



Entwurf und Bemessung der Tragkonstruktion von Offshore-WEA

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann; Dipl.-Ing. Patric Kleineidam
Appelstr. 9A; 30167 Hannover
kleineidam@stahl.uni-hannover.de; <http://www.stahlbau.uni-hannover.de>

1. Einleitung

Die Entwicklung der Energieerzeugung aus Wind in Richtung von Offshore-Parks ist die konsequente Weiterentwicklung des rasanten Wachstums der Windenergietechnik in den letzten 20 Jahren. Die Nutzung der gleichmäßigeren und höheren Windgeschwindigkeiten über dem Meer verspricht eine noch höhere Energieausnutzung, allerdings bei deutlich vergrößertem Aufwand für die Erstellung der Tragkonstruktionen, die Montage, die Wartung und den Netzanschluss. Bei der Planung von Offshore-Windparks sind auf der einen Seite viele neue technische Fragestellungen zu bedenken, aber auf der anderen Seite müssen auch die Auswirkungen auf die Umwelt berücksichtigt werden. Den bautechnischen Aspekten dieser Fragestellungen widmet sich, gefördert durch das BMWi, seit Ende 2000 die Forschungsgruppe GIGAWIND an der Universität Hannover (www.gigawind.de), an der vier Institute aus dem Bereich des Bauingenieurwesens (Strömungsmechanik; Dynamik, Schall- und Messtechnik; Stahlbau und Grundbau) beteiligt sind.

Die Errichtung von Bauwerken im Meer ist keine neue Entwicklung; Offshore-Konstruktionen haben seit Beginn des 20. Jahrhunderts große Tradition bei Ölplattformen. In größerer Entfernung von der Küste (29 km) wurden Plattformen ab 1947 aufgestellt. Seitdem wurden für die unterschiedlichen Wassertiefen, Umweltbedingungen und Bodenverhältnisse verschiedene Konstruktionsformen entwickelt und realisiert. Die Erfahrungen und die für diesen Zweck entwickelten Techniken können teilweise im Bereich der Offshore-Windenergie genutzt werden.

2. Ausgeführte Offshore-WEA

Die ersten Offshore-Erfahrungen werden mit Windenergieanlagen seit Anfang der 90er Jahre gemacht. Bei Wassertiefen von 5 bis 10 m wurden für die Gründung der Anlage sowohl Schwerkraftfundamente als auch Monopile-Lösungen verwendet. Die Leistung der realisierten Anlagen stieg mit der Leistung der Onshore-WEA an. Die im Jahr 2000 erstellten Anlagen leisten zwischen 1,5 MW und 2 MW. Sie wurden vor Dänemark (Middelgrunden), Schweden (Utgrunden) und Großbritannien (Blyth) errichtet (siehe Abbildung 1). Die Anlagen besitzen eine relativ geringe Wassertiefe und liegen im Vergleich zu den in Nord- und Ostsee geplanten Parks dicht an der Küste.



Vor den deutschen Küsten wurden bisher noch keine Offshore-WEA ausgeführt, allerdings sind einige Windparks in der Nord- und Ostsee in der Planungsphase und in den nächsten Jahren ist mit der Umsetzung der ersten Pilotprojekte zu rechnen. Die Planungen im deutschen Bereich der Nordsee beziehen sich auf Wassertiefen bis zu ca. 30 m und Entfernungen zum Land von bis zu 50 km. Damit werden die Bereiche, für die erste Erfahrungen gemacht worden sind, deutlich überschritten.

