung der Gründung wurde durch die große Abweichung der Gründung des Prototyps von der Offshore-Gründung nicht durchgeführt.

5.4 Last- und Strukturmodelle für Bemessung und Bewertung

Die Erstellung von Strukturmodellen der Windenergieanlage ermöglicht grundsätzlich die Berechnung von Beanspruchungen der Komponenten und den Vergleich mit Messdaten. In diesem Arbeitspaket werden die strukturmechanischen Modelle und die Lastmodelle beschrieben, welche während der Projektbearbeitung entwickelt wurden. Da die Modelle die spezifischen Anforderungen der Grenzzustände, d. h. bestimmte strukturmechanische Größen mit der jeweils erforderlichen Genauigkeit abbilden müssen, wurden für die verschiedenen Anforderungen unterschiedliche Strukturmodelle erstellt.

5.4.1 Allgemeines physikalisches Modell für Offshore-Windenergieanlagen

Auf der Grundlage einer allgemeinen Gleichung, welche alle Wechselwirkungen der Windenergieanlage mit der Umwelt als auch Wechselwirkungen der einzelnen Teile der Windenergieanlage untereinander einschließt, werden die speziellen Gleichungen, welche grundlegend für die Strukturmodelle sind, abgeleitet.

Die Offshore-Windenergieanlage besteht aus einer Steuerungseinheit, dem Rotor, einem elektro-mechanischen Umwandlungssystem und der Gründungsstruktur. Dieses System steht in unterschiedlich starken Wechselwirkungen zu äußeren Einflüssen, wie dem Wind, den Wellen und dem Boden. Weiterhin bestehen auch innerhalb des Systems Windenergieanlage unterschiedlich starke Wechselwirkungen. Die Gründungsstruktur wird dabei durch den Rotor, die aerodynamische Last, die hydrodynamische Last und die dynamischen Bodeneigenschaften beeinflusst.

Eine allgemeine physikalische Gleichung für Offshore-Windenergieanlagen kann mit Massenmatrix \mathbf{M} , der Dämpfungsmatrix \mathbf{D} , der Steifigkeitsmatrix \mathbf{K} , dem Vektor der Freiheitsgrade \mathbf{x} und dem Lastvektor \mathbf{f} in Matrixschreibweise aufgestellt werden. Dabei wird zwischen der Maschine und dem Rotor der Windenergieanlage (Index WT) und der Gründungsstruktur (Index SS) unterschieden. Die Matrizen sind unterteilt in den aerodynamischen und den hydrodynamischen Anteil.

$$\left[\mathbf{M}^{\text{WT+SS}} + \mathbf{M}_h^{\text{SS}} \right] \ddot{\mathbf{x}} + \left[\mathbf{D}^{\text{WT+SS}} + \mathbf{D}_a^{\text{WT+SS}} \right] \dot{\mathbf{x}} + \left[\mathbf{K}^{\text{WT+SS}} + \mathbf{K}_a^{\text{WT+SS}} \right] \mathbf{x} = \mathbf{f}_a^{\text{WT+SS}} + \mathbf{f}_h^{\text{SS}} \quad (5.4-1)$$

Die Terme in Gleichung (1), welche die Maschine und den Rotor betreffen, sind zeitabhängig. Weitere Abhängigkeiten werden durch Nichtlinearitäten, wie z. B. durch den Strömungsabriss bei der Aerodynamik und durch signifikante Verformungen der Rotorblätter als auch der Gründungsstruktur sowie durch hydrodynamische Effekte großer Wellen verursacht. Die dynamischen Bodeneigenschaften können nach [19] als linear angenommen werden.

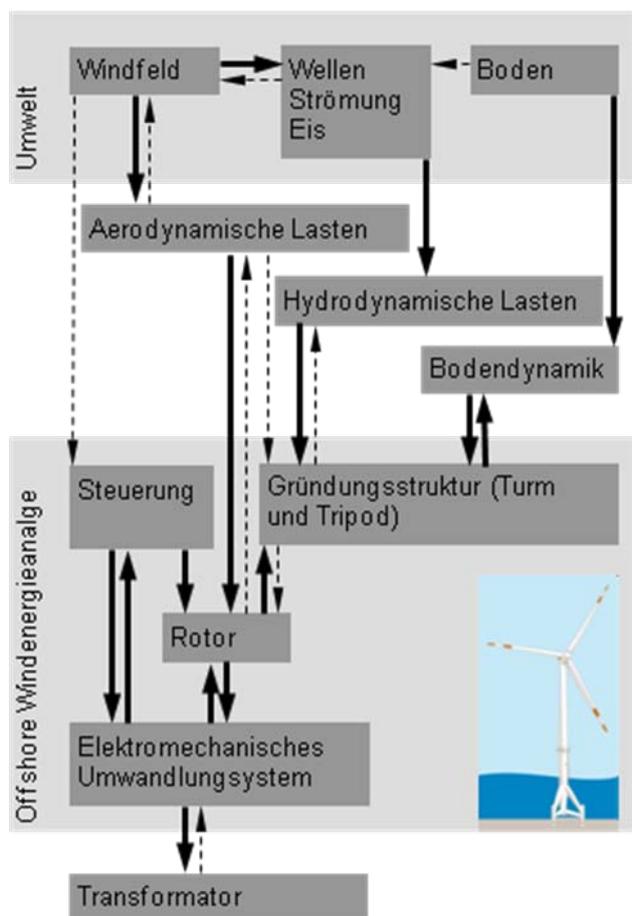


Abbildung 5-14: Wechselwirkungen (Dicke Linie: starke Wechselwirkung; gestrichelte Linie schwache Wechselwirkung) innerhalb ein Windenergieanlage und zwischen Umwelt und Windenergieanlage ([19]).

Diese allgemeine physikalische Gleichung kann durch Berechnungen im Zeitbereich gelöst werden. Dabei werden durch die Generierung von Zeitreihen entsprechend von Wind und Wellenspektren, die Anwendung von Zeitschrittverfahren zur dynamischen Berechnung gefolgt von einer Rainflow-Klassierung die Spannungsschwingbreiten für die Ermüdungsbeanspruchung ermittelt. Diese Verfahrensweise ist etabliert in der Windindustrie und wurde messtechnisch validiert ([19]).

Die Komplexität der Berechnungen von Gleichung (5.4-1) erfordert einfache strukturelle Modelle, welche sich auf Balken und Federmodelle beschränken. Mit diesen Modellen werden dann die Schnittkraftvektoren auf den verschiedenen Querschnittshöhen berechnet. Diese Schnittkraftvektoren werden dann zur Bemessung der Querschnitte herangezogen. Damit ist in einem zweiten Schritt eine detailliertere Berechnung verbunden, um die genauen Beanspruchungen der Gründungsstruktur zu ermitteln.

Für die Berechnung des Grenzzustandes der Tragfähigkeit werden die Spannungen in der Gründungsstruktur benötigt, welche mit einem Finite-Elemente-Modell mit Extremlasten berechnet werden können. Das gleiche gilt für den Grenzzustand der Ermüdung, wo jedoch die Genauigkeit der Spannungen in den Spannungskonzentrationspunkten deutlich höher sein muss. Eine allgemeine Gleichung für diesen Fall kann in Anlehnung an Gleichung (5.4-1) als eine statische Gleichung geschrieben werden (siehe Gleichung (5.4-2)). Nichtlinearitäten verursachen Abhängigkeiten in dieser Gleichung und besondere Randbedingungen, wie z. B. Kontaktformulierungen, führen zu zusätzlichen Termen in Gleichung (5.4-2).

$$\mathbf{K}^{SS} \mathbf{x} = \mathbf{f}^{SS} \tag{5.4-2}$$

Im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit werden im Allgemeinen die Verformungen und Beschleunigungen einer Konstruktion beschränkt. Speziell für Windenergieanlagen, wo die Gebrauchstauglichkeit im Wesentlichen mit der Energieproduktion assoziiert wird, können vom Hersteller spezifische Anforderungen definiert werden. Diese beziehen sich hier vor allem auf die Vermeidung von Resonanzen infolge der nicht konstanten Erregerfrequenzen, welche vor allem durch die Rotordrehzahl und die Blattdurchgangsfrequenz verursacht werden. Der Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit bezieht sich deshalb vor allem auf die Auslegung der Eigenfrequenzen der Gründungskonstruktion, d. h. der Eigenfrequenzen. Dazu wird eine numerische Modalanalyse durchgeführt. Die grundlegende Gleichung, welche in einer Modalanalyse verwendet wird, ist die Gleichung für das allgemeine Eigenwertproblem mit der Matrix der Eigenvektoren Φ und der Diagonalmatrix der Eigenwerte Λ (Gleichung (5.4-3)). Wird die Dämpfung mit berücksichtigt, entsteht das quadratische Eigenwertproblem mit reellen und komplexen Eigenwerten (Index i , Gleichung (5.4-4)).

$$\mathbf{K}^{SS}\Phi = \mathbf{M}^{SS}\Phi\Lambda \quad (5.4-3)$$

$$\mathbf{K}^{SS}\Phi + \mathbf{D}^{SS}\Phi\Lambda_c = \mathbf{M}^{SS}\Phi\Lambda_c\Lambda_c \quad \text{mit } \Lambda_c = \Lambda + i\Lambda_i \quad (5.4-4)$$

5.4.2 Strukturmodelle für die Bemessung

Für den Nachweis der Tragfähigkeit werden die Beanspruchungen der Struktur an verschiedenen Modellen berechnet. Die Struktur lässt sich in den Turm- und Tripodkonstruktion unterteilen. Die Schnittstelle stellt die Anbindung auf +28,60 m bzgl. Geländeoberkante dar.

Für die beschriebene Nachweissituation wurde ein Stabwerkmodell aufgebaut, welches die Gesamtstruktur inklusive der Pfahlgründung abbildet (siehe Abbildung 5-15). Die Turm- und Tripodsektionen werden durch Kreiszylianderelemente abgebildet. An- und Innenausbauten werden durch Zusatzmassen berücksichtigt. Die Rammpfahlgründung ist durch Elemente mit Rechteckquerschnitten abgebildet. Die verschiedenen Baustoffparameter wurden den unterschiedlichen Elementen zugewiesen. Das Modell wurde in der Programmumgebung StaadPro aufgebaut. Für die Anschlüsse in den Knotenbereichen des Tripods wurde zusätzlich eine parametrisch ermittelte Knotensteifigkeit über Zwischenfedern implementiert, um das dynamische Gesamtverhalten repräsentativ abzubilden. Die Lastgrößen wurden an den Schnitten Turmkopf und Turmfuß aufgebracht. Die Windlast auf den Turm wurde zusätzlich berücksichtigt. Zusätzliche Momente zur Berücksichtigung von unplanmäßigen Außermittigkeiten sind innerhalb der Lastkombinationen implementiert.

Das Modell liefert Beanspruchungsgrößen an allen relevanten Strukturschnitten (einzelnen Turmsektionen und Flanschverbindungen). Grundsätzliche Nachweise der DIN 18800 ([41]) wurden automatisiert durch die Programmumgebung ausgegeben. Zusätzliche Nachweise der Tragfähigkeit wie Schalenbeulen der Turmsektionen und Flanschnachweise (Petersen / Schmidt-Neuper) wurden durch zusätzliches Postprocessing auf Basis der ausgegebenen Schnittgrößen geliefert.

Da die korrekte Weiterleitung von Knotenkräften bei großen Anschlusskonstruktionen im Stabwerkmodell oft nicht abgebildet werden kann, wurde zusätzlich für diese Nachweissituation auch ein FE-Schalenmodell aufgebaut. Dieses Modell bildet die lokalen Kraftübergänge im Bereich der großen Knotenanschlüsse realitätsnah ab und wurde zusätzlich zur Überprüfung der zulässigen Spannungen am Bauwerk genutzt. Der Nachweis nach DIN 18800 ([41]) wird aufgrund von Versteifungselementen und kurzen Zylinderabschnitten für die Bauteilkomponenten der Tripodkonstruktion nicht maßgebend.

Für den Nachweis der Ermüdungsfestigkeit des Turmes wurde das in Abbildung 5-15 dargestellte Stabwerkmodell verwendet. Da für die maßgebenden Schweißnahtverbindungen standardisierte Kerbfallklassen existieren, wurde das Nennspannungskonzept unter der Berücksichtigung von parametrisierten SCFs für die Nachweisführung genutzt. Die Überlagerung der einzelnen Richtungslastfälle analog der sektoriellen schadensäquivalenten Schädigung wurden durch die Zusammenführung der Einzellastfälle in Lastkombinationen realisiert.

Die Auswertung der auftretenden Schädigungen über den Umfang eines jeden Sektionsanschlusses erfolgte durch zusätzliches Postprocessing.

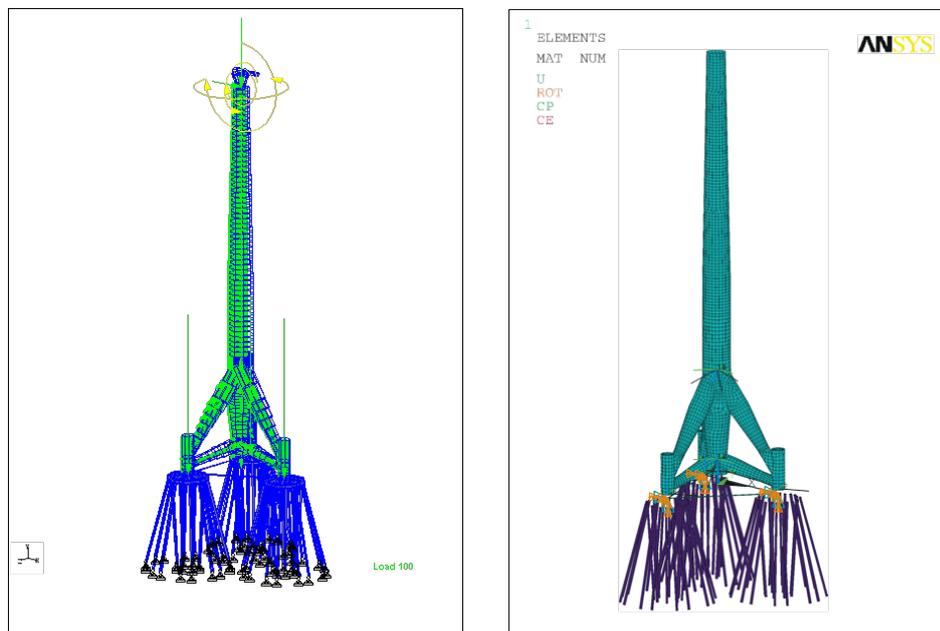


Abbildung 5-15: Strukturmodelle: Stabwerksmodell StaadPro (links) und ANSYS-Schalenmodell (rechts)

Für die Tripodkonstruktion wurde das in Abbildung 5-15 dargestellte Modell auf die Tripodkonstruktion reduziert und in den Anschlussbereichen der Knoten ausreichend verfeinert. Der Nachweis wurde auf Basis des Strukturspannungskonzeptes durchgeführt. Das Modell wurde in der Vernetzung so optimiert, dass eine möglichst kurze Berechnungszeit mit einer quantitativ korrekten Auswertung an den Schweißnahtverbindungen korrespondierte. Durch die umfangsverteilte Betrachtung waren diverse richtungsabhängige Lastkomponenten mit unterschiedlichen relativen Ausrichtungen zur Strukturachse zu untersuchen.

Darüber hinaus wurde der Einfluss der Anbindung der Stahlstruktur an das Fundament durch verschiedene Arten der Verbindungssteifigkeiten und Knotenkopplung nachgewiesen, da die tatsächliche Verbindung von rückseitig angesetzten Bewehrungsstäben und Korbbewehrung im Pileguide nur schwer abzubilden ist.

Neben der beschriebenen Nachweissituation wurden diese Modelle auch für zusätzliche Nachweise genutzt oder losgelöste Teilmodelle für Detailpunkte entwickelt. So wurde das Stabwerksmodell der Gesamtstruktur aufgrund der geringen Rechenzeit auch für den Nachweis von Montagezuständen genutzt. Das FE-Modell wurde für die Bestimmung von Zwangskräften aufgrund von Temperatureinwirkungen eingesetzt.

So ist die Betrachtung von wirbelerregten Querschwingungen und den daraus resultierenden Belastungen und Konsequenzen für Montage- und Wartungszustände notwendig. Die auftretenden Belastungen wurden in einer transienten Berechnung bestimmt, welche am beschriebenen Stabwerksmodell durchgeführt wurde.

Darüber hinaus wurden Teilaspekte an gelösten FE-Systemen berechnet. An dieser Stelle seien beispielhaft die Ermittlung der Beullast an Versteifungselementen und die Bestimmung von strukturellen Spannungserhöhungen an Durchbrüchen oder Spezialanschlüssen genannt.

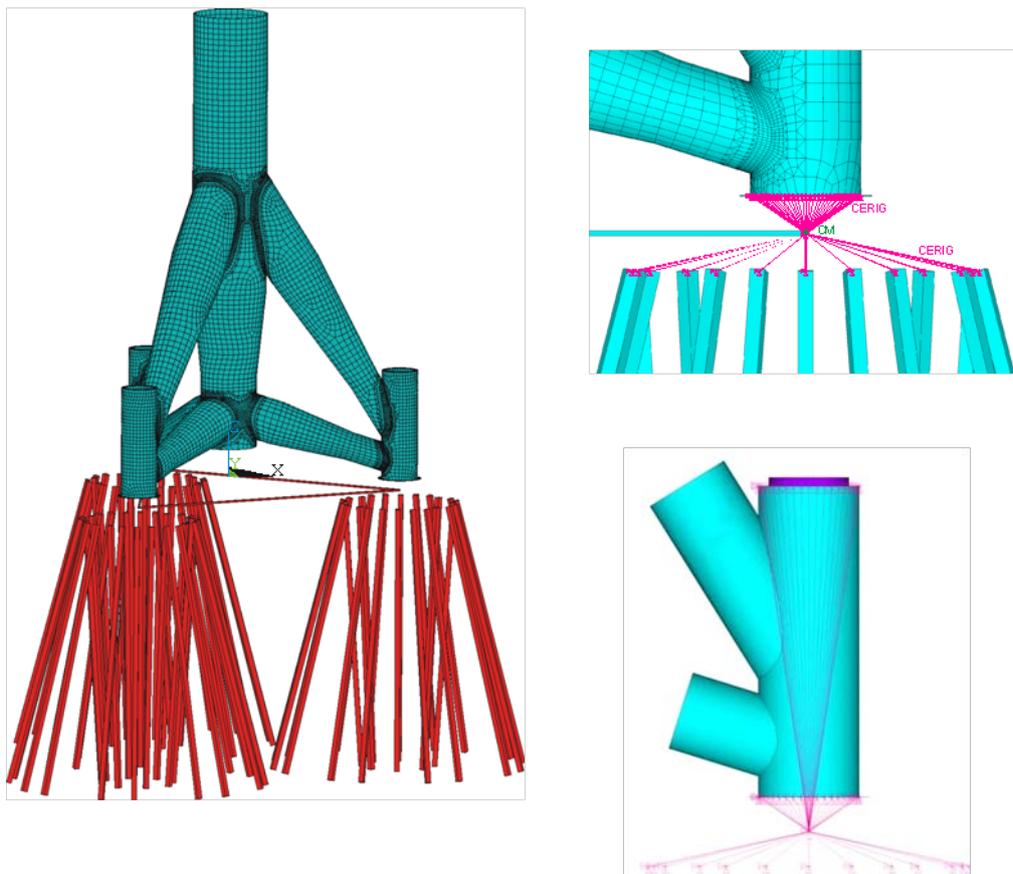


Abbildung 5-16: Strukturmodelle für die Berechnung des Grenzzustandes der Ermüdung

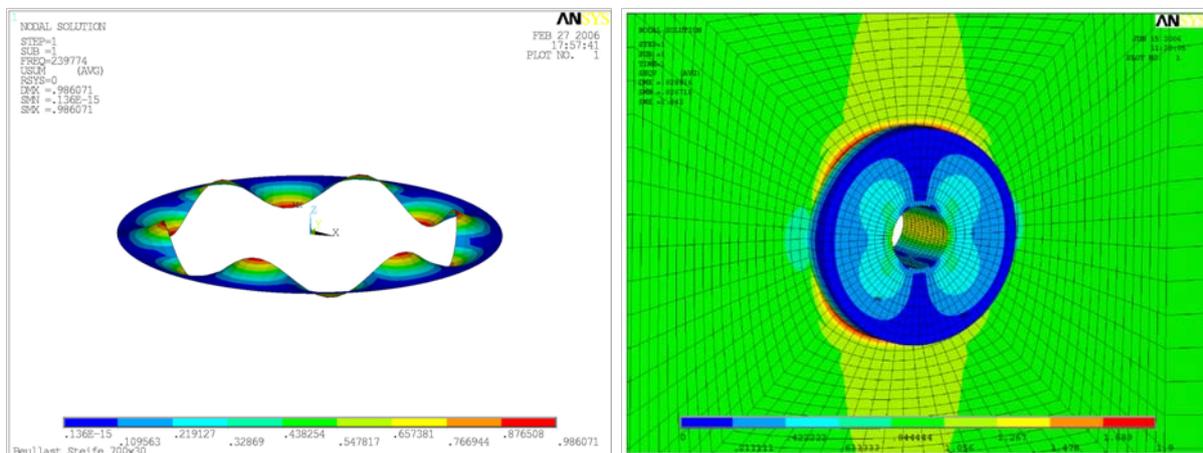


Abbildung 5-17: Spezielle Modelle zur Berechnung der Beullast von Aussteifungen und zur Berechnung Spannkonzentrationen um Durchbrüche

5.4.3 Lastmodelle für die Bemessung

Die Anlagenlasten wurden mit dem Programm FLEX5 [37] ermittelt. Das Programm verfügt über einen offenen Quellcode, sodass individuelle Anpassungen möglich sind. Es wurde an der „Technischen Universität Dänemark“ entwickelt und bietet einen modulartigen Aufbau zur Integration einzelner Teilaspekte zur Abbildung der Umgebung, der Anlage und deren Verhalten. Die Lastermittlung basiert auf der Blattelementtheorie und dem Impulssatz. Das Abbild der Gründungskonstruktion erfolgt durch ein Balkenmodell. Es können nur Massen- und Steifigkeitsangaben für zylindrische Querschnitte eingegeben werden. Zur Berechnung der

Anlagenlasten an aufgelösten Strukturen wird somit oft auf ein steifigkeitsäquivalentes Turmsystem zurückgegriffen. Die Bodeneinspannung erfolgt mittels linearen Federelementen. Die Ergebnisse der Belastungsgrößen werden als Zeitreihen in Dateien abgelegt, die durch externe Module ausgewertet werden können. Die Kombination von Wind- und Wellenbelastungen ist auch in FLEX5 möglich. Es stehen für transiente Wellenverläufe die AIRY-Theorie zur Verfügung, für die Simulation von Extremereignissen kann die nichtlineare STOKES –Theorie verwendet werden.

Grundsätzlich existierten durch den offenen Quellcode diverse angepasste Programmversionen. Diese wurden mittlerweile auch schon an andere Programmsysteme angeknüpft, sodass auch die Auswertung und Berechnung an komplexeren Stabwerksystemen (analog zu BLADED [38]) möglich ist.

5.4.4 Struktur- und Lastmodelle für die Bewertung

Die Gründungsstruktur der betrachteten Windenergieanlage besteht aus dem Turm, welcher in drei Segmente durch Ringflansche unterteilt ist, und dem Tripod, welcher aus der oberen Strebe, der unteren Strebe, dem Pileguide und dem Zentralrohr aufgebaut ist. Das Fundament besteht im Gegensatz zur geplanten Offshore-Anwendung aus einer Flachgründung mit einer Pfahlgruppe.

Die Modelle für die Gründungsstruktur, welche mit dem Finite-Elemente-Programmpaket ANSYS erstellt wurden, basieren auf isoparametrischen Schalenelementen und Volumenelementen in Weggrößenformulierung (SHELL 181 und SHELL281: [20]). Wird der Rotor explizit modelliert, wie z. B. für die Modalanalyse, kommen Balkenelemente zu Einsatz. Das Netz wurde entsprechend der Anforderungen der einzelnen Grenzzustände, insbesondere an den Rohrknotenanschlüssen, solange verdichtet, bis die Ergebnisse der Berechnung unabhängig von der Netzdichte wurden (Abbildung 5-18).

Die Ringflansche zwischen den Turmsegmenten wurden mit den entsprechenden Dicken modelliert. Sie wurden als formschlüssig miteinander verbunden modelliert, was durch die Vorspannung der Schrauben sichergestellt wird.

Die Gründungsstruktur ist durch die Pileguides mit dem Fundament verbunden. Die Pileguides sind mit bewehrtem Beton ausgefüllt und enthalten Schubknaggen. Dadurch, und wegen der Reibung zwischen Stahl und Beton, verhält sich der Pileguide mit dem bewehrten Beton wie ein Querschnitt. Dies gilt jedoch nicht für das lokale Tragverhalten, wenn eine Zugkraft am Pileguide angreift. Die Zugkraft wird ausschließlich vom Pileguide aufgenommen, da die Zugspannungen nicht vom Pileguide auf den bewehrten Beton übertragen werden. Dieses mechanische Verhalten kann nur durch eine Kontaktformulierung abgebildet werden.

Die Kontaktformulierung zwischen dem Pileguide und dem bewehrten Beton besteht aus Kontaktelementen mit welchen die Innenseite der Pileguides und die Außenseite des bewehrten Betons vernetzt wurden (CONTA173/174 und TARGE170). Die Anfangskontaktbedingungen wurden so eingestellt, dass die Kontaktformulierung unabhängig vom Netz des Pileguide und des bewehrten Betons ist. Ein Reibungskoeffizient von 0.8 wurde angesetzt, um die Reibung zwischen Beton und Stahl (Reibungskoeffizient von 0,2 bis 0,4) sowie den Einfluss der Schubknaggen zu berücksichtigen. Der bewehrte Beton selbst ist mit linearen Federn, welche die Bodensteifigkeit abbilden, verbunden. Die Federsteifigkeiten wurden mit einem separaten Modell ermittelt. Der bewehrte Beton selbst ist mit linearen Federn, welche die Bodensteifigkeit abbilden, verbunden. Die Federsteifigkeiten wurden mit einem separaten Modell ermittelt.

Das Lastmodell besteht aus Kraftvektoren, welche auf unterschiedlichen Höhen an der Gründungsstruktur angreifen (siehe Abbildung 5-19), und dem Winddruck. Dabei wurden die Kraftvektoren durch die gesamtdynamische Simulation ermittelt und repräsentieren im Grenzzustand der Tragfähigkeit die maximalen Beanspruchungen. Üblicherweise stehen diese Kraftvektoren in einer Min-Max-Matrix zur Verfügung.

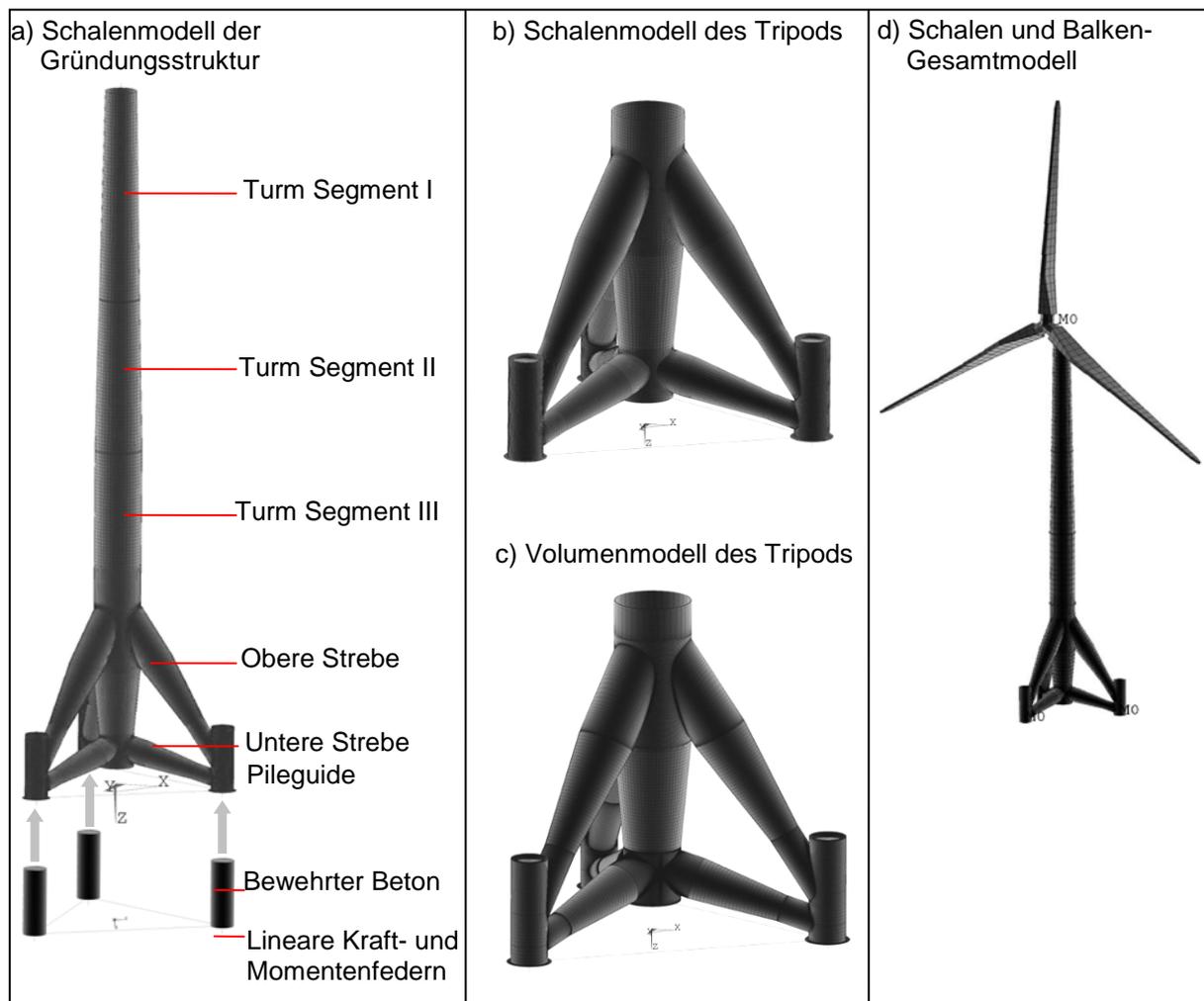


Abbildung 5-18: Übersicht über die entwickelten Modelle der Gründungsstruktur.

Die Windlasten auf die Gründungsstruktur machen nur einen geringen Teil der gesamten Beanspruchung im Vergleich zu den Beanspruchungen durch die Windlast auf den Rotor und das Maschinenhaus aus. Das Biegemoment aus der Windlast beträgt ca. 5% des gesamten Biegemomentes am Turmfuß ([21]).

Die Windlasten auf die Gründungsstruktur wurden im Grenzzustand der Tragfähigkeit zusammen mit dem Böenreaktionsfaktor berücksichtigt. Dazu wurden die Windangriffsflächen mit speziellen Elementen (SURF154) zum Aufbringen des Winddruckes vernetzt. Da die Beanspruchungen aus der Umfangsverteilung des Staudruckes durch die insgesamt geringen Windlasten auf die Gründungsstruktur gering sind, wurden diese vernachlässigt. Der Winddruck wurde gleichmäßig entsprechend der projizierten Fläche aufgebracht. Die Höhenverteilung des Windes wurde auf Grundlage von [17] diskretisiert (Abbildung 5-19).

Die Kraft- und Momentenvektoren auf Turmkopfhöhe werden auf Knoten aufgebracht, welche durch starre Kopplungen mit den Knoten des Schalenquerschnitts verbunden sind. Dadurch verformt sich der Schalenquerschnitt nicht. Dies ist eine gute Näherung für Querschnitte, in denen sich ein steifer Ringflansch befindet, wie z. B. am Turmkopf (Abbildung 5-18a). Auf der Oberkante des Tripods (Abbildung 5-18b und c) wird dadurch eine Modellungenauigkeit verursacht, welche jedoch nur einen geringfügigen Einfluss hat, da die relevanten Querschnitte einen ausreichenden Abstand zu dem starren Querschnitt besitzen.

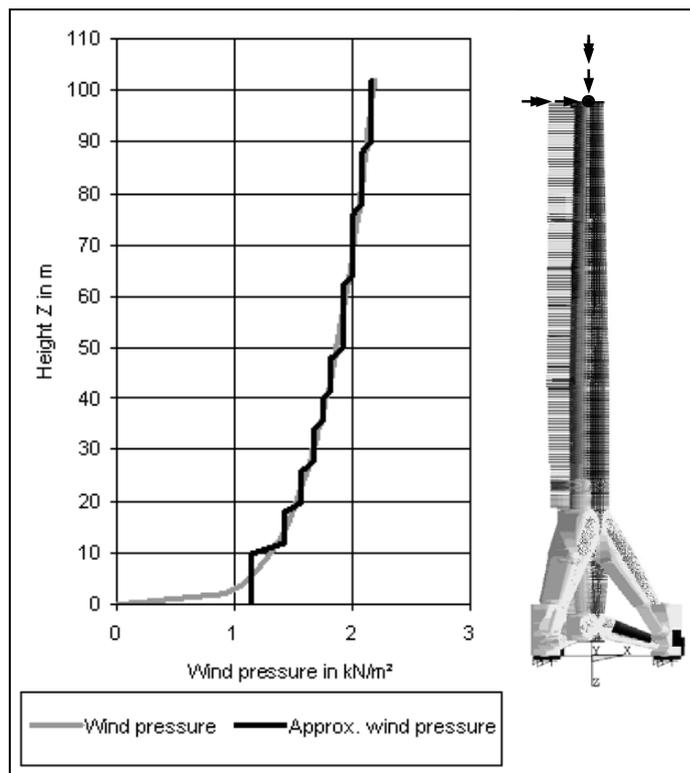


Abbildung 5-19: Winddruckverteilung und -diskretisierung sowie Kräfte und Momente auf Turmkopfhöhe für die Gründungsstruktur.

Für die Beanspruchungen im Grenzzustand der Ermüdung wird auf die gesamtdynamische Simulation der Windenergieanlage zurückgegriffen. Die zu untersuchenden Lastfälle umfassen den Produktionsbetrieb sowie Start- und Stoppvorgänge. Die Lastfälle beim Produktionsbetrieb werden üblicherweise in eine Windgeschwindigkeitsbandbreite von 2 m/s unterteilt und für eine Dauer von 600 s berechnet [39]. Durch Multiplikatoren auf der Basis einer langzeitstatistischen Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeit wird die Häufigkeit der Schwingspiele auf die Auslegungslbensdauer von 20 Jahren unter Berücksichtigung von Start- und Stoppvorgängen umgerechnet.

Ergebnis der gesamtdynamischen Simulation sind Zeitreihen der Beanspruchungsgrößen sowie durch Rainflow-Zählungen ermittelte Markov-Matrizen, bestehend aus Beanspruchungsschwingbreiten, deren Mittelwert und zugehörigen Schwingspielanzahlen. Um die bekannten uniaxialen Schädigungsmodelle anwenden zu können, werden Idealisierungen der Zeitreihen, wie z. B. die Aufhebung der Phasenverschiebung und die Verwendung der Hauptspannung für die Berechnung der Ermüdungsfestigkeit, eingeführt. Die Berechnung der Ermüdungsfestigkeit wird für mittelspannungsabhängige Komponenten der Windenergieanlage mit Markov-Matrizen durchgeführt. Für Komponenten, deren Ermüdungsfestigkeit unabhängig von der Mittelspannung berechnet werden kann, wird auf Grundlage von Markov-Matrizen ein schädigungsäquivalentes Einstufenkollektiv abgeleitet.

5.4.5 Reduziertes Strukturmodell für die Schadensidentifikation

Zwei reduzierte Strukturmodelle der Anlage M5000_2 wurden schon im Jahr 2006 mit Hilfe des FE-Codes MATFEM und ANSYS erstellt (siehe Abbildung 5-20). Das ANSYS Modell wurde in 2008 mittels Messdaten/Modalen der Anlage M5000_2 überprüft. Die für die Modellvalidierung benötigte experimentelle Modalanalyse basiert auf ARV-Modellen, siehe 4.3.5. Diese wurde während des Projektzeitraums für die vorliegende Anwendung entwickelt.

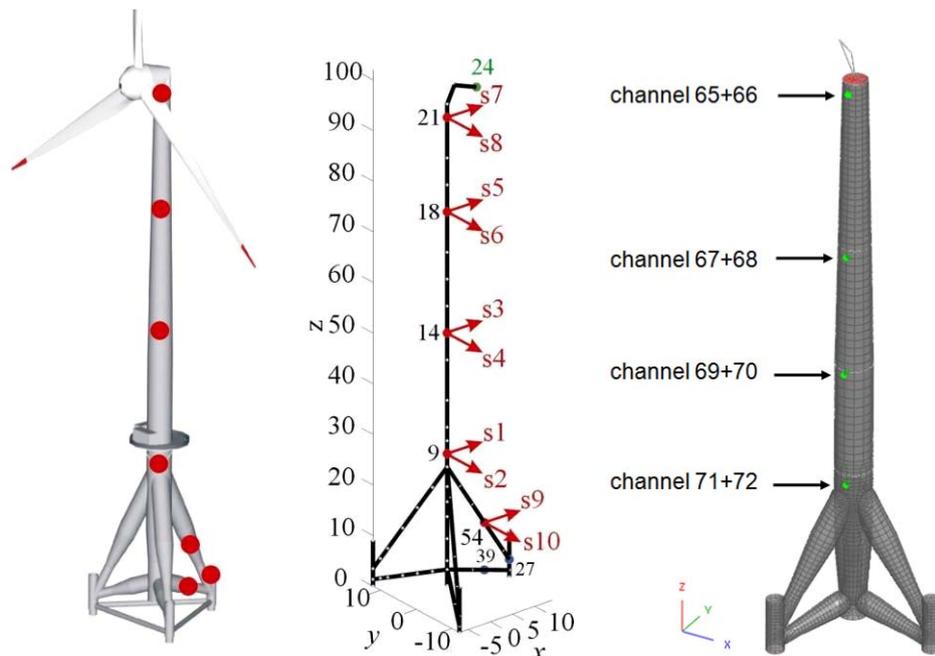


Abbildung 5-20: OWEA (links); MATFEM-Modell (Mitte); ANSYS-Modell (rechts)

5.4.6 Analyse der Modelleigenschaften

Eine Analyse der Eigenschaften der einzelnen Modelle für die Grenzzustände der Ermüdung, der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit wurden durchgeführt. Für den Grenzzustand der Ermüdung wurde ein Finite-Elemente-Schalenmodell des Tripods mit einem Finite-Elemente-Volumenmodell verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass die Hot Spot-Spannungen, welche mit dem Finite-Elemente-Volumenmodell unter Anwendung der Spannungslinialisierung ermittelt wurden, etwas niedriger sind als die mit Hot Spot-Spannungen, welche mit Finite-Elemente-Schalenmodell ermittelt wurden. Für den Grenzzustand der Tragfähigkeit wurde der Versagensmechanismus als Schalenbeulen sowohl für den Tripod als auch für die gesamte Gründungsstruktur ermittelt. Verschiedene Modellvarianten wurden im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit verglichen. Als Ergebnis wurde ein Modell entwickelt, mit welchem neben den Eigenfrequenzen der Gründungsstruktur auch die Eigenfrequenzen des Rotors sowie die gemeinsamen Eigenfrequenzen berechnet werden können. Alle detaillierten Ergebnisse sind in [22] und [23] dokumentiert.

5.5 Experimentelle Verifizierung berechneter Spannungskonzentrationen am Tripod

Die Spannungskonzentrationen an den Rohrknotenanschlüssen sind insbesondere im Grenzzustand der Ermüdung von großer Bedeutung. Die Rohrknotenanschlüsse bilden wichtige Verbindungen für den Lastabtrag in den Tripod und in den Baugrund. Die komplexen Spannungszustände an den Rohrknotenanschlüssen werden in diesem Arbeitspaket genauer untersucht.

Die Untersuchungen zu den Spannungskonzentrationen gliedern sich in Laboruntersuchungen und in-situ Messungen. Für beide Experimente wurden numerische Untersuchungen durchgeführt. Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen sind im Abschnitt 7.3 beschrieben. Die in-situ Messungen sowie die numerischen Untersuchungen werden in diesem Abschnitt dokumentiert.

Bei den in-situ Messungen an dem Prototyp der M5000_2 wurden an drei verschiedenen Hot Spots jeweils 24 Dehmessstreifen appliziert. Das Applikationsschema ist in Abbildung 5-21 dargestellt. Die Hot Spots (HS) umfassen den Anschluss der oberen Strebe mit dem Pileguide, den Anschluss der unteren Strebe an den Pileguide und den Anschluss der unteren Strebe an das Zentralrohr (siehe Abbildung 7.19). Die genauen Lagen dieser drei Hot

Anschluss	Komponente	Sensorketten	SCF für Einheitslast M=1	SCF aus Messung (Mittelwerte)
Obere Strebe-Pileguide (HS 2)	Obere Strebe	HSA	≈ 1,6	≈ 1,6
	Pileguide	HSB	≈ 6,4	≈ 6,8
Untere Strebe-Pileguide (HS 3)	Untere Strebe	HSA	≈ 1,1	≈ 1,5
	Pileguide	HSB	≈ 5,0	≈ 5,3
Zentralrohr-Untere Strebe (HS 4)	Zentralrohr	HSA	≈ 2,6	≈ 3,5
	Untere Strebe	HSB	≈ 1,6	≈ 1,4

Tabelle 5-1: Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF) für drei Anschlüsse des Tripods

5.5.2 Messwertbasierte Spannungskonzentrationsfaktoren SCF

Ausgehend von den Messdaten der Capture-Matrix wurden auf der Basis von Dehnungs-Zeit-Verläufen (10 min) die Spannungskonzentrationsfaktoren SCF ermittelt, um die Spannungserhöhungen (Strukturspannungen) im Bereich der Schweißnähte im Vergleich zu den Simulationsdaten abschätzen zu können. Bei der Messauswertung wurden pro Zeitreihe etwa 28.000 SCF-Werte ermittelt, die dann zu einem Mittelwert pro Zeitreihe zusammengefasst wurden. In diesem Sinne wurden für jede der vier Sensorketten oberhalb (HSA) und unterhalb (HSB) der Schweißnaht (Abbildung 10) für jeden der Hot Spots (HS 2, 3 und 4) die SCF bestimmt. Die Abweichungen der Mittelwerte der SCF in jeder Sensorkette des gleichen Hot Spots liegen in der Größenordnung von 30%. Fasst man die Mittelwerte der jeweiligen Sensorketten zusammen, ergeben sich die Größen in Tabelle 5-1, die in Vergleich zu den numerisch ermittelten Werten eine große Übereinstimmung aufweisen.

Eine Abhängigkeit des SCF von der Windgeschwindigkeit v_w , die theoretisch nicht begründet ist, gibt es allenfalls im unteren Leistungsbereich der M5000_2. Untersuchungen zeigen [40], dass in diesem Betriebsbereich die gemessenen dynamischen Hot Spot-Dehnungen im Wesentlichen durch Eigenschwingungen im Bereich der ersten Eigenfrequenz $f_{0,1}$ bestimmt sind. In wieweit dies zu einem komplexeren Beanspruchungszustand im Schweißnahtbereich führt, ist noch nicht weiter untersucht worden. Abbildung 5-22 zeigt den Verlauf des Mittelwertes des SCF in den Klassen der Windgeschwindigkeit der Capture-Matrix und zugehörige Standard-Abweichungen.

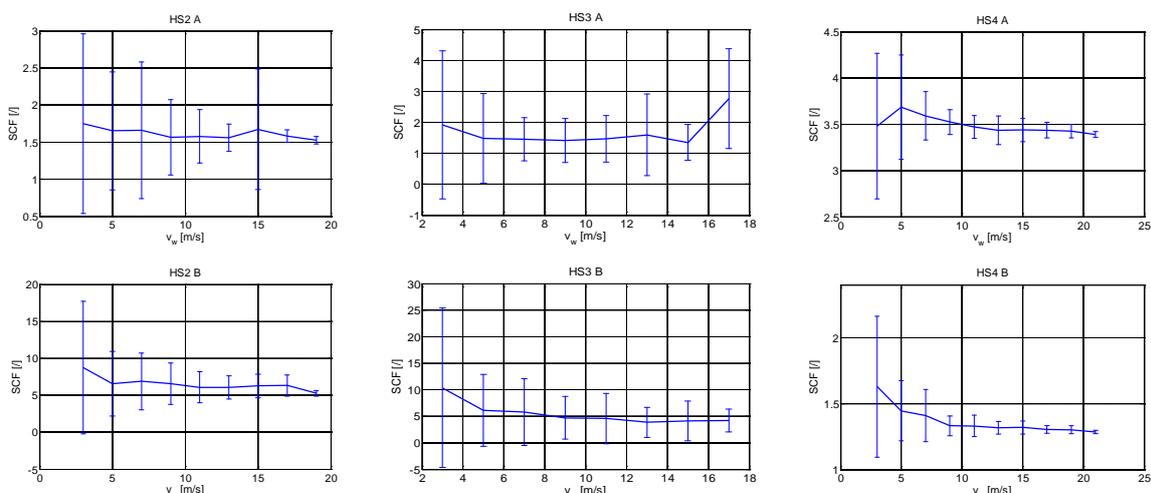


Abbildung 5-22: Messwertbasierte mittlere Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF) und Standardabweichungen für Hot Spots HS 2, 3 und 4 in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit v_w

5.6 Verifizierung berechneter Eigenfrequenzen einer Offshore-Windenergieanlage

5.6.1 Numerische Modalanalyse, Modell OWT

Die Ermittlung des gesamtdynamischen Verhaltens wurde an den zwei in Abschnitt 5.4.2 beschriebenen Modellen durchgeführt. Das Maschinenhaus und der Rotor wurden durch Masseelemente abgebildet. Rotationsträgheiten oder Kreiselkräfte wurden hierbei nicht berücksichtigt. Anlagenzustände wie die Rotorausrichtung relativ zur Struktur oder die Pitchstellung der Blätter wurden nur zur Bestimmung der Blattfrequenzen in der Lastsimulation der Anlagenlasten berücksichtigt.

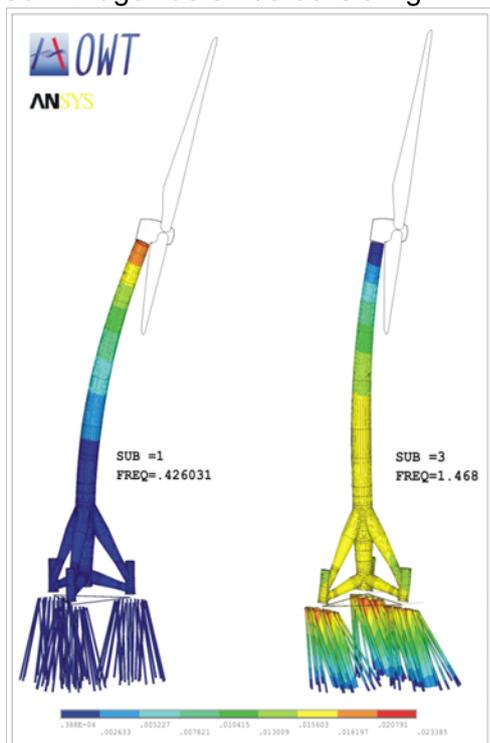


Abbildung 5-23: Berechnete Biege-Eigenschwingungsformen

In Abbildung 5-23 sind die ersten beiden Biegeeigenformen aus der FE-Berechnung für das Profil unterer Grenze (UG) dargestellt. Dabei wurde die Rammpfahlgründung ohne eine horizontale Bettung modelliert und eine gelenkige Auflagerung der Pfahlenden angenommen. Für die obere Grenze wurden die Rammpfähle gelenkig gelagert modelliert.

Die unterschiedlichen Ergebnisse zwischen den Vollmodellen des Stabwerkes und der FE-Modellierung können Tabelle 5-2 entnommen werden.

Der tatsächliche Wert sollte näher an den Ergebnissen der FE-Berechnung liegen, da gerade für die 1. Biegeeigenform die korrekt abgebildete Knotensteifigkeit maßgebend ist. Darüber hinaus kann der Messwert der 2. Biegeeigenform von den Simulationsergebnissen abweichen, da die horizontale Bettung in der Simulation nicht angesetzt wurde, die Form jedoch einen signifikanten Anteil an lateraler Verschiebung zeigt.

für die 1. Biegeeigenform die korrekt abgebildete Knotensteifigkeit maßgebend ist. Darüber hinaus kann der Messwert der 2. Biegeeigenform von den Simulationsergebnissen abweichen, da die horizontale Bettung in der Simulation nicht angesetzt wurde, die Form jedoch einen signifikanten Anteil an lateraler Verschiebung zeigt.

Der tatsächliche Wert sollte näher an den Ergebnissen der FE-Berechnung liegen, da gerade

Modell	Lagerung	f _{0,1} [Hz] / Typ	f _{0,2} [Hz] / Typ	f _{0,3} [Hz] / Typ
Stabwerk	UG	0,417 / 1B	1,505 / 2B	1,572 / 1T
	OG	0,422 / 1B	3,279 / 2B	3,406 / 2Bq
FE-Model	UG	0,426 / 1B	1,468 / 2B	1,544 / 1T
	OG	0,435 / 1B	3,239 / 2B	3,434 / 2Bq

Tabelle 5-2: Übersicht über die Eigenfrequenzen (1B: 1. Biegeeigenform, 2B: 2. Biegeeigenform, 2Bq 2. Biegeeigenform in Querrichtung, 1T: 1. Torsionseigenform)

5.6.2 Numerische Modalanalyse, Modell BAM

Dieser Abschnitt beinhaltet eine Übersicht der Eigenfrequenzen und Eigenformen der Windenergieanlage Multibrid M5000_2 in Bremerhaven. Diese Kennwerte wurden mit einem Finiten Elemente Modell, welches für die ANSYS-Software ([19]) entwickelt wurde, berechnet. Das Modell basiert auf einem Schalenmodell des Tripods und des Turmes sowie auf einem Stabwerksmodell des Rotors. Detaillierte Angaben dazu befinden sich in Abschnitt 5.4.4. Für

einen Vergleich zwischen der numerischen Modalanalyse und der experimentellen Modalanalyse wurden die Verschiebungen an den Positionen der Beschleunigungssensoren ausgelesen.

In der Simulation wird die Anzahl der Eigenfrequenzen wesentlich von den Eigenfrequenzen des Rotors dominiert. Neben den Eigenformen in Schlag- und in Schwenkrichtung eines einzelnen Rotorblattes spielen Interaktionsmodi der Rotorblätter in Schlag- und in Schwenkrichtung sowie Interaktionsmodi der einzelnen Rotorblätter untereinander eine große Rolle. Für das Bauwerk wurden 12 Eigenformen, davon 4 die gesamte Struktur betreffend und 8 Schaleneigenformen, identifiziert. Die Schaleneigenformen sind Eigenformen des Turmes, wobei die Verschiebungen der Eigenform wellenartig in Radialrichtung entstehen. Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4 beinhalten eine Übersicht über die ersten 40 Eigenfrequenzen und eine qualitative Beschreibung der Eigenformen.

Die ersten vier Struktureigenformen werden im Folgenden genauer beschreiben. Die erste Eigenform besteht im Wesentlichen aus einer Turmkopfauslenkung und einer starren Rotation des Rotors. Die Auslenkung erfolgt in Richtung der Y-Achse (Abbildung 5-24). Zur Verdeutlichung wurde in Abbildung 5-24 sowohl die Auslenkung des Gesamtmodells dargestellt (oben), als auch separat die Auslenkung der Gründungsstruktur (unten).

Nr.	Eigenfrequenz [Hz]	Beschreibung der Eigenformen	
		Struktur	Rotor
1	0.412955	Biegung	Starr
2	0.417707	Biegung	Starr
3	0.995553	Gering	Schlagrichtung
4	1.02537	Gering	Schwenkrichtung, Beteiligung: 2 Rotorblätter
5	1.04677	Gering	Schlagrichtung, Beteiligung: 1 Rotorblatt
6	1.15923	Turmbiegung und Auslenkung Tripod	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
7	1.17253	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
8	1.20207	Gering	Schwenkrichtung
9	1.44791	Gering (Torsion)	Schwenkrichtung
10	1.58253	Gering	Schwenkrichtung
11	1.71304	Gering	Schwenkrichtung
12	2.48925	Gering	Schlagrichtung
13	2.79424	Gering	Schlagrichtung
14	2.82307	Gering	Schlagrichtung
15	3.31487	Turmbiegung	Schwenkrichtung
16	3.55421	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
17	4.09306	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
18	5.03588	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
19	5.20581	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
20	5.4374	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung

Tabelle 5-3: Eigenfrequenzen 1 bis 20 des Schalen- und Balken-Gesamtmodells mit Beschreibung der Eigenformen

Die zweite Eigenform, deren Eigenfrequenz nur geringfügig höher als die der ersten Eigenfrequenz ist, ähnelt der ersten Eigenform (Abbildung 5-25). Lediglich die Auslenkungsrichtung hat sich geändert. Der geringfügige Unterschied zwischen den Eigenfrequenzen ist auf Steifigkeitsunterschiede zurückzuführen, welche aus dem Anschluss der oberen Strebe resultieren.

Bei beiden Eigenformen wird der Rotor starr ausgelenkt, wie aus Abbildung 5-24 (oben) und Abbildung 5-25 (oben) erkennbar ist.

Die 6. Eigenform (Abbildung 5-26) ist gekennzeichnet durch die Auslenkung des Tripods. Der Turmkopf bleibt hier in Ruhe. Diese Eigenform wird durch die hohen Massen der Gründung des Prototyps verursacht. Im Gegensatz zur Gründung offshore mit Pfählen wurde hier eine Flachgründung mit einer Pfahlgruppe realisiert.

Da eine Auslenkung des Tripods erfolgt, ist diese Eigenfrequenz dieser Mode stark abhängig von der Steifigkeit des Bodens. Diese Steifigkeit wurde hier durch lineare Federn modelliert.

Die 15. Eigenform ist dadurch gekennzeichnet, dass die Gondel und der Tripod in Ruhe bleiben, während der Turm ausgelenkt ist. Bei dieser Eigenform sind die Rotationsmassen des Rotors eine wesentliche Randbedingung für die Ausbildung der Eigenform. Wird die Rotationsmasse vernachlässigt, wie es teilweise in der Bemessungspraxis geschieht, so verschiebt sich die Eigenfrequenz.

