

VDMA Forschungsprojekt: Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windenergieanlagen

VDMA Research Project:

Monitoring Fatigue Loads at Large Wind Turbines

Seifert, Henry; DEWI

SUMMARY

Wind turbines show a potential for enhanced economy with growing size. Exploiting this potential forces engineers to design wind turbine components closer to their limits. At the same time the present level of safety must be maintained. However, in practice the fatigue community has not quite cut the edge of the problem how to estimate fatigue loads conservative enough but yet allowing for cost effective design and rational use of materials. The objective of the research project described was to gain necessary knowledge about the nature of fatigue loads specifically on steel components such as wind turbine towers and hubs. Typical load spectra at these components have been monitored and evaluated using two methods of data acquisition and processing. One of the methods combined selected short time series of the load quantities with defined wind speed distributions to complete extrapolated load spectra related to the external conditions given in the design standards. On the other hand on-line Rainflow counted load spectra have been collected for representative time periods in the order of one week to one month and have been analysed statistically. The load spectra assessed were finally compared against simplified load spectra used in the national Design Standard for towers. The results of the research project are meant to be used in tuning the design strategies and effective Standards in favour of more economic designs of large wind turbines. Moreover, selected data collected and evaluated during the project are now used by two universities as input for tower flange laboratory tests and in the verification process of simulation tools for tower load prediction.

1. Einleitung

Die Zielsetzung des Projektes umfaßte die meßtechnische Ermittlung der Ermüdungsbelastungen an Stahlbauteilen von großen Windenergieanlagen in Form von Betriebsbelastungskollektiven. Die zunehmende Größe moderner serienreifer Windenergieanlagen (WEA) erfordert einen effizienten Materialeinsatz, um deren Wirtschaftlichkeit bei Einhaltung des geforderten Sicherheitsniveaus weiter zu verbessern. Für die tragenden Bauteile von WEA müssen daher vorhandene Konstruktionen weiter optimiert werden. Grundlage solcher Optimierungsanstrengungen ist die möglichst genaue Kenntnis der Lasten, denen die Windenergieanlage über die gesamte Lebensdauer ausgesetzt ist. In der deutschen Windenergie-Industrie werden die Betriebslasten derzeit in Form vereinfachter Modell-Lastkollektive angenommen oder aus aufwendigen Simulationsrechnungen ermittelt. Beide Verfahren sind zur Zertifizierung anerkannt. Aktuelle Messungen an WEA der Megawatt - Klasse haben jedoch Zweifel an der Zulässigkeit der vereinfachten Modellkollektive aufkommen lassen, so daß deren Anwendbarkeit auf Rotordurchmesser kleiner 46 m beschränkt wurde. Andererseits scheinen die Modellkollektive für bestimmte Lasten, wie etwa die der Turmbiegung, unnötig konservativ zu sein. Simulationsrechnungen erfordern hohe Detailkenntnis des Berechnungsverfahrens, wie sie meist nur in hoch spezialisierten Ingenieurbüros zu finden ist. Solche Rechnungen sind daher relativ teuer und zeitaufwendig. Gleichzeitig fordert der enger werdende Markt für WEA immer kürzere Entwicklungs- und Optimierungszeiten und eine hohe Kosteneffizienz in der Anlagenentwicklung. Die Interessengemeinschaft Windkraftanlagen im VDMA beauftragte das DEWI im Rahmen des beschriebenen Forschungsprojekts exemplarische Beanspruchungsmessungen an Stahltürmen und Naben von großen WEA durchzuführen und daraus Beanspruchungskollektive zu ermitteln, um zur Lösung des aufgezeigten Zielkonfliktes beizutragen [1].

2. Hintergrund des Forschungsvorhabens und die resultierende Projektstruktur

Ermüdungsbelastungen können für einige Stahlkomponenten von Windenergieanlagen dimensionierend sein. Ihre Charakteristika und der Weg, der zu beschreiten ist, um sie zu ermitteln, sind aber

nichtsdestotrotz in der Fachwelt umstritten. Diese Tatsache spiegelt sich in den unterschiedlichen Anforderungen der europäischen Richtlinien für die Zertifizierung von Windenergieanlagen wieder. Im Falle des Nachweises der Betriebsfestigkeit von Stahltürmen führt die derzeitige Praxis auch heute noch dazu, daß eine Windenergieanlage gleichen Typs in der Bundesrepublik Deutschland einen stärker dimensionierten Turm benötigt als im europäischen Ausland, wenn nach den sogenannten vereinfachten Betriebsbelastungskollektiven des Germanischen Lloyd (GL) [2] oder des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) [3] bemessen wird. Zu Beginn des Forschungsvorhabens schienen die genannten Lastannahmen eher konservativ zu sein, Messungen und Simulationsrechnungen an bereits aufgestellten Großanlagen führten jedoch dazu, daß im Juli '95 die Verwendung der vereinfachten Trapezkollektive nach der Richtlinie des GL bzw. des DIBt auf WEA mit Rotordurchmessern von weniger als 46 m beschränkt wurde. Dies wiederum legte die Annahme nahe, daß die betroffenen vereinfachten Lastannahmen die relevanten Mess- und Simulationsergebnisse nicht einschließen konnten, also nicht konservativ waren, womit Klärungsbedarf im Interesse aller Beteiligten dringend gegeben war.

