

Lebensdaueranalyse komplexer Tragstrukturen unter Seegangbeanspruchung

Univ. Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann; Dipl.-Ing. Cord Böker; Dipl.-Ing. Fabian Wilke
Institut für Stahlbau, Universität Hannover, Appelstraße 9A; 30167 Hannover

Kurzzusammenfassung

In diesem Beitrag werden aktuelle Ergebnisse von Untersuchungen zur Lebensdauerberechnung wellenbelasteter Tragstrukturen vorgestellt. Nach der Darstellung der verwendeten Methoden zur Strukturberechnung im Zeitbereich erfolgt ein Vergleich von Simulationsergebnissen mit vorhandenen Messdaten einer Forschungsplattform in der Deutschen Bucht. Am Beispiel einer für die geplanten Offshore-Windparks in größeren Wassertiefen typischen aufgelösten Tragstruktur wird über die Anforderungen an Lebensdaueranalysen mit lokalen Konzepten berichtet.

Summary

This paper deals with current results of support structures under wave loading. The applied time history-based simulation techniques are described. A comparison between simulation results are compared to data measured at a research platform in the German Bight. The special requirements for the fatigue assessment with local concepts are shown using an exemplary support structure for offshore wind energy converters.

1 Einleitung

Mit insgesamt 34000 MW installierter Leistung in Europa zum Ende des Jahres 2004 hat sich die Windenergie nicht nur in Deutschland zu einem bedeutenden Wirtschaftszweig entwickelt. Wie bereits in [1] dargestellt wächst der jährliche Leistungszubau im nationalen Onshore-Markt seit 2003 erwartungsgemäß langsamer. Damit geht eine zunehmende Bedeutung der zukünftigen Offshore-Windparks einher, wenngleich zu erwarten ist, daß der Offshore-Markt erst Ende des Jahrzehnts deutlich zum Wachstum der Branche beitragen wird. Aufgrund der hohen dynamischen Beanspruchungen aus der kombinierten Belastung durch Anlagenbetrieb, Wind und Wellen ist die Lebensdaueranalyse häufig das maßgebende Element beim Design der Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen (Offshore-WEA). Die Standorte der geplanten Windparks in der 12-Seemeilen-Zone und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands weisen Wassertiefen um 30 bis 40 m auf. Auch wenn bei den neuen Anlagen der 5MW-Klasse die Lasten aus Wind und Anlagenbetrieb stark zunehmen, trägt der unregelmäßige Seegang bei den vorliegenden

großen Wassertiefen maßgeblich zur Schädigung der Stahlkonstruktionen bei. Für eine sichere Strukturauslegung sind deshalb validierte Bemessungsmethoden für den Nachweis gegen Ermüdung von besonderer Bedeutung.

2 Simulation im Zeitbereich am Beispiel der Messplattform FINO1

In [1] werden neben der Simulation im Zeitbereich auch deterministische Konzepte sowie Methoden im Frequenzbereich zur Berechnung von Strukturen unter unregelmäßiger Seegangsbeanspruchung vorgestellt. Diese sind geeignet, den Berechnungsaufwand signifikant zu verringern. Sie sind im Bereich des Öl- und Gasplattformbaus Stand der Technik. Bei der Anwendung auf Offshore-Windenergieanlagen führen jedoch Nichtlinearitäten im Materialverhalten (z.B. Wechselwirkung von Gründung und Baugrund) und in der Beanspruchung (Wellenlasten im Flachwasserbereich), insbesondere jedoch das instationäre Verhalten in der Anlagensteuerung dazu, daß bislang zur Simulation im Zeitbereich keine Alternative existiert. Aus diesem Grund wird diese Methode im Folgenden verwendet, um die Ermüdungsberechnungen durchzuführen. Dabei werden die Lasten aus Wind und Anlagenbetrieb bewusst nicht berücksichtigt. Der Fokus liegt auf der Ermittlung der Ermüdungsbeanspruchung infolge Seegangslasten.

2.1 Messplattform FINO1

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Validierung bautechnischer Bemessungsmethoden für Offshore-Windenergieanlagen anhand der Messdaten der Messplattformen FINO 1 und FINO 2“, Kurztitel GIGAWIND^{plus}, stehen am Institut für Stahlbau Messwerte der im Jahr 2003 ca. 45km nördlich von Borkum errichteten Forschungsplattform FINO 1 zur Verfügung (Genaue Koordinaten des Standortes: 54°0,86' N, 006° 35,26' E). Die FINO-Plattform besteht aus einer Jacket-Konstruktion mit aufgesetztem Messmast, die Wassertiefe am Standort beträgt 28m bezogen auf Seekartennull (SKN). Neben einem umfangreichen Messprogramm zu unterschiedlichen Aspekten der Offshore-Windenergienutzung (vgl. [2]) werden an der Plattform an insgesamt elf Schnitten mittels Dehnungsmessstreifen Beanspruchungsdaten gesammelt. Diese werden im Folgenden verwendet, um Berechnungsergebnisse der Zeitbereichsmethode exemplarisch mit Messdaten zu vergleichen. Dazu wird die in [1] beschriebene Berechnungsumgebung *HanOff* sowohl zur Generierung der entsprechenden Zeitreihen der Seegangsbeanspruchung als auch für die Auswertung der Ergebnisse der strukturdynamischen Berechnung verwendet.

