

Rekonstruktion von Beanspruchungen aus Kurzzeitmessungen für die Restnutzungsdauer-Ermittlung von Windenergieanlagen

(Reconstruction of Endured Loads from Short-Time Measurement Data for the Assessment of the Remaining Service Life of Wind Turbines)

Dipl.-Ing. **R. Kamieth***, Prof. Dr.-Ing. R. Liebich*,
M. Melsheimer**, Dipl.-Ing. A. Grunwald**, Dr.-Ing. C. Heilmann**

*Technische Universität Berlin, Fachgebiet Konstruktion und Produktzuverlässigkeit, Institut für Konstruktion, Mikro- und Medizintechnik, Berlin

**BerlinWind GmbH, Berlin

Kurzfassung

Windenergieanlagen, die in den vergangenen Jahrzehnten errichtet wurden, sind normalerweise für eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt [1]. Dies ist auch die typische Betriebsdauer, für die die tragende Struktur, d.h. Turm und Fundament, von den deutschen Bauämtern zugelassen ist. Aufgrund von Lebensdauer-Reserven, die aus Auslegungssicherheiten und überschätzten mittleren Windgeschwindigkeiten der letzten Jahre resultieren, können die Anlagen wahrscheinlich auch über ihre 20jährige Auslegungs-Lebensdauer hinaus betrieben werden.

Die in diesem Beitrag beschriebene Methode hat zum Ziel, mithilfe einer Kurzzeit-Lastmessung die Restnutzungsdauer einer beliebigen, individuellen Anlage zu quantifizieren. Zusätzlich werden alle verfügbaren Informationen über das Anlagenleben verwendet, wie z.B. Aufzeichnungen der Windgeschwindigkeiten am Standort, Betriebsdaten und Informationen über Sonderereignisse wie Stillstand oder Sturm. Die Lastmessung macht eine Aussage über die Korrelation zwischen Lasten und Beanspruchungen im vorgeschädigten Turm und Fundament möglich. Auf der Basis der Informationen über den aktuellen Zustand der Anlage werden die aufgenommenen Daten extrapoliert, um das bisher ertragene Lastkollektiv zu erhalten. Damit kann eine realistische Einschätzung der Vorschädigung und der zu erwartenden Restnutzungsdauer erfolgen. Der vorliegende Beitrag gibt eine Übersicht über die Methode und beschreibt den aktuellen Status des Forschungsprojekts.

Abstract

Wind turbines built in the last decades are commonly designed for a 20 year service life [1]. This is also the typical operational period for which the primary structure, i.e. tower and foundation, is approved by the German building authorities. Due to reserves resulting from design safety factors and average wind speeds below the expected values in the recent years, turbines are likely to be operated beyond their estimated 20 year service life.

The method described in this paper is set out to quantify the remaining service life of any individual wind turbine based on a short-time load measurement. It additionally uses all available information about the turbine's lifetime, such as wind speed recordings, operational data and recordings of events like standstill or storm. The load measurement will provide information about the correlation between wind loads and stresses in the predamaged tower and foundation. Based on the information about the current condition of the turbine, the acquired data is extrapolated in order to gain the endured load spectrum up to the time of measurement. Thus, a realistic estimation of the existing damage and the resulting remaining service life can be given. This paper gives an overview of the method and describes the current status of the research project.