Projekt		Utgrunden	Blyth	Middelgrunden
Land		Schweden	England	Dänemark
Hersteller		ENRON	Vestas	Bonus Energy
Nennleistung je Anlage	[MW]	1,5	2	2
Flügelzahl	[-]	3	3	3
Rotordurchmesser	[m]	70,5	66	76
Nabenhöhe	[m]	65	58	64
Anzahl	[-]	7	2	20
Wassertiefe	[m]	7,0-10	ca. 6	4,0-5
Küstenentfernung	[km]	8	1	2
Fundamentausführung		Monopile	Monopile	Schwerkraft

Abbildung 1: Realisierte Offshore-WEA Projekte 2000

3. Stahl in Offshoreanwendungen

Tragkonstruktionen von auf dem Meeresboden stehenden Plattformen setzen sich in der Regel aus einem Fachwerk aus relativ dickwandigen Konstruktionsrohren zusammen [6]. Zur wirtschaftlichen Herstellung der Konstruktionsrohre werden möglichst breite Grobbleche benötigt, um die Anzahl der Rohrsegmente zu reduzieren. Die Blechbreiten für derartige Konstruktionen liegen heute zwischen 3500 mm und 4500 mm; die Blechdicken zwischen 20 und 90 mm. Angewendet werden normalerweise Grobblechen der Stahlsorte S355-Offshore. Diese Grobbleche können normalgeglüht oder TM-gewalzt in Blechdicken bis zu 250 mm bzw. 120 mm geliefert werden. Insbesondere die TM-gewalzten Grobbleche lassen sich kostengünstig verarbeiten und weisen nach dem Schweißen sehr günstige Zähigkeitseigenschaften auf. Typische Stahlsorten, die für Offshore-Konstruktionen verwendet werden, sind in Abbildung 2 dargestellt.

Das thermomechanische (TM) Herstellverfahren wird verwendet, um Stähle mit einem höheren Festigkeitsniveau unter den gleichen Bedingungen wie S235 und S355 schweißen zu können. Dies wird dadurch erreicht, dass eine weiche Stahlzusammensetzung eingestellt wird (siehe auch [5]); der Kohlenstoffgehalt und die Mikrolegierung sind im Vergleich zu den normalgeglühten oder normalisierend gewalzten Stählen sehr niedrig.



Stahlgruppe	Stahlsorte	Norm	Streckgrenze ReH [N/mm ²] min.
Baustahl	A36	ASTM	250
hochfeste normalgeglühte Baustähle	A 537	ASTM	345
	S355 J2G3	EN 10025	345
	P 355 N	EN 10028-3	345
	50 D	BS 4360 (1986)	345
	A 572	ASTM	380
	55 E	BS 4360 (1986)	430
hochfeste wasservergütete Baustähle	P 460 N	EN 10028-3	450
	A 678-B	ASTM	415
	55 F	BS 4360 (1986)	430
	S 690 QL1	EN 10137-2	690

Abbildung 2: Stähle für den Offshore-Einsatz, Bezeichnungen und Normen, nach [9]

Unter dem Begriff des themomechanisch gewalzten Stahles werden nach Scharf [9] zwei Herstellungsmethoden zusammengefasst, die sich grundsätzlich durch die Art der Abkühlung nach dem Walzen unterscheiden. Während bei der ersten Variante die Abkühlung der Bleche an Luft erfolgt (Bezeichnung: TM), wird bei der zweiten Variante eine Intensivkühlung mit Wasser vorgenommen (TM + IK). Die TM-Stähle weisen ein ferritisch-perlitisches Gefüge auf, die erreichbaren Streckgrenzen liegen bei 300 bis 550 N/mm². Das Gefüge der TM+IK-Stähle ist zeilenfrei und extrem fein ausgebildet. Neben Ferrit und Perlit findet man auch Bainit im Gefüge. Die Streckgrenzen reichen von 350 bis 700 N/mm². Zudem können im unteren Festigkeitsbereich ohne wesentlich höheren Legierungsaufwand größere Blechdicken hergestellt werden (bis zu 100mm).

