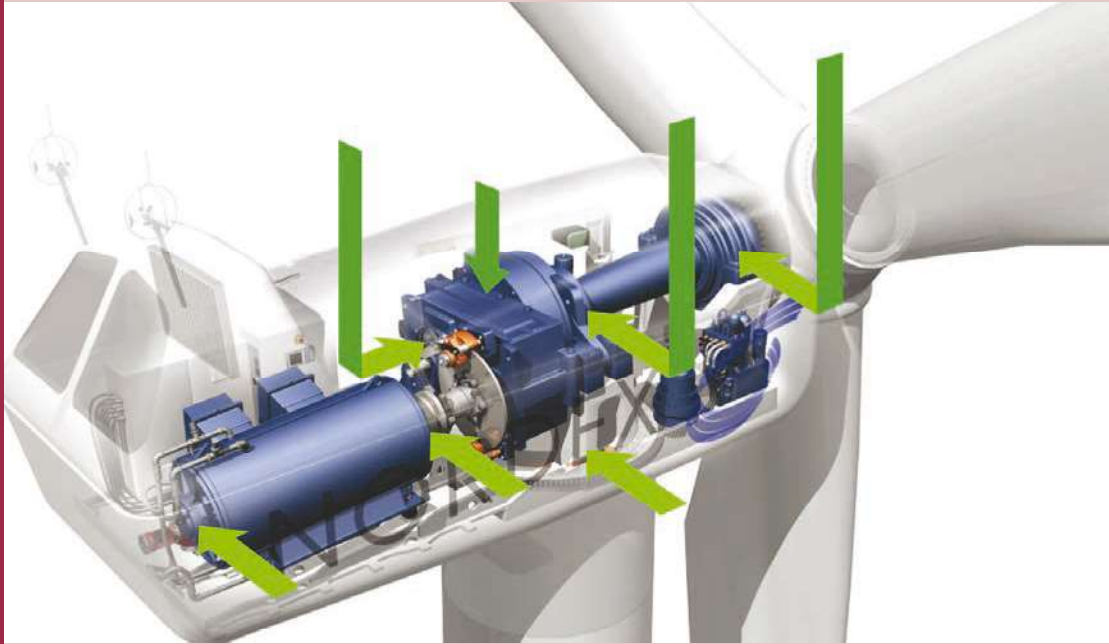




9. VDI-Tagung

Schwingungen von Windenergieanlagen 2018

Bremen, 12. und 13. Juni 2018

Nutzung von Inertialmesstechnik zur Stützung modellbasierter Berechnungsalgorithmen von Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Tobias Meyer, Arne Bartschat, M.Sc., Dr. Fanzhong Meng,
Dipl.-Ing. (FH) Adam Zuga, Fraunhofer IWES, Bremerhaven;
Dr.-Ing. Tim Martin, Dipl.-Ing. Manfred Krings, NG LITEF, Freiburg

Moderne Regelungsverfahren, die ein hohes Potential zur Senkung der Energiegestehungskosten haben, basieren zu einem nennenswerten Anteil auf einer direkten Regelung des vollständigen Zustands einer Windenergieanlage. Da der regelungstechnische Zustand einer Anlage nicht vollständig gemessen werden kann, sind Beobachter notwendig, die nicht messbare Zustandsgrößen auf Basis eines Modells rekonstruieren. Dazu wird die Windenergieanlage als dynamisches, schwingfähiges System modelliert und das Systemmodell mit den real auftretenden Sensordaten abgeglichen. Die Berechnung von Residuen zwischen Modell und Messdaten ermöglicht darüber hinaus eine Erkennung von Fehlzuständen.

Im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts haben die Autoren das Potential von Inertialmesssystemen zur Zustandsrekonstruktion und Fehlererkennung an Windenergieanlagen untersucht. Dazu wurden die Sensoren anhand von Vorversuchen an kleineren Versuchsständen des Fraunhofer IWES auf die besonderen Anforderungen und Belastungen an Windenergieanlagen getestet sowie die sensorspezifischen Algorithmen für die Nutzung an Windenergieanlagen angepasst und weiterentwickelt. Darüber hinaus wurden verschiedene Beobachterstrukturen modellbasiert aufgebaut und hinsichtlich ihrer Eignung zur Fehlererkennung und zur Regelung bewertet.

1. Zustandsbeobachter an Windenergieanlagen

Zustandsbeobachter dienen der Rekonstruktion des vollständigen regelungstechnischen Zustands einer Windenergieanlage. Übliche Anwendungen sind das Schätzen von Windlasten, Windgeschwindigkeiten, während des Betriebs veränderlichen Parametern, etwa die Massenveränderung durch Eisansatz, oder von mechanischen Größen wie dem Rotordrehmoment. Der eigentliche Beobachter kann dabei in zwei Komponenten unterteilt werden: Ein Modell des Systems sowie eine Korrektur anhand realer Messdaten, siehe auch Abbildung 1.

Das Modell kann linear oder nichtlinear sein, muss aber echtzeitfähig sein, also die Integration der beschreibenden Differentialgleichungen innerhalb eines Zeitschritts ermöglichen. Die Korrektur geschieht mit Hilfe allgemein anerkannter Algorithmen, etwa in der Form eines Luenberger-Beobachters oder eines Kalman-Filters. In allen Fällen wird der Modellausgang mit den realen gemessenen Größen verglichen und der Modellzustand über eine Reglerschleife korrigiert.

