

Wie stabil sind Monopiles?

Bei einer Reihe von Monopile-Gründungen in europäischen Offshore-Parks sind die Übergangsstücke samt Turm um einige Zentimeter nach unten gerutscht. Außerdem bestehen Zweifel an der Langzeitstabilität – die zyklischen Lasten verändern den Boden.

Monopiles gelten als Standardlösung für die Gründung von Windenergieanlagen (WEA) in europäischen Offshore-Windparks. Zumindest in geringen Wassertiefen bis rund 30 m sind sie die Gründungsmethode der Wahl – wirtschaftlich und technisch ausgereift. Allein in Großbritannien sollen sich nach Angaben des Europäischen Windenergieverbandes EWEA rund 1.000 Windräder auf Monopiles drehen. Jetzt kommen allerdings Zweifel an der tatsächlichen technischen Reife dieser Gründungsstruktur auf. In einigen Offshore-

Parks diagnostizierten Techniker auffällige „Rutschungen“ – vertikale Verschiebungen im Bereich des so genannten Übergangsstücks (transition piece). Die betroffenen Windenergieanlagen haben alle einige Zentimeter an Höhe verloren. Nichts, was dramatisch wirkt und Panik auslöst, aber: Niemand kann im Moment sicher vorhersagen, wie weit diese Rutschungen tatsächlich noch gehen und welche Auswirkungen sie langfristig haben. Tatsache ist, dass rein formal die Tragfähigkeit der bisher angewandten Monopile-Gründungen nicht gegeben ist.

Mangelnde Haftung im Übergangsstück

Was ist passiert? „Der Beton zwischen Monopile und Übergangsstück haftet nicht. Der Turm rutscht deshalb nach unten“, beschreibt Peter Schaumann das Problem. Er ist Professor am Institut für Stahlbau an der Leibniz Universität Hannover in Norddeutschland und im Rahmen eines Forschungsprojektes mit Lebensdauerprognosen für Offshore-Gründungen befasst. Bereits 2008 wies er in einem Vortrag auf der European Wind Energy

Transition Pieces für die Monopile-Gründungen im Offshore-Windpark EnBW Baltic 1. Der kürzlich fertig gestellte Park steht 16 km vor der Halbinsel Darß in der Ostsee und umfasst 21 Siemens-Turbinen. Foto: Bernd Wüstneck/dpa



Conference (EWEC) darauf hin, dass die bestehenden Bemessungsannahmen zur axialen Tragfähigkeit der Rohr-in-Rohr-Steckverbindung zu positiv ausfallen. Jetzt hat das Problem die bereits in Betrieb gegangenen Offshore-Parks erreicht. Eine Nachfrage bei Vattenfall beantworteten die Schweden mit dem Hinweis, Horns Rev 1 und Kentish Flats seien betroffen. E.on hat eine entsprechende Anfrage gar nicht erst beantwortet, soll nach Presseberichten aber dabei sein, seine Anlagen zu überprüfen. Dong hat in seinen Parks bereits rutschende Monopiles festgestellt.

Es gibt zurzeit keinen nachvollziehbaren Grund, warum die rutschenden Monopiles nicht auch in anderen Offshore-Parks, die auf Monopiles gründen, auftreten könnten. Die festgestellte Schädigung ist abhängig von der Anzahl und Intensität der Lastwechsel – mithin also zeitabhängig. Möglicherweise sieht man momentan nur die Spitze des Eisbergs.

Lokalisieren lässt sich das Problem im Übergang vom, in den Meeresboden gerammten, Monopile zum eigentlichen Turm der WEA. Diese Verbindung erfolgt mit Hilfe des Übergangsstücks. Es soll Fehlstellungen, die beim Rammen des Monopiles entstehen, ausgleichen und wird wie eine Hülse über den Monopile gestülpt. Der Zwischenraum von etwa 50 mm bis 100 mm zwischen Übergangsstück und Monopile wird dann mit einem hochfesten Beton ausgegossen – „vergouted“ heißt das im Fachjargon und ist als sogenanntes „Grouted Joint“ auch aus der Offshore-Ölindustrie bekannt.