Das Material, das für den Bau von Konstruktionen im Offshore-Bereich eingesetzt wird, muss an die Umgebungsbedingungen, die auf See, und besonders in der Nordsee, vorliegen, angepasst werden. Den möglichen tiefen Temperaturen muss durch entsprechende Zähigkeiten in diesem Temperaturbereich begegnet werden. Dies kann auch bei größeren Blechdicken durch Verwendung entsprechender Materialgüten erfolgen, wie zum Beispiel den oben beschriebenen TM-Stählen. Mit den großen Zähigkeitswerten sind ebenfalls gute Schweiß Eigenschaften sichergestellt und ein Vorwärmen der Querschnitte ist kaum erforderlich. Um die Einhaltung der geforderten Streckgrenzeigenschaften über die Dicke der Bleche sicherzustellen, werden die Legierungsbestandteile variiert.



Stahlprofile

Wie auch in anderen Offshore-Konstruktionen bieten sich für die Windenergieanlagen Konstruktionen mit zylindrischen Querschnitten an, die dem Wasser einen geringeren Widerstand entgegensetzen als andere mögliche Profilformen. Die Herstellung dieser Rundrohre ist bis zu Wanddicken von 200mm möglich. Längsnahtgeschweißte Rohre lassen sich in größeren Längen nur mit begrenzten Durchmessern und Blechdicken ohne Rundnaht herstellen und kommen daher nicht für die Herstellung von Monopiles für Offshore-WEA in Frage. Bei den dort erforderlichen größeren Durchmessern und Blechdicken sind nur Segmente mit kürzeren Längen möglich und damit mehr Schweißnahtstöße notwendig. Die erforderlichen Grobbleche können, wie oben beschrieben, in Breiten bis zu 4,5 m geliefert werden [6].

Zur Erleichterung der Herstellung komplexer Knoten von Rohrfachwerkstrukturen sind automatisierte Schneidbrennverfahren entwickelt worden, die eine genaue und schnelle Herstellung der Formen erlauben (siehe z.B. [3]). In der weiteren Entwicklung befinden sich automatisierte Schweißverfahren für diese Knotenkonstruktionen [11], die eine weitere Rationalisierung erwarten lassen.

4. Bemessungs- und Sicherheitskonzepte

Die Belastungen, denen Offshore-WEA hauptsächlich ausgesetzt sind, werden durch Wellen und Wind bestimmt. Zusätzlich können vor allem in der Ostsee noch bedeutende Anteile infolge Eislasten auftreten. Die Problematik des Schiffstoßes wird über gesonderte Risikobetrachtungen zu behandeln sein. Wie bei den Windenergieanlagen an Land sind neben der Bemessung der Tragfähigkeit auf Lastszenarien mit großen Wiederkehrperioden (z.B. 50-Jahreswelle) besonders die Untersuchungen im dynamischen Bereich von entscheidender Bedeutung. Kombiniert mit den hochdynamischen Beanspruchungen infolge des Anlagenbetriebes aus Windeinwirkung sind die Wechselanregungen aus der Wellenbeanspruchung zu berücksichtigen (siehe z.B. [8]).

Für die Bemessung von Stahlkonstruktionen, die auf dem Meer errichtet werden, können bei Kenntnis der spezifischen Beanspruchungen grundsätzlich die etablierten strukturmechanischen Berechnungsmodelle und Nachweiskonzepte verwendet werden. Zu hinterfragen ist, ob das probabilistische Sicherheitskonzept, das für die typischen Beanspruchungsverhältnisse im Hochbau entwickelt worden ist, auch auf die Verhältnisse bei Offshore-WEA übertragen werden kann.

Das Sicherheitsniveau für Hochbauten basiert auf der Vereinbarung, dass der Sicherheitsindex β für einen 50-Jahres Bezugszeitraum $\beta \geq 3,8$ betragen soll. Aus diesen Überlegungen wur-