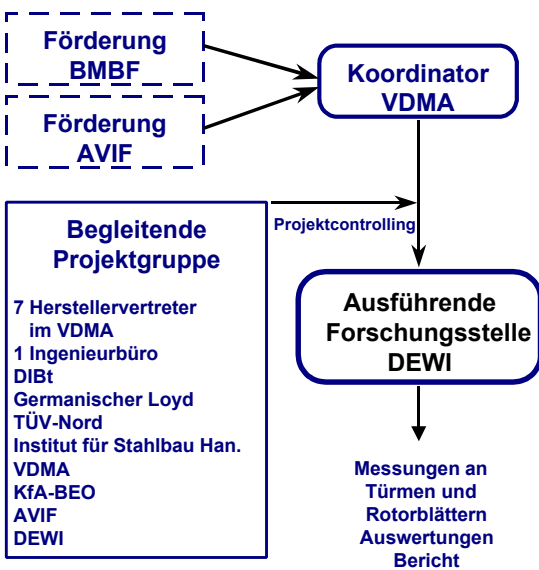


Abb. 1: Projektstruktur
Fig. 1: Structure of the project

Abb. 1 zeigt die Struktur des vorgestellten Projekts: Neben dem bereits genannten Koordinator VDMA und der ausführenden Forschungsstelle DEWI ist besonders auf das Projektcontrolling durch eine begleitende Projektgruppe hinzuweisen, in der neben den Hauptinitiatoren (Herstellervertreter im VDMA) sowohl die Förderer des Projektes (BMBF, AVIF) als auch eingeladene relevante Interessenvertreter in der Projektdiskussion Einfluß auf die Durchführung des Projektes nehmen konnten.

Wegen der in der Antragsphase des Projektes schnell voranschreitenden Entwicklungen der Windenergietechnik war von Beginn an die Aktualität einzelner Projektinhalte zu überprüfen. Insbesondere im Falle der vorgesehenen Vermessung von mehreren Anlagen der 500 kW Gruppe, die zu Beginn des Antrags erst als Kleinserienmodelle auf dem Markt waren, sollte überprüft werden, ob nicht eine der zu dieser Zeit in der Prototypenphase befindlichen Großanlagen vermessen werden sollte. Damit war eine

größere Nähe und Aktualität zum Markt und damit eine bessere Relevanz der Meßergebnisse gewährleistet. Die Projektgruppenmitglieder entschieden daher, in Abstimmung mit dem Hersteller dieser WEA und dem DEWI, eine in der Markteinführung befindliche WEA der neuen Megawatt - Klasse in die Untersuchungen aufzunehmen.

Auf Grund der in diesem Forschungsprojekt gewonnenen Erfahrung empfiehlt sich grundsätzlich die Einrichtung einer solchen beratenden und steuernden Gruppe - in dieser ausgewogenen Zusammensetzung aus Industrie, Zertifizierung und Forschung - für industrienahen Forschungsvorhaben wie das vorgestellte. Eine marktgerechte Anpassung der Erfordernisse während der Projektlaufzeit und die unmittelbare Diskussion der gewonnenen Erkenntnisse mit allen Beteiligten kann damit gewährleistet werden. Durch die regelmäßigen Sitzungen konnten sich auch die fördernden Stellen zu jeder Zeit über die laufenden Arbeiten und Ergebnisse informieren.

3. Ergebnisse und Bewertung

Die Zielsetzung des Projektes "Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windkraftanlagen" umfaßte die meßtechnische Ermittlung der Ermüdungsbelastungen an Stahlbauteilen von großen Windenergieanlagen in Form von Betriebsbelastungskollektiven und deren Gegenüberstellung zu den in den einschlägigen Zulassungsrichtlinien angegebenen vereinfachten Annahmen für ein Beanspruchungskollektiv.