1 Einleitung

1.1 Motivation

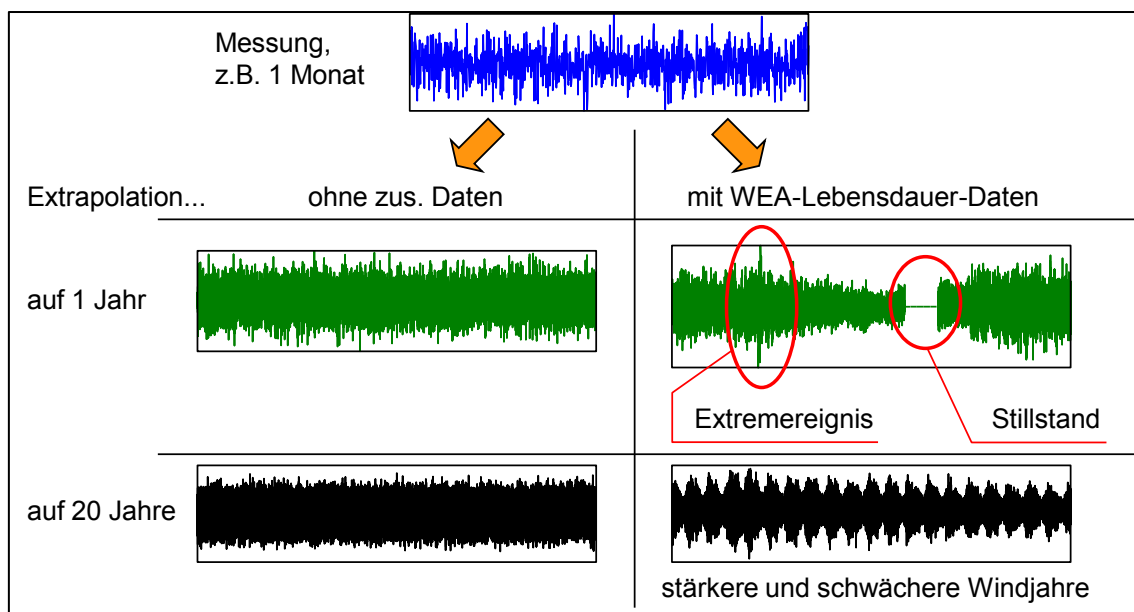


Bild 1: Extrapolation der Kurzzeit-Messdaten unter Zuhilfenahme der Informationen über das Anlagen-Leben, z.B. Extremereignisse oder Stillstandszeiten

Mit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 nahm die Zahl der Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland sprunghaft zu. Diese Anlagen wurden, wie auch heutige Anla-

gen noch, auf eine Lebensdauer von typischerweise 20 Jahren ausgelegt [1]. Es sollte hierbei ein Kompromiss erreicht werden aus einer maximalen Betriebsdauer und minimalen Entwicklungs- und Fertigungskosten.

Inzwischen haben die ersten Anlagen ihre Auslegungs-Lebensdauer erreicht, jedes Jahr kommt eine steigende Anzahl weiterer Anlagen hinzu. Betreiber könnten ihre Anlagen weiterlaufen lassen, dieser Weiterbetrieb ist allerdings nicht mehr durch die auf 20 Jahre beschränkte Gültigkeit der Betriebserlaubnis des zuständigen Bauamts abgesichert. Auch der weitergehende, sinnvolle Umfang und die Häufigkeit von Inspektionen sind unklar. Viele Anlagen haben allerdings am Ende ihrer Auslegungs-Lebensdauer das Ende ihrer tatsächlichen Lebensdauer noch nicht erreicht. Zu dieser Annahme führen zum einen die hinter den Erwartungen zurückgebliebenen Windgeschwindigkeiten in den 2000er Jahren. In diesen Jahren sind dadurch die Windgeschwindigkeiten und somit auch die Lasten während der Auslegung überschätzt worden. Zum anderen wurden bei der Auslegung früherer WEA höhere Sicherheitsfaktoren angenommen, u.a. aufgrund von noch stark vereinfachten Simulationsmodellen für die Auslegungsrechnungen.

Es ist also nicht unwahrscheinlich, dass WEA auch nach ihrer 20jährigen Betriebsdauer über eine Restnutzungsdauer verfügen. Für einen sicheren Weiterbetrieb sollte diese Restnutzungsdauer aber möglichst realistisch für jede betroffene Anlage abgeschätzt werden. Andererseits kann durch erhöhte Betriebsschwingungen, z.B. aus einer Rotorunwucht, der Lebensdauerverbrauch trotzdem erhöht gewesen sein.

1.2 Richtlinien

Der vorhandene Bedarf der Erfassung einer Restnutzungsdauer von WEA wird bereits durch verschiedene Richtlinien erkannt. So hat der Germanische Lloyd (GL) 2009 seine „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ [1] veröffentlicht. Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) hat in seinem Entwurf der „Richtlinie für Windenergieanlagen“ von 2012 erstmals auch einen Abschnitt zum Weiterbetrieb eingerichtet, in dem auf die zuvor erwähnte GL-Richtlinie Bezug genommen wird [2].