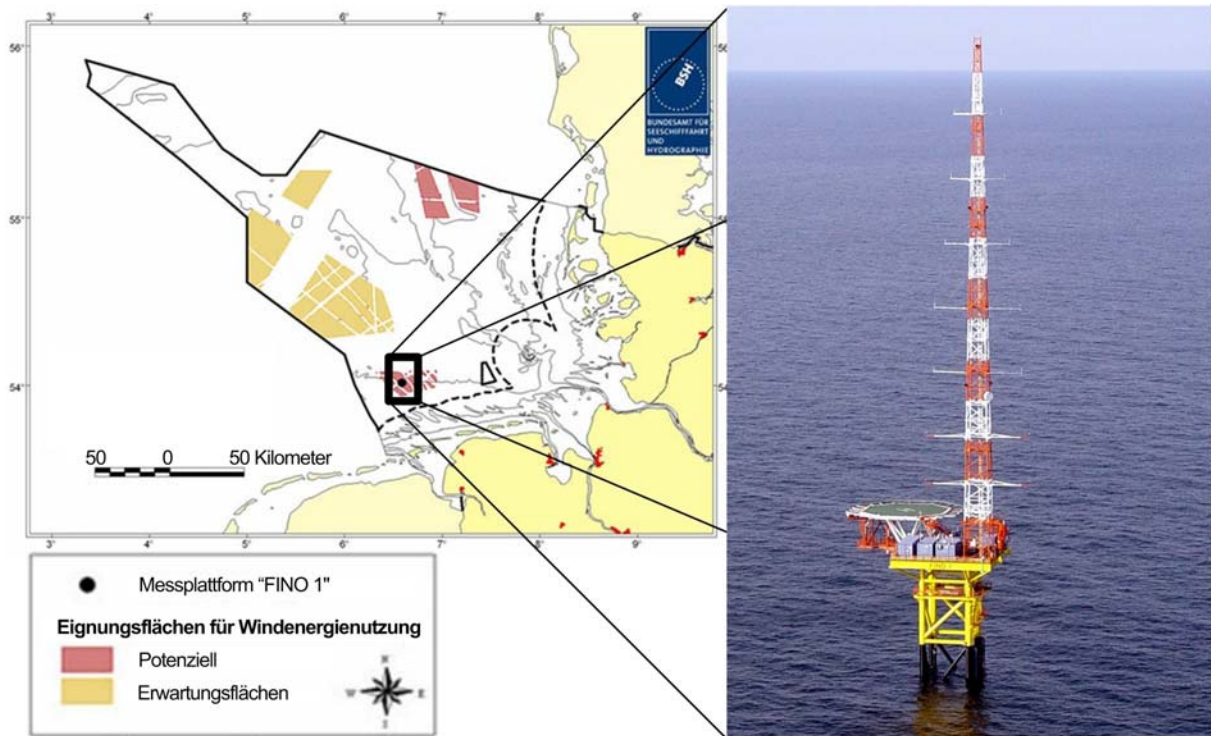


Bild 1: Ansicht und Standort der FINO-Plattform (Quelle: www.fino-offshore.de, [2])

Figure 1: View and location of the FINO-platform (Source: www.fino-offshore.de, [2])

2.2 Kurzzeitseegangszustände

Für die Simulation unregelmäßiger Seegangslasten im Zeitbereich wird angenommen, daß der Seegang innerhalb eines Zeitraums von einigen Stunden stationär ist [3]. Die Eigenschaften dieses so genannten Kurzzeitseegangszustandes werden dann über die in [1] bereits vorgestellten Seegangs- oder Wellenenergiespektren $S_{\zeta\zeta}(\omega)$ beschrieben. Der Kurzzeitseegangszustand kann dann mit Hilfe des Superpositionsmodells des Seegangs im Zeitbereich simuliert werden, vgl. [4], [5]. Die Wellenlasten infolge unregelmäßigen Seegangs werden mit Hilfe der Morison-Formel in Abhängigkeit der Wasserpartikelkinematik nach linearer Wellentheorie berechnet (vgl. [1]). Dabei kann auch für die Geschwindigkeiten und Beschleunigungen der Wasserpartikel das Superpositionsprinzip angewendet werden, da diese linear von der Wasserspiegelauslenkung abhängig sind. Bei diesem Verfahren wirken gemäß der Definition der linearen Wellentheorie die Wellenlasten nur bis zu der Höhe der höchsten Partialwelle auf die Struktur. Um auch Wellenlasten bis zur jeweils aktuellen Wasserspiegelauslenkung aufzubringen, kann z.B. das so genannte Wheeler-Stretching verwendet werden, siehe [6].

In Bild 2 sind am Standort der FINO-Plattform gemessene Spektren den analytischen Formulierungen gegenübergestellt.