Nr.	Eigenfrequenz [Hz]	Beschreibung der Eigenformen	
		Struktur	Rotor
21	5.60192	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
22	5.77178	Gering	Schlagrichtung
23	5.87165	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
24	5.93717	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
25	6.04036	Schaleneigenform, Turm	Gering
26	6.04056	Schaleneigenform, Turm	Gering
27	6.61684	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
28	7.40626	Schaleneigenform, Turm	Gering
29	7.4069	Schaleneigenform, Turm	Gering
30	7.48558	Gering	Schwenkrichtung
31	8.27565	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
32	8.29051	Gering	Interaktion Schlag-und Schwenkrichtung
33	8.67387	Schaleneigenform, Turm	Gering
34	8.67726	Schaleneigenform, Turm	Gering
35	9.58513	Gering	Schlagrichtung
36	9.74621	Schaleneigenform, Turm	Gering
37	9.74877	Schaleneigenform, Turm	Gering
38	9.80642	Gering	Schlagrichtung
39	9.89689	Gering	Schlagrichtung
40	9.92158	Gering	Schlagrichtung

Tabelle 5-4: Eigenfrequenzen 21 bis 40 des Schalen- und Balken-Gesamtmodells mit Beschreibung der Eigenformen

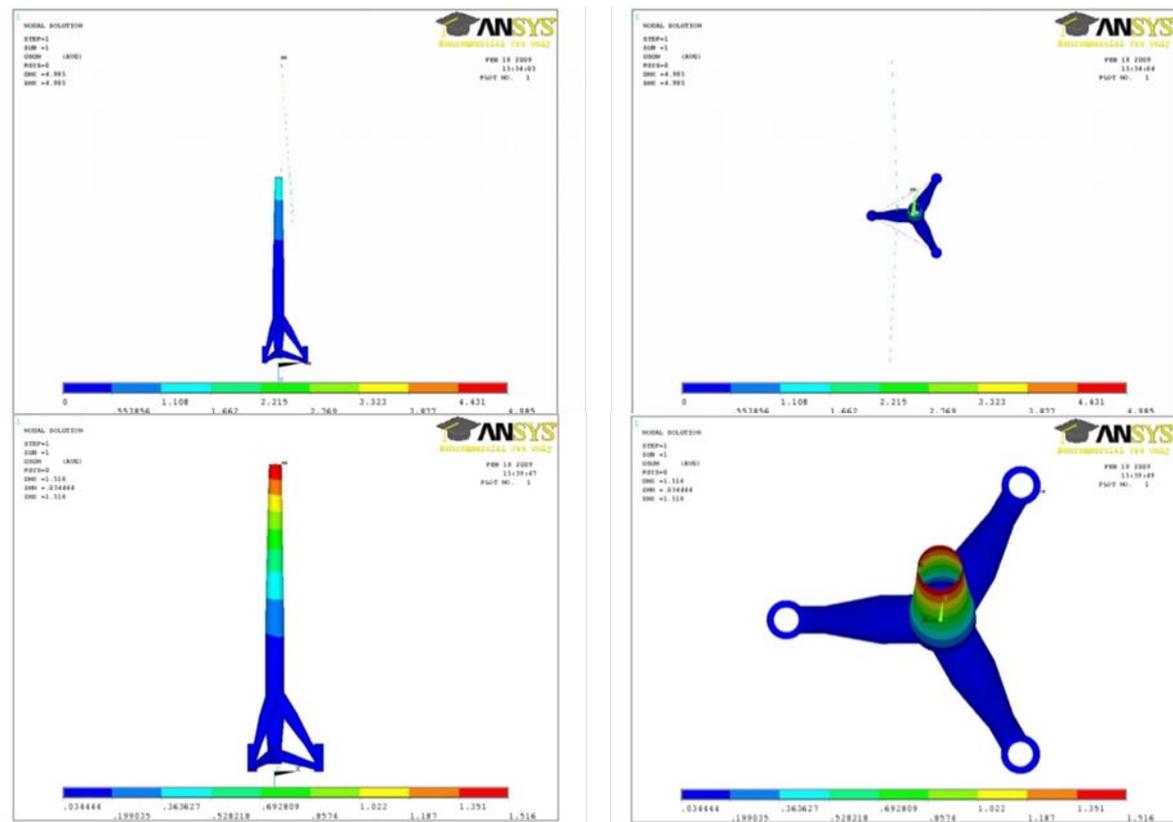


Abbildung 5-24: Darstellung der 1. Eigenform am Gesamtmodell einschließlich des Rotors (oben) und an der Gründungsstruktur (unten)

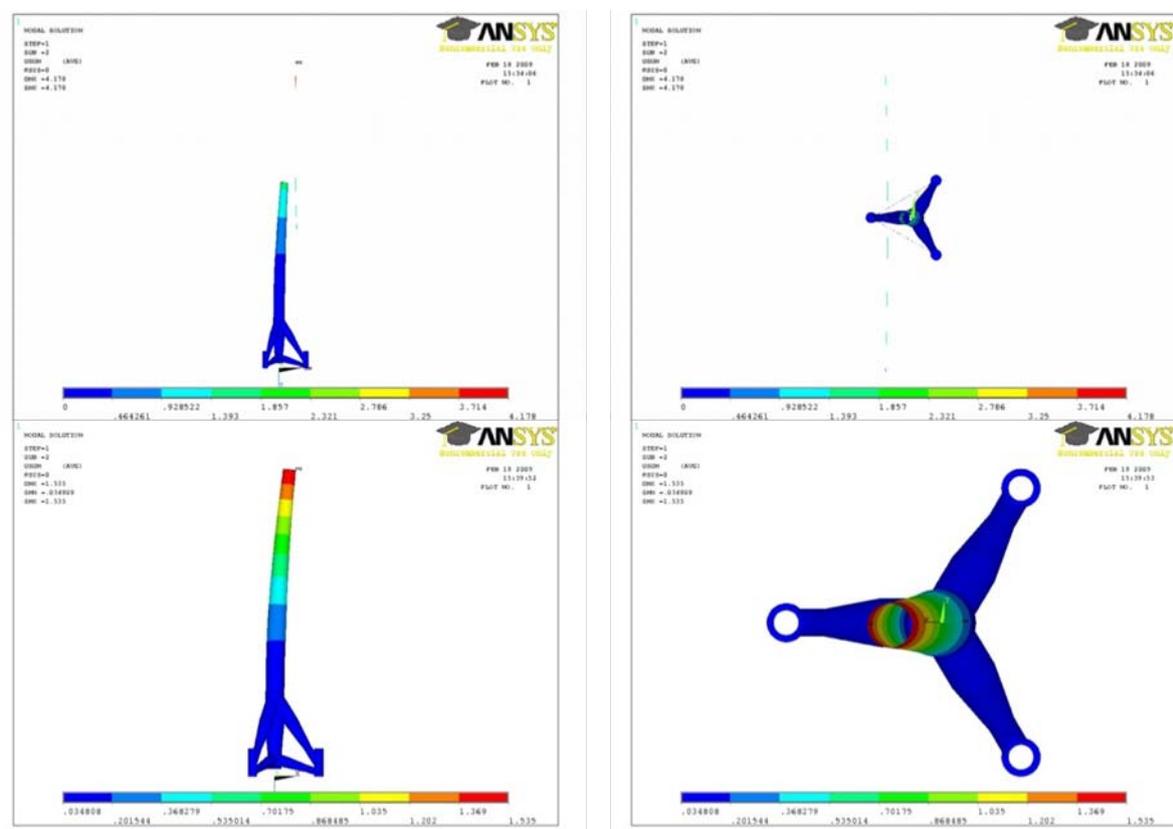


Abbildung 5-25: Darstellung der 2. Eigenform am Gesamtmodell einschließlich des Rotors (oben) und an der Gründungsstruktur (unten)

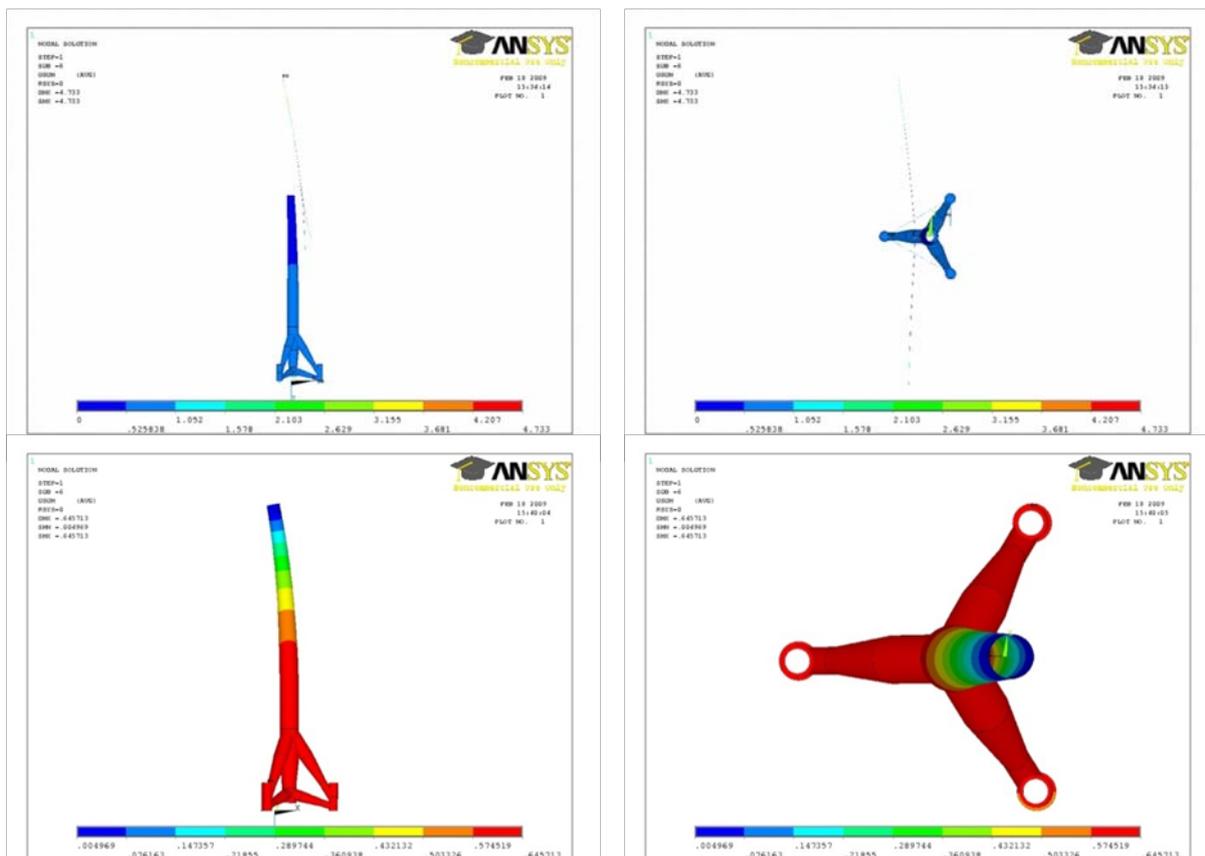


Abbildung 5-26: Darstellung der 6. Eigenform am Gesamtmodell einschließlich des Rotors (oben) und an der Gründungsstruktur (unten)

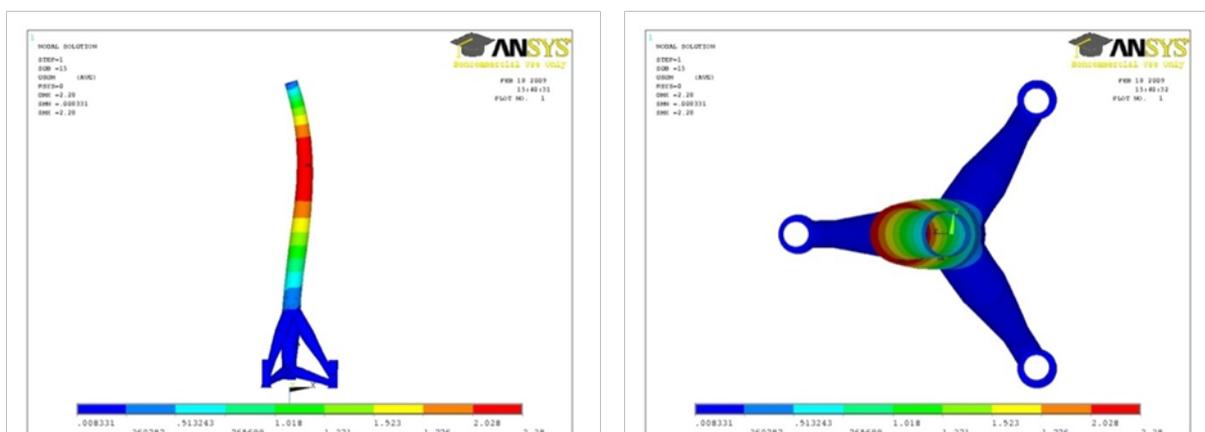


Abbildung 5-27: Darstellung der 15. Eigenform der Gründungsstruktur

5.6.3 Experimentell ermittelte Eigenfrequenzen und -formen und Vergleich mit den Ergebnissen der Simulation

5.6.3.1 Verwendung experimenteller Eigenfrequenzen und -formen

Die Güte eines Simulationsmodells durch den Vergleich rechnerisch und experimentell ermittelter Eigenfrequenzen zu bewerten, ist sinnvoll und wichtig. An die Realität angepasste dynamische Rechenmodelle werden benötigt für das Design des Bauwerks zur Vermeidung von Resonanzfrequenzen im Betrieb der Anlage. Im Rahmen dieses Vorhabens werden des Weiteren dynamische Rechenmodelle verwendet für die inverse Bestimmung der äußeren Lasten ausgehend von gemessenen dynamischen Reaktionen des Bauwerks (Abschnitt

5.2.2) und für die Anwendung der Verfahren zur Schadensdetektion auf der Basis gemessener Schwingungsantworten. Dabei reduziert sich der Vergleich rechnerischer und experimenteller Eigenfrequenzen und –formen auf jene Modaldaten, die das globale dynamische Verhalten des Bauwerks und der Rotorblätter repräsentieren. Lokale Eigenfrequenzen wie in Abschnitt 1.5.3 dargestellt sind aufgrund der Anzahl der Messstellen an der Struktur (Abschnitt 7.4) experimentell nicht identifizierbar.

Für die unten angegebenen Ergebnisse ist zu bemerken, dass die messtechnisch ermittelten Frequenzen nicht mit Hilfe einer experimentellen Modalanalyse (mit ausreichend vielen Messpunkten) bestimmt wurden, sondern aus den Ergebnissen der Dauerüberwachung mit einer eingeschränkten Anzahl von Messpunkten (TA7, Abbildung 7-19) im Betrieb der Anlage ermittelt wurden. Da die M5000_2 in Bezug auf die raumfesten Koordinaten der angebrachten Beschleunigungssensoren ein System darstellt, in dem sich infolge der sich durch die Drehung der Gondel und der Rotorblätter die Massenträgheiten verändern, ist von einer Streuung der gemessenen Eigenfrequenzen auszugehen.

Bei der Bestimmung der experimentellen Modaldaten (Eigenfrequenzen und –formen) kamen verschiedene Methoden zur Anwendung, die sich sowohl in ihrer Komplexität als auch in ihrer Ergebnisgenauigkeit von Fall zu Fall unterscheiden. Darüber hinaus wurden zum einen Messergebnisse ausgewertet, die für bestimmte Anlagenzustände (Betrieb/Stillstand) oder unter dem Einfluss determinierbarer äußerer Parameter (Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität, Gondelposition, etc.) erhoben wurden. Zum anderen wurden langzeitliche Daten verwendet, die bei der Dauerüberwachung der Anlage unter gleichzeitiger Registrierung der Betriebsparameter aufgezeichnet wurden.

Für die Extraktion der Eigenfrequenzen und –moden aus gezielt ausgesuchten Messdatensätzen gemessener Zeitdaten wurde der Ansatz basierend auf ARV-Modellen verwendet (siehe Abschnitt 4.3.5). Hierbei wurden die Gl. (3) und (6) bis (8) in TA4 mehrmals für verschiedene Modellordnungen p berechnet. Um die stabilen Pole des Systems von den instabilen zu trennen, werden nur jene als stabil betrachtet, die sich von einer Ordnung zu der nächst höheren Ordnung in einem vorgegebenen Toleranzbereich ändern. Hierfür wurden drei Kriterien für stabile Frequenzen, stabile Dämpfungsverhältnisse und stabile Eigenformen definiert.

$$1. \text{ Kriterium (Stabile Frequenzen): } f_{tol} = \left| \frac{f_{l-1} - f_l}{f_{l-1}} \right| 100\%$$

$$2. \text{ Kriterium (Stabile Dämpfungsverhältnisse): } dtol = \left| \frac{d_{l-1} - d_l}{d_{l-1}} \right| 100\%$$

$$3. \text{ Kriterium (Stabile Eigenformen): } MACtol = \frac{(\Phi_l^T \Phi_{l-1})^2}{\|\Phi_l^T\|^2 \|\Phi_{l-1}\|^2}$$

(wenn $MACtol = 1$: perfekte Übereinstimmung der Eigenformen)

Diese Methode wurde automatisiert und für die Langzeitüberwachung der Strukturschwingungen von OWEAs adaptiert und angewendet.

Im Rahmen der Dauerüberwachung findet eine Auswertung der Messergebnisse vor Ort statt (TA7, Abschnitt 7.5). Betreffend der dynamischen Parameter werden Autospektren zur Ermittlung der aktuellen Eigenfrequenzen ausgewertet. Die zugehörigen Schwingungsformen sind im eigentlichen Sinne Betriebsschwingungsformen.

5.6.3.2 Experimentelle Verifikation hinsichtlich Modellgüte

Die Auswertungen der langzeitliche Messungen ergeben für die erste Biegeigenfrequenz $f_{0,1}$ Abweichungen bis zu $\pm 3\%$. Für die zweite Biege-Eigenfrequenz $f_{0,2}$ wurden, je nach ver-

wendetem Rechenmodell, unterschiedliche Ergebnisse ermittelt (Tabelle 5-5). Die wesentlichen Unterschiede bestehen dort in der Modellierung der Massenträgheiten der Gondel und der Rotorblätter.

In Abbildung 5-28 ist zu erkennen, dass die im Zeitraum eines Jahres festgestellte Häufigkeit des Auftretens von Peakfrequenzen in den gemittelten Autospektren im Frequenzbereich $3,0 \leq f_{0,2} \leq 3,4$ nahezu konstant ist. Eine Erregerfrequenz infolge Blattdurchgang (Rotordrehzahl 3-i-P) existiert in diesem Frequenzbereich nicht. Ein signifikanter Bezug zu den parallel aufgezzeichneten Betriebsparametern lässt sich auch nicht herstellen. Tabelle 5-5 zeigt den durchgeführten Vergleich der Eigenfrequenzen der M5000_2 und gibt damit eine gewisse Auskunft über die Güte der im IMO-WIND-Projekt verwendeten dynamischen Rechenmodellen.

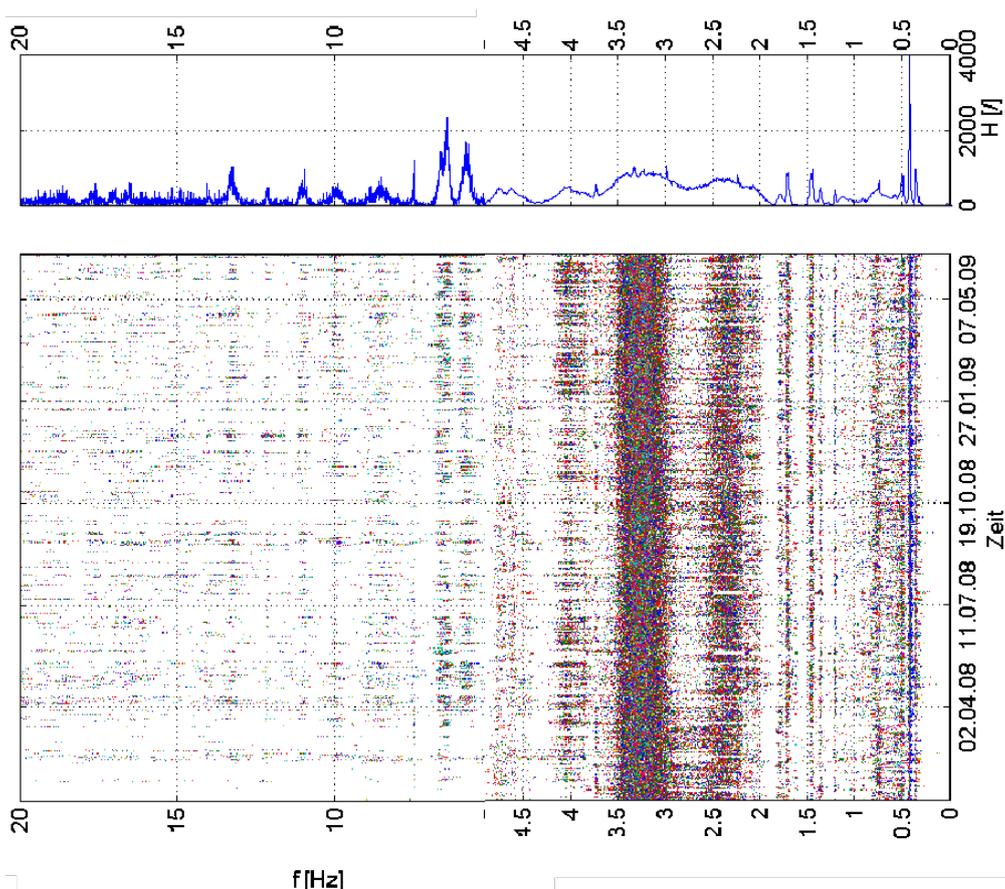


Abbildung 5-28: Zeitlicher Verlauf und Häufigkeit gemessener dominanter Frequenzen

experimentell	rechnerisch	Abweichung [%]	Mode
0,421 ¹⁾	0,413 ²⁾	3,3	1. Biegung längs
	0,417 ²⁾	2,1	1. Biegung quer
3,0 – 3,4	3,31 ²⁾	-	2. Biegung
	3,24 / 3,43 ³⁾	-	2. Biegung längs/quer

Tabelle 5-5: Rechnerisch und experimentell ermittelte Bauwerks-Eigenfrequenzen in [Hz]

1) Frequenzauflösung $\Delta f = 6 \cdot E-3$ Hz, 2) Rechenmodell BAM, 3) Rechenmodell OWT

5.6.4 Automatische Modalanalyse

Eine automatische Modalanalyse basierend auf ARV-Modellen (Abschnitte 4.3.5 und 5.6.3) wurde programmiert um die Veränderungen der dynamischen Struktureigenschaften in Abhängigkeit von Umgebungs- und Betriebszuständen (eng. Environmental and Operational Conditions, EOC) zu beobachten. Die gewonnen Erkenntnisse können für ein besseres Verständnis der Dynamik der OWEAs, für die Berücksichtigung der EOCs bei der Modellbildung und für Schadenserkenkung verwendet werden.

Bei der automatischen Modalanalyse wurde die Änderung der eindeutig identifizierten Eigenmoden der Struktur über die Zeit überwacht. Die grün markierten Eigenmoden aus Tabelle 7-4 in TA7 wurden in entsprechenden Frequenzbändern gesucht (siehe rote Grenzlinien für die Turmeigenschwingungen in Abbildung 5-29. Die blauen Grenzlinien beziehen sich auf die Überwachung von z.B. Rotorblatteigenschwingungen).

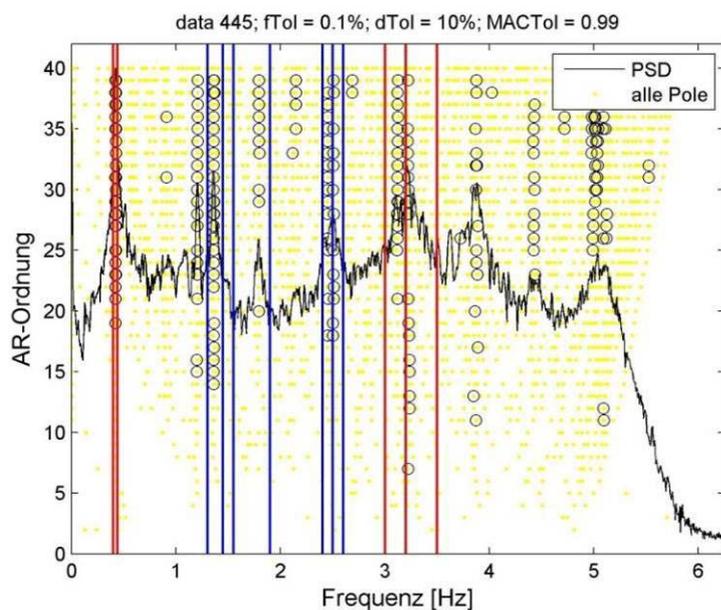


Abbildung 5-29: Frequenzbänder für die automatische Modalanalyse

Die Ergebnisse der Modalanalyse aus den bis zum 20.05.2009 zur Verfügung stehenden 3372 Messdaten (siehe auch Abbildung 4-2 in Teilabschnitt 4.3.2), zeigen wie erwartet Änderungen der Eigenfrequenzen von bis zu 7,5% für die 1. und 2. Biegemoden, 6,3% für die 3. Biegemode und 8,5% für die 4. Biegemode des Turms. Bei der Auswahl der Eigenfrequenzen in den entsprechenden Frequenzbändern wurde darauf geachtet, dass der MAC-Wert zwischen den Referenzmoden und den Moden der weiteren 3371 Daten nicht kleiner als 98% wird. In Abbildung 5-30 werden die Änderungen der 1., 2. und 4. Biegemoden über der Zeit dargestellt.

Die Veränderung der dynamischen Eigenschaften ist von mehreren Einflüssen gleichzeitig abhängig. Diese Effekte können hier nicht komplett entkoppelt werden. Um einige Effekte auf die Modenänderung zu veranschaulichen, wurde die 1. Eigenfrequenz über unterschiedlichen EOCs aufgetragen, siehe Abbildung 5-31. Hier kann eine Veränderung der Moden ab einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s oder ab einer Rotordrehzahl von 10 1/min beobachtet werden. Auch Änderungen mit der Temperatur, besonders unter 0°C wurden erwartet, allerdings können diese nicht sehr gut beobachtet werden, da uns für diese Temperatur wenige Daten zur Verfügung standen.

Da der Turm nicht perfekt symmetrisch über seine Höhenachse aufgebaut ist, wird sich die Massenverteilung durch die Gondelposition und somit auch die Turmeigenfrequenzen ändern. Der Einfluss der Gondelposition auf die Änderung der dynamischen Eigenschaften ist

deutlicher in Abbildung 7-40 (rechts unten) dargestellt. Die Ergebnisse in Abbildung 5-30 und Abbildung 5-31 zeigen deutlich, dass die Auswirkung eines kleinen Strukturschadens auf die Änderungen der dynamischen Eigenschaften sehr schnell durch Einflüsse der EOCs maskiert wird.

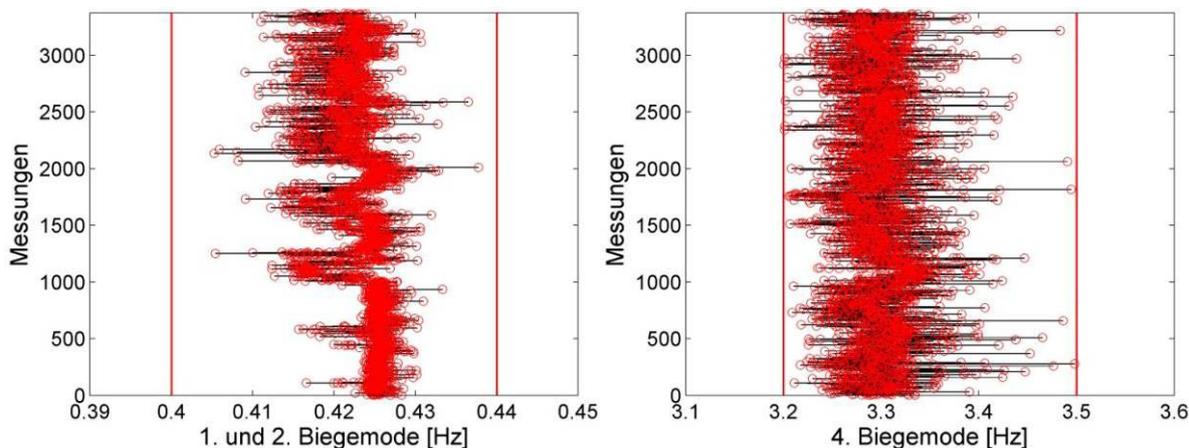


Abbildung 5-30: Ergebnisse der automatischen Modalanalyse

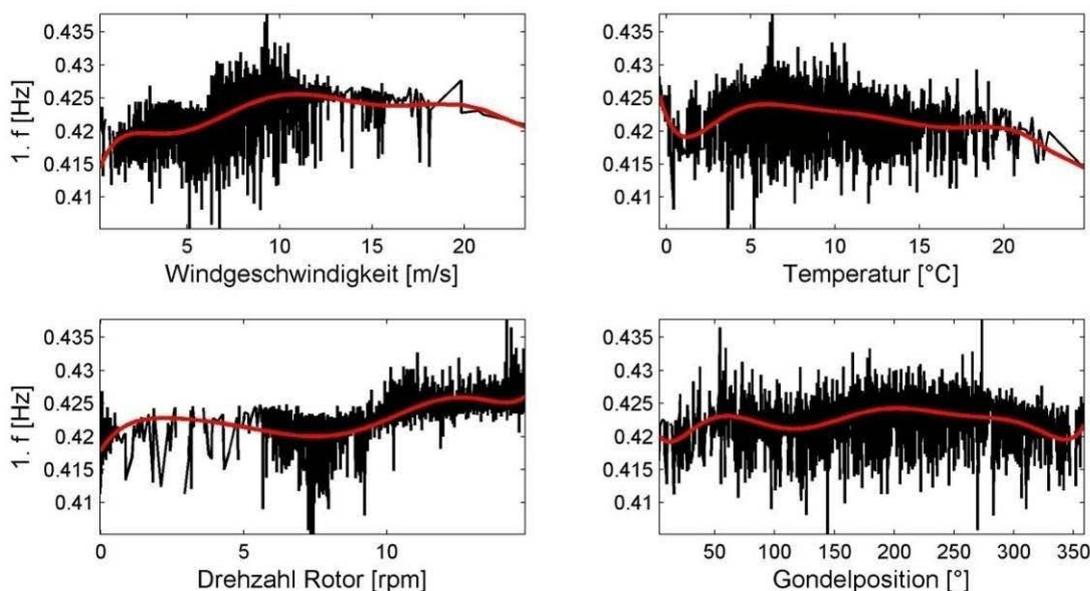


Abbildung 5-31: Änderung der 1. Eigenfrequenz mit den EOCs

5.6.5 Experimentell ermittelte Rotorblatteigenfrequenzen

Aus den Ergebnissen der Messauswertungen der Universität Siegen, konnten die Eigenfrequenzen des Rotorblattes genauer identifiziert und zugeordnet werden – andere deutliche Frequenzen stellten sich als Koppelschwingungen oder Eigenfrequenzen z.B. des Turmes heraus.

Im Folgenden sind exemplarisch die Spektren der Rotorblätter der M5000_2, für den Frequenzbereich zwischen 0,5 und 10 Hz, edge- und flap-wise dargestellt. Diese Darstellung basiert auf Messdaten, die mit dem System Bladecontrol gewonnen wurden. In den Abbildungen 5.32 und 5.34 (je Schwingungsrichtung) werden die Spektren der 3 Rotorblätter übereinander gelegt dargestellt. In den Abbildungen 5.33 und 5.35 je Schwingungsrichtung werden exemplarisch für das Rotorblatt 1 die korrespondierenden Frequenzspitzen der Referenz (schwarz gestrichelt) und der Messung (grün gestrichelt) grafisch dargestellt. Bei dem flap wise-Spektrum wurden für diese Messung keine Frequenzspitzen ermittelt, da das Sig-

nal zu stark gestört ist. Für die Zustandsaussage wird darum der mittlere Vergleichswert der letzten n Messungen herangezogen.

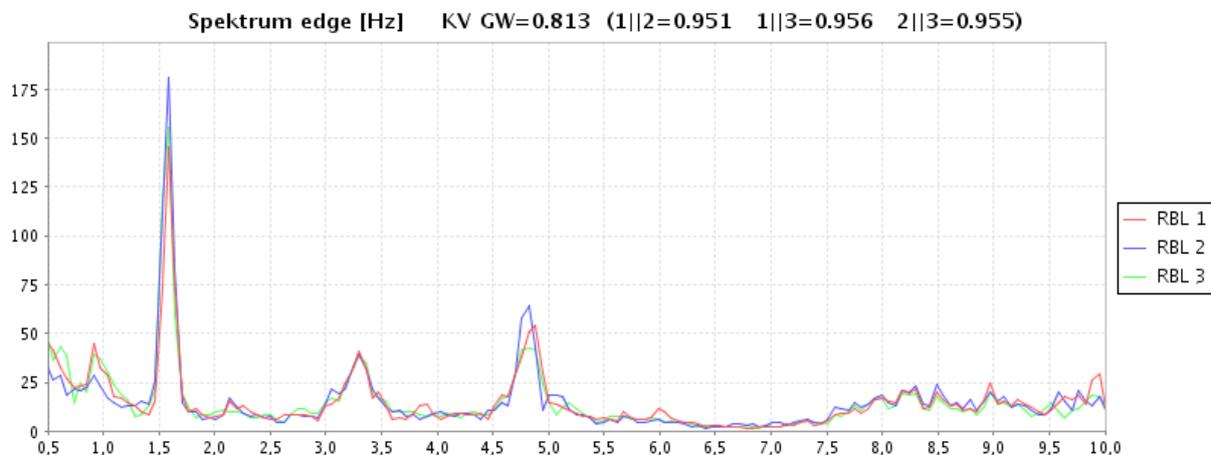


Abbildung 5-32: Spektrum aller 3 Rotorblätter der M5000_2 (edge wise)

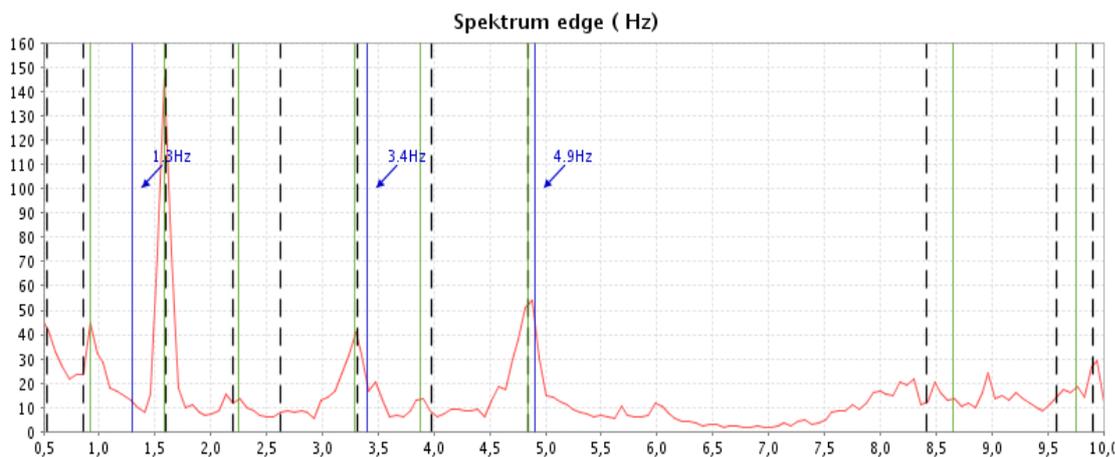


Abbildung 5-33: Spektrum von Rotorblatt 1 der M5000_2 (edge wise) mit Kennzeichnung der Referenzfrequenzen

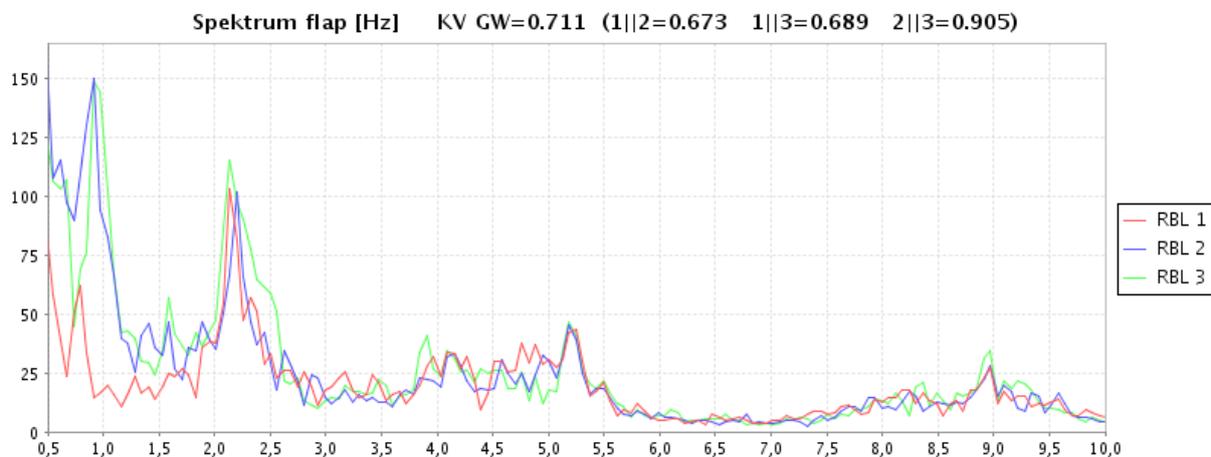


Abbildung 5-34: Spektrum aller 3 Rotorblätter der M5000_2 (flap wise)

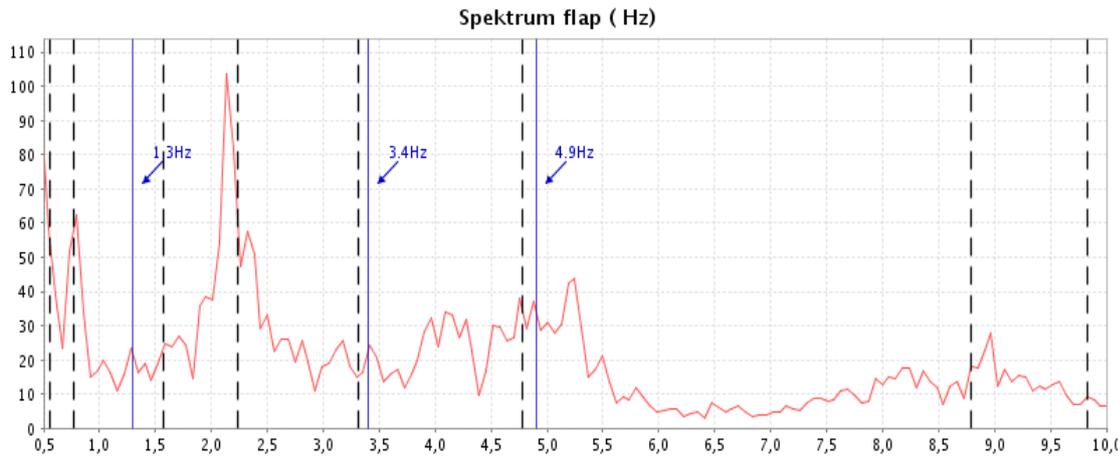


Abbildung 5-35: Spektrum von Rotorblatt 1 der M5000_2 (flap wise) mit Kennzeichnung der Referenzfrequenzen

Die Umgebungsbedingungen für diese Auswertung sind:

- Drehzahl: 0,13Hz (+/-0,26%)
- Temperatur: 13,14°C
- Leistung: 700,4kW
- Wind: 5,89m/s

Pitch: -2,21°

Das BLADEcontrol® System überwacht die Amplituden der ersten Eigenfrequenzen der Rotorblätter edge- und flap wise nicht zur kurzfristigen Alarmierung von dynamischen Überlasten und Resonanzfällen, sondern klassifiziert diese je nach Intensität über einen längeren Zeitraum. Bei exakt eingestelltem Pitchwinkel sollte die Verteilung über alle 3 Rotorblätter gleich sein.

In den Abbildungen 5-36 und 5-37 wurde der Zeitraum vom 14.11.2006 bis zum 20.05.2007 dahingehend untersucht.

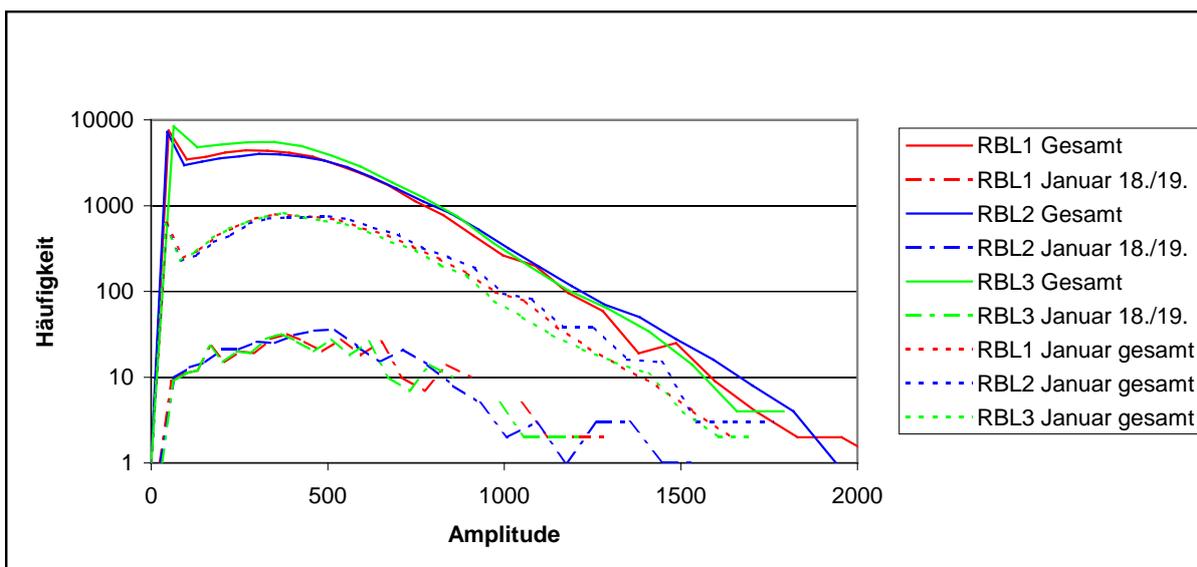


Abbildung 5-36: Häufigkeit gemessener Schwingungsamplituden – edge wise

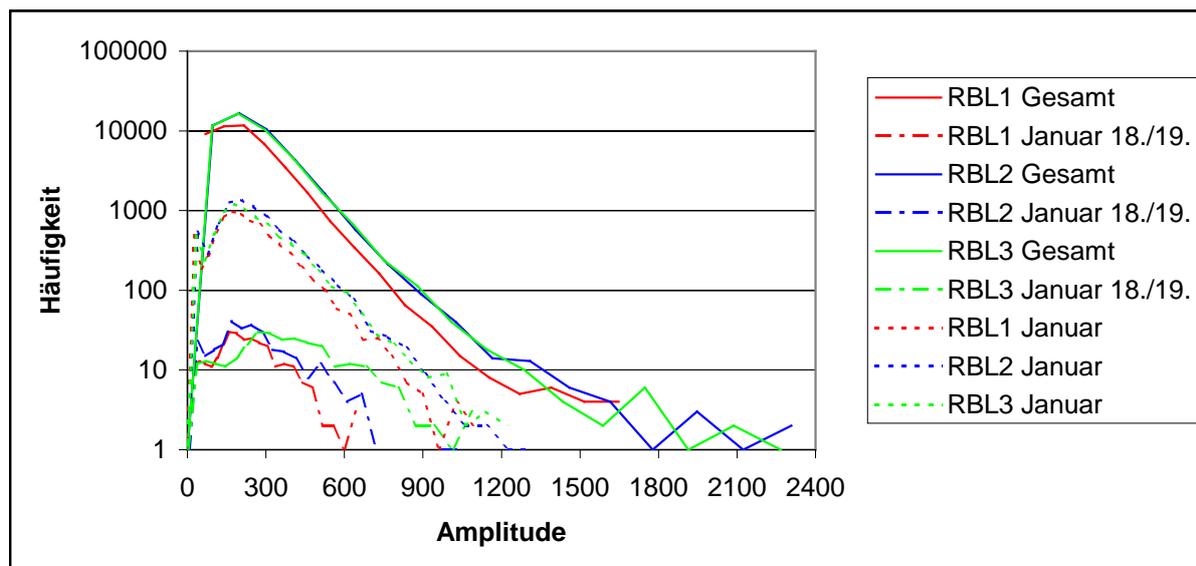


Abbildung 5-37: Häufigkeit gemessener Schwingungsamplituden – flap wise

Die Häufigkeitsverteilungen sind unabhängig von Schwingungsrichtung und Messobjekt für einen Zeitraum ähnlich. Vergleicht man die zwei Zeiträume, wobei der eingeschränkte Zeitraum vollständig im Zweiten enthalten ist, stellt man deutlich fest, dass im eingeschränkten Zeitraum eine leichte Tendenz zu höheren Amplituden vorhanden ist. Dies liegt sicherlich daran, dass im Beobachtungszeitraum der schwerste Sturm der letzten Jahre über die Windenergieanlage hinweg zog. Die Abweichungen sind überraschenderweise eher gering. Die höchsten im Gesamtzeitraum gemessenen Amplituden werden nicht erreicht. Es treten keine extremen Ausreißer auf.

5.7 Randbedingungen und Grenzen für die Schadensüberwachung

Wie schon in [25] und [26] erwähnt, sind die Randbedingungen und die Grenzen für eine Überwachung u.a. von der Anzahl der Sensoren, den Sensorpositionen und der Abstrategie des Messsystems abhängig. Hier wird, unter Berücksichtigung der für die Schadensidentifikation verwendeten Verfahren, beschrieben, welche Anforderungen an die Menge und die Qualität der Messdaten gestellt werden, um sicher zu stellen, dass die Verfahren in der Lage sind, mit ausreichender Sicherheit Schäden zu detektieren.

Die Aussagesicherheit der Ergebnisse der Schadensidentifikation hängt ab von der Qualität und Menge der zur Verfügung stehenden Messdaten. Aufgrund der am Tripod eingeschränkten Anzahl von Beschleunigungsmesspunkten ist die Detektierbarkeit von Schäden auf der Tripodstruktur, speziell auf den zwei nicht überwachten Tripodbeinen, eingeschränkt.

Weitere Grenzen für die Überwachung, die aus der momentanen Gestaltung der Überwachungsmethoden resultieren, sind:

- Die Qualität der Überwachung hängt eng mit der Lernphase der Algorithmen zusammen. Trotz der Lernfähigkeit des Algorithmus können sich bei einer nicht ausreichenden Lernphase nicht messbare Zustände/Umgebungseinflüsse (z.B. Wellen) auf die Schädigungsindikatoren negativ auswirken und gelegentlich falsche Alarme initialisieren.
- Im Falle eines Sensorausfalls wird das Überwachungssystem nicht mehr zuverlässig arbeiten können, bis der defekte Sensor ersetzt wird. Sollte dieser nicht ersetzt werden können, so muss eine neue Lernphase unter Ausschluss dieses Sensors gestartet werden.

Die Sensitivität der Schadensindikatoren oder Modaldaten im Hinblick auf die Diagnosegenauigkeit (Detektion kleiner Strukturschäden und Initialisierung falscher Alarme) ist in Abschnitt 4.3, 4.4 und 7.5.2 anhand von Beispielen erläutert.

5.7.1 Methoden zur Datenvorauswahl

Um Bedingungen für den Einsatz der Methoden zur Modalanalyse und Schadenserkennung (siehe 4.2) zu gewährleisten, dürfen für die Auswertung des Zustandes einer Struktur nur geeignete Daten herangezogen werden.

Da alle Methoden zur Schadenidentifikation schwingungsbasiert sind, sollen nur Zeitdaten von einer gut angeregten Struktur ausgewertet werden. Gemessene Zeitdaten mit einem schlechten Signal/Rauschen-Verhältnis können besonders bei einer automatischen Auswertung der Zeitdaten zu falschen Interpretationen des Strukturzustandes führen. Weiterhin beanspruchen die Methoden zur Schadenidentifikation (Output-Only-Methoden), dass die Anregung normal verteilt (weißes Rauschen) ist. Zeitdaten mit Ausreißern infolge transienter Vorgänge in der Anregung verletzen diese Annahme und können die Ergebnisse der Auswertung verfälschen.

Das Vermeiden der Auswertung von Daten mit Ausreißern wurde mit Hilfe der multivariaten Ausreißeranalyse (engl. outlier analysis) erreicht. Hierfür wurde der Mahalanobis-Abstand verwendet [27]. Der Mahalanobis-Abstand ist ein Distanzmaß zwischen Punkten in einem mehrdimensionalen Vektorraum und wird durch die folgende Formel beschrieben:

$$\mathbf{M}_D = (\mathbf{y} - \bar{\mathbf{y}})^T \boldsymbol{\Sigma}^{-1} (\mathbf{y} - \bar{\mathbf{y}}) \quad (5.7-1)$$

Dabei ist \mathbf{y} eine multivariate Zeitreihe (Datensatz mit mehrere gleichzeitig gemessene Zeitdaten), $\bar{\mathbf{y}}$ ein Vektor mit den Mittelwerten von \mathbf{y} und $\boldsymbol{\Sigma}$ die Kovarianzmatrix von \mathbf{y} .

Der Schwellenwert für die Mahalanobis-Abstände kann mit Hilfe eines F -Tests für multivariate Zeitreihen mit den Freiheitsgraden p und $n-p-1$ bestimmt werden. Nach [28] und [29] ergibt sich für den oberen Schwellenwert T_M :

$$T_M = \frac{p(n-1)^2 F_{1-\alpha/n, p, n-p-1}}{n(n-p-1) + np F_{1-\alpha/n, p, n-p-1}}, \quad (5.7-2)$$

$F_{1-\alpha/n, p, n-p-1}$ ist die Inverse einer kumulativen F -Verteilung mit den gegebenen Freiheitsgraden und dem Konfidenzintervall α .

5.8 Bestimmung geeigneter Messstellenpositionen und Messgrößen für das Bauwerk

Die Überwachung der Gründungsstruktur von Windenergieanlagen sollte sich auf hochbelastete Komponenten konzentrieren, um die Sicherheit der Gründungsstruktur sicherzustellen. Deshalb ist die Kenntnis dieser Bauteile und die Bestimmung der Messstellenpositionen von großer Bedeutung. In diesem Arbeitspaket werden Verfahren zur Bestimmung der Messstellenpositionen erläutert.

Zur Bestimmung der Messstellenpositionen wurden Untersuchungen durchgeführt, die sich im Wesentlichen in zwei Schritte gliedern lassen. Der erste Schritt ist die Verfahrensentwicklung am Prototyp der Multibrid M5000 in Bremerhaven. Dazu wurden auf der Grundlage der vorliegenden Daten und Erfahrungen die Messstellenpositionen bestimmt. Der zweite Schritt ist die Verwertung der Forschungsergebnisse und Ergebnisse der Verfahrensentwicklung. Hiermit werden auf wissenschaftlicher Basis die Messstellenpositionen bestimmt. Die Ergebnisse können dann zur weiteren Konzeption von kommerziellen Systemen oder wissenschaftlichen Überwachungssystemen verwendet werden.

Zur Bestimmung der Messstellenpositionen an der Gründungsstruktur auf wissenschaftlicher Basis wurde die Zuverlässigkeitstheorie verwendet. Damit werden Zuverlässigkeiten der einzelnen Komponenten berechnet. Entsprechend wird dann das Monitoringsystem für die Komponenten eingesetzt, welche eine vergleichsweise niedrige Zuverlässigkeit besitzen.

Die detaillierte Vorgehensweise und Berechnung der Zuverlässigkeiten ist in den folgenden Abschnitten dokumentiert. Es erfolgt eine Beschreibung der entwickelten stochastischen

Modelle, welche für die Struktur- und Lastmodelle verwendet werden, wie auch eine Dokumentation der Vorgehensweise und angewendeten Methoden sowie deren Ergebnisse.

5.8.1 Probabilistisches Modell für den Grenzzustand der Tragfähigkeit

Die Unsicherheiten bei der Berechnung der Tragwerkszuverlässigkeit betreffen die Geometrie, die Querschnitte, das Material und die Lasten der Windenergieanlage. Diese werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert und.

Bei der Zertifizierung von Windenergieanlagen nach [17] ist insgesamt ein Winkel von $\varphi = 0,008$ zu berücksichtigen. Dabei werden Herstellungs- und Montageungenauigkeiten, einseitige Sonneneinstrahlung sowie Schiefstellungen infolge ungleichmäßiger Setzung des Baugrunds berücksichtigt. Nach [30], Teil 3.11: Exzentrizitäten, sollte die Schiefstellung normalverteilt modelliert werden. Die Parameter wurden in Anlehnung an [17], mit einem Mittelwert von $\mu = 0$ und einer Standardabweichung von 0,0048 rad, bestimmt. Dabei wurde die Standardabweichung, unter der Annahme berechnet, dass die Schiefstellung nach [17] der 95%-Fraktile entspricht.

Die Materialdicke hat auf die Tragfähigkeit, die Masse der Gründungsstruktur und die DMS-Messwerte Einfluss. Bei der Applikation der DMS wurden die Materialdicken am Tripod und am Turm mit einem Ultraschallmessgerät (Panametrics 360L Plus) gemessen. Dabei wurden 100 Messwerte an 9 unterschiedlichen Querschnitten mit 6 unterschiedlichen Materialdicken gemessen. Die gemessenen Materialdicken wurden normiert, indem sie durch die entsprechende Soll-Materialdicke dividiert wurden. Anschließend erfolgte eine statistische Auswertung. In Anlehnung an das Modell des Probabilistic Model Code (PMC, [30]) wurde ein Mittelwert von 1,2 mm und eine Standardabweichung von 0,7 mm ermittelt.

Lokale Imperfektionen spielen für die Traglast von Schalen eine entscheidende Rolle. Durch diese Imperfektionen weicht die Schale in eine benachbarte Gleichgewichtslage mit geringerer Tragfähigkeit unterhalb der idealen Beullast aus.

Für die Beanspruchungsberechnung spielen der E-Modul E und in den Grenzzustandsfunktionen die Fließgrenze f_y eine Rolle. Aufgrund des geringen Einflusses der Querkontraktion wurde diese nicht als Zufallsvariable angesetzt. Der E-Modul und die Fließgrenze wurden nach Bestimmung der Konstanten K nach [30], Teil 3.02: Baustahl, mit einer Lognormalverteilung modelliert (Tabelle 5-6).

Parameter	Verteilung	Mittelwert	Standardabweichung	Referenz
Schiefstellung α (rad)	LN	0.0	0.0048	[30]
Dickenabweichung f_t (mm)	N	1.2	0.7	[30], Messungen
E-Modul E (N/mm ²)	LN	210000	6300	[30]
Fließgrenze f_y	LN	$f_{y,sp} - K$	$0.07(f_{y,sp} - K)$	[30]
Windlastfaktor f_w	WB	0.4891	0.2256	[16]
Modellunsicherheit f_{Mod}	LN	1.0	0.1	[30]

N: Normalverteilung; LN: Lognormalverteilung; WB: Weibullverteilung

Tabelle 5-6: Verteilungsfunktionen der Unsicherheiten im strukturmechanischen Modell

Die Anlagenlasten wurden durch eine gesamtdynamische Berechnung unter Berücksichtigung der Turbulenz des Windes, der Aerodynamik, der Strukturmechanik und der Steuerung ermittelt. Die Maximallasten aus der gesamtdynamischen Berechnung wurden in Form von mehreren Lastfällen verwendet.

Die Anlagenlasten wurden mit der Modellunsicherheit und dem Winddruckfaktor parametrisiert. Die Modellunsicherheit wurde dabei lognormalverteilt mit einem Variationskoeffizienten

von 0,1 nach [30], Teil 3.09: Modelunsicherheiten, angesetzt. Es wurde eine Weibullverteilung für den Winddruckfaktor angenommen. Der Skalenparameter der Weibullverteilung wurde dabei aus dem Geschwindigkeitsmodell übernommen. Der Formparameter wurde durch die Bedingung, dass die angesetzte Anlagen-, bzw. Windlast der 98%-Fraktile entspricht, berechnet.

Das Unsicherheitsmodell ist in Tabelle 5-6 zusammengefasst.

5.8.2 Versagensmechanismen im Grenzzustand der Tragfähigkeit

Die Grenzzustandsfunktionen für den Grenzzustand der Tragfähigkeit des Tripods wurden nach [31] ermittelt. Die wesentlichen Versagensmechanismen sind hier Stabilität der Schalenquerschnitte und Plastizieren. Das Plastizieren schließt dabei das Durchstanzen, welches an Rohrknotenanschlüssen auftreten kann, ein. Die Grenzzustandsgleichung besteht aus der Beanspruchbarkeit der Komponenten C und der Beanspruchung A (Gleichung 5.8-1).

$$g_y = C(f_y) - A \quad (5.8-1)$$

In der Norm DIN EN 1993-1-6 ([31]) ist erstmals ein Nachweisformat bzw. eine Grenzzustandsfunktion für Schalenbeulen vorhanden, so dass numerisch ermittelte Beulwiderstände verwendet werden können. Es sind 2 verschiedene Verfahren mit unterschiedlichem numerischem Aufwand angegeben.

Nach dem 1. Konzept werden der ideale Beulwiderstand und der plastische Bezugswiderstand der perfekten Schale durch eine Simulation mit der Methode der Finiten Elemente unter Berücksichtigung von ideal elastischem Materialverhalten ermittelt. Der ideale Beulwiderstand wird durch eine Eigenwertberechnung im Traglastzustand (LBA) ermittelt. Der ideal-elastisch-plastische Beulwiderstand der geometrisch perfekten Schale wurde durch eine nichtlineare Traglastberechnung ermittelt (MNA). Das 2. Konzept baut auf dem 1. Konzept auf. Zusätzlich sind bei der FE-Simulation geometrische und strukturelle Imperfektionen der Schale und deren stochastischer Charakter zu berücksichtigen. Die Traglast der Schale wird dann durch eine geometrisch und materiell nichtlineare Traglastiteration (GMNIA) berechnet.

Hier wurde für die Berechnung das erste Verfahren eingesetzt. Dabei basiert die Grenzzustandsgleichung (5.8-2) auf dem plastischen Referenzwiderstand R_{pl} und dem Beulabminderungsfaktor χ_{ov} und einer Modelunsicherheit Δ . Der plastische Referenzwiderstand (Gleichung 5.8-3) wird dabei aus dem Verhältnis der charakteristischen Streckgrenze $f_{y,k}$ zur Vergleichsspannung σ_{EQ} der Finiten – Elemente – Berechnung ermittelt. Die Vergleichsspannung σ_{EQ} enthält dabei ausschließlich die Membranspannungsanteile.

$$g = \chi_{ov} R_{pl} - \Delta \quad (5.8-2)$$

$$R_{pl} = \frac{f_{y,k}}{\sigma_{EQ}} \quad (5.8-3)$$

Der Beulabminderungsfaktor χ_{ov} wird in Abhängigkeit des bezogenen Schlankheitsgrades $\bar{\lambda}_{ov}$, des vollplastischen Grenzschlankheitsgrades $\bar{\lambda}_0$ (oberhalb dessen die Stabilitätsabminderung beginnt) und des teilplastischen Grenzschlankheitsgrades $\bar{\lambda}_p$ (unterhalb dessen wird die Stabilität von der Plastizität beeinflusst) berechnet. Je nach Einordnung des bezogenen Schlankheitsgrades wird der Beulabminderungsfaktor χ_{ov} durch die entsprechenden Schlankheitsgrade und den Imperfektionsabminderung α oder den Faktor für plastischen Bereich β und den Exponenten für die Beulkurvenform η berechnet (Gleichungen 5.8-4 bis 5.8-6).

$$\chi_{ov} = 1 \text{ wenn } \bar{\lambda}_{ov} \leq \bar{\lambda}_0 \quad (5.8-4)$$

$$\chi_{ov} = 1 - \beta \left(\frac{\bar{\lambda} - \bar{\lambda}_0}{\bar{\lambda}_p - \bar{\lambda}_0} \right)^\eta \quad \text{wenn } \bar{\lambda}_0 < \bar{\lambda}_{ov} < \bar{\lambda}_p \quad (5.8-5)$$

$$\chi_{ov} = \frac{\alpha}{\bar{\lambda}^2} \quad \text{wenn } \bar{\lambda}_p \leq \bar{\lambda}_{ov} \quad (5.8-6)$$

Der bezogene Schlankheitsgrad der gesamten Schale $\bar{\lambda}_{ov}$ wird durch plastischen Referenzwiderstand R_{pl} und dem idealen Beulwiderstand R_{cr} aus der Eigenwertanalyse der Finiten-Elementen-Berechnung ermittelt (Gleichung 5.8-7).

$$\bar{\lambda}_{ov} = \sqrt{R_{pl} / R_{cr}} \quad (5.8-7)$$

Der teilplastische Grenzschlankheitsgrad $\bar{\lambda}_p$ wird aus der elastischen Imperfektionsabminderung α und dem Faktor für plastischen Bereich β wie folgt berechnet:

$$\bar{\lambda}_p = \sqrt{\frac{\alpha}{1 - \beta}} \quad (5.8-8)$$

Aufgrund der Beanspruchung der Komponenten der Gründungsstruktur werden die Widerstandsparameter für die Meridianbeulen-Grenzzustandsfunktion ermittelt. Dabei wird die elastische Imperfektionsabminderung α aus der charakteristischen Imperfektionsamplitude Δw_k ermittelt (Gleichung 5.8-9), welche sich wiederum aus dem Parameter für die Herstellqualität Q berechnet (Gleichung 5.8-10). Der vollplastische Grenzschlankheitsgrad für Meridianbeulen beträgt $\bar{\lambda}_{x0} = 0,2$, der Faktor für plastischen Bereich besitzt einen Wert von $\beta = 0,6$ und der Exponent für die Beulkurvenform hat einen Betrag von $\eta = 1,0$.

$$\alpha = \frac{0,62}{1 + 1,91 \left(\frac{\Delta w_k}{t} \right)^{1,44}} \quad (5.8-9)$$

$$\Delta w_k = \frac{1}{Q} \sqrt{\frac{r}{t}} \quad (5.8-10)$$

Parameter	Verteilung	Mittelwert	Standardabweichung	Referenz
Dickenabweichung f_t (mm)	N	1.2	0.7	[14], Messungen
Fließgrenze f_y	LN	$f_{y,sp} - K$	$0.07(f_{y,sp} - K)$	[14], Messungen
Idealer Beulwiderstand R_{cr}	Antwortfläche			
Membranvergleichsspannung σ_{EQ}	Antwortfläche			

N: Normalverteilung; LN: Lognormalverteilung;

Tabelle 5-7: Verteilungsfunktionen der Unsicherheiten im Modell der Versagensmechanismen

Das probabilistische Modell für die Versagensmechanismen ist in Tabelle 5-7 angegeben. Dabei werden die Zufallsvariablen Dickenabweichung und Fließgrenze, wie oben beschrieben, berücksichtigt. Weiterhin werden entsprechend der Verfahrensweise die Unsicherheiten, welche sich aus dem strukturmechanischen Modell in Verbindung mit dem probabilistischen Modell ergeben durch Antwortflächen für die Parameter Idealer Beulwiderstand und Membranvergleichsspannung modelliert.