Laut GL sind für die Restnutzungsdauer-Bestimmung verschiedene Methoden vorgesehen:

- eine analytische Methode,
- eine praktische Methode oder
- eine Kombination aus beiden Methoden.

Die analytische Methode stellt dabei eine Neuberechnung der untersuchten Anlage dar, unter Zuhilfenahme der aktuellen, gültigen Versionen der bei der Auslegung verwendeten Richtlinien sowie von Standort-Winddaten. Die hierbei bestimmte Restnutzungsdauer ergibt

sich aus den Änderungen in den Normen und Richtlinien, also aus veränderten Annahmen für Lasten und Sicherheiten, sowie dem am Standort gegenüber der Auslegung schwächeren Windregime.

Für die praktische Methode wird eine Inspektion der gesamten Anlage von einem Sachverständigen durchgeführt. Dabei wird der augenblickliche Zustand der Anlage erfasst, z.B. wird nach Anrissen oder anderen schwerwiegenden Fehlern gesucht. Ein Weiterbetrieb ist in diesem Fall eventuell nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr möglich. Die Einschätzung über die Restnutzungsdauer hängt auf jeden Fall von der Erfahrung des durchführenden Sachverständigen ab. Unterstützend wird aus dem WEA-Zustand resultierend Umfang und Häufigkeit der folgenden wiederkehrenden Prüfungen abgeleitet.

Unabhängig davon, ob die Methoden des GL einzeln oder in Kombination angewandt werden, findet keine realistische Erfassung der bisher ertragenen Lasten und des realen Schwingverhaltens der vorgeschädigten Anlage statt. Ohne diese Einschätzung wird die Restnutzungsdauer potentiell falsch berechnet und erhöhte, schädigende Schwingungen sind erst an ihren langfristigen Folgen wie Rissen erkennbar, was bis dahin einen vermeidbar hohen Lebensdauerverbrauch nach sich zieht.

1.3 Nutzen der Restnutzungsdauer-Bestimmung

Die Bestimmung der Restnutzungsdauer einer WEA dient in erster Linie der Zertifizierung für den Weiterbetrieb über die Auslegungslbensdauer hinaus. Weiterhin ist damit aber auch eine Abschätzung des Restwertes einer Anlage möglich, z.B. als Information für Versicherungen oder bei einem Besitzerwechsel.

Der größte Nutzen besteht allerdings für den Betreiber einer Anlage im Weiterbetrieb. WEA sollten sich normalerweise während ihres 20jährigen Betriebs amortisieren. Mit dem Weiterbetrieb erhöht sich somit die Wirtschaftlichkeit des WEA-Projekts ohne die hohen Kosten der Neuerrichtung einer Anlage, vor allem an Standorten, an denen dies nicht möglich ist. Mindereinnahmen durch schwächere Windjahre lassen sich so möglicherweise ausgleichen. Gleiches gilt für die Energiebilanz, die – an sich bereits positiv – weiter verbessert wird, ohne den Energieaufwand der Produktion einer neuen Anlage.

1.4 Abgrenzung zum Repowering und zum Condition Monitoring

Um einen Standort nach dem Rückbau einer WEA weiter zu nutzen, besteht bereits die Möglichkeit des Repowering. Hierbei werden anstelle vieler kleinerer Anlagen wenige große errichtet, die möglicherweise sogar insgesamt eine größere Energiemenge bereitstellen können. Neben den Kosten für die Aufstellung dieser neuen Anlagen können allerdings auch

bauliche Beschränkungen gegen das Repowering sprechen. So gibt es an nördlichen Standorten Deutschlands teilweise Höhenbeschränkungen von 100 m oder weniger. Hiermit soll „die Sichtwirkung der Anlagen in einer ebenen Landschaftsstruktur reduziert werden“ [3]. Ist das Aufstellen größerer Anlagen an einem solchen Standort nicht möglich, ist der Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen eine lohnende Alternative.