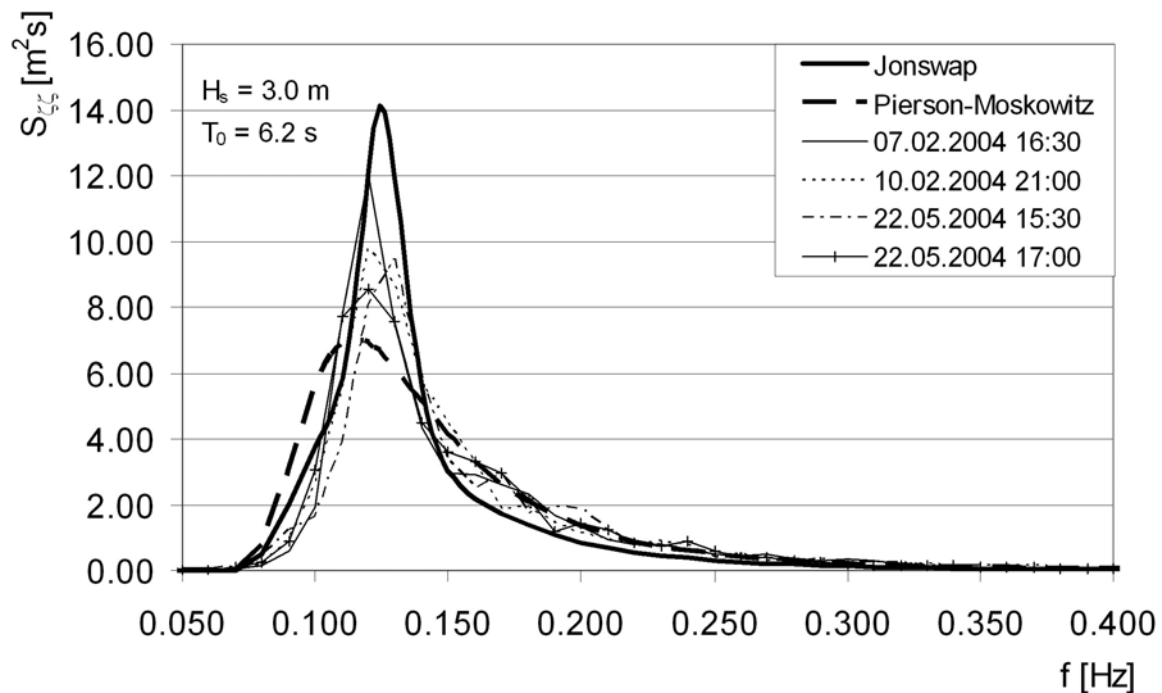


Bild 2: Vergleich von gemessenen Seegangsspektren mit analytischen Ergebnissen mit Pierson-Moskowitz- bzw. Jonswap-Spektrum.

Figure 2: Measured spectra of water surface elevation compared to analytical results using Pierson-Moskowitz- or Jonswap-spectrum, respectively.

Die Messungen wurden zu Zeitpunkten aufgezeichnet, die ähnliche charakteristische Eigenschaften von etwa $H_s = 3,0$ m und $T_0 = 6,2$ s aufweisen, die analytischen Formeln wurden mit diesen Werten berechnet. Die gemessenen Spektren werden insgesamt gut von den analytischen Formulierungen angenähert. Es fällt auf, daß das Jonswap-Spektrum vor allem den schmalen Bereich großer Wellenenergie gut abbildet, während das Pierson-Moskowitz-Spektrum insbesondere im rechten Teil des Spektrums den gemessenen Verlauf gut wiedergibt. Die realen Eigenschaften des Seegangs werden somit befriedigend wiedergegeben. Der Einfluss des Energiegehalts der Spektren im höherfrequenten Bereich auf die Ermüdungsbeanspruchungen ist Gegenstand aktueller Untersuchungen im Rahmen des Verbundforschungsprojektes GIGAWIND^{plus}.

2.3 Langzeitstatistik

Für die Ermittlung der Lebensdauer werden die Häufigkeiten einzelner Kurzzeit-Seegangszustände während der Lebensdauer des Bauwerkes benötigt. Eine solche

Langzeitstatistik wird zweckmäßig in der Form eines Wellenverteilungsdiagrammes dargestellt, siehe [1]. Um ein aussagefähiges Wellenverteilungsdiagramm zu erzeugen, werden Daten benötigt, die auf einer möglichst großen Datenbasis beruhen. Für den jeweils betrachteten Standort liegen diese nur in Ausnahmefällen in Form von Messungen an dem jeweiligen Standort vor. In solchen Fällen kann auf großräumige Simulationsmodelle zurückgegriffen werden. In Bild 3 sind für den Standort der FINO-Plattform zwei Wellenverteilungsdiagramme gegenübergestellt. Bild 3 rechts zeigt das Ergebnis einer Simulation über einen Zeitraum von 12 Jahren, die vom Institut für Strömungsmechanik im Rahmen des Forschungsprojektes GIGAWIND durchgeführt wurde [7]. Das Diagramm links basiert auf Messungen im Zeitraum von August 2003 bis Januar 2005. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden beide Diagramme auf 1000 Seegangszustände normiert. Der Vergleich macht den Einfluss der Länge des zugrunde liegenden Untersuchungszeitraumes deutlich: das aus den Simulationsergebnissen erzeugte Diagramm beinhaltet mehr lange, große Wellen und ergibt insgesamt einen glatteren Verlauf. In der Simulation ergeben sich zudem auffällig viele lange, kleine Wellen, die in den Messergebnissen nicht zu finden sind. Insgesamt stimmen jedoch beide Diagramme gut überein. Der Bereich der kleinen Wellen mit großen Perioden, der in der Simulation zu erkennen ist, hat nur einen vernachlässigbaren Anteil an der Gesamtschädigung, wie Berechnungen am Institut für Stahlbau gezeigt haben.