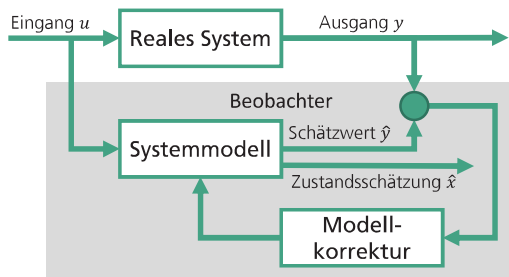


Abbildung 1: Grundlegende Struktur eines Beobachters

Für die ständige Anpassung des Modells an reale Messwerte sind geeignete, zuverlässige Sensoren notwendig. Die Dynamik von Windenergieanlagen ist typischerweise deutlich langsamer als die Dynamik des Messrauschens, sodass eine vollständige Trennung der Rekonstruktion der eigentlichen Messgröße und der zu beobachtenden Größe möglich wird. Besonders geeignet für den Einsatz in Windenergieanlagen erscheinen Inertialmesssysteme, da sie ein robustes Messverfahren mit großer Genauigkeit über ein weites Frequenzspektrum, eine robuste Bauweise und einfache Montage verbinden. Voraussetzung für ihren Einsatz in Windenergieanlagen ist allerdings eine sorgfältige Messgrößenrekonstruktion, die neue Algorithmen bedingt.

2. Besondere Herausforderungen für den Einsatz von Inertialmesssystemen in Windenergieanlagen

Um die Navigationsalgorithmen anhand der Messdaten der inertialen Sensoren in Echtzeit berechnen und die Beobachtermodelle damit versorgen zu können, bedarf es eines Bussystems, das für harte Echtzeitanforderungen (kurze Zykluszeiten, hohe Datenübertragungsraten sowie eine genaue Synchronisierung) geeignet ist. Mit dem aus der Automatisierungstechnik bekannten Ethernet-Echtzeitprotokoll EtherCAT können diese Anforderungen erfüllt werden. Die Datenübertragungsraten von EtherCAT liegen im μs -Bereich (Übertragung von 1.486 Byte Prozessdaten in 300 μs) und die Synchronisierungsgenauigkeit aller Teilnehmer beträgt < 100 ns. Dies ist gerade bei räumlich getrennten Prozessen ausschlaggebend, in diesem Fall muss eine synchrone Messwertaufnahme an unterschiedlichen Punkten der WEA erfolgen. Abbildung 2 veranschaulicht das gemeinsam erarbeitete Konzept.

Die Navigationsalgorithmen, die in Form von MATLAB/Simulink-Modellen vorliegen, können mittels der Rapid Prototyping Erweiterung TC3 Target for MATLAB/Simulink über den MATLAB/Simulink-Coder als Echtzeitmodell direkt auf eine Beckhoff-Steuerung portiert und mit einer Zykluszeit von 1 ms berechnet werden. Als Anforderung einer Datenübertragung wird auf den Steuerungen ein synchroner Impuls von 1 ms generiert. Über einen EtherCAT Slave (Hilscher-

Modul) wird der Synchronisierungsimpuls mittels des Bussystems SPI (Serial Peripheral Interface) an einen FPGA weitergeleitet, über den auch der Messdatenaustausch erfolgt. Im FPGA wird die Kommunikation an den Sensor über das dort verwendete HDLC (High-Level Data Link Control) Protokoll realisiert. Damit wird eine Abtastrate von 1 kHz erreicht.