den die Teilsicherheitsbeiwerte in Abhängigkeit der Verteilungen der unterschiedlichen Einwirkungen und die jeweils zu verwendenden Fraktilwerte festgelegt (siehe z.B. [1]). Mit diesem Vorgehen wird eine akzeptierte Versagenswahrscheinlichkeit von 10^{-6} bis 10^{-7} pro Jahr und Struktur erreicht. Die akzeptierte Versagenswahrscheinlichkeit ist davon abhängig, ob durch das Versagen der Struktur Menschenleben gefährdet werden, wie im Hochbau der Fall. Soll das Sicherheitskonzept auf Offshore-Windenergieanlagen übertragen werden, so ist festzustellen, dass auf der einen Seite die maßgebenden Einwirkungen eine andere Verteilung haben können, wie zum Beispiel die Wellen im Vergleich zu den Verkehrslasten im Hochbau, und auf der anderen Seite ist das Gefährdungspotenzial für Personen deutlich geringer. Nach Schueller [10] werden in diesem Fall Versagenswahrscheinlichkeiten von 10^{-3} bis 10^{-4} pro Jahr und Struktur akzeptiert. Weiterhin liegt auch die erwartete Lebensdauer der Anlagen unter 50 Jahren. Aus diesen Punkten ist zu erkennen, dass für eine wirtschaftliche Bemessung von Offshore-Windenergieanlagen das Sicherheitskonzept, das sich im Hochbau bewährt hat, an die speziellen Verhältnisse angepasst werden muss. Diese Problemstellung ist einer der Untersuchungsschwerpunkte am Institut für Stahlbau im Rahmen des GIGAWIND-Projektes.

5. Bemessungseinflüsse auf Offshore-WEA am Beispiel der Monopile-Gründung

Für Offshore-WEA kommen grundsätzlich unterschiedliche Konstruktionsformen in Frage. Zur Zeit werden Lösungen mit Monopile-Gründung, Schwerkraftfundament sowie aufgelöste Strukturen in Form von Fachwerken, Tripods und Gittermasten diskutiert. Wie oben beschrieben, wurden in den jüngst ausgeführten Projekten die beiden Varianten Schwerkraftfundament und Monopile-Gründung realisiert. Aus den laufenden Untersuchungen am Institut für Stahlbau werden hier exemplarisch maßgebliche Einflussgrößen für die Bemessung von Windenergieanlagen mit Monopile-Gründung beschrieben.

Die Monopile-Strukturen werden mit einem räumlichen Balkenmodell idealisiert. Im Bereich der Gründung wird die Lagerung mit linearen Federn beschrieben, die in beiden Achsenrichtungen angesetzt werden. Die Gondel- und Rotormassen werden durch eine konzentrierte Einzelmasse berücksichtigt (siehe Abbildung 3). Dem Einfluss der mitschwingenden Wassermassen wird in dem numerischen Modell Rechnung getragen.

Als Randbedingungen für die Untersuchungen werden die Umgebungsbedingungen in etwa an geplante Windparkstandorte angepasst. Für die Eigenschaften der Windkraftanlage wird von der momentan aktuellen Seriengröße von ca. 2 MW Nennleistung ausgegangen.

