

Genauigkeit von Standortlasten basierend auf modellierter Turbulenz – Das deutsche Problem

Dr. Lasse Svenningsen¹, Dr. Carolin Schmitt² und Gudrun Potzka³

- 1) R&D Manager, EMD International A/S, Aalborg, Dänemark
- 2) Senior Manager CFD Lidar, Juwi AG, Wörrstadt, Deutschland
- 3) Support Manager, EMD Deutschland GbR, Kassel, Deutschland

E-mail: ls@emd.dk

Zusammenfassung: Diese Studie untersucht die Genauigkeit der Ermüdungslasten von Windenergieanlagen basierend auf modellierter Umgebungsturbulenz für typische deutsche Standorte. Es wird analysiert, ob die aus gemessener Turbulenz ermittelten Ermüdungslasten durch die modellierte Turbulenz der mikroskaligen Strömungsmodelle WASP Engineering und WASP-CFD reproduziert werden können. Die Strömungsmodelle werden an 23 Standorten mit Messmasten hoher Qualität und Messhöhen von überwiegend ≥ 100 m eingesetzt. An jedem Messmast-Standort werden die Ermüdungslasten für die WEA-Hauptkomponenten ermittelt, einmal basierend auf der gemessenen Umgebungsturbulenz, anschließend unter Verwendung der modellierten. Die Ergebnisse ermöglichen so einen direkten Vergleich der Unterschiede durch die modellierte Turbulenz und zeigen nur geringe Abweichungen zwischen WASP Engineering und WASP-CFD für die 23 Standorte in nicht-komplexem Gelände. In Kombination mit der Annahme $COV=0,2$ führen beide Modelle zu Ermüdungslasten an Turm und Rotor, die im Schnitt nur marginale Abweichungen zu den Ergebnissen aus Windmessungen zeigen (-3% bis +2%, mit einer Standardabweichung von $SD=5-6\%$). Um die Variation zu berücksichtigen, kann (1) ein höherer COV von $COV=0,3$ statt $COV=0,2$ verwendet werden oder (2) $2 \times SD$ (d.h. $\sim 10\%$) als Sicherheitsmarge auf die Lastannahmen aufgeschlagen werden, wenn diese mit den Auslegungslasten verglichen werden.

1. Einleitung

In den traditionellen Windenergie-Ländern wie Deutschland und Dänemark mit Tausenden von installierten Windenergieanlagen (WEA), wird - trotz steigender Tendenz - immer noch häufig auf Standort-Windmessungen im Rahmen der Planung neuer Windparks verzichtet. Stattdessen werden zur Vorhersage des erwarteten Jahresenergieertrags Mesoskalendaten oder Windstatistiken von weiter entfernten Windmessungen in Kombination mit Strömungsmodellen herangezogen und mit Hilfe von Produktionsdaten benachbarter WEA kalibriert. Für nicht-komplexe Standorte ist dies ein bewährter Ansatz, über den ausreichend genaue Vorhersagen für die Finanzierung ableiten können.

Ein weiterer Aspekt bei der Windparkplanung ist jedoch die Standsicherheit der Anlagen, gemäß der entsprechenden Richtlinie IEC 61400-1 [1], bzw. DIBt 2012 [2]. Diese Richtlinien verlangen detaillierte Angaben der Standortbedingungen u.a. zu Turbulenz, Windscherung, Neigung der Anströmung und Luftdichte. Die Turbulenz hat dabei den stärksten Einfluss auf die Ermüdungslasten und ist damit der wichtigste der vorgenannten Parameter, besonders in Windparks mit vielen eng positionierten WEA und erhöhter Turbulenz durch Nachlaufströmung. Ohne eine Windmessung am Standort basiert die Bewertung der Standsicherheit lediglich auf modellierten Werten der Umgebungsturbulenz. Diese Studie untersucht die Genauigkeit der Ermüdungslasten, die auf Basis von modellierten Turbulenzdaten für typische deutsche Standorte ermittelt werden.