5.8.3 Versagensmechanismen und probabilistisches Modell im Grenzzustand der Ermüdung

Die Berechnung der Zuverlässigkeit im Grenzzustand der Ermüdung erfolgt durch das Strukturspannungskonzept, welches auf der Erfassung der makrogeometrischen und der mikrogeometrischen Spannungsanteile eines Bauteils basiert. Es berücksichtigt jedoch nicht Spannungsspitzen, welche durch die geometrische Ausbildung der Schweißnaht entstehen. Die Berechnung der Strukturspannung ist unabhängig von der Schweißnahtform, welche ein wesentlicher, jedoch schwierig zu erfassender Eingangsparameter bei Kerbspannungs- bzw. Kerbdehnungskonzepten ist (vgl. [32]).

Für verschiedene Schweißnahtausbildungen sind Kerbfälle mit entsprechenden Wöhlerlinien vorhanden. Es sind keine oder nur geringe Spannungserhöhungen aus lokalen Imperfektionen enthalten. So müssen z. B. für einen Schwerachsenversatz zusätzliche Faktoren berücksichtigt werden. Weiterhin ist ein Dickenkorrekturfaktor zu beachten.

Unsichere Eingangsparameter betreffen sowohl die strukturmechanische Modellierung als auch das werkstoffmechanische Modell. Die Unsicherheitsmodelle wurden durch eine Literaturrecherche (z. B. [13]) und durch Messwerte ermittelt.

Für das strukturmechanische Modell wurden durch eine Normalverteilung bzw. durch eine logarithmische Normalverteilung die Materialdickenabweichung und der E-Modul modelliert. Grundlage bildeten der Probabilistic Model Code (PMC) des Joint Committee on Structural Safety ([33]) und zusätzlich Messwerte für die Materialdickenabweichung. Für die Ermittlung des schädigungsäquivalenten Einstufenkollektives durch die gesamtdynamische Simulation wurde eine logarithmische Normalverteilung der Modellunsicherheit mit einer Standardabweichung von 0,1 angenommen. Der Schweißnahtbreitenfaktor wurde durch Messwerte ermittelt und bestimmt den Punkt der Spannungsermittlung im Bauteil. Die Unsicherheiten in Bezug auf die Federsteifigkeiten der Pfahlgruppe wurden durch eine logarithmische Normalverteilung mit Parametern gemäß [33] berücksichtigt. Die strukturmechanischen Modelle sind entsprechend dieser Zufallsvariablen (Tabelle 5-8) parametrisiert worden.

Parameter	Verteilung	Mittelwert	Standardabweichung	Referenz
Gründungssteifigkeitsfaktor f_G	LN	1.0	0.6	[33]
Dickenabweichung f_t (mm)	N	1.2	0.7	[33], Messungen
E-Modul E (N/mm ²)	LN	210000	6300	[33]
Schweißnahtbreitenfaktor f_{Sb}	N	1.0	0.058	[33], Messungen
Modellunsicherheit f_{Mod}	LN	1.0	0.1	[33]

N: Normalverteilung; LN: Lognormalverteilung

Tabelle 5-8: Verteilungsfunktionen der Unsicherheiten im strukturmechanischen Modell

Zu den Unsicherheiten des werkstoffmechanischen Modells gehört die schädigungsäquivalente Spannungsschwingbreite. Diese wird durch eine Antwortfläche abgebildet, welche durch das strukturmechanische Modell einschließlich des strukturmechanischen Unsicherheitsmodells berechnet wurde. Weiterhin wurde das Unsicherheitsmodell des Parameters der Wöhlerlinie C nach [13] eingestellt und die Unsicherheiten der Miner-Regel zur linearen Schädigungsakkumulation durch eine logarithmische Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 30 % berücksichtigt (siehe [15]). Alle Unsicherheiten sind in Tabelle 5-9 zusammengefasst.

Die Zuverlässigkeit ist auf Basis des Strukturspannungskonzeptes durch die Grenzzustandsfunktion (5) ermittelt worden.

$$g = \Delta - \frac{n_{eqv}}{C_2} \cdot \Delta \sigma^{m_2} \quad (5.8-11)$$

Parameter	Verteilung	Mittelwert	Standardabweichung	Referenz
Schwingbreite $\Delta\sigma$ (N/mm ²)	Antwortfläche			
Schaden Δ	N	1.0	0.3	[15]
Wöhlerlinienparameter $\log C$	N	(16.04+0.5)	0.25	[13], [6]

N: Normalverteilung; LN: Lognormalverteilung

Tabelle 5-9: Verteilungsfunktionen der Unsicherheiten im werkstoffmechanischen Modell

5.8.4 Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeiten

Die Zuverlässigkeiten wurden durch ein Antwortflächenverfahren in Kombination mit einem Adaptive-Sampling Monte-Carlo Verfahren berechnet. Für die Berechnung der Antwortflächen wurde das in ANSYS implementierte Probabilistic Design Modul verwendet. Die Methode der Antwortflächen wurde für die Approximation der Strukturantworten durch FE-Simulationen eingesetzt, da eine erheblich geringere Anzahl von Simulationen im Vergleich zur Monte-Carlo Methode erforderlich ist. Die Monte-Carlo Methode unter Verwendung des Adaptive Samplings wurde für nachfolgende Berechnungen unter Benutzung der berechneten Antwortflächen angewendet.

Eine Antwortfläche ist als eine explizite, ausreichend genaue Approximation einer Funktion, welche für eine spezifische Anwendung benötigt wird, definiert.

In der Strukturmechanik können Beanspruchungen von komplexen Strukturen mit der Methode der Finiten Elemente deterministisch berechnet werden. Die Ableitung einer expliziten Funktion $g(\mathbf{X})$ der Beanspruchung in Abhängigkeit von mehreren Zufallsvariablen X_i ist in vielen Fällen nicht möglich. Durch Anwendung der Antwortflächenmethode kann für eine Antwort diese Funktion in Abhängigkeit von mehreren Zufallsvariablen, z.B. durch ein Polynom 2. Grades $\bar{g}(\mathbf{X})$ mit den Koeffizienten a_i , b_{ij} und c , approximiert werden (Gleichung 5.8-12).

$$\bar{g}(\mathbf{X}) = c + \sum_{i=1}^r a_i X_i + \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^r b_{ij} X_i X_j \quad (5.8-12)$$

Durch die Approximation der Antwort mit einem Polynom niedriger Ordnung ist die Approximation von Funktionen durch die Antwortflächenmethode auf Funktionen mit geringen Nichtlinearitäten beschränkt. Die strukturmechanischen Modelle, mit denen die Stichproben für die Antwortflächen ermittelt wurden, sind durch eine Kontaktformulierung nichtlinear. Da lediglich ein Lastfall berechnet wurde und sich damit der Kontaktstatus nicht wesentlich ändert, kann die Berechnung als linear betrachtet werden. Damit ist das Verfahren der Antwortflächen für den untersuchten Fall anwendbar.

Die Berechnung der Stichproben erfolgt durch einen vordefinierten Stichprobenentwurf. Dafür wurden verschiedene Ansätze entwickelt, wie z.B. die verbreiteten Central-Composite und Box-Behnken Ansätze sowie Äquiradiale bzw. Small-Composite oder Hybride Ansätze ([34]).

In ANSYS, Version 11.0, sind ein Central-Composite Ansatz und Box-Behnken Ansatz implementiert ([20], [35]). Beide Ansätze erfüllen das Kriterium der Rotierbarkeit. Damit wird die gleiche Genauigkeit der Antwortfläche in alle Richtungen sichergestellt ([36], [34]).

Ein nicht fraktionierter Central-Composite Ansatz besteht aus einem Mittelpunkt, $2 \cdot r$ Achsenpunkten und 2^r Punkten eines r -dimensionalen Hyperkubus. Mit $r=5$ Zufallsvariablen werden somit für einen nicht fraktionierten Central-Composite Ansatz

$n = 1 + 2 \cdot r + 2^f = 43$ Stichproben generiert. Der in ANSYS implementierte Central-Composite Ansatz ist zusätzlich in Abhängigkeit der Anzahl der Zufallsvariablen r fraktioniert. Dabei wird die Fraktion so gewählt, dass immer eine Auflösung V des Stichprobenplans sichergestellt ist und damit ausreichend Stichproben zur Bestimmung der Koeffizienten der Antwortfläche vorhanden sind ([20], [34]). Mit $r=5$ Zufallsvariablen und $f=1$ für die halbe Fraktion der Stichproben sind somit $n = 1 + 2 \cdot r + 2^{r-f} = 27$ Stichproben für einen fraktionierten Central-Composite Ansatz notwendig. Die Stichproben werden innerhalb eines Wahrscheinlichkeitsintervalls von 10^{-6} bis 0.999999 berechnet.

Der Ansatz der Antwortflächen (Gleichung 5.8-12) kann in Vektor–Matrix Schreibweise geschrieben werden (Gleichung 5.8-13). Dabei ist α der Vektor der Regressionskoeffizienten $\hat{\Phi}$ die Matrix der den Ansatzfunktionen entsprechenden Kombinationen der Stichproben x_{ij} . Der Vektor \hat{y} beinhaltet die durch die Antwortfläche berechneten Antworten. Es wird vorausgesetzt, dass die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zufallsvariablen \mathbf{X} gegeben sind.

$$\hat{y} = \hat{\Phi} \alpha + \varepsilon \quad (5.8-13)$$

Für zwei $r=2$ Zufallsvariablen besitzt der Vektor α eine Anzahl von 6 Regressionskoeffizienten (5.8-14); die Matrix $\hat{\Phi}$ enthält die entsprechenden Kombinationen der Koeffizienten in n Zeilen, welche der Anzahl der Stichproben entspricht.

$$\alpha = [c, a_1, a_2, b_{11}, b_{22}, b_{12}]^T \quad (5.8-14)$$

$$\hat{\Phi} = \begin{bmatrix} 1 & \hat{x}_{11} & \hat{x}_{21} & \hat{x}_{11}^2 & \hat{x}_{21}^2 & \hat{x}_{11}\hat{x}_{21} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & \hat{x}_{1n} & \hat{x}_{2n} & \hat{x}_{1n}^2 & \hat{x}_{2n}^2 & \hat{x}_{1n}\hat{x}_{2n} \end{bmatrix} \quad (5.8-15)$$

Die Regressionskoeffizienten α werden durch Minimierung des Fehlerquadrates (Gleichung 5.8-16) unter Anwendung von Gleichung 5.8-17 berechnet ([35], [20]).

$$\text{Min} \left(SSE = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 = (\hat{y} - \hat{\Phi} \alpha)^T (\hat{y} - \hat{\Phi} \alpha) \right) \quad (5.8-16)$$

$$\alpha = \hat{\Phi}^T \hat{\Phi}^{-1} \hat{\Phi}^T \hat{y} \quad (1.8-17)$$

Um die Güte der Antwortfläche zu bestimmen, sind neben den 95%-Konfidenzintervallen für die Regressionskoeffizienten, verschiedene Maße in ANSYS implementiert ([20]). Dazu gehören die Summe der Fehlerquadrate, der Determinationskoeffizient, und das maximale absolute Residuum.

Bei Anwendung der in ANSYS ([20]) implementierten schrittweisen Vorwärts–Regressionsanalyse werden die individuellen Regressionsterme schrittweise zum Regressionsmodell addiert, wenn diese zu einer Verbesserung der Regressionsergebnisse beitragen. Dafür wird der partielle F-Test verwendet (Gleichung 5.8-18).

$$F_{p+1}^* = \frac{\frac{SSE_n - SSE_{n+1}}{V_p - V_{p+1}}}{\frac{SSE_{p+1}}{V_{p+1}}} \quad (5.8-18)$$

Die Variable v_p , welche durch $v_p = n - p$ definiert ist, entspricht der Anzahl der Freiheitsgrade des Regressionsmodells mit p Termen. Ein zusätzlicher Regressionsterm wird verwendet, wenn Bedingung (5.8-19) erfüllt ist. Dabei wird eine Fischer F -Verteilung vorausgesetzt. Die Variable α ist dabei die Signifikanz.

$$F_{p+1}^* > F^{-1}(1 - \alpha | 1, n - p + 1) \quad (5.8-19)$$

Sind mehrere Terme nicht im Regressionsmodell vorhanden, wird zuerst der Term mit aufgenommen, welcher den höchsten Wert F_{p+1}^* liefert. Zusätzlich wird für alle Terme des Regressionsmodells ein Signifikanztest durchgeführt, welcher auf Gleichung (5.8-19) basiert ([20]).

5.8.5 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse

5.8.5.1 Grenzzustand der Tragfähigkeit

Zur Berechnung der Tragwerkszuverlässigkeit, speziell der Zuverlässigkeit bzw. Versagenswahrscheinlichkeit für Schalenbeulen, wurde ein MATLAB-Programm unter Verwendung der Grenzzustandsgleichungen entwickelt. Die Eingangsvariablen der Grenzzustandsgleichung sind entweder deterministisch, stochastisch oder werden durch die ermittelten Antwortflächen berechnet. Für den idealen Beulwiderstand R_{cr} und die Vergleichspannung σ_{EQ} wurden durch stochastische FE-Simulationen Antwortflächen ermittelt. Die Regressionskoeffizienten wurden aus der ANSYS – Software ausgelesen.

Die Versagenswahrscheinlichkeiten wurden für die gesamte Gründungsstruktur einschließlich des Turmes mit 11 unterschiedlichen Querschnitten und dem Tripod bestimmt. Dabei wurde für das Turmsegment III mit den Sektionen 8, 9 und 10 die höchste Versagenswahrscheinlichkeit ermittelt (Abbildung 5-32).

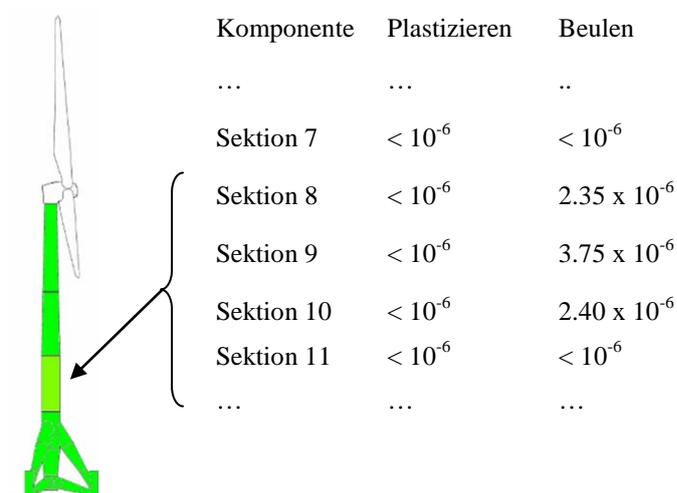


Abbildung 5-32: Grenzzustandsfunktionen und Versagenswahrscheinlichkeiten

Der Versagensmechanismus Schalenbeulen führt zu wesentlich höheren Versagenswahrscheinlichkeiten als der Versagensmechanismus Plastizieren, welcher auch das Durchstanzen der Rohrknotenanschlüsse mit einschließt.

Aus den Versagenswahrscheinlichkeiten der einzelnen Komponenten kann die Systemzuverlässigkeit ermittelt werden. Zur Berechnung der Systemzuverlässigkeit wird ein serielles, vollständig korreliertes System angenommen. Die Annahme eines seriellen Systems wird damit begründet, dass der Ausfall einer Komponente, z. B. einer Turmsektion oder einer

Strebe des Tripods, das gesamte System versagt. Die Versagenswahrscheinlichkeiten sind durch die korrelierten Parameter der Grenzzustandsfunktionen korreliert.

Die Systemzuverlässigkeit wurde zu $3,75 \times 10^{-6}$ ermittelt und ist damit vergleichsweise niedrig.

5.8.5.2 Grenzzustand der Ermüdung

Die Wahrscheinlichkeit des Ermüdungsversagens und die entsprechenden Zuverlässigkeiten sind für die einzelnen Anschlüsse in Tabelle 5-10 zusammengestellt. Die Abknickpunkte der oberen Strebe und ihre Anschlüsse besitzen dabei die geringsten Zuverlässigkeiten. Die Zuverlässigkeiten der Anschlüsse der unteren Strebe sind erheblich höher.

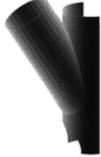
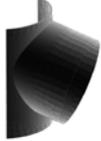
Anschluss	Bezeichnung	Pf
	ZOS	1.24E-03
	POS	1.02E-03
	ZUS	3.98E-07
	OSo	1.00E-03
	OSu	7.95E-05

Tabelle 5-10: Normierte Versagenswahrscheinlichkeiten im Grenzzustand der Ermüdung

5.8.6 Schlussfolgerungen in Bezug auf Messstellenpositionen

Die Messstellenpositionen für die Gründungsstruktur werden auf der Grundlage der Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten ermittelt. Die Zuverlässigkeit der Komponenten im Grenzzustand der Tragfähigkeit und im Grenzzustand der Ermüdung wurden dazu berechnet. Für den Grenzzustand der Tragfähigkeit wurde als Bauteil mit niedrigster Tragwerkszuverlässigkeit das Turmsegment III ermittelt. Dieses Turmsegment besteht aus den Sektionen 8 bis 11. Die oberen 3 Sektionen besitzen im Grenzzustand der Tragfähigkeit eine signifikante Versagenswahrscheinlichkeit.

Im Grenzzustand der Ermüdung wurden die höchsten Versagenswahrscheinlichkeiten an den Details der oberen Strebe des Tripods festgestellt. Zu den Details, an welchen sich Spannungskonzentrationen ausbilden, gehören der Anschluss des Zentralrohrs, welches eine Verlängerung des Turmes darstellt, der Übergang vom zylindrischen zum konischen Querschnitt, der Übergang vom konischen zum zylindrischen Querschnitt sowie der Anschluss der oberen Strebe an den Pileguide.

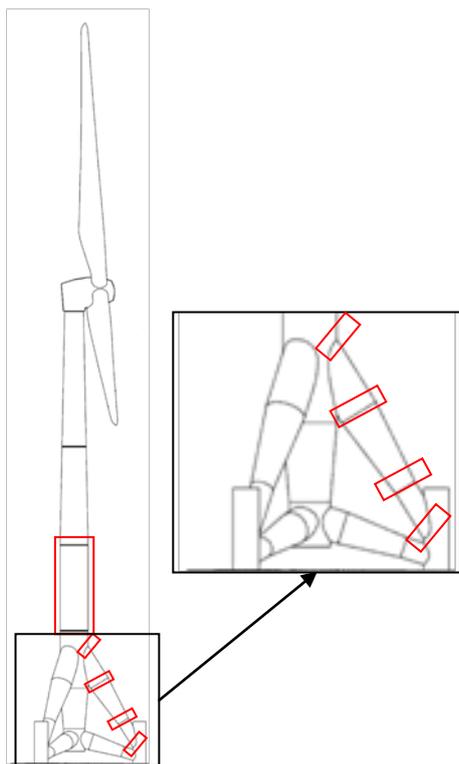


Abbildung 5-33: Kennzeichnung der Komponenten der Gründungsstruktur mit niedriger Zuverlässigkeit

In Abbildung 5-33 sind die Komponenten der Gründungsstruktur mit einer niedrigen Zuverlässigkeit dargestellt. Die Anschlüsse sind nur bei einer oberen Strebe gekennzeichnet. Die Überwachung sollte für alle 3 oberen Streben erfolgen, wenn nicht durch z.B. die Windrichtungsverteilung ausgeschlossen werden kann, dass die anderen oberen Streben eine vergleichbare hohe Ermüdungsbeanspruchung erfahren.

5.9 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Der entwickelte Online-Beobachter liefert die Windbelastung über der Zeit aus aktuellen Messdaten und erlaubt eine zukünftig bessere Auslegung der Windenergieanlage, da sich die Konstruktion an den realen Windkräften orientieren kann.

Die automatische Modalanalyse, basierend auf ARV-Modellen, liefert kontinuierliche Informationen über die dynamischen Eigenschaften der Struktur (Eigenfrequenzen, Dämpfungsverhältnisse und Eigenschwingungsmoden) in Abhängigkeit von veränderlichen Umgebungs- und Betriebszuständen. Diese werden schon für die Online-Beobachtung der Strukturdynamik verwendet und können für eine verbesserte, adaptive Modellbildung der Anlage unter Berücksichtigung der veränderlichen äußeren Einflüssen genutzt werden.

Die in der Auslegung angenommenen Lastmodelle führen zu dem Ergebnis, dass die unterstellten Lasten eine Einhüllende der gemessenen Lasten der Gründungsstruktur der Multibrid M5000 bilden. Abweichungen von dieser Aussage sind auf Messungenauigkeiten zurückzuführen.

Es wurden umfangreiche Strukturmodelle erstellt. Der Detaillierungsgrad dieser Modelle ist größer als bei den Bemessungsmodellen, welche für die Auslegung verwendet wurden.

Der Vergleich der Spannungskonzentrationsfaktore (SCF) an den drei Hot Spots des Tripods erfolgte auf der Basis der Rechenwerte für eine statische Einheitslast am Tripodkopf und der aus der Capture-Matrix verwendeten dynamischen Messwerte für die Dehnungen. Bezüglich der Mittelwerte der Messergebnisse gibt es im Vergleich der numerischen mit den experi-

mentellen Ergebnissen eine gute Übereinstimmung. Die experimentellen Werte weisen jedoch eine große Schwankungsbreite und eine gewisse Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit auf.

Der Vergleich der Eigenfrequenzen aus Rechnung und Messung ergibt eine relativ gute Übereinstimmung für die beiden globalen Moden. Die experimentellen Größen wurden sowohl aus Langzeitbeobachtungen mit Hilfe von Messwerten aus der Dauerüberwachung bestimmt als auch mittels experimenteller modaler Analyse mit unterschiedlichen Analyseverfahren im Zeitbereich.

5.10 Literatur

- [1] Nordström, L. J. L. (2005): Input estimation in structural dynamics: Chalmers University of Technology Sweden
- [2] Doyle, J.F.; Adams, R. (2002): Multiple force identification for complex structures *Experimental Mechanics*, 42, 25-36
- [3] Stevens, K. (1987): Force identification problems - an overview, *Proceedings of SEM, Spring Meeting*. Houston. 838-844
- [4] Klinkov, M.; Fritzen, C.-P. (2007): An Updated Comparison of the Force Reconstruction Methods, *Key Engineering Materials*. 461-466
- [5] Jacquelin, E.; Bennani, A.; Hamelin, P. (2003): Force reconstruction and regularization of a deconvolution problem, *Journal of Sound and Vibration*, 265, 81-107
- [6] Steltzner, A.D.; Kammer, D.C. (1999): Input force estimation using an inverse structural filter, *Proceedings of the 17th International Modal Analysis Conference: Proc. SPIE*. 954.
- [7] Ha, Q. P.; Trinh, H. (2004): State and input simultaneous estimation for a class of non-linear systems, *Automatica*, 40, 1779-1785
- [8] Boyd, S.; Ghaoui, L. E. I. (1994): *Linear Matrix Inequalities in Systems and Control Theory*. Philadelphia: SIAM books
- [9] Klinkov, M.; Fritzen, C.-P. (2006): Online estimation of external loads from dynamic measurements, *Intl. Conf. on Noise and Vibration Engineering. ISMA 2006*, Leuven, Belgium. 3957-3968
- [10] Areva-Multibrid, M5000 Technical data (2008): <http://www.multibrid.com/index.php?id=9&L=1>.
- [11] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2007): IMO-WIND Zwischenbericht 2006, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [12] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): IMO-WIND Zwischenbericht 2007, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [13] Barnett, V.; Lewis, T. (1984): *Outliers in Statistical Data*: John Wiley & Sons
- [14] Yang, S.S.; Lee, Y. (1987): Identification of a Multivariate Outlier, *Annual Meeting of the American Statistical Association*. San Francisco.
- [15] Rencher, A.C. (2002): *Methods of Multivariate Analysis*. Wiley Series in Probability and Statistics: John Wiley & Sons, Inc.
- [16] Multibrid: WEA MULTIBRID M5000: Lastberechnung TK2/WZIII 102m NH. 2007.
- [17] DIBt. Richtlinie für Windenergieanlagen. 2004.
- [18] Areva-Multibrid, M.T.d. <http://www.multibrid.com/index.php?id=9&L=1>. 2008.
- [19] Kühn, M.J.: *Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems*. Technical University of Delft, PhD. Thesis, 2001.
- [20] ANSYS, I.: *Release 11.0 Documentation for ANSYS*. 2006, ANSYS, Inc.
- [21] Schaumann, P., Böker, C., Rutkowski, T., Wilke, F.: *Tragstrukturen für Windenergieanlagen*. *Stahlbaukalender 2007*. S. 571-645.

-
- [22] Thöns, S., Faber, M.H.,Rücker, W.: Fatigue and Serviceability limit state model basis for assessment of offshore wind energy converters. Accepted for publication in the Journal of Offshore Mechanis and Artic Engineering (2009),
- [23] Thöns, S., Faber, M.H.,Rücker, W.: Ultimate limit state model basis for assessment of offshore wind energy converters. Accepted for publication in the Journal of Offshore Mechanis and Artic Engineering (2009),
- [24] GL Wind IV - Part 2. Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines. 2005.
- [25] Kraemer, P.,Fritzen, C.-P.: Zwischenbericht 2006, Projekt 16INO327. 2007: Universität Siegen.
- [26] Kraemer, P.,Fritzen, C.-P.: Zwischenbericht 2007, Projekt 16INO327. 2008: Universität Siegen.
- [27] Barnett, V.,Lewis, T.: Outliers in Statistical Data. John Wiley & Sons 1984.
- [28] Yang, S.S.,Lee, Y.: Identification of a Multivariate Outlier. Annual Meeting of the American Statistical Association. 1987. San Francisco.
- [29] Rencher, A.C.: Methods of Multivariate Analysis. John Wiley & Sons, Inc. 2002.
- [30] JCSS PMC. Probabilistic Model Code. 2006.
- [31] DIN EN 1993-1-6. Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen. 2007.
- [32] Haibach, E.: Betriebsfestigkeit. Springer-Verlag 2002.
- [33] JCSS: Joint Committee on Structural Safety - Probabilistic Model Code.
- [34] Montgomery, D.C.: Design and Analysis of Experiments. John Wiley & Sons, Inc. 2005.
- [35] Reh, S., Beley, J.D., Mukherjee, S.,Khor, E.H.: Probabilistic finite element analysis using ANSYS. Structural Safety 28(2006), S. 17-43.
- [36] Roos, D.: Approximation und Interpolation von Grenzzustandsfunktionen zur Sicherheitsbewertung nichtlinearer Finite-Elemente-Strukturen. Bauhaus-Universität Weimar, Fakultät Bauingenieurwesen, PhD. Thesis, 2001.
- [37] Flex5 Program Documentation, 2005
- [38] <http://www.garradhassan.com/products/ghbladed/>
- [39] IEC TS 61400-13 Wind turbine generator systems, Part 13: Measurement of mechanical loads (2001-06)
- [40] Rohrman, R. G; Rücker, W., Thöns, S., Said, S., Schmid, W.: Ergebnisse der Dauerüberwachung an einem Prototyp von Offshore-Windenergieanlagen, Fachtagung Baudynamik, Kassel, VDI-Berichte 2063, 2009
- [41] DIN 18800: Stahlbauten, Teil 1-4

Abschlussbericht
zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

**IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem
für Offshore-Windenergieanlagen**

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

**TEILAUFGABE 6: KONZEPTE ZUR BEWERTUNG VON STRUKTUREN
UND BESTIMMUNG VON GRENZWERTEN (TA 6)**

Bearbeiter: Dipl.-Ing. M. Sc. Sebastian Thöns
Dipl.-Ing. Fabian Grasse
Dr.-Ing Volker Trappe
Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
Fachgruppe V.6 Mechanik der Polymerwerkstoffe
Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung

6	TA6 : KONZEPTE ZUR BEWERTUNG VON STRUKTUREN UND BESTIMMUNG VON GRENZWERTEN	3
6.1	Einleitung und Zielstellung	3
6.2	Zusammenstellung von Anforderungen bei der Bemessung	4
6.2.1	Bemessungsverfahren.....	4
6.2.2	Grenzzustand der Tragfähigkeit	4
6.2.2.1	Stabilität des Turmes und des Tripods.....	4
6.2.2.2	Pfähle.....	4
6.2.2.3	Durchstanznachweis Rohrknotenanschlüsse	4
6.2.2.4	Einhaltung der Grenzspannung	4
6.2.3	Grenzzustand der Ermüdung.....	4
6.2.4	Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit.....	5
6.2.4.1	Dichtigkeit.....	5
6.2.4.2	Vibrationen.....	5
6.2.4.3	Allgemeine Anforderungen	5
6.3	Bewertungsverfahren und Konzepte bei komplexen Einwirkungen	5
6.3.1	Bewertungsverfahren nach Normen und Richtlinien	5
6.3.1.1	Ergebnisse der Literaturstudie	6
6.3.1.2	Konzeption für ein risiko- und zuverlässigkeitsbasiertes Bewertungsverfahren	8
6.3.1.3	Angewendete Bewertungsverfahren.....	8
6.3.2	Ergebnisse	13
6.4	Prototypische Software.....	14
6.5	Schadensakkumulation / Werkstoffdegradation der Faserverbundwerkstoffe (FVW).....	16
6.5.1	Wöhler- und Lastkollektivuntersuchungen	16
6.5.2	Röntgenrefraktionsuntersuchungen.....	17
6.6	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen.....	25
6.7	Literatur	27

6 TA6 : KONZEPTE ZUR BEWERTUNG VON STRUKTUREN UND BESTIMMUNG VON GRENZWERTEN

6.1 Einleitung und Zielstellung

Diese Teilaufgabe beinhaltet zwei Arbeitsbereiche deren übergeordnete Aufgabenstellung die Entwicklung von Kriterien und Konzepten zur Bewertung des aktuellen Zustandes von Rotorblättern und baulichen Strukturen ist. Während die messdatenbasierte Bewertung von Bauwerken sich auf der globalen Ebene abspielt, das heißt mit der Betrachtung von Bauteilen und Verbindungselementen, müssen vor einer Bewertung des Zustandes kompletter Rotorblätter Bewertungskriterien für den jeweils aktuellen Zustand der verwendeten Verbundwerkstoffe und eingesetzten Materialien entwickelt werden. Für den Überwachungsauftrag kommt es in beiden Fällen darauf an, messbare Größen aus den Daten von Monitoring-Systemen zu gewinnen, die für geeignete Bewertungskriterien Verwendung finden.

Arbeitsbereich 1

Für die Bewertungskonzepte bilden die Anforderungen und Verfahren, die zur Bemessung verwendet werden, eine wichtige Grundlage. Daher sollen diese Anforderungen wie auch der Ablauf der Bemessung für die Gründungsstruktur zusammenfassend dargestellt werden.

Die Verfahren zur Zustandsbewertung der Gründungsstruktur gliedern sich in Bewertungsverfahren, welche bereits Eingang in Normen und Richtlinien gefunden haben und Verfahren aus laufenden Forschungsarbeiten, wie z. B. Schadensdetektions- und Schadenslokalisierungsmethoden. Alle Verfahren sollen in dieser Teilaufgabe systematisch zusammengefasst werden.

Die Bestimmung der Grenzwerte auf deren Grundlage eine monitoringbasierte Bewertung der Überwachungsergebnisse für die Struktur erfolgen soll, ist die Voraussetzung für eine Erprobung der Verfahren. Mit Hilfe einer prototypischen Software sollen die entwickelten Verfahren für die Überwachungspraxis zugänglich gemacht werden.

Arbeitsbereich 2

Die Versagensmechanismen in Faserverbundwerkstoffen lassen sich an unterschiedlichen Bauteilen und Probengeometrien studieren und in verschiedenen Werkstoffuntersuchungen vereinfacht nachstellen. Kernthemen zu Untersuchung des Betriebsfestigkeitsverhaltens sind:

- Intralaminare Werksoffermüdung – Mikrorissbildung durch Faser-Matrix-Ablösung und Reinharzrisse, Detektion bei glasfaserverstärkten Kunststoffen über Grauwertanalyse möglich
- Bruchmechanische Versagensvorgänge an Klebungen – Untersuchungen an Reinharzproben verschiedener Geometrie
- Reihenfolgeeffekte bei Lastkollektivuntersuchungen
- Wöhlerkurven

Das Ziel der Untersuchungen in dieser Teilaufgabe ist es, an Werkstoffproben Aussagen über Schädigungsvorgänge zu gewinnen, die sich auf das strukturelle Schädigungsverhalten von Rotorblättern übertragen lassen.

Diese Werkstoffuntersuchungen finden mit Original-Halbzeugen statt, die auch in Rotorblättern Verwendung finden (Fasergelege und Matrixwerkstoffe). Die Werkstoffproben können im Resin-Transfer-Moulding-Verfahren blasenfrei und in höchster Qualität hergestellt werden.

6.2 Zusammenstellung von Anforderungen bei der Bemessung

6.2.1 Bemessungsverfahren

Offshore-WEA sind durch den Anlagenbetrieb in Kombination mit Wind und Wellen hochgradig stochastischen Belastungen ausgesetzt. Die Abbildung der Belastungen und Strukturantwort erfolgt für die Auslegung durch semi-probabilistische Verfahren. Ein etabliertes Verfahren dafür ist die gesamtdynamische Simulation. Diese wird im Zeitbereich durchgeführt, wobei Modelle für die Windeinwirkung, die Aerodynamik, die Strukturmechanik sowie für die Anlagensteuerung verwendet werden. Aufgrund der Komplexität der gesamtdynamischen Berechnung, werden für die Gründungsstruktur ausschließlich Balkenmodelle verwendet. Damit können Zeitreihen von Schnittlastvektoren bereitgestellt werden, welche zur detaillierten Bemessung verwendet werden. Die wesentlichen strukturdynamischen Parameter der Gründungsstruktur werden als Eingangswert für die gesamtdynamische Simulation bereitgestellt. Ergibt die detaillierte Bemessung wesentliche Abweichungen von den angenommenen strukturdynamischen Parametern, ist eine erneute gesamtdynamische Simulation notwendig.

6.2.2 Grenzzustand der Tragfähigkeit

Im Grenzzustand der Tragfähigkeit erfolgt eine Auslegung der Gründungsstruktur gegen Extremlasten.

6.2.2.1 Stabilität des Turmes und des Tripods

Zur Sicherstellung der Stabilität des Turmes und des Tripods muss Schalenbeulen und Knicken des Gesamtsystems ausgeschlossen werden. Im Wesentlichen ist hier ein Nachweis der Kegelschalen des Tripods sowie des Turmes unter Berücksichtigung der abgestuften Wanddicken zu führen.

Der Nachweis wird für einen Knickstab unter Normalkraft- und Biegebeanspruchung ab Oberkante des Tripods geführt. Die Einspannung des Knickstabes wird als federnd gelagert angenommen. Die Gesamtfedersteifigkeit des Tripods und der Gründung wird dabei berücksichtigt.

Der Beulnachweis des Turmes wird ebenfalls auf Basis der Ausführungsdokumentation und Anlagendaten von Multibrid geführt. Es wird ein Nachweis auf Druck in Axialrichtung geführt. Bei der Nachweisführung wird die abgestufte Wanddicke beachtet.

Der Beulnachweis des Tripods wird für die kegelförmigen Abschnitte der oberen Strebe und der unteren Strebe geführt. Dabei wird ebenfalls von einer Beanspruchung auf Axialdruck ausgegangen.

6.2.2.2 Pfähle

Die Gründung des Prototyps der M5000 in Bremerhaven unterscheidet sich von der Offshore-Gründung. Deshalb wird auf die Auslegung nicht weiter eingegangen.

6.2.2.3 Durchstanznachweis Rohrknotenanschlüsse

Für Rohrknotenanschlüsse wird ein Durchstanznachweis nach [1] verlangt.

6.2.2.4 Einhaltung der Grenzspannung

An der gesamten Struktur sollte es zu keinen großflächigen Plastizierungen kommen. Lokale, geringfügige Plastizierungen sind zulässig und in Abschnitt 5.3.3.2 der GL Wind Richtlinie [1] geregelt.

6.2.3 Grenzzustand der Ermüdung

Der Nachweis wird auf Grundlage von [2] unter Voraussetzung einer linearen Schadensakkumulation auf Basis des Nennspannungs- oder Strukturspannungskonzeptes durchgeführt. Nach [3] sollten als Grundlage für den Ermüdungsfestigkeitsnachweis Rainflowmatrizen verwendet werden.

6.2.4 Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit

6.2.4.1 Dichtigkeit

Die Dichtigkeit der Anlage wird durch einen Überdruck im Maschinenhaus sowie im Turm hergestellt.

6.2.4.2 Vibrationen

In der GL Wind Richtlinie [1], Abschnitt 6.1.4 wird auf die Begrenzungen von Vibrationen bzw. Beschleunigungen verwiesen. Entsprechende, in der Bemessung festgelegte Höchstgrenzen der Beschleunigungen, können mit vorhandenen Sensoren abgeglichen werden. Für die rotorinduzierten Schwingungen f_R wird ein Abstand von $\pm 5\%$ zu den Eigenfrequenzen $f_{0,n}$ der Struktur gefordert. Die Unsicherheiten in der Berechnung der Eigenfrequenz sind durch eine Variation der Eigenfrequenzen um $\pm 5\%$ zu berücksichtigen.

$$\frac{f_R}{f_{0,n}} \leq 0,95 \text{ oder } \frac{f_R}{f_{0,n}} \geq 1,05 \quad ([1], \text{Abschnitt 6.6.4.2.1})$$

Die Messung der Eigenfrequenzen ist auch Bestandteil des Zertifizierungsprozesses durch GL Wind. Entsprechend wird in der GL-Wind Richtlinie, Abschnitt 4.3.6 v ein „Vibration monitoring system“ gefordert.

6.2.4.3 Allgemeine Anforderungen

Allgemeine Beschränkungen bestehen in Bezug auf Verformungen (z.B. [4]). Für die Gesamtstruktur sollten grundsätzlich die Verformungen begrenzt werden, da andernfalls dies Auswirkungen auf die Beanspruchung der Struktur hat.

In Abschnitt 6 „Strukturen“ der GL-Wind Richtlinie ([1]) wird auf einen ausreichenden Sicherheitsabstand zwischen Rotorblatt und Turm verwiesen. Im beanspruchten Zustand darf der Abstand des Rotorblattes zum Turm nicht kleiner sein als 30% des Abstandes in der statischen Ruhelage. Dabei sollten die mechanische Beanspruchung und thermische Ausdehnung beachtet werden.

In der GL-Wind Richtlinie ([1]) wird im Teil 5 „Beanspruchbarkeit (Strength Analysis)“, Abschnitt 5.3.5 auf Anforderungen in Bezug auf die Verformung für den Betrieb verwiesen. Diese sind entsprechend durch den Anlagenhersteller zu spezifizieren.

Ungleichmäßige Setzungen führen zu einer Schiefstellung der Anlage und bewirken dadurch nicht planmäßige Beanspruchungen. Diese ungleichmäßigen Setzungen können durch die Setzungen der einzelnen Pfähle verursacht werden. In der DNV-Norm [4], Abschnitt 10, C205 wird gefordert, die plastischen Deformationen für alle Lastspiele nachzuweisen um die Toleranzgrenzen der Struktur nicht zu überschreiten. Die Setzung in vertikaler und horizontaler Richtung kann durch ein geeignetes Messsystem überwacht und den in der Bemessung definierten Grenzwerten gegenübergestellt werden.

6.3 Bewertungsverfahren und Konzepte bei komplexen Einwirkungen

Alle entwickelten Verfahren zur Zustandsbewertung der Gründungsstruktur, werden hier systematisch zusammengefasst. Die Verfahren gliedern sich in Bewertungsverfahren, welche bereits Eingang in Normen und Richtlinien gefunden haben und Verfahren aus der Forschung, wie z. B. Schadensdetektions- und Schadenslokalisationsmethoden.

6.3.1 Bewertungsverfahren nach Normen und Richtlinien

Während für die Bemessung von Windenergieanlagen eine Vielzahl von nationalen und internationalen Regelwerken besteht (z. B. [5], [6], [1] und [7]), existiert für die Bewertung der Gründungsstruktur von Offshore-Windenergieanlagen derzeit keine Richtlinie oder Norm. Deshalb wird für die Entwicklung von Bewertungsverfahren auf Normen und Richtlinien, die allgemein für Ingenieurbauwerke oder für Offshore-Bauwerke gelten, zurückgegriffen. Eine Zusammenfassung einer diesbezüglichen Literaturstudie wird im folgenden Abschnitt gege-

ben. Im Anschluss daran werden konzeptionelle Entwicklungen für Bewertungsverfahren und die angewandten Bewertungsverfahren beschrieben.

6.3.1.1 Ergebnisse der Literaturstudie

Für die Literaturstudie wurde u. a. die allgemeine Richtlinie für die Bewertung von existierenden Bauwerken [8] verwendet. Für die Bewertung von Offshore-Bauwerken wurde die Normen [9], [10] und [11] verwendet.

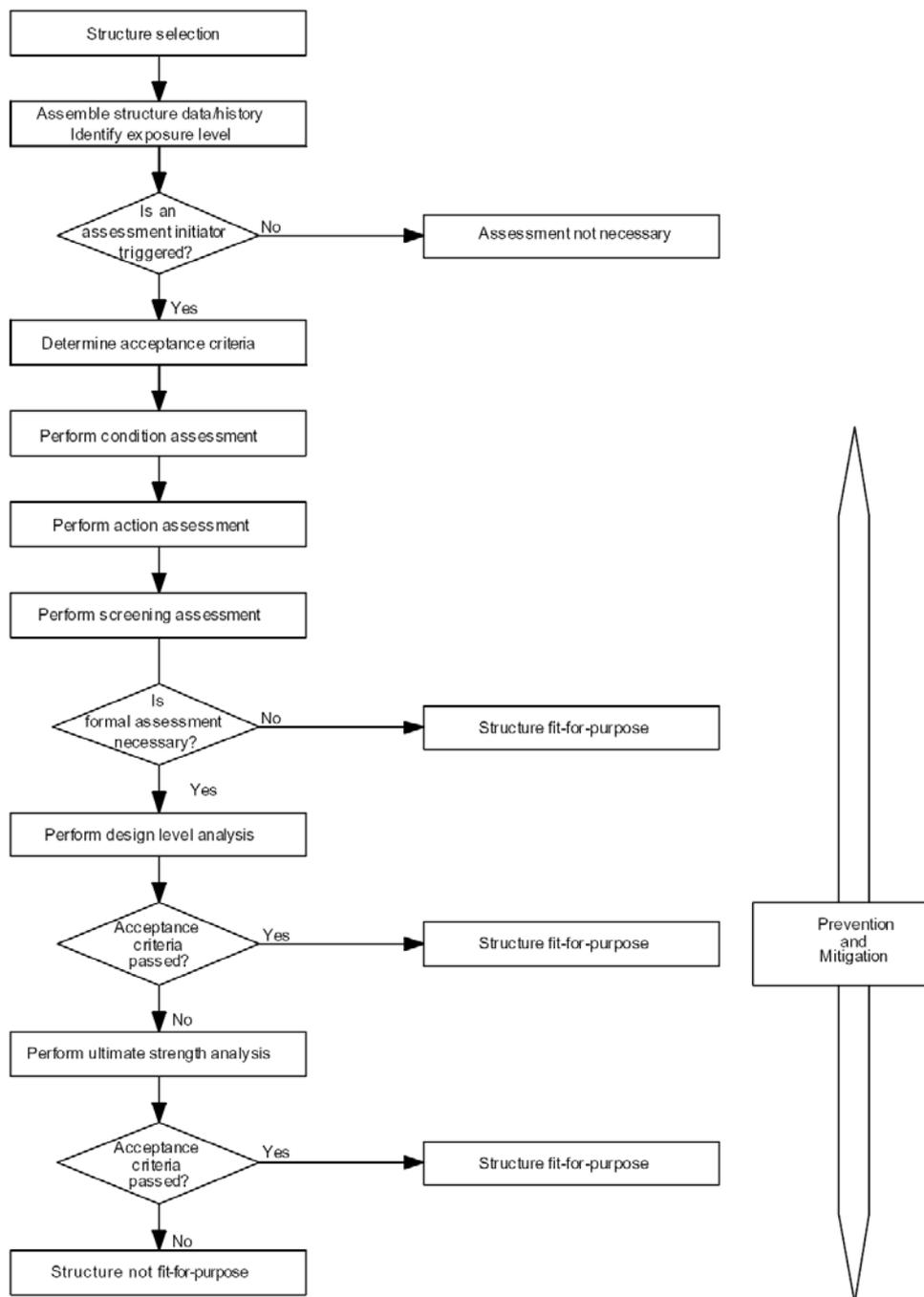


Abbildung 6-1: Übersicht über den Bewertungs-Prozess nach [11]

Eine Übersicht über den Bewertungs-Prozess nach [11] ist in Abbildung 6-1 dargestellt. Dieser Prozess besteht aus 3 Stufen. Diese sind die Prüfung, ob ein Bewertungsinitiator (assessment initiator) vorhanden ist, eine Bewertung der gesammelten Daten (screening assessment), eine Analyse auf Basis der Bemessung (design level analysis) oder eine Tragfähigkeitsanalyse (ultimate strength analysis). Durch diesen Prozess wird sichergestellt,

dass die Struktur den Anforderungen entspricht („fit for purpose“). Die Bewertungsmethoden werden in eine Analyse welche die gesamte Bemessung umfasst und in eine Tragfähigkeitsanalyse eingeteilt.

Im ersten Schritt wird, nach Sammlung aller Daten der zu untersuchenden Struktur sowie der Identifikation der Einwirkungen, geprüft ob ein Bewertungsinitiator vorhanden ist. Drei Gruppen von Bewertungsinitiatoren werden dabei berücksichtigt. Die erste Gruppe beinhaltet eine Veränderung der ursprünglichen Bemessung oder Bewertung durch z.B. Veränderung der Umweltbedingungen oder Modifikationen der Struktur. Eine Schädigung der Struktur und die Überschreitung der Lebensdauer bilden die zweite und dritte Gruppe der Bewertungsinitiatoren.

Ist ein entsprechender Bewertungsinitiator vorhanden, wird eine Bewertung der gesammelten Daten (screening assessment) durchgeführt. Dazu wird die Begutachtung des Zustandes der Struktur (condition assessment), die Begutachtung der Einwirkungen (action assessment) und die Risiko-Akzeptanzkriterien (acceptance criteria) berücksichtigt. Je nach Erfordernis wird dann eine Analyse auf Basis der Bemessung (design level analysis) oder in speziellen Fällen eine Analyse der Tragfähigkeit (ultimate strength analysis) durchgeführt. Während die Analyse auf Basis der Bemessung alle Elemente der Bemessung wie für eine neue Struktur enthält, wird bei der Analyse der Tragfähigkeit gezeigt, dass die Struktur eine signifikante Überlast auf Basis der ermittelten Einwirkungen ohne wesentliche Schäden ertragen kann. Dabei kann das Reservetragfähigkeitsverhältnis (reserve strength ratio) ermittelt werden. Bei den Analysen werden die entsprechend definierten Teilsicherheitsfaktoren berücksichtigt.

Eine Minimierung der Risiken sollte auf allen Ebenen der Bewertung erfolgen (prevention and mitigation). In [8] stehen die Bewertungsmethoden im Vordergrund und werden entsprechend klassifiziert. Dabei wird grundsätzlich eine qualitative Bewertung (Qualitativ Assessment) und eine quantitative Bewertung (Quantitativ Assessment) unterschieden.

Die Bewertung kann auf 6 verschiedenen Ebenen erfolgen. Die einfachste Stufe bildet die erfahrungsgemäße Bewertung auf Basis einer visuellen Inspektion. Die folgenden Stufen sind durch eine Verfeinerung der Methoden bzw. der verwendeten Daten gekennzeichnet. Eine Bewertung auf Ebene 5 schließt eine strukturelle Zuverlässigkeitsanalyse und Monitoring- bzw. Inspektionsdaten ein.

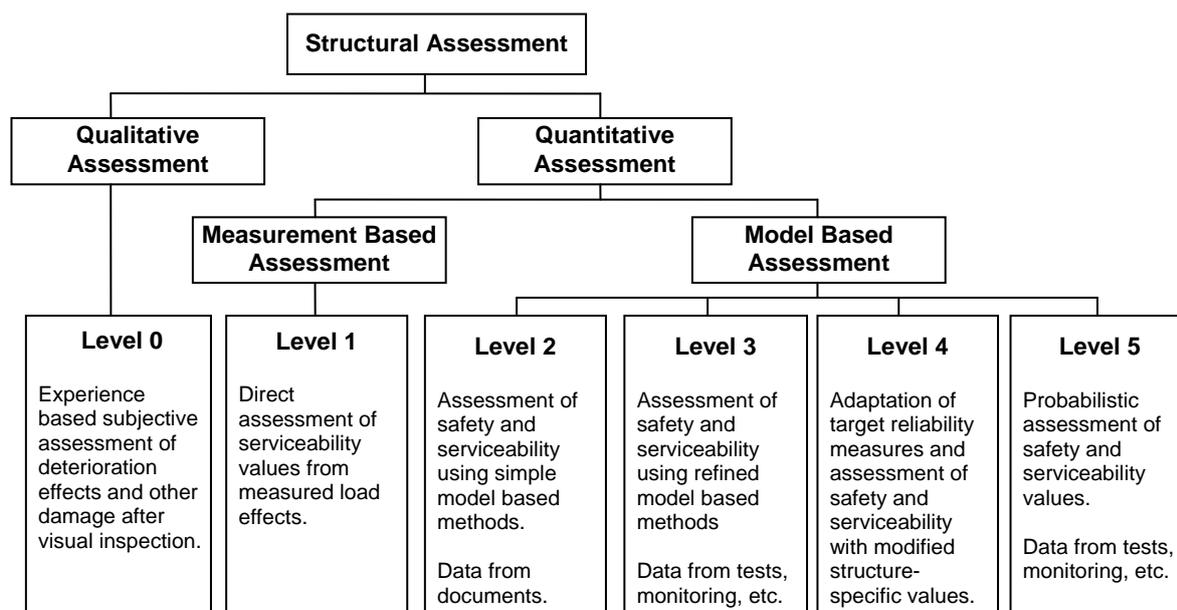


Abbildung 6-2: Klassifizierung von Bewertungsroutinen nach [8]

6.3.1.2 Konzeption für ein risiko- und zuverlässigkeitsbasiertes Bewertungsverfahren

Die Verfahren der Zustandsbewertung der Struktur von Windenergieanlagen sind risikobasiert und beinhalten einen Szenarienansatz. Durch einen Vergleich der Daten eines Monitoringsystems mit vordefinierten Grenzwerten, wird die Integrität der Struktur überwacht [12]. Die Zustandsbewertung der Struktur erfolgt durch die Zuverlässigkeit und durch die Robustheit. Die Zuverlässigkeitsanalyse baut auf der gesamt-dynamischen Berechnung auf und wird mit der stochastischen Finite-Elemente-Methode in Verbindung mit dem Antwortflächenverfahren ermittelt. Die wesentlichen Eigenschaften der Struktur, die Systemzuverlässigkeit und die Risiken der einzelnen Szenarien werden durch ein Bayes'sches Netzwerk berechnet. Das Bayes'sche Netzwerk ermöglicht darüber hinaus die Quantifizierung der Robustheit. Damit können effiziente Überwachungsverfahren entwickelt werden, welche die Risiken im Betrieb der Windenergieanlage minimieren.

6.3.1.3 Angewendete Bewertungsverfahren

Die angewendeten Bewertungsverfahren für die Gründungsstruktur werden in Verfahren zur Lastüberwachung und in die komponentenbasierte Bewertung unterteilt. Die Lastüberwachung wird in Anlehnung an das Berechnungsverfahren für die Bemessung von Windenergieanlagen (Abschnitt 6.2 „Zusammenstellung von Anforderungen bei der Bemessung“) durchgeführt. Dabei wird durch Messebenen, bestehend aus jeweils 3 DMS Rosetten, der vollständige Schnittlastvektor auf dieser Ebene berechnet. Mit einer entsprechenden Datenaufbereitung lassen sich die Zeitreihen dieses Schnittlastvektors aus der Messung mit den Zeitreihen aus der gesamt-dynamischen Simulation vergleichen. Es werden keine weiteren Strukturmodelle und Lastmodelle verwendet. Die Ergebnisse der Lastüberwachung sind detailliert im Abschnitt „Arbeitspaket 5.1: Lastenverifizierung durch Messungen an Strukturkomponenten“ beschrieben.

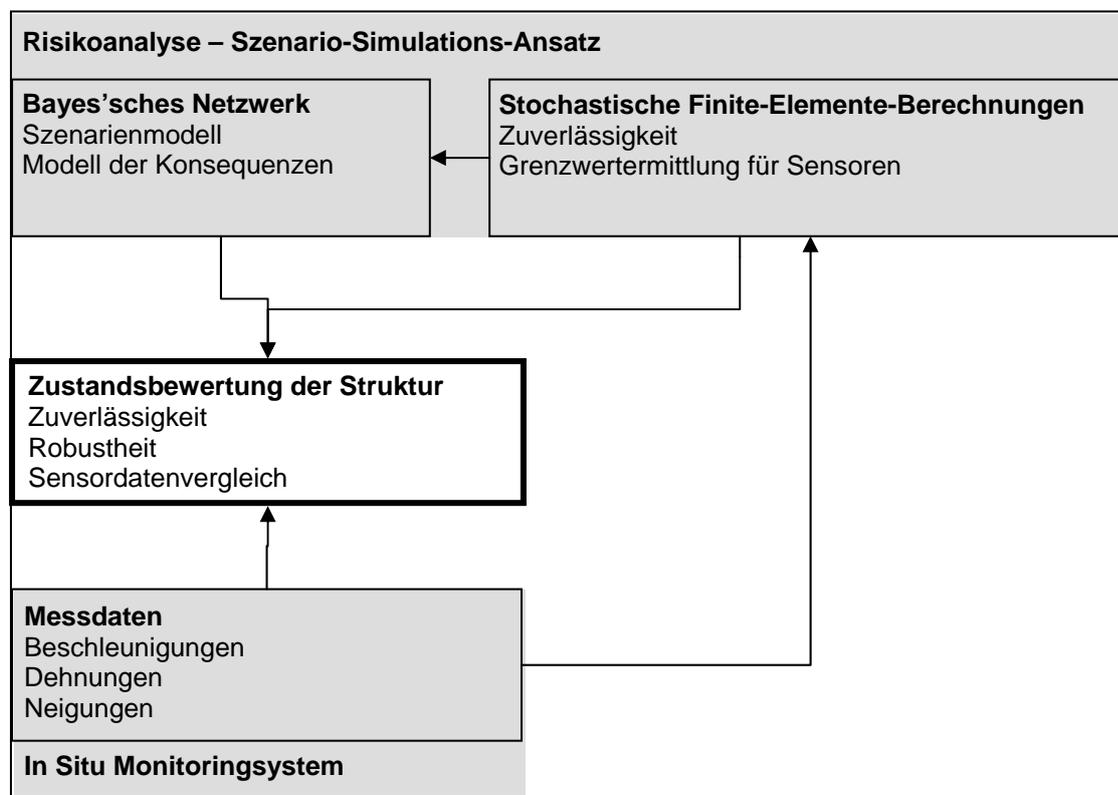


Abbildung 6-3: Verfahren zur Zustandsbewertung von Windenergieanlagen

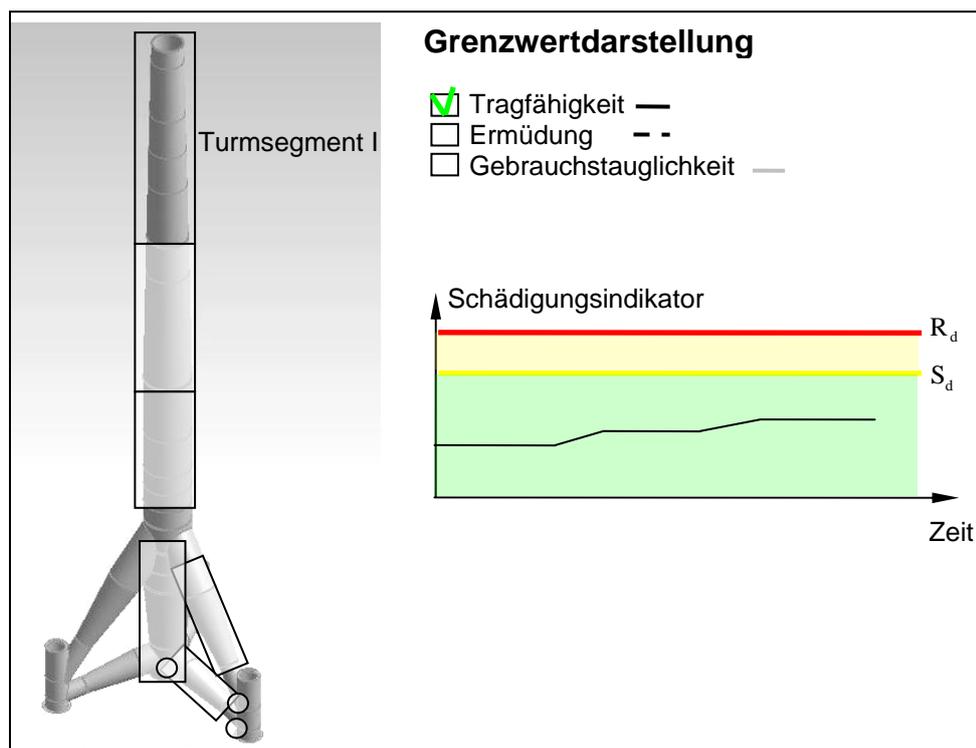


Abbildung 6-4: Schädigungsindikator für den Grenzzustand der Tragfähigkeit für die Komponente Turmsegment I

Bei der komponentenbasierten Bewertung werden die Messergebnisse an Komponenten der Gründungsstruktur, an denen Sensoren appliziert sind, durch Vergleiche mit Grenzwerten bewertet. Dafür sind Strukturmodelle, Lastmodelle und Modelle der Versagensmechanismen erforderlich. Eine Darstellung des Ansatzes ist bereits im Abschnitt 4.6 „Entwicklung graphischer Ergebnis-Ausgabe“ erfolgt (Abbildung 6-4). Auf die Berechnung der entsprechenden Grenzwerte wird im Folgenden eingegangen.