Für die Zustandsüberwachung von WEA werden teilweise Condition Monitoring Systeme eingesetzt. Diese bestehen aus verschiedenen Sensoren wie z.B. Schwingungsaufnehmern, die z.B. an Triebstrang oder Hauptlager installiert werden. Turm und Fundament werden dabei meist nicht überwacht, d.h. es gibt keine durchgängigen Informationen über die ertragenen Lasten und damit die Standsicherheit einer Anlage. Ansätze zur kontinuierlichen Messung des Lebensdauer verbrauchs ab der Inbetriebnahme befinden sich bei WEA noch nicht in der Serienanwendung.

2 Methode

2.1 Einleitung

Ein Weiterbetrieb als Alternative zum Rückbau einer Anlage sollte abgesichert werden. Mit dieser Motivation wird das von der Reiner Lemoine Stiftung geförderte Forschungsvorhaben durchgeführt, das eine innovative Methode zur Bestimmung der Restnutzungsdauer einer WEA untersucht. Diese Methode umfasst eine Lastmessung und eine rückwärtige Extrapolation der aufgenommenen Daten über die bisherige Lebensdauer der betrachteten Anlage.

2.2 Messsystem

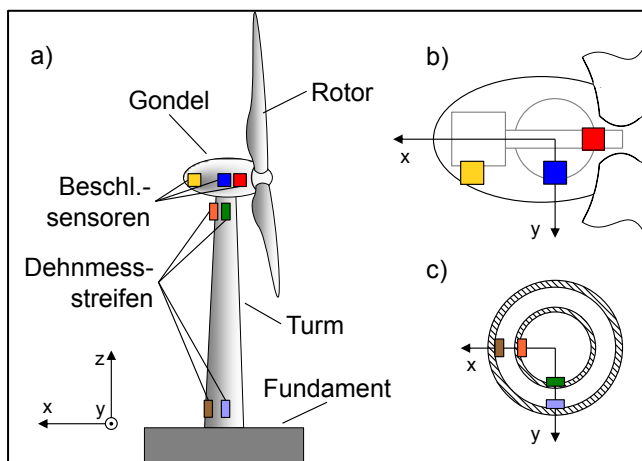


Bild 2: Messsystem zur Bestimmung der WEA-Restnutzungsdauer,
a) installiert an der Anlage,
b) Beschleunigungssensoren in der Gondel,
c) Dehnmessstreifen an beiden Turm-Enden

Zur Durchführung der Lastmessung wird ein Messsystem des Ingenieurbüros BerlinWind GmbH verwendet. Es besteht aus Dehnmessstreifen (DMS), von denen je zwei Stück um 90° versetzt an Turmfuß und -kopf installiert werden, siehe Bild 2. Weiterhin werden Be-

schleunigungssensoren in der Gondel eingesetzt, um die aus dem Wind induzierten Kräfte auf die Anlage zu messen. Diese Daten können mit den durch die DMS gemessenen Beanspruchungen korreliert werden, um die Strukturantwort der vorgeschädigten Anlage auf bekannte Belastungen zu ermitteln.

Zusätzlich werden Rotordrehzahl und Azimutwinkel sowie meteorologische Daten aufgezeichnet, insbes. Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftdruck und Temperatur. Aus der Anlagensteuerung werden außerdem Betriebsdaten ausgelesen wie Pitchwinkel, Azimutwinkel, Rotor- oder Generatordrehzahl und Leistung.

2.3 Kurzzeitmessung

Um eine Aussage über den Zustand der vermessenen Anlage machen zu können, wird eine relativ kurze, für den Betreiber wirtschaftlich vertretbare Messdauer von wenigen Wochen veranschlagt. Da die Messung sich an der Norm für Lastmessungen an Windenergieanlagen IEC 61400-13 orientiert, werden die aufgenommenen Messdaten entsprechend den dort genannten Bedingungen klassiert. So kann entschieden werden, wann eine ausreichende Datenmenge erreicht ist.