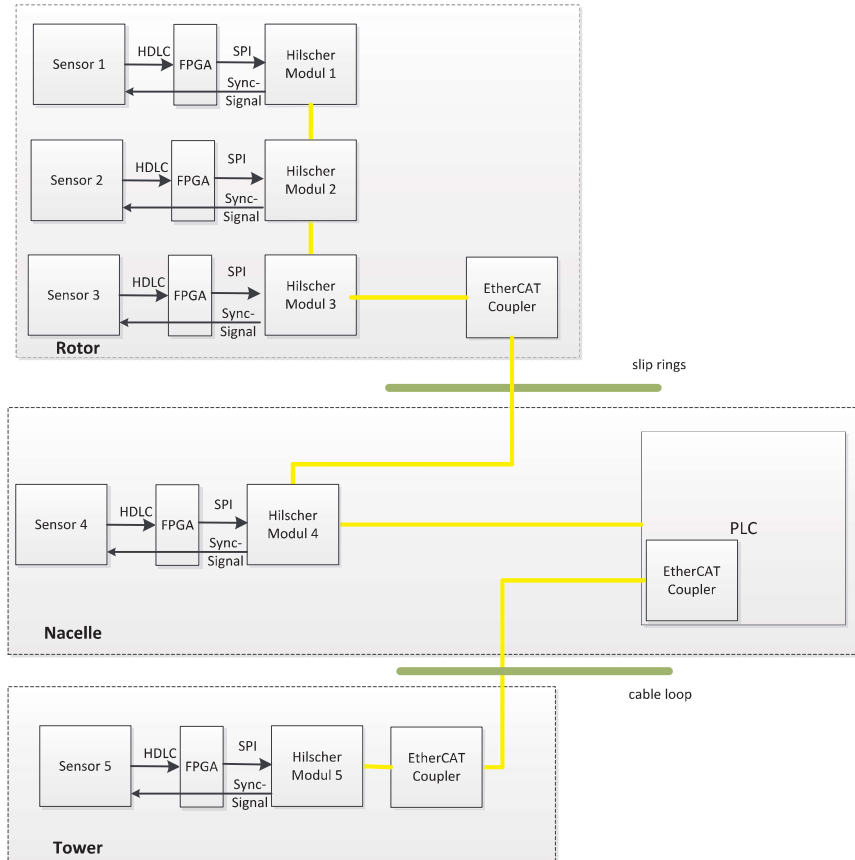


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Messdatenerfassungssystems

Das eingesetzte inertielle Messsystem besteht aus mehreren, verteilt angebrachten Inertial Measurement Units (IMU). Sie werden gezielt über die Anlage verteilt (Turm, Gondel, Rotorblätter). Bei den hier eingesetzten IMUs handelt es sich um LCI-100 der Firma Northrop Grumman LITEF GmbH. Die IMU LCI-100 besteht aus drei faseroptischen Drehratensensoren (Sagnac-Interferometer) und einer Beschleunigungsmessertriade. Die Drehratensensoren messen die Rotation

absolut gegenüber dem Inertialsystem (Fixsternraum) und die Beschleunigungsmesser messen die sogenannten spezifischen Kräfte, die eine Addition der Erdanziehung und Beschleunigung der IMU gegenüber dem Inertialsystem sind. Der Zusammenhang zwischen den gemessenen IMU-Größen und einer Navigationslösung (Position, Geschwindigkeit und Orientierung) ist über die folgenden Differentialgleichungen gegeben:

Die Positionsdifferentialgleichung ist:

$$\dot{\mathbf{r}} = \mathbf{v}^E \quad (1)$$

Die Geschwindigkeits-Differentialgleichung ist:

$$\dot{\mathbf{v}}^E = \mathbf{C}_B^E \mathbf{a}^B - 2(\boldsymbol{\omega}_{IE}^E \times \mathbf{v}^E) + \mathbf{g}^E \quad (2)$$

Die benötigte Rotationsmatrix folgt der Differentialgleichung:

$$\dot{\mathbf{C}}_B^E = \mathbf{C}_B^E [\boldsymbol{\omega}_{IB}^B \times] - [\boldsymbol{\omega}_{IE}^E \times] \mathbf{C}_B^E \quad (3)$$

mit:

$\mathbf{a}^B$ Spezifische Kraft im B-System (Messgröße der IMU)

$\boldsymbol{\omega}_{IB}^B$ Drehrate im B-System (Messgröße der IMU)

$\mathbf{C}_B^E$ Rotationsmatrix vom B-System in das E-System

$\boldsymbol{\omega}_{IE}^E = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \omega_E \end{pmatrix}$ Drehrate des E-Systems gegenüber dem I-System ausgedrückt im E-System

$\mathbf{v}^E$ Geschwindigkeit des B-Systems gegenüber dem E-System ausgedrückt im E-System

$\mathbf{g}^E$ Erdbeschleunigung im E-System Die Koordinatensysteme sind:

B Body-Koordinatensystem (körperfestes System, an dem die IMU fixiert ist)

I Inertial-Koordinatensystem

E Erdfestes Koordinatensystem

Ein Navigationsalgorithmus löst diese Gleichungen numerisch und liefert fortlaufend eine Navigationslösung. Im Gesamtaufbau ist jeder IMU ein Navigationsalgorithmus nachgeschaltet, so dass Position, Geschwindigkeit und Orientierung aller Messpunkte erfasst werden. Im Gegensatz zur Luftfahrtnavigation wird hier kein geodätisches Koordinatensystem verwendet – eine elegantere Lösung ergibt sich durch ein kartesisches erdfestes Koordinatensystem wie dem ECEF (Earth-Centered Earth-Fixed). Die Beschreibung der verteilten IMUs und ihre Navigationsrechnungen erfolgen dann in einem einheitlichen Koordinatensystem.

Die reine Inertialnavigation, wie oben beschrieben, benötigt eine Stützung, damit die zeitlich anwachsenden Fehler, d.h. die Drift der Lagewinkel sowie der Position und Geschwindigkeiten, eliminiert werden. Sind weitere Informationen über den Systemzustand verfügbar, ist die Sensordatenfusion ein optimales Mittel, um Driften von Inertialsystemen zu schätzen und zu kompensieren. Die Datenfusion erfolgt hier mit einem Kalman-Filter (KF). Es kommt ein linearer

Error States KF zum Einsatz, der den Zustandsfehler des Inertialsystems schätzt und die Navigationslösung korrigiert, siehe [2] oder [3].