Das hier entwickelte Bewertungskonzept enthält die wesentlichen Ebenen des in Abbildung 6-1 vorgestellten Bewertungsprozesses.

Die Notwendigkeit einer Selektion eines Bewertungsinitiators bzw. die Entscheidung ob eine formale Bewertung erforderlich ist, entfallen jedoch. Das hier entwickelte Bewertungskonzept stützt sich hauptsächlich auf Monitoringdaten für die Begutachtung des Zustandes der Struktur und der Einwirkungen. Die Bewertung, welche die Information über die Tauglichkeit der Struktur für den entsprechenden Verwendungszweck enthält, erfolgt durch eine Analyse auf Basis der gesamten Bemessung. Dabei werden der Grenzzustand der Tragfähigkeit, der Ermüdung und der Gebrauchstauglichkeit sowie die Einwirkungen berücksichtigt.

Das hier entwickelte Konzept gehört nach [8] zu einer quantitativen Bewertung und enthält messwertbasierte und modellbasierte Anteile entsprechend der Klassifizierung der Bewertungsrouitinen (Abbildung 6-2). Aufgrund der Verwendung von Monitoringdaten, der Bemessungs- und Ausführungsdokumentation sowie von detaillierten Berechnungsmethoden werden bis zum Level 3 alle Ebenen der Bewertung berücksichtigt.

6.3.1.3.1 Grenzwerte im Grenzzustand der Tragfähigkeit

Die Berechnung der Grenzwerte der Einwirkung S_d und des Widerstandes R_d erfolgt für den Grenzzustand der Tragfähigkeit mit dem Strukturmodell für die gesamte Gründungsstruktur (Abschnitt 5.3: Erstellung eines reduzierten Strukturmodells). Die Berechnung des Grenzwertes des Widerstandes R_d erfolgt unter zusätzlicher Berücksichtigung der verschiedenen Versagensmechanismen im Grenzzustand der Tragfähigkeit. Ein Lastmodell wird hier nicht berücksichtigt. So kann z. B. für den Versagensmechanismus Schalenbeulen

ein Grenzwert für die Druckbeanspruchung der Schale berechnet werden. Den Grenzwert für Zugbeanspruchung wird dann durch den Versagensmechanismus Plastizieren berechnet.

Für die Berechnung des Grenzwertes der Einwirkung S_d wird zusätzlich zu dem Strukturmodell ein Lastmodell verwendet. Dabei wurden gemäß der zur Verfügung stehenden Daten die Extremlastfälle E2.1 und E1.1 betrachtet (vgl. [13]). Entsprechende Turmkopflasten und Windlasten wurden angesetzt. Bei der Berechnung wurde die Gondelposition variiert. Der Eigengewichtsanteil wurde heraus gerechnet, da dieser nicht gemessen wird. Aus den Ergebnissen der Finite-Elemente-Berechnung wurden die Dehnungen direkt an den Messstellenpositionen der Messebenen 1 und 4 (siehe Abbildung 6-5) für die einzelnen Gondelpositionen herausgelesen.

Die Ergebnisse für die Grenzwertermittlung sind für das Turmsegment I und das Turmsegment III in Abbildung 6-6 und in Abbildung 6-7 dargestellt. Dabei entsprechen die gelben Linien dem Grenzwert der Einwirkung und die roten Linien dem maßgebenden Grenzwert des Widerstands durch den Versagensmechanismus Beulen. Zur Ergänzung ist der Grenzwert des Versagensmechanismus Plastizieren als graue Linie dargestellt.

Die absoluten Werte der Funktion, welche den Grenzwert der Einwirkung darstellt, sind stets kleiner als die absoluten Werte des Grenzwertes des Widerstandes. Der Abstand zwischen diesen Funktionen ist bei Messebene 4 nicht ganz so groß wie bei Messebene 1. Die Erklärung hierfür ist die höhere Ausnutzung der Komponenten des Turmsegments III im Vergleich zum Turmsegment I. Durch die Abhängigkeit des Spannungszustandes und damit des Grenzwertes von der Gondelposition entstehen für bestimmte Gondelpositionen sehr kleine Grenzwerte. Durch die Ermittlung der Grenzwerte für jede Messstellenposition kann diese Problematik umgangen werden. Weiterhin wird eine Redundanz bei der Überwachung geschaffen. Somit ist es möglich, den Grenzzustand der Tragfähigkeit der Windenergieanlage in jeder Gondelposition zu überwachen.

6.3.1.3.2 Grenzwerte im Grenzzustand der Ermüdung

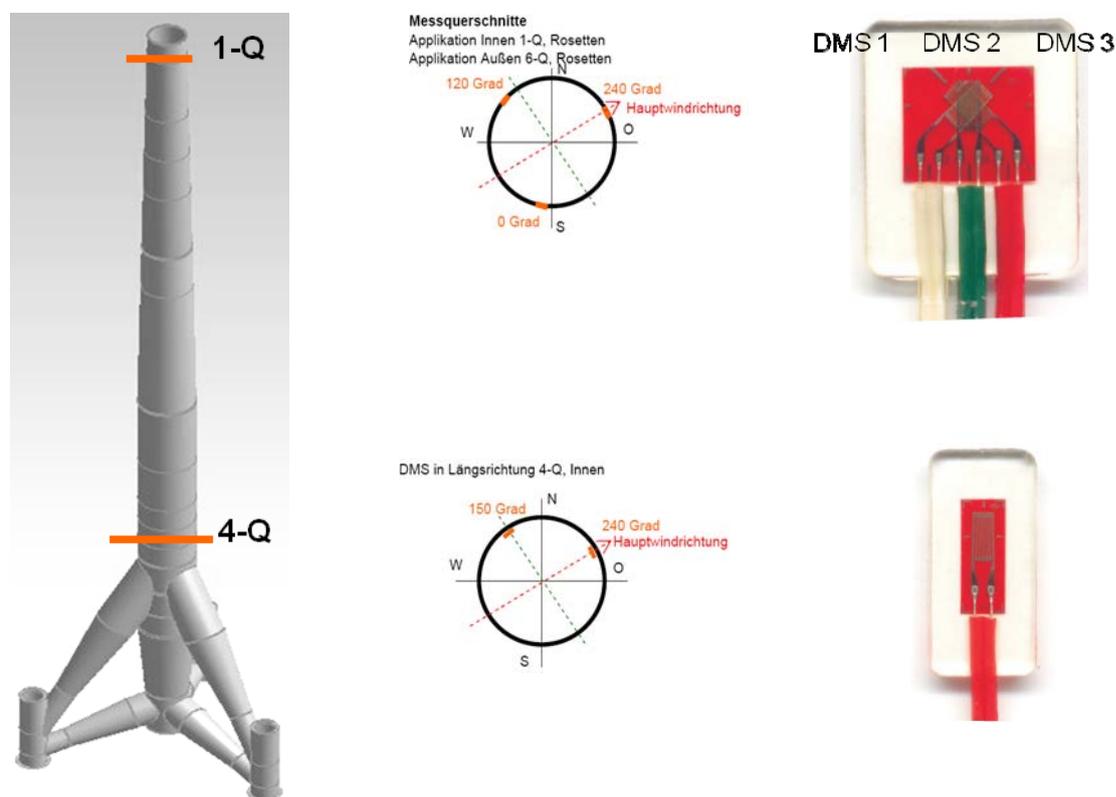


Abbildung 6-5: Messebene 1 mit DMS-Rosetten und Messebene 4 mit DMS

Die Berechnung der Grenzwerte im Grenzzustand der Ermüdung erfolgt mit dem Strukturmodell des Tripods auf der Grundlage von Volumenelementen (Abschnitt 5.4). Als Lastmodell wird ein schadensäquivalentes Einstufenkollektiv verwendet, welches der Ermüdungsbeanspruchung der Windenergieanlage über einen Zeitraum von 20 Jahren entspricht. Aus den Ergebnissen der Finiten-Elemente-Berechnung werden an den Positionen der Sensoren die schadensäquivalenten Dehnungen direkt für die einzelnen Sensoren ausgelesen. Da die Sensoren sehr nah an der Schweißnaht appliziert sind, ist es ausschließlich durch ein Volumenmodell möglich, diese Grenzwerte zu bestimmen. Das liegt daran, dass an dieser geometrischen Unstetigkeitsstelle nichtlineare Spannungsanteile auftreten, welche ausschließlich durch ein Kontinuumsmodell abgebildet werden können.

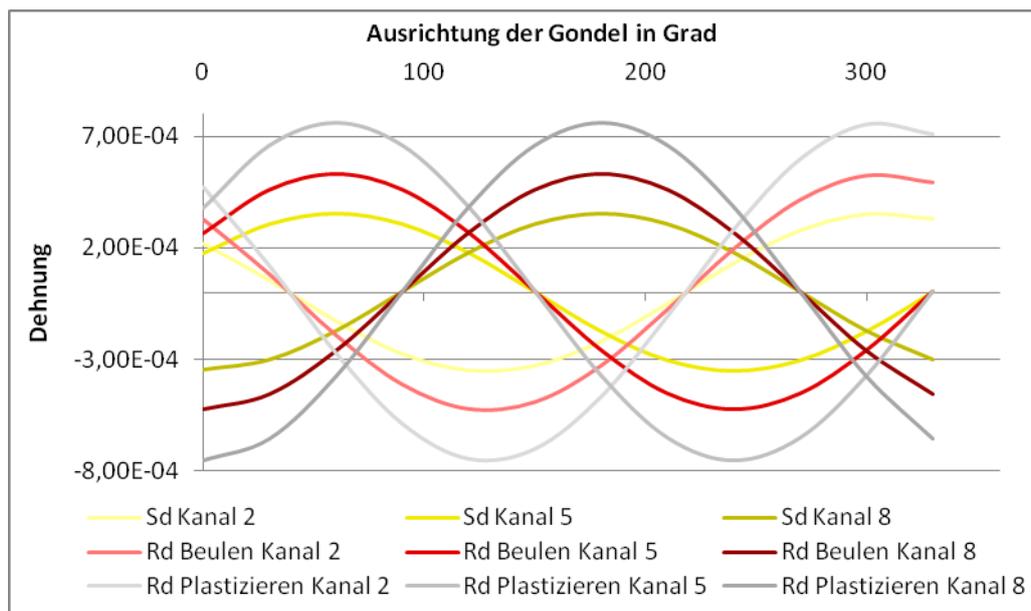


Abbildung 6-6: Grenzwerte der Einwirkung und des Widerstandes für die Messebene 1

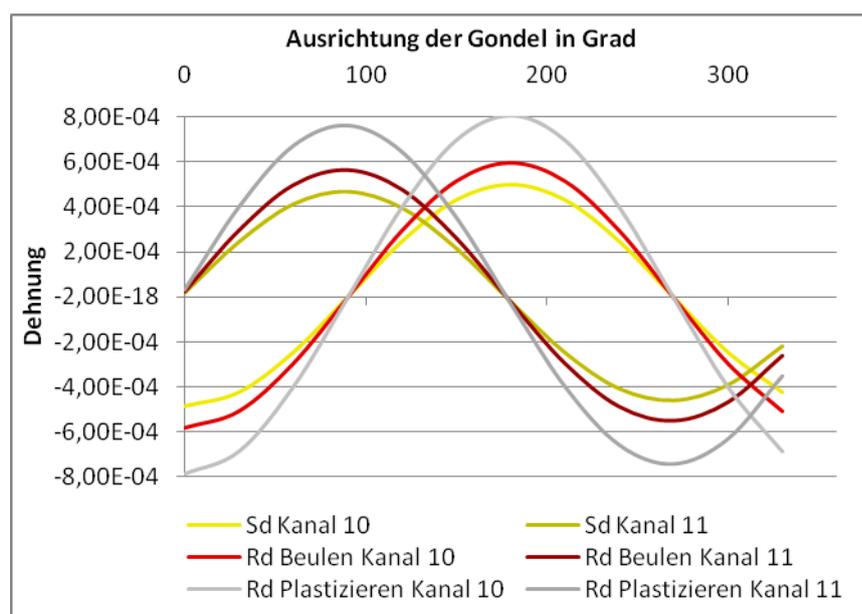


Abbildung 6-7: Grenzwerte der Einwirkung und des Widerstandes für die Messebene 4

Die Ergebnisse der Grenzwertermittlung sind in Abbildung 6-8 und in Abbildung 6-9 auszugsweise für den Hot Spot HS2 (Abbildung 7-18) dargestellt. Die Messketten 1 und 2 (Abbildung 6-8) kennzeichnen jeweils 3 DMS Sensoren welche im Abstand 4t, 1t und 0.4t (mit t als die

Materialdicke) von der Schweißnahtwurzel am Pileguide appliziert sind. Dabei liegt die Messkette 2 etwas näher am Hot Spot (Abbildung 7-18). Dies ist der Grund dafür, dass die Grenzwerte der schadensäquivalenten Dehnungen geringfügig höher liegen. Der Abstand zwischen dem Grenzwert der Einwirkung zum Grenzwert des Widerstandes ist relativ groß. Dies deutet darauf hin, dass dieser Teil des Anschlusses nicht voll ausgenutzt ist bzw. eine höhere Lebensdauer als in der Auslegung besitzt.

Die Grenzwerte der Einwirkung und des Widerstandes liegen bei den Messketten 5 und 6, welche an der oberen Strebe appliziert sind, deutlich näher zusammen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Teil des Anschlusses die höchste schadensäquivalente Dehnungsschwingbreite auftritt.

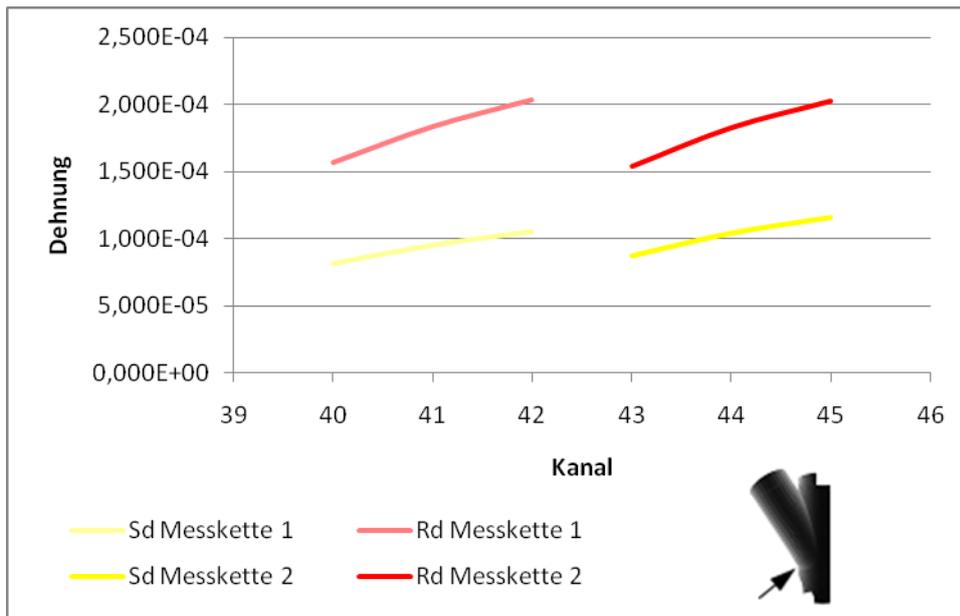


Abbildung 6-8: Grenzwerte der Einwirkung und des Widerstandes für die Messketten 1 und 2 am Hot Spot HS2

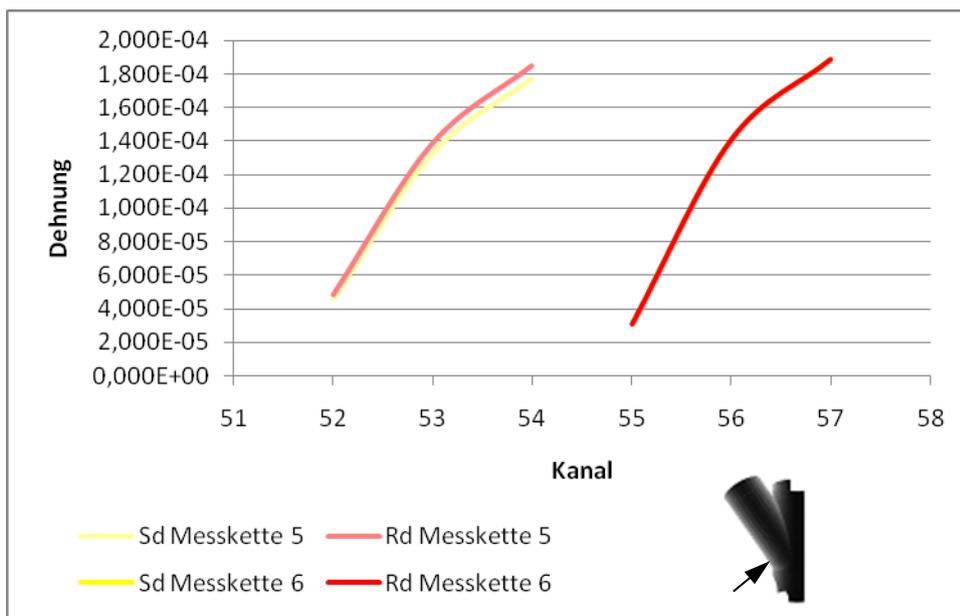


Abbildung 6-9: Grenzwerte der Einwirkung und des Widerstandes für die Messketten 5 und 6 am Hot Spot HS2

6.3.1.3.3 Grenzwerte im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit

Die Grenzwerte im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit wurden mit dem Schalen und Balken-Gesamtmodell (siehe Abschnitt 5.3 „Erstellung eines reduzierten Strukturmodells“) berechnet. Die Grenzwerte, welche hier den Eigenfrequenzen der Struktur entsprechen, sind im Abschnitt 5.5 dokumentiert.

6.3.1.3.4 Überwachungsalgorithmen und Schädigungsindikatoren

Die Überwachungsalgorithmen liefern die Werte für die Schädigungsindikatoren, welche für die einzelnen Grenzzustände in Tabelle 6-1 zusammengefasst sind. Für den Grenzzustand der Tragfähigkeit werden dabei Maximalwerte der Dehnungen verwendet. Das Zeitintervall, in dem die Maximalwerte ermittelt werden, kann entsprechend dem Überwachungszweck unterschiedlich gewählt werden. So ist es möglich vor Extremereignissen, wie z. B. Unwettern, das Intervall zu verkürzen. Für die Dauerüberwachung werden tägliche Maximalwerte verwendet.

Im Grenzzustand der Ermüdung werden als Schädigungsindikatoren schädigungsäquivalente Dehnungen ermittelt. Dieser Schädigungsindikator setzt eine kontinuierliche Messung der Beanspruchungen voraus. Es kommt ein Rainflow-Algorithmus zur Berechnung der Dehnungsschwingbreiten in Kombination mit der linearen Schädigungsakkumulation nach Palmgren-Miner zum Einsatz. Schädigungsäquivalente Dehnungen sind, durch den Wegfall des Wöhlerlinienparameters C unabhängig vom Kerbfall, jedoch nicht unabhängig vom Anstieg der Wöhlerlinie. Sie bilden deshalb einen einheitlichen Schädigungsindikator für die Ermüdungsbeanspruchung der gesamten Struktur der Windenergieanlage.

Den Schädigungsindikator für den Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit bilden die Eigenfrequenzen, welche über eine experimentelle Modalanalyse identifiziert werden. Der Algorithmus für die experimentelle Modalanalyse wurde vom Projektpartner Universität Siegen zur Verfügung gestellt.

Schädigungsindikator	Grenzzustand	Beschreibung
Maximale Dehnungen	Tragfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Dehnmessstreifen • Maximalwerte • Aktualisierung: z.B. täglich • Bei Extremereignissen (Sturm) stündlich oder kontinuierlich
Schädigung / Schadensäquivalente Spannungen	Ermüdung	<ul style="list-style-type: none"> • Dehnmessstreifen • Ermittlung eines Mehrstufenkollektives aus permanenter Rainflow-Klassierung der Zeitreihen • Berechnung der Schädigung oder eines schädigungsäquivalenten Einstufenkollektives aus Mehrstufenkollektiv durch ein Wöhlerlinienmodell
Eigenfrequenzen	Gebrauchstauglichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Beschleunigungssensoren • Aktualisierung: z.B. täglich auf Basis der Zeitreihen, welche in die Capture-Matrix geschrieben werden • Experimentelle Modalanalyse der Zeitreihen und Auslesen der Eigenfrequenzen nahe des Anregungsbereiches (1P und 3P)

Tabelle 6-1: Beschreibung der Schädigungsindikatoren

6.3.2 Ergebnisse

Eine Auswertung der Messdaten für den Grenzzustand der Tragfähigkeit ergab ein positives Ergebnis. Die Grenzwerte, die beispielhaft, für das Turmsegment I ausgewertet wurden, überschritten nur in vereinzelt Fällen die Grenzwerte, welche auf gewisse Probleme mit der Messgenauigkeit und der Störungsanfälligkeit des eingesetzten Messsystems zurückzu-

führen waren. Um die aufgezeichneten Messsignale von Störanteilen zu bereinigen, mussten verschiedene Filter eingesetzt werden. Vereinzelt Messwerte, welche aufgrund der Größenordnung und den zugehörigen Daten aus der Betriebsführung nicht sinnvoll waren, wurden aus dem Messsignal entfernt. Weiterhin wurden teilweise Drifts in den Messergebnissen festgestellt, so dass es erforderlich wurde, die Zeitreihen mittelwertfrei zu machen. Dieser Schritt ist insofern problematisch, als damit der statische Anteil des Messsignals und auch der statische Anteil der Beanspruchung der Komponenten verloren geht. Hier werden zukünftig andere Lösungen der Datenanalyse erforderlich sein, damit die Informationen über die statischen Beanspruchungen erhalten bleiben.

Bei der Auswertung des Grenzzustandes der Ermüdung ist die Verwendung ausschließlich dynamischer Messsignale weniger problematisch. Ein Vergleich der Schädigungsindikatoren zwischen den Ergebnissen der Überwachung und jenen der Berechnung über einen Zeitraum von einem Jahr deutet auf etwas kleinere gemessene Ermüdungsschädigungen am Anschluss Zentralrohr – Untere Strebe hin.

Die Anwendung der experimentellen Modalanalyse auf die Zeitreihen der Capturematrix hatte zum Ergebnis, dass die überwachten Eigenfrequenzen nur geringfügigen Schwankungen unterliegen. Im Beobachtungszeitraum konnte kein Trend festgestellt werden, der auf veränderte Eigenfrequenzen hinweist. Die automatische Bestimmung der Eigenfrequenzen im Produktionsbetrieb ist, anders als bei herkömmlichen Infrastrukturbauwerken, schwieriger wegen der zeitlich veränderlichen Erregerfrequenzen ausgehend von Maschine und Rotor.

6.4 Prototypische Software



Abbildung 6-10: Übersicht über Auswertelgorithmen und neu implementierte Algorithmen (rot)

Die in Abschnitt 6.3 vorgestellten Verfahren wurden in die Monitoring-Software der Fachgruppe VII.2 der BAM implementiert. Eine Übersicht über die Auswerteverfahren auf dem

BAM-Server ist in Abbildung 6-10 dargestellt. Zu den bereits implementierten Methoden, wie z.B. der Rainflow-Analyse, wurden die Methoden zur kontinuierlichen Berechnung der Schadensindikatoren und die Algorithmen zur Berechnung der Grenzwerte in Abhängigkeit der Gondelposition hinzugefügt.

Die Berechnung der Schadensindikatoren kann dabei flexibel den jeweiligen Erfordernissen angepasst werden. Bei einem Extremereignis kann der Schadensindikator für den Grenzzustand der Tragfähigkeit z.B. kontinuierlich abgefragt werden. Weiterhin können die Grenzwerte, welche für diese Anlage an diesem Standort berechnet wurden, an andere Anlagentypen und Standorte angepasst werden.

6.5 Schadensakkumulation / Werkstoffdegradation der Faserverbundwerkstoffe (FVW)

6.5.1 Wöhler- und Lastkollektivuntersuchungen

Zur Ermittlung von Lastkollektiven wurden umfangreiche Untersuchungen an +/- 45°-GFK-Werkstoffproben aus den original Rotorblatt-Halbzeugen durchgeführt. Dazu wurden nach einem Zugversuch Einstufenversuche auf vier Lastniveaus zur Erstellung einer Wöhlerlinie durchgeführt (siehe Abbildung 6-11). Anhand dieser Wöhlerlinie wurden drei verschiedene Lastkollektive erstellt: Nach Lasthöhe sortiert mit ansteigender bzw. fallender Amplitude und quasi-gleichmäßig verteilt. Dabei haben diese Lastkollektive nach der linearen Schadensakkumulationshypothese am Ende die Schadenssumme $D = 1$. Abbildung 6-12 zeigt eine Übersicht dieser Lastkollektive.

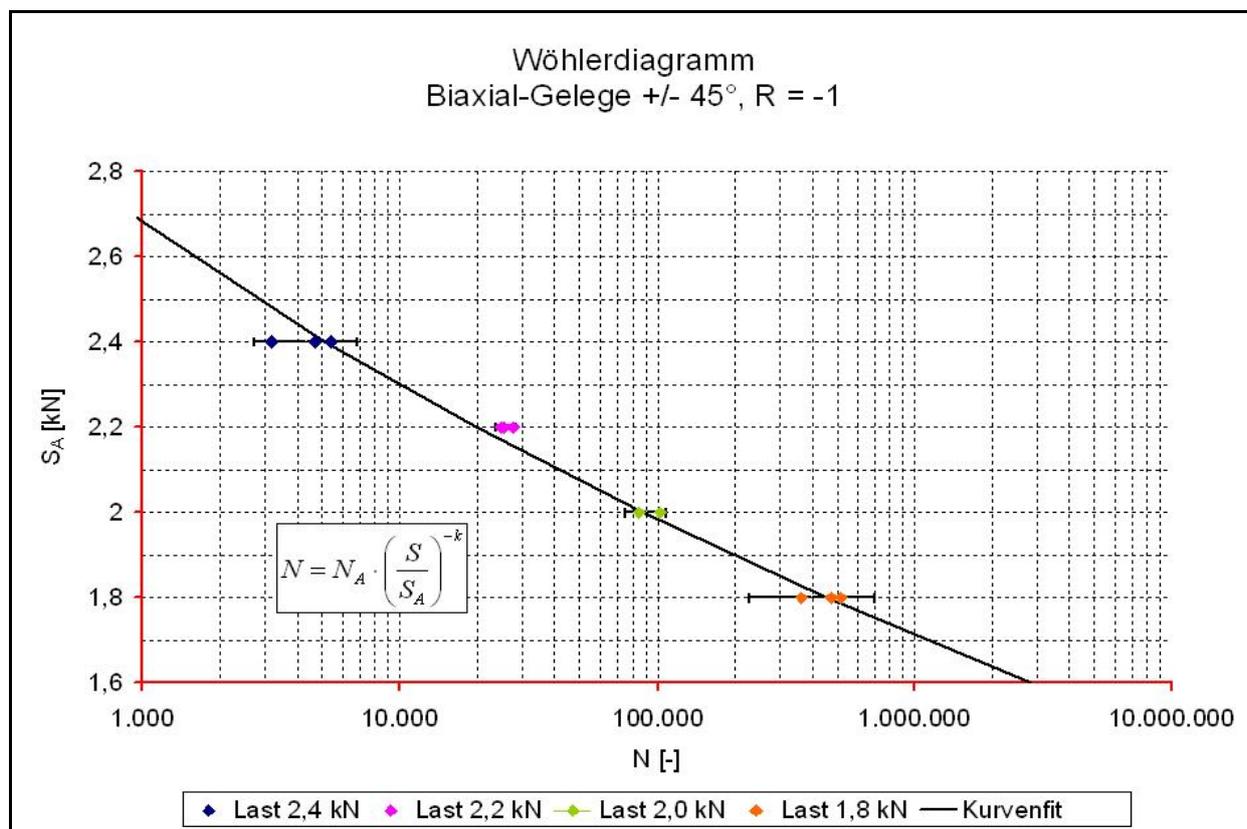


Abbildung 6-11: Wöhlerdiagramm für original Rotorblatt-Halbzeug (+/- 45°-GFK)

Bei den Untersuchungen kam die Grauwertanalyse zum Einsatz. Dabei werden mit einer von der servohydraulischen Prüfmaschine gesteuerten handelsüblichen Digitalkamera Photos von der Probe im Dauerschwingversuch aufgenommen, die mit einer selbstentwickelten Software auf Basis von MATLAB auf ihre Helligkeit (Grauwert) untersucht werden. Eine zunehmende Zahl von Mikrorissen in der Werkstoffprobe äußert sich in einer relativen Änderung des Grauwertes, da sich das einfallende Licht an einzelnen Glasfasern und dem umgebenden Epoxidharz anders bricht, als bei einzelnen Glasfasern und Luft (bei Mikrorissen infolge Faser-Matrix-Ablösungen).

Die Ergebnisse (siehe Abbildung 6-13) zeigen einen deutlichen Reihenfolgeeffekt. Bei dem steigenden Lastkollektiv sind in vier Versuchen alle Werkstoffproben vorzeitig versagt, wohingegen bei dem fallenden Lastkollektiv in fünf Versuchen alle Werkstoffproben durchge-

laufen sind. Bei den quasi-gleichmäßig verteilten Lastkollektiven haben in sechs Versuchen die Proben in zwei Fällen versagt, die vier übrigen sind durchgelaufen.

Dieses gewählte quasi-gleichmäßig verteilte Lastkollektiv bestätigt durch das gute Zutreffen der Miner-Regel die lineare Schadensakkumulationshypothese. Weiterhin ist eine gute Korrelation zwischen Grauwert- und Steifigkeits-Schadensparameter zu erkennen. Dies zeigt, dass beide Parameter eine Aussage über die Rissdichte liefern. Diese wiederum ist ein charakteristisches Maß für die Schädigung im Werkstoff und kann unter Umständen zu einer Schichtendelamination und damit zu einem Versagen des Werkstoffs führen.

Somit konnte gezeigt werden, dass hinsichtlich der intralaminaren Ermüdung eine Approximation mit der linearen Schadensakkumulation vertretbar ist, wenn im realen Betriebslastfall eine statistisch gleichmäßige Durchmischung der auftretenden Lasten vorliegt.

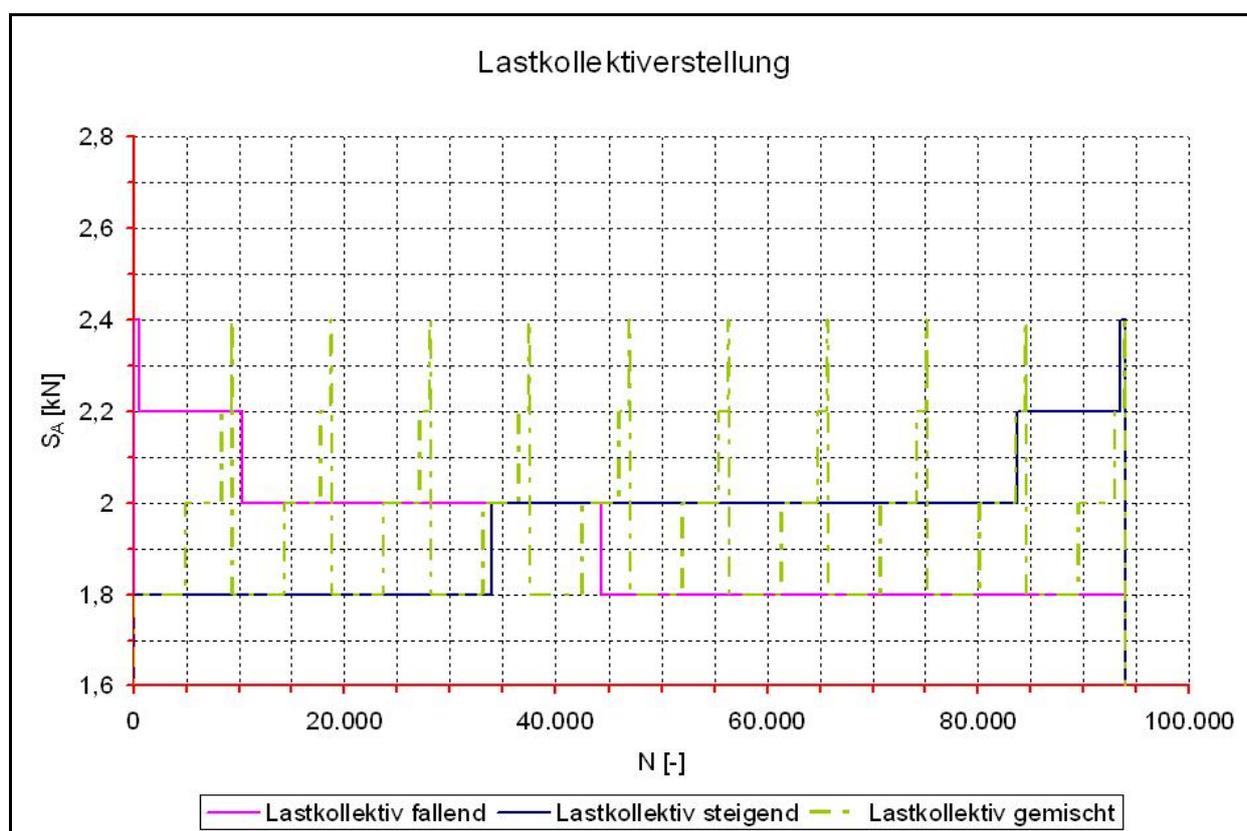


Abbildung 6-12: Übersicht der untersuchten Lastkollektive (fallend, steigend, quasi-gleichmäßig verteilt)

6.5.2 Röntgenrefraktionsuntersuchungen

Die Röntgenrefraktionsstereographie ist ein Verfahren zur zerstörungsfreien Bestimmung von inneren Oberflächen in Werkstoffen. Angewendet auf FVW lassen sich Aussagen über die Faserorientierungen, die Fertigungsqualität sowie über Faser-Matrix-Ablösungen und Matrixrisse infolge mechanischer Beanspruchung gewinnen. Hierbei wird das Röntgenrefraktionsverfahren online bei Zug-Belastung der Probe angewendet.

Aus Probenplatten (500 mm x 500 mm, gefertigt in RTM-Technologie aus Original-Halbzeugen) wurden 33 mm x 10 mm Schubproben der Faserorientierung 0° / 90° zur Ermittlung der Längsschubfestigkeit (siehe Abbildung 4) und Schulterstäbe von 80 mm x 10 mm mit 4 mm Messquerschnitt (Abbildung 6-14) geschnitten. Bei den Schulterstäben ist die Faserorientierung 0° / 90° (Abbildung 6-14– die Bindungsfäden laufen unter 45° zu den Glasfaserrovings) zur Ermittlung der Querkzugfestigkeit und +/- 45° zur Ermittlung der Schubfestigkeit im Zugversuch. Abweichend von den Normproben sind die Querschnitte bewusst derart gewählt

worden, da die in der Röntgenrefraktionsanlage eingesetzte Minimat-Zugprüfmaschine nur Lasten von max. 1 kN aufbringen kann. Jedoch können die 0° / 90°-Proben selbst mit diesem reduzierten Querschnitt in der Regel nicht bis zum Bruch belastet werden, da die Gelege-Halbzeug-Dicken zu Laminatstärken von 1,9...2,4 mm führen. Zusätzlich wurden für Vergleichsversuche die im Leichtflugzeugbau verwendeten Flachproben (210 mm x 32 mm) ohne Aufleimer aus den Probenplatten geschnitten. Zur Belastung von 0°/90°-Laminaten (Abbildung 6-14) unter Schub in der Röntgen-Refraktionsmessanlage (Abbildung 6-15) wurde eine Einspannung aufgebaut.

In Schritten von 0,25 mm wurde die Traverse verfahren und die Kraft gemessen. Es zeigte sich das für GFK typische Spannungsrelaxationsverhalten unter intralaminarer Schubbeanspruchung (Abbildung 6-16).

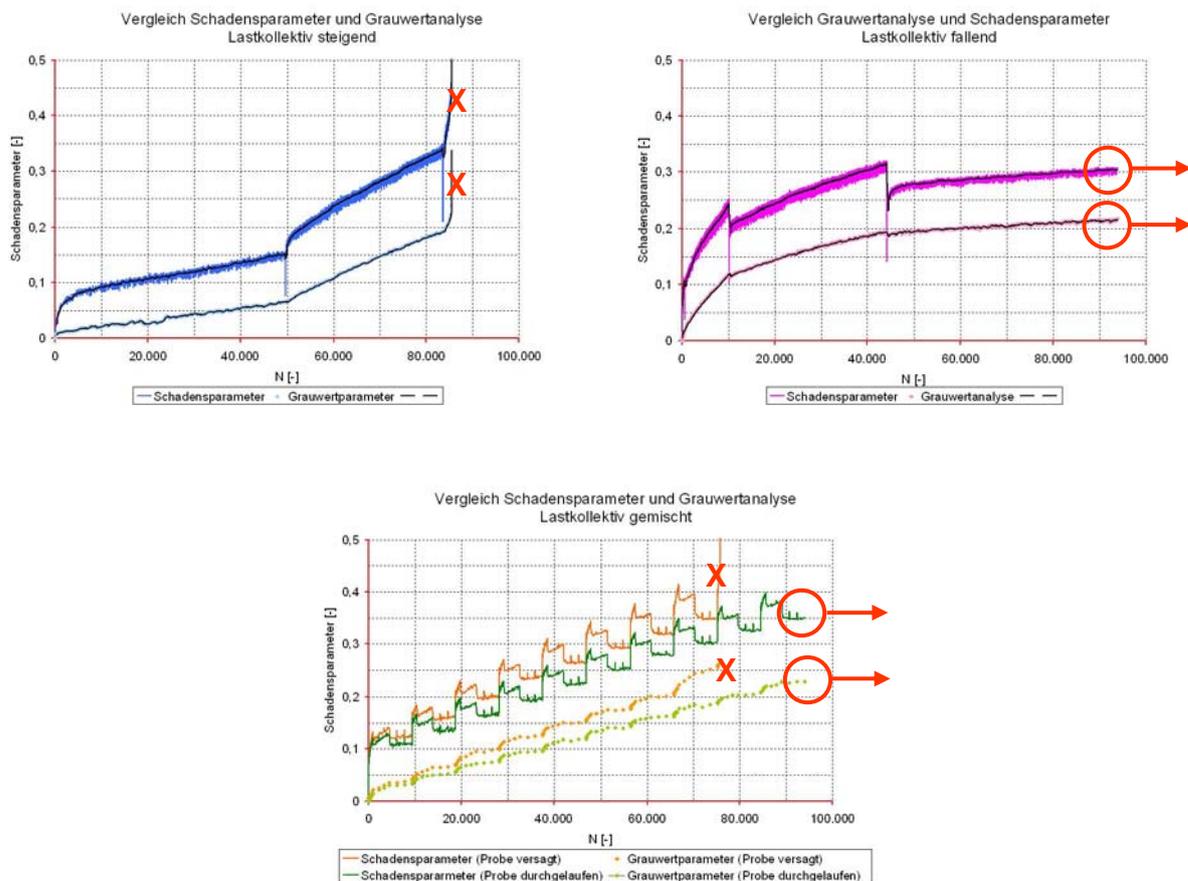


Abbildung 6-13: Vergleich der Schadensparameter und der Grauwertanalyse bei versch. Lastkollektiven

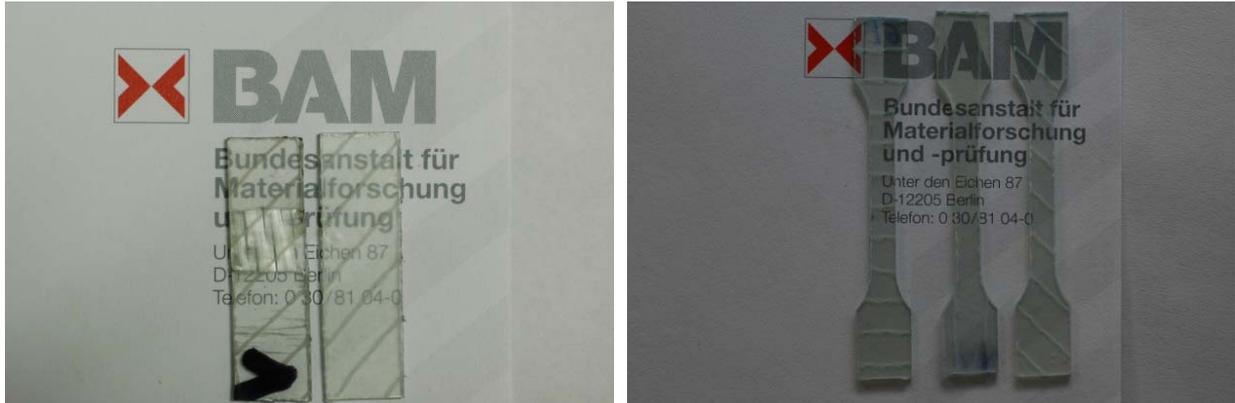


Abbildung 6-14: Schubproben, 0°/90°-Proben (Bild links), Zugproben, +/-45°- und 0°/90°-Laminat (Bild rechts)



Abbildung 6-15: Röntgenrefraktionsanlage mit integrierter Minimat-Zugprüfmaschine

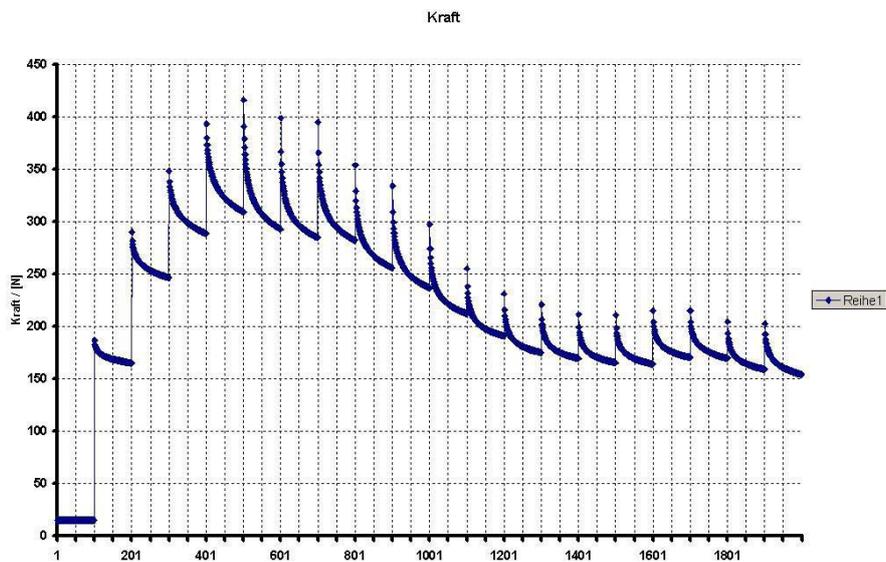


Abbildung 6-16: Schubversuch – Kraftverlauf in der Minimat-1 kN-Prüfmaschine

In jedem Lastschritt wurden Topogramme der inneren Oberflächen der Probe zwischen der Einspannung und als Referenz aus dem außerhalb der Einspannung liegendem Bereich aufgenommen. Leider weist die Änderung der inneren Oberfläche, also der Refraktionswert (Abbildung 6-17), eine große Streuung auf. Zudem ist der Effekt nicht wie erwartet. Dies liegt daran, dass wie im Vorversuch in der INSTRON-Prüfmaschine über Fotos dokumentiert (Abbildung 6-18), die Probe sich gegenüber der Horizontalen verdreht, was einen Zusatzeffekt auf den Refraktionswert ausübt. Da diese Verdrehung in jedem Schritt nicht genau genug erfasst werden kann, also die Klemmung der Probe in der kleinen Schubvorrichtung ungenügend ist, kann der der Bildung innerer Oberflächen zuzuordnende Teil des Refraktionswertes nicht genau genug ermittelt werden.

Offline, also im entlasteten Zustand, wurden drei Proben im Refraktionsscanner vermessen. Die Topogramme sind in Abbildung 6-19 und Abbildung 6-20 dargestellt. Es ergibt sich ein deutlicher Messeffekt als Zunahme des Refraktionswertes um 20...60 %, der mit guter Messauflösung bestimmt werden kann. Leider ist aber aus den o.g. Gründen eine seriöse Zuordnung von innerer Oberfläche zu Schubbeanspruchung nicht möglich.

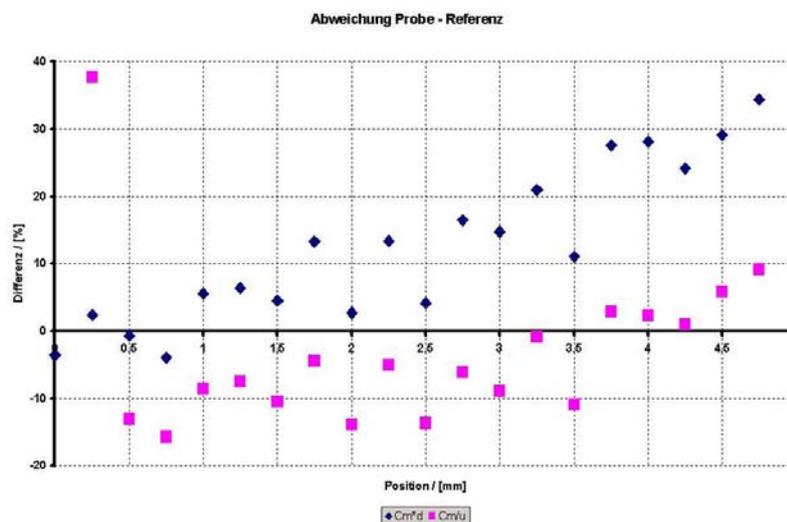


Abbildung 6-17: Schubversuch – Kraftverlauf in der Minimat-1 kN-Prüfmaschine



Abbildung 6-18: Schubversuch in der Instron-Prüfmaschine – Probenphotos in verschiedenen Prüfstadien

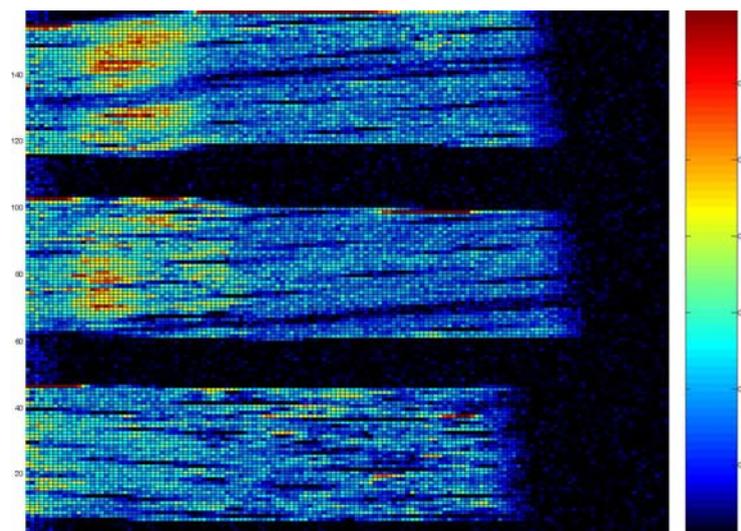


Abbildung 6-19: Röntgenrefraktionstopogramm von drei Schubproben (offline, waagrecht)

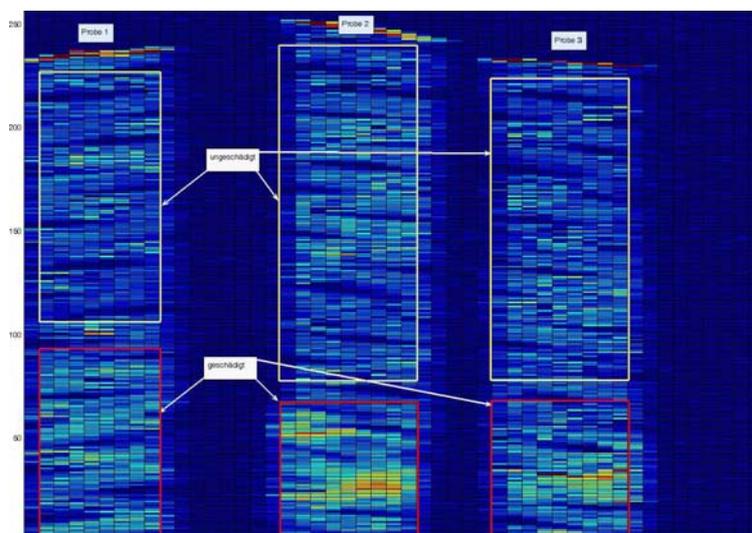


Abbildung 6-20: Röntgenrefraktionstopogramm von drei Schubproben (offline, senkrecht)

Aufgrund der guten Probenqualität bei der RTM-Fertigung, der ausschließlichen Verwendung von GFK und den guten Erfahrungen der visuellen Rissinspektion mit einer herkömmlichen Digitalkamera wurde eine Reihe von Versuchen in der 50 kN-INSTRON-Prüfmaschine an herkömmlichen Normproben mit verschiedenen Laminaten durchgeführt. Die Proben wurden in 0,05 mm-Schritten mit einer Beanspruchungsgeschwindigkeit von 2 mm/min belastet. Nachfolgend wurde für 1 Sekunde die Last gehalten und ein Foto aufgenommen. Effektiv ergibt sich somit eine mittlere Beanspruchungsgeschwindigkeit von 1,2 mm/min. Je nach Bruchdehnung wurden pro Zugversuch zwischen 50 und 250 Bilder aufgenommen. In der nachfolgenden Auswertung ist die Information über das typische Versagensverhalten jedes Laminates auf max. 6 charakteristische Bilder zusammengefasst worden.

0°-Probe

Im Zugversuch an 0°-Proben zeigt sich das typische Verhalten geringer Mikrorissbildung bis kurz vor dem globalen Versagen. Ab ca. 1 % Dehnung fangen die 36 g/m² (< 3 % des Flächengewichts) 90°-Glasfäden an, sich an der Oberfläche abzuzeichnen. Bei einer Dehnung von 2,23 % bildet sich die erste Delamination in der Mitte der Probe. Es treten noch weitere im Randbereich bis zu einer Dehnung von 2,36 % hinzu, bis die Probe schließlich global ver-

sagt. Die Bruchspannung beträgt im Mittel 810 ± 10 MPa bei einer Bruchdehnung von $2,4 \pm 0,05$ %.

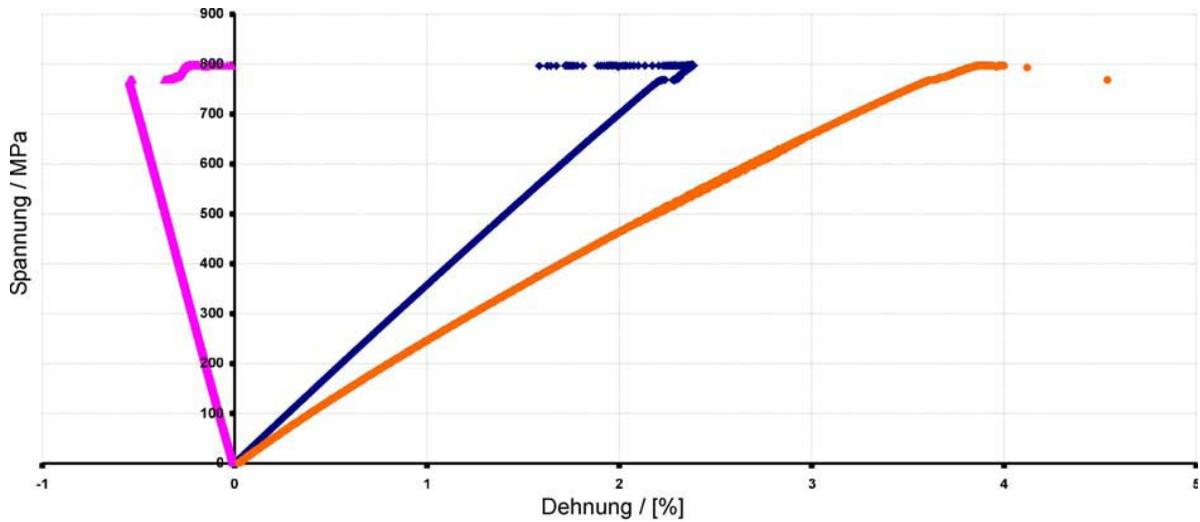


Abbildung 6-21: Spannungs-Dehnungs-Diagramm der 0°-UD-Probe, Bilder bei 0,0 %-, 0,5 %-, 1,0 %-, 2,23 %- 2,36 %-Dehnung und nach Probenbruch aufgenommen

90°-Probe

Bei dem 90°-Laminat zeigt sich bis zum Probenbruch keine Mikrorissbildung. Der erste kleine Anriss bei einer Probendehnung von 0,48 % weitet sich unmittelbar zum Riss über die gesamte Probenbreite und somit zum Probenbruch aus. Die Bruchspannung beträgt im Mittel 48 ± 3 MPa bei einer Bruchdehnung von $0,5 \pm 0,03$ %.

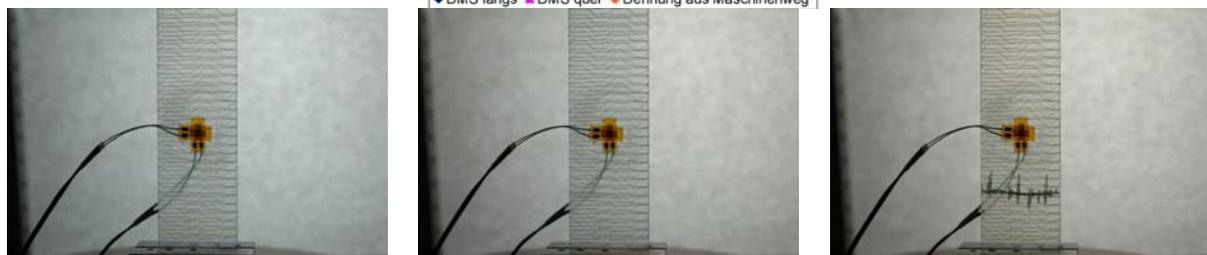
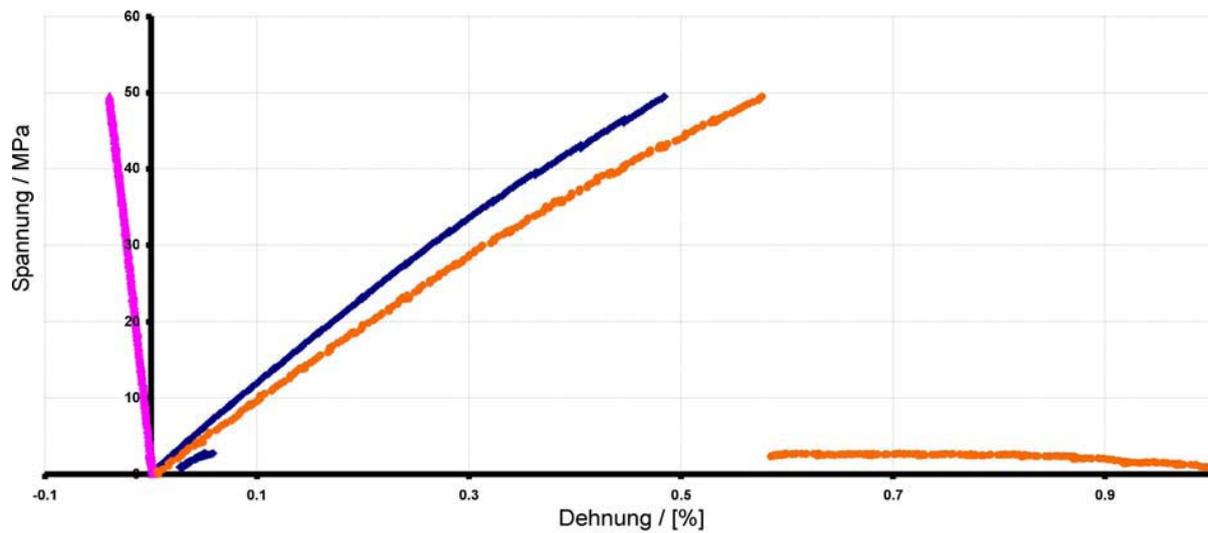
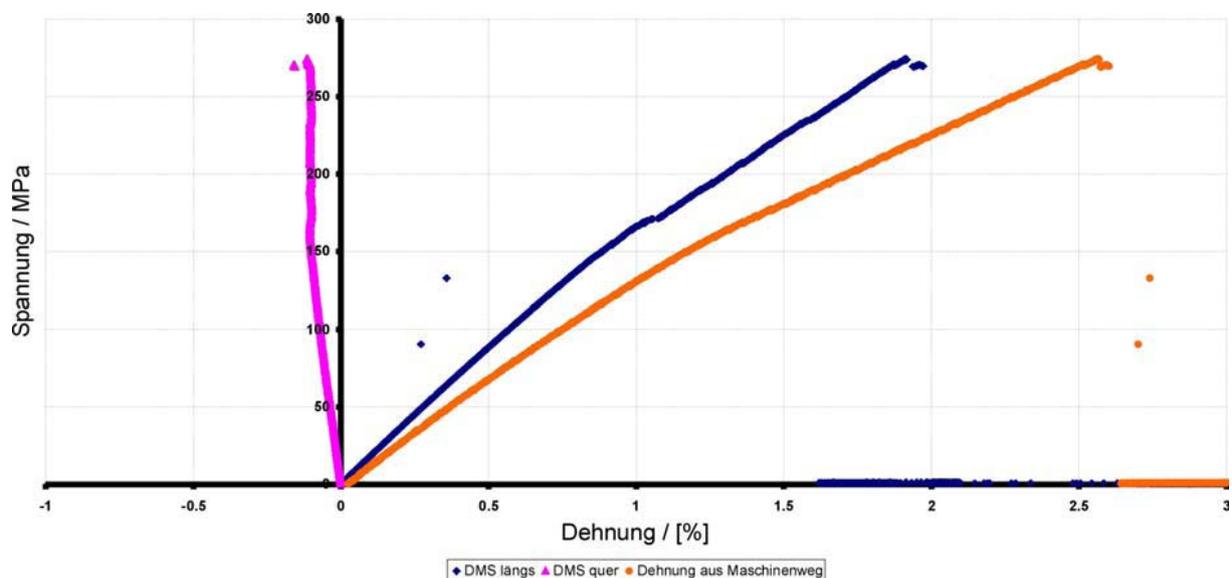


Abbildung 6-22: Spannungs-Dehnungs-Diagramm der 90°-UD-Probe, Bilder bei 0,0 %-, 0,48 %-Dehnung und nach Probenbruch aufgenommen

0°/90°-Probe

Bei dem 0°/90°-Laminat zeigte sich bis zu einer Dehnung von 0,5 % keinerlei Mikrorissbildung. Bei Dehnungen ab 0,5 % bis 1 % zeichnen sich die 90°-Faserbündel progressiv ab und Mikrorisse entstehen zunehmend. Ab einer Dehnung von 1,9 % bilden sich im Randbereich erste Delaminationen, die bei ca. 1,95 % zum Probenbruch führen. Die Bruchspannung beträgt im Mittel 263 +/- 15 MPa bei einer Bruchdehnung von 1,9 +/- 0,1 %.