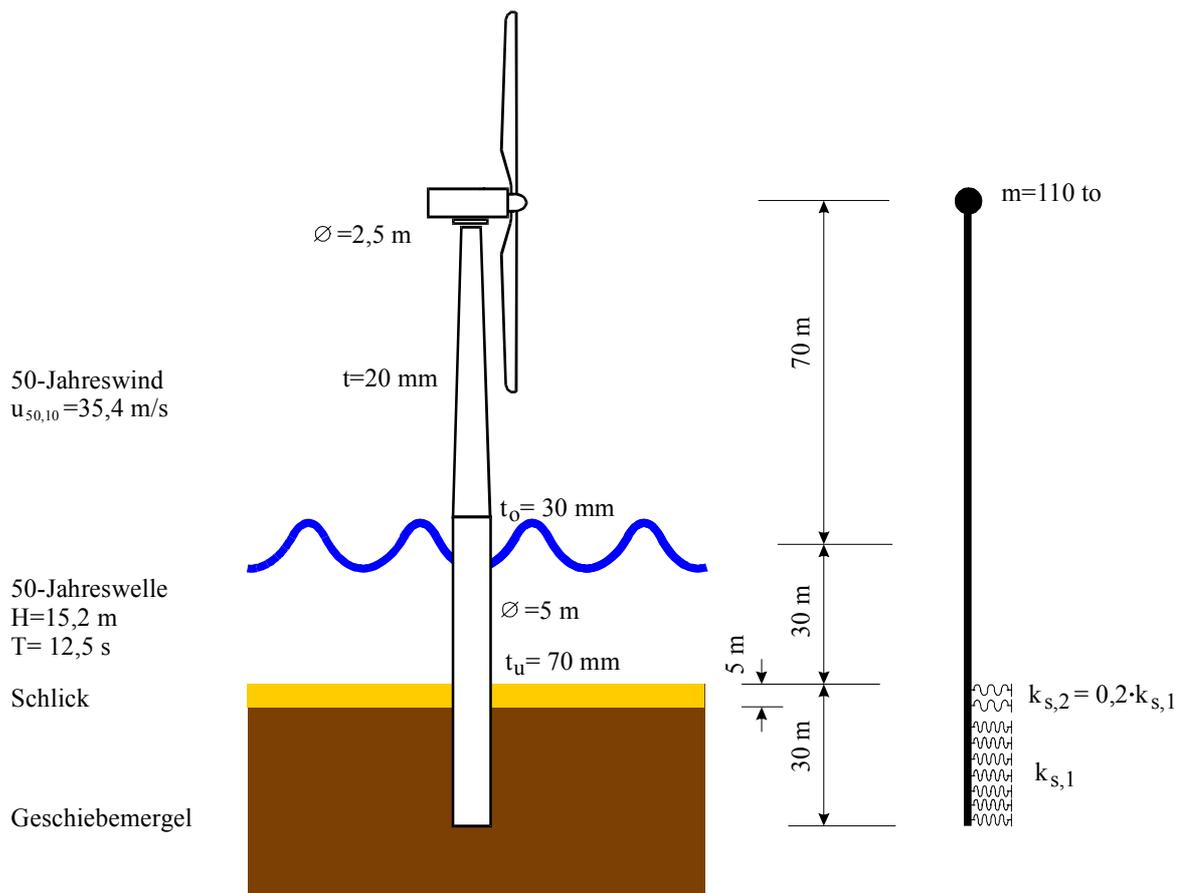


Abbildung 3: Darstellung und Modell einer Offshore-WEA mit Monopile-Gründung

Die Bemessung des Turmes ergab für den maßgebenden Bemessungslastfall nach der GL-Richtlinie für die Zertifizierung von Offshore-Windenergieanlagen [2], dass bei diesen Verhältnissen die Wellenkräfte einen Anteil von etwa 85% der Gesamtbeanspruchung darstellen, während nur ca. 15% aus den Windkräften resultieren. Die Wellenkräfte wurden mit der Wellentheorie Stokes 3.Ordnung ermittelt, die nach Abbildung 4 bei den zugrundegelegten Wellenparametern

$$\frac{H}{g \cdot T^2} = \frac{15,2 \text{ m}}{9,81 \text{ ms}^{-2} \cdot 12,5^2 \text{ s}^2} = 0,0099$$

$$\frac{d}{g \cdot T^2} = \frac{30 \text{ m}}{9,81 \text{ ms}^{-2} \cdot 12,5^2 \text{ s}^2} = 0,0196$$

gültig ist.