Es gibt allerdings einen gewichtigen Unterschied, erklärt Schaumann. Die in der Ölindustrie eingesetzten Grouted Joints haben die Hauptaufgabe, axiale Kräfte abzutragen – im Falle einer Förderplattform also in erster Linie das Gewicht der entsprechenden Struktur. Die Grouted Joints in Windturbinen unterliegen aber hauptsächlich Biegebeanspruchungen durch den Winddruck auf die Rotorfläche. „Der Anteil der Normalkraft aus der Kopfmasse der WEA sowie dem Turmgewicht ist im Verhältnis zur Biegung verhältnismäßig gering“, betont Schaumann in einem Aufsatz für die Fachzeitschrift „Stahlbau“ im Jahre 2008. Diese hochdynamische Beanspruchung führt dazu, dass sich das Grout-Material von den Innenwänden des Übergangsstücks löst und der Turm einige Zentimeter in den Monopile rutscht.

Zertifizierer sind gefordert

Für den gesamten Aufbau gibt es strenge Designempfehlungen. Die Bewertung der bisher angewandten Regelwerke für die Grouted Joint-Verbindung fällt bei Schaumann aber einigermaßen negativ aus. Im bereits erwähnten Stahlbau-Aufsatz stellt er bereits fest: „Vorliegende Normen und Richtlinien für Offshore-Windenergieanlagen regeln die Bemessung von biegebeanspruchten Grout-Strukturen nur unzureichend. Neben den gut abgesicherten, einfachen empirischen Berechnungsformeln für das axiale Tragverhalten werden ausschließlich Hinweise für die Bemessung von biegebeanspruchten Grout-Verbindungen



Starten Sie in eine sonnige Zukunft mit der No. 1 im PV-Franchise

Franchise mit Photovoltaik

Setzen Sie auf eine sichere Existenz mit positivem Image und ausserordentlichen Chancen in Ihrer Region. Steigen Sie in einen der am stärksten expandierenden Märkte ein. Wir bilden Sie hervorragend aus (u.a. Solarberater DGS e.V.), bieten sehr gute Verdienstmöglichkeiten und langfristige Perspektiven. Fordern Sie Infomaterial bequem per E-Mail an: franchise@enerix.de Info unter www.franchise-photovoltaik.de



enerix[®]
Alternative Energietechnik

Enerix GmbH & Co. KG
Tom Zeller, 09 41 / 28 04 37-0
www.enerix.de



biogas expo & congress

20. + 21. 10. 2010
Messe Offenburg

Messe Offenburg-Ortenau GmbH · Schutterwälder Straße 3 · 77656 Offenburg
Fon +49 (0) 781 - 9226 - 32 · Fax +49 (0) 781 - 9226 - 77 · biogas@messeoffenburg.de