Während des vorliegenden Forschungsvorhabens wurden prinzipiell zwei Wege beschritten, die Betriebsbelastungskollektive an Stahltürmen und an Rotorblättern im Bereich der Nabe meßtechnisch über einen relevanten Betriebszeitraum zu ermitteln:

Zum einen wurden Zeitreihen der zu messenden Belastungsgrößen für typische Betriebszustände während bestimmter Windgeschwindigkeiten und Turbulenzintensitäten am Beispiel zweier MW - WEA aufgezeichnet. Mit Hilfe von Wind- und Betriebsstatistiken, wie sie in den Zulassungsrichtlinien beschrieben sind, wurden aus den gemessenen Zeitreihen Betriebsbelastungskollektive für die Lebensdauer der Anlage synthetisiert. Zur Datenreduktion wurde pro Windgeschwindigkeitsklasse nur eine begrenzte Anzahl von beispielhaften Rohdaten aufgezeichnet. Der Vorteil dieser Meß- und Auswertemethode besteht darin, ein den Richtlinienvorgaben entsprechendes Kollektiv bezüglich der Belastungsrichtung, Turbulenzintensität und Windgeschwindigkeitshäufigkeitsverteilung zu synthetisieren. Weiterhin ließen die gesammelten Daten Auswertungen vergleichbarer Lasten unter verschiedenen Turbulenzintensitäten zu, die dann auf höhere Turbulenzintensitäten extrapoliert werden konnten.

Im zweiten eingesetzten Verfahren erfaßte ein sogenannter Lastkollektivsammler die Belastungsgrößen an der Meßstelle kontinuierlich und reduzierte die Meßwertzeitreihe on-line mit der Rainflow-Zählmethode. Das Ergebnis dieser Operation ist eine Übergangsmatrix, die eine Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Belastungszyklen darstellt. Wegen der Datenreduktion vor dem Abspeichern war dabei ein kontinuierlicher Meßbetrieb über sehr lange Zeiträume möglich (mehrere Wochen bis Monate), wobei Langzeiteinflüsse automatisch Berücksichtigung finden. Mit der Datenreduktion durch die Rainflow-Zählung geht allerdings der Zeitzusammenhang der Meßwerte verloren, d.h. einem bestimmten Belastungszyklus kann der genaue Zeitpunkt, an dem er stattgefunden hat, nicht mehr zugeordnet werden. Der Lastkollektivsammler wurde in der Regel einmal pro Monat ausgelesen und die Daten zusammen mit den parallel dazu aufgezeichneten Meteorologie- und Betriebsstatistiken ausgewertet.

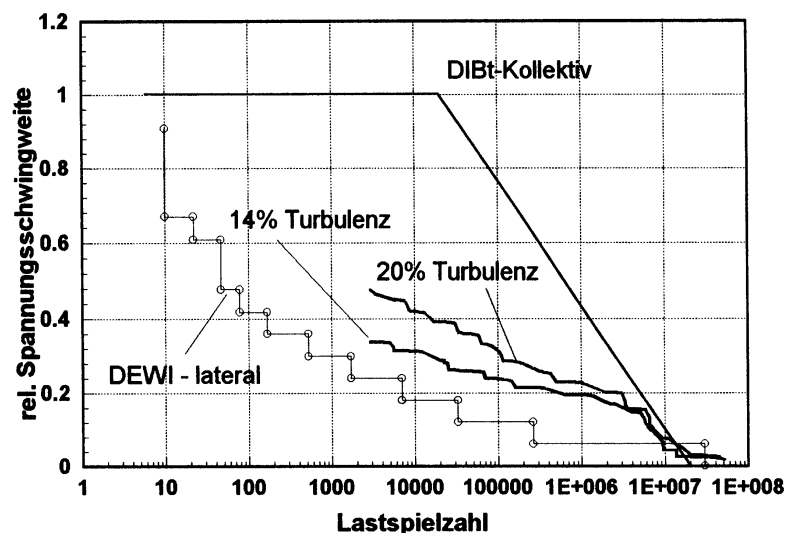


Abb. 2: Gegenüberstellung: Gemessenes Kollektiv, DIBt - vereinfachtes Kollektiv und Simulation für verschiedene Turbulenzintensitäten.

Fig. 2: Comparison of measured load spectra against the simplified spectra of [3] and two modelled spectra at 14 and 20 per cent turbulence intensity.

$V_m = 8.5$ m/s angenommen wurde. Über alle Windgeschwindigkeitsklassen fand schließlich eine Addition der einzelnen Matrizen statt. Der Vergleich der on-line Rainflow-gezählten Belastungskollektive am Turmfuß der beiden stall geregelten 500 kW WEA zu den in den Richtlinien vorgeschlagenen vereinfachten Lastkollektiven bestätigte deren konservativen Ansatz. Dies war zuvor an einer WEA der gleichen Kategorie auf dem DEWI-Testfeld mit der gleichen Meßmethode ermittelt worden. Abb. 2 zeigt als Beispiel die Gegenüberstellung des vereinfachten Kollektivs aus [3] mit der Messung der Turmbelastung einer 500 kW - WEA in lateraler Richtung sowie zweier Simulationsrechnungen für verschiedene Turbulenzintensitäten, die von einem der Projektgruppenmitglieder beigesteuert wurden. Für die Simulation kamen die folgenden Berechnungsansätze zur Anwendung:

- Turbulentes Windfeld gemäß DIBt bzw. der zur Zeit der Auswertung vorliegenden IEC 61400-1
- Starres Modell der WEA
- Simulation über 10 Minuten für 11 Windgeschwindigkeitsklassen

Das geschilderte Verfahren erforderte einen kontinuierlichen, automatischen Betrieb der zu vermessenden Windenergieanlage mit 100%iger technischer Verfügbarkeit, um repräsentative Ergebnisse zu erhalten. Zwei WEA der 500 kW - Klasse, beide mit stall-Regelung und Dreiblatt-Rotor, wurden mit diesem Meßverfahren untersucht.