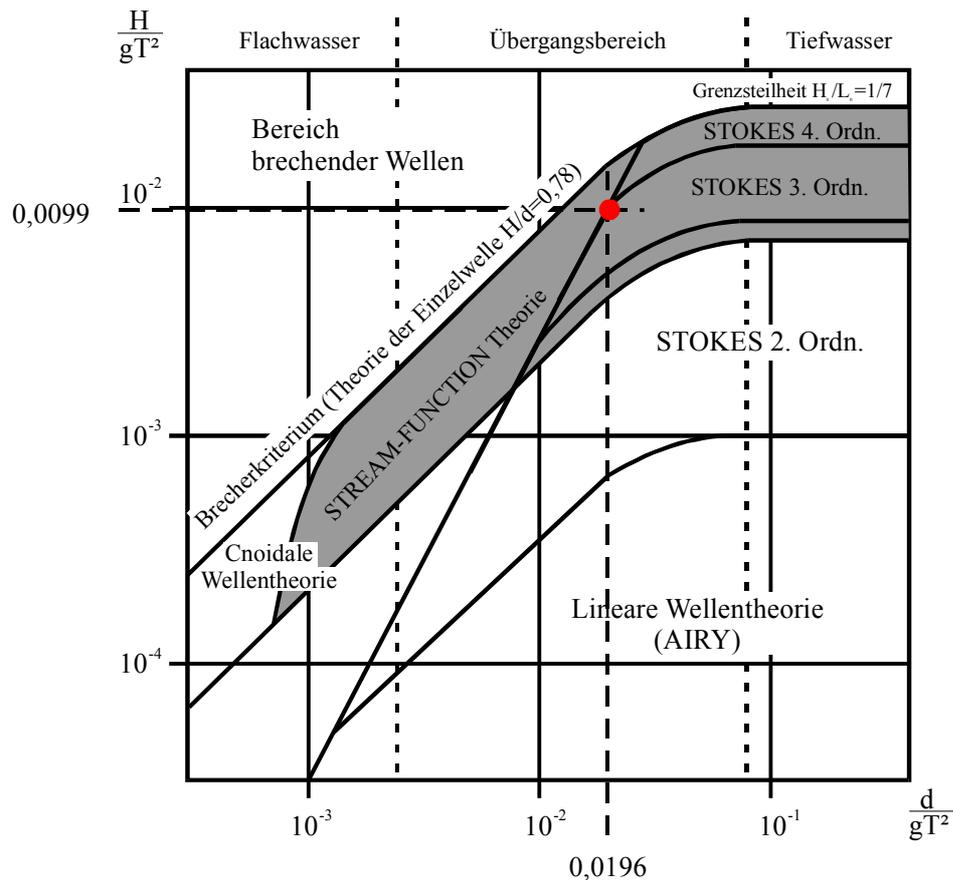


Abbildung 4: Einordnung des betrachteten Beispiels
in die Anwendungsbereiche der unterschiedlichen Wellentheorien nach [7]

Das Schwingungsverhalten einer Konstruktion wird maßgeblich durch ihre Eigenfrequenzen gekennzeichnet. Die Eigenfrequenz des Systems beeinflusst die Belastung aus Wind und Wellen, denn Eigenfrequenzen in dem Bereich hoher Wellenenergien oder der anregenden Frequenzen des Betriebes der Windenergieanlage führen zu dynamischen Erhöhungen. Die Eigenschaften des Bodens haben einen deutlichen Einfluss auf die Eigenfrequenzen einer Monopile-Struktur. Für konkrete Bauprojekte müssen die Bodenkennwerte durch Voruntersuchungen festgestellt werden. Zur Darstellung der Abhängigkeit werden hier die Eigenfrequenzen für die untersuchte Struktur bei unterschiedlichen Bettungsziffern ausgewertet. Im oberen Bereich der Gründung (Schlickschicht) wird die Bettungsziffer mit 20% des Wertes der restlichen Gründung angesetzt.

In Abbildung 5 ist der Bereich hervorgehoben, in dem der dynamische Bettungsmodul von Geschiebemergel erwartet werden kann. Weiterhin sind die Bereiche der Rotordrehzahlen angegeben, die typischerweise bei Anlagen dieser Größenordnung vorliegen. Die Konstruktion einer Monopile-Gründung führt bei diesen Verhältnissen zu niedrigen Eigenfrequenzen, die in der Größenordnung der zu erwartenden Rotorfrequenzen liegen. Für größere Anlagen (3-5MW) sind geringere Rotordrehzahlen und eventuell größere Turmsteifigkeiten zu erwarten, so dass sich dieser Konfliktpunkt entschärfen könnte. Bei größeren Wassertiefen ist aber