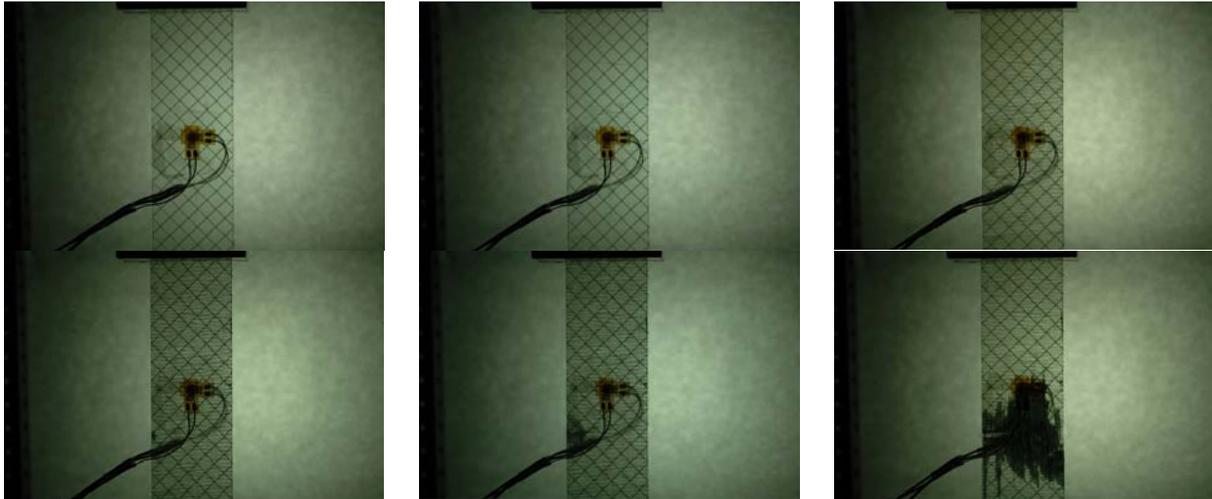
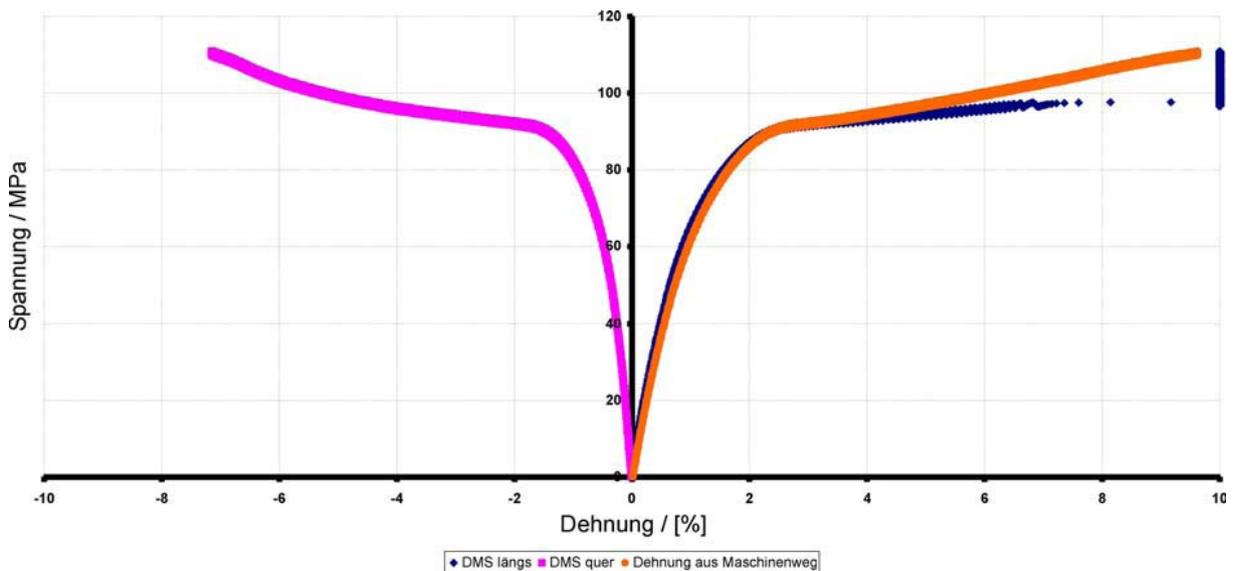


Abbildung 6-23: Spannungs-Dehnungs-Diagramm der 0°/90°-Probe, Bilder bei 0,0 %-, 0,5 %-, 1,0 %-, 1,9 %- 1,95 %-Dehnung und nach Probenbruch aufgenommen

+/-45°-Probe

Das +/-45°-Laminat zeigt bis zu einer Probendehnung von 1% keine Mikrorissbildung. Zwischen 1% bis 2% Probendehnung zeichnen sich die Faserbündel zunehmend ab und Mikrorisse entstehen. Oberhalb 2% zeigen sich zunehmend Mikrorisse mit deutlichem Plastifizieren der Proben. Ab ca. 7% Probendehnung treten erste Delaminationen im Randbereich auf, die bis zum Probenbruch zunehmend anwachsen. Die Bruchspannung beträgt im Mittel 108 +/-10MPa bei einer Bruchdehnung von 10,6 +/-1%. Die Spannung bei 5% Probendehnung Schubzugversuch nach DIN EN ISO 14129) beträgt 92 +/-5MPa.



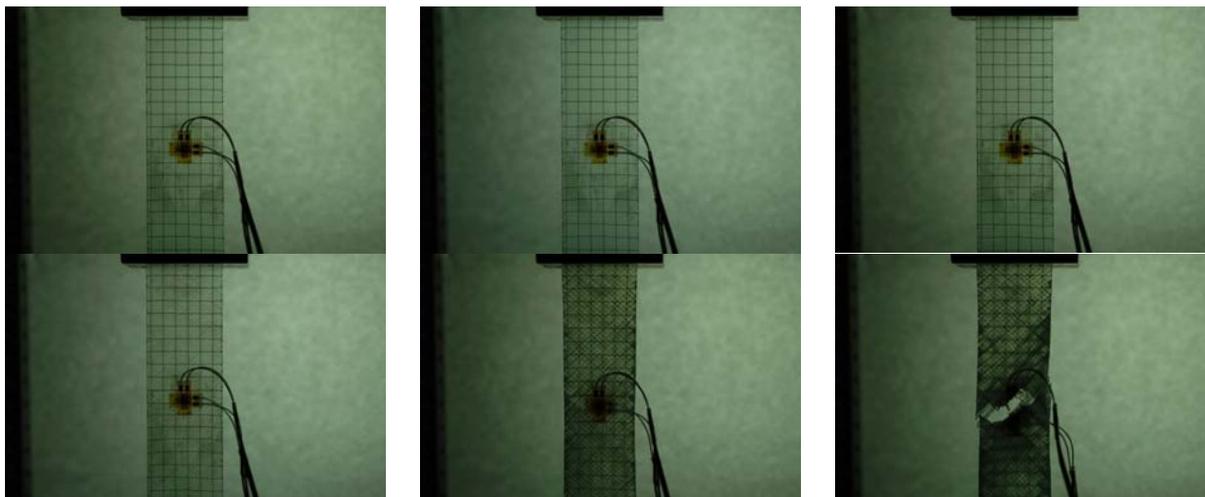


Abbildung 6-24: Spannung-Dehnungs-Diagramm der +/- 45°-Probe, Bilder bei 0,0 %, 0,5 %, 1,0 %, 2,0 %, 7,2 %-Dehnung und nach Probenbruch aufgenommen

Aufgrund der guten Probenqualität von durchsichtigen Glasfaserproben kann die Mikrorissbildung an herkömmlichen Normprobekörpern beobachtet und somit der beginnende Zwischenfaserbruch unter Querzug und Schub qualitativ bestimmt werden. Beim Vergleich der Ergebnisse der lichtoptischen Methode an den hier untersuchten Gelegen mit früheren Untersuchungen an Geweben erscheint die Zunahme an inneren Oberflächen subjektiv über die Weißfärbung der Probe bei Gelegehalbzeugen geringer zu sein. Daher ist nicht ausgeschlossen, dass es bei der Anwendung des Röntgenrefraktionsverfahrens zu qualitativ und quantitativ anderen Ergebnissen kommen kann, als dies aus Untersuchungen an Leinwandgeweben zu erwarten ist. Zusammenfassend lässt sich aus allen Versuchen über die lichtoptische Methode online mechanischer Belastung der Lamine festhalten, dass sich in der Einzelschicht im Verbund mit Nachbarschichten anderer Faserorientierung erst später Mikrorisse zeigen. Insofern ist es fraglich, den Zwischenfaserbruch der Einzelschicht als Dimensionierungskennwert für ganze Konstruktionen zu verwenden. Vielmehr zeigt sich konkret bei den hier untersuchten Werkstoffen, dass bis zu einer Längsdehnung von 0,5 % weder in 0°/90°-Laminaten noch in +/- 45°-Laminaten mit ersten Zwischenfaserbrüchen zu rechnen ist. Ganz allgemein erscheint es viel sinnvoller, die Mikrorissbildung unter schwingender Beanspruchung bei real verwendeten Laminaten unter einsatznahen Lastniveaus als repräsentative Untersuchungsmethode zur Zulassung von Halbzeugen für Rotorblätter von Windenergieanlagen heranzuziehen. Die statische Festigkeit der Einzelschicht ist von untergeordneter Bedeutung.

6.6 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Den beiden thematischen Arbeitsbereichen der Zustands- und Beanspruchungsbewertung von Gründungsbauwerken einerseits und Rotorblättern für Windenergieanlagen im Offshore-Betrieb andererseits ist gemeinsam die Erarbeitung von Grenzwerten und Schadenskriterien, die in Bewertungsprozessen genutzt werden. Für die bauliche Bewertung werden diese Größen durch statische und dynamische Strukturberechnungen mittels geeigneter Rechenmodelle gefunden. Die Bewertung von Schäden an faserverstärkten Materialien erfordert im ersten Schritt geeignete experimentelle Untersuchungen an Proben, die das makroskopische und mikroskopische Verhalten sichtbar bzw. messbar machen.

Arbeitsbereich 1

Eine zusammenfassende Darstellung der Anforderungen und der Vorgehensweise bei der Bemessung der Gründungsstruktur basierend auf den Auslegungen für den Grenzzustand der Tragfähigkeit, der Ermüdung und der Gebrauchstauglichkeit von Offshore-Windenergieanlagen ist erfolgt. Des Weiteren ist eine systematische Darstellung vorhandener Konzepte zur baulichen Bewertung erarbeitet worden. Die hier entwickelte Vorgehensweise zur Zu-

standsbewertung der Gründungsstruktur entspricht einer quantitativen Bewertung und enthält messwertbasierte und modellbasierte Anteile. Bewertungskriterien sind die Zuverlässigkeit und die Robustheit. Für die praktische Anwendung der Konzepte wurden Grenzwerte für den Grenzzustand der Tragfähigkeit und der Ermüdung auf Basis der gesamten Bemessung sowie den Anforderungen an die Gebrauchstauglichkeit ermittelt. Das Verfahren wurde in Form einer prototypischen Software erprobt. Die Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Abschnitt 6.5.1 dargestellt.

Arbeitsbereich 2

Die Reinharzuntersuchungen an den verwendeten Matrixsystemen L 135 und L 135i zeigen in den statischen Kennwerten sehr geringe Unterschiede, die sich in den dynamischen Rissfortschrittsuntersuchungen vollständig aufheben. Untersuchungen zum Einfluss der Temperung zeigen, dass sich bei vergleichbaren statischen Kennwerten Unterschiede in der Rissfortschrittsrate um den Faktor 10 ergeben. Die Schadensakkumulationshypothese wurde durch das gute Zutreffen der Miner-Regel in den Werkstoffversuchen der Faserverbund-Proben (Probengeometrie nach RHV-Richtlinie) bestätigt. Die Untersuchungen zeigen, dass sich bei den Werkstoffproben das Verfahren der Grauwertanalyse eignet, den Schädigungszustand zu charakterisieren.

6.7 Literatur

- [1] GL Wind IV - Part 2. Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines. 2005.
- [2] DIN EN 1993-1-9. Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten, Teil 1-9: Ermüdung. 2005.
- [3] Seidel, M.: Zur Bemessung geschraubter Ringflanschverbindungen von Windenergieanlagen. Universität Hannover, Fachbereich Bauingenieur- und Vermessungswesen, Dissertation, 2001.
- [4] DNV-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures. 2004.
- [5] IEC 61400-1. Wind Turbines - Part 1: Design Requirements. 2005.
- [6] DNV-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures. 2005.
- [7] DIBt. Richtlinie für Windenergieanlagen. 2004.
- [8] Rücker, W., Hille, F., Rohrmann, R.G.: Guideline for the assessment of existing structures. 5th International Conference on Bridge Management, Inspection, Maintenance, Assessment and Repair. 2005. Guilford, UK: Thomas Telford Publishing.
- [9] ISO 19902. Petroleum and natural gas industries - Fixed steel offshore structures. 2007.
- [10] API RP 2A-WSD. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design. 2000.
- [11] ISO/FDIS 19902. Petroleum and Natural Gas Industries - Fixed Steel Offshore Structures. 2006.
- [12] Thöns, S., Faber, M.H., Rohrmann, R., Rücker, W.: Assessment and monitoring of reliability and robustness of offshore wind energy converters. To be submitted (2008),
- [13] DIBt. Richtlinie für Windkraftanlagen. 1993.
- [14] Trappe, V. et al (2007): Zustand und Festigkeit – Charakterisierung des Schädigungszustandes von FVW unter Betriebsbeanspruchung. Endbericht des vom BMVBW geförderten Forschungsvorhabens „Anwendbarkeit analytischer und experimenteller Lebensdauernachweise“, Kennzeichen 50.0298/2002.
- [15] Trappe, V., Hickmann, S., Sturm, H. (2008): Bestimmung des Zwischenfaserbruchversagens in textilverstärktem Glasfaserkunststoff mittels der Röntgenrefraktionstopographie. MP Materials Testing 50.
- [16] Grasse, F., Trappe, V., Hickmann, S., Meister, O. (2009): Lifetime assessment for GFRP-glders using a representative substructure. International Journal of Fatigue (noch nicht veröffentlicht).

Abschlussbericht

zum
Forschungs- und Entwicklungsvorhaben

IMO-WIND: Integrales Monitoring- und Bewertungssystem für Offshore-Windenergieanlagen

Forschungsförderung: Bundesministerium für Wirtschaft
im Förderprogramm InnoNet

InnoNet-Projekt-Nr.: 16INO326

Projektträger: VDI/VDE/IT

TEILAUFGABE 7: EINRICHTUNG UND BETRIEB VON REFERENZOBJEKTEN (TA 7)

Bearbeiter: Dipl.-Ing., M. Sc. Sebastian Thöns
Dipl.-Ing. Rolf G. Rohrmann
Dipl.-Ing. Samir Said
Dipl.-Ing. Peter Kraemer
Dipl.-Inf. Frank Müller
Dipl.-Ing. Ulrich Oertel
Fachgruppe VII.2 Ingenieurbau
Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
Universität Siegen
Fa. IGUS-IST GmbH
Fa. μ -Sen GmbH

7	TA7: EINRICHTUNG UND BETRIEB VON REFERENZOBJEKTEN.....	3
7.1	Einleitung und Zielstellung	3
7.2	Auswahl von Referenzobjekten für integrale Dauerüberwachung	3
7.3	Numerische und experimentelle Voruntersuchungen.....	4
7.3.1	Konzeption des Komponentenversuchs für die Gründungstruktur.....	5
7.3.1.1	Versuchsvorrichtung.....	6
7.3.1.2	Messsystem	6
7.3.2	Berechnungsmodelle	7
7.3.2.1	FE – Simulation Schalenmodell	8
7.3.2.2	Schnittgrößenermittlung nach Stabwerkstheorie	10
7.3.2.3	Versuchsbeschreibung	11
7.3.3	Versuchsergebnisse	13
7.3.3.1	Ergebnisse der Schnittgrößenermittlung nach der Stabwerkstheorie.....	13
7.3.3.2	Spannungen im Hot Spot - Bereich	18
7.3.3.3	Einflüsse auf die Genauigkeit der Messungen.....	19
7.3.3.4	Ergebnisse in Bezug auf geplante Messung M5000_2.....	19
7.3.4	Schlussfolgerungen	19
7.4	Einsatz und Betrieb entwickelter Überwachungstechnik.....	20
7.4.1	Überwachungssystem für das Bauwerk.....	20
7.4.1.1	Messtechnik.....	20
7.4.1.2	Dokumentation der Überwachungsergebnisse.....	21
7.4.2	Überwachungssysteme für die Rotorblätter	28
7.4.2.1	Überwachungssystem mit Beschleunigungssensoren (Fa. IGUS-ITS).....	28
7.4.2.2	Überwachungssystem mit faseroptischen Sensoren (Fa. Advoptics)	28
7.4.2.3	Dokumentation der Überwachungsergebnisse mit faseroptischen Sensoren.....	29
7.4.3	Überwachungssystem für die Maschine (Fa. μ -Sen).....	33
7.5	Software für die Vorort-Auswertung, Schadensfrüherkennung und Bauwerksbewertung.....	34
7.5.1	Datenanalyse und Sofortauswertung	34
7.5.2	Schadensfrüherkennung	36
7.5.2.1	Datenschnittstellensystem	36
7.5.2.2	Ausgewählte Sensoren für die Last-und Schadens-Identifikation	37
7.5.2.3	Ausgewählte Algorithmen für die on-line-Überwachung.....	37
7.6	Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen.....	48
7.7	Literatur.....	49

7 TA7: EINRICHTUNG UND BETRIEB VON REFERENZOBJEKTEN

7.1 Einleitung und Zielstellung

Die Erprobung des entwickelten Überwachungssystems und seiner Teilsysteme sollen an einer für den späteren Offshore-Einsatz repräsentativen realen Windenergieanlage durchgeführt werden. Dies betrifft die eingesetzte Mess- und Datentechnik an allen Komponenten der Anlage sowie die entwickelten und verbesserten Verfahren zur Vorortauswertung der aufgezeichneten Messdaten. Darüber hinaus besteht die Aufgabe, an diesem Referenzobjekt Voruntersuchungen numerischer und experimenteller Art durchzuführen, um die Dynamik der Anlage quantitativ zu erfassen. Damit soll unter anderem der Einfluss von Schäden an der Struktur auf die dynamischen Messergebnisse untersucht werden. Die entwickelten Überwachungs- und Bewertungsverfahren sollen an dieser Testanlage installiert werden und im Betrieb mitlaufen.

Eine weitere Aufgabe in TA 7 ist die Durchführung von Komponentenversuchen für die Gründungsstruktur. Dabei sollen Verfahren zur Lastermittlung auf der Basis von Dehnungsmessungen im Labor erprobt werden, um die daraus resultierenden Ergebnisse mit jenen von numerischen Simulationen vergleichen zu können. Ein Ziel dabei ist, aus den Ergebnissen dieser skalierten Versuche Informationen über die Genauigkeit der an Offshore-Windenergieanlagen einzusetzenden Messtechnik für die Strukturüberwachung zu erlangen. Weitere Aufgaben in diesem Zusammenhang sind die Erprobung von faseroptischen Sensoren für den Einsatz in Systemen zur Bauwerksüberwachung sowie das Testen der entwickelten Verfahren zur Schadenidentifikation.

7.2 Auswahl von Referenzobjekten für integrale Dauerüberwachung

Das entwickelte integrale Überwachungssystem mit allen seinen Funktionalitäten sollte an einer Windenergieanlage erprobt werden, die zunächst auf dem Land zur Verfügung stand. In einem weiteren Schritt sollte dann, aufbauend auf den vorliegenden Erfahrungen das Überwachungssystem unter Offshore-Bedingungen an einer Anlage des Projektpartners Prokon Nord erprobt werden.

Onshore stand prinzipiell seit 2004 die Anlage M5000_1 in Bremerhaven betriebsbereit zur Verfügung. Diese Anlage hatte, was die maschinentechnischen Komponenten und die Rotorblätter angeht, alle Voraussetzungen der künftigen Offshore-Anlagen. Was das Bauwerk betrifft, wurde dieses als Hybridturm ausgeführt, wobei der untere Teil aus einem Stahlbetonsegment besteht (Abbildung 7-1, links). Das waren aber nicht die bautechnischen Voraussetzungen, mit der die Anlage für den Offshore-Betrieb ausgerüstet werden sollte.

Im Laufe des Jahres 2006 wurde die Anlage M5000_2 im Offshore Windtestfeld Bremerhaven gebaut. Diese Anlage wurde auf einem Tripod-Fundament errichtet, in gleicher Weise wie im zukünftigen Offshore-Betrieb (Abbildung 7-1, mitte). Die vorgesehene Einzel-Pfahlgründung jedoch, mit der die Anlagen dieser Baureihe auf dem Meeresboden befestigt werden, konnte am Onshore-Standort in Bremerhaven nicht realisiert werden, da der dort vorhandene Baugrund nicht die dafür notwendigen Eigenschaften besaß. Stattdessen wurde diese Anlage auf drei Betonplatten, die wieder jeweils auf einem Paket von Rammpfählen gegründet waren, aufgestellt. Damit waren jedoch auch die ursprünglich vorgesehenen Grout-Verbindungen, die die Einzel-Rammpfähle kraftschlüssig an den Tripod anschließen, bei der Anlage M5000_2 nicht realisiert worden.

Für die Erprobung des integralen Überwachungssystems wurde nunmehr die M5000_2 als Referenzobjekt ausgewählt, auch wenn gewisse Komponenten des Systems zur Bauwerksüberwachung, wie z.B. die zur Überwachung der Groutverbindung und der Offshore-Rammpfähle an dieser Anlage unter den für die Applikation der Sensorik relativ günstigen Onshore-Bedingungen nicht erprobt werden konnte. Diese Erprobung ist nunmehr nur noch an einer Anlage unter realen Offshore-Bedingungen möglich. Die Bedingungen für die Maschinenüberwachung und die für die Rotorblattüberwachung auf der Basis von Schwingungsmessungen waren gegeben. Die vorgesehene Erprobung des Überwachungssystems

mit strukturintegrierten Sensoren konnte nicht realisiert werden, da noch nicht alle Rotorblätter endgültig fertig gestellt waren.

Die eigentliche Erprobung des entwickelten integralen Überwachungssystems und damit die im Projekt vorgesehenen Tests aller Funktionalitäten unter realen Offshore-Bedingungen sollte noch in der Bearbeitungszeit des Projektes an einer Anlage der Serie M5000 am vorgesehenen Standort des Windparks Borkum West erfolgen (Abbildung 7-1, rechts). Da es aus den verschiedenen, auch öffentlich bekannten Gründen, selbst während der Verlängerungszeit des Projektes um ein weiteres Jahr, nicht möglich war, mindestens eine Offshore-Anlage in deutschen Gewässern zu installieren, stand somit auch ein solches Referenzobjekt für das IMO-WIND-Projekt nicht mehr zur Verfügung.

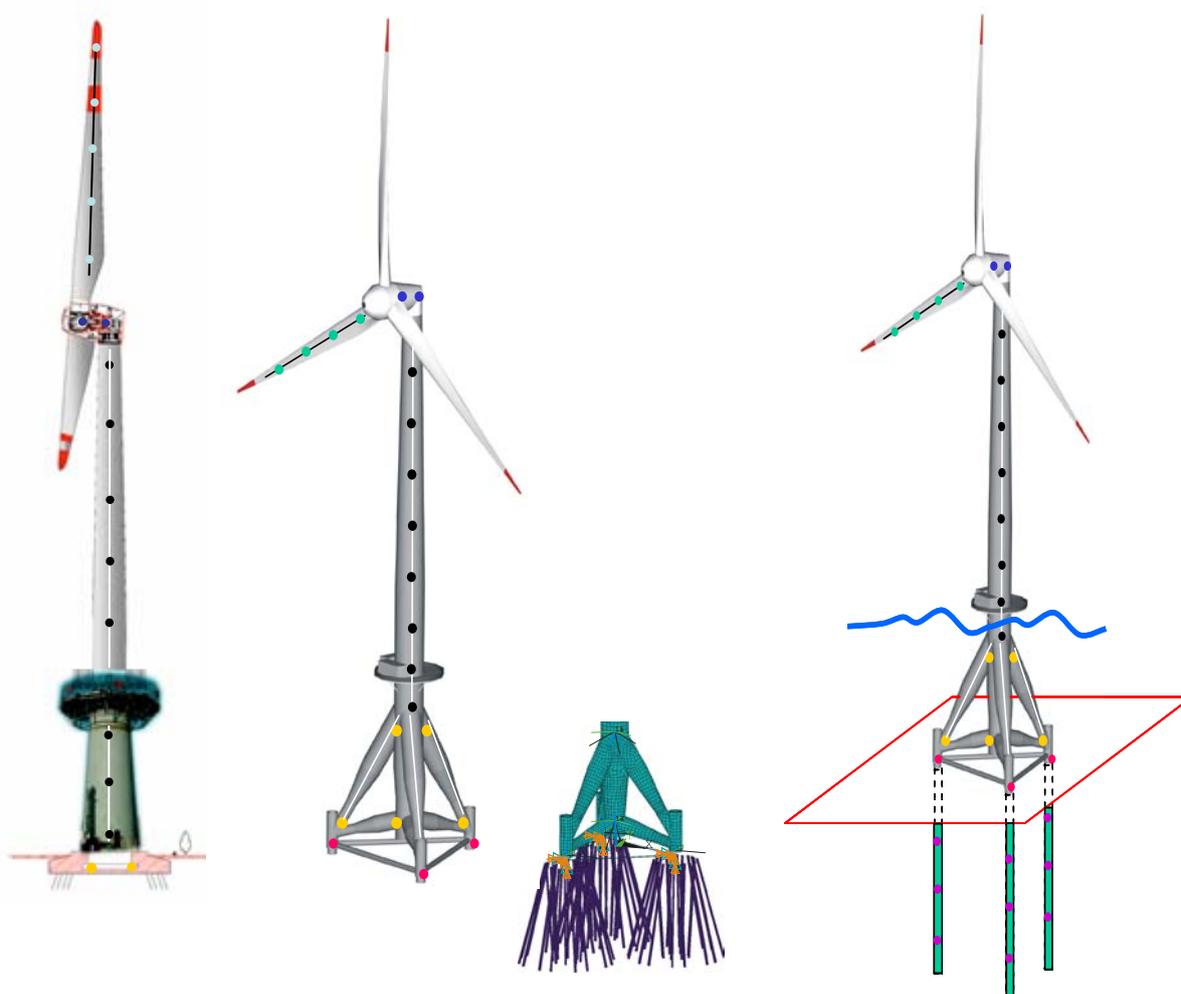


Abbildung 7-1: Versionen der Windenergieanlage Multibrid M5000: mit Hybridturm (links), realisierte Offshore-Version (rechts) und Onshore-Prototyp mit Pfahlgründung als Referenzobjekt für die Erprobung des integralen Überwachungssystems (mitte,)

7.3 Numerische und experimentelle Voruntersuchungen

Ein wesentliches Arbeitspaket besteht in der Durchführung von repräsentativen Komponentenversuchen. Zur Entwicklung dieses Komponentenversuchs gehören eine Analyse der Lasten auf das zu testende Bauteil sowie die Berechnung der Beanspruchungen. Aus diesen Informationen kann der Schädigungsmechanismus des Bauteils abgeleitet und ein entsprechender Versuchsaufbau, ein Lastmodell für den durchzuführenden Versuch sowie ein Messsystem konzipiert werden. Ein Schwerpunkt für die Sensorik des Messsystems ist die Erprobung von faseroptischen Sensoren.

7.3.1 Konzeption des Komponentenversuchs für die Gründungsstruktur

Als Vorbereitung zur Installation eines Überwachungssystems an der Struktur (Turm und Tripod) an einer Offshore-Windenergieanlage wurde ein Komponentenversuch konzipiert. Dabei wurde eine maßstabsähnliche, vereinfachte Tripod-Konstruktion entwickelt und die Lasten ausgehend vom Tripod spannungsäquivalent skaliert. Entsprechend der Ziele einer geplanten Dauerüberwachung an der Offshore-Windenergieanlage wurden Verfahren zur strukturmechanischen Berechnung, zur Schnittgrößenermittlung aus Messungen und zu Dehnungsmessungen an einem Rohrknotenanschluss (Hot Spot) erprobt. Weiterhin wurden faseroptische Sensoren erprobt und die Messwerte mit den Messwerten von DMS verglichen.

Das Labormodell wurde in Anlehnung an die Gründungsstruktur der Windenergieanlage entwickelt. Dabei wurde ein Teil des Tripods aus dem Gesamtmodell herausgeschnitten. An den Schnittufern wurden als Randbedingungen Einspannungen angenommen. Damit werden die Spannungsverhältnisse zwischen dem Labormodell und dem Tripod der Windenergieanlage angenähert (Abbildung 7-2).

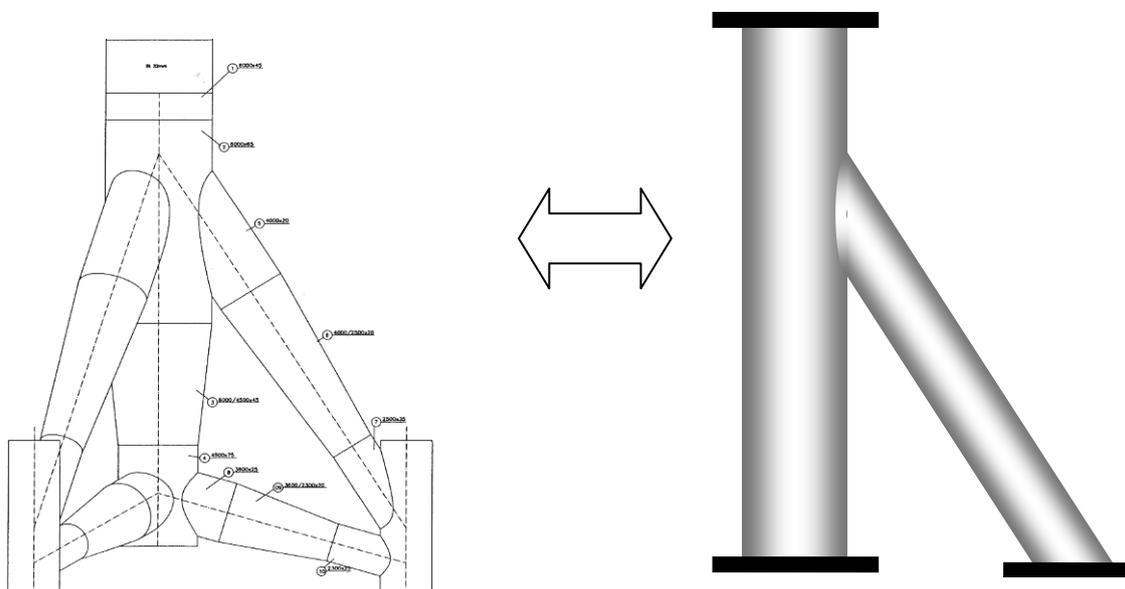


Abbildung 7-2: Tripod der Windenergieanlage und Labormodell

Der Turm und die obere Strebe wurden im Maßstab 1:12,9 skaliert. Dadurch ergeben sich eine Höhe des Labormodells von 2,1 m und ein Durchmesser des Turmes von 406 mm. Die Strebe hat einen Durchmesser von 244,5 mm. Es wurden übliche Stahlbauprofile der Güte S355 verwendet, welche auch beim Tripod zum Einsatz kommen.

Das Labormodell ist durch Platten an den Rohrenden geschlossen. An der Oberkante des Labormodells nähern diese die Auflagerbedingungen (Ringflansch) am Tripod an. Die unteren Streben bilden für den Turm am Tripod eine (Teil-) Einspannung. Deshalb wurde dort ebenfalls eine Platte zur Auflagerung eingesetzt. Diese wird durch Schrauben mit dem Versuchsstand verbunden. Gleiches gilt für die Lagerung der Strebe. Die Schweißnaht zwischen Turm und Strebe wurde in Anlehnung an die Fertigung des Tripods als Vollnaht ausgebildet.

Das Labormodell wurde gemäß der Zeichnung in Abbildung 7-3 in der BAM gefertigt. Die Struktur wurde nachträglich mit einem Tachymeter vom Typ Leica Distomat 1001 vermessen, um die Genauigkeit der Fertigung einzuschätzen und um genaue Koordinaten der Struktur für die Simulation verwenden zu können.

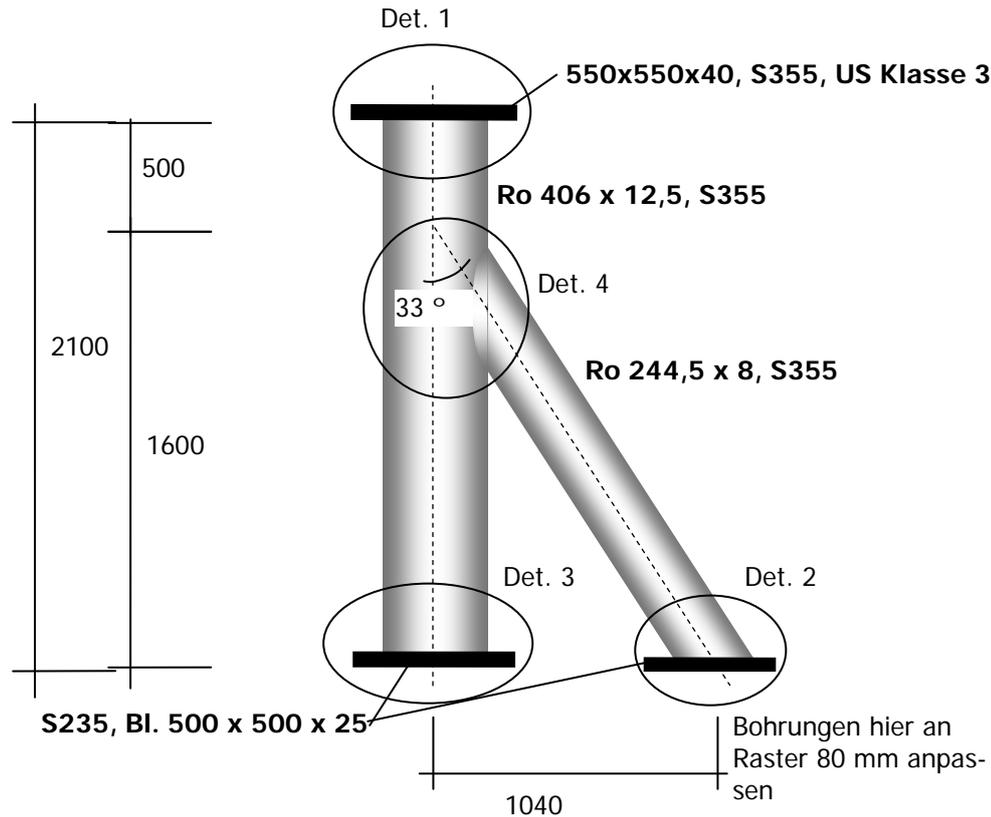


Abbildung 7-3: Zeichnung des Labormodells

7.3.1.1 Versuchsvorrichtung

Durch den Projektpartner OWT wurde der Lastvektor für den Grenzzustand der Ermüdung und der Tragfähigkeit an der Oberkante des Tripods zur Verfügung gestellt. Dieser Lastvektor besteht aus 6 Komponenten für den Maximallastfall und aus 4 Komponenten für den Ermüdungslastfall. Die angegebenen Lasten enthalten die Betriebslasten und alle Einwirkungen, z.B. aus Wind und Eigengewicht, auf die Struktur.

Bei der Konzeption des Versuchsstandes war die Zielstellung, möglichst viele der gleichzeitig wirkenden Lasten zu simulieren (Abbildung 7-4). Es wurde eine Lösung mit drei Zylindern gefunden, womit alle Kräfte des Ermüdungslastfalles und 4 der 6 auftretenden Kräfte des Maximallastfalles simuliert werden können. Durch die gelenkige Lagerung aller Zylinder können gleichzeitig 4 Schnittgrößen durch drei Kräfte unabhängig voneinander erzeugt werden. Dies war der erste Versuch an der BAM bei dem 4 Schnittgrößen erzeugt wurden. Als Steuerung wurde eine Labtronic 8800 der Firma Instron Schenck in Kombination mit einem Chronos System der Firma IMC verwendet. Als Zylinder kamen zwei 100 kN Zylinder und ein 60 kN Zylinder zum Einsatz.

7.3.1.2 Messsystem

Als Sensoren wurden DMS-Rosetten, DMS-Ketten sowie Faseroptische Sensoren eingesetzt. In Anlehnung an die Messaufgabe an der OWEA in Bremerhaven wurden DMS-Rosetten so appliziert, dass auf den Schnittkraftvektor in den Rohrquerschnitten geschlossen werden kann. Hierfür wurde mit je 4 DMS-Rosetten auf drei Querschnittsebenen gemessen (Abbildung 7-5). In einer Messebene wurden an zwei Positionen redundant faseroptische Sensoren appliziert. Die Messwerte, welche die faseroptischen Sensoren liefern, dienen Vergleichszwecken und zur Überprüfung der Langzeitstabilität der faseroptischen Sensoren. Die Anordnung ist in Abbildung 7-5 dargestellt.

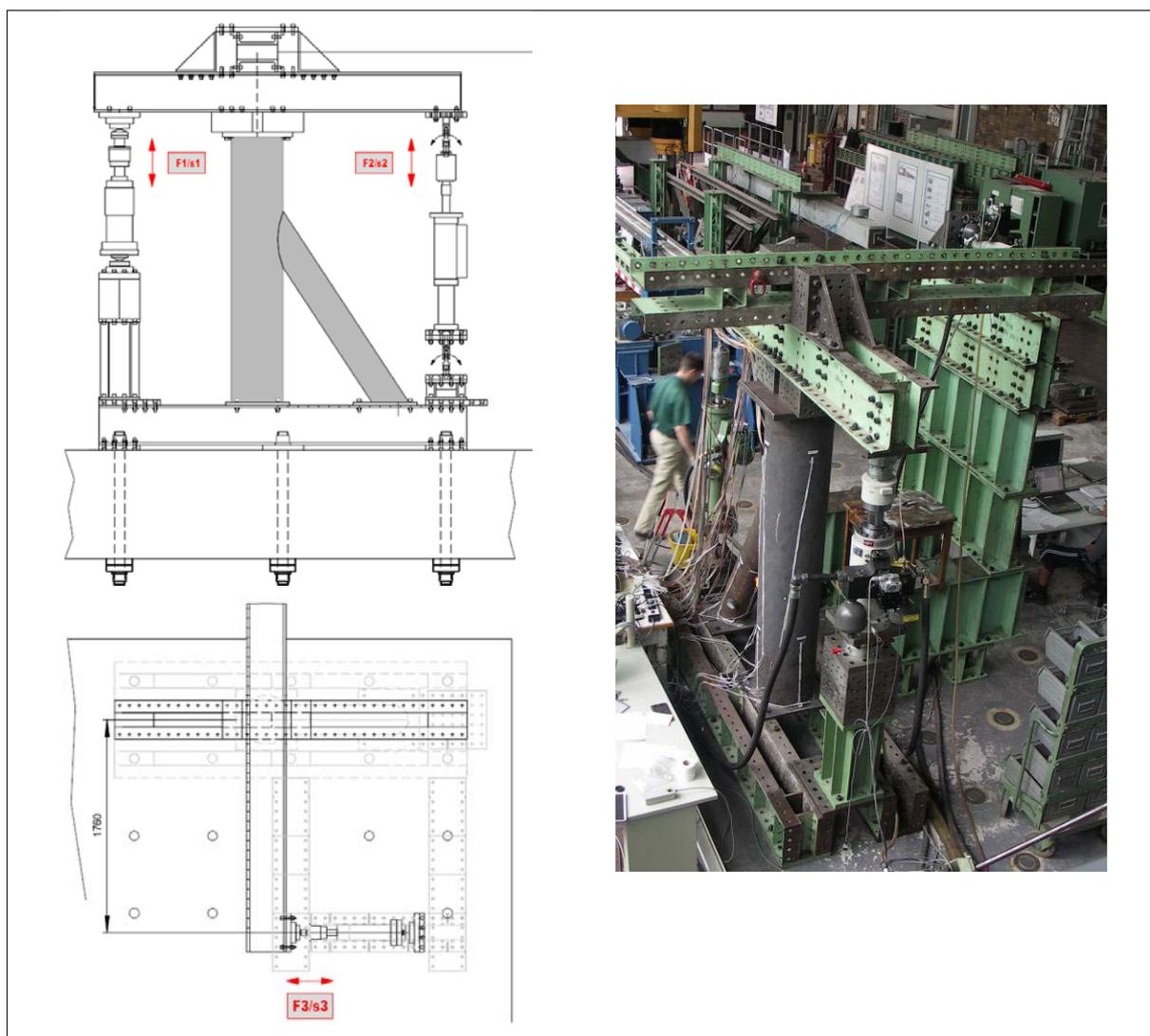


Abbildung 7-4: Lastvorgaben OWT, Zeichnungen des Versuchsstandes und Foto des Versuchsstandes

Einen weiteren Schwerpunkt bilden die Messungen am Anschluss Turm – Strebe. Hier treten an den Rohrknotten der OWEA Spannungszustände auf, welche für die Ermüdung maßgebend sind. Grundlage für die Bemessung dieses Anschlusses bildet das Strukturspannungskonzept. Eingangsgrößen bilden die maximalen Strukturspannungen, welche durch Anschlussgeometrie ohne Berücksichtigung des Einflusses der Schweißnähte ermittelt werden. Die maximalen Strukturspannungen (erste Hauptspannung) und deren Richtung wurden durch eine Berechnung mit Finiten Elementen ermittelt. Im Bereich der maximalen Spannungen wurden DMS-Ketten appliziert. Diese sind mit 10 DMS und einem Temperaturkompensations - DMS bestückt. 5 DMS sind in Längsrichtung und 5 DMS sind in Querrichtung ausgerichtet. Hier wurden 8 der 10 DMS pro DMS Kette gemessen (siehe Kennzeichnung in Abbildung 7-7).

7.3.2 Berechnungsmodelle

Das Labormodell wurde mit der Methode der Finiten Elemente berechnet. Dabei wurden zwei Modelle erstellt, die auf Schalenelementen (Software ANSYS 10.0) bzw. Balkenelementen (Software RStab) basieren. Aufgrund der Spannungen unterhalb der Fließgrenze erfolgen die Simulationen linear elastisch.

Als Eingangsdaten für die Geometrie wurden die Koordinaten gemäß der Zeichnungen verwendet. Je nach Erfordernis wurden für zusätzliche Simulationen die Koordinaten, welche durch Vermessung des Labormodells ermittelt wurden, verwendet. Als Lasten wurden die im Versuch gemessenen Lasten verwendet.

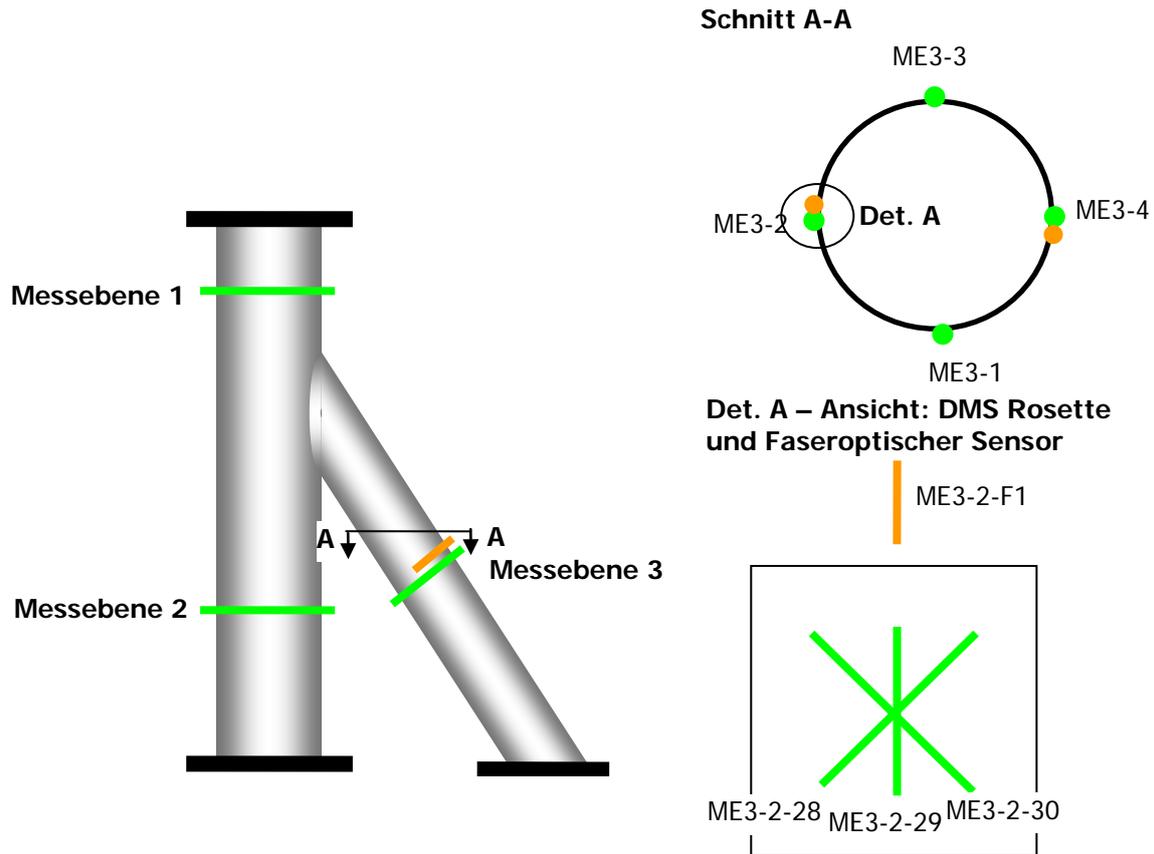


Abbildung 7-5: Messstellen im Querschnitt am Labormodell

7.3.2.1 FE – Simulation Schalenmodell

Als Elemente für das Schalenmodell wurden 8-Knoten-Weggrößenelemente (Shell 99) in ANSYS verwendet. Diese sind aufgrund ihrer Formulierung unempfindlich gegen Kantenverzerrungen, welche hier aufgrund der Geometrie zwangsläufig beim Vernetzen entstehen.

Das Material wurde linear elastisch mit einem E-Modul von 21000 kN/cm² und einer Querkontraktion von 0,3 modelliert. Die Auflagerplatten wurden an den Bohrlöchern als translatorisch gelagert modelliert. Entsprechend wurden die Dreh- und Verschiebungsfreiheitsgrade an den Löchern gesperrt. Die Lasteinleitung erfolgt über die Ränder der oberen Platte.

Die Schweißnähte wurden nicht modelliert. Diese haben lokalen Einfluss und sind an den Auflagerplatten von untergeordneter Bedeutung, da die Messstellen nicht unmittelbar in der Nähe sind. Die V-Naht am Rohrknöt wurde nicht modelliert, da planmäßig nur geringfügige Querschnittsänderungen, im Gegensatz z.B. zu einer Kehlnaht, verursacht werden. An den Verbindungen der Platten an die Rohre und am Rohrknöt wurde das Netz mehrmals verfeinert, um eine genaue Lösung sicherzustellen (Abbildung 7-6).

Es wurden zwei Modelle erstellt. Ein Modell basiert auf der Geometrie gemäß Planung. Bei dem weiteren Modell wurde die Geometrie der Vermessung angepasst. Dabei wurden die Achsen der Querschnitte den gemessenen Koordinaten angepasst.

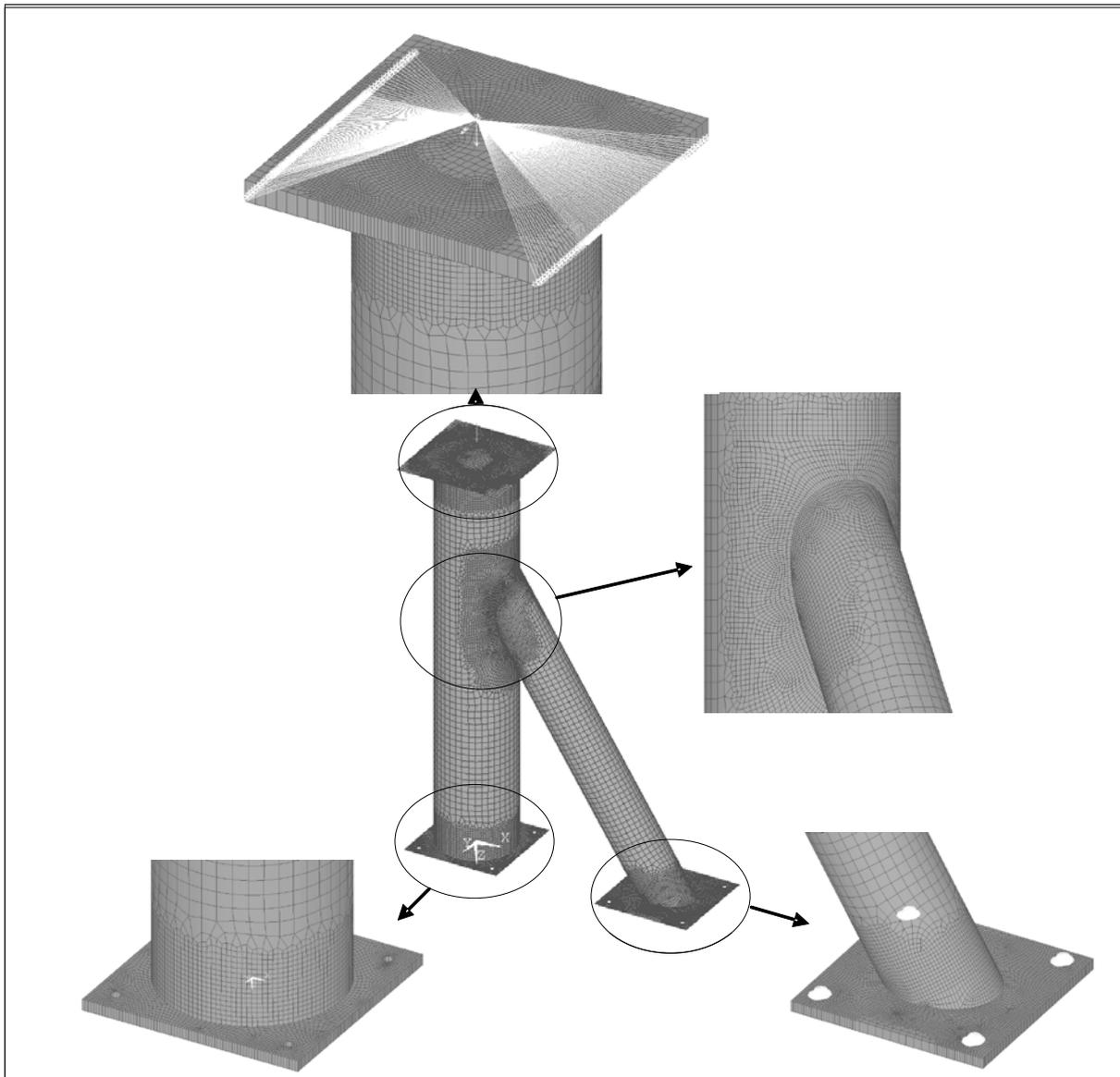


Abbildung 7-6: Netz des Labormodells und Lastaufbringung durch starre Kopplungen

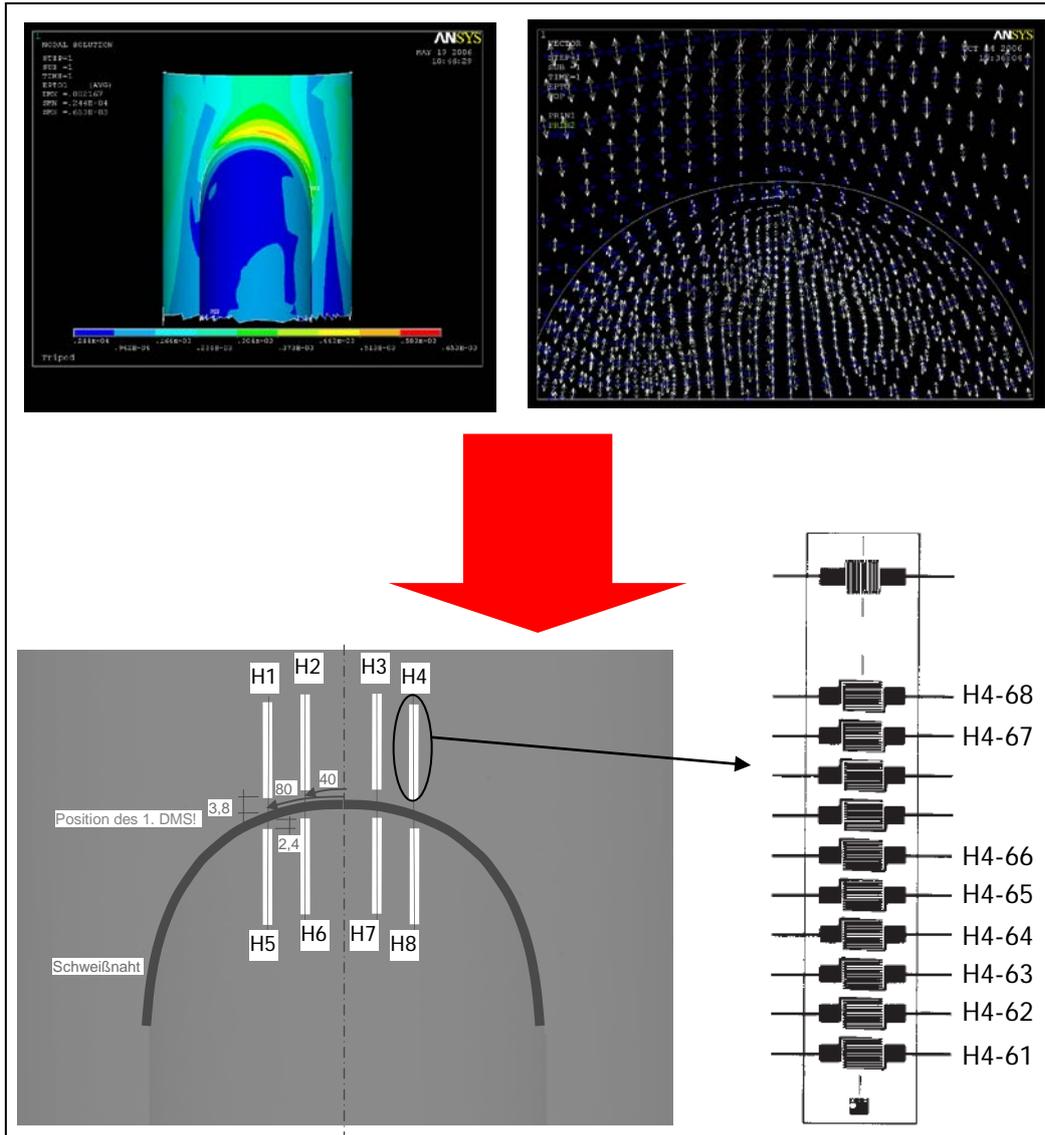


Abbildung 7-7: Richtung und Betrag der ersten Hauptdehnung am Anschluss (oben) sowie Position der DMS und Messkanäle

7.3.2.2 Schnittgrößenermittlung nach Stabwerkstheorie

Ein Programm zur direkten Berechnung von Schnittgrößen auf Basis von Messwerten wurde entwickelt. Dieses Programm wurde speziell für Rohrquerschnitte konzipiert und erfordert zur Berechnung aller 6 Schnittgrößen (N , M_y , M_z , V_y , V_z , und T) 3 Dehnungsmessungen mit DMS-Rosetten in einem Querschnitt des Profils.

Zur Berechnung der Schnittgrößen N , M_y und M_z wurde jeweils die Längsspannungsverteilung in Abhängigkeit der Umfangskoordinate s (siehe Abbildung 7-8) und eines Parameters ermittelt. Damit ist für jede Schnittgröße die Spannung bzw. Dehnung entlang des Umfanges bekannt. Hiermit wird dann an den Orten der Messungen ein lineares Gleichungssystem aufgestellt und damit die Parameter a , b , c der entsprechenden Spannungsfunktionen ermittelt. Ist die Funktion der Spannungsverteilung bekannt, so wird aus dem Maximalwert der Spannungsfunktion mit Hilfe der Querschnittswerte die entsprechende Schnittgröße berechnet.

Die Schnittgrößen N , M_y und M_z werden durch Normalspannungen ermittelt, welche direkt gemessen werden können. Alternativ dazu können, wenn in der Normalenrichtung keine Messwerte vorliegen, die Normaldehnungen bzw. -spannungen durch die Auswertung der Messungen mit DMS Rosetten ermittelt werden. Für das Torsionsmoment und die Querkräfte erfolgt die Berechnung entsprechend durch die Verwendung der Schubspannung.