Als Stützinformation wird die Position der IMU in ECEF-Koordinaten verwendet. Es liegt folgender Ansatz zugrunde: Das WEA-Fundament hat eine fixe und bekannte Position im ECEF-System. Demnach bestimmt sich die Position der IMU in der WEA-Gondel näherungsweise über die Starrkörpergeometrie und den aktuellen Gondelwinkel. Da die Starrkörpergeometrie von der tatsächlichen Geometrie unter Einwirkung von äußeren Kräften abweicht, ergibt sich eine Differenz zwischen der tatsächlichen Position der Gondel und der Starrkörpernäherung. Diese Differenz wird im KF als Messunsicherheit modelliert und die Starrkörpernäherung als Positionsmessung bzw. Stützung verwendet. Ausgehend von der Gondel-IMU und deren Positions- und Lageschätzung wird eine Starrkörpernäherung der Position der nächsten IMU in der Rotornabe berechnet und dieser als Positionsmessung zugeführt. Die Starrkörpernäherung aus der Positions- und Lageschätzung der Rotornabe wird dann zu den nächsten IMUs (Rotorblätter) geleitet. Zur Entwicklung und Analyse der genannten Algorithmen und des Messsystems ist eine Testumgebung essentiell. Abbildung 3 zeigt die Simulation des gesamten Messsystems.

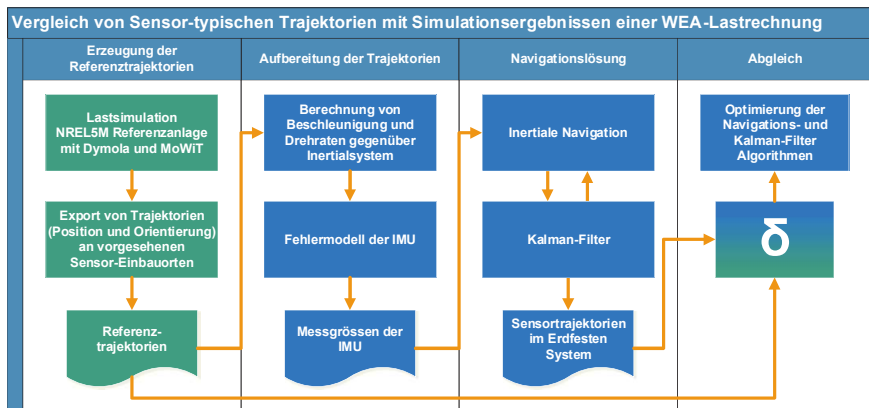


Abbildung 3: Gesamtprozess der Messsystem-Simulation

Im ersten Schritt werden Referenztrajektorien von festgelegten Punkten einer WEA durch Simulation erzeugt, um für die Entwicklung der Navigationsalgorithmen für Windenergieanlagen typische Bewegungsverläufe zu verwenden. Als Referenzanlage dient dazu das generische Modell der NREL 5MW Baseline Turbine [4] in der Onshore-Variante und als Simulationsumgebung die hausinterne Software MoWiT (Modelica for Wind Turbines, ehemals OneWind [5]), mit der

die Lastsimulationen durchgeführt werden. In der Simulation werden die Trajektorien an 3 Positionen jedes Rotorblattes (1/3, 2/3 der Blattlänge und Blattspitze), im Nabenmittelpunkt und an 2 Positionen im Turm (Turmkopf, 2/3 der Turmlänge) aufgenommen. Diese Positionen sind in Abbildung 4 (rechts) der Turbine rot gekennzeichnet. In Abbildung 4 (links) ist beispielsweise die Trajektorie (Positionen x, y, z und Drehwinkel $\text{rot}_x, \text{rot}_y, \text{rot}_z$) des ersten Rotorblattes bei 1/3 der Blattlänge abgebildet. Die Ergebnisse stammen aus einer Simulation der Anlage bei Normalbetrieb und darauffolgendem Stopp bei turbulenter Windgeschwindigkeit mit einem Mittelwert von 18 m/s.

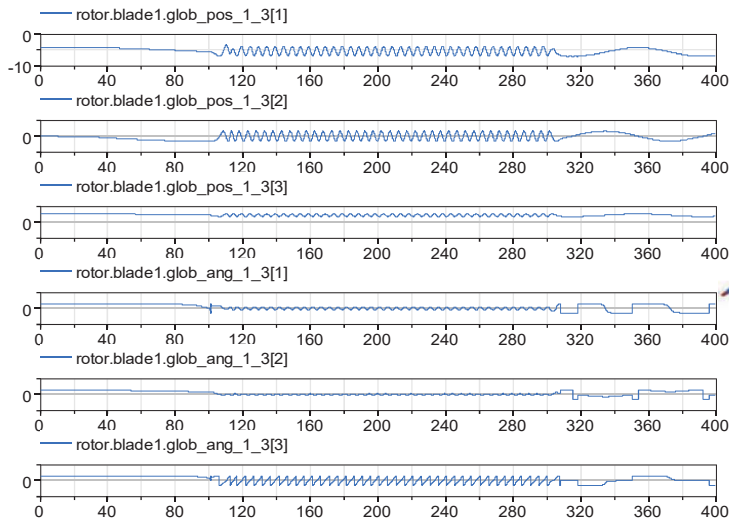


Abbildung 4: Trajektorie (3 Positionen + 3 Winkel) bei 1/3 Blattlänge

Im zweiten Schritt werden die Trajektorien aufbereitet um die Messgrößen der IMU zu generieren. Diese sind eine Nachbildung der Winkel- und Geschwindigkeits-Inkremente, die eine IMU ausgeben würde, wenn sie auf dem jeweiligen simulierten Strukturelement der WEA montiert wäre. Die Trajektorien der einzelnen Strukturelemente werden also benutzt, um die Bewegung der IMUs gegenüber der Erde und des Inertialsystems zu bestimmen; gefolgt von einer mathematischen Aufbereitung (stetig differenzierbare Beschreibung mittels Splines), Modellierung der Erdrotation und Gravitation sowie der IMU-Fehler-Modellierung. Gleichung (4) zeigt das verwendete IMU-Fehlermodell.