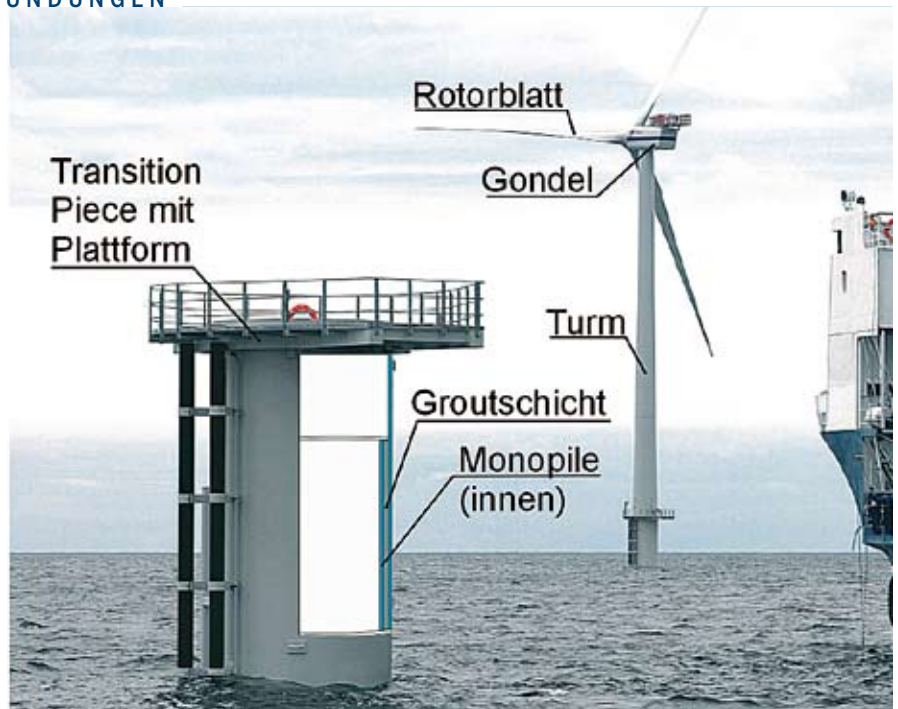
www.biogas-offenburg.de

gegeben. Auf das Ermüdungsverhalten vermörtelter Rohr-in-Rohr-Steckverbindungen wird nicht konkret eingegangen. Die Richtlinien verweisen auf ursprünglich für normalfeste Betone entwickelte Wöhlerlinien, deren Übertragbarkeit auf die hochfesten Spezialmörtel Bestandteil aktueller Forschung ist.“

Kleiner Exkurs: Wöhlerlinien entspringen dem so genannten Wöhlerversuch, mit dem die Schwingfestigkeit von Werkstoffen oder Bauteilen ermittelt wird. Dabei wird ein Versuchskörper belastet, bis der Bruch eintritt oder eine bestimmte Schwingzahl erreicht ist. Im Wöhlerdiagramm trägt man dann die Nennspannung gegen die Schwingzahl auf. Wöhlerlinien visualisieren also ein material- oder bauteilspezifisches Verhalten.

Kurz gefasst lautet der Vorwurf: Die Regelwerke für die Konstruktion und Ausführung der Monopile-Gründung ziehen nicht passende Materialkenngrößen heran, weil die passenden erst erforscht werden. Schaumann kommt deshalb zu dem Schluss: „Eine wirtschaftliche Dimensionierung ermüdungsbeanspruchter Grouted Joints unter Biegung ist mit den Vorgaben der Richtlinien nur schwer möglich.“

Angesprochen sind hier im wesentlichen Germanischer Lloyd (GL) und noch mehr Det Norske Veritas (DNV). In Skandinavien hat sich nach Angaben Schaumanns bereits ein Konsortium gebildet, um die Details zu erforschen. DNV hat im November 2009 seine Empfehlungen für die axiale Tragfähigkeit von Grouted Joints zurückgezogen und durch konservativere Hinweise übergangsweise ersetzt. Diese gelten bis zur Einführung überarbeiteter Bemessungs- und Konstruktionsregeln für Grouted Joints.



Das Grout-Material – hochfester Beton – wird in den Raum zwischen Übergangsstück und Monopile eingespritzt.

Grafik: Vestas, Institut für Stahlbau, Leibniz Universität Hannover

Der GL betont, dass die Formulierung in seinem Regelwerk zwar „weich gefasst“ war, er aber immer den Einbau von Schubrippen (shear keys) empfohlen habe. Die bisherigen Forschungsergebnisse bestätigten diese Linie, gleichwohl bestehe noch weiterer Forschungsbedarf, der in einem gemeinsamen Projekt mit der Leibniz Universität Hannover verfolgt werde.