2.4 Extrapolation

Bei der Auswertung werden die gemessenen Lastdaten mittels Rainflow-Zählung nach ASTM E1059-85 [4] sortiert, um das im Messzeitraum von der Anlage ertragene Lastkollektiv zu erhalten. Es wird der konservative Ansatz gewählt, dass die zum Messzeitraum auftretenden Schwingungen repräsentativ für die gesamte Betriebsdauer sind. Diese Schwingungen sind durch die Vorschädigung tendenziell größer als die einer neuen Anlage, ebenso werden Unwuchten als Schwingungsursache mit der Zeit größer. Die Restnutzungsdauer wird so eher unter- statt überschätzt. Da das aus der Kurzzeitmessung ermittelte Lastkollektiv nur die während dieser Messung aufgetretenen Lasten enthält, werden zur Berechnung des ertragenen Lastkollektivs die Daten rückwärts auf die vergangene Betriebsdauer extrapoliert, s.a. Bild 1. Um so die bisher von der betrachteten Anlage ertragenen Lasten zu rekonstruieren, soll der Extrapolationsalgorithmus alle verfügbaren Daten nutzen:

- Aufzeichnungen über Windgeschwindigkeiten am Standort der Anlage selbst oder von umliegenden Wetterstationen oder WEA,
- statistisch ermittelte Daten und
- Aufzeichnungen der Auslegung und über das Anlagenleben, z.B.:
 - Konstruktionsunterlagen und Auslegungs-Lastkollektiv sowie kritische Punkte,
 - Wartung und Reparatur inkl. Austausch von Komponenten,

- Stillstandszeiten und
- Sonderereignisse wie Stürme oder Blitzschlag.

So ergeben sich z.B. aus den Stillstandszeiten, während denen die Lasten geringer ausfallen, Reserven für die Lebensdauer, während ein Sturm oder eine Havarie einer Großkomponente einen entsprechend schädigenden Einfluss hat. Das Auslegungs-Lastkollektiv ist für den Vergleich mit den ermittelten bisher ertragenen Lasten notwendig.

3 Stand der Forschung und erste Ergebnisse

3.1 Herausforderungen

Neben der Rekonstruktion der bisher ertragenen Lasten sind folgende weitere Aspekte zu beachten. Ein wichtiger Faktor für die Gültigkeit der Ergebnisse ist die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Sensoren, sowohl der für die Messkampagne installierten, als auch der Anlagen-eigenen. Abgesehen von der Frage, ob das Anlagen-Anemometer kalibriert ist und ob diese Kalibrierung noch gültig ist, kann auch ein Anemometertausch die gemessenen Daten verfälschen, sofern nicht alle Kennlinien bzw. Kalibrierwerte bekannt sind. Eine einfache Lösung ist hier das Heranziehen von indirekten Kennwerten für die Windgeschwindigkeit. So ist beispielsweise bei einer Pitch-WEA unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit die Drehzahl bei optimaler Schnelllaufzahl proportional zur Windgeschwindigkeit, sofern die WEA-Steuerung nicht erweiterte Regelstrategien beinhaltet. So geben diese Daten ersatzhalber Aufschluss über die Windgeschwindigkeiten.

Ebenso ist die Kalibrierung der für die Lastmesskampagne verwendeten Sensoren von Bedeutung. Beschleunigungssensoren können mit Magneten an den Messstellen installiert und somit jederzeit auch leicht extern kalibriert werden. DMS hingegen werden an einer Messstelle aufgeklebt und mit einer Silikonschicht und weiteren Abdeckungen geschützt. Da sie nicht mehr zerstörungsfrei entfernt werden können, ist eine Kalibrierung im Labor ausgeschlossen. Somit sind die DMS direkt an der letztendlichen Messstelle zu kalibrieren. Die Kalibrierung der DMS am Turm erfordert normalerweise das Auslenken desselben, um eine definierte Dehnung zu erzeugen.

3.2 Video-basierte DMS-Kalibrierung

Anstelle des üblichen aufwändigen und teuren Vorgehens, mit einem Mobilkran über eine Umlenkrolle und ein Gewicht eine bekannte Last aufzubringen, wurde innerhalb des Forschungsprojekts eine Video-basierte Kalibrieremethode für die DMS entwickelt. Hierbei wird die horizontale Auslenkung der Gondel mit einer Videokamera vom Boden aus aufgenommen, während die DMS die Dehnungen im Turm messen, siehe Bild 3. Die Auslenkung kann

hierbei durch einen (Not-)Stopp oder durch Betriebslasten herbeigeführt werden. In der Videoaufnahme kann softwareseitig ein Merkmal definiert werden, dessen Bewegungen repräsentativ für die des Turmkopfes verfolgt werden. Mithilfe der mechanischen Modellierung des Turms kann dann die Auslenkung w mit der Spannung σ im Turm korreliert werden. Zu dieser Methode wurden bereits erfolgreiche Testmessungen an eine Kleinwindenergieanlage durchgeführt (siehe Abschn. 3.5).