Im dritten Schritt verarbeiten die Navigationsalgorithmen die IMU-Daten und erzeugen die Navigationslösung, wie sie auf der Anlage verfügbar sein wird. Im vierten und letzten Schritt kann anhand der Referenztrajektorie die Navigationslösung analysiert und beurteilt werden.

Das verwendete generische IMU-Fehlermodell ist im Folgenden gegeben. Der Messwertvektor der IMU sei $\tilde{a}$, dann ist:

$$\tilde{a} = SRDa + b + n \quad (4)$$

Mit

a Wahrer Stimulus

b Bias

n Rauschen

$$D = I + \begin{pmatrix} 0 & d_1 & d_2 \\ 0 & 0 & d_3 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Orthogonalität}$$

$$R = I - [r \times] = I - \begin{pmatrix} 0 & -r_3 & r_2 \\ r_3 & 0 & -r_1 \\ -r_2 & r_1 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Misalignment}$$

$$S = \text{diag}(s) = \begin{pmatrix} s_1 & 0 & 0 \\ 0 & s_2 & 0 \\ 0 & 0 & s_3 \end{pmatrix} \quad \text{Skalenfaktoren}$$

3. Anwendungsbeispiel: Verwendung von dynamischen Rotorblattzuständen zur Schätzung von Windfeldern

Die Betriebskosten einer WEA werden zum größten Teil durch die Instandhaltungskosten beeinflusst [6], die zwischen 25% und 40% der Stromgestehungskosten betragen [7]. Besonders das Rotorsystem ist durch eine hohe Ausfallrate gekennzeichnet, die in hohem Maße durch häufige Fehler des Pitchsystems beeinflusst wird [7]. Neben dem Stillstand der WEA und dem damit einhergehenden Ertragsausfall können Beeinträchtigungen des Rotorsystems ebenfalls den optimalen Betrieb beeinflussen. So können Eisansätze an den Rotorblättern neben einer möglichen Gefährdung ebenfalls die Aerodynamik sowie Masse des Rotorblattes und damit den Ertrag und die Belastung der WEA verändern. Zustandsbasierte Instandhaltungsmaßnahmen wirken sich positiv auf die Stillstandzeiten und die generellen Betriebskosten einer WEA aus [8]. Dazu werden mittels Sensoren verschiedenste Größen an der gesamten Anlage gemessen. Unabhängig von der Position dieser Sensoren und der Art der Daten, die erhoben werden, ist es in der Regel unproblematisch, Veränderungen in den Daten selbst zu identifizieren. Es ist jedoch eine große Herausforderung, Veränderungen, durch eine Änderung des Systems, von Einflüssen durch Umgebungs- und Betriebsbedingungen (EOCs) zu trennen. Wind macht die Hauptbelastung der Anlage aus. Er beeinflusst auch direkt die Drehzahl der Anlage und damit die periodische Anregung, die diese erfährt. Um den Einfluss von EOCs auf die erhobenen Daten eliminieren zu können, müssten diese bekannt sein. Aufgrund der im realen Betrieb nicht messbaren Anströmungsbedingungen des Rotors oder einzelner Rotorblätter ist es jedoch nicht

möglich, die Anregung bzw. den Eingang des Systems Rotorblatt unabhängig von seiner Reaktion zu messen. Der Einsatz von IMUs direkt im Rotorsystem ermöglicht die Erfassung des strukturellen Verhaltens der Rotorblätter, welches abhängig von den Belastungen ist.