2. Ansatz

Mehrere vorherige Studien zur Turbulenzmodellierung in Deutschland betrachten die Genauigkeit verschiedener Details der konkreten modellierten Turbulenzwerte im Vergleich zu gemessenen, z.B. [3]. Der Fokus liegt dabei häufig auf der Genauigkeit der der Variation der Turbulenz mit der Höhe oder der Windgeschwindigkeit oder der Richtungsverteilung. Diese Analysen sind sehr wichtig und interessant zur Bewertung und Weiterentwicklung der Strömungsmodelle. Aufgrund des nicht-linearen, hochkomplexen Zusammenhangs zwischen Turbulenzwerten und Ermüdungslasten ist es allerdings sehr schwer aus diesen Analysen die auf die Genauigkeit der resultierenden Ermüdungslasten basierend auf der modellierten Turbulenz zu schließen.

Diese Studie betrachtet daher direkt die Genauigkeit der aus den modellierten Turbulenzwerten ermittelten Ermüdungslasten. Speziell in Nord-Europa, wo Extremlasten selten ein Problem darstellen, sind die Ermüdungslasten der WEA-Hauptkomponenten die entscheidenden Werte zur Bestimmung der Standsicherheit.

Die Studie basiert auf Windmessungen von 23 hochqualitativen Messmasten in Deutschland und benachbarten Ländern. Für jede Mastposition werden zunächst unter Verwendung der gemessenen Standortdaten (A) die „wahren“ Ermüdungslasten gemäß IEC 61400-1 [1] bestimmt. Im zweiten Schritt wird die die gemessene Umgebungsturbulenz ersetzt durch die modellierte Turbulenz eines mikroskaligen Strömungsmodells (Abschnitt 3). Alle anderen Standortparameter bleiben unverändert. Erneut werden die Ermüdungslasten ermittelt, aber nun mit den „neuen“ Standortparametern (B). Die Abweichungen der resultierenden Ermüdungslasten aus modellierter Turbulenz (B) im Vergleich zur gemessenen (A) können so für alle Mastpositionen bestimmt werden.