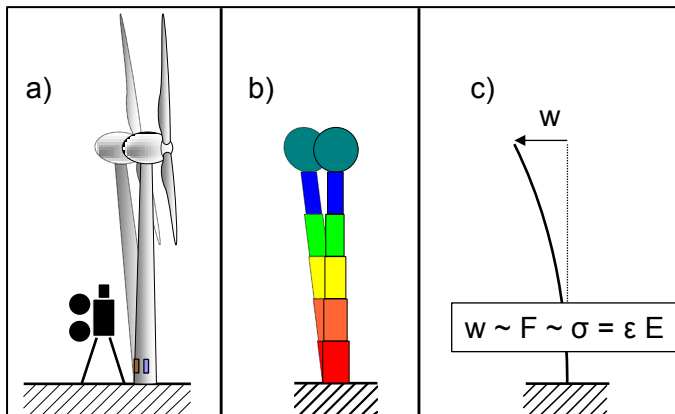


Bild 3: a) Messung der Gondel-Auslenkung mit einer Videokamera, b) mechanische Turmmodellierung und c) Berechnung der entstehenden Spannungen

3.3 Turmmodellierung

Für bisherige Untersuchungen wurden verschiedene Turmmodelle erstellt, die auf der Biegebalken-Theorie 1. Ordnung nach Bernoulli und dem Übertragungsmatrizen-Verfahren beruhen. Die Modelle wurden dabei in einem Tabellenkalkulationsprogramm und in MATLAB berechnet. Weitere Modelle wurden mit der Finite-Elemente-Software ANSYS erstellt. Nach der Validierung mit Messdaten werden diese Modelle für die Berechnungen bei der DMS-Kalibrierung herangezogen. Weiterhin werden sie für Simulationen des vorgeschädigten Strukturverhaltens genutzt. Letztendlich soll eine Modellierung gefunden werden, die einfach genug ist für schnelle Berechnungen und gleichzeitig komplex genug für ein aussagekräftiges Ergebnis mit geringer Unsicherheit.

3.4 Versuchsstand

Für Tests von Hard- und Software wurde ein einfaches WEA-Labormodell konstruiert und gebaut. Der Rotor des Modells wird per Motor angetrieben, und es können definierte Unwuchten angebracht werden. In der Gondel erzeugt das Gewicht eines axial verfahrbaren Servomotors eine variierbare Belastung, die das Turmfußbiegemoment induziert, das bei einer realen Anlage aus dem Rotorschub entstehen würde, siehe Bild 4. Weitere Motoren steuern die Azimut-Verstellung sowie die Rotordrehzahl. Eine Ansteuerungssoftware ermög-

licht eine automatisierte Versuchsdurchführung mit einstellbaren Windgeschwindigkeits- bzw. Lastverteilungen.

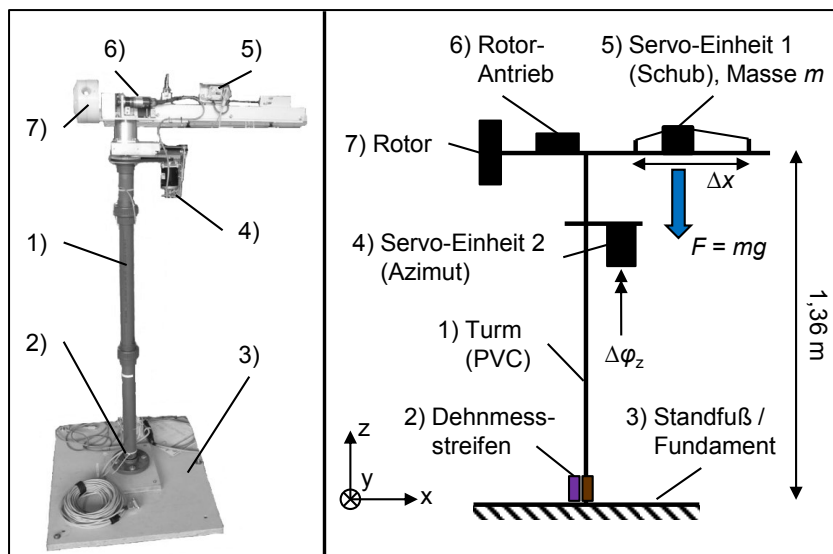


Bild 4: Versuchstand (links, Rotorblätter demontiert) und schematische Darstellung (rechts)