4. Statistische Methoden zur Fehlererkennung

Mittels statistischer Methoden können Anomalien in den Messdaten detektiert werden und die Wahrscheinlichkeit einer Abweichung des Systemverhaltens vom Normalzustand kann angegeben werden. Zur Untersuchung, inwieweit dieser Ansatz zur Zustandserkennung in einer Windenergieanlage geeignet ist, sind verschiedene Simulationen eines generischen Modells einer Windenergieanlage durchgeführt worden. Zur Berücksichtigung der Strukturmechanik von Rotorblättern und Turm sind im verwendeten WEA-Modell die jeweiligen Bewegungsgleichungen durch unvollständige modale Transformation entkoppelt worden. Dadurch lassen sich die Systemantworten, welche in diesem Fall die Auslenkung unter Belastung ist, an jedem Punkt durch die Superposition der durch die generalisierten Koordinaten gewichteten Eigenformen darstellen. Die Bewegungsgleichungen können dann in einem Zustandsraummodell zusammengefasst werden; der Zustandsvektor beinhaltet dann die generalisierten Koordinaten. Da Schäden direkt das modale Verhalten des Rotorblattes und damit die generalisierten Koordinaten beeinflussen, können Schäden anhand von Veränderungen dieser Größen eingegrenzt und bewertet werden. Die generalisierten Koordinaten können nicht direkt durch die IMUs gemessen, aber aus den Messungen der lokalen realen Verformungen an den Sensorpositionen und den bekannten modalen Eigenschaften (Eigenformen) rekonstruiert werden. In dieser Untersuchung sind drei Sensoren zur Detektion der Auslenkungen in Schub- und Umfangsrichtung entlang der Rotorblätter berücksichtigt worden. Die durchgeführten Simulationen sind in eine Trainingsphase sowie zwei Testphasen zu unterteilen. In der Trainingsphase sind Simulationen zur Charakterisierung des normalen, unbeschädigten Verhaltens der modellierten WEA über einen kumulierten Betriebszeitraum von etwa 21 h durchgeführt worden. Die Testphasen unterteilen sich in 3 h Betriebszeit des WEA-Modells bei verschiedenen Vereisungszuständen eines Rotorblattes nach [9] und in 3 h Betriebszeit bei verschiedenen Beeinträchtigungen der Struktur des Rotorblattes. Ein struktureller Defekt der lasttragenden Elemente wird über eine Veränderung der Biegesteifigkeit einzelner Abschnitte simuliert. Mittels der Einführung von Klassen soll der Einfluss der Umwelt- und Betriebsbedingungen reduziert werden. Messdaten der IMUs werden in Abhängigkeit von verschiedenen Bedingungen wie Pitchwinkel, Drehzahl und Windgeschwindigkeit gemessen am Gondelanemometer in Klassen geordnet und nur innerhalb ihrer Klasse miteinander verglichen. Anhand der Referenzdaten der Trainingsphase wird angelernt, wie die Zustandsparameter, die zu den einzelnen Klassen gehören, verteilt sind. In späteren Testphasen erfolgt anhand dieser Daten eine Bewertung neu hinzukommender Werte. Dabei wird mittels eines Hypothesentests

überprüft, ob die Ausprägung eines Zustandsparameters auf eine ungeschädigte oder eine geschädigte Struktur hindeutet. In dieser Untersuchung ist der Kolmogorov-Smirnov-Hypothesentest (KSV) verwendet worden. Um die Eignung der generalisierten Koordinaten als Zustandsindikatoren zu überprüfen, sind die eingebrachten Schäden in einer Testphase mit von der Trainingsphase abweichenden Windfeldern simuliert und mit den Ergebnissen der Trainingsphase verglichen worden. Eine Ablehnung der Nullhypothese weist in diesem Fall auf eine korrekte Detektion (TP = True Positive) innerhalb eines Clusters hin. Um den Einfluss von abweichenden Windverhältnissen zwischen Trainings- und Testphase mit in der Auswertung zu berücksichtigen, sind die Windfelder der Testphase jeweils ebenfalls mit dem nicht geschädigten Rotorblatt simuliert und die Ergebnisse mit der Trainingsphase verglichen worden. Eine Ablehnung der Nullhypothese beschreibt in diesem Fall einen Fehlalarm (FP = False Positive). Die Bewertung des Zustandsindikators erfolgt im letzten Schritt durch die Betrachtung der Ergebnisse anhand der Receiver-Operating-Characteristic-Curve (ROC-Curve). Sie stellt das Verhältnis von falschen zu korrekten Detektionen in den einzelnen Clustern in Abhängigkeit des gewählten Signifikanzniveaus dar. Auf diesem Wege kann ein sinnvolles Signifikanzniveau für die Hypothesentests gewählt und die Performance des Zustandsindikators bewertet werden. Als optimal wird ein Zustandsindikator bewertet, der eine sehr hohe Rate korrekter Detektionen (100%) bei sehr geringer Rate von Fehlalarmen (0%) ermöglicht. Die in den Diagrammen eingezeichneten Ursprungsgeraden geben in Abhängigkeit ihrer Steigung ($m = 10$ bis $m = 1$) die Verhältnisse von korrekten zu falschen Detektionen (von 10:1 bis 1:1) an und dienen daher ebenfalls als Gütekriterium.

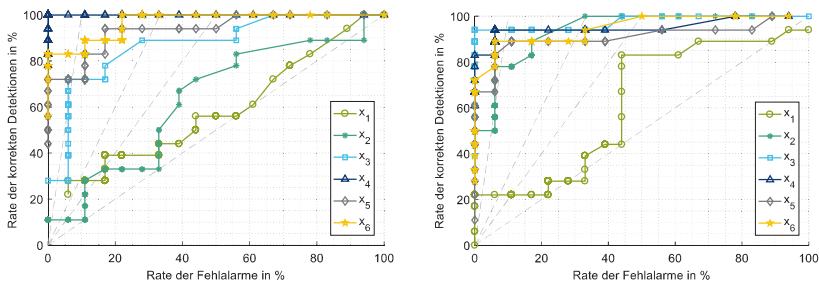


Abbildung 5: ROC-Kurven für die generalisierten Koordinaten X_1 bis X_6 für eine reduzierte Biegesteifigkeit von 5% bei 14m Rotorblattlänge sowie für eine Eislast von 4kg/m von Rotorblattmitte bis zur Rotorblattspitze