Bei der Erstellung der Belastungsspektren aus den Zeitreihenmessungen wurden die Rohdaten entsprechend ihrer Turbulenzintensität klassiert, für zwei Turbulenzklassen, $5\% \pm 1\%$ bzw. $10\% \pm 1\%$, zusammengefaßt und entsprechend ihrer Auftrittshäufigkeit während eines Jahres extrapoliert, wobei eine Rayleigh-Windverteilung gemäß GL-Klasse II mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von

- Rainflow-Zählung der simulierten Zeitreihen und Wichtung der Kollektive nach der Häufigkeitsverteilung der Windzone III [3]
- Ermittlung der Spannungskollektive am Meßquerschnitt
- Normierung auf vereinfachtes DIBt - Kollektiv
- Vergleich mit DEWI - Messung

Die Messung liegt deutlich unterhalb der Simulation mit 20% Turbulenzintensität und auch noch unterhalb der besser mit der Messung vergleichbaren Simulation bei 14% Turbulenzintensität. Simulation sowie Messung liegen weit unterhalb des vereinfachten Lastkollektivs nach [3].

Das Belastungsspektrum des Rotorblatt-Biegemomentes in Schlagrichtung erwies sich zum Beispiel bei der 1,5 MW - WEA als wesentlich stärker von der Turbulenzintensität abhängig als das Moment in Schwenkrichtung. Es ergaben sich höhere äquivalente Lasten bei einem Turbulenzintensitätsanstieg von 5% auf 10% sowohl beim Turm als auch beim Rotorblattmoment in Schlagrichtung für diese Anlagengröße.

Bei einer 3 MW - WEA wurden die äquivalenten Lasten pro 2 m/s Windgeschwindigkeitsintervall für vier Turbulenzintensitätsklassen von 5% Breite für die Rotorblattwurzel in Schlag- und Schwenkrichtung aus der Datenbasis ermittelt. Die Auswertungen ergaben entgegen der Tendenz der Messung an der kleineren Anlage keine eindeutige Erhöhung der Ermüdungsbeanspruchung mit steigender Turbulenzintensität. Die Vermutung liegt nahe, daß die Ursachen für diese "Unempfindlichkeit" in der Größe der Windenergieanlage und der dadurch bedingten Masse mit den entsprechenden Trägheiten liegen. Kleinräumige Turbulenzfelder werden durch die große Rotorfläche von mehr als 5000 m² und die große Einzelfläche des Rotorblattes selbst ausgemittelt. Es ist daher zu erwarten, daß bei sehr großen WEA eher der Windgradient über der Höhe als die Zunahme der Turbulenzintensität der bestimmendere Faktor für die Ermüdungsbeanspruchung ist. Dies scheint besonders im Hinblick auf die Entwicklungstendenz hin zu sehr großen Off-Shore-Anlagen von großer Bedeutung zu sein.