3.5 Testmessungen

Es wurden erste erfolgreiche Testmessungen sowohl am Versuchstand, als auch an einer Kleinwindenergieanlage durchgeführt. Dabei wurden Erfahrungen im Umgang mit der Messtechnik, der Messsoftware und dem Video-basierten Kalibrierverfahren gewonnen. Die Auswertung erster Langzeitmessungen über mehrere Wochen führte bereits zu Optimierungen am Verfahren und an der Auswertungssoftware.

3.6 Auswertungssoftware

Die letztendliche Berechnung der Restnutzungsdauer wird mithilfe einer Software zur Auswertung aller verfügbaren Daten durchgeführt. Die Daten aus der Lastmesskampagne können hier gesichtet und sortiert werden, um dann die Korrelation zwischen Windlasten und Turmbeanspruchungen herzustellen. Mittels der Informationen über das Anlagenleben werden schließlich die ertragenen Lasten rekonstruiert, ein realistisches Lastkollektiv und die Restnutzungsdauer sowie eine Prognoseunsicherheit berechnet.

4 Zusammenfassung

Aufgrund der steigenden Anzahl an WEA, die das Ende ihrer Betriebserlaubnis erreichen, ist das Thema des Weiterbetriebs und der Restnutzungsdauer sehr aktuell. Das in diesem Aufsatz beschriebene Forschungsprojekt untersucht eine Methode der Restnutzungsdauerbestimmung, die alle wahrscheinlich bisher ertragenen Lasten und damit den vorgeschädigten Zustand einer untersuchten Anlage mitbetrachtet. Hierzu wird eine Kurzzeit-

Lastmesskampagne durchgeführt und alle verfügbaren Daten zur Rekonstruktion der Lasten genutzt.

Für die DMS-Kalibrierung am Turm einer WEA wurde ein Video-basiertes Verfahren entwickelt, das den teuren Einsatz eines Mobilkrans umgeht. Erste Messungen an einem einfachen Versuchsstand und einer Kleinwindenergieanlage konnten erfolgreich durchgeführt werden. Zur Modellierung des Strukturverhaltens wurden verschiedene mechanische Modelle erstellt und optimiert. Weiterhin befindet sich eine Auswertungssoftware in der Entwicklung, die den großen Umfang an Messdaten zugänglich macht und daraus den Schädigungszustand der Struktur bestimmt.

5 Ausblick

Im weiteren Verlauf der Forschung wird die Verarbeitung der Informationen über das Windenergieanlagen-Leben in die Rekonstruktion der Lasten in die Auswertungssoftware integriert. Zusätzlich wird eine Sensitivitätsanalyse bzgl. fehlender Informationen durchgeführt, da mit Lücken in den Aufzeichnungen über die 20jährige Betriebsdauer zu rechnen ist. Aus den Verfahrensunsicherheiten wird dann eine gesamte Prognoseunsicherheit bestimmt. Es wird zudem die Übertragung der Lastmessdaten am Turmfuß auf das Fundament untersucht, um auch hier eine Aussage über den Schädigungszustand treffen zu können.

Langfristig soll außerdem die Übertragbarkeit der Methode auf den Triebstrang untersucht werden.

Danksagung

Diese Arbeit wird freundlicherweise von der Reiner Lemoine Stiftung gefördert und von der Firma BerlinWind GmbH unterstützt.

Literatur

- [1] Germanischer Lloyd, *Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen*, Ausgabe 2009.
- [2] Deutsches Institut für Bautechnik, *Richtlinie für Windenergieanlagen*, Entwurf Januar 2012.
- [3] Deutscher Städte- und Gemeindebund, *DStGB Dokumentation Nr. 94, Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten*, 2009.
- [4] ASTM International, *ASTM E 1049-85 (Reapproved 2005) - Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis*, 1985/2005.