

# Wenn Türme den Kontakt verlieren



30 Windturbinen stehen im E.ON-Windpark Scroby Sands vor Englands Ostküste. Ein Befund über den Zustand ihrer Turmverbindungen liegt noch nicht vor.  
Foto: E.ON UK

Drei Viertel der weltweiten Offshore-Windräder sind von einem Konstruktionsfehler zwischen Gründung und Turm betroffen. Jetzt arbeitet die Branche gemeinsam an einer Lösung.

Vor der Küste sind die Dinge ins Rutschen gekommen. Die Türme etlicher Offshore-Windenergieanlagen haben sich um einige Zentimeter nach unten bewegt. Zum Beispiel im Windenergiepark Egmond aan Zee, rund fünfzehn Kilometer nordwestlich des niederländischen Touristenstädtchens. Im April teilte Vattenfall, einer der Betreiber des Parks, mit: An den Türmen der Anlage ist es zu Setzungen gekommen. Betroffen seien Türme, die auf einem so genannten Monopile gegründet seien, hieß es in der Pressemitteilung. Ähnliche Schäden habe man auch bei zwei weiteren Windparks gefunden: Horns Rev 1 vor der dänischen Nordseeküste und Kentish Flats im Bereich vor der Themsemündung. Risse im Baumaterial seien nicht zu erkennen, aber auch hier sei es zu Setzungen gekommen.

Offenbar ist ein Konstruktionsfehler der Offshore-Windräder für das Phänomen verantwortlich. Monopileverbindungen bestehen aus nur einem Pfahl, der in den Meeresgrund getrieben wird, der eigentliche Windturm wird später auf den Pfahl gesetzt. Die Schwachstelle ist der Übergang vom Rammpfahl, der die Anlage fest im Meeresboden verankert, zu dem so genannten Übergangsstück. Dieses Bauteil schiebt sich einige Meter von

oben über den Pfahl und trägt den Turm mit der Gondel und den Rotorblättern. „Das ist eine Rohr-in-Rohr-Verbindung, bei der die Rohre nicht direkt aufeinander liegen. Zwischen beiden befindet sich ein Zwischenraum in der Größe von ungefähr fünfzig Millimetern, der durch einen hochfesten Beton verfüllt wird“, erklärt Peter Schaumann. Der Professor am Institut für Stahlbau der Leibniz Universität Hannover beschäftigt sich schon seit dem Jahr 2003 mit der Stabilität solcher Verbindungen. Im Fachjargon werden sie „Grouted Joints“ genannt – nach dem Einspritzmörtel (grout), der beide Bauteile miteinander in Kontakt bringt.

Grouted-Joint-Verbindungen werden schon seit vielen Jahren für Offshore-Bauwerke verwendet, zum Beispiel um die einzelnen Streben in den fachwerkartigen Gründungen von Bohrplattformen zusammenzufügen. Und auch für Monopile-Windkraftanlagen bieten sie sich geradezu an. Denn zum einen lässt sich mit ihnen eine Schiefstellung des Rammpfahls ausgleichen. Zum anderen können die Baufirmen bereits an Land einen Teil der Aufbauten an dem Übergangsstück vorinstallieren, etwa die Zugangsplattform mit der Leiter. Das spart Montagezeit vor Ort und rechnet sich daher auch finanziell.

Allerdings müssen die Betonverbindungen auch ganz besonders starken Belastungen standhalten, wie man sie von Offshore-Bauwerken der Öl- und Gasindustrie nicht kennt, erläutert Peter Schaumann: „In diesem Übergangsstück wirkt bei Monopile-Strukturen zwar eine vergleichsweise geringe axiale Beanspruchung von oben, die im Wesentlichen auf das Eigengewicht der Anlage und des Turms zurückgeht. Dafür aber wird die Verbindung überwiegend auf Biegung beansprucht, was natürlich durch die starke Windeinwirkung hervorgerufen wird. Das ist der große Unterschied zu dem klassischen Anwendungsfeld in der Ölindustrie.“

Wind und Wellen biegen die ineinander gesteckten Rohre hin und her, drücken und ziehen an der Fuge. Dadurch lockert sich die Verbindung: „Am Anfang haften Stahl und Beton noch aufeinander. Denn mikroskopisch betrachtet sind diese Oberflächen immer rau, und diese Rauigkeit reicht für eine gewisse Haftung. Doch allein durch diese dynamische Beanspruchung geht die Haftung dann verloren.“ Das Resultat: Der Turm rutscht am Gründungspfahl nach unten. Und genau dieses Phänomen lässt sich nun in mehreren Offshore-Windparks beobachten.

## Ein industrieweites Problem

Die Betreiber der Anlagen geben sich zurückhaltend. Der Energiekonzern E.ON beispielsweise besitzt neben dem Standort Blyth mit nur zwei Turbinen, zwei größere Offshore-Windparks mit Monopile-Gründungen, beide vor der Küste Großbritanniens: Scroby Sands in der Nordsee und Robin Rigg in der Irischen See. Auf Anfrage teilte der Konzern mit, dass er das Problem im Rahmen einer Industriearbeitsgruppe analysiere. Ob und inwiefern die E.ON-Windparks betroffen sind, könne man noch nicht sagen.

Ingegerd Bills vom schwedischen Energieversorger Vattenfall verweist auf die Pressemitteilung vom April. Setzungen der Türme könnten für Horns Rev 1 und Kentish Flats bestätigt werden. Diese Befunde würden nun weiter untersucht und analysiert werden. Sie betont, dass es sich um äußerst geringe Verschiebungen handelt, die kein Sicherheitsrisiko und keine Gefahr für den Betrieb der Anlagen darstellen. Das komplette Ausmaß des Schadens könne man noch nicht abschätzen. Wie sich die rutschenden Türme in Zukunft verhalten, soll mit einer Monitoring-Ausrüstung vor Ort überwacht werden. Akute Reparaturarbeiten seien im Moment nicht geplant, würden aber natürlich in Erwägung gezogen, sollte sich der Zustand der Anlagen verändern.