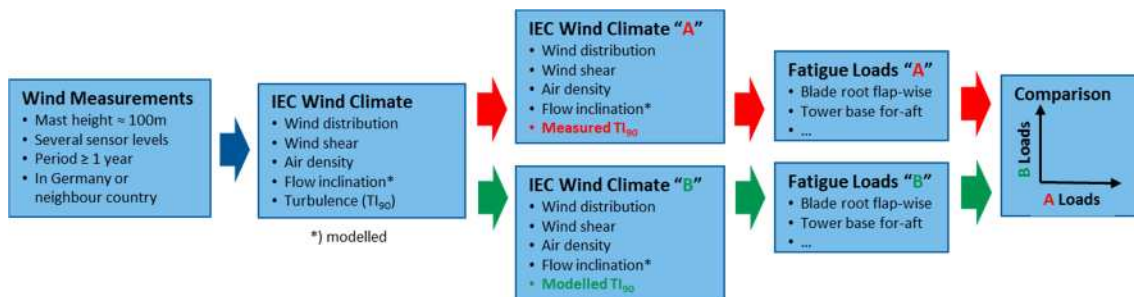


Abbildung 1 Work-flow der Studie

3. Turbulenzmodelle und Annahmen

Die modellierte Turbulenz wird hier über zwei verschiedene, übliche Modelle ermittelt: „WASP Engineering“ („WEng“) und „WASP-CFD“. Beide Modelle wurden von der Technischen Universität Dänemark (DTU) entwickelt und sind mit windPRO verknüpft. WEng ist ein schnelles, PC-basiertes, lineares Strömungsmodell, wohingegen WASP-CFD eine nicht-lineare, Cluster-basierte Strömungsmodellierung bietet. Das CFD-Modell in WASP-CFD ist Ellipsys3d [4] von DTU, das auf dem EMD Cerebrum-Cluster läuft. Beide Modelle ermitteln nur den mechanischen Anteil der Umgebungsturbulenz aufgrund von Geländemodellen ohne Berücksichtigung der thermischen und dynamischen Effekte. Da die IEC-Richtlinie [1] das 90%-Fraktile der Umgebungsturbulenz (TI_{90}) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit verlangt, können die modellierten Werte nicht direkt verwendet werden. Die Berechnung von TI_{90} benötigt die mittlere Turbulenz (TI_{μ}) und die Standardabweichung (TI_{σ}) der Turbulenz wie folgt:

$$TI_{90} = TI_{\mu} + 1,28 \cdot TI_{\sigma}$$

Damit die benötigte TI_{90} aus der modellierten Turbulenz ermittelt werden kann, muss eine weitere Annahme getroffen werden, um die Standardabweichung abzuschätzen. In aktuell verfügbarer Software werden im Wesentlichen zwei Annahmen zum Ansatz gebracht, die im Folgenden als „COV=0,2“ und „WAT/NTM¹“ bezeichnet werden. Die Annahme COV=0,2 wurde traditionell in Deutschland angewandt und erstmals in windPRO SITE COMPLIANCE in

¹ In windPRO heißt dieser Ansatz „Traditionell Risø-DTU“

einer Software implementiert. Diese Annahme berücksichtigt keine thermischen Anteile der Turbulenz, sondern nimmt einen festen Koeffizient für die Variation (coefficient of variation, COV) von 0,2 an.

$$TI_{\mu} = TI_{model} \quad \text{und} \quad TI_{\sigma} = 0,2 \cdot TI_{model} \quad (\text{"COV=0,2"})$$

Die Annahme WAT/DTU wird im Software-Tool WAT von DTU verwendet und soll über eine starke Windgeschwindigkeitsabhängigkeit der mittleren Turbulenz sowohl die fehlende Standardabweichung als auch die thermischen Effekte ersetzen. Die verwendeten Gleichungen und Werte basieren auf dem Normalen Turbulenz-Modell (NTM) der IEC.

$$TI_{\mu} = \frac{5+u}{u} TI_{model} \quad \text{und} \quad TI_{\sigma} = \frac{1,92}{u} \cdot TI_{model} \quad (\text{"WAT/NTM"})$$

Bei Verwendung von WEng kann in windPRO zwischen diesen beiden Annahmen gewählt werden, für WAsP-CFD ist nur COV=0,2 verfügbar. Diese Studie untersucht daher die drei derzeit verfügbaren Kombinationen:

- 1) WEng + "COV=0,2" 2) WEng + "WAT/DTU" 3) WAsP-CFD + "COV=0,2"

Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Annahmen für TI_{90} basierend auf einer mittleren Turbulenz von $TI_{model}=0,12$. Hier ist deutlich erkennbar, wie die Turbulenz bei der Annahme WAT/NTM im unteren Windgeschwindigkeitsbereich auf bis über 30% ansteigt, im Gegensatz zum gleichförmigen Verhalten von COV=0,2. Bei 25 m/s treffen sich die Werte, bei höheren Windgeschwindigkeiten unterschreitet WAT/NTM die Werte mit Annahme COV=0,2.

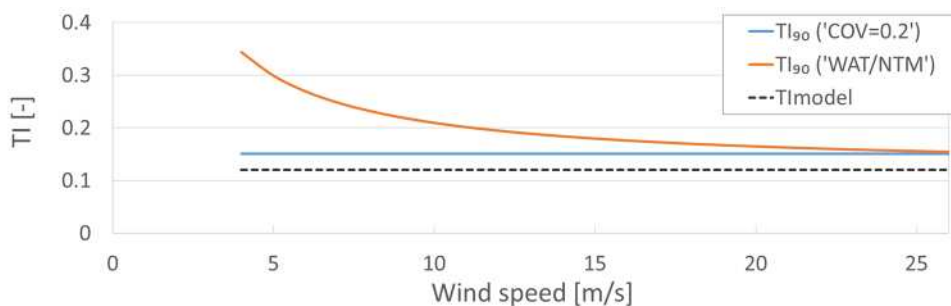


Abbildung 2: Illustration der TI_{90} mit "COV=0,2" und „WAT/NTM“, $TI_{model}=0,12$