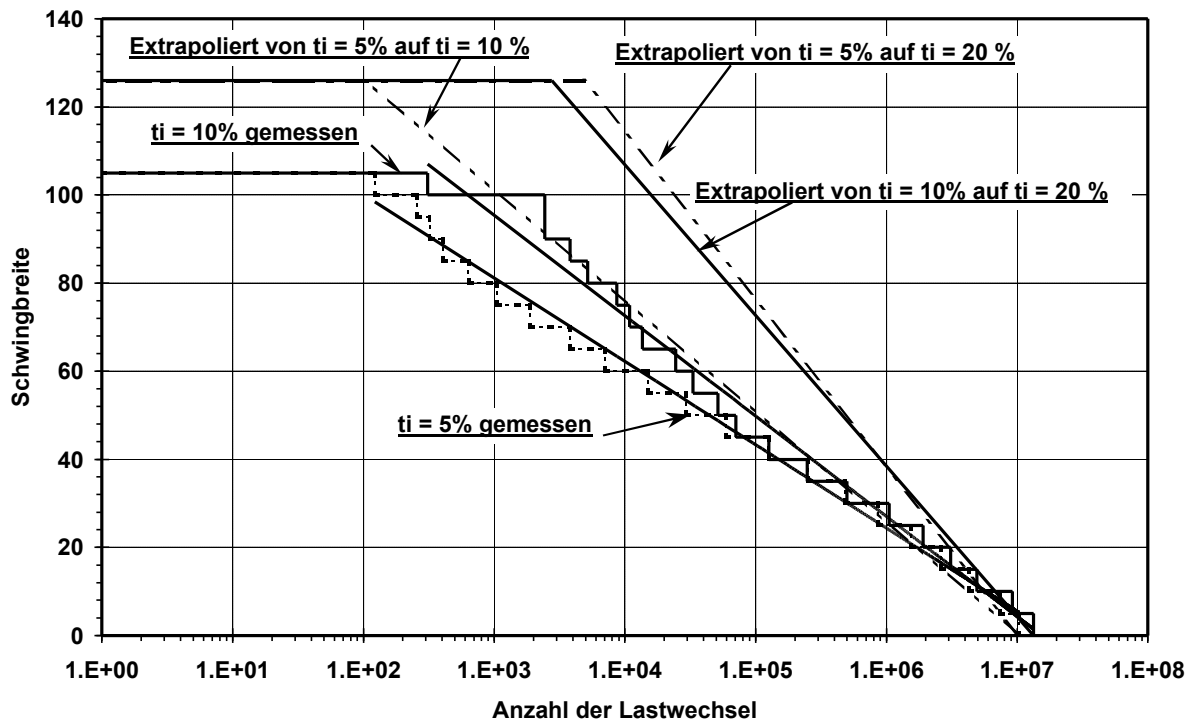


Abb. 3: Extrapolation des Belastungsspektrums am Turmfuß, synthetisiert aus 10-Minuten Zeitreihen für ein Jahr (Rayleigh-Windverteilung, $V_m = 8.5$ m/s). Die Turbulenzintensitäten betragen 5% ($\pm 1\%$) und 10% ($\pm 1\%$).

Fig. 3: Extrapolation of the tower bottom load spectra, synthesised from 10 minute time series to one year at a Rayleigh distribution of $V_m = 8.5$ m/s. Only time series at turbulence intensities of 5% ($\pm 1\%$) and 10% ($\pm 1\%$) were used.

Die in den Richtlinien geforderte Turbulenzintensität von bis zu 20% ist an den wenigsten Standorten für die Windenergienutzung im gesamten Windgeschwindigkeitsbereich zu beobachten. In der Regel

treten im norddeutschen Flachland Turbulenzintensitäten um 10% auf. Um diese Messungen jedoch zur Verifizierung der Lastannahmen verwenden zu können, muß ein geeignetes Extrapolationsmodell vorhanden sein. Es wurde für ein gemessenes Belastungsspektrum bei bekannter Turbulenzintensität ein Korrekturfaktor bestimmt, der dann nachfolgend verwendet wird, um bei vorgegebener neuer Turbulenzintensität die neue Steigung des trapezförmigen Spektrums zu bestimmen [4]. Zusätzlich wird der Maßstabsfaktor A der Weibull-Verteilung berücksichtigt. Für die Turmbelastung in zwei Richtungen sowie die Rotorblattbelastungen an der 1,5 MW Anlage wurde dieses Verfahren angewendet. Das Ergebnis der Extrapolation auf eine Turbulenzintensität $I = 20\%$ hängt dabei stark vom Ausgangspunkt ab. Der Vergleich zwischen Extrapolation und Messung zeigt für den Fall $I = 5\%$ auf $I = 10\%$ eine gute Übereinstimmung, besonders bezüglich des Verlaufes des Kollektivs. Die aus der Extrapolation resultierende Steigung ist allerdings etwas zu gering, so daß im Bereich kleiner Lastwechselzahlen die Abweichung zunimmt. Das Ergebnis für die Turmbiegung um die Hauptwindrichtungssachse, die deutlich geringer belastet ist, zeigt ebenso eine gute Übereinstimmung zwischen Extrapolation und Messung (Abb. 3). Der Unterschied zwischen der Extrapolation auf $I = 20\%$, ausgehend von unterschiedlichen Turbulenzintensitäten ($I = 5\%$, bzw. $I = 10\%$), ist dagegen weniger ausgeprägt.