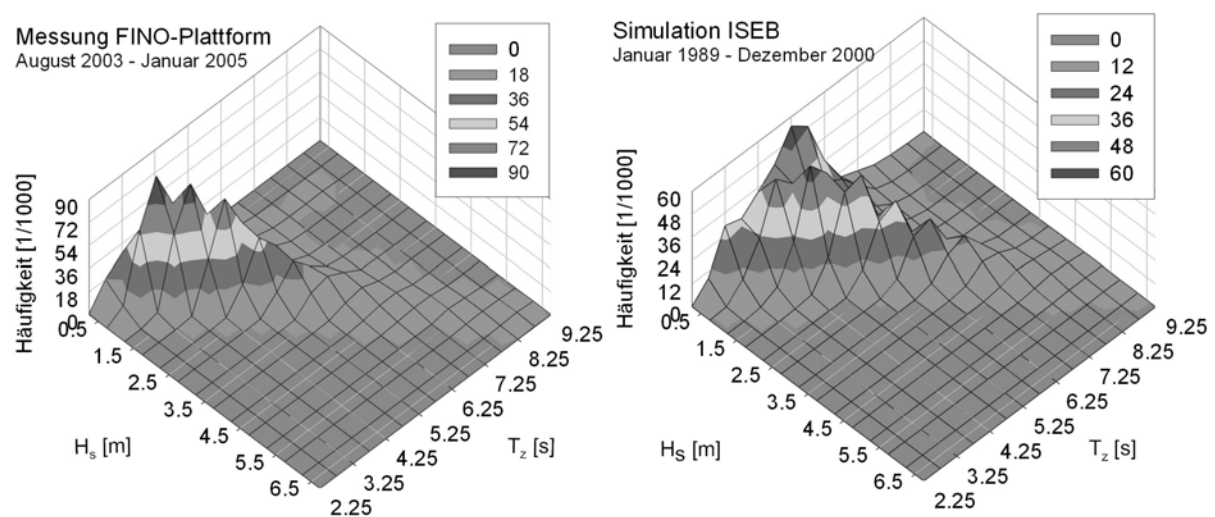


Bild 3: Wellenverteilungsdiagramme, Vergleich von Messungen an der FINO-Plattform (links) und einer großräumigen Simulation über einen Zeitraum von 12 Jahren (rechts) für den gleichen Standort

Figure 3: Wave scatter diagrams, comparison of measurements taken at the FINO-platform (left) and the results of a large-scale simulation over a 12-year-period (right) for the same site

2.4 Vergleich von Messung und Simulation

Für Berechnungen im Zeitbereich ist es aus Gründen der Rechenzeitoptimierung wichtig, Modelle mit möglichst wenigen Freiheitsgraden zu verwenden. Dennoch muss das dynamische Verhalten der Tragstruktur korrekt wiedergegeben werden, um dynamisch bedingte Anteile der Strukturantwort erfassen zu können. Daher wurden bei dem hier verwendeten FE-Modell der Messmast und das Plattformdeck durch Einzelmassen und entsprechende Trägheiten idealisiert.

Bild 4 zeigt die Summenkollektive der Normalkräfte für das ebenfalls in Bild 4 gekennzeichnete Detail, wie sie sich aus einer Rainflow-Auszählung der Zeitreihen der gemessenen und simulierten Strukturantwort ergeben. Dafür wurden Zeitbereiche mit ähnlichen Seegangparametern H_s , T_z und Wellenrichtung ausgewählt. Tabelle 1 zeigt die Zusammenstellung der zum Vergleich herangezogenen Zeiträume mit den jeweiligen Umgebungsbedingungen.

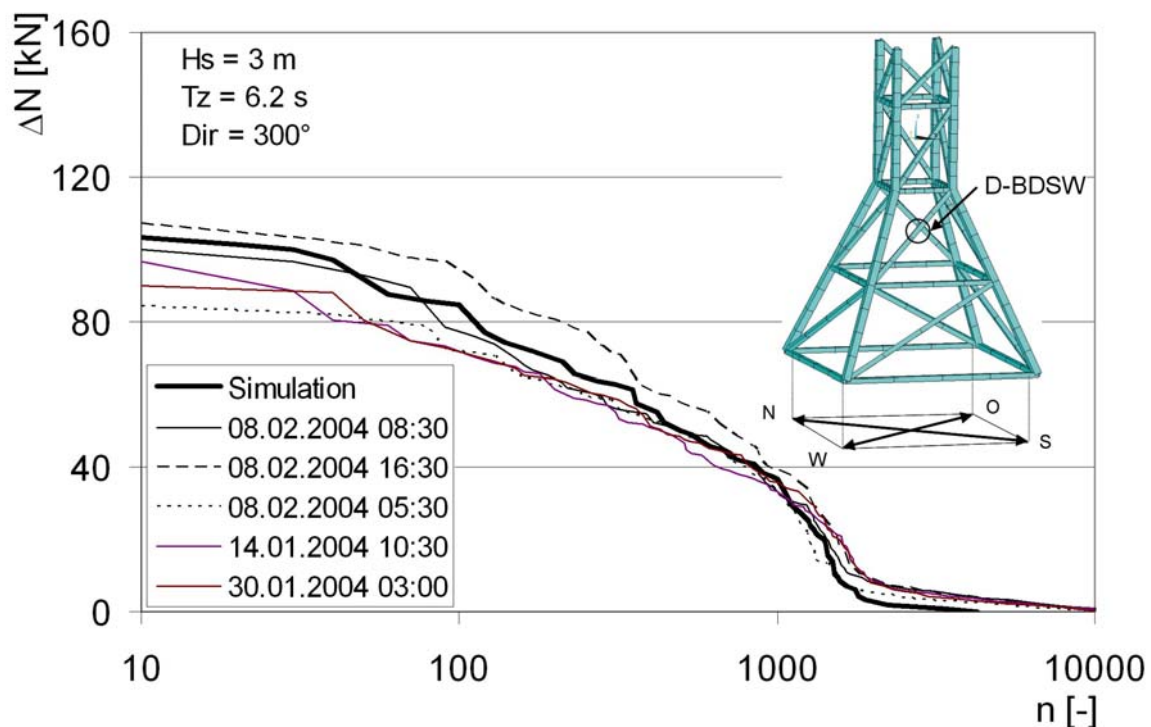


Bild 4: Vergleich der Normalkraftkollektive am Detail D-BDSW für vergleichbare Seegangzustände.

Figure 4: Comparison of load spectra of the axial forces at the detail D-BDSW for similar environmental conditions

Die Simulation wurde mit einer Simulationsdauer von 600 s durchgeführt. In der Morison-Formel wurden für die Vergleichsrechnung der Widerstandskoeffizient zu $C_D = 0,7$ und der Trägheitskoeffizient zu $C_M = 2,0$ angenommen. Die Häufigkeiten der Schwingspiele wurden

dabei aus der Dauer der jeweiligen Messung bzw. Simulation auf einen Zeitraum von 3 Stunden bezogen. Die Kollektive der Messungen weisen erwartungsgemäß eine gewisse Streuung auf. Das Kollektiv der Simulation liegt gut im Bereich der Messergebnisse.