4. Winddaten

Die in dieser Studie verwendeten Winddaten stammen von 23 hochqualitativen Windmessmasten, die als Planungsgrundlage für Windenergieprojekte installiert wurden. Alle verwendeten Anemometer der Messmasten befinden sich auf etwa 100 m Höhe (durchschnittlich 104 m ü. Gr.), entweder als Top-Anemometer oder mit zwei Anemometern, um Mast-Schatten zu vermeiden. Der Großteil der Messmasten befindet sich in Deutschland, weitere Messungen wurden in angrenzenden Ländern mit vergleichbaren klimatischen und Geländebedingungen durchgeführt. Es werden sowohl Küsten- als auch Binnenlandstandorte betrachtet, in offenem Gelände wie auch in Wäldern.

Für jeden Mast werden die klimatischen Daten gemäß IEC 61400-1 [1] vereinfacht aufgenommen, d.h. aus den Messungen wurden folgende Parameter ermittelt: Windgeschwindigkeitsverteilung (Weibull), 90%-Fraktile der Umgebungsturbulenz (TI_{90}) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, Windgradient, mittlere Luftdichte und maximale Neigung der Anströmung. Da die Neigung der Anströmung an keinem der Masten gemessen wird, entstammt diese den WAsP-CFD-Ergebnissen, ist aber in Anbetracht des überwiegend einfachen Geländes und der großen Messhöhen überall nahezu Null.

Am Top-Anemometer wird TI_{90} als Effektive Turbulenz für jede Windgeschwindigkeitsklasse ermittelt gemäß IEC 61400-1 Ed. 3 [1]. Die Richtungsverteilung wird dabei über alle 12 Sektoren unter Berücksichtigung des Wöhler-Exponenten zusammengefasst. Abbildung 3 zeigt die Effektive TI_{90} der 23 Masten (grau) und ihren Mittelwert (schwarz).

Dabei ist erkennbar, dass der Verlauf der meisten Kurven sowie der Mittelwert-Kurve ab Windgeschwindigkeiten von 7-8 m/s konstant bleibt und stark dem Verlauf von $COV=0,2$ aus Abbildung 2 ähnelt.

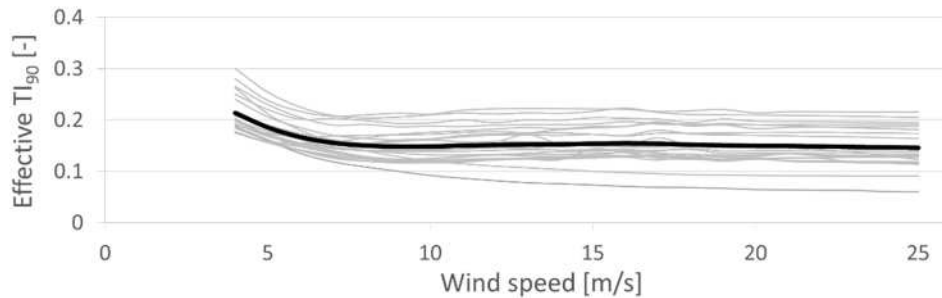


Abbildung 3: Effektive Turbulenz TI_{90} der 23 Masten (grau) und ihr Mittelwert (schwarz)

5. Ermittlung der Ermüdungslasten

Die Ermittlung der Ermüdungslasten basiert auf Auslegungslastfall „Normaler Produktionsbetrieb“ (DLC 1.2) der IEC 61400-1 [1]. Für die aero-elastischen Simulationen werden die NREL-Tools „FAST“ [5] und „Turbsim“ [6] in Kombination mit dem „NREL 5MW“ WEA-Referenzmodell [7] verwendet. Da nur relative Werte der Ergebnisse betrachtet werden, entweder im Vergleich zur Auslegungsklasse oder zu den tatsächlichen Messwerten, hängen sie nur marginal vom WEA-Modell ab.