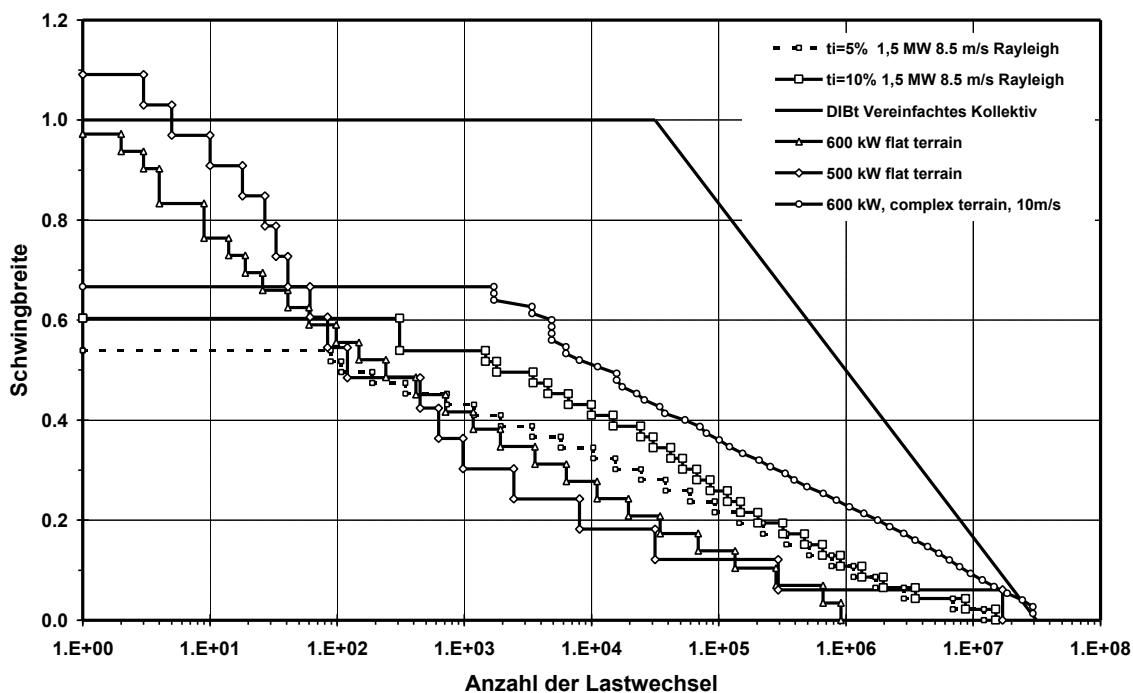


Abb. 4: Gemessene Turmfuß - Beanspruchungskollektive und deren Gegenüberstellung mit dem vereinfachten DIBt - Kollektiv.

Fig. 4: Measured tower bottom load spectra compared against the simplified load spectra of [3].

Auch für die Rotorblattbelastungen wurden ähnlich gute Übereinstimmungen ermittelt. Die Extrapolation des Belastungsspektrums für das Moment in Schwenkrichtung zeigt eine etwas zu niedrige Stei

gung der Extrapolation (5% auf 10%) gegenüber der Messung. Die beiden Extrapolationen auf $I = 20\%$ liegen dagegen sehr eng beisammen. Die Extrapolationen für die Rotorblattbelastung in Schlagrichtung zeigen ein ähnliches Ergebnis, allerdings mit etwas größeren Abweichungen. Das verwendete Extrapolationsmodell hat sich in diesem Falle gut bewährt, stößt jedoch sicher dann an seine Grenzen, wenn es sich nicht mehr um trapezförmige Belastungsspektren handeln sollte.

Die Erfahrungen mit den verwendeten Extrapolationsverfahren, der DMS-Positionen der Turm- und Rotorblattmessungen, der Einfluß der Turmtür auf die Turmfuß - Messung sowie die der on-line Rainflow-gezählten Belastungskollektive wurden in die Arbeitsgruppe 11 der IEC TC88, "Mechanical Load Measurements" eingebracht.

Bei der Ermüdungsbelastung spielen jedoch auch längere Belastungszyklen ("Low-Cycle-Effekte") unter Umständen eine Rolle. Da die ausgewerteten 10-Minuten-Zeitreihen bei einer der untersuchten WEA nachträglich aus Tageszeitreihen generiert wurden, bestand die Möglichkeit, diesen Effekt genauer zu untersuchen. Bei der Rainflow-Zählung der 10-Minuten-Zeitreihen wurden die verbliebenen Residuen (nicht abgeschlossene Belastungszyklen) am Ende der Zeitreihe abgeschlossen und mitgezählt. Die Information über langsamere Zyklen geht somit verloren. Zum Vergleich wurden auch die Tageszeitreihen nach dem Rainflow-Klassier-Verfahren ausgewertet. Die einzelnen Tage wurden gezählt, die Residuen des Tages abgeschlossen und anschließend mehrere Tage addiert. Insgesamt lief die Messung der Rotorblattbelastung über 1½ Monate. Für die in diesem Zeitraum ermittelte Windgeschwindigkeitsverteilung wurden Belastungsspektren synthetisiert. Dies geschah zum einen mit den Daten bei einer Turbulenzintensität von $I = 5\%$, zum anderen mit den Daten bei einer Turbulenzintensität von $I = 10\%$. Für die Rotorblattbelastung in Schwenkrichtung ergaben sich nur geringfügige Abweichungen von maximal 5.2 % in der äquivalenten Last. Im Falle der höheren Turbulenzintensität $I = 10\%$ ist die äquivalente Last nahezu identisch. Die maximale Schwingbreite ist dagegen deutlich größer, wenn der komplette Zeitraum betrachtet wird, was jedoch nicht ermüdungsrelevant ist. Die Rotorblattbelastung in Schlagrichtung zeigte dagegen sichtbar größere Auswirkungen des sogenannten "Low-Cycle-Effekts". Die äquivalente Last wurde um bis zu 46,5% unterschätzt, wenn die Daten mit einer Turbulenzintensität $I = 5\%$ zugrunde gelegt wurden. Auch im Falle einer Turbulenzintensität $I = 10\%$ lag die Unterschätzung immer noch bei 32,5%. Die maximalen Schwingbreiten sind bei Betrachtung des gesamten Zeitraums um den Faktor 2,7, bzw. 2,1 größer (Abb. 5).