Tabelle 1: Zusammenstellung der untersuchten Zeiträume mit charakteristischen Seegangparametern sowie schädigungsäquivalenten Normalkräften am Detail D-BDSW bezogen auf $n_{\text{äqv}}=10^9$ Schwingspiele.

Table 1: Characteristic parameters of sea states examined and damage equivalent axial loads at detail D-BDSW, related to a number of occurrence of $n_{\text{DEL}}=10^9$

Datum und Uhrzeit	H_s [m]	T_z [s]	mittl. Richtung [°]	$\Delta N_{\text{äqv}}$ [kN]	Abweichung vom Mittelwert [%]
08.02.2004 08:30	2.91	6.4	294	29.2	+0.76%
08.02.2004 16:30	3.01	6.0	295	33.7	+16.29%
08.02.2004 05:30	3.02	6.4	300	27.2	-6.14%
14.01.2004 10:30	3.05	6.3	290	27.1	-6.49%
30.01.2004 03:00	2.85	6.1	310	27.7	-4.42%
Mittelwerte	2.97	6.2	298	29.0	---
Simulation	3.0	6.2	300	30.1	+3.86%

In Tabelle 1 sind die schädigungsäquivalenten Normalkräfte, bezogen auf $n_{\text{äqv}}=10^9$ Lastspiele bei einer mittleren Wöhlerliniensteigung von $m=4$, zusammengestellt. Die geringe Abweichung des $\Delta N_{\text{äqv,Simulation}}$ gegenüber dem Mittelwert der Messergebnisse bestätigt die gute Übereinstimmung von Messung und Simulation.

Ausführliche Erläuterungen zu den hier verwendeten Berechnungsmethoden sowie der oben erwähnten Berechnungsumgebung *HanOff* finden sich in [8].

3 Schädigungsberechnung von Knotendetails

Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Methoden werden verwendet, um für eine typische Tragstruktur für Offshore-WEA beispielhaft eine Schädigungsberechnung durchzuführen. Insbesondere bei den hier behandelten aufgelösten Offshore-Tragstrukturen mit geschweißten Stahlhohlprofilen sind dabei örtliche Konzepte zu verwenden, vgl. [9].

3.1 Beispielstruktur

Als typische Tragstruktur von Offshore-WEA für eine beispielhafte Schädigungsberechnung für den in Kapitel 2.3 beschriebenen Standort wurde der so genannte Tripod (siehe dazu auch

[1]) verwendet. Die Struktur sowie die wichtigsten Abmessungen und Kenndaten sind in Bild 5 dargestellt.

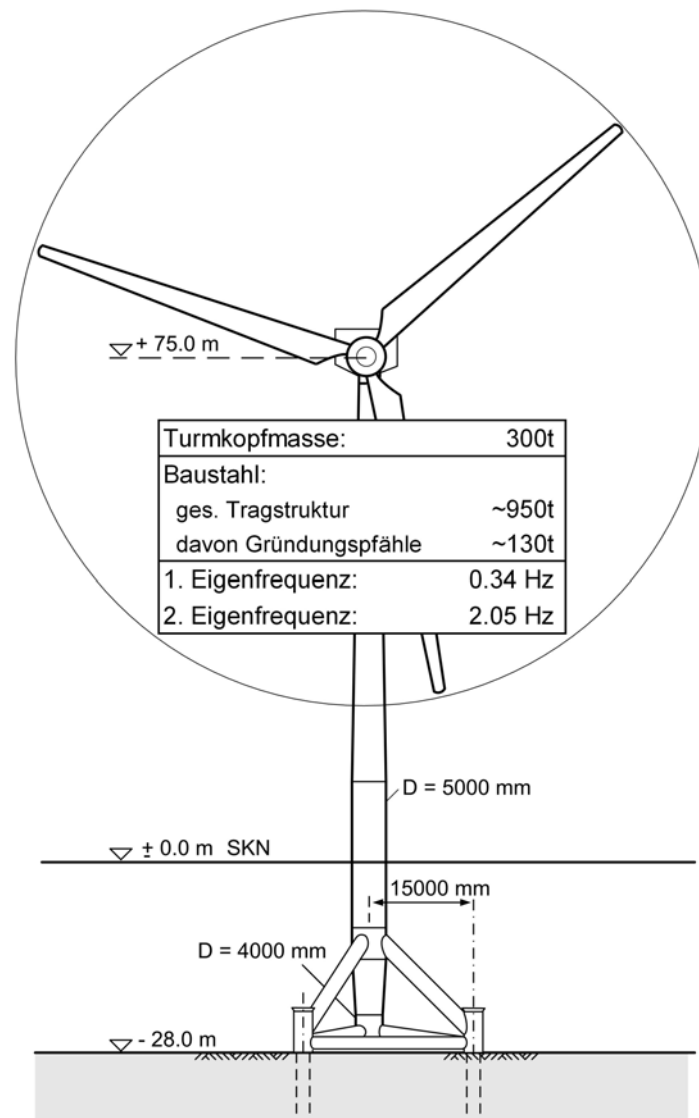


Bild 5: Referenzstruktur Tripod

Figure 5: Exemplary structure of a tripod

Die elastisch gebetteten Gründungspfähle wurden in Form von Steifigkeitsmatrizen in das FE-Modell implementiert. Dabei wurden für die Time-History-Berechnung die Anfangssteifigkeiten des API-Verfahrens verwendet, siehe dazu [10] oder [11]. Kolkeffekte wurden konservativ mit dem 2,5fachen Durchmesser des Gründungspfahls berücksichtigt. Das Dämpfungsmaß wurde im Hinblick auf die zu erwartende aerodynamische Dämpfung des Gesamtsystems konservativ mit 0,015 abgeschätzt.