Die standortspezifischen Ermüdungslasten werden aus vorgefertigten aero-elastischen Simulationen mit Hilfe der Response-Surface-Methode durchgeführt, wie beschrieben in [8] und implementiert im LOAD RESPONSE-Modul in windPRO. In [8] ist aufgeführt, wie genau und effizient die Response-Surface-Methode zur Ermittlung von standortspezifischen Ermüdungslasten geeignet ist, mit erwarteten Fehlerraten für die Hauptkomponenten von $<1\%$.

Abbildung 3 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Ermüdungslasten einer Windenergieanlage mit Variation in Turbulenz und Windgeschwindigkeiten für Blattwurzel (links) und Turmfuß. Diese Studie konzentriert sich auf diese beiden Hauptkomponenten, da sie stark abhängig von der Turbulenz sind.

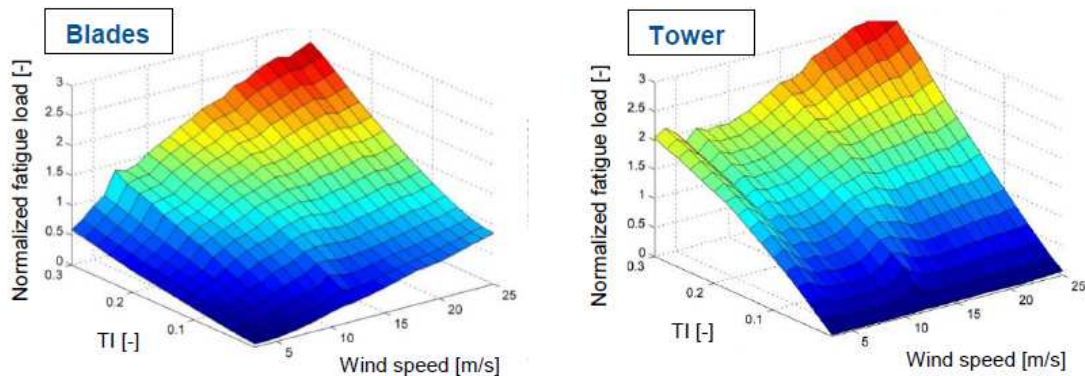


Abbildung 3: Ermüdungslasten an Blattwurzel (blade root flap-wise bending) und Turmfuß (tower bottom for-aft bending) als Funktion von Turbulenz und mittlerer Windgeschwindigkeit

Zu beachten ist hier, dass während beide Komponenten bei zunehmender Turbulenz stärkere Ermüdung erfahren, die Turmfußlasten sehr viel sensibler auf die höhere Turbulenz im niedrigen Windgeschwindigkeitsbereich reagieren als die an der Blattwurzel.

6. Ergebnisse

Abbildung 4 zeigt die resultierenden Ermüdungslasten an den 23 Mast-Positionen. Vergleichend werden dabei die Ergebnisse der auf der gemessenen Turbulenz TI_{90} als 100%-Werte betrachtet und als schwarze Gerade auf der Horizontalachse dargestellt. Die Resultate der drei anderen Methoden zur Turbulenzermittlung werden darauf normalisiert.

Die WEng+'WAT/NTM' zeigt dabei durchgehend sehr hohe Ermüdungslasten, besonders für die Turmfußlasten, die an fast allen Masten um mehr als 40% überschätzt werden. Die Überschätzung an der Blattwurzel ist weniger stark, liegt jedoch noch bei etwa 20% an den meisten Mastpositionen. Die Ermüdungslasten aus den Methoden WASP-CFD+'COV=0,2' und WEng+'COV=0,2' bewegen sich im Bereich von $\pm 10\%$ der Ergebnisse aus der gemessenen Turbulenz an allen Mast-Positionen.