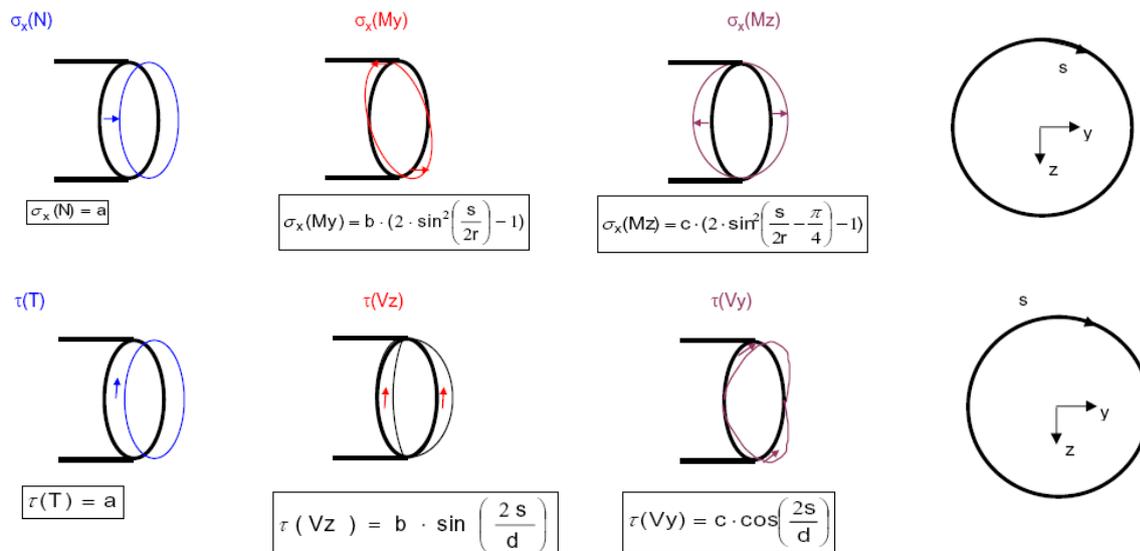


Abbildung 7-8: Funktionen der Spannungen für Schnittgrößen am Rohrquerschnitt

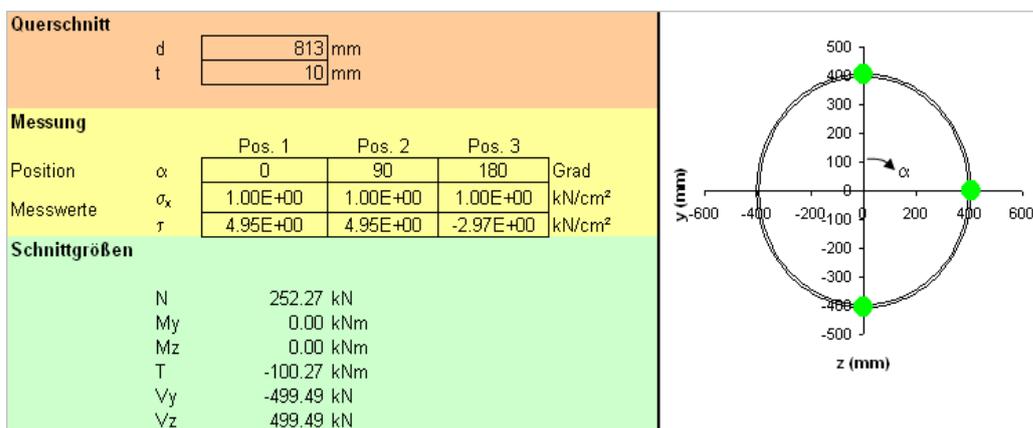


Abbildung 7-9: Programm zur Schnittgrößenermittlung auf Basis von Dehnungsmessungen

Die Oberfläche des Programms ist in Abbildung 7-9 dargestellt. Als Eingangswerte gehen die Querschnittsabmessungen und der E-Modul in die Berechnung ein. Die Messwerte werden durch die Position und den Messwert gekennzeichnet. Basierend auf diesen Werten werden dann die Schnittgrößen ermittelt.

7.3.2.3 Versuchsbeschreibung

Es wurden mehrere Versuche durchgeführt, welche sich in den aufgebrachten Lasten und den angeschlossenen Messstellen unterschieden. Für die Lastkombinationen M, N sowie M, N, T, H wurden sowohl Querschnittsmessungen als auch Messungen am Hot Spot durchgeführt.

7.3.2.3.1 Belastung

Beim ersten Teil des Versuchs wurden zwei Zylinder eingesetzt, welche eine Normkraft von 70,8 kN und ein Moment von $\pm 136,7$ kNm aufbringen (Lastkombination M, N; Abbildung 7-10). Beim zweiten Teil des Versuchs wurde zusätzlich der dritte, horizontal liegende Zylinder eingesetzt. Dabei wurden Lasten mit allen drei Zylindern auf das Labormodell aufgebracht, welche die Schnittgrößen Moment, Normkraft, Querkraft und Torsionsmoment im Turm des Labormodells erzeugten (Lastkombination M, N, T, H; Abbildung 7-10). Im Versuch wurden die Schnittgrößen $N=70,8$ kN, $M=\pm 136,7$ kNm, $H=\pm 22,6$ kN und $T=\pm 39,0$ kNm quasi-statisch aufgebracht.

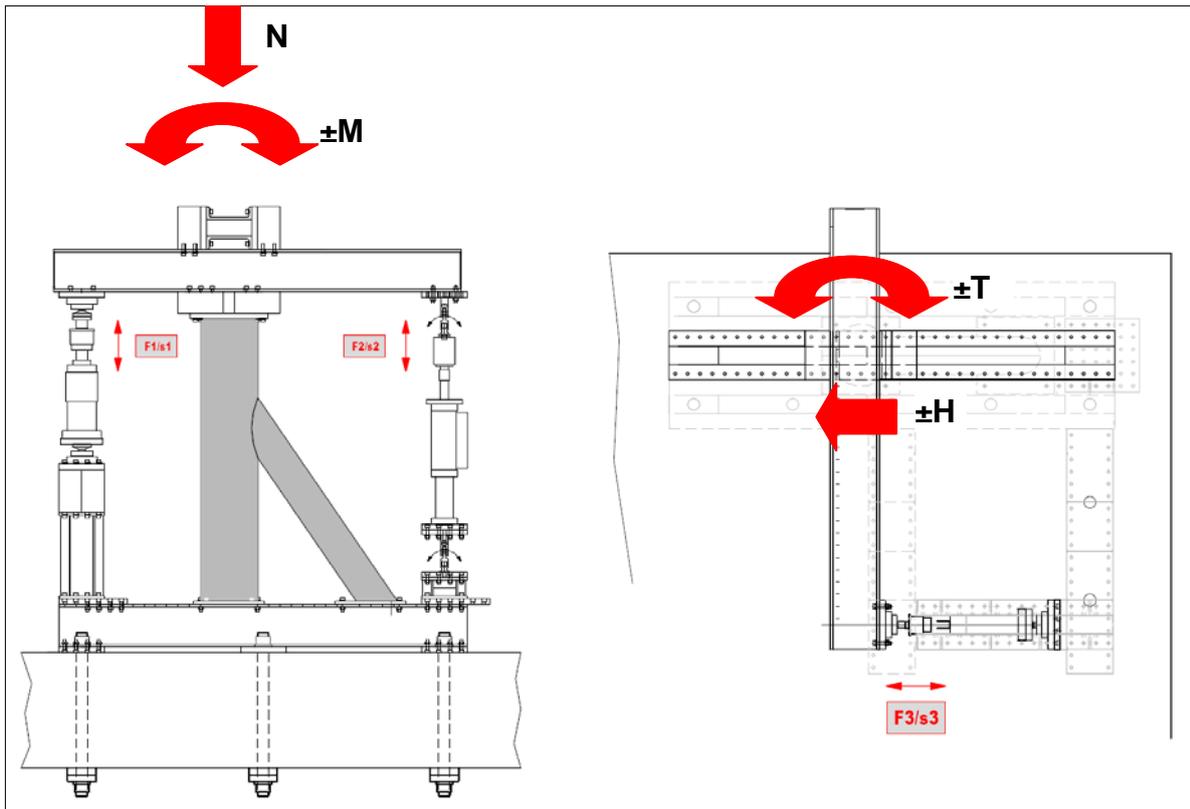


Abbildung 7-10: Versuchsstand und Belastung



Abbildung 7-11: Faseroptischer Sensor und DMS – Rosette (links) und DMS Ketten am Hot Spot (rechts)

Für die Messung wurden zusätzlich faseroptische Sensoren an den Querschnitten appliziert. Diese zwei Sensoren messen an der Strebe und befinden sich 2 cm oberhalb der der DMS Rosetten (siehe Abbildung 7-11). Diese zwei Kanäle wurden mit einem Optical Sensing Interrogator Si425 von der Firma Micron Optics gemessen. Der Messverstärker hat eine Genauigkeit von $0,2 \times 10^{-6}$.

Da zwei unterschiedliche Messsysteme verwendet wurden (Faseroptische Sensoren und DMS) wurden beide Messsysteme zeitlich synchronisiert. Dazu wurde ein Impuls von 50 kN auf den Zylinder 1 gegeben.

Am Hot Spot wurde mit 64 Kanälen gemessen (siehe Abbildung 7-11). Aufgrund der Beschränkung der Anzahl der Messkanäle des Verstärkers HBM MGC plus wurden für die Lastkombinationen die entsprechenden Messkanäle mit unterschiedlichen Sensoren belegt. Die Genauigkeit des Verstärkers beträgt 0,2 %. Der Messbereich des Verstärkers ist auf eine Dehnung von $16000\mu\text{m}/\text{m}$ begrenzt. Damit beträgt die absolute Genauigkeit der Dehnungsmessungen $3,2 \times 10^{-5}$.

Als Software kam die Monitoringsoftware der Fachgruppe BAM-VII.2 zum Einsatz. Zusätzlich wurde das neu programmierte Modul zur Berechnung von Hauptspannungen getestet.

7.3.3 Versuchsergebnisse

Die Messergebnisse werden in den folgenden Abschnitten mit den berechneten Spannungen verglichen. Dabei wurden die Lasten entsprechend der im Versuch erzeugten Lasten angesetzt und für die Simulationen die Koordinaten für die Geometrie verwendet, welche der Planung entsprechen. Für zusätzliche Untersuchungen wurden Koordinaten für die Simulationsmodelle auf Basis der Vermessung des Labormodells verwendet.

Der Schwerpunkt der Auswertungen ist die Bewertung der Genauigkeit der Simulationen und deren Einflussfaktoren. Dafür werden die Schnittgrößenermittlung und die Dehnungsmessungen im Hot Spot-Bereich betrachtet. Weiterhin werden die Dehnungen der Messung und der Simulation in den Querschnitten einschließlich der Messungen der faseroptischen Sensoren verglichen.

7.3.3.1 Ergebnisse der Schnittgrößenermittlung nach der Stabwerkstheorie

Auf Grundlage der gemessenen Dehnungen in den Querschnitten wurden die Schnittgrößen mit dem in Abschnitt 7.3.2.2 vorgestellten Programm berechnet. Dabei wurde von der geplanten Geometrie nach den Zeichnungen ausgegangen. Es wurde weiterhin angenommen, dass die Messstellen planmäßig appliziert wurden und die Querschnitte die in der Zeichnung spezifizierten Abmessungen besitzen.

Die Dehnungen wurden im Querschnitt an 4 Punkten gemessen. Um die Schnittgrößen mit Hilfe des Programms zu berechnen, sind jedoch nur drei Messstellen erforderlich. Diese Redundanz in der Messung wurde genutzt, um die Ergebnisse zu mitteln. Dazu wurden alle 4 möglichen Kombinationen der Auswahl von 3 aus 4 Messwerten berücksichtigt.

Beispielhaft sind in Abbildung 7-12 Messdaten und die zugehörig ermittelten Schnittgrößen für den Lastfall -M, N dargestellt.

Die Abweichung von allen simulierten Schnittgrößen zu den gemessenen Schnittgrößen wurde für alle Lastkombinationen berechnet. Diese betrug 7,6 % mit einer minimalen Abweichung von -25,5 % und einer maximalen Abweichung von 136,6 %. In den folgenden Abschnitten werden Einflussgrößen näher erläutert, um die Messgenauigkeit zu verbessern.

7.3.3.1.1 Annahmen und Grenzen

Sowohl die Schnittgrößenermittlung als auch die Vergleichsberechnung basieren auf der Stabwerkstheorie. Der Spannungszustand in der Schale des Labormodells setzt sich aus einem Membranspannungsanteil und einem Biegespannungsanteil zusammen. Der Biegespannungsanteil ist vor allem an den Auflagern von Bedeutung. Für die untersuchten Querschnitte ist dieser Anteil von untergeordneter Bedeutung, da die Messebenen sich nicht im Auflagerbereich befinden. Es sei aber darauf hingewiesen, dass die Stabwerkstheorie den Biegeanteil in der Schale nicht berücksichtigt und die Spannungen in der Mittelebene des Materials zur Schnittgrößenermittlung verwendet werden.

7.3.3.1.2 Einflüsse auf die Messgenauigkeit

Wie in TA1, Abschnitt 1.3.3.2 beschrieben, beträgt die Genauigkeit der Dehnungsmessung $3,2 \times 10^{-5}$ bei $16000\mu\text{m}/\text{m}$. Die gemessenen Dehnungen umfassen einen Bereich von 0 bis

maximal 4.9×10^{-4} . Damit beläuft sich der Messfehler für die maximal gemessene Dehnung auf 6,5 %. Für kleinere Messwerte wird der Fehler entsprechend größer.

Ausgehend von dem Beispiel beträgt die Abweichung der Messung von der Simulation für das Moment -5,9 %, während die Normalkraft um -17,4 % abweicht. Werden nun die Dehnungen betrachtet, welche die Normalkraft bzw. das Moment verursachen, so wird ersichtlich, dass die Genauigkeit bei diesem Beispiel unmittelbar mit der Größe der gemessenen Dehnung einhergeht.

Werden nur die Schnittgrößen ausgewertet, welche eine Dehnung in einer Größenordnung von ca. 1×10^{-4} verursachen, kann die Genauigkeit der Schnittgrößenermittlung erheblich gesteigert werden. In diesem Fall beträgt die Genauigkeit der Schnittgrößenermittlung 4,6 %

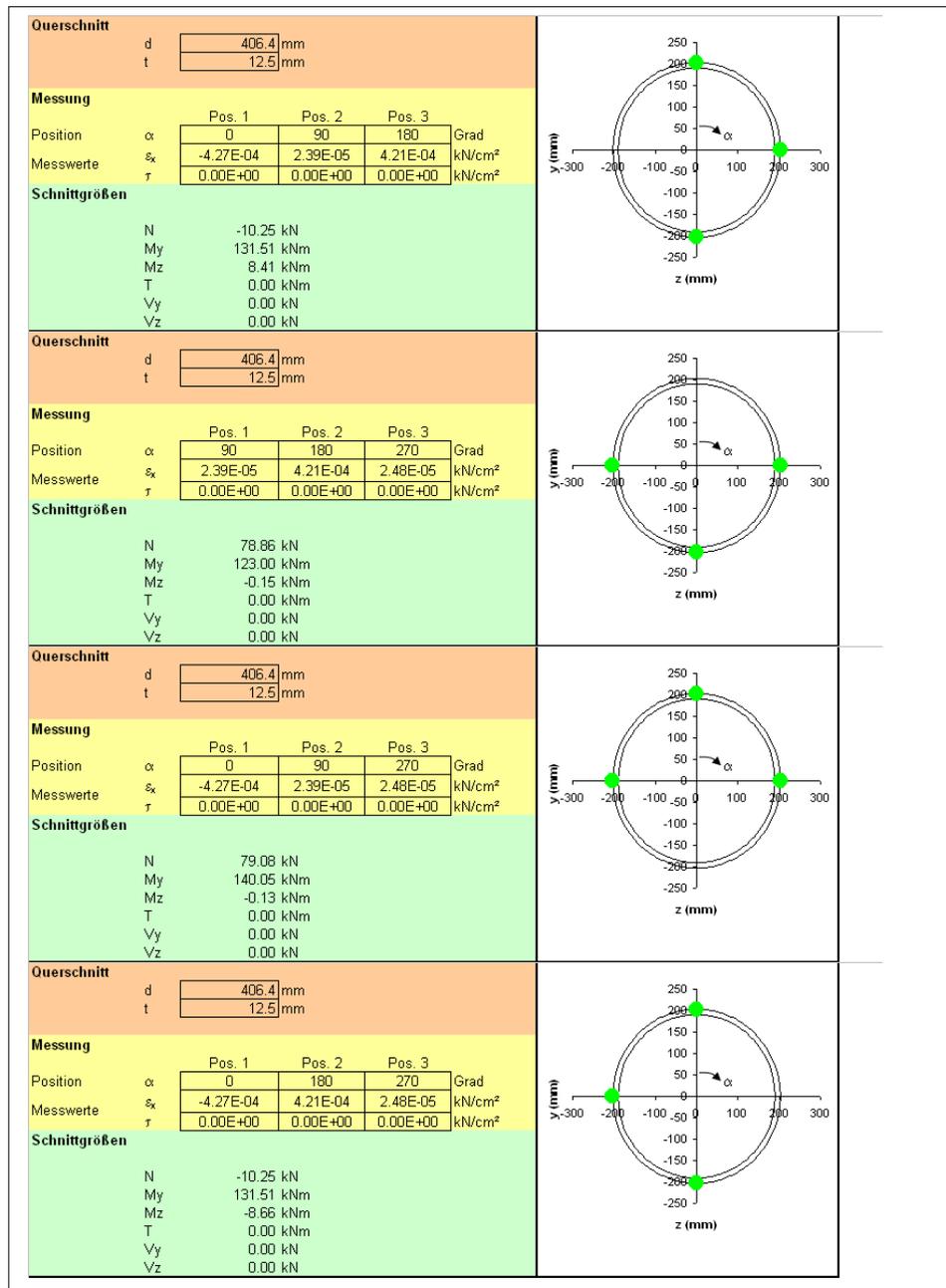


Abbildung 7-12: Schnittgrößenermittlung in einem Querschnitt mit 4 Messwerten

mit einer minimalen Abweichung von -25,5 % und einer maximalen Abweichung von 16,9 %. Unter Berücksichtigung aller Schnittgrößen betrug die Genauigkeit der Schnittgrößenermittlung 7,6 % mit einer minimalen Abweichung von -25,5 % und einer maximalen Abweichung von 136,6 %.

- Genauigkeit der Querschnittsabmessungen

Die Querschnittsabmessungen gehen in die Querschnittswerte mit einer Potenz ein. Damit haben kleine Abweichungen von den Dimensionen relativ große Auswirkungen auf die Querschnittswerte zur Berechnung der Spannungen.

Die Materialstärke der Querschnitte wurde mit einem Panametrics 360L Plus Messgerät vermessen. Der Umfang wurde ebenfalls vermessen. Auf Basis dieser Werte wurde der Durchmesser der Rohre errechnet.

Die Ergebnisse sowie die planmäßigen Querschnittsabmessungen sind in Tabelle 7-1 dargestellt. Alle Querschnitte haben einen etwas größeren Durchmesser d , als die Nenndurchmesser. Das Hauptrohr hat eine größere Materialstärke t als der Nennwert, während die Strebe im Bereich des Messquerschnittes etwas geringere Materialstärken aufweist.

	ME1	ME2	ME3
Planmäßig			
d in mm	406.4	406.4	244.5
t in mm	12.5	12.5	8.0
Vermessung			
d in mm	408.7	407.4	246.1
t in mm	12.8	12.7	7.9

Tabelle 7-1: Planmäßige und durch Vermessung ermittelte Querschnittswerte

Werden diese Querschnittsabmessungen bei der Schnittgrößenermittlung berücksichtigt, kann die Genauigkeit nochmals gesteigert werden. Die gemittelte Abweichung beträgt nun 2,9 % mit einer minimalen Abweichung von -24,0 % und einer maximalen Abweichung von 19,4 % im Vergleich zu 4,6 % mit einer minimalen Abweichung von -25,5 % und einer maximalen Abweichung von 16,9 %.

- Vermessung des Labormodells und der Messstellen

Nach Fertigstellung und Applikation der Messstellen wurde das Labormodell mit einem Tachymeter Leica Distomat Wild Di 1001 vermessen. Dabei wurden die genauen Koordinaten der Struktur und der Messstellen ermittelt. Diese zeigen grundsätzlich relativ geringe Abweichungen zur Planung und sind in Anlage 8 zusammengestellt.

Werden diese Koordinaten der Messstellen bei der Schnittgrößenermittlung berücksichtigt und die Berechnungen mit den Koordinaten nach Vermessung durchgeführt so erhöht sich die Genauigkeit der Messung im Vergleich zur Berechnung auf 2,1 % mit einer minimalen Abweichung von -21,7 % und einer maximalen Abweichung von 19,2 %.

- Zusammenfassung der Einflüsse

Einflussparameter auf die Genauigkeit der Schnittgrößenermittlung sind die Messgenauigkeit des Verstärkers, die Genauigkeit der Querschnittsabmessungen und die Genauigkeit der Koordinaten der Messstellen und der Struktur. Trotz einer Messungenauigkeit des Verstärkers von mindestens 6,5 % kann unter Berücksichtigung genauer Querschnittsabmessungen, der genauen Messpositionen sowie eines Berechnungsmodells nach Vermessung eine durchschnittliche Genauigkeit bei der Schnittgrößenermittlung von 2,1 % erreicht werden.

7.3.3.1.3 Dehnungen und Spannungen im Querschnitt

Die gemessenen Dehnungen im Querschnitt wurden nicht nur für die Schnittgrößenermittlung verwendet, sondern auch direkt mit den Berechnungen verglichen. Dabei wurde von der geplanten Geometrie nach den Plänen ausgegangen. Es wurde weiterhin angenommen, dass

die Messstellen planmäßig appliziert wurden und die Querschnitte die in der Zeichnung spezifizierten Abmessungen haben.

Die Ergebnisse zeigen qualitativ eine gute Übereinstimmung zu den berechneten Werten auf Basis des Schalenmodells und Stabwerkmodells. Beispielhaft ist ein Ergebnis in Abbildung 7-13 dargestellt. Dabei wurde der Verlauf der Normalspannungen über die Umfangskoordinate s für den Lastfall -M, N aufgetragen.

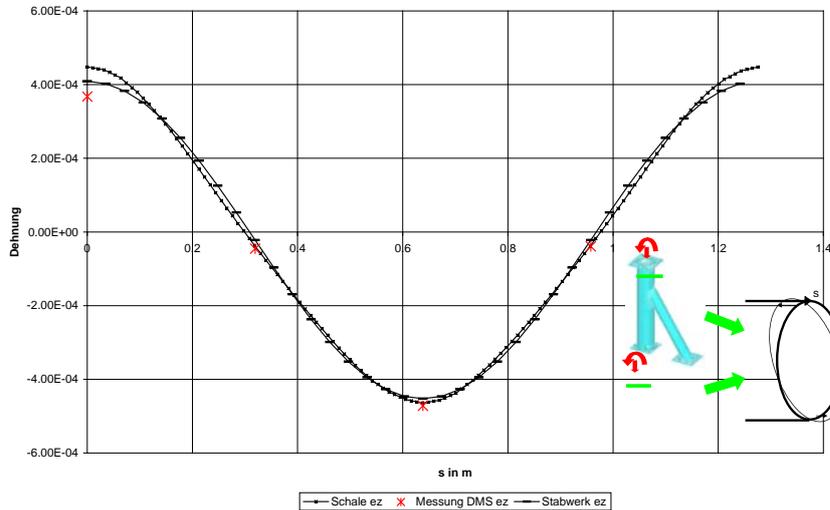


Abbildung 7-13: Dehnungen in Achsrichtung entlang des Umfanges für die Lastkombination M, N

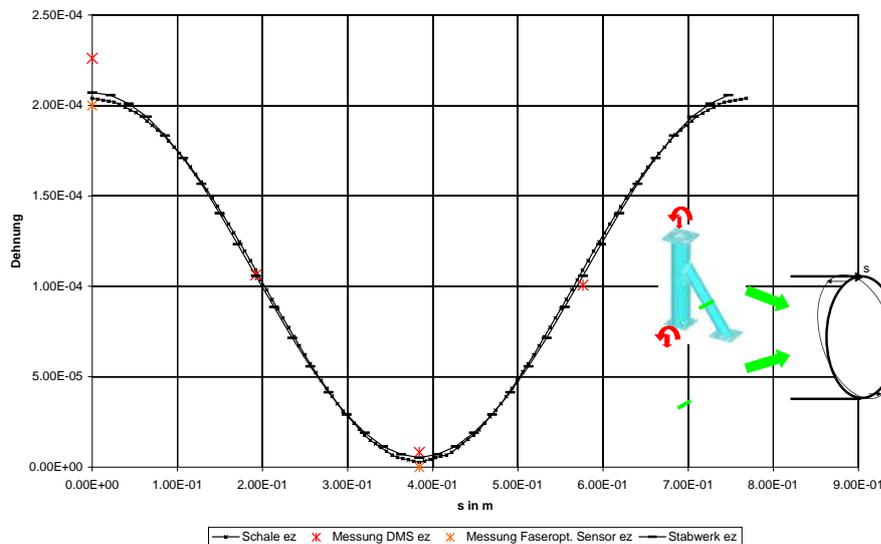


Abbildung 7-14: Dehnungen in Achsrichtung entlang des Umfanges für den Lastfall M, N

Die durchschnittliche Abweichung aller Messstellen lag in Bezug auf das Schalenmodell bei -1,2 % mit einer minimalen Abweichung von -94,6 % und einer maximalen Abweichung von +52 %. In Bezug auf das Stabwerksmodell lagen die durchschnittlichen Abweichungen bei -12,1 %. Hier betrug die minimale Abweichung -90,9 % und die maximale Abweichung +24,6 %. Dabei wurden Dehnungen im Bereich von 0 bis zu einem Betrag von 4.9×10^{-4} gemessen.

7.3.3.1.4 Vergleich Messungen mit DMS und Faseroptischen Sensoren

Mit zwei faseroptischen Sensoren wurde in der Messebene 3 an der Strebe gemessen. Die Messungen lieferten plausible Ergebnisse, auch wenn die Messungen etwas von den DMS-Messungen abwichen. Die Messgenauigkeit des Verstärkers der faseroptischen Sensoren

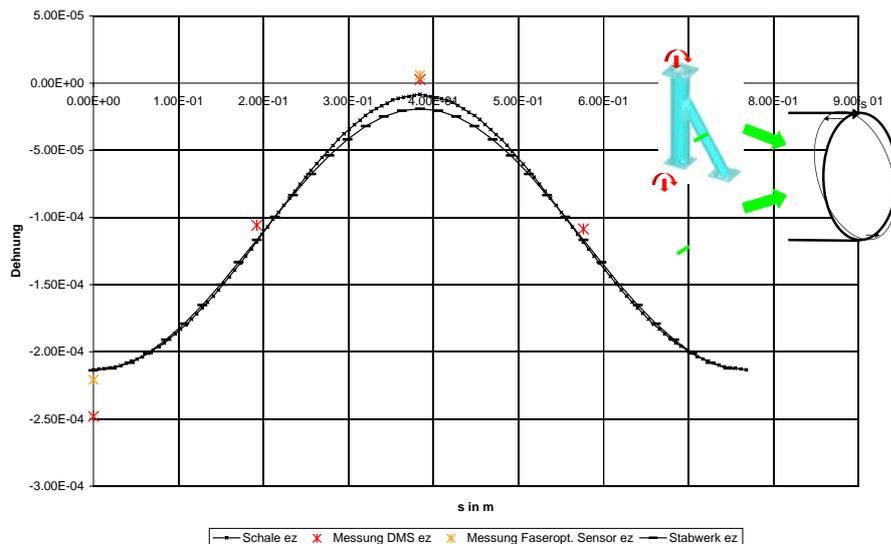


Abbildung 7-15: Dehnungen in Achsrichtung entlang des Umfanges für den Lastfall -M, N

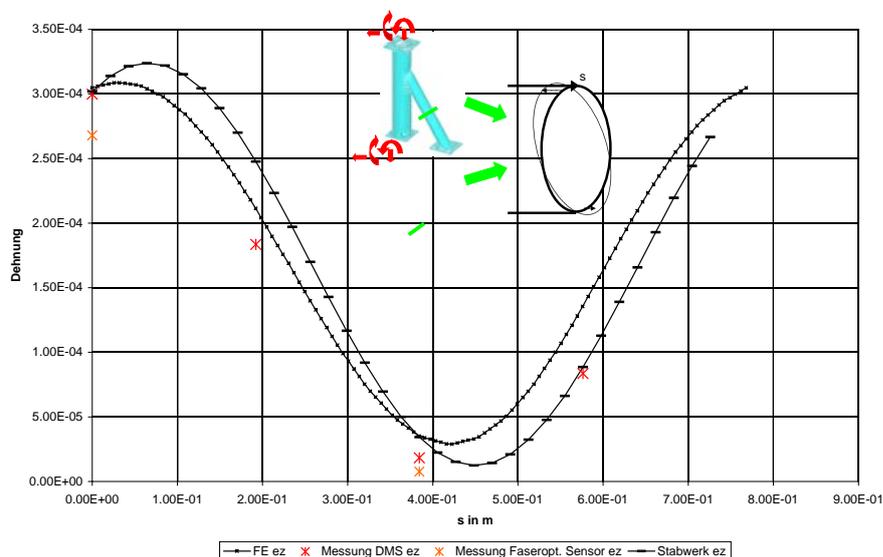


Abbildung 7-16: Dehnungen in Achsrichtung entlang des Umfanges für den Lastfall M, N, T, -H

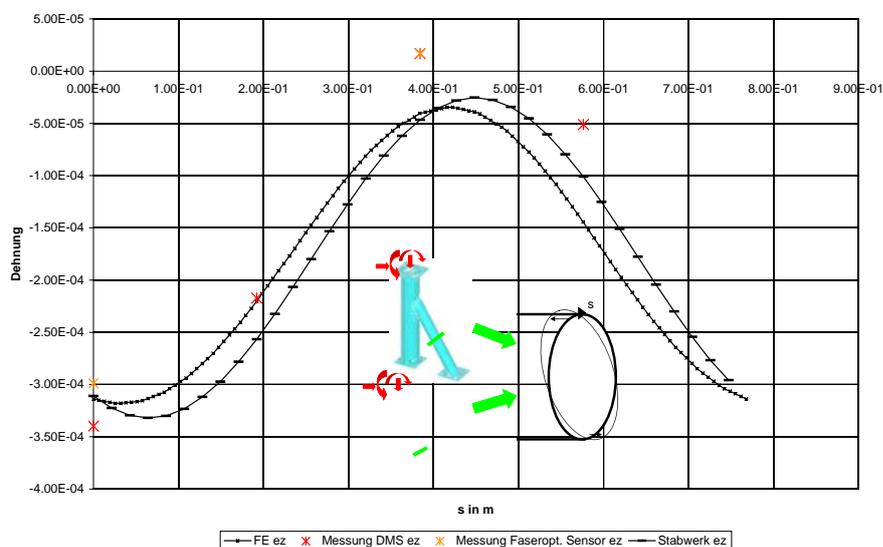


Abbildung 7-17: Dehnungen in Achsrichtung entlang des Umfanges für den Lastfall -M, N, -T, H

beträgt $0,2 \times 10^{-6}$ und ist damit wesentlich genauer als der Messverstärker, welcher für die DMS-Messungen verwendet wurde.

Aufgrund der relativ geringen Anzahl der Messungen wurden die Abweichungen nicht weiter quantitativ untersucht. In den folgenden Abbildungen sind die Messwerte der DMS (rot) im Vergleich mit den Messwerten der faseroptischen Sensoren (orange) dargestellt.

7.3.3.2 Spannungen im Hot Spot - Bereich

Im Bereich der Spannungskonzentrationen am Anschluss von Rohr und Strebe wurde mit DMS - Ketten die Dehnungsverteilung gemessen. Diese gemessenen Spannungen können als Eingangswerte für die Berechnung der Ermüdungsfestigkeit nach dem Strukturspannungskonzept verwendet werden. Die Eingangswerte für die Berechnung nach dem Strukturspannungskonzept sind Stützstellen auf der Strukturspannungskurve senkrecht zur Nahtübergangskerbe. Dabei werden für die lineare Interpolation zwei Stützstellen mit einem von Materialdicke abhängigen Abstand verwendet, während für die quadratische Interpolation drei Stützstellen verwendet werden. Die Berechnung der Ermüdungsfestigkeit erfolgt dann nach Normen, wie z.B. dem Eurocode 3.

Die Messungen wurden mit der zuvor beschriebenen Anordnung der DMS-Ketten vorgenommen. Die genaue Position der DMS-Ketten wurde nach der Applikation nochmals vermessen. Dies war notwendig, da die Schweißnaht lokal unterschiedlich ausgeführt wurde und somit die Lage der DMS-Ketten beeinflusst wurde. Die durch Vermessung ermittelten Koordinaten wurden in das Schalenmodell des Tripods übernommen und an der genauen Position die Dehnungen mittels Interpolation ermittelt. Dabei wurde eine Geometrie des Labormodells gemäß Planung vorausgesetzt.

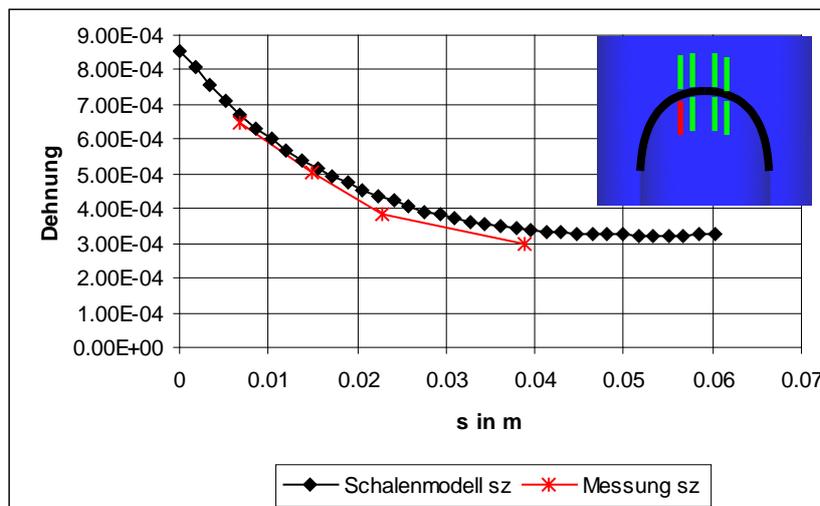


Abbildung 7-18: Dehnung in Achsrichtung entlang der DMS – Kette im Vergleich zu den berechneten Werten

In Abbildung 7-18 ist die Längsdehnung ϵ_z aus der Simulation mit dem Schalenmodell und der Messung entlang der rot markierten DMS – Kette für den Lastfall M, N, T, -H dargestellt. Die Abweichung der Messung von der Simulation beträgt in diesem Beispiel im Mittel -7,7 %. Die durchschnittliche Abweichung aller Messstellen lag in Bezug auf das Schalenmodell bei 21,0 %. Dabei traten am Turm Abweichungen von 7,8 % auf, während an der Strebe Abweichungen von 34,2% auftraten. Bei beiden Messungen war zu beobachten, dass die Dehnung ϵ_y (Umfangsdehnung) wesentlich höhere Abweichungen verursachte als die Dehnung in Achsrichtung (ϵ_z). Dies ist auf die vergleichsweise kleinen Messwerte zurückzuführen, welche demzufolge mit einem großen Messfehler behaftet sind.

7.3.3.3 Einflüsse auf die Genauigkeit der Messungen

Am Hot Spot wurden Dehnungen in einem Bereich von 0 bis $1,04 \times 10^{-3}$ gemessen. Die Messgenauigkeit des Verstärkers (siehe TA1 Abschnitt 1.3.3) beträgt $3,2 \times 10^{-5}$ und spielt somit auch hier insbesondere bei kleinen gemessenen Dehnungen eine erhebliche Rolle. Dieser Effekt ist bei den gemessenen Umfangsdehnungen (siehe vorheriger Abschnitt) ersichtlich.

Wird bei der Simulation mit dem Schalenmodell anstatt der Geometrie nach Planung die tatsächlich vermessene Geometrie verwendet, so kann die Genauigkeit der Messung gesteigert werden. Die Gesamtabweichung beträgt dann 15,0 % gegenüber 21,0 %. Dabei traten am Turm Abweichungen von 7,9 % (gegenüber 7,8 %) und an der Strebe Abweichungen von 22,2% (gegenüber 34,2%) auf.

Die Größenordnung und Schwankungen der Abweichungen deuten darauf hin, dass weitere Größen bei der Simulation berücksichtigt werden müssen. Bei der Vermessung der Querschnitte wurde festgestellt, dass die lokale Geometrie von der geplanten abweicht.

7.3.3.4 Ergebnisse in Bezug auf geplante Messung M5000_2

Für den Einsatz an der Windenergieanlage in Bremerhaven konnten Erfahrungen bezüglich des Einsatzes der Hardware, der Software und der Sensorapplikation gesammelt werden.

Bei dem Verstärker HBM MGC plus mit A08 Einschüben wurde die Konfiguration und Handhabung überprüft. Der Verstärker und der Rechner liefen bei den Versuchen und bei einer 2-monatigen Dauermessung problemlos und ohne Zwischenfälle. Es konnten bis zu 88 Kanäle gleichzeitig gemessen werden. Es stellte sich als problematisch heraus, dass der Messbereich nur auf $\pm 16000 \mu\text{m}/\text{m}$ begrenzt werden kann. Dies führt für die auftretenden Dehnungen in einer Größenordnung von $600 \mu\text{m}/\text{m}$ zu einer Genauigkeit von $\pm 5,4\%$ bei einer Genauigkeit des Verstärkers von 0,2%. Für geringere Dehnungen ist der Fehler entsprechend größer.

Bei der Applikation der Sensoren hat sich gezeigt, dass für eine genaue Applikation sehr sorgfältig gearbeitet werden muss. Die Rohre erschweren das Einmessen der Sensorpositionen. Am Labormodell konnte eine mittlere Genauigkeit der Sensorapplikation von $\pm 1 \text{ mm}$ erreicht werden. Bei der Applikation der DMS-Ketten zeigte sich, dass die lokale Geometrie (auch ungleichmäßig ausgeführte Schweißnähte) Einfluss auf die Sensorposition und damit auf die Ergebnisse der Messungen hat.

Die Applikation der faseroptischen Sensoren wurde durch die Fachgruppe der BAM-VIII.1 durchgeführt. Dabei wurde über mehrere Monate die Stabilität der Vorspannung der Sensoren erfolgreich getestet.

7.3.4 Schlussfolgerungen

Es wurde ein Labormodell entwickelt, mit denen Messaufgaben an der Struktur hinsichtlich der Genauigkeit und Einflussparameter im Labor untersucht wurden. Folgende Schlussfolgerungen können gezogen werden:

- Für die Messaufgabe am Prototyp einer Offshore – Windenergieanlage wurden Sensoren, Verstärker und Teile des Messprogramms erfolgreich getestet.
- Das entwickelte Programm zur Schnittgrößenermittlung aus Dehnungsmessungen wurde erfolgreich getestet und ist einsatzbereit. Dabei wurde am Labormodell eine mittlere Genauigkeit von 2,1% erreicht. Wesentliche Einflussparameter auf die Genauigkeit sind die Querschnittsabmessungen und die Messgenauigkeit des Verstärkers.
- Berechnungsmodelle auf Basis Stabstatik und Schalenstatik wurden entwickelt und erfolgreich getestet.
- Die Interpretation der Dehnungen im Hot Spot-Bereich unterliegt etwas größeren Unsicherheiten. Die Dehnungen können qualitativ und größenordnungsmäßig nachvollzogen werden. Die Ausführungsqualität der Rohranschlüsse hat erheblichen Einfluss auf die Genauigkeit.

- Entscheidend für die Messgenauigkeit ist die Genauigkeit des Messverstärkers, insbesondere bei kleinen Dehnungen.

In Bezug auf die entwickelten strukturmechanischen Modelle werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Eine höhere Genauigkeit in Bezug auf die Dehnungen liefert ein Schalenmodell im Vergleich zu einem Stabwerksmodell, da hier wirklichkeitsnähere und komplexere Spannungszustände berechnet werden.
- Die Erfassung der Auflagerbedingungen und der richtigen Steifigkeit ist essentiell und sollte vor allem beim Stabmodell beachtet werden.
- Die Koordinaten der nachträglichen Vermessung sollten, wenn verfügbar für die Simulation verwendet werden. Die strukturmechanischen Berechnungen auf Basis der Planung produzieren hier jedoch nur geringfügig abweichende Ergebnisse. Dies ist auf relativ geringe Abweichungen zwischen Planung und Ausführung zurückzuführen.
- Für die Ermittlung der Spannungen im Anschlussbereich ist die genaue Geometrie des Anschlusses und der Schweißnaht zu verwenden.

In Bezug auf die geplante Bestückung des Prototyps der Windenergieanlage mit Sensoren werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Eine relativ genaue Ermittlung der Schnittgrößen ist möglich, da diese am Labormodell im Extremlastfall mit einer Genauigkeit von ca. 2% ermittelt werden konnten.
- Messungen der Querschnittswerte in den entsprechenden Messebenen sind erforderlich.

Die Messgenauigkeit ist insbesondere im Grenzzustand der Ermüdung durch die Genauigkeit der eingesetzten Messverstärker eingeschränkt.

7.4 Einsatz und Betrieb entwickelter Überwachungstechnik

7.4.1 Überwachungssystem für das Bauwerk

7.4.1.1 Messtechnik

Das Überwachungssystem für das Bauwerk in der installierten und in Betrieb genommenen Form war für die folgenden Aufgaben konzipiert:

- Überprüfung der Design-Annahmen (nach Absprache mit Fa. OWT)
- Datenlieferung für Lastidentifikation (nach Absprache mit Universität Siegen)
- Datenlieferung für Schadensidentifikation (nach Absprache mit Universität Siegen)
- Datenlieferung für Bewertungsalgorithmen (nach Absprache mit BAM-VII.2)
- Durchführung der Aufgaben zur Last-, Zustands- und Beanspruchungsüberwachung

Entsprechend diesen Aufgaben wurden Anforderungen an die Messtechnik und die Sensorik formuliert und umgesetzt. Hinsichtlich der Wahl der Messparameter und der Optimierung der Lage der Messpunkte bzw. –ebenen wurden vorab Simulationsrechnungen mit Hilfe von Finite-Element-Modellen für die Gesamtanlage durchgeführt sowie die experimentellen Ergebnisse der Untersuchungen aus den Komponentenversuchen verwendet. Daraus wurde ein Messplan abgeleitet, der an der Anlage M5000_2 realisiert wurde. Abbildung 7-19 zeigt die Messpunkte für die Sensorik am Bauwerk (Turm und Tripod). In 7 Messebenen wurden insgesamt 111 DMS, 14 Beschleunigungsaufnehmer und 4 Neigungsmesser und 16 Temperatursensoren angebracht. Dabei wurden die Hot Spot-Messpunkte jeweils nur temporär gemessen, d.h. je Messzyklus war immer nur ein Hot Spot aktiv.

BAM-VII.2 und Fa. Infokom übernahmen gemeinsam die Überwachung der Bauwerksstruktur. Ziel des Infokom-Systems war es, das Überwachungssystem SMS 2001 für den Einsatz an WEA zu prüfen und ggf. an die Aufgaben anzupassen. Einige der Messstellen wurden dabei doppelt belegt. Insgesamt waren permanent 117 Messkanäle aktiv (81 BAM-VII.2, 36 Fa. Infokom).

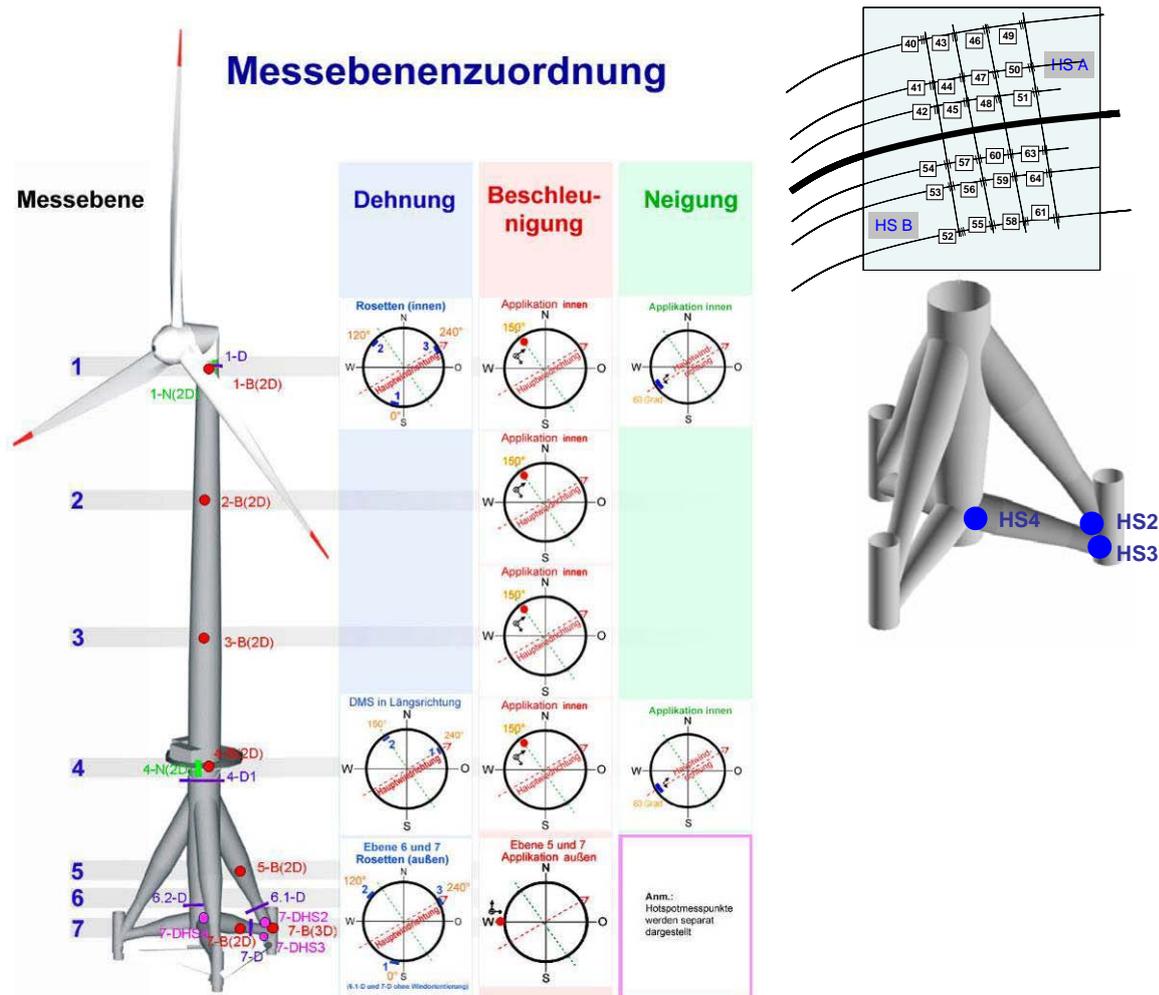


Abbildung 7-19: Messstellenplan an der Anlage Multibrid M5000_2 (Turm und Tripod: links, Lage der Hot Spots am Tripod und Verteilung der DMS-Messstellen je Hot Spot: rechts). Sensorik (Beschleunigungssensoren rot, Neigungsaufnehmer grün, DMS Messebenen orange und DMS-Hot Spot-Messungen blau)

7.4.1.2 Dokumentation der Überwachungsergebnisse

Die Basismessungen der Dauerüberwachung sind kontinuierliche Messaufzeichnungen von 164 Sekunden Dauer für alle Messkanäle der Bauwerksüberwachung sowie der Betriebsdaten. Diese Messschriebe werden durch eine Vorort-Datenanalyse auf ihren speziellen Informationsgehalt reduziert. Die sich daraus ergebenden Größen werden mit einem zeitlichen Bezug gespeichert. Die Art der Auswertung ist in Abschnitt 7.5.1 und in Abbildung 7-48 dargestellt. Zusätzlich zu den Kenngrößen jeder Messung wird stündlich ein kompletter Zeitschrieb für alle Messkanäle weggelegt. Damit ist es möglich, in einer späteren Phase der Auswertung spezielle Algorithmen für weitere Fragestellungen einzusetzen.

Eine Dokumentation der Messgrößen mit Hilfe von Kennwerten über einen Beobachtungszeitraum von 30 Monaten ist in Abbildung 7-20 bis Abbildung 7-27 dargestellt. Hier wird der Verlauf der Maximalwerte der Messgrößen Neigung, Beschleunigung und Dehnung dargestellt. Diese Größen werden im Rahmen der Überwachung als Bewertungsgrößen gegenüber Grenzwerten zur Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit genutzt, dienen aber auch als Indikatoren zur Zustandsüberwachung.

Abbildung 7-20 zeigt die Maximalwerte der dynamischen Neigungen in den Messebenen 1 und 4 (OK Turm und OK Tripod) Diese dynamischen Größen sind die Reaktionen des Bau-

werkes auf Lasten aus dem Betrieb (Windlasten und Interaktionslasten der Komponenten). Das gilt ebenso für die Beschleunigungen (Abbildung 7-22 und Abbildung 7-23) und die Dehnungen (Abbildung 7-25 und Abbildung 7-26). Hier sind die Zusammenhänge mit den Windkräften als dynamische Lastanteile sehr gut erkennbar. Das gilt jedoch nicht ausschließlich und nicht für alle Messpunkte, wie in Abbildung 7-24 erkennbar. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse sind die dynamischen Parameter des Bauwerks und die Richtungsabhängigkeit der Windkräfte zu berücksichtigen.

Die statischen Anteile der Bauwerksreaktionen (Abbildung 7-21 und Abbildung 7-27) sind das Ergebnis einer Überlagerung von Winddruck, Eigengewichtslasten der Gondel bei unterschiedlichen Positionen und Temperatureinflüsse. In Abbildung 7-27 bilden sich der Verlauf der Jahreszeiten sowie zeitlich lokale Temperaturschwankungen ab.

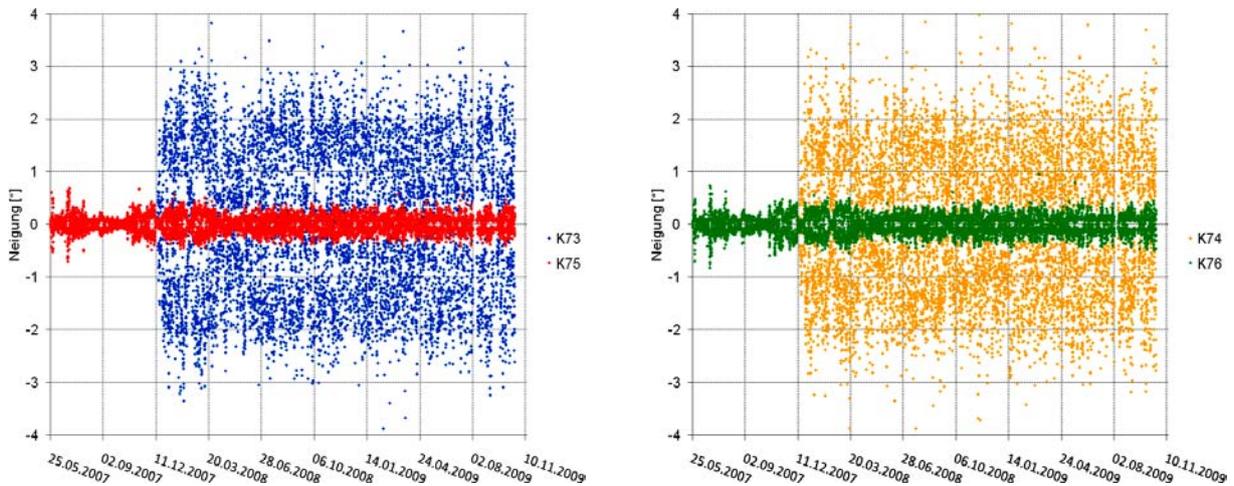


Abbildung 7-20: Verlauf der Maximalwerte der dynamischen Neigungen des Turms (OK Turm: K73 u.74, OK Tripod: K75 u.76) in Hauptwindrichtung <Bild links>, quer dazu <Bild rechts>

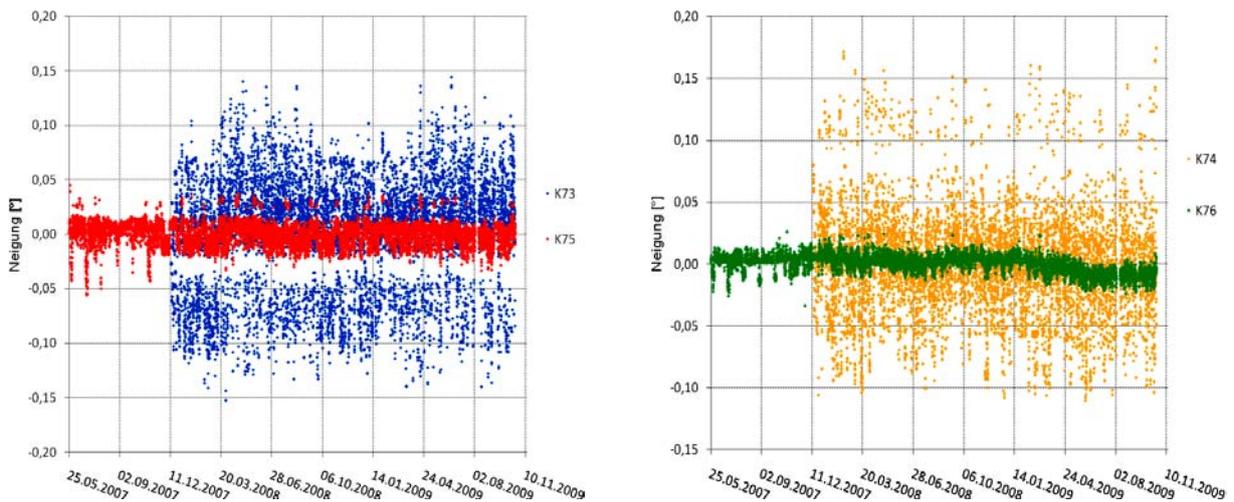


Abbildung 7-21: Verlauf der Maximalwerte der statischen Neigungen des Turms (OK Turm: K73 u.74, OK Tripod: K75 u. 76) in Hauptwindrichtung<Bild links>, quer dazu <Bild rechts>

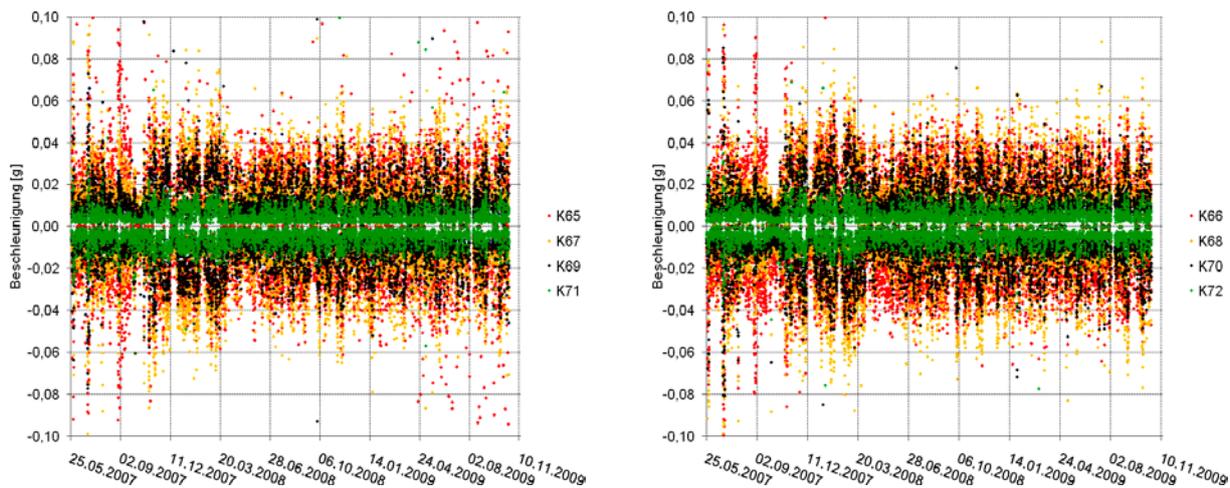


Abbildung 7-22: Verlauf der Maximalwerte der Beschleunigungen am Turm (Messebenen 1, 2, 3, u. 4) in Hauptwindrichtung K65, 67, 69 u. 71 <Bild links>, quer dazu K66, 69, 70, u.72 <Bild rechts>

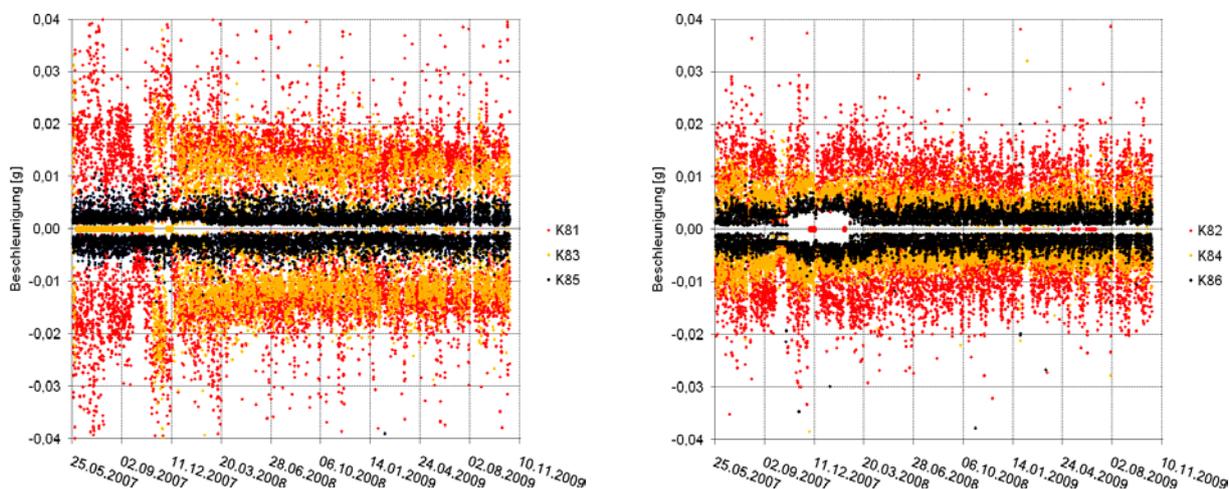


Abbildung 7-23: Verlauf der Maximalwerte der Beschleunigungen am Tripod (Messebenen 5 u. 7) in Hauptwindrichtung K81, 83 u. 85 <Bild links>, quer dazu K82, 84 u. 86 <Bild rechts>