Die erste Eigenfrequenz liegt mit 0,34 Hz außerhalb des in Bild 3 dargestellten Bereiches großer Häufigkeit der Seegangszustände. Ansätze zur Reduktion der Lastfälle sind in [8]

diskutiert und können bei den am untersuchten Standort vorliegenden geringen Resonanzüberhöhungen prinzipiell angewendet werden. Im vorliegenden Fall wurden insgesamt 32 Kurzzeitseegangszustände mit je einer Realisation simuliert und die Ergebnisse auf eine Lebensdauer von 20 Jahren extrapoliert. Im Rahmen einer Ausführungsplanung ist darauf zu achten, daß bei nur einer Realisation und den üblicherweise verwendeten Simulationsdauern $< 2000s$ signifikante Streuungen in den Schädigungen zu erwarten sind [8].

3.2 Ergebnisse

Der dynamische Anteil der Strukturantwort fällt bei der vorliegenden Eigenfrequenz gering aus. Die Verteilung der Schädigung entspricht im Wesentlichen der in Bild 3 gezeigten Verteilung mit einer Verschiebung zu den größeren Wellenhöhen.

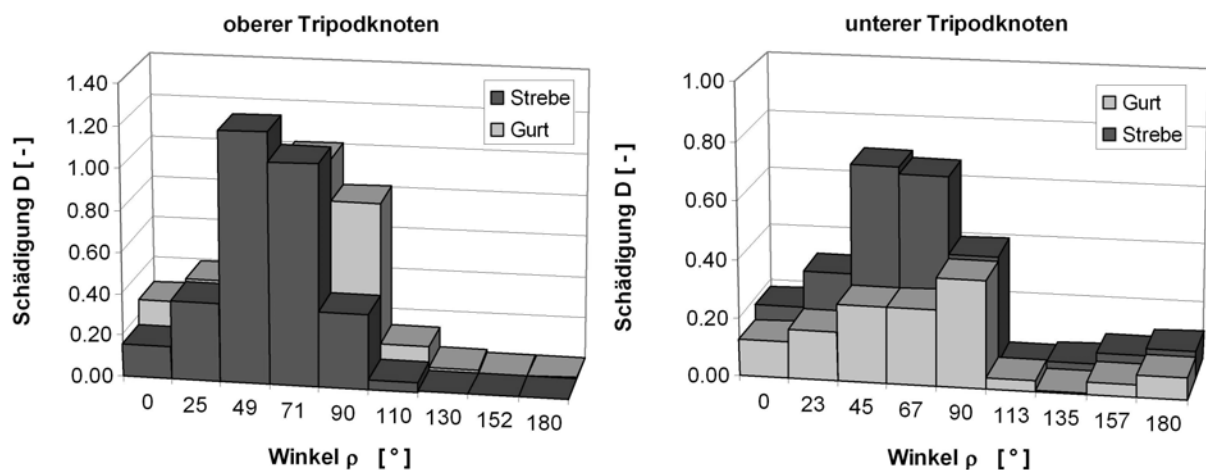


Bild 6: Schädigungsverteilung am oberen und unteren Tripodknoten

Figure 6: Circumferential damage distribution at upper and lower tripod joint

Bild 6 zeigt die Schädigungen am oberen und unteren Tripodknoten, dargestellt über den Winkel ρ des Strebenzylinderkoordinatensystems nach Bild 7. Die Werte wurden ermittelt unter Zugrundelegung der Strukturspannungswöhlerlinie vom Typ 'T' und entsprechender Festlegung der Basispunkte für die Extrapolation nach [12]. Im Sinne eines „critical-plane-approach“ [13] wurden die Spannungen senkrecht zur Schweißnaht verwendet, die mit einem FE-Tool automatisch ausgewertet und mit den Stabwerksberechnungen gekoppelt werden. Zur Ausschaltung von Randstörungseffekten aus den Streben ist darauf zu achten, daß das Verhältnis α_{St} nach Gl. (1) Werte ≥ 12 annimmt.

$$\alpha_{\text{Str}} = \frac{2 \cdot L_{\text{Str}}}{d} \quad (1)$$

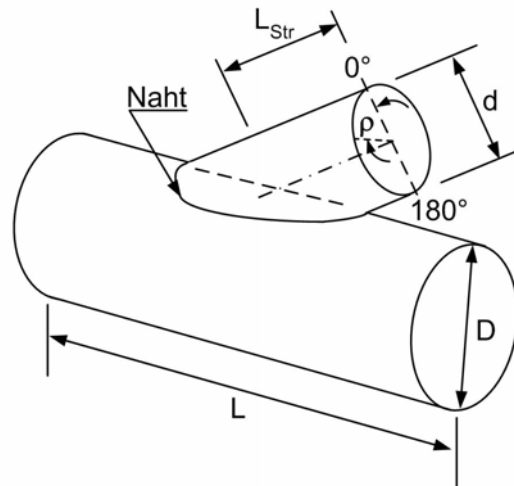


Bild 7: Bezeichnungen am Rohrknotten

Figure 7: Geometrical definitions at tubular joints

Im vorliegenden Fall treten die maximalen Schädigungen nicht am theoretischen Sattelpunkt auf, sondern es ist eine Verschiebung des Punktes maximaler Schädigung nach vorne, d.h. hin zu Winkeln $\rho < 90^\circ$ zu beobachten. Aus diesem Grund sollten bei FE-basierten Nachweisen 16 Punkte auf der Schweißnaht ausgewertet werden, wobei üblicherweise der Bereich zwischen vorderem Kronenpunkt und Sattelpunkt betrachtet werden muss. Bei Untersuchung von nur 8 Punkten über den Schweißnahtumfang werden die Schädigungen infolge der komplexen Überlagerung der verschiedenen Schnittgrößen häufig unterschätzt (siehe Bild 6). Die Unterschiede in den Schädigungen zwischen vorderem Kronen- und dem Sattelbereich fallen für den unteren Tripodknoten deutlich geringer aus. Hierin spiegelt sich die Aussteifung des Knotens durch das Endschott wider, das die Ovalisierung begünstigend verhindert.