In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass anhand des aus den gemessenen Verformungen bestimmten Zustandsvektors mit den Werten x_1 bis x_6 durch die Verwendung statistischer Methoden

eine Zustandsveränderung mit hoher Güte angezeigt werden kann. So verändern sich die Verteilungen der klassierten Zustandsvektoren in Abhängigkeit der Veränderung des Systems durch Schäden und Vereisungen des Rotorblattes gegenüber der Trainingsphase ohne Veränderung, sodass eine klare Unterscheidung durch einen Hypothesentest möglich ist. Der Nachteil der Verwendung statistischer Methoden ist die für einen aussagekräftigen Vergleich zwischen Trainingsdaten und Testdaten notwendigen vergleichsweise großen Menge an Betriebsdaten. Verfahren, die auf der Verwendung relativer Zustandsparameter basieren und die Abweichung zwischen einem Messwert und der entsprechenden modellbasierten Referenzgröße bewerten, können die Detektion einer Systemveränderung beschleunigen.

5. Beobachterbasierte Fehlererkennung

Um Fehler in einer Windenergieanlage erfassen zu können, ist ein zweistufiger Beobachteransatz implementiert worden. Zunächst dient ein klassischer Beobachter der Rekonstruktion der inneren Zustände der Windenergieanlage; darüber hinaus werden diese mit den ebenfalls rekonstruierten Zuständen eines fehlerfreien Referenzsystems verglichen. Problematisch bei der Beobachtung des Zustands ist die unbekannte Systemeingangsgröße Wind, die aus regelungstechnischer Sicht als Störgröße betrachtet werden kann. Aus diesem Grund wurde eine integrierte Beobachter- und Reglerstruktur genutzt.

Als Grundlage dient ein gemeinsames Modell des Systems und der Störung, also des Windes. Die Zustandsraumdarstellung mit ihren Matrizen A , B , C , D sowie den Störgrößeneingangs- und –durchgriffsmatrizen B_d und D_d sowie dem Zustand $\Delta\vec{x}$, dem Eingang $\Delta\vec{u}$ und dem Ausgang $\Delta\vec{y}$ wird mit einem Modell der Störung ergänzt. Dieses hat die eigene Dynamikmatrix F und die Ausgangsmatrix Θ . Damit ergibt sich das gesamte Zustandsraummodell zu:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \Delta\dot{\vec{x}} \\ \Delta\dot{\vec{x}}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_d\Theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\vec{x} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta\vec{u} \\ \Delta\vec{y} = [C \quad D_d\Theta] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\vec{x} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + D \cdot \Delta\vec{u} \end{cases}$$

Dieses Modell kann zur Zustandsschätzung genutzt werden. Dazu wird der reale Zustand $\Delta\vec{x}$ gegen die Schätzung $\Delta\hat{\vec{x}}$ getauscht. Zusätzlich wird eine Korrektur eingeführt, die die Differenz zwischen realem gemessenen Systemausgang $\Delta\vec{y}'$ und geschätztem gemessenen Systemausgang $\Delta\hat{\vec{y}}$ über die Luenberger-Beobachtermatrix L zurückführt. Das Beobachtersystem ist nun

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \Delta\dot{\hat{\vec{x}}} \\ \Delta\dot{\hat{\vec{x}}}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_d\Theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\hat{\vec{x}} \\ \Delta\hat{\vec{x}}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta\vec{u} + L \left(\Delta\vec{y}' - \Delta\hat{\vec{y}} \right) \\ \Delta\hat{\vec{y}} = [C' \quad D'_d\Theta] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\hat{\vec{x}} \\ \Delta\hat{\vec{x}}_d \end{bmatrix} + D' \cdot \Delta\vec{u} \end{cases}.$$

Die Matrizen C' , D'_d und D' sind entsprechend so verändert, dass der Systemausgang genau

die beim realen System gemessenen Größen wiedergibt. Tritt nun ein Fehler in der echten Turbine auf, spiegelt dieser sich auch im gemessenen Systemausgang $\Delta \vec{y}$ wider und führt zu einer Anpassung des im Beobachter genutzten Turbinenmodells. Dieses gibt daher auch den fehlerbehafteten Zustand wieder. Um zu detektieren, ob ein Fehler vorliegt, kann ein Vergleich mit einem fehlerfreien Referenzsystem genutzt werden.

Als gemessener Systemausgang und zur Korrektur des Beobachters wird zusätzlich zur Rotordrehgeschwindigkeit die Positionsinformation des Inertialmesssystems genutzt. Wir gehen dabei davon aus, dass die IMUs auf etwa 50% der Blattlänge montiert sind und somit die Blattausslenkung an dieser Stelle bekannt ist. Zur Bewertung der Beobachtergüte dient dabei primär die rekonstruierte Windgeschwindigkeit, die in Abbildung 6 dargestellt ist. Zusätzlich ist dabei die Blattausslenkung in Schlagrichtung auf 50% der Blattlänge im Vergleich zwischen einer Simulation ohne Fehler und einer Simulation mit künstlichem Fehler bei 50 s Simulationsdauer. Die Blattausslenkung kann mittels des Inertialmesssystems gemessen werden kann.