Alle untersuchten Standorte befinden sich in nicht-komplexem Gelände, wie es für weite Teile Nord- und Mitteldeutschlands typisch ist, und erwartungsgemäß zeigen das lineare WEng-Modell und das nicht-lineare WASP-CFD-Modell konsistente Ergebnisse. Für (teil-)komplexe Standorte würden sich die Ergebnisse jedoch starker unterscheiden, da die nicht-linearen Effekte deutlich stärker wären und durch das WASP-CFD-Modell besser nachgebildet würden.

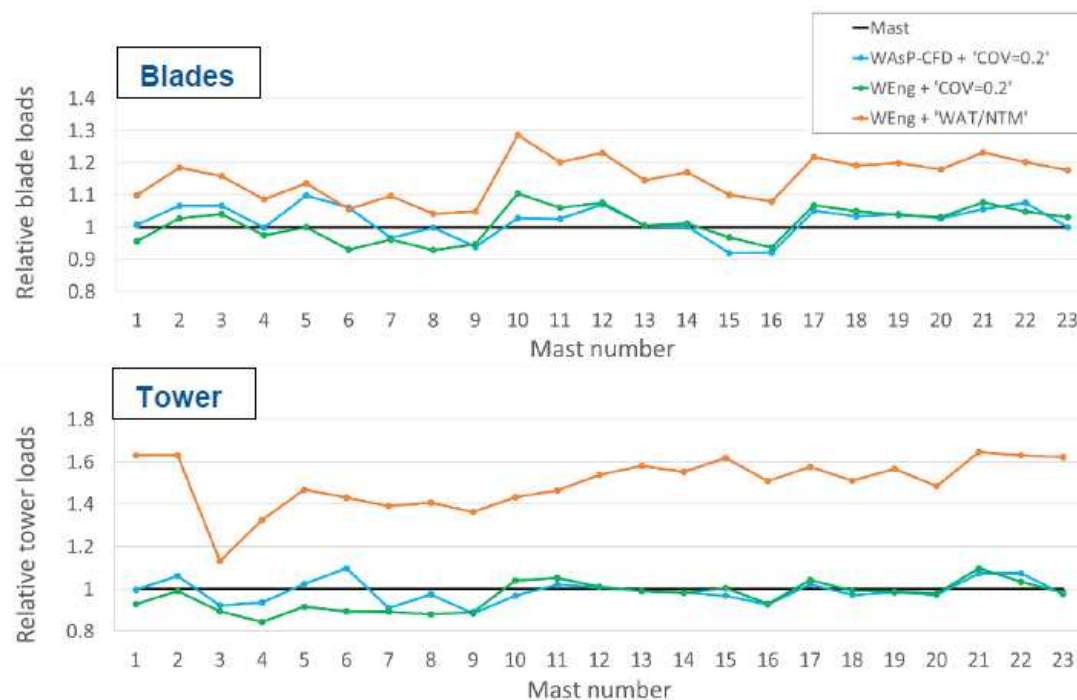


Abbildung 4: Ergebnisse an den Mast-Positionen für jede der drei Modelleinstellungen. Die Ergebnisse sind normalisiert auf die „wahren“ Werte der gemessenen Turbulenz. Oben die Lasten an der Blattwurzel (Blade root flap-wise bending), unten am Turmfuß (tower fo-aft bending). Beachtenswert sind die sehr hohen Werte für WEng+WAT/NTM, besonders für die Lasten am Turmfuß.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Studie zusammen wie in Abbildung 4 dargestellt. Die Resultate sind zusammengefasst als mittlere Abweichung (Mean bias) und Standardabweichung der Abweichung (SD bias) für jede Turbulenzermittlungsmethode.