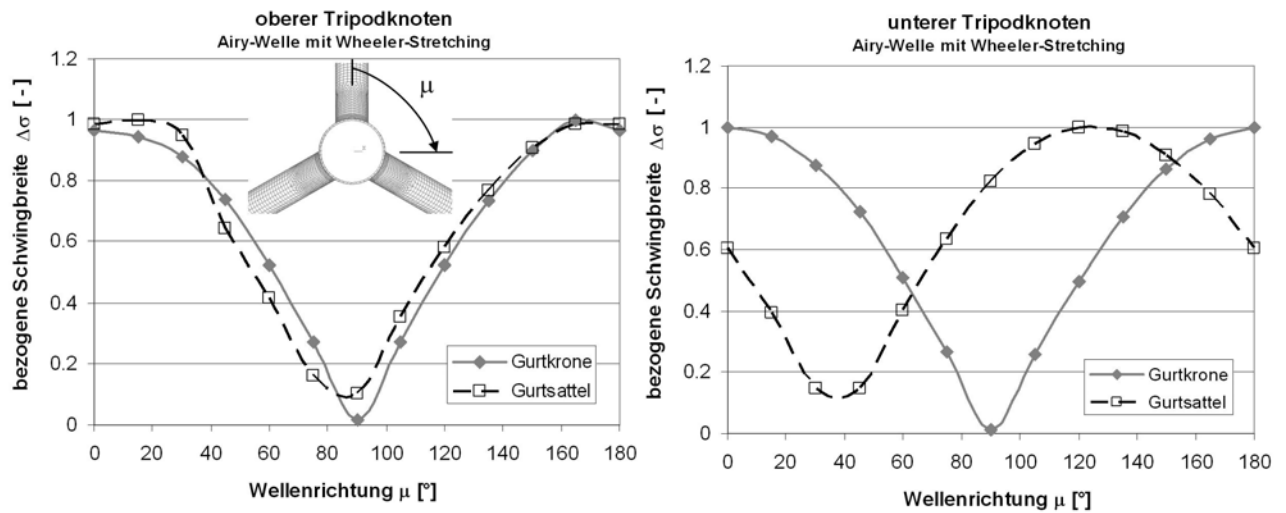


Bild 8: Richtungsabhängige normierte Spannungsschwingbreiten

Figure 8: Standardised stress amplitude vs. wave angle of attack

Der Aufwand einer Schädigungsrechnung wird durch die Frage nach der ungünstigsten Wellenrichtung, die üblicherweise 11 Gesamtrechnungen erfordert (Untersuchung eines 180° Segments in 15-Grad Schritten), stark vergrößert. Hier kann eine vorgeschaltete Analyse mit harmonischen Einzelwellen zu einer Eingrenzung der zu untersuchenden Wellenrichtungen dienen. Bild 8 zeigt die richtungsabhängige, auf den Maximalwert bezogene Spannungsschwingbreite infolge einer Einzelwelle. Auf diese Weise konnte der Richtungsbereich stark eingrenzt werden (0°-15° und 120° - 165°).

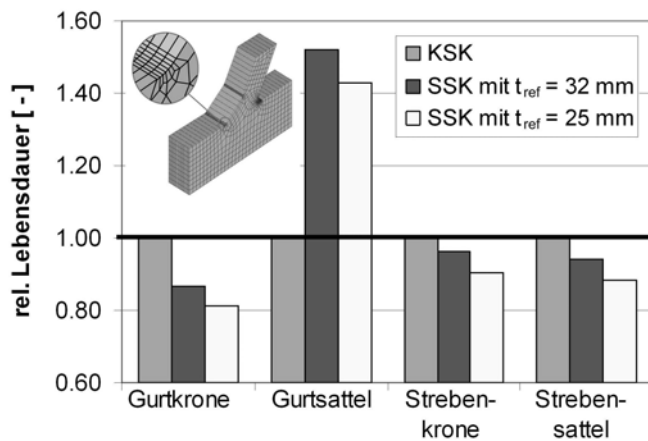


Bild 9: Vergleich der Lebensdauerberechnung nach dem Strukturspannungs-(SSK) und Kerbspannungskonzept (KSK) für den oberen Tripodknoten

Figure 9: Comparison of results acc. to the structural stress approach and the notch stress approach for the upper tripod joint

Beim Einsatz des Kerbspannungskonzeptes nach [14] für den oberen Tripodknoten mit einer Wöhlerlinie FAT225 (modifiziert entsprechend Miner-Original, ohne Schwellenwert der Ermüdungsfestigkeit mit Berücksichtigung der korrosiven Umgebungsbedingungen) ergeben sich die in Bild 9 dargestellten Lebensdauern, die auf das Ergebnis der Berechnung mit dem Kerbspannungskonzept normiert sind. Bis auf den Gurtsattelpunkt ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung mit dem Strukturspannungskonzept, wobei die numerischen Ergebnisse die Festlegung der Referenzblechdicke t_{ref} nach Gleichung 2 zu 32 mm unterstützen.

$$f = \left(\frac{t}{t_{\text{ref}}} \right)^n \quad \text{mit } t_{\text{ref}} = 32 \text{ mm nach [12]} \quad (2)$$

f: Korrekturfaktor zur Berücksichtigung des Blechdickeneinflusses [-]

Die vorliegenden Schädigungsberechnungen basieren auf der Annahme einer Stahlgüte S355 und nicht speziell behandelter Schweißnähte. Bei den aufgelösten Strukturen können höherfeste Stähle aufgrund der hohen Kerbwirkung der Schweißnaht nicht vorteilhaft eingesetzt werden. Moderne Nachbehandlungsmethoden, insbesondere das Ultrasonic-Impact-Treatment-Verfahren (UIT), dessen Einsatz für die Offshore-Windenergie im Rahmen eines laufenden Forschungsprojektes am Institut für Stahlbau untersucht wird, ermöglichen eine Steigerung der Lebensdauer bis in den Bereich des Grundmaterials [15]. In diesem Fall kann der Einsatz höherfester Stähle wirtschaftlich werden.