von einer weiteren Verringerung der Eigenfrequenzen auszugehen. Liegt die Eigenfrequenz unter der Rotorfrequenz ist bei jedem Start- und Stopvorgang die Resonanzfrequenz zu durchfahren. Bei drehzahlvariablen Anlagen ist der mögliche Betrieb im Resonanzbereich durch die Anlagensteuerung zu vermeiden. Durch dieses Verhalten könnte der Einsatz von WEA mit Monopile-Gründung auf geringere Wassertiefen begrenzt bleiben. Weitere Gesichtspunkte sind die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Herstellungstechnologie. Für eine endgültige Beurteilung sind noch weitere Untersuchungen erforderlich.

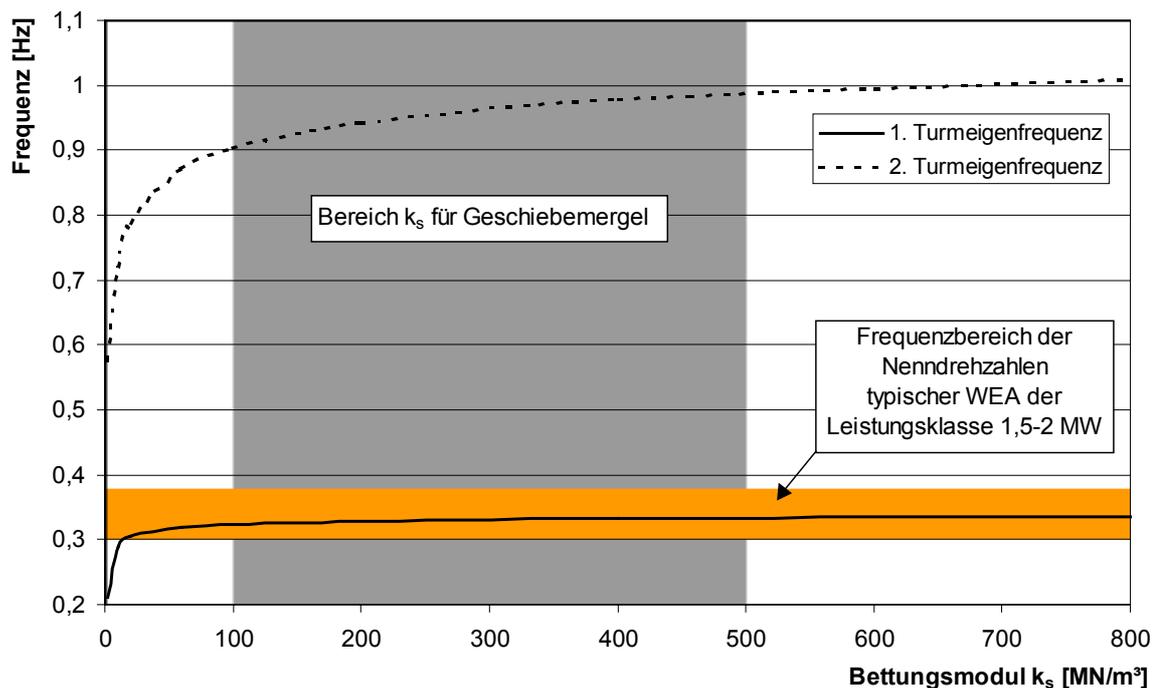


Abbildung 5: 1. und 2. Eigenfrequenz der untersuchten Tragstruktur mit Monopile-Gründung bei unterschiedlichen Bettungsmoduln