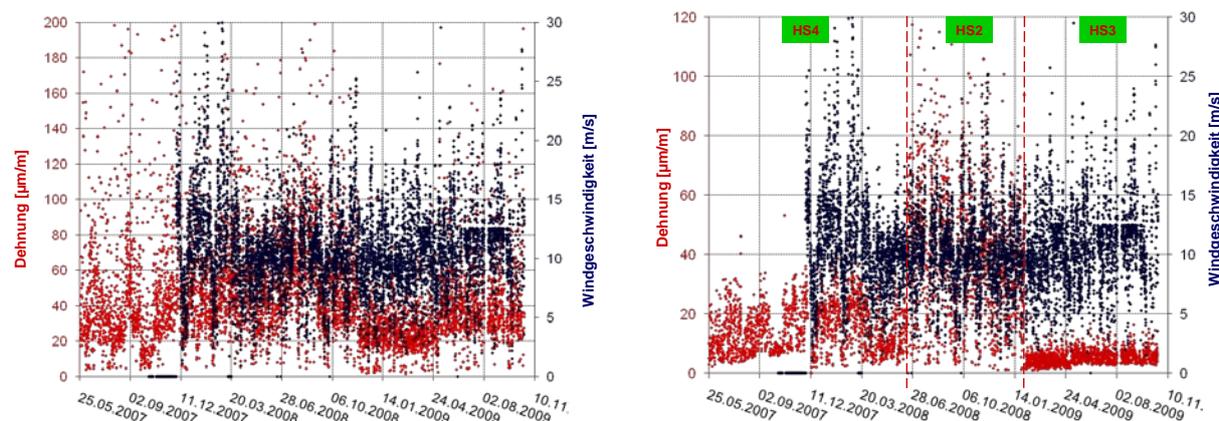
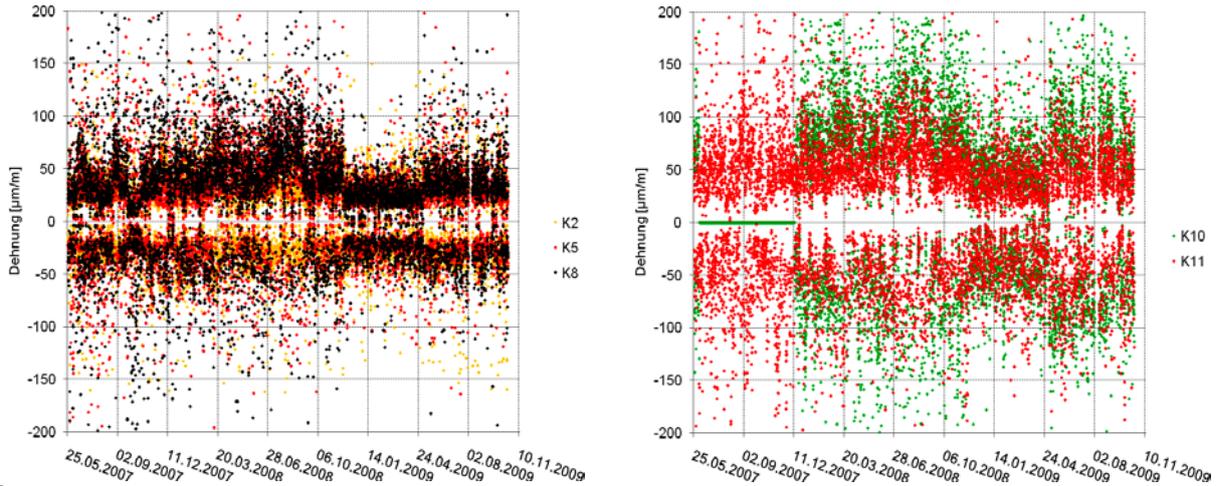


Abbildung 7-24: Verlauf der Maximalwerte der Dehnungen (OK Turm, in Hauptwindrichtung K8, <Bild links>, Tripod: Hot Spot HS4, HS2 u. HS3, K46 <Bild rechts>) und der Windgeschwindigkeiten



X

Abbildung 7-25: Verlauf der Maximalwerte der dynamischen Dehnungen am Turm (OK Turm K2, 5 u. 8<Bild links>, OK Tripod K10 u. 11 <Bild rechts>)

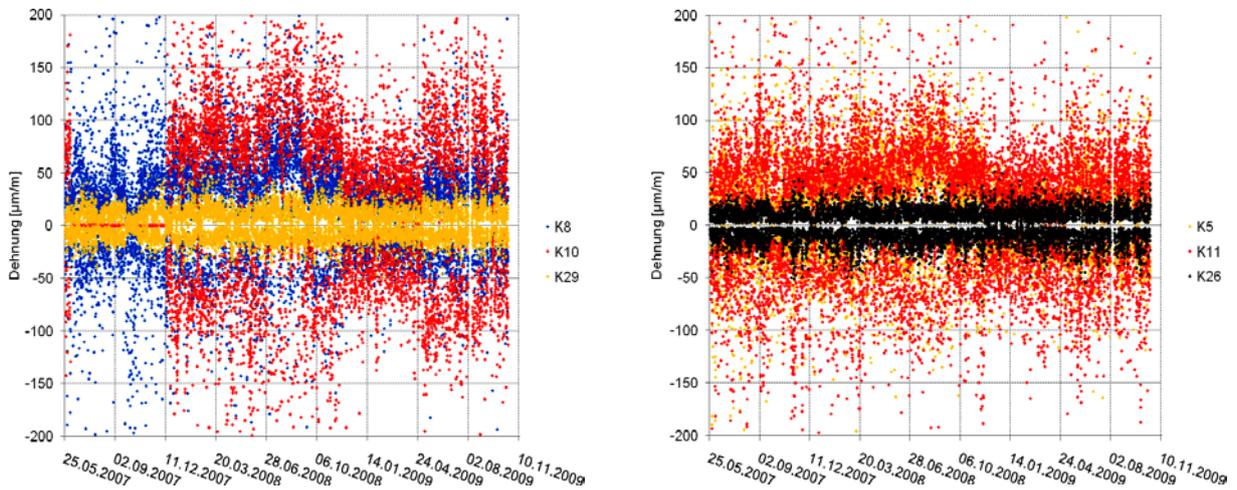


Abbildung 7-26: Verlauf der Maximalwerte der dynamischen Dehnungen an Turm u. Zentralrohr (Messebenen 1, 4, 6-2), in Hauptwindrichtung K8, 10 u. 29<Bild links>, quer dazu K5, 11 u. 26 <Bild rechts>

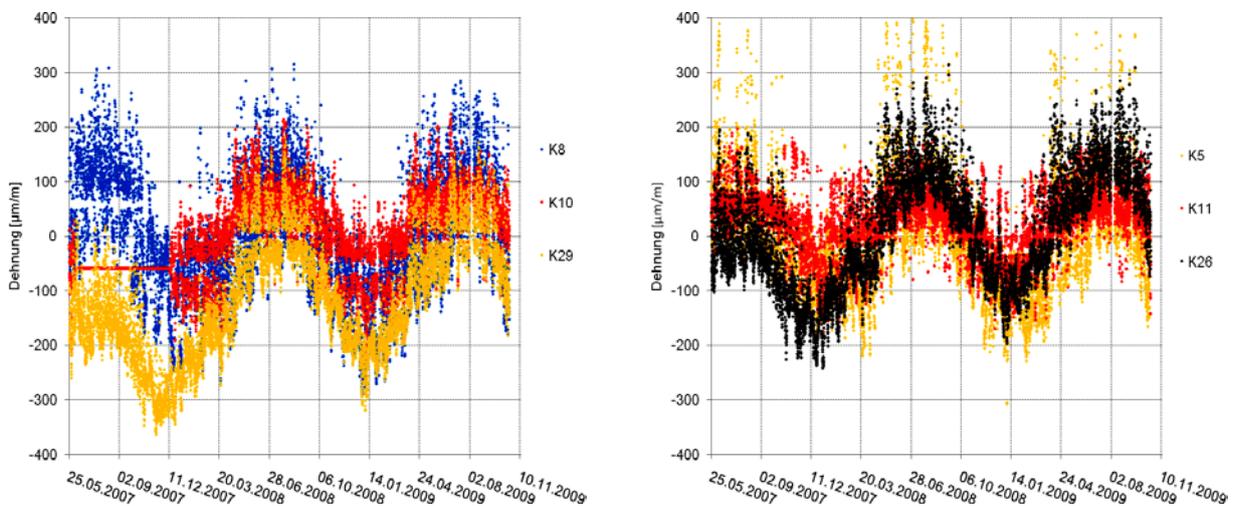


Abbildung 7-27: Verlauf der Maximalwerte der statischen Dehnungen an Turm u. Zentralrohr (Messebenen 1, 4, 6-2) in Hauptwindrichtung K8, 10 u. 29<Bild links>, quer dazu 11 u. 26 <Bild rechts>

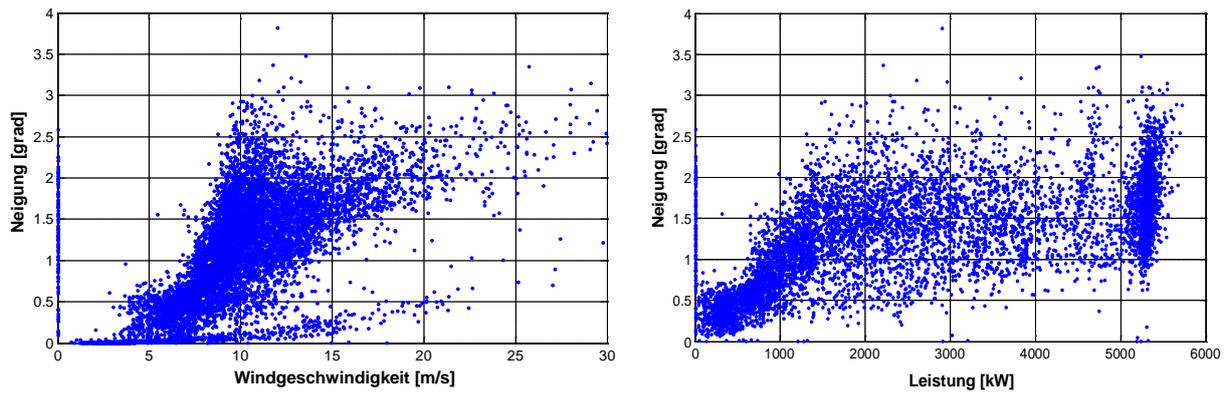


Abbildung 7-28: Maximalwerte der dynamischen Neigungen des Turms (OK Turm, in Hauptwindrichtung, K73) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit <Bild links> und der Leistung <Bild rechts>

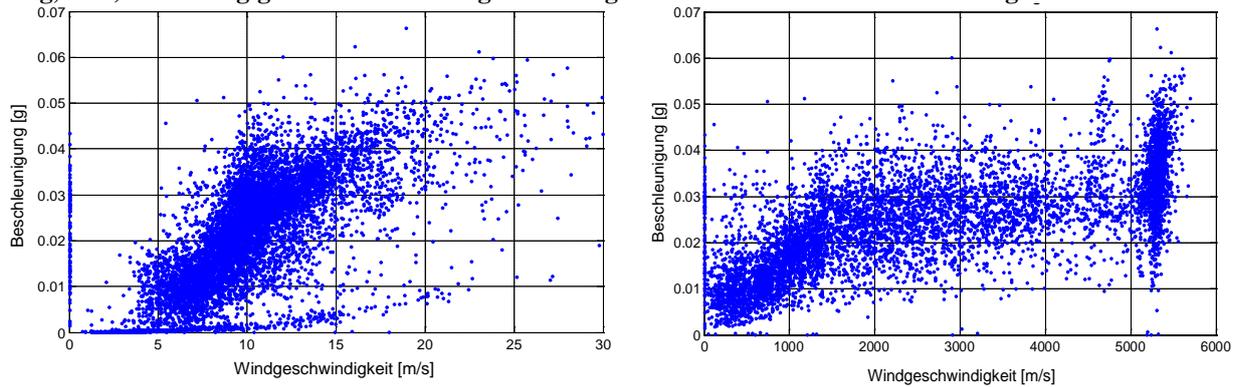


Abbildung 7-29: Maximalwerte der Beschleunigungen des Turms (OK Turm, in Hauptwindrichtung, K66) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit <Bild links>, von der Leistung <Bild rechts>

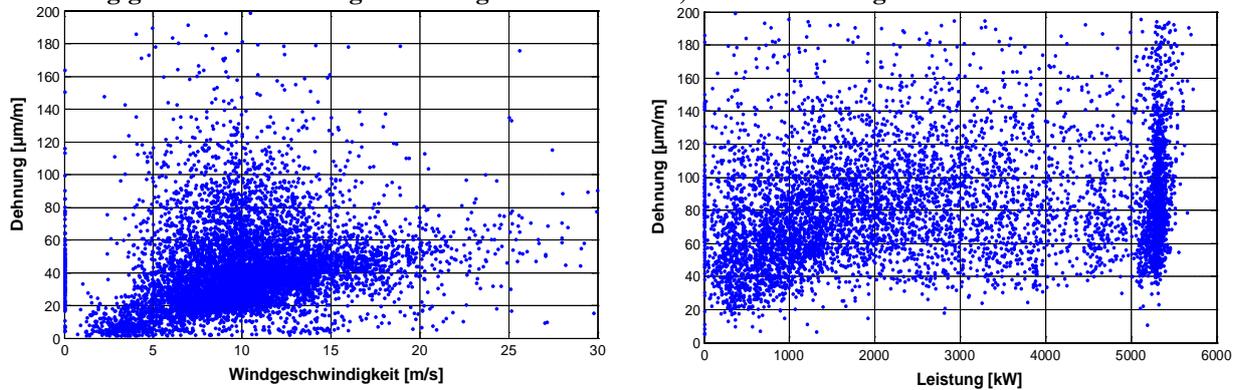


Abbildung 7-30: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen des Turms (OK Turm, in Hauptwindrichtung K2) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit <Bild links>, von der Leistung <Bild rechts>

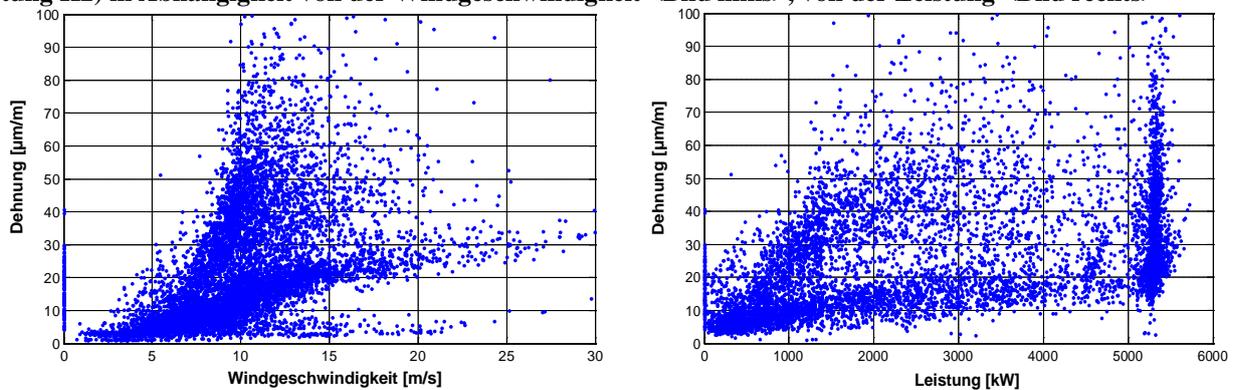


Abbildung 7-31: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen (Hot Spots HS4 u. HS2, K46) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit <Bild links> von der Leistung <Bild rechts>

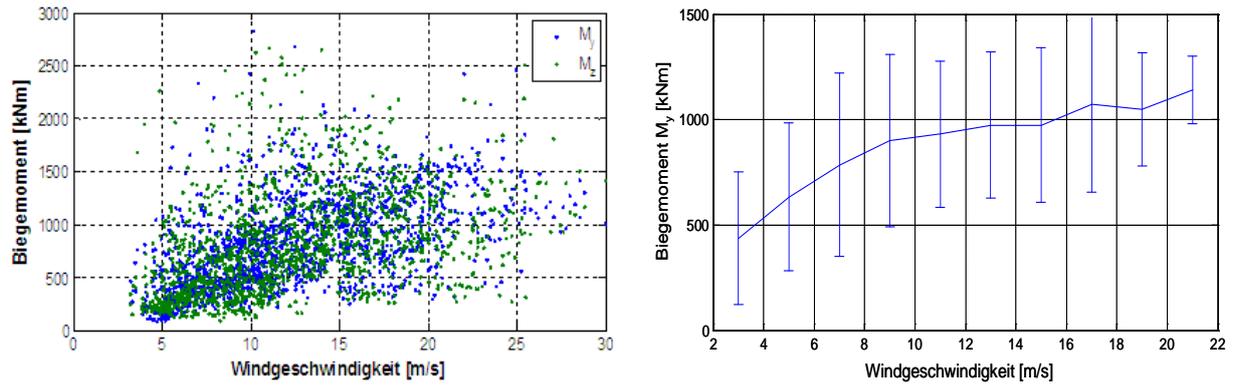


Abbildung 7-32: Dynamische Schnittlasten (OK Turm) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit: (Maximalwerte M_y , M_z <Bild links>, Mittel der Maximalwerte M_y und Varianz <Bild rechts>)

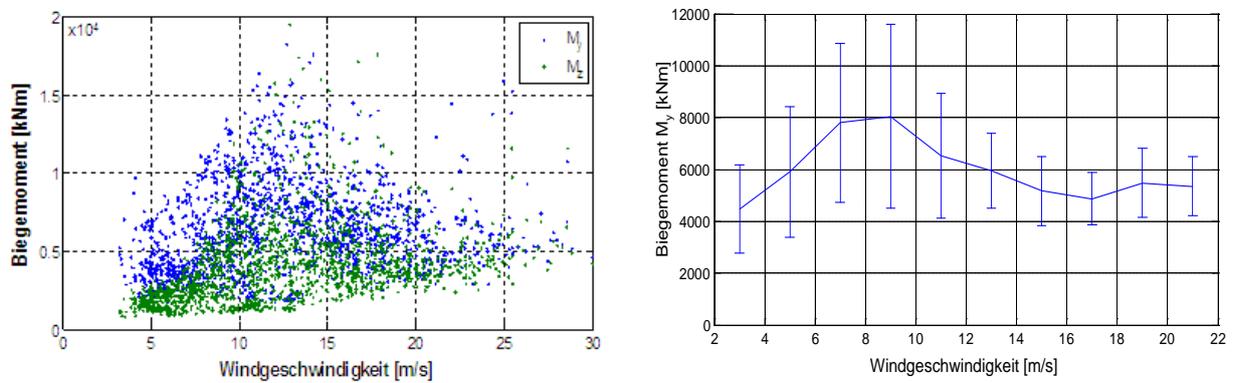


Abbildung 7-33: Dynamische Schnittlasten (OK Tripod) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit: (RMS-Werte M_y , M_z <Bild links>, Mittel der RMS-Werte M_y und Varianz <Bild rechts>)

Eine weitere Art der Messwernerfassung für die Überwachung der strukturellen Komponenten ist die kontrollierte Aufnahme der Messgrößen als Zeitschriebe in Abhängigkeit von meteorologischen und Betriebsparametern in Form von Capture-Matrizen (siehe TA2, Abschnitt 2.3.4.1). Durch den vorhandenen Datenvorrat als Zeitreihen und deren direkte Zuordnung zu den entsprechenden Parametern können über Korrelationsbeziehungen Zusammenhänge und Abhängigkeiten erkannt werden. In Abbildung 7-28 bis Abbildung 7-33 sind die Maximalwerte der Neigungen, Beschleunigungen, Dehnungen und Schnittlasten für ausgesuchte Messpunkte und -ebenen am Turm und am Tripod über den Parametern Windgeschwindigkeit und elektrische Leistung der Maschine dargestellt.

Aus den Ergebnissen der Vorort-Auswertungen können Zustandsinformationen und weitergehende dynamische Eigenschaften der Anlage abgeleitet werden. Aus Abbildung 7-34 und Abbildung 7-35 ist z.B. erkennbar, dass im Betrieb überwiegend die erste Eigenfrequenz des Bauwerks erregt wird, die je nach Betriebszustand in gewissen Schranken variiert. Die horizontalen Linien im Verlauf der maximalen Frequenzpeaks (Abbildung 7-35) deuten auf einen unveränderten Zustand der Anlage hin. Diese Erkenntnisse werden bei der Bewertung der Gebrauchstauglichkeit und bei der Schadensdetektion genutzt.

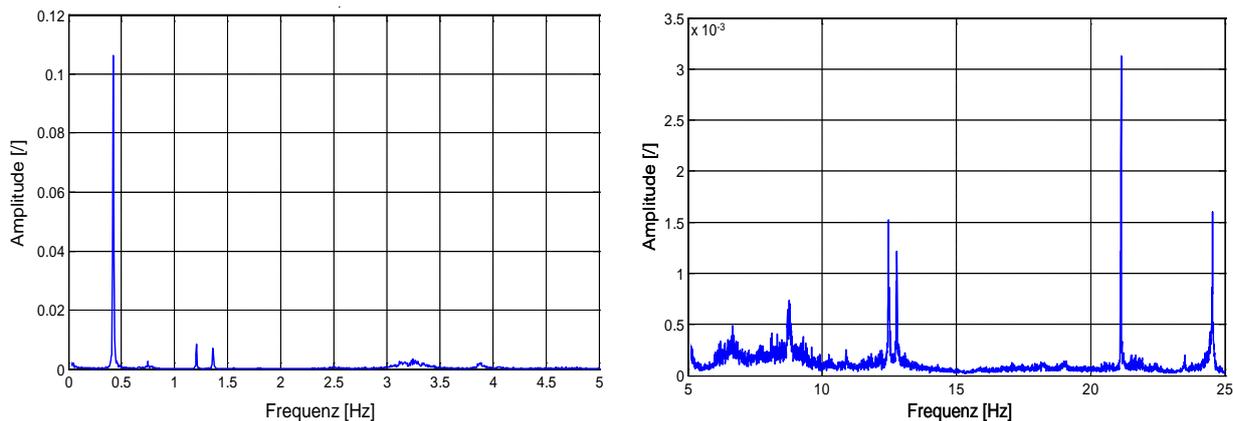


Abbildung 7-34: Kumulierte, normierte Powerspektren der Beschleunigungssignale von allen Messstellen am Turm

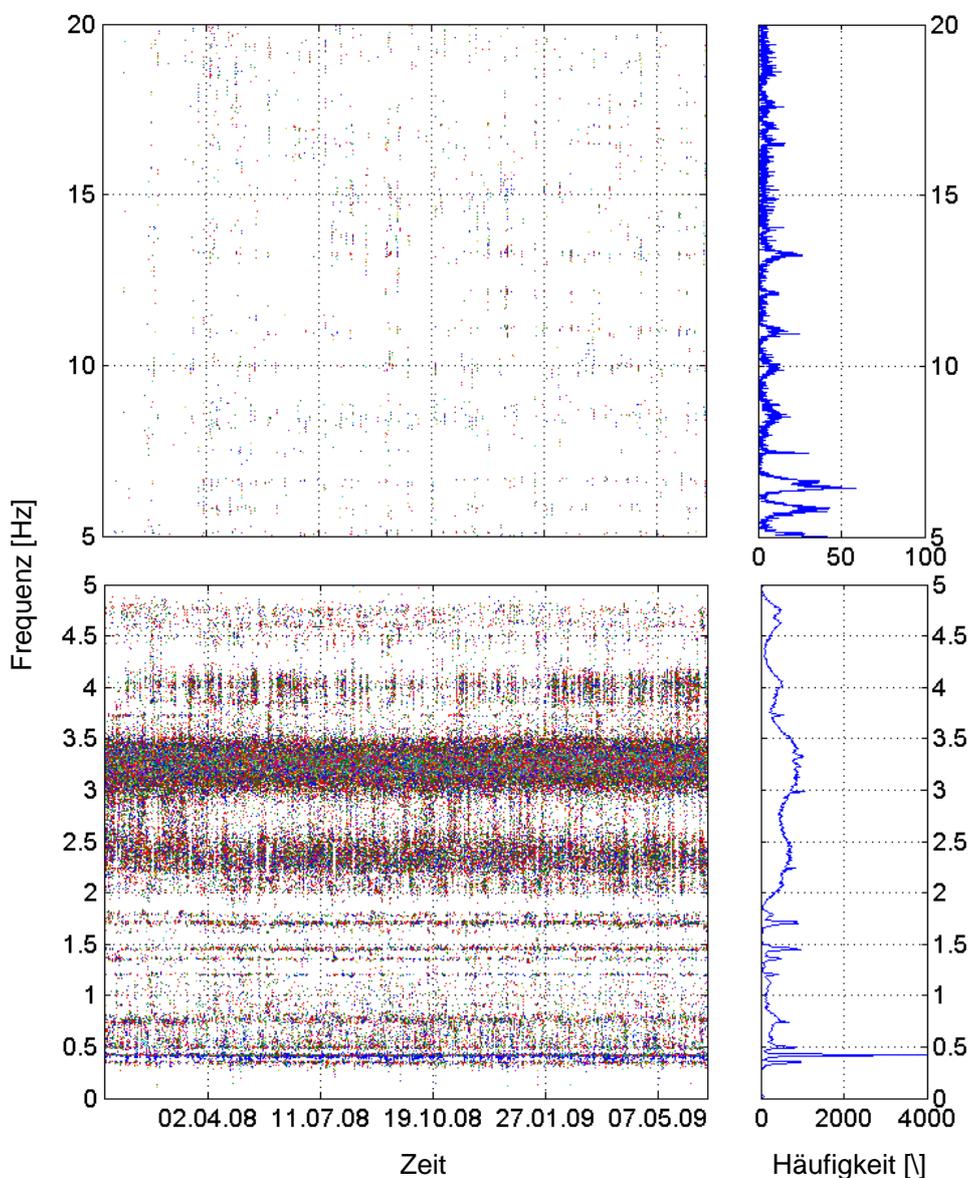


Abbildung 7-35: Verlauf maximaler Frequenzpeaks aus den Beschleunigungsspektren von K 68 (links) und deren kumulierte Häufigkeit im Zeitraum von 18 Monaten (rechts)

7.4.2 Überwachungssysteme für die Rotorblätter

7.4.2.1 Überwachungssystem mit Beschleunigungssensoren (Fa. IGUS-ITS)

Für die Last- und Zustandsüberwachung der Rotorblätter an der Referenzanlage M5000_2 basierend auf Messdaten aus der Schwingungsüberwachung wird das Überwachungssystem BLADEcontrol® der Fa. IGUS-ITS eingesetzt. Dieses System ist gemäß TA2 Abschnitt 2.3.1 ein Teilsystem des integralen Überwachungssystems und übergibt seine Daten dem gemeinsamen Datenmanagement. In der Erprobungsphase wurden diese Daten beschränkt auf Zeitdaten zum Auffüllen der Capture-Matrix.

Die Systemkomponenten bestehen aus einem 2D-Beschleunigungssensor je Rotorblatt, dem Nabenrechner (HMU), der W-LAN-Einheit zur Übertragung der Messdaten über die Nabe und dem Auswertungs- und Kommunikationsrechner (ECU), der die Daten via IEC-Schnittstelle an den Gateway-Server im Turm der Anlage überträgt (Abbildung 7-36). Die Sensoren sind im Innern der Rotorblätter angebracht. Für weitere technische Informationen zum Überwachungssystem der Fa. IGUS-ITS siehe [5]. Die Analyse der Messdaten ist in TA2 Abschnitt 2.2.1 beschrieben.

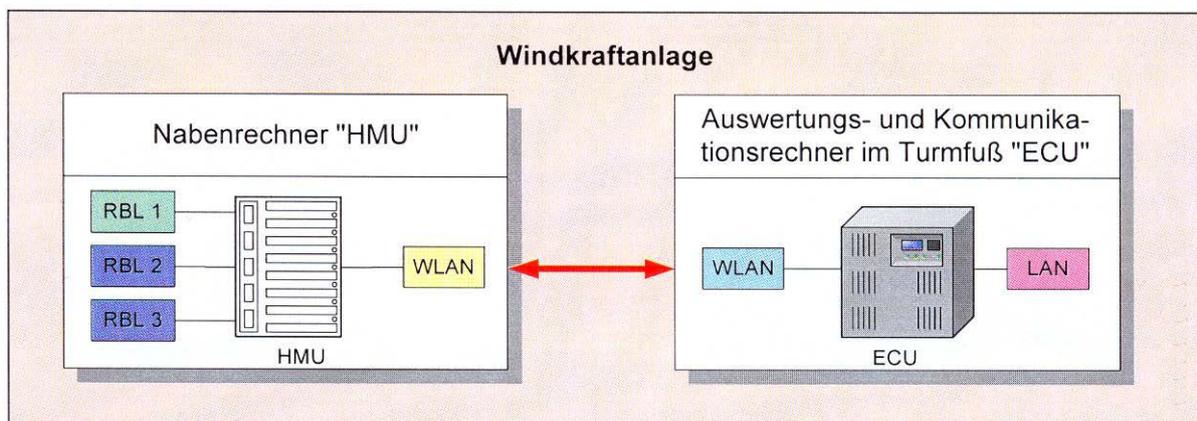


Abbildung 7-36: Systemkomponenten der dynamischen Rotorblattüberwachung im integralen System

7.4.2.2 Überwachungssystem mit faseroptischen Sensoren (Fa. Advoptics)

Zur Messung der dynamischen Beanspruchungen der Rotorblätter im Anschlussbereich wurden exemplarisch in einem der Blätter vier Sensoren derart verteilt angebracht (Abbildung 7-37), dass aus den Messwerten die Biegemomente in der Rotorblattwurzel in Schlag- und Schwenkrichtung im laufenden Betrieb ermittelt werden können. Zusätzlich werden die Messsignale der funktionsfähigen, im Rotorblatt eingebetteten optischen Sensoren von BAM-VIII.1 von der opto-elektronischen Einheit MODULICS (Abbildung 7-38) übernommen und in den Messvorgang eingebettet. Bei der Rotorblattüberwachung der M5000_2 kommt das kommerzielle Überwachungssystem der Fa. Advoptics zum Einsatz.

Die Systemarchitektur des eingesetzten Überwachungssystems ist in TA1 Abschnitt 1.2.2.3 beschrieben. Informationen zur Hardware sind TA1 Abschnitt 1.3.2.2 dargestellt.

Die Messsignale werden mit Hilfe der W-LAN-Komponente des BLADEcontrol® - Systems über die Nabe transferiert (siehe TA2 Abschnitt 2.3.3). Danach werden die Daten dem Datenmanagement der Bauwerksüberüberwachung zugeleitet (siehe TA2 Abschnitt 2.3.4) und dort mit einem angepassten Satz von Analyseverfahren weiter verarbeitet (siehe TA2 Abschnitt 2.2.2.2).

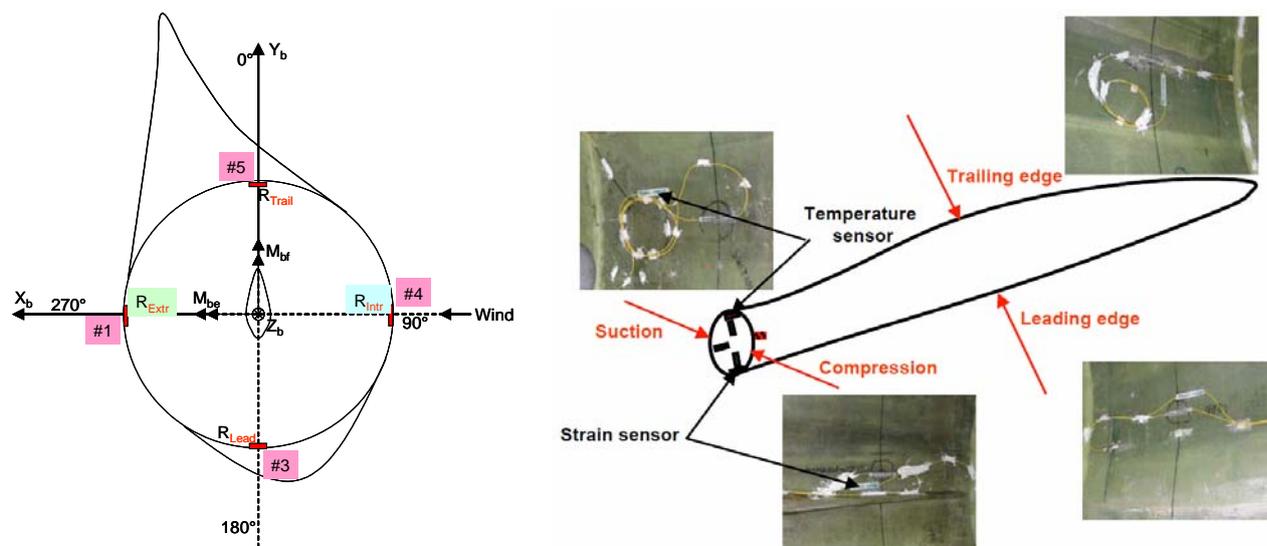


Abbildung 7-37: Messplan <Bild links> und Lage der oberflächlich applizierten Faser-Bragg-Gitter-Sensoren <Bild rechts>



Abbildung 7-38: Modulics opto-elektronische Einheit in rotierender Nabe

7.4.2.3 Dokumentation der Überwachungsergebnisse mit faseroptischen Sensoren

Mit der exemplarischen Darstellung von Messdaten aus der Überwachung eines Rotorblattes an der Anlage M5000_2 mittels faseroptischer Sensoren soll die generelle Machbarkeit des Einsatzes derartiger Messsysteme für den dauerhaften Betrieb unter Beweis gestellt werden. Technische Angaben zu dem eingesetzten Messsystem und den verwendeten FBG-Sensoren sind in Abschnitt 3 (TA3) gemacht worden. Dort sind auch (Abbildungen 3-18 und 3-20) die Messschriebe dargestellt, die die Grundlage der hier dargestellten Überwachungsdaten sind (Abbildung 7-39 bis Abbildung 7-44). Die datentechnische Erfassung der Messsignale ist in TA2 in Abbildung 2-6 beschrieben. Die Verarbeitung und Analyse der Daten erfolgt gemäß Abschnitt 2.2.2.2.

Die hier vorgestellte Dokumentation der Überwachungsdaten umfasst den Beobachtungszeitraum eines Monats (01.11. bis 01.12.2009). Die dargestellten Größen entsprechen dem jeweiligen Maximalwert aus Zeitsignalen gemäß den Abbildungen 3-18 und 3-20 (TA3). Sie sind aus gemessenen Dehnungen in der Blattwurzel in Schlagrichtung (Abbildung 7-39) und Umfangsrichtung (Abbildung 7-40) durch eine Vorortauswertung ermittelt worden. Die zugehörigen Sensoren der Fa. Advoptics sind oberflächlich applizierte FBG-Patches. Die Lage dieser Sensoren im Rotorblattfuß ist in (Abbildung 7-37) zu erkennen. Die entsprechenden Größen (in $[\mu\text{m}/\text{m}]$), zeitgleich gemessen mit den von BAM-VIII.1 eingebetteten FBG-

Sensoren, ist in Abbildung 7-41 und Abbildung 7-42 dargestellt. Die Lage dieser Sensoren, an der Druck- und Saugseite des Rotorblattes, sind in Abschnitt 3.4.1.6 (Abbildung 3-17 und Tabelle3-5) (TA3) beschrieben.

Der Vergleich der Maximalwerte der Dehnungen in Lauf- und Umfangsrichtung weist wie erwartet in Schlagrichtung eine größere Variabilität und Abhängigkeit von den jeweils aktuell ermittelten mittleren Windgeschwindigkeiten auf (Abbildung 7-39, Abbildung 7-40 und Abbildung 7-39, Abbildung 7-40 und Abbildung 7-39). Im Vergleich aller gemessenen dynamischen Dehnungen lässt sich an den Messstellen entlang des Rotorblattes eine wesentlich größere Korrelation mit der Windgeschwindigkeit erkennen. (Abbildung 7-43 und Abbildung 7-44). Die größten im oben genannten Zeitraum registrierten Dehnungen an den Messorten der eingebetteten Sensoren betragen ca. 0,2% (Abbildung 7-41).

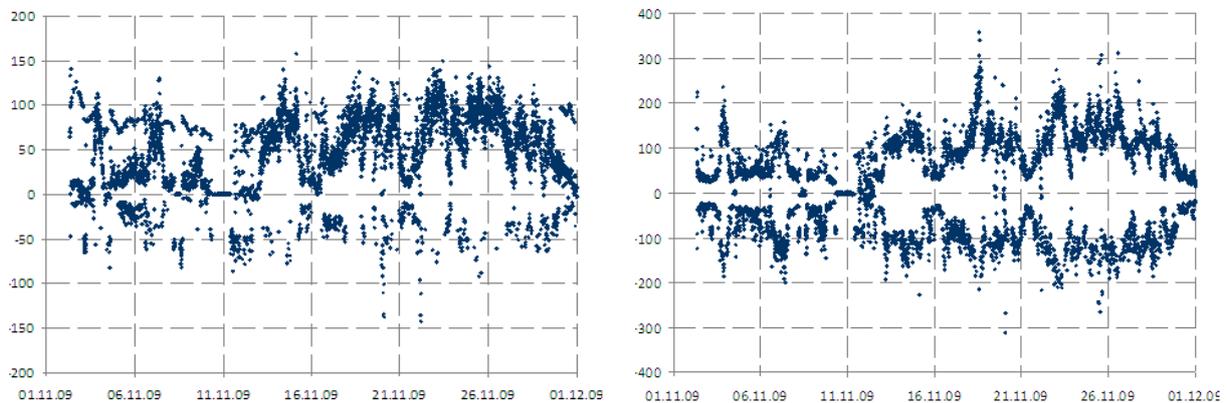


Abbildung 7-39: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen (in $[\mu\text{m}/\text{m}]$) in der Blattwurzel in Schlagrichtung K 1 <Bild links >, K 4 <Bild rechts >

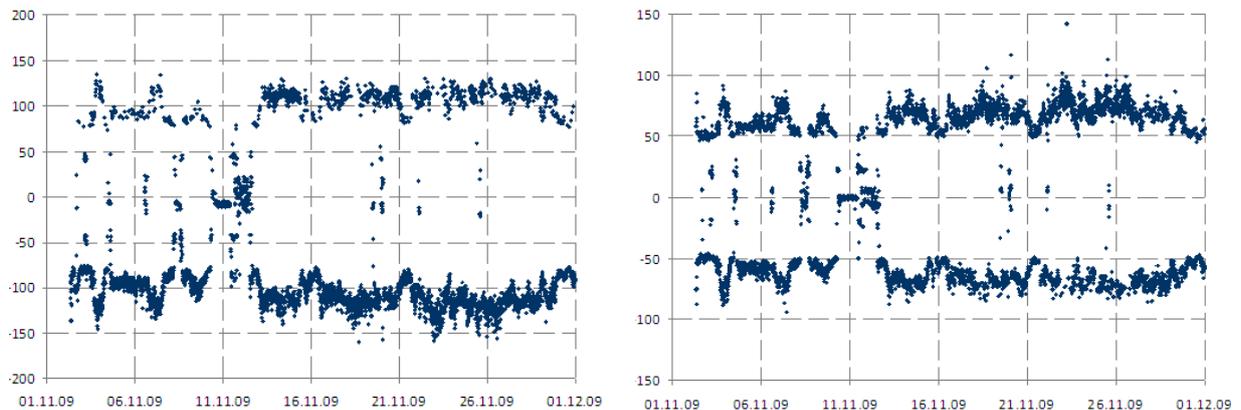


Abbildung 7-40: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen (in $[\mu\text{m}/\text{m}]$) in der Blattwurzel in Laufrichtung K 3 <Bild links >, K 5 <Bild rechts >

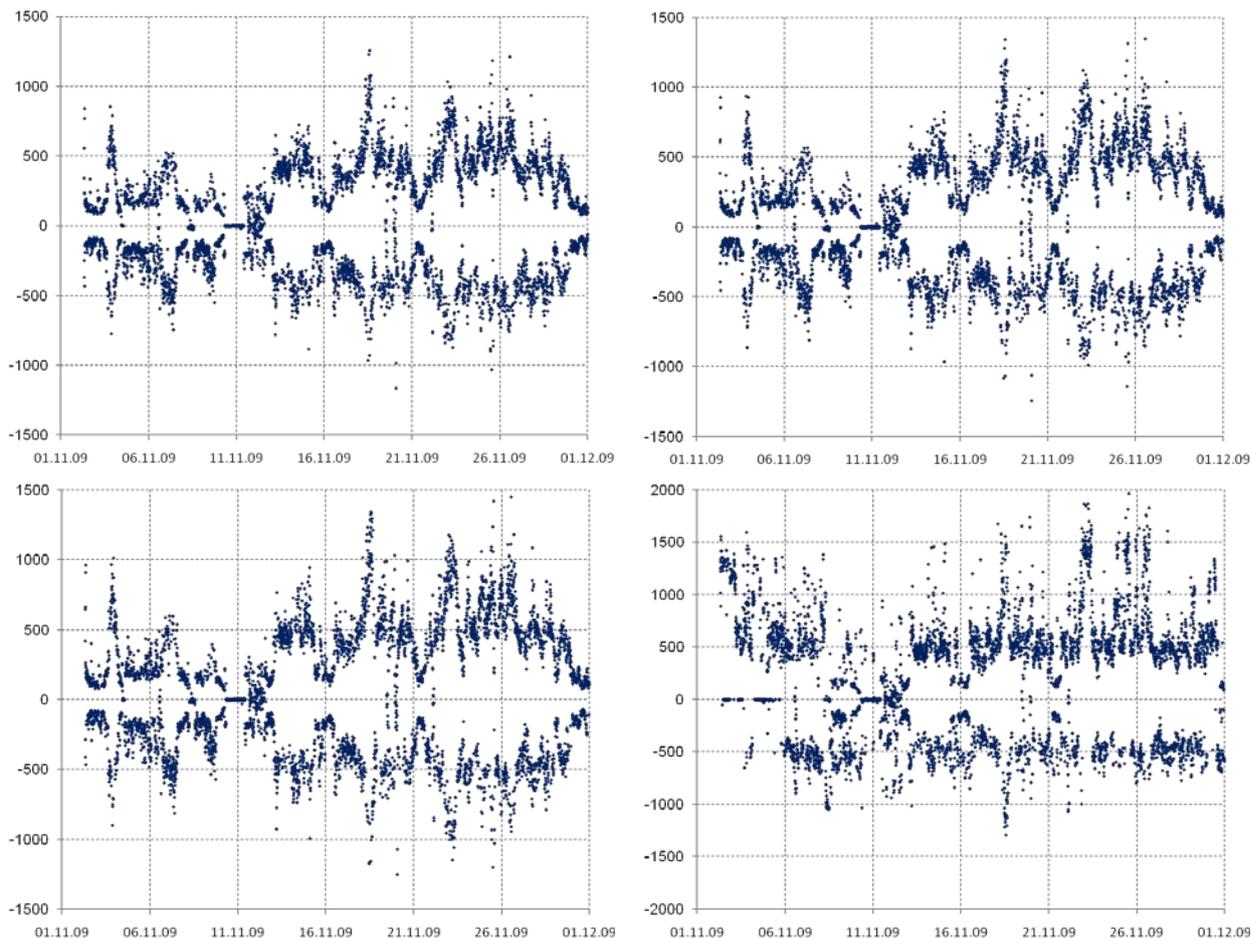


Abbildung 7-41: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen (in $\mu\text{m/m}$) an der Druckseite des Blattes K 6 <Bild oben links >, K 7 <Bild oben rechts>, K 8 <Bild unten links >, K 9 <Bild unten rechts>

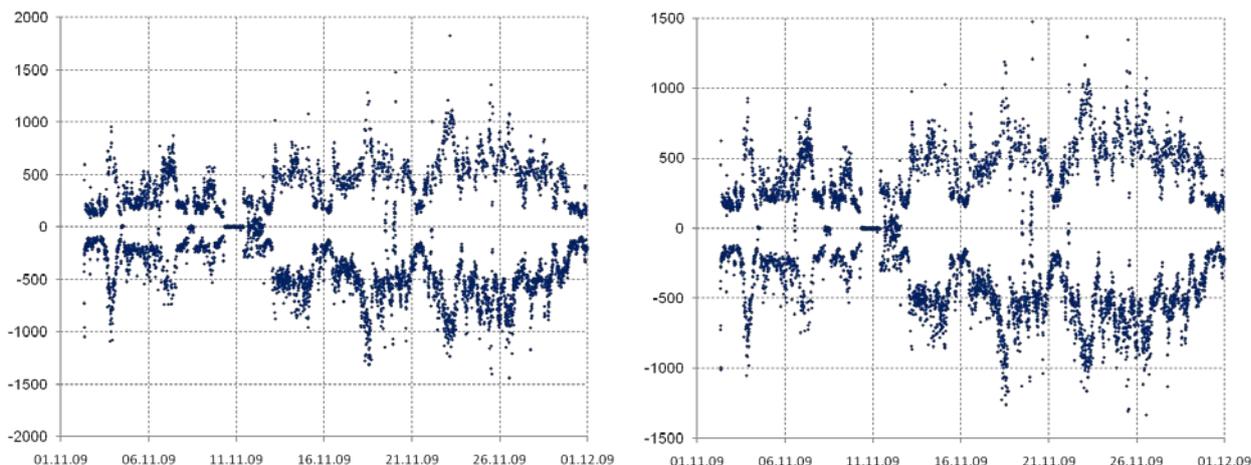


Abbildung 7-42: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen (in $\mu\text{m/m}$) an der Saugseite des Blattes K 10 <Bild links >,, K 11 <Bild rechts>

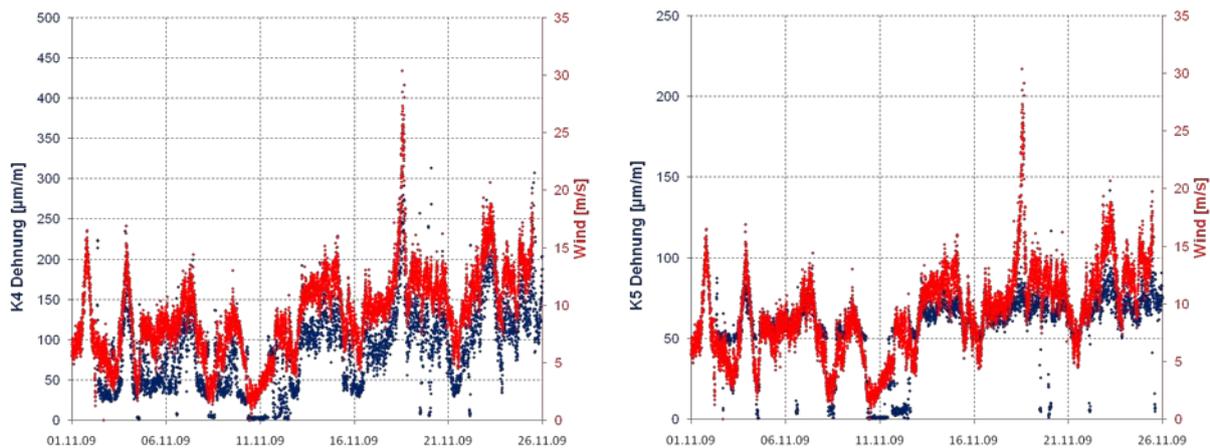


Abbildung 7-43: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen in der Blattwurzel (in Schlagrichtung K 4 <Bild links > und in Laufrichtung K 5 <Bild rechts>) und Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten

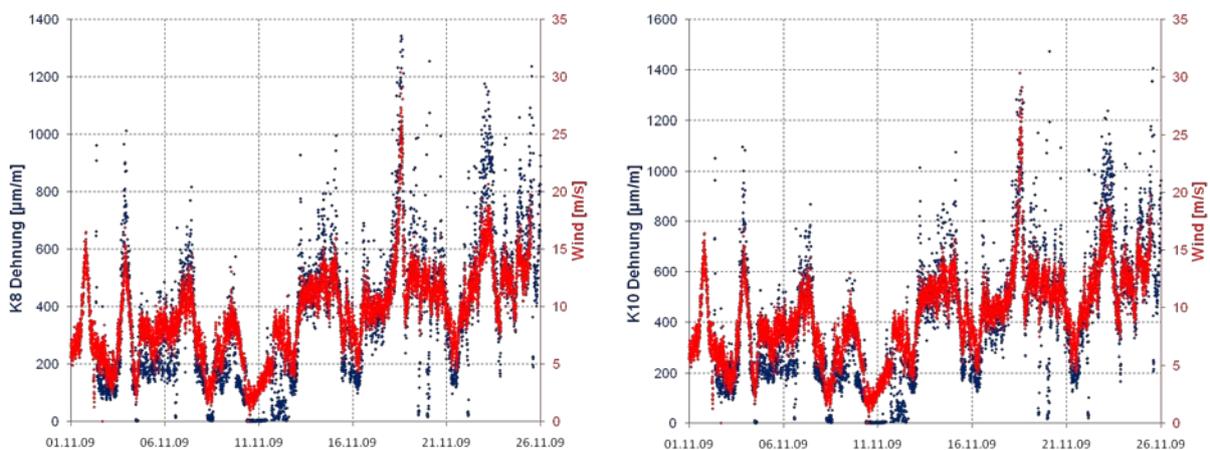


Abbildung 7-44: Maximalwerte der dynamischen Dehnungen in der Blattwurzel (an der Druckseite K 8 <Bild links > und an der Saugseite K 10 <Bild rechts>) und Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten

7.4.3 Überwachungssystem für die Maschine (Fa. μ -Sen)

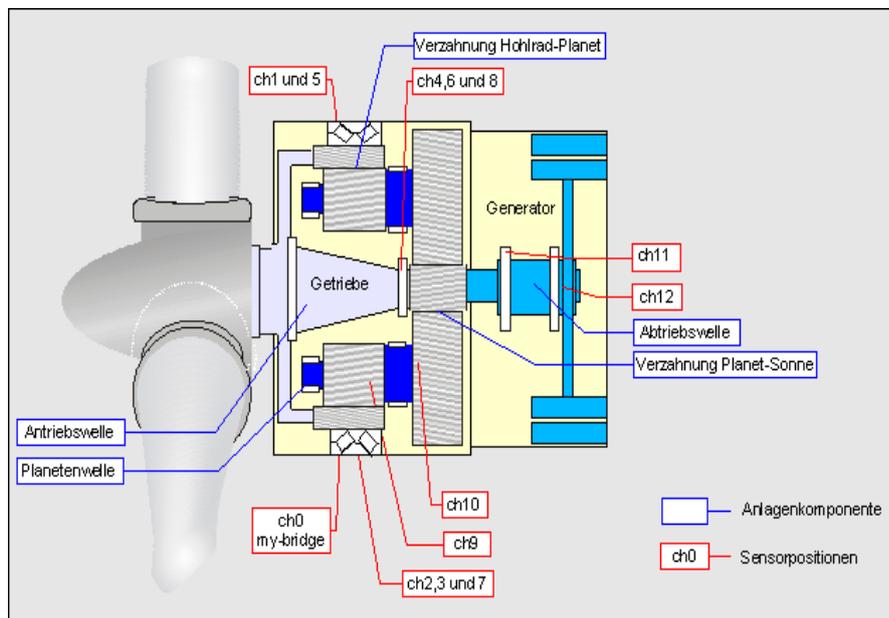


Abbildung 7-45: Schema der Messpunkte an den Triebstrangkomponenten der M5000



Abbildung 7-46: Installiertes CMS im Schaltschrank der M5000_2



Abbildung 7-47: Am Rotorlager montierter my-Bridge Sensor

Im Rahmen des Projektes wurde die Windenergieanlage M5000_2 mit einem Condition Monitoring System Ω -Guard® ausgerüstet. Für die Überwachung der M5000_2 wurden die Sensorpositionen festgelegt (Tabelle 7-1 und Abbildung 7-45). Die Windenergieanlage M5000_2 wurde während des Projektzeitraumes von der Servicezentrale der μ -Sen GmbH überwacht. Ergebnisse aus der Überwachung wurden dem Kooperationspartner Multibrid zur Verfügung gestellt und mit diesem diskutiert.

KlemmPlan							
Nr.	Signal	Quelle	Kabelzuordnung	Sensor	Hersteller	Typ	Bemerkung
25	Beschleunigung 1 Rotorlager (0°)	Rotorlager,MuSen		100mV/g		PZS4	
26	Beschleunigung 2 Rotorlager (90°)	Rotorlager,MuSen		100mV/g		PZS4	
27	Beschleunigung 3 Rotorlager (180°)	Rotorlager,MuSen		100mV/g		PZS4	
28	Beschleunigung 4 Rotorlager (270°)	Rotorlager,MuSen		100mV/g		PZS4	
29	Wegsensor 1 Rotorlager (0°)	Rotorlager,MuSen		8mV/µm	Schenk	IN-085	
30	Wegsensor 2 Rotorlager (90°)	Rotorlager,MuSen		8mV/µm	Schenk	IN-085	
31	Wegsensor 3 Rotorlager (180°)	Rotorlager,MuSen		8mV/µm	Schenk	IN-085	
32	Wegsensor 4 Rotorlager (270°)	Rotorlager,MuSen		8mV/µm	Schenk	IN-085	
33	Beschleunigung Planetenträger 1	Getriebe,MuSen	321/1-1 Gound : blau 321/1-2 Signal : rot	100mV/g	IMI	622	von Renk eingebaut
34	Beschleunigung Planetenträger 2	Getriebe,MuSen	321/2-1 Gound : blau 321/2-2 Signal : rot	100mV/g	IMI	622	von Renk eingebaut
35	Beschleunigung Abtriebspatrone 1	Getriebe,MuSen	321/3-1 Gound : blau 321/3-2 Signal : rot	100mV/g	IMI	622	von Renk eingebaut
36	Beschleunigung Abtriebspatrone 2	Getriebe,MuSen	321/4-1 Gound : blau 321/4-2 Signal : rot	100mV/g	IMI	622	von Renk eingebaut

Tabelle 7-2: Messkonzept Sensorik Antriebsstrang (Prokon Nord, µ-sen)

7.5 Software für die Vorort-Auswertung, Schadensfrüherkennung und Bauwerksbewertung

7.5.1 Datenanalyse und Sofortauswertung

Das Konzept zur Reduzierung der Messdaten durch eine Vorortauswertung ist in TA2 Abschnitt 2.2.3 beschrieben. Abbildung 7-48 zeigt den in der Referenzanlage M5000_2 installierten und erprobten Datentransfer sowie die Datenanalyse, hier schwerpunktmäßig für das Zusammenspiel der nicht-kommerziellen Systeme der BAM und der Fa. Advoptics dargestellt. Das Überwachungssystem der Fa. Infokom für die Rotorblattüberwachung wurde nach einer Zeit der Erprobung aus dem integralen System herausgelöst, da sich herausstellte, dass dieses System den Anforderungen eines kontinuierlichen Überwachungsbetriebes basierend auf dynamischen Messwerten nicht genügte. Es blieb weiter im Betrieb für die Messung von quasi-statischen Messgrößen, wie die Bauwerkstemperatur.

Unter dem Regime des BAM-Servers liefen in der Erprobungsphase zwei Messsysteme zur Bauwerksüberwachung (HBM und IMC, siehe TA2, Abbildung 2-5) mit 111 zum Teil redundanten Messkanälen, sowie das Überwachungssystem im Rotorblatt auf der Basis faseroptischer Sensorik (Advoptics). Vom BAM-Server wurden außerdem die Betriebsdaten aus der Steuerung der Anlage übernommen. Die kontinuierlich einlaufenden Messdaten der genannten Systeme werden zum einen für die Dauerüberwachung in Messblöcke von 164 Sekunden Zeitdaten konfektioniert, die die Basis für die unmittelbar erfolgende Datenanalyse sind. Die Verfahren dieser Vorortauswertung dienen der Zustands- und Beanspruchungsüberwachung sowie der Schadensanalyse und baulichen Bewertung. Durch das Bilden von Kennwerten vor Ort reduziert sich die zu transferierende Datenmenge auf einen Bruchteil der Originaldaten. Lediglich ein Datenblock pro Stunde mit Originaldaten wird für weitere Auswertungszwecke gespeichert.

Ein weiterer konfektionierter Datensatz enthält die Originaldaten, die in der Capture-Matrix gespeichert werden. Dieser Datensatz mit einer Blocklänge von 600 Sekunden wird unter Zuhilfenahme der Betriebsdaten parametrisiert nach den Lastparametern Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität. Dieser Vorgang geschieht nach dem in Abschnitt 2.3.4.1 beschriebenen Schema und ist in der Lage, die Messdaten der Überwachungssysteme aller Partner in der Capture-Matrix zusammen zu führen.

Die Erprobung der Schadensidentifikationsalgorithmen der Universität Siegen erfolgt im Online-Betrieb derart, dass, entsprechend den Anforderungen dieser Verfahren, wiederum unter dem Regime des BAM-Servers kontinuierlich Pakete von Zeitdaten zusammengestellt werden, die über den Gateway-Server via FTP zur Universität Siegen transferiert und dort analysiert werden (Abbildung 7-49). Alle Ergebnisse werden der zentralen Datenbank zugeleitet

und dort zentral gespeichert, wo sie dann für weitere Auswertungen zur Verfügung stehen (siehe TA2, Abbildung 2-8).

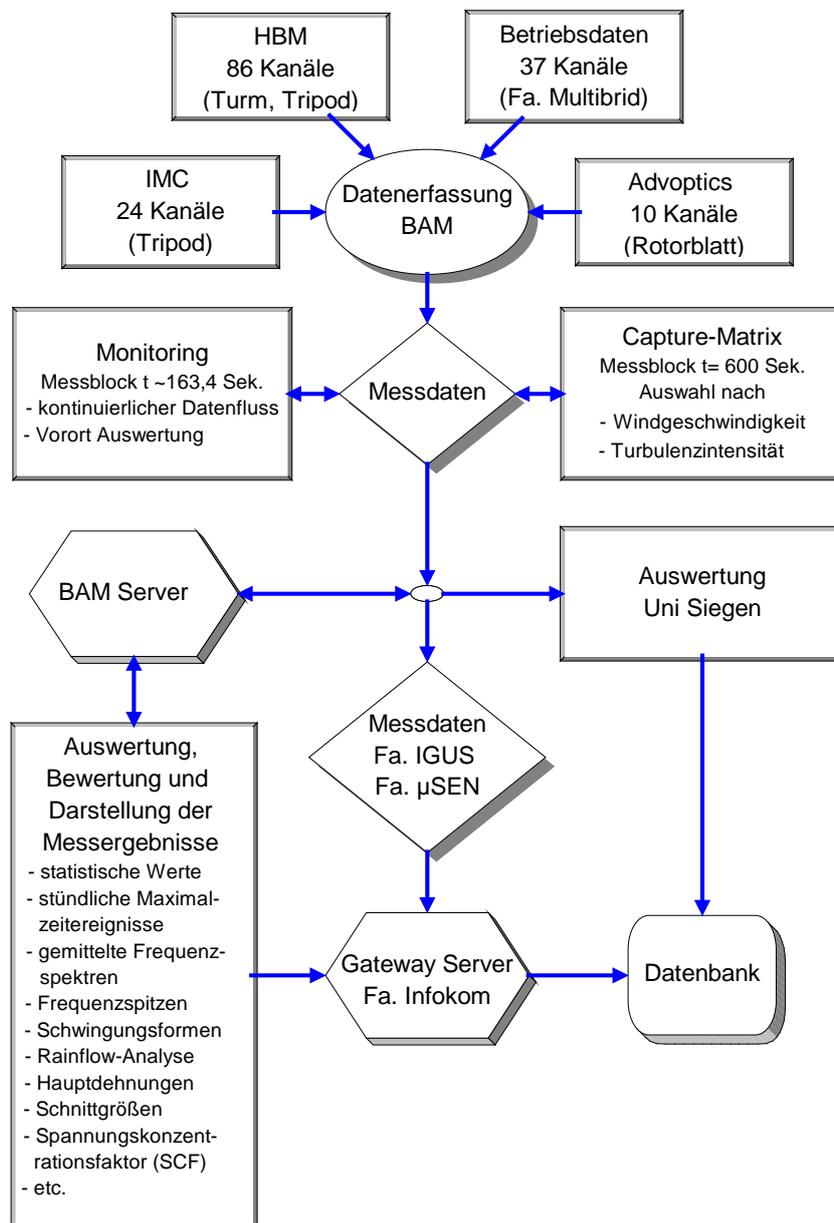


Abbildung 7-48: Darstellung des Datenflusses aus der Bauwerksüberwachung und Beschreibung der Vorort-Auswertung

7.5.2 Schadensfrüherkennung

7.5.2.1 Datenschnittstellensystem

Während des Projektes wurde das im Folgenden beschriebene Datenschnittstellensystem zwischen unserem Rechner (Universität Siegen) und dem M5000_2 Server programmiert und angewendet.