4 Fazit

Im vorliegenden Beitrag wurden Methoden zur Simulation seegangsbeanspruchter Offshore-Tragstrukturen im Zeitbereich vorgestellt. Anhand der Messdaten der FINO-Plattform wurde die Anwendbarkeit dieser Methoden demonstriert. Darauf aufbauend wurde für eine typische Tragstruktur für Offshore-WEA, den Tripod, eine Schädigungsberechnung für die Knotendetails unter Verwendung lokaler Konzepte durchgeführt.

An den Ergebnissen dieser Berechnungen ist zu erkennen, daß die anzusetzenden Randbedingungen sowie die Interpretation der Ergebnisse besondere Aufmerksamkeit erfordern. Als Beispiele hierfür sind die auszuwertenden Punkte auf der Schweißnaht bei FE-basierten Nachweisen sowie die Berücksichtigung der Wellenrichtung zu nennen.

Die Offshore-Windenergienutzung stellt eine große Herausforderung für den Stahlbau dar. Die hier vorgestellten Methoden leisten einen Beitrag zur realitätsnahen Erfassung der Strukturbeanspruchungen und damit langfristig auch zur Wirtschaftlichkeit der geplanten Projekte.

Danksagung

Die dargestellten Forschungsergebnisse sind innerhalb der Forschungsprojekte „Lebensdauerprognose für die Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen“ und „Validierung bautechnischer Bemessungsmethoden für Offshore-Windenergieanlagen“ erarbeitet worden. Ersteres Projekt wird innerhalb des ForWind-Zentrums für Windenergieforschung vom Land Niedersachsen gefördert (www.forwind.de). Das zweite Projekt (Kurztitel GIGAWIND^{plus}) wird seit 2004 an der Universität Hannover unter Beteiligung von vier Instituten durchgeführt. Es wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert. Die Projektträgerschaft liegt beim PTJ, Forschungszentrum Jülich GmbH.

Der besondere Dank der Autoren gilt den Förderstellen und den Projektträgern.

Literatur

- [1] Schaumann, P., Kleineidam, P., Wilke, F.: Fatigue Design bei Offshore-Windenergieanlagen. Stahlbau 73 (2004), Heft 9, S. 716-726.
- [2] Neumann, T.; Nolopp, K., Herklotz, K.: Erste Betriebserfahrungen mit der FINO1-Forschungsplattform in der Nordsee. DEWI-Magazin Nr. 24, Februar 2004
- [3] Hapel, K.-H.: Festigkeitsanalyse dynamisch beanspruchter Offshore-Konstruktionen. Braunschweig: Vieweg 1990.
- [4] Schaumann, P., Böker, C., Kleineidam, P.: Development and Evaluation of Different Fatigue Design Methods for OWECs under Wave Loading. EWEC 2003 – European Wind Energy Conference, Madrid 16.-19. June 2003.
- [5] Zielke, W., Mittendorf, K., Nguyen, B., Ungruh, G.: Seegang, Wellenlasten und Kolkung. In Zielke, W. [Hrsg.]: Jahresbericht 2003 zum Forschungsprojekt: Bau- und Umwelttechnische Aspekte von Offshore-Windenergieanlagen, gefördert durch das BMWi, Förderkennzeichen 0329894A 2004
- [6] Wheeler, J.D.: Method for Calculating Forces Produced by Irregular Waves. Journal of Petroleum Technology, Vol. 22 (1970), S. 359-367.
- [7] Zielke [Hrsg.]: Jahresbericht 2002 zum Forschungsprojekt: Bau- und Umwelttechnische Aspekte von Offshore-Windenergieanlagen, gefördert durch das BMWi, Förderkennzeichen 0329894A 2003.
- [8] Kleineidam, P.: Zur Bemessung der Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen gegen Ermüdung. Dissertation. Aachen: Shaker-Verlag, 2005.
- [9] Radaj, D., Sonsino C.M.: Fatigue Assessment of Welded Joints by Local Approaches. Cambridge, Engl.: Abington Publishing, 1998.
- [10] API (Hrsg.): Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design, RP 2A-WSD. American Petroleum Institute, Washington D.C., USA, 2000.
- [11] Grabe, J., Mahutka, K.-P., Dührkop, J.: Monopilegründungen von Offshore-Windenergieanlagen. Bautechnik 82 (2005), Heft 1, S. 1-10.
- [12] DNV-OS-J101: Design of Offshore Wind Turbine Structures. Det Norske Veritas Offshore Standard. June 2004.
- [13] Socie, D. F., Marquis, G. B.: Multiaxial Fatigue. Society of Automotive Engineers, Warrendale, PA, 2000.
- [14] Hobbacher, A.: Fatigue Design of Welded Joints and Components. Recommendations of IIW, XIII-1539-96, Abington Publishing, Cambridge, England, 1997.
- [15] Galtier, A., Statnikov, E.S.: Influence of Ultrasonic Impact Treatment on Fatigue Behaviour of Welded Joints in High-Strength Steel. Welding in the World, IIW, Vol. 48, n° 5/6, 2004.