6. Konstruktionsdetails

Bei der Erstellung von Offshore-WEA ist zwar von einem hohen Vorfertigungsgrad auszugehen, um die Montagezeiten möglichst gering zu halten, dennoch werden auch hier einige Verbindungen erst vor Ort auf dem Meer herzustellen sein. Dies trifft z.B. für die Verbindung zwischen dem Gründungskörper und dem Turm der Windenergieanlage zu. Bei dem Bau von Offshore-Plattformen werden zur Verbindung der Stahlstruktur mit den Gründungspfählen häufig sogenannte „grouted pile-sleeve connections“ verwendet (siehe z.B. [4]). Diese wurden ebenfalls bereits bei Offshore-WEA eingesetzt (z.B. Utgrunden-Windpark). Es hat sich allerdings auch gezeigt, dass die Ringflanschverbindung, die die übliche Verbindungstechnik für Turmabschnitte von Onshore-Anlagen ist, auch bei den Offshore-Anlagen regelmäßig angewendet wird.



7. Zusammenfassung

Die Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen kann in weiten Bereichen an die Erfahrungen aus dem Plattformbau anknüpfen. Besonders zu hinterfragen ist noch die Anwendung der Sicherheitskonzepte, da eine einfache Anwendung der Konzepte, die für den Hochbau entwickelt worden sind, nicht zu dem anzustrebenden Sicherheitsniveau und der notwendigen Wirtschaftlichkeit führt.

Als mögliches Entwurfkonzept wird an einem konkreten Beispiel die Monopile-Gründung vorgestellt. Dieses Konzept führt bei größeren Wassertiefen zu sehr weichen Strukturen, deren 1. Eigenfrequenz in der Größenordnung der Frequenz der Rotordrehzahl liegt. Die Untersuchungen legen nahe, dass für große Wassertiefen alternative Konzepte zur Anwendung kommen.

Literatur:

- [1] DIN [Hrsg.]: Eurocode 3 – Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Neue Entwicklungen. Berlin: Beuth 1999.
- [2] Germanischer Lloyd [Hrsg.]: Rules for Regulations; IV – Non-Marine Technology; Part 2 – Offshore Wind Energy; Regulation for the Certification of Offshore Wind Energy Conversion System. Hamburg: 1995.
- [3] Glijnis, P.C.: Developments in Pipe Profiling Technology. In: Puthli, R.; Herion, S. [Hrsg.]: Tubular Structures IX. Proceedings of the Ninth International Symposium and Euroconference on Tubular Structures (2001) S. 111-116.
- [4] Hordyk, M.: The Static and Fatigue Strength of Grouted Pile-sleeve Connections. In: Dover, W.D.; Madhava Rao, A.G. [Hrsg.]: Fatigue in Offshore Structures. Neu Delhi: Oxford & IBH Publishing 1996.
- [5] Hubo, R.; Hanus, F. E.: Thermomechanisch gewalzte Grobbleche für den Stahlbau. Stahlbau 63 (1994) H. 3, S. 84-89.
- [6] Hubo, R.; Martin, F.; Schröter, F.: Grobbleche für wirtschaftliche Stahlbau- und Offshore-Konstruktionen. Stahl und Eisen 120 (2000) H. 11, S. 101-106.
- [7] Kuratorium für Forschung im Küsteningenieurwesen [Hrsg.]: EAK 1993. Die Küste 55 (1993).
- [8] Matthies, H. G.; Meyer, M.; Nath, C.: Offshore: Kombination der Lasten von Wind und Wellen. Erneuerbare Energien (2001) H. 3, S. 28-32.
- [9] Scharf, H.-J. et al.: Qualitätsgesicherte Herstellung von Quattroblech für den maritimen Bereich. In: VDEh [Hrsg.]: Wirtschaftlicher Einsatz von Stahl im maritimen Bereich. Informationsveranstaltung am 5. Februar 2001 in Hamburg.
- [10] Schueller, G. I.: Einführung in die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Tragwerken. München: Ernst & Sohn 1981.
- [11] Whitehead, A.S. et al.: A study into the fabrication and erection process of SPACES bridge. In: Puthli, R.; Herion, S. [Hrsg.]: Tubular Structures IX. Proceedings of the Ninth International Symposium and Euroconference on Tubular Structures (2001) S. 65-71.