Schubrippen sollen Tragfähigkeit erhöhen

Schaumann unterstreicht aber, dass sich die Grout Joint-Verbindung grundsätzlich auch

für die besondere Beanspruchungsart in einer Offshore-WEA eignet. Eine Nachbesserung an den bestehenden Anlagen sei durch Hilfskonstruktionen möglich, notwendig sei aber eine grundlegende Beseitigung des Problems. Dazu müssten die bisherigen Erkenntnisse in die Konstruktion des Monopiles und des Übergangsstücks einfließen. Die fast ausschließlich auf Reibkraft basierende Grout-Verbindung müsste seiner Ansicht nach durch mechanische Verbundmittel ergänzt werden. „Um die axiale Tragfähigkeit zu erhöhen, könnte man Schubrippen durch Auftragschweißen herstellen“, erklärt er. Diese Elemente auf der Außenseite des Piles oder auf der Innenseite des Übergangsstücks führen zu einer „erhöhten Schubverzahnung“, so Schaumann. Die Schubrippen ließen sich unterschiedlich ausführen: Entweder als reine Schweißwulst, als aufgeschweißten Flachstahl mit Kehlnähten oder als Rundstahl mit Kehlnähten. Schaumann gibt aber zu bedenken, dass jede zusätzliche Schweißnaht die Dauerfestigkeit des Monopiles beeinträchtigt. Nachzudenken wäre auch, ob man den hochfesten Beton des Grouted Joint durch einen Spezialkleber ersetzt. Sein Institut prüft auch den Einsatz von zwei gegenläufig konischen Rohren als Monopile und als Turm. In diesem Fall könnte sogar auf das Übergangsstück in der jetzigen Form verzichtet werden.

Boden mit Gedächtnis

Zusätzliche Probleme – allerdings ganz anderer Natur – könnten auf die Offshore-Branche in einigen Jahren zukommen.



Schweißwulste als Schubrippen bringen zusätzlich zur Reibschlussverbindung eine Formschlusskraft in die Grouted Joints ein.

Foto: Institut für Stahlbau, Leibniz Universität Hannover

Untersuchungen der Technischen Universität Hamburg-Harburg (TUHH) deuten darauf hin, dass Monopile-Gründungen längst nicht so langzeitstabil sind, wie die Betreiber von Offshore-Windparks annehmen – und hoffen. Forschungsarbeiten am Institut für Geotechnik und Baubetrieb haben am Modell gezeigt, dass es aufgrund der zyklischen Belastungen des Monopiles zu Bodenveränderungen und zur Schiefstellung der gesamten Anlage kommen kann.

„Kein Boden verhält sich linear“, beschreibt die Bauingenieurin Christina Rudolph den Ausgangspunkt der Arbeiten. Ein lineares Verhalten läge dann vor, wenn der Boden nach einer Belastung in den Ausgangszustand „zurückfedern“ würde. Genau das passiere aber nicht. Zwar gibt es einen Anfangsbereich mit niedrigem Belastungsniveau, in dem sich ein Boden bei Entlastung wieder in den Ausgangszustand zurückkehrt. Bei Überschreiten einer bestimmten Last, deren Größe von der Bodenbeschaffenheit abhängt, bleibe aber auch bei Entlastung eine Restverformung zurück, die nicht umkehrbar ist. „Jeder Boden hat ein Gedächtnis“, veranschaulicht Rudolph die Sache. „Die Frage ist nur: Wie viel vergisst er wieder?“

Demnach würde ein Windrad mit Monopile-Gründung folgendes Verhalten zeigen: Wind und Wellen erzeugen ein Moment, das durch die Bettungsreaktion des Meeresbodens kompensiert wird. Dort, wo der Monopile im Boden verschwindet, kommt es aber durch die zyklischen Lasten und die damit verbundenen Verformungen des Monopiles zu Veränderungen im Boden. Sie sind auf Vorgänge im wassergesättigten Sand zurückzuführen – die Geotechniker sprechen in bestimmten Fällen von Porenwasserüberdruck. Porenwasserüberdruckbildung ist ein Phänomen, das bei speziellen Kombinationen von Lastfrequenz und Bodendurchlässigkeit auftritt. Veränderungen im Boden treten allerdings auch ohne Porenwasserüberdrücke auf.