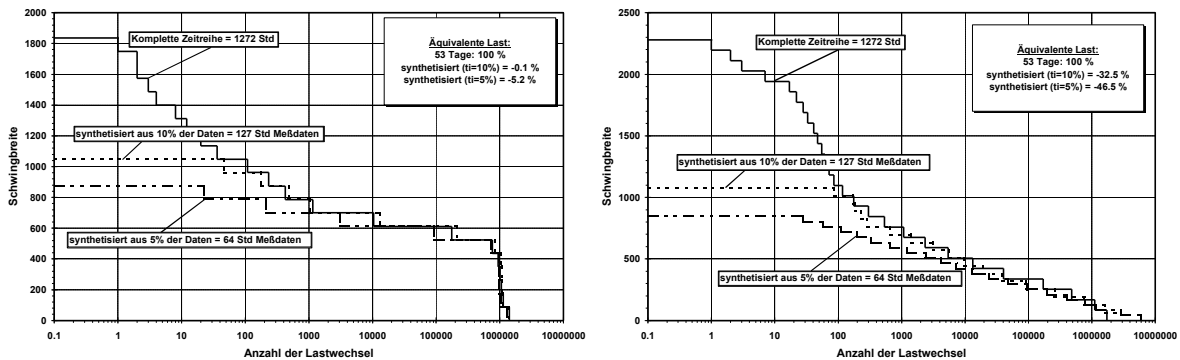


Abb. 5: „Low-Cycle-Effekt“ am Beispiel des Rotorblattwurzel – Biegemoments in Schwenk- (linke Seite) und in Schlagrichtung (rechte Seite).

Fig. 5: "Low-Cycle-Effekt" demonstrated at the blade root bending moment in lead lag direction (left side) and flapwise direction (right side).

Der Vergleich der On-Line Rainflow-gezählten Belastungskollektive am Turmfuß der beiden stall-geregelten 500 kW - WEA zu dem in den Richtlinien vorgeschlagenen vereinfachten Lastkollektiven bestätigte den konservativen Ansatz der in den Richtlinien angegebenen vereinfachten Kollektive. Dies war zuvor an einer WEA der gleichen Kategorie auf dem DEWI-Testfeld mit der gleichen Meßmethode ermittelt worden und konnte auch bei einer nachfolgenden Messung an einem Complex - Terrain - Standort in Spanien bestätigt werden (siehe Abb. 4 und [5]). Tendenziell in die gleiche Richtung zeigen die Ergebnisse eines Forschungsprojekts, das die Weiterentwicklung des On-Line-Monitoring Verfahrens zum Ziel hatte [6].

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts flossen über die Mitglieder der begleitenden Projektgruppe in die nationale und internationale Richtlinienarbeit ein. Es wurde und wird weiterhin angestrebt, zertifizierte Messungen und Extrapolationen von Messungen auf andere Standorte und Betriebsbedingungen als Ergänzung zur bisherigen Zertifizierung einzuführen. Dazu müssen die Meß- und Prüfverfahren beschrieben und standardisiert werden. Für die Beanspruchungsmessungen war die IEC TC 88 Arbeitsgruppe 11 "Mechanical Load Measurements" als Zielgruppe geeignet. Die während des Projekts gewonnenen Erfahrungen mit den unterschiedlichen Meß- und Auswertemethoden flossen direkt in diese Arbeitsgruppe der IEC ein, wobei besonders auf eine praxis- und damit industrienaher Umsetzung geachtet wurde. Das Forschungsprojekt hat ergeben, daß die vereinfachten "Schub"-Belastungskollektive der GL bzw. DIBt-Richtlinie für den Turmfuß für die untersuchten WEA sehr konservativ sind, und daß deren Abschwächung geprüft werden muß. Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens wurden den Zertifizierungsstellen Germanischer Lloyd und TÜV - Nord sowie dem Deutschen Institut für Bautechnik zur Verfügung gestellt.

Eine firmenübergreifende Grundlagenforschung erwies sich einmal mehr als notwendig. Es wird daher vorgeschlagen, vereinfachte Lastannahmen für WEA bis 600 kW in den Richtlinien zu belassen und die Möglichkeit offen zu halten, die Belastungskollektive für den Nachweis der Betriebsfestigkeit vereinfacht oder genauer durchzuführen.