Die Messdaten (NETCDF-Dateien) aus Tabelle 7-3 werden stündlich und in einem automatisierten Modus über eine gesicherte Leitung via FTP mit einem PPTP-Protokoll heruntergeladen. Nach der Zusammenführung der Dateien von BAM und Fa. Multibrid findet eine Konvertierung in ein geeignetes Format statt. Nach der automatischen Berechnung der Indikatoren mit Hilfe der Algorithmen aus 7.5.2.3 werden die unterschiedlichen Ergebnisse zusammengeführt und in das NETCDF-Format umgewandelt. In einem nächsten Schritt erfolgt das automatische Hochladen der Ergebnisse auf den Server der Anlage M5000_2. Während dieses vollautomatischen Prozesses entstehen ebenfalls unterschiedliche Listen mit Protokollen über die heruntergeladenen/hochgeladenen Daten: Messquellen, Aufnahmezeiten, Ausreißer, fehlenden Messdaten etc., die eventuell für eine Systemverbesserung genutzt werden könnten. Die grundlegende Funktionalität der automatischen Datenauswertung ist in Abbildung 7-49 dargestellt.

Um einige Ergebnisse des Vorwarn-Systems zu veranschaulichen wird in Abbildung 7-50 ein Ausschnitt aus einer Liste der Online-Überwachung mit sechs Statusvektoren für die Schadendetektion bei veränderlichen EOC beispielhaft dargestellt, siehe auch 7.5.2.3. Hier zeigt ein Statusvektor an, unter welchen Bedingungen die Messdaten aufgenommen wurden, die Höhe des Schadensindikators bezogen auf seine Klasse und ob der Klassenschwellenwert überschritten wurde. Je nach zugelassener Anzahl der konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen (diese werden während der Lernphase des Algorithmus festgelegt) wird Alarm ausgelöst (siehe letzte Spalte der Vektoren).

Für den Betreiber der Anlage ist letztendlich nur die letzte Spalte des Statusvektors von Bedeutung.

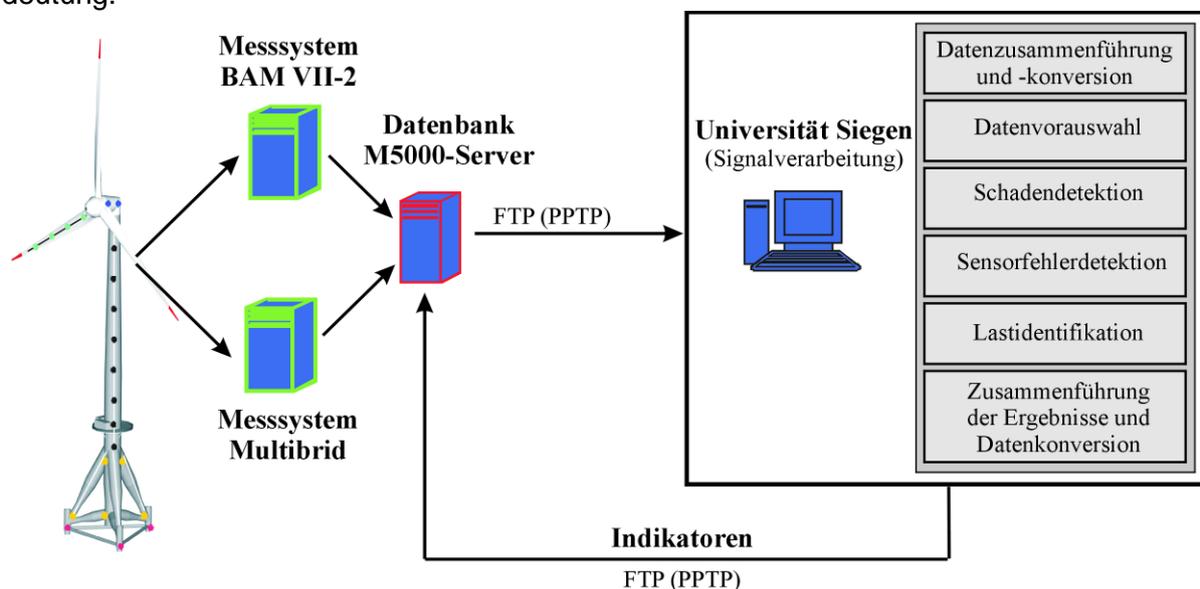


Abbildung 7-49: Online-Datenauswertungssystem

Drehzahl Rotor	Temp.	Wind	Windricht.	Gondelricht.	Pitch	Indikator	Lfd. Nr.	Klasse	Überschreitung Schwellenwert 0-Nein; 1-Ja	Alarm 0-Nein; 1-Ja
14,73	9,66	10,84	5,36	188,85	1,47	2,73	743	27	0	0
14,42	9,70	9,75	1,21	190,10	0,04	0,99	744	43	0	0
11,86	9,74	10,71	3,53	190,10	11,70	NaN	745	47	NaN	0
14,49	9,80	9,80	3,88	190,10	-0,83	0,75	746	43	0	0
14,72	9,80	10,75	4,18	190,10	1,38	2,54	747	27	0	0
14,50	9,80	10,15	1,64	190,10	0,71	6,32	748	46	1	0

Abbildung 7-50: Statusvektoren für die Online-Schadendetektion

7.5.2.2 Ausgewählte Sensoren für die Last- und Schadens-Identifikation

Die Algorithmen zur Schadenidentifikation für die Struktur, Lastidentifikation, Sensorfehlererkennung und Modalanalyse wurden mit Messdaten aus zwei Messkampagnien (November 2007 und April 2008) sowie online-Messdaten von 23.03.2009 bis 16.06.2009 überprüft. Dadurch ergab sich eine Validierungszeit der Algorithmen mit Messdaten der Anlage M5000_2 von ca. 700 Stunden. Die Validierung der Algorithmen zur Überwachung von Maschinenkomponenten erfolgte mit Messdaten von unterschiedlichen WEAs.

Für die Schadens- bzw. Lastidentifikation wurden an der Struktur die Sensoren aus Tabelle 7-3 (links) verwendet. Diese Sensoren sind oberhalb der virtuellen Wasseroberfläche positioniert.

Für die Kompensation der EOCs, Datenvorauswahl und Lastidentifikation wurden die Sensoren aus Tabelle 7-3 (rechts) verwendet. Die Bezeichnungen der Messkanäle richten sich nach den Messplänen von BAM-VII.2 und Fa. Multibrid.

Hierbei handelt es sich um Messdaten mit einer Zeitreihenlänge von 30000 Datenpunkten (10 Min. Messzeit bei einer Abtastrate von 50Hz) bzw. 10000 Datenpunkten (Die Abtastrate für die EOCs beträgt 10Hz). Die Messdaten werden von BAM-VII.2 und Fa. Multibrid stündlich und Ereignisgesteuert in einem NETCDF-Format aufgenommen und auf dem Server der Fa. Multibrid abgelegt.

channel_10	DMS	4-Q-1	Last	channel_25	Drehzahl Rotor
channel_11	DMS	4-Q-2	Last	channel_27	Außentemperatur
channel_65	Accelerometer	1-B-2D	Last/Schaden	channel_29	Windgeschwindigkeit
channel_66	Accelerometer	1-B-2D	Last/Schaden	channel_30	Windrichtung relativ
channel_67	Accelerometer	2-B-2D	Schaden	channel_31	Gondelrichtung absolut
channel_68	Accelerometer	2-B-2D	Schaden	channel_32	Pitchwinkel
channel_69	Accelerometer	3-B-2D	Schaden		
channel_70	Accelerometer	3-B-2D	Schaden		
channel_71	Accelerometer	4-B-2D	Schaden		
channel_72	Accelerometer	4-B-2D	Schaden		

Tabelle 7-3: Ausgewählte Sensoren (links: Last-/Schadenidentifikation; rechts: EOC)

7.5.2.3 Ausgewählte Algorithmen für die on-line-Überwachung

Für die online-Überwachung wurden die folgenden Algorithmen ausgewählt:

- Schadendetektion mit NSFD und EOC-Kompensation mit Klassifikationsverfahren (inkl. Datenvorauswahl mit Hilfe der Ausreißeranalyse). Die Berechnungsergebnisse sind ein Statusvektor mit Schadensindikatoren (inkl. Zugehörigkeit zu einer EOC-Klasse) und ein Alarmstatus bei Überschreitung der Klassenschwellenwerte, siehe auch Abbildung 7-50.
- Sensorfehlererkennung mit MI-Verfahren. Die Berechnungsergebnisse sind ein Statusvektor für jeden Sensor mit den entsprechenden MI-Werten.

- Lastidentifikation mit einem robusten Beobachter. Die Berechnungsergebnisse sind Mittelwerte, Standardabweichungen und Maximalwerte der geschätzten äußeren Lasten.

Wie in Abschnitt 5.6.4 dargestellt, könnte auch die automatische Modalanalyse an die online-Überwachung angeknüpft werden. Die Ergebnisse hier wären die stabilen Eigenfrequenzen, Dämpfungsverhältnisse und Eigenmoden in den vorgegebenen Frequenzbereichen.

Im Folgenden werden Ergebnisse der Langzeitüberwachung der Anlage M5000-2 vorgestellt. Diese beziehen sich hauptsächlich auf Messdaten, die im November 2007, Februar 2008 erfasst wurden und auf online ausgewertete Messdaten von 23.03. bis 20.05.2009. Um die Sensitivität der Methoden gegenüber möglichen Schäden zu erläutern, werden auch entsprechend simulierte Zeitdaten verwendet.

7.5.2.3.1 Datenvorauswahl

Wie in Abschnitt 5.7.1 erwähnt, wird zur Entdeckung von Ausreißern in den gemessenen Zeitdaten der Mahalanobis-Abstand verwendet. Dieser wichtige Schritt der Datenanalyse wird durchgeführt, um Daten, die bei einer schwachen oder transienten Anregung der Struktur aufgenommen wurden, von der Auswertung durch Schadenidentifikationsalgorithmen auszuschließen (siehe auch Abschnitt 5.7.1).

Die Methode wurde direkt auf Messdaten der M5000_2 angewendet. In Abbildung 7-51 sind die Sensorsignale 1 bis 8 (Messkanal 65-72 aus Tabelle 7-3) dargestellt. Diese Signale wurden während des Betriebs der Anlage bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 11 m/s gemessen. Sensor 1 hat einige Ausreißer im Bereich der gelb markierten Stelle in Abbildung 7-51. Diese Ausreißer könnten durch eine Änderung der Gondelposition ausgelöst worden sein (Sensor 1 ist näher an der Gondel als die anderen Sensoren, siehe auch Teilabschnitt 5 Abbildung 5-20, rechts).

Die Ausreißer können zuverlässig automatisch mit Hilfe der Mahalanobis-Norm entdeckt werden, siehe Abbildung 7-52.

In [2] wurde ein weiterer Datensatz mit Ausreißern vorgestellt, der aus einer Messung bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 1,6 m/s stammt. Dabei konnte beobachtet werden, dass

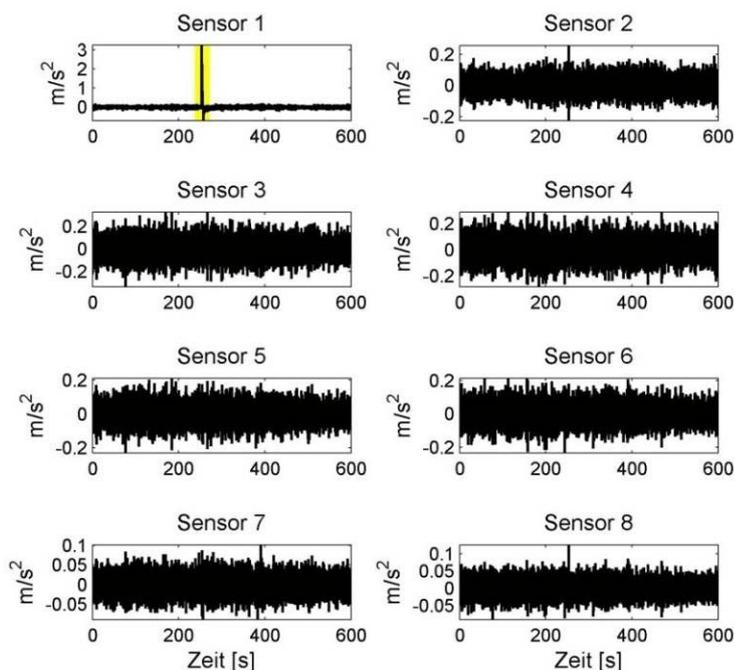


Abbildung 7-51: Beispiel: Ausreißer in den Zeitdaten von Sensor 1

bei schwacher Anregung durch die Windkraft, jede Bewegung der Gondel, Rotorblätter, etc. zu einer unerwünschten, starken, transienten Anregung der Struktur führt. Auch hier wurde mit Hilfe des Mahalanobis-Abstandes in einem automatischen Modus entdeckt, dass Ausreißer in den Datensätzen vorhanden sind. Dieses Verhalten kann in fast allen Datensätzen, die bei einer Windgeschwindigkeit unter 6 m/s aufgenommen worden sind, beobachtet werden.

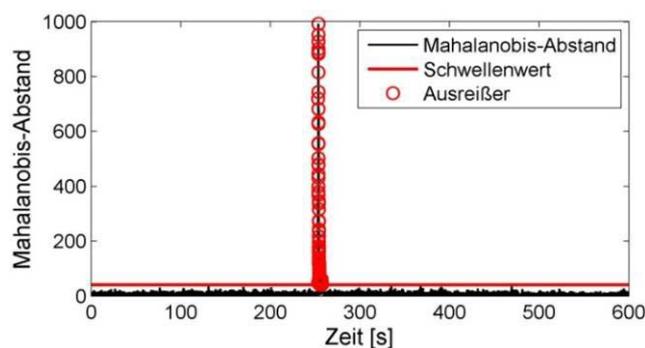


Abbildung 7-52: Ausreißeridentifikation mit Hilfe des Mahalanobis-Abstandes

Durch die Anwendung der Ausreißeranalyse auf 2016 Messdatensätze aus den Monaten November 2007 und Februar 2008 blieben für die Schadenserkennung 1391 verwertbare Messdatensätze übrig. Aus den Messdaten für die Online-Schadenserkennung (März-Mai 2009) entstanden 483 verwertbare Datensätze von ursprünglich 1356 Messdaten. Der Grund für die höhere Anzahl an Ausreißern in den Onlinedaten liegt daran, dass in den Frühlingsmonaten die Anregung durch Wind schwächer ist. Dadurch sind die transienten Anregungen infolge von Betriebsmanövern der Anlage dominant.

7.5.2.3.2 Schadendetektion unter veränderlichen EOCs

Für die Schadendetektion unter veränderlichen EOC kam der NSFD-Algorithmus in Kombination mit Klassifikationsverfahren zum Einsatz (siehe 4.3.3 und 4.4). Hierbei wurden alle bisher erhaltene Messdaten ausgewertet. Dieser Bericht zeigt die Ergebnisse für die Messdaten ohne Ausreißer. Die ersten 1391 Datensätze wurden zum Aufbau von Referenzen während der Offlinephase verwendet. Die Auswertung der nächsten 483 Messdatensätze erfolgte online.

Die Analyse umfasst mehrere Berechnungen mit gleichzeitiger Berücksichtigung unterschiedlicher EOC, siehe Tabelle 7-3 rechts. Die Ergebnisse dieser Berechnungen haben gezeigt, dass die gleichzeitige Berücksichtigung aller EOCs bei dem Aufbau der Schädigungsindikatoren zu einer hohen Anzahl an entstehenden Klassen/Referenzen führt. Dadurch wird der Algorithmus sehr empfindlich gegenüber kleinen Strukturschäden, aber auch anfällig hinsichtlich falscher Alarme.

Für das Ausschließen der Fehlalarme und gleichzeitiges Reduzieren der konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen (siehe nächster Abschnitt) wurde alternativ eine Umrechnung der Systemeingangsgrößen (der Turbulenzgrad in der Windgeschwindigkeit stellt hier eine zusätzliche Eingangsgröße dar) auf die ersten beiden Hauptkomponenten (PC) vorgenommen. Dadurch wurden nicht direkt die gemessenen EOC als Eingangsgrößen verwendet, sondern deren Hauptkomponenten, die sich durch eine nicht-lineare Hauptkomponentenanalyse ermitteln lässt [4]. Diese nutzt ein Autoassoziatives Neuronales Netz zur Datenreduktion. Abbildung 7-53 zeigt, dass durch die Projektion der EOCs auf die Hauptkomponenten kaum Informationsverluste entstehen.

Durch die beschriebene Projektion konnte die angestrebte Reduzierung der konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen für das Auslösen eines Alarms auf $a_n = 9$ festgesetzt werden. Die Begründung für die Anzahl an konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen kann u.a. auch auf die Umrüstung der Anlage oder weiteren Arbeiten an der Anlage während des Zeitraums von November 2007 bis Mai 2009 zurückgeführt werden.

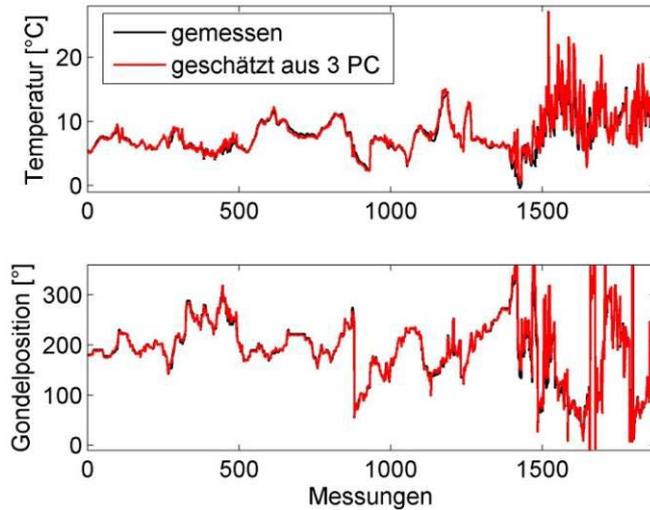


Abbildung 7-53: Gemessene und mit drei Hauptkomponenten (Principal Components, PC) geschätzte EOCs

7.5.2.3.3 Sensitivität der Schadendetektionsmethode gegenüber kleiner Strukturschäden
 Da bisher keine Schäden an der Anlage M5000_2 aufgetreten sind, wurde die Schadendetektion auf die mit Hilfe des FE-Modells, aus Teilabschnitt 5 Abbildung 5-20 (Mitte), generierten 1412 Zeitdaten (gleiche Anzahl und Position von Sensoren, Abtastrate, Messzeiten etc., wie bei der Anlage M5000-2) angewendet. Die EOCs wurden simuliert indem gemessene Windgeschwindigkeiten, Gondelpositionen (der Turm des Modells ist in einer Richtung um 5% steifer als in der anderen Richtung), Windrichtungen, Rotorblattdrehzahlen bei der Simulation der Zeitdaten entsprechend im FE-Modell (permanent veränderliche Anregung oder Geometrie) berücksichtigt wurden, siehe auch Abbildung 7-54. In den ersten 1008 Datensätzen ist die „Anlage“ noch unbeschädigt. In den Datensätzen 1009-1412 wird der E-Modul des Elementes 44 (Hot Spot der Anlage M5000_2) viermal um 1 bis 25% progressiv reduziert.

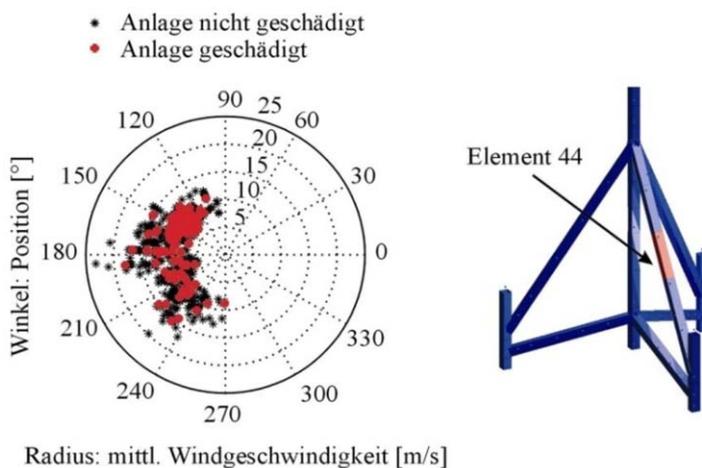


Abbildung 7-54: Gondelposition und Windgeschwindigkeit (links); Schaden am Element 44 (rechts)

Das Abbildung 7-55, links zeigt, dass ein Schaden von 1% Steifigkeitsreduktion am Element 44 komplett von den Effekten der EOC maskiert wird.

Zur Berücksichtigung der Umgebungseinflüsse werden die ersten 800 Messungen für die Trainingsphase des Algorithmus ausgewählt. Die daraus berechneten 800 Schädigungsindikatoren werden mit Hilfe von Klassifikationsverfahren (hier k-means, [3]) nach den Eingangsparametern Windgeschwindigkeit und Position der Gondel klassifiziert. Die Rotordrehzahl sowie die Windrichtung wurden nicht berücksichtigt um realitätsnahe Bedingungen zu

erzeugen. Diese Schädigungsindikatoren werden für jede Klasse, bezogen auf die dazugehörigen Klassenzentren separat neu berechnet. Die verbleibenden 609 Messungen (als Online- oder Test-Daten anzusehen), werden ihren entsprechenden Klassen zugewiesen.

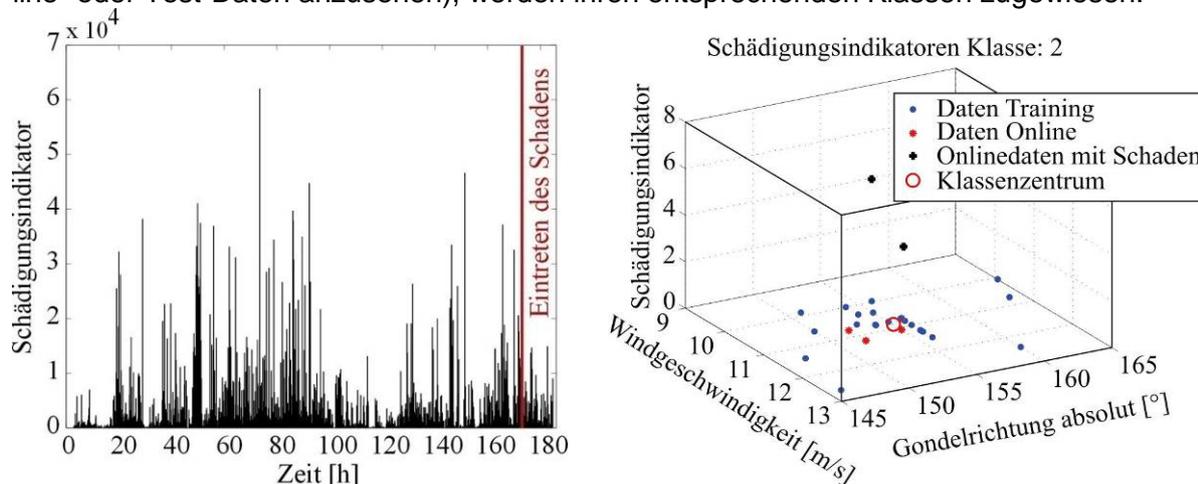


Abbildung 7-55: Schädigungserkennung mit Hilfe von Modaldaten (links); Einfluss von EOC auf die Änderung der 3. Eigenfrequenz (rechts)

In Abbildung 7-55, rechts, werden die Schädigungsindikatoren der Klasse 2 beispielhaft dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass wenn kein Schaden vorhanden ist, die Schädigungsindikatoren (rote Punkte, rechts) ungefähr die gleiche Höhe wie die Indikatoren aus der Trainingsphase (blaue Punkte) besitzen. Wenn die Schädigungsindikatoren (schwarze Punkte in Abbildung 7-55, rechts, für den Fall mit 1% Steifigkeitsreduktion) höher als die Indikatoren aus der Trainingsphase sind und dadurch der Klassenschwellenwert überschritten wird, kann dieses Verhalten auf einen Schaden zurückgeführt werden.

Des Weiteren wurden die Einflüsse der Anzahl der Zentren und der Anzahl der Trainingsdaten bei unterschiedlichen Schadensgrößen, auf die Schadensidentifikationsmethode untersucht. Abbildung 7-56 a) und b) zeigt, dass auch sehr kleine Schäden mit einer höheren Anzahl von Referenzen besser detektierbar sind. Es sollte allerdings berücksichtigt werden, dass eine große Anzahl von Zentren den Rechenaufwand erheblich erhöht. Schäden, die aus einer Steifigkeitsreduktion von mind. 5% resultieren, konnten sehr gut auch mit relativ wenigen Referenzen detektiert werden.

Für die Ergebnisse aus Abbildung 7-56 a) wurden 800 Messungen für die Trainingsphase des Algorithmus ausgewählt. Der Algorithmus löste Alarm aus, wenn die Schwellenwerte je nach ursprünglicher Anzahl der Referenzen/Klassen ein- bis siebenmal konsekutiv überschritten wurden. Hierbei entstanden wie erwartet keine Fehlalarme.

Wenn eine Trainingsphase nicht genügend Messdaten beinhaltet, dann kann sich dieses negativ auf die Ergebnisse der Schadendetektion auswirken. In Abbildung 7-56 b) werden Ergebnisse der Detektion bei einem Umfang von 500 Messdaten für die Trainingsphase und 912 Messdaten für die Onlinephase dargestellt. Alle Schäden konnten identifiziert werden, wobei der Algorithmus auch hier Alarm auslöste, wenn die Schwellenwerte ein- bis siebenmal konsekutiv überschritten wurden (je nach Anzahl der Referenzen). Hier allerdings tritt wegen eines unzureichenden Trainings auch das Phänomen von Fehlalarmen auf (im Schnitt zwei Fehlalarme/Testphase).

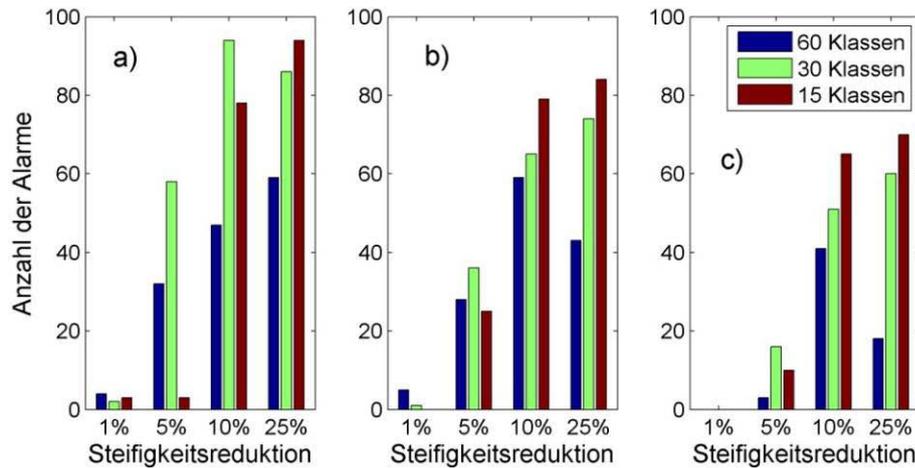


Abbildung 7-56: Einflüsse der Anzahl der Zentren, der Trainingsdaten und der Schadensgröße auf die Schadendetektionsmethode

Wenn der Algorithmus robuster gegenüber falschen Alarmen gestaltet wird (z.B. durch Erhöhung der Anzahl der konsekutiven Überschreitungen der Klassenschwellwerte), dann wirkt dieser selbstverständlich nicht mehr so sensitiv gegenüber Schäden, siehe Abbildung 7-56 c). Hier wurden auch 500 Messdaten für die Trainingsphase verwendet. Um die Auslösung falscher Alarme zu umgehen, musste hier die Anzahl der konsekutiven Überschreitungen von Schwellenwerten bis auf zehn erhöht werden.

In Abbildung 7-57, links, ist deutlich erkennbar, dass die Sensitivität des Algorithmus gegenüber kleinen Schäden mit der Anzahl der Klassen/Referenzen steigt. Andererseits, wenn größere Schäden auftreten, reichen auch weniger Klassen, um diese zu identifizieren (siehe Abbildung 7-57, rechts). Bei einer zu hohen Anzahl an Klassen wird die Reihe der konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen, durch das Anlegen neuer Klassen unterbrochen. Der Algorithmus ist lernfähig und legt für alle nicht angelegte Zustände neue Referenzen an. Die Schäden, die mit einer Steifigkeitsreduzierung von 1-10% des Elementes 44 generiert wurden, konnten mit Hilfe von Modaldaten nicht eindeutig identifiziert werden (siehe Abbildung 7-65).

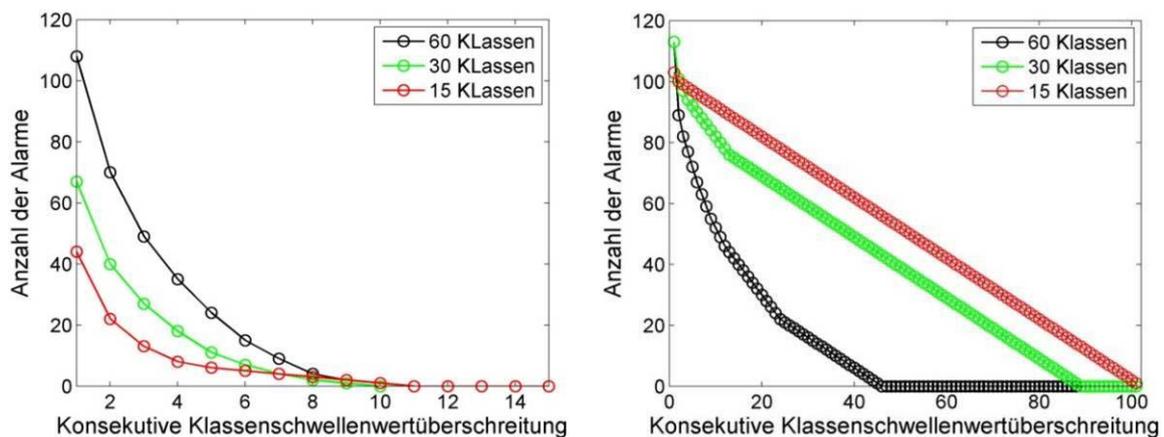


Abbildung 7-57: Anzahl der Alarme in Abhängigkeit der konsekutiven Klassenschwellenwertüberschreitungen (links: Schaden mit Steifigkeitsänderung von 1%; rechts: Schaden mit Steifigkeitsänderung von 25%)

7.5.2.3.4 Sensorfehleridentifikation

Alle bisher erhaltenen Messdaten wurden mit Hilfe der MI-Methode (siehe 4.3.7.1) nach Sensorfehlern untersucht. Um die Ergebnisse der Sensorfehleridentifikation vorzustellen, finden die gleichen Messdaten der Anlage M5000_2 wie in Abschnitt 7.5.2.3.2 Verwendung.

Da es keinen Sensorschaden bei den betrachteten acht Sensoren gab, wurde das Signal des Sensors 3 (channel 67 in Teilabschnitt 5 Abbildung 5-20, rechts und Tabelle 7-3) in den Datensätze 1674 bis 1874 durch ein Rauschsignal, mit der gleichen Standardabweichung wie das ursprüngliche Signal ersetzt. Die Referenz MI-Matrix bestand aus den ersten 80 MI-Matrizen.

Wie bereits in Abschnitt 4.3.7.1 erwähnt, besteht ein Zusammenhang hinsichtlich der Änderungen der MIV-Werte der Sensoren und den Umgebungseinflüssen. Dieses Verhalten kann in Abbildung 7-58, links, durch die mehr oder weniger gleichmäßige Veränderung der Werte für alle Sensoren beobachtet werden.

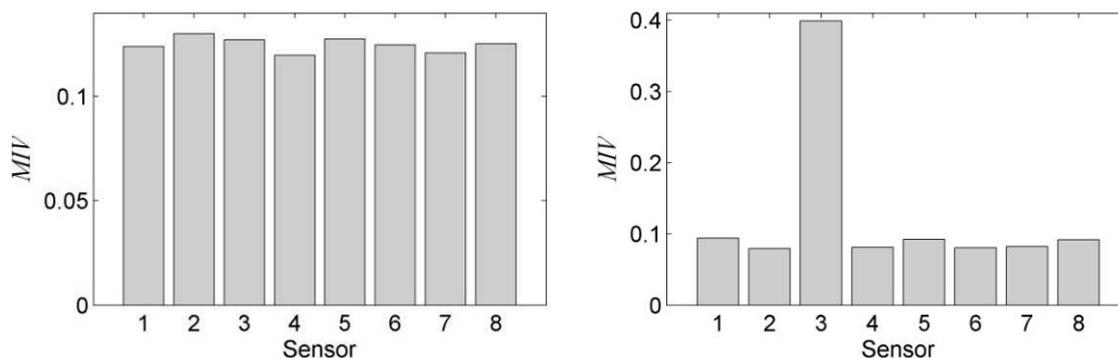


Abbildung 7-58: Links: gleichzeitige Änderung aller MIV-Werte infolge der Änderungen der EOC; rechts: Änderungen der MIV-Werte durch den fehlerhaften Sensor 3

Anders verhalten sich die MI-Werte wenn ein Sensorfehler aufgetreten ist. In Abbildung 7-58, rechts, beruht die relative Änderung von MI auf den Referenzmessungen (erste 80 Datensätze) und der Messung 1784. Es wird deutlich, dass der Sensor 3 in Messung 1784 seinen MIV-Wert deutlich ändert und dadurch als geschädigt eingestuft wird.

Die Ergebnisse einer Langzeitüberwachung mit 1874 Datensätzen sind in Abbildung 7-59 dargestellt. Hier kann eine deutliche Änderung der MIV-Werte, des Sensors 3, in den letzten 200 Datensätzen beobachtet werden.

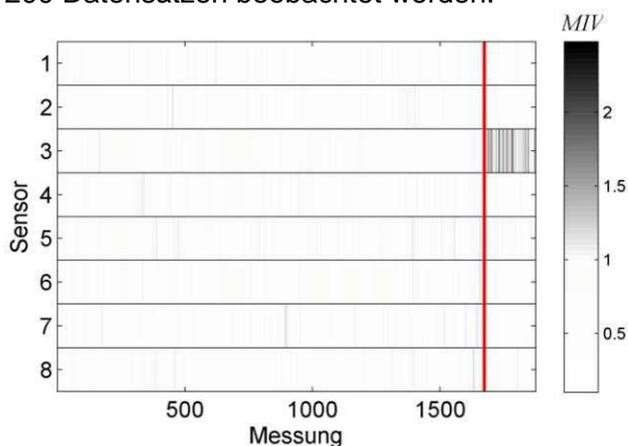


Abbildung 7-59: Ergebnisse der Langzeitüberwachung

7.5.2.3.5 Modalanalyse und Schadenlokalisierung

Die Modalanalyse (siehe 4.3.5 und die drei Kriterien in 5.6.3) wurde zwecks Modellvalidierung und Schadenserkennung/-lokalisierung (siehe 4.3.6) mit Hilfe von Struktureigenfrequenzen und –eigenmoden auf Messdaten der Anlage M5000_2 angewendet.

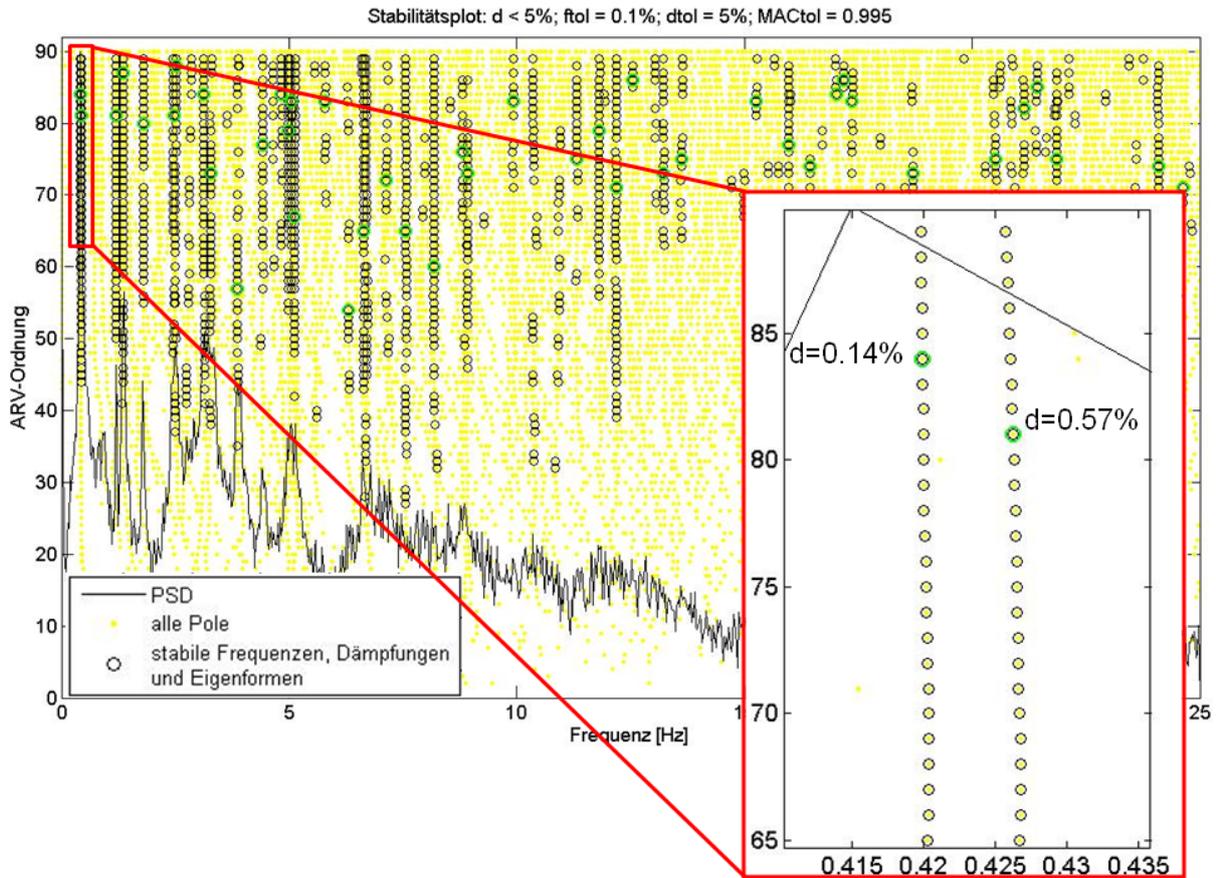


Abbildung 7-60: Stabilitätsplot der Modalanalyse

- Modelanpassung für die Schadenlokalisierung

In Abbildung 7-60 ist der Stabilitätsplot für acht Beschleunigungsaufnehmer, die auf dem Turm verteilt sind (siehe Abbildung 5-20, rechts und Tabelle 7-3 links) und für den ganzen Frequenzbereich dargestellt. Der Stabilitätsplot wurde für die in Abbildung 7-61 dargestellten EOC berechnet.

data 445	
Drehzahl Rotor [rpm]	1,32
Drehzahl Generator [rpm]	13,01
Aussentemperatur [°C]	5,60
Windgeschwindigkeit [m/s]	15,56
Windrichtung relativ [°]	-3,87
Gondelrichtung absolut [°]	272,90
Pitchwinkel [°]	70,00

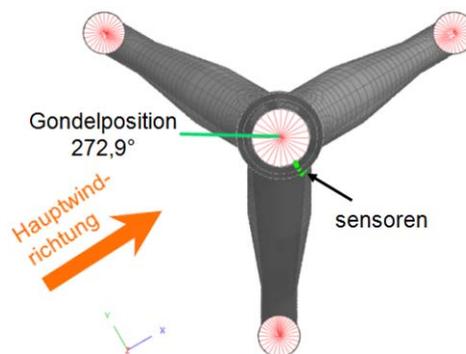


Abbildung 7-61: Betriebs- und Umgebungsdaten für die Modalanalyse (bezogen auf Abbildung 7-60)

Dass diese Methode präzise Ergebnisse liefert, kann besonders im Bereich der ersten Eigenfrequenz der Struktur beobachtet werden. Eine Vergrößerung dieses Bereich in Abbildung 7-60 zeigt, dass in einem sehr schmalen Frequenzband die erste Eigenfrequenz quer zu Gondelrichtung von der ersten Eigenfrequenz längs zur Gondelrichtung, deutlich getrennt werden kann.

Das ausgewählte FE-Modell, das aus dynamischer Sicht an die Messdaten angepasst werden soll, besteht aus Schalenelementen (Turmsegment und Tripod), Balkenelementen (steife Verbindungen zwischen den Turmsegmenten) und konzentrierten Massenelementen (Gondel- und Rotorblattmassen). Die Gondelposition des Modells entspricht der Gondelposition aus Abbildung 7-61. Acht Referenzfreiheitsgrade gemäß der acht Sensorstellen (aus Tabelle 7-3 und Abbildung 5-20 rechts) wurden festgelegt. Dadurch soll ermöglicht werden, dass das Modell nicht nur anhand der Eigenfrequenzen, sondern auch mit Hilfe von gemessenen Eigenschwingungsformen verglichen/angepasst werden kann.

Die Gegenüberstellung einiger Modaldaten aus der experimentellen Modalanalyse (MA) und der FE-Berechnung (FE) ist in Tabelle 7-4 dargestellt. Die Modaldaten, die eindeutig übereinstimmen, sind hier grün markiert. Einige Modaldaten mit gleichen Eigenfrequenzen, aber abweichenden Eigenformen, sind gelb markiert. Weitere Modaldaten, die trotz sehr guter Übereinstimmung nicht als reale Moden der Struktur interpretiert werden dürfen, sind orange markiert. Diese Moden sind meist lokale „Schalenmoden“ die rein zufällig, aufgrund mangelnder Modenvalidierungsstellen (Sensorstellen), mit den experimentellen Eigenmoden übereinstimmen.

Dadurch kann dieses Modell, das nur mit den ersten vier Eigenschwingungsformen (1. und 2. Biegemode längs und quer zur Gondelrichtung) validiert ist, noch nicht effizient genug für die Zwecke der Schadenlokalisierung verwendet werden.

Als Fazit kann zusammengefasst werden, dass für eine eindeutige Identifikation von höheren Moden mehrere Messpunkte entlang des Turms notwendig sind.

	FE	Hz	MA	Hz	Diff. [%]	MAC [%]
Vergleich: MA mit FE	1	0.43	1	0.42	3.15	100.0
	2	0.43	2	0.43	1.69	100.0
	3	3.25	9	3.13	3.90	99.6
	4	3.35	10	3.28	2.16	98.8
	5	5.89	16	5.79	1.76	15.7
	9	7.66	21	7.56	1.22	37.2
	10	8.09	22	8.18	-1.05	27.2
	13	8.90	23	8.80	1.09	93.6
	15	10.00	27	10.92	-8.49	96.9
	17	11.07	28	11.32	-2.21	95.0
	20	12.27	33	13.22	-7.20	95.5

Tabelle 7-4: Gegenüberstellung der Modaldaten aus der experimentellen MA und der FE-Berechnung

- Modellgestützte Schadenlokalisierung mit Hilfe von Modaldaten

Da an der Anlage M5000_2 bisher keine wirklichen Schäden aufgetreten sind und somit auch keine Strukturschäden identifiziert werden konnten, wurden die entsprechenden Algorithmen nur mit Hilfe von simulierten Zeitdaten aus den Modellen in Abbildung 5-20 (mitten und rechts) und Messdaten der Laborstruktur (Teilabschnitt 4 Abbildung 4-7) getestet.

Einige Ergebnisse zur Schadenlokalisierung mit Hilfe simulierter Zeitdaten sind in [3] vorgestellt. Dort wurde gezeigt, dass mit der aktuellen Anzahl an Sensoren (Annahme: mehrere Strukturmoden sind bekannt) kleine Schäden im Tripodbereich identifiziert werden konnten. Bei der Anwendung der Schadenslokalisierung mit Informationen über weniger Moden, verschlechtern sich die Ergebnisse entsprechend.

Simulationen mit Hilfe des optimierten Modells aus Abbildung 5-20, rechts zeigt, dass einige Schäden prinzipiell mit weniger Eigenmoden und Sensorpositionen identifiziert werden könnten. Um realitätsnahe Bedingungen für die Simulation zu gewährleisten, wurden in den Beispielen aus Abbildung 7-62 und Abbildung 7-63 nur die ersten vier mit Hilfe von Messdaten identifizierten Struktureigenmoden an die gemessenen vier Sensorpositionen verwendet (Abbildung 5-20, rechts).

Um die Sensitivität der Methode gegenüber kleinen Strukturschäden zu erläutern, wurde zuerst die lokale Steifigkeit des Turms (Turmsegment III in Abbildung 5-18) um 5% reduziert, siehe Abbildung 7-62, links. Die Ergebnisse der Methode in Abbildung 7-62 (rechts) zeigen, dass dieser Schaden korrekt lokalisiert konnte.

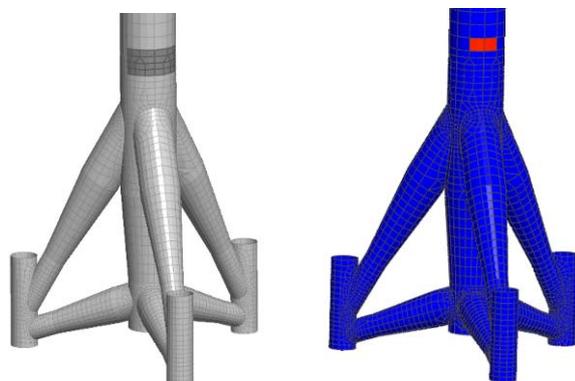


Abbildung 7-62: Turmsegment Schaden (links: simulierter Schaden; rechts: Ergebnisse der Schadenlokalisation)

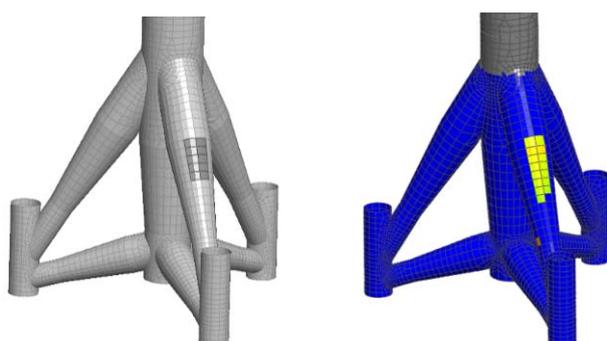


Abbildung 7-63: Tripods Schaden (links: simulierter Schaden; rechts: Ergebnisse der Schadenlokalisation)

Komplizierter scheint die Schadensdiagnose von Schäden unterhalb der Wasseroberfläche, wo die Struktur sehr steif ist und auch keine Sensoren angebracht werden können. Dafür wurde die Steifigkeit im Hot Spot - Bereich des Tripods (obere Strebe) um 5% reduziert, (Abbildung 7-63, links). Auch dieser Schaden konnte korrekt identifiziert werden (Abbildung 7-63 rechts). Solche Schäden auf dem Turm oder den oberen Streben des Tripods könnten identifiziert werden, auch wenn die Modaldaten bis zu 5% verrauscht sind.

Die Grenzen der Methode zeigen sich erst, wenn Schäden im Bereich der unteren Streben des Tripods entstehen (siehe auch Abbildung 5-18). Solche Schäden konnten erst mit Hilfe von 15 Sensorpositionen und 10 Eigenmoden identifiziert werden, da diese nur in den Veränderungen der höheren Eigenmoden beobachtet werden konnten.

Auch die Anwendung der Methode auf Messdaten der Laborstruktur aus 4.4.4 hat gezeigt, dass die Schäden sich erst in den Veränderung der höheren Moden bemerkbar machen. So wurden hier die 2., 3. und 4. Biegemoden zur Lokalisation des Schadens bei gleichbleibender Anregung verwendet. Der Schaden wurde wie im Beispiel 4.4.4 durch das Lösen von drei Schrauben (die vierte Schraube wurde leicht gelockert) an einem Tripodbein verursacht. Der Schaden konnte korrekt lokalisiert werden, siehe Abbildung 7-64.

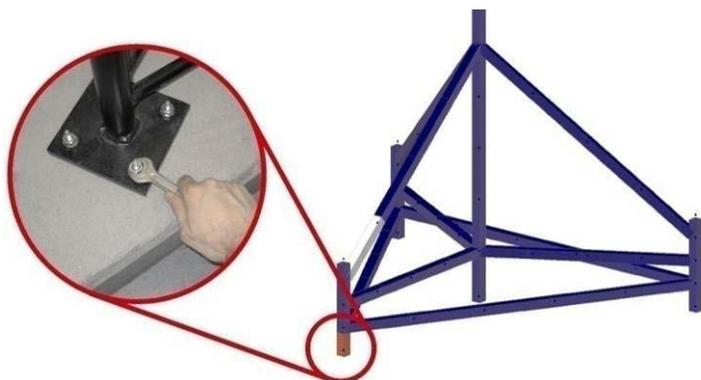


Abbildung 7-64: Schadenlokalisierung an Laborstruktur

- Beispiel: automatische Modalanalyse zur Schadenserkennung

Die Ergebnisse zu der automatischen Modalanalyse sind in dem TA 5 im Abschnitt 5.6.4 dargestellt. Diese zeigen (wie erwartet) Veränderungen der Eigenfrequenzen von bis zu 7,5% für die 1. und 2. Biegemoden, 6,3% für die 3. Biegemode und 8,5% für die 4. Biegemode des Turms, siehe Abbildung 5-30. Wie bereits erläutert haben EOCs Einfluss auf das dynamische Verhalten der WEA und können dadurch mögliche Schäden maskieren.

Ab welcher Größe ein Schaden mit Hilfe von Modaldaten überhaupt feststellbar ist, wurde beispielhaft mit Hilfe des Simulationsmodells aus Abbildung 5-20 (Mitte) untersucht. Hierfür wurde das Beispiel aus 7.5.2.3.3 benutzt und die automatische Modalanalyse auf, die mit dem Modell generierten 1412 Zeitdaten, (gleiche Anzahl und Position von Sensoren, Abtastrate, Messzeiten, etc wie bei der Anlage M5000_2) angewendet.

Die Ergebnisse der Modalanalyse haben gezeigt, dass die 3. Eigenmode sensitiv gegenüber dem Schaden am Element 44 ist. In Abbildung 7-65 wird diese Eigenfrequenz über den „Messungen“ aufgetragen. Ohne eine Kompensation der EOCs konnte hier nur der „größere“ Schaden identifiziert werden (25% Steifigkeitsreduktion). Hier haben sich die Eigenformen weniger als 98% (MAC-Wert) zu den Referenzeigenformen aus der ersten Messung geändert. Die kleineren Schäden werden durch die Änderung der EOCs verdeckt (EOC-Effekte zeigen sich besonders stark in den Messdaten 350-650).

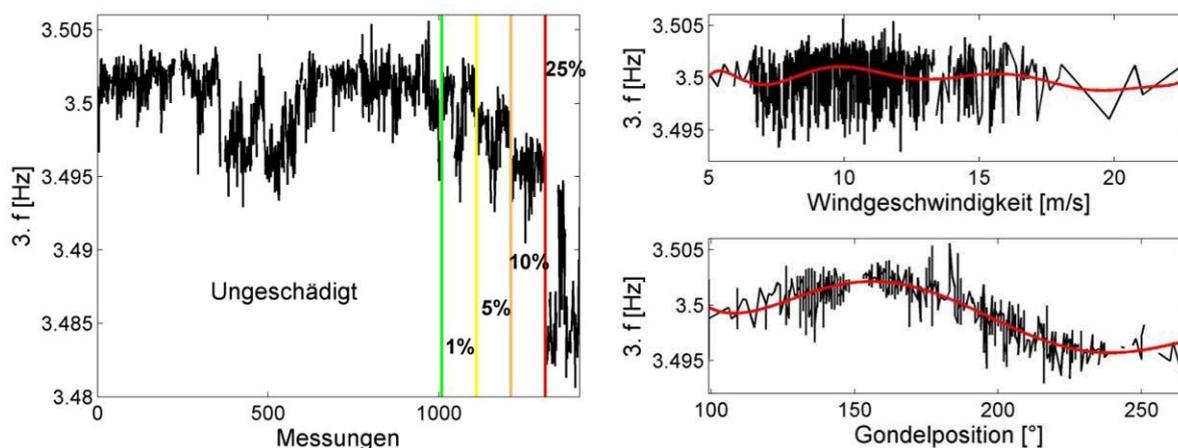


Abbildung 7-65: Schadenenerkennung mit Hilfe von Modaldaten (links); Einfluss von EOC auf die Änderung der 3. Eigenfrequenz (rechts)

Dieses Beispiel zeigt, dass die Schadenserkennung mit Hilfe von Modaldaten nicht so sensitiv gegenüber einer Erkennung kleiner Strukturschäden ist, wie z.B. der NSDF-Ansatz in Kombination mit Klassifikationstechniken (siehe 7.5.2.3.3).

7.6 Zusammenfassung der Ergebnisse und Erfahrungen

Die für die Universität Siegen vorgesehenen Arbeiten in der TA 7 bestanden hauptsächlich aus Durchführung von Voruntersuchungen numerischer und experimenteller Art, um die Dynamik des Testobjektes quantitativ zu erfassen und insbesondere den Einfluss von Änderungen an der Struktur durch Schäden in ihrer Auswirkung abschätzen zu können. Die Ergebnisse der Lastidentifikation, Schadendetektion bei veränderlichen Umgebungs- und Betriebseinflüssen, Sensorfehleridentifikation und automatischer Modalanalyse wurden hauptsächlich mit gemessenen Zeitdaten der Anlage M5000_2 erzeugt. Hierbei handelte sich um Messdaten aus den Jahren 2007-2008 und Messdaten aus der Online-Überwachung in den Monaten März-Mai 2009. Da bisher keine Schäden an der Anlage M5000_2 eingetreten sind, wurden die Sensitivität und die Eigenschaften der Methoden unter anderem mit Hilfe von geeigneter Simulationen erläutert. Einige in TA4 vorgestellte Algorithmen sind in dem Online-Überwachungssystem der Anlage M5000_2 implementiert. Diese Algorithmen ermitteln via Internet in einem vollautomatischen Modus den Zustand der Anlage.

Für die Erprobung der entwickelten Verfahren und Techniken des integralen Überwachungssystems wurden diese an den Prototypen der Offshore-Windenergie-Anlage Multibrid M5000_2 im Windtestfeld Bremerhaven eingesetzt. Leider war es in der Projektzeit nicht möglich, die dort gemachten Erfahrungen und Erkenntnisse an einer Anlage im Offshore-Bereich, wofür das System ja entwickelt wurde, weiter zu entwickeln. Während bereits vielfältige Erfahrungen mit Installationen von Systemen zur Maschinen –und Rotorblattüberwachung an Onshore-Anlagen vorlagen, musste das System zur Bauwerksüberwachung für diesen Prototypen und damit für diese Größenordnung von Bauwerk unter den entsprechenden Umgebungsbedingungen neu konzipiert und realisiert werden. Dabei spielten Anforderungen eine Rolle, die mit der Design-Verifikation des Bauwerks zu tun hatten, für die Dauerüberwachung im Betriebszustand von geringerer Bedeutung sind. Daher ist das verwendete Messsystem in Bezug auf die große Anzahl der Messstellen für den Offshore-Betrieb nicht relevant. Dennoch wurden auch für diese Anforderungen wichtige Erfahrungen gemacht, die im Dauerbetrieb von Nutzen sind.

In der Konzeptphase wurde ein Labormodell entwickelt, mit denen Messaufgaben an der Struktur hinsichtlich der Genauigkeit und Einflussparameter im Labor untersucht wurden. Es wurden wichtige Einflussparameter des Messsystems identifiziert und eine Abschätzung der möglichen Mess- und Modellgenauigkeit vorgenommen. Detaillierte Schlussfolgerungen sind in Abschnitt 7.3.4 dargestellt.

Es konnte das Gesamtsystem, bestehend aus den Modulen für die Überwachung der maschinentechnischen Anlagen, der Rotorblatt- und der Bauwerksüberwachung erfolgreich erprobt werden. Das verbindende Datenmanagement wurde mit modernen Datenschnittstellen versehen, die in der Lage sind, mit der Steuerung der Anlage zu kommunizieren. Die Verfahren der Datenanalyse wurden zum Teil für diesen speziellen Typ von Offshore-Windenergie-Anlage angepasst, ohne dass die entwickelten Techniken dadurch eingeschränkt wären.

Das integrale Überwachungssystem im gegenwärtigen Entwicklungsstand ist für beliebige Typen von Offshore-Windenergie-Anlagen einsetzbar.

7.7 Literatur

- [1] Oertel, U., Fritsch, H., Köllner, F.: Condition Monitoring an Offshore Windenergieanlagen - Erste Erfahrungen an der M5000 der Firma Multibrid GmbH, AKIDA 2008
- [2] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2009): Zwischenbericht 2008, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [3] Kraemer, P.; Fritzen, C.-P. (2008): Zwischenbericht 2007, Projekt 16INO327: Universität Siegen.
- [4] Kramer, Mark A. (1991): Nonlinear Principal Component Analysis Using Autoassociative Neural Networks, AIChE Journal, 37(2), 233-243
- [5] http://www.igus-its.de/downloads/BLADEcontrol-Technische-Information_01_003_03.pdf
- [6] <http://www.my-sen.de/index.php/Das-Offshore-Condition-Monitoring-System-Omega-Guard.html>