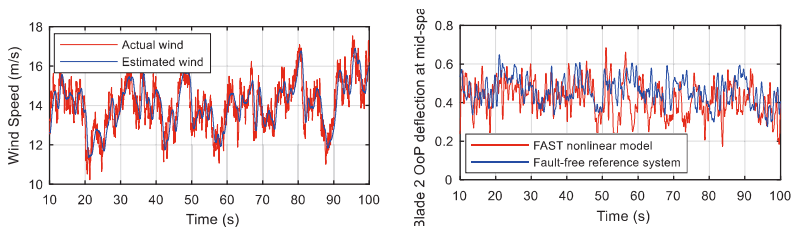


Abbildung 6: Fehlerfreies System. Tatsächliche und auf Basis der Messgrößen rekonstruierte Windgeschwindigkeit (links) und Vergleich der Blattausslenkung in Schlagrichtung (rechts).

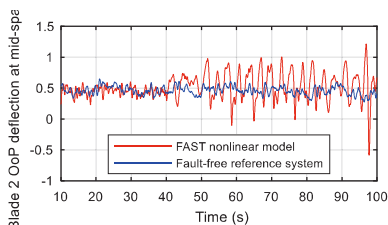


Abbildung 7: Vergleich zwischen nichtlinearem Systemmodell und fehlerfreiem Referenzsystem. Bei 50 s wird ein Fehler injiziert.

Zur Fehlerdetektion wird das Residuum zwischen geschätztem tatsächlichem Systemzustand und geschätztem Zustand des fehlerfreien Referenzsystems genutzt. Da eine exakte Rekonstruktion der Zustandsgrößen nur schwierig möglich ist, und Abweichungen zwischen fehlerfreiem echtem System und dem fehlerfreien Referenzsystem nicht vermeidbar sind, ist eine

Auswertung der Residua auf Basis der Signaleigenschaften notwendig. Es wird daher der CUSUM-Test [10] genutzt, der ein Signal auf Veränderungen hin ausgewertet. Die Algorithmen werden anhand eines nichtlinearen Systemmodells Systems evaluiert. In dieses wird als Fehler ein Ausfall des Pitchantriebs von Blatt 2 injiziert, was bei einer echten Windenergieanlage so nicht oder nur mit unzumutbar großem Aufwand möglich wäre. Abbildung 7 zeigt die Veränderung der rekonstruierten Signale.

6. Zusammenfassung

Durch Zusammenführung der Daten von mehreren vernetzten Inertialmesseinheiten ist es gelungen, die Bewegungen und Schwingungen einer großen, ortsfesten aber beweglichen Struktur zu rekonstruieren. Dazu ist ein modellbasierter Korrekturansatz zu Begrenzung der Messfehler notwendig, der über die bei mobilen, zur Navigation genutzten Systemen, angewandten Algorithmen hinausgeht.

Diese Daten können sowohl statistisch zur datenbasierten Fehlererkennung oder als Eingang zur beobachterbasierten Fehlererkennung genutzt werden. Beide Methoden erlauben eine Erkennung von umgebungsbedingten Systemanomalien oder Schäden in der Windenergieanlage selbst. Darüber hinaus ist ein Einsatz etwa für Individual Pitch Control zur Lastreduktion möglich.

7. Vorveröffentlichungen

- [1] F. Meng, J. Wenske, und A. Gambier, „Wind turbine loads reduction using feedforward feedback collective pitch control based on the estimated effective wind speed“, in *2016 American Control Conference (ACC)*, 2016, S. 2289–2294.
- [2] T. Martin, „Zur Integritätsprüfung von Satelliten/Inertial-Navigation für die Luftfahrt“. Shaker Verlag, 2012, ISBN 978 3 8440-0807-4.
- [3] M. S. Grewal, A. P. Andrews, „Kalman Filtering - Theory and Practice Using Matlab“. John Wiley & Sons, USA 2001, ISBN 978-1118851210.
- [4] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial und G. Scott, „Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development“, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2009.
- [5] P. Thomas, X. Gu, R. Samlaus, C. Hillmann and U. Wihlfahrt. „The OneWind® Modelica Library for Wind Turbine Simulation with flexible Structure - Modal Reduction Method in Modelica“. In *Proceedings of the 10th International Modelica Conference 2014*, Lund, Sweden, pages 940–948. Modelica Association, March 2014. doi:10.3384/ECP14096939.
- [6] Deutsche WINDGUARD GmbH, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ [Online]. Verfügbar auf: <https://www.wind-energie.de/infocenter/publikationen/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland>, Zugriff am 16.03.2018.
- [7] S. Pfaffel, S. Faulstich und K. Rohrig, „Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review“, *Energies*, p. 2017, 2017.
- [8] K. Fischer und D. Coronado, „Condition Monitoring of Wind Turbines: State of the Art, User Experience and Recommendations“, VGB-Forschungstiftung, 2015.
- [9] Germanischer Lloyd Industrial Service GmbH, „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Hamburg, 2010.
- [10] A. Bissell, „CUSUM Techniques for quality control“, *Applied Statistics*, 18, 1-30, 1969.