Neben der Einbindung in die Richtlinienarbeit hat die zu größeren Windenergieanlagen tendierende Entwicklung gezeigt, daß gezielte Messungen zur weiteren Optimierung der Komponenten während der laufenden Serie unter Beibehalten des geforderten Sicherheitsniveaus notwendig sind und von der Industrie und den Zertifizierungsstellen immer öfter verlangt werden. Die Meß- und Auswertemethoden, die an einigen WEA im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojekts exemplarisch angewendet wurden, können ein "re-design" der Betriebsfestigkeitsrechnung in Verbindung mit Zertifizierungsstellen und Herstellern gerade bei den großen WEA während des Produktionszyklus zur Folge haben, was zur Kostenreduktion und damit zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit führt.

4. Ausblick

Die begleitende Projektgruppe befand nach einer Abschlußdiskussion am Ende des Forschungsvorhabens die folgenden F&E Themen für zukünftige Projekte als dringlich:

- Meßtechnische Untersuchung von Parkeffekten bezüglich der Ermüdungslasten einzelner Komponenten in einem typischen Windpark
- Meßtechnische Untersuchung und Modellierung

des Einflusses der Turbulenzintensität und der Windscherung auf unterschiedlich große WEA.

- Vermessung des Windfeldes um große WEA und dessen Einfluß auf die Betriebslasten.
- Im Hinblick auf die Lebensdauer der Anlagen sind insbesondere auch die geschraubten Ringflanschverbindungen von Interesse. Neue Ergebnisse deuten darauf hin, daß deren Ermüdungsbeanspruchung bisher unterschätzt wurde. Weitere Untersuchungen und Messungen in situ sind wünschenswert.

Ausgewählte, in dem Forschungsvorhaben ermittelte Daten und Auswertungen sind zwei Forschungsinstituten für weitere Untersuchungen in Absprachen mit den betroffenen Herstellern zur Verfügung gestellt worden.

Die Universität Essen, Fachbereich Bauwesen-Stahlbau, verwendet ausgewählte Zeitreihen, die im Projekt aufgezeichnet wurden, um realitätsnahe parameterabhängige Turmbeanspruchungskollektive zu erstellen. Dieses Vorhaben wird vom Ministerium für Bauen und Wohnen NRW gefördert.

Das Institut für Stahlbau der Universität Hannover wird ausgewählte Zeitreihen und Beanspruchungskollektive in demnächst anstehenden theoretischen und experimentellen Untersuchungen an Ringflanschelementen verwenden. Dies geschieht im Rahmen eines über den VDMA bei der AVIF beantragten Forschungsvorhabens. Zur Klärung der offenen Fragen bezüglich des Ermüdungsnachweises von Ringflanschverbindungen sind neben Messungen im Labor und an laufenden Anlagen in situ auch rechnerische Untersuchungen mit realistischen Kollektiven aus dem beschriebenen Forschungsvorhaben geplant.

5. Danksagung

Das diesem Artikel zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministers für Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0329647 und von der gemeinnützigen Stiftung Stahlanwendungsforschung im Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft e.V. - Projekt A 89 (S 24/08/95) - gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei dem Autor.

Der Autor möchte sich insbesondere beim VDMA als dem Projektkoordinator, bei den Mitgliedern der begleitenden Projektgruppe für ihre konstruktive Mitarbeit, den beteiligten Herstellern für ihre Unterstützung und den Betreibern der Windenergieanlagen, an denen das DEWI die Messungen durchführen durfte, herzlich bedanken.

6. Literatur

- [1] Seifert, H.; Hinsch, C.; Söker, H.: VDMA – Forschungsprojekt: Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windenergieanlagen; Endbericht zur Veröffentlichung; Deutsches Windenergie – Institut, Wilhelmshaven, (Hrsg.), Juni 1998.
- [2] Richtlinie für die Zertifizierung von Windkraftanlagen: Vorschriften und Richtlinien: IV - Nichtmarine Technik, Teil 1 - Windenergie,; Germanischer Lloyd (Hrsg.), Hamburg, Ausgabe 1993.
- [3] Richtlinie für Windkraftanlagen. Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Deutsches Institut für Bautechnik, (Hrsg.), Schriften des DIBt, Reihe B Heft 8, Fassung Juni 1993, Berlin
- [4] Danish Energy Agency: Loads and Safety of Wind Turbine Construction, Danish Standard DS 472: 1st edition: 1992.
- [5] Seifert, H.; Gonzalez Vives, F. N.; DEWI / MADE Load Measurements in Spain, DEWI Magazin Nr. 15, in dieser Ausgabe.
- [6] Söker, H: Messung typischer „Fußabdrücke“ der Betriebslasten an Windenergieanlagen mittels Lastmonitoring: Ergebnisse aus dem JOULE – Forschungsprojekt: DEWI Magazin Nr. 14, Februar 1999, S. 44 – 50.