Tabelle 1: Übersicht der Ergebnisse an allen 23 Messmast-Positionen für die drei analysierten Methoden der Turbulenzmodellierung

	WAsP-CFD + 'COV=0.2'		WEng + 'COV=0.2'		WEng + 'WAT/NTM'	
	Mean bias	SD bias	Mean bias	SD bias	Mean bias	SD bias
Blade	2%	5%	-1%	5%	15%	6%
Tower	-1%	5%	-3%	6%	50%	12%

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass die Lasten an Blattwurzel und Turmfuß über die Anwendung von COV=0,2 mit vernachlässigbarer Abweichung vorhergesagt werden, unabhängig davon, ob das Strömungsmodell WEng oder WAsP-CFD verwendet wird. Die Standardabweichung der Abweichungen von 5-6% weist auf die Konsistenz der Ergebnisse und einen eingeschränkten Anstieg der Unsicherheit hin. Die WAT/NTM-Methode führt hingegen zu signifikanten Abweichungen von +15% der Blattwurzellasten und +50% der Turmfußlasten. Die erstaunlich hohe Überschätzung der Turmfußlasten kann durch die Abbildungen 2, 3 und 4 erklärt werden. Abbildungen 2 und 3 zeigen die starke Überschätzung der Turbulenz durch WAT/NTM bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. In Abbildung 4 ist erkennbar, dass die Turmfußlasten besonders stark auf höhere Turbulenz bei niedrigen Windgeschwindigkeiten reagieren.

Die Ergebnisse der Studie lassen darauf schließen, dass die Annahmen der WAT/NTM-Methode ohne Standortmessdaten zu extrem konservativen Einschätzungen der Standortsicherheit führen, insbesondere zu einer starken Überschätzung der Turmfußlasten. Die Anwendung von COV=0,2 in Kombination mit WEng oder WAsP-CFD resultiert dagegen im Mittel in vergleichbaren Ergebnissen der Ermüdungslasten wie bei Verwendung von gemessenen Daten. Die Standardabweichung von 5-6%, die auf die Unsicherheit hinweist, zeigt allerdings, dass für etwa die Hälfte der Standorte eine leichte Unterschätzung der Lasten auftritt. Um eine Unterschätzung aufgrund der erhöhten Unsicherheit zu vermeiden, gibt es zwei Möglichkeiten:

- 1) Erhöhung der COV-Annahme auf 0,3, um die Abweichungen bewusst zu konservativeren Ergebnissen zu verschieben. Die Abweichungen liegen bei Annahme von COV=0,3 im schlechtesten Fall innerhalb -3%.
- 2) Kompensation der erhöhten Unsicherheit durch Aufschlag einer Sicherheitsmarge von 2x Standardabweichung (d.h. ~10%) auf die Standortlasten, wenn diese mit den Auslegungslasten verglichen werden.

Referenzen

- [1] IEC 61400-1 ed. 3, 2005, International Electrotechnical Commission, Wind turbines, Part 1: Design requirements, Edition 3 (2005) incl. Amendment 1 (2010).
- [2] DIBt, 2012, Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8.
- [3] D. Hilbert, C. Schmitt, M. Weimbs, 2015, Turbulence assessments in the absence of measurements – an evaluation study, DEWEK 2015, 12th German Wind Energy Conference. Book of Abstracts.
- [4] N.N. Sørensen, 1995, General purpose flow solver applied to flow over hill. Risø-R-827(EN). Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 154 pp.
- [5] NWTC Computer-Aided Engineering Tools (FAST by Jason Jonkman). <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>.
- [6] NWTC Computer-Aided Engineering Tools (TurbSim by Neil Kelley, Bonnie Jonkman). <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors/turbsim/>.
- [7] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, G. Scott, 2009, Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-500e38060.
- [8] H.S. Toft, L. Svenningsen, W. Moser, J.D. Sørensen, M.L. Thøgersen, 2016, Assessment of wind turbine structural integrity using response surface methodology, Eng. Struct. 106 471e483, <http://dx.doi.org/10.1016/>