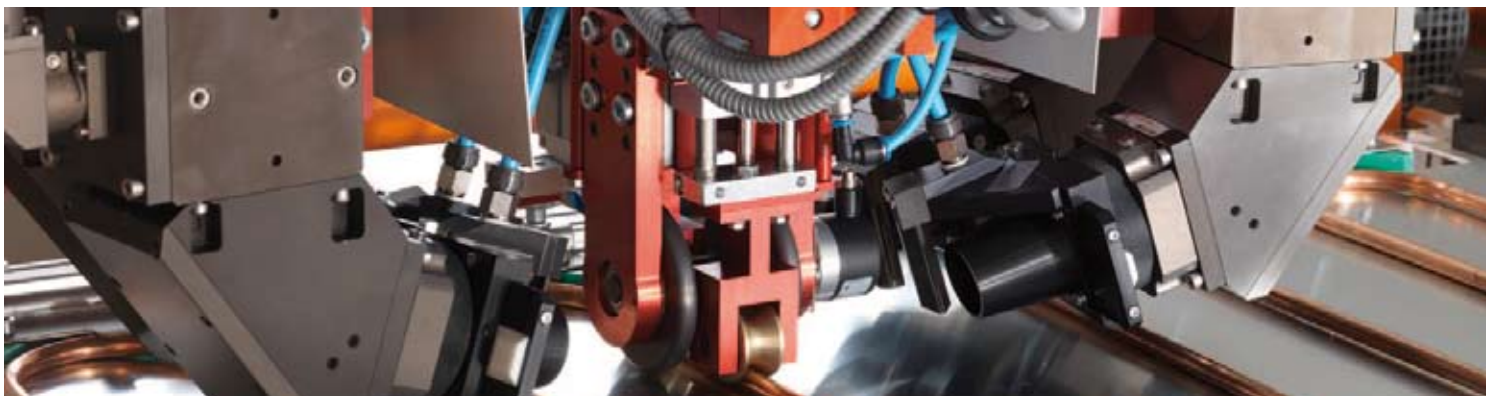
Ein Großteil der zyklischen Lasten greifen den Monopile zwar im linearen Anfangsbereich an, es gebe aber, so Rudolph, eine Anzahl von Lasten im nichtlinearen Bereich. Sie könnten auf Dauer zu einer Schiefstellung des Windrades führen. Diese Vorgänge werden derzeit an den Forschungseinrichtungen intensiv untersucht. Im Institut für Geotechnik und Baubetrieb (GBT) der TUHH liegt jetzt eine Promotionschrift vor, die diese Vorgänge im Modell nachgestellt und

analysiert hat und Prognosen zur Langzeitverformung ermöglicht. Die Vorhersage des Langzeitverformungsverhaltens beschränkt sich allerdings auf Lasten aus gleich bleibender Richtung, was einer immer gleichen Windrichtung entspricht – ein Szenario mit begrenzter Aussagekraft für die Praxis.

Bodenfreundliche Monopiles gefragt

Christina Rudolph will das Modell nun erweitern. „Meine Fragestellung lautet“, erklärt die Bauingenieurin, „was passiert, wenn der Wind, wie in Wirklichkeit auch, aus wechselnden Richtungen kommt?“ Rudolph steht am Anfang ihrer Arbeit und hat erste Ergebnisse noch nicht parat. Sie vermutet aber, dass das Problem durch die Einbeziehung wechselnder Windrichtungen wahrscheinlich nicht kleiner wird. Sind die Monopiles erst einmal montiert, wäre Abhilfe vorerst nicht in Sicht. Überlegungen hinsichtlich Prävention gehen dahin, dass Design der Monopiles „bodenfreundlicher“ zu gestalten. Konische Rohre beispielsweise würden, das ergaben Arbeiten am GBT, den Umfang der Bodenbewegungen durch die Wind- und Wellenlasten deutlich verringern.

Jörn Iken



SMEThermal 2011

Solar Thermal Materials, Equipment and Technology Conference

10 February 2011, Berlin, Germany

Conference management: Solarpraxis AG
Anja Kleppek, Phone: +49 (0) 30 | 726 296-305
anja.kleppek@solarpraxis.de

Contact for sponsors: SUN & WIND ENERGY
Christiane Diekmann, Phone: +49 (0) 521 | 595 547
cd@sunwindenergy.com

in cooperation



Gold Sponsors



Silver Sponsor



Partner



Programm Advisors