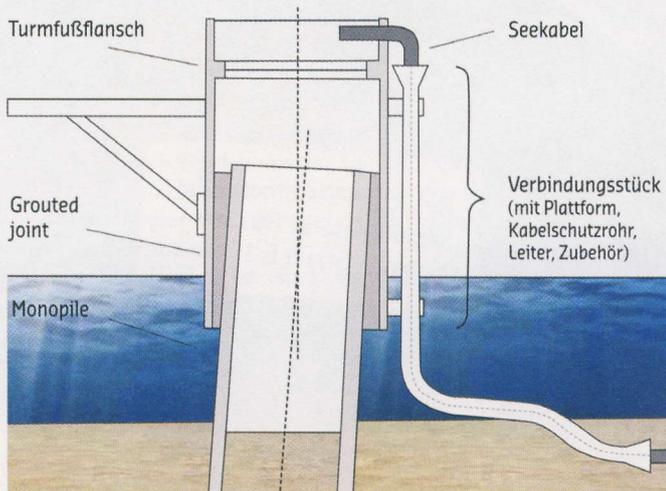
Der dänische Energiekonzern DONG Energy lässt sich am tiefsten in die Karten schauen. „Als wir von dem Problem erfahren haben, sind wir damit selbst an die Öffentlichkeit gegangen. Denn wir investieren im Moment so viel in die Offshore-Technik, dass wir nicht das Risiko eingehen wollten, dass irgendeine Zeitung die Geschichte aufgreift und künstlich aufbläht“, sagt Firmensprecher Andreas Krog. „Finanziell gesehen sollte das auf uns nur



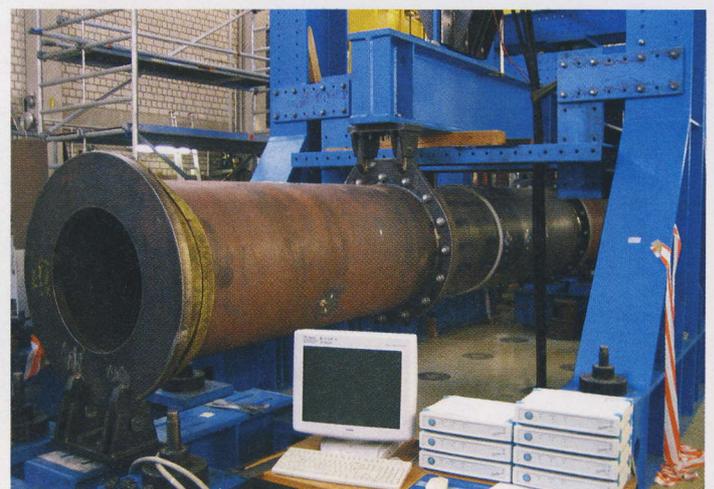
Das Übergangsstück einer Offshore-Anlage wird auf den Rammpfahl gehoben, hier im Windpark Horns Rev 2, der auch von den Rutschungen betroffen ist.  
Foto: DONG Energy A/S

begrenzte Auswirkungen haben. Unsere Ingenieure haben sich mit drei verschiedenen Lösungswegen beschäftigt. Und wir erwarten, dass der aufwändigste davon uns ungefähr 100 Millionen Dänische Kronen kosten wird, also umgerechnet etwas weniger als 15 Millionen Euro.“

Betroffen sind die Standorte Burbo Bank und Gunfleet Sands vor der britischen Küste, sowie Horns Rev 2 in der Nordsee vor Dänemark. Bei rund 160 Anlagen wurden Schäden festgestellt. Andreas Krog betont jedoch: „Das Problem ist nicht nur auf DONG Energy be-



Das kritische Segment beim Übergang vom Windturm zum Monopile. Um ein Ineinanderrutschen künftig zu vermeiden, arbeiten Unternehmen und Institute an Lösungen. Quelle: Gasch, Twele 2005



Belastungsversuch an einem verkleinerten Modell einer Grouted-Joint-Verbindung, durchgeführt am Institut für Stahlbau der Leibniz Universität Hannover.  
Foto: Institut für Stahlbau, Leibniz Universität Hannover



Das Übergangsstück ist am Monopile montiert und ragt aus dem Wasser. Später wird der Windturm die Festigkeit der Verbindung auf eine harte, langjährige Probe stellen.

Foto: DONG Energy A/S



Dunkle Zeiten für die Offshore-Industrie? Eine Kooperation verschiedener Windenergiefirmen arbeitet nebst GL und Leibniz Universität daran, die Probleme schnell abzuwenden.

Foto: E.ON UK

schränkt; es ist ein industrieweites Problem. Alle haben diese Methode angewandt, die ja schließlich auch vom DNV zertifiziert gewesen ist. Unser Interesse besteht nicht darin, eine Lösung nur für unsere Anlagen zu finden, die wir dann geheim halten. Wir alle möchten doch, dass Offshore-Windenergie immer ausgereifter wird.“

## Neue Konstruktionsrichtlinien

Im Herbst 2009 haben sich führende Firmen aus der Windenergiebranche zusammengeschlossen, um das Problem gemeinsam anzugehen. Geleitet wird das Projekt von der Klassifizierungsgesellschaft Det Norske Veritas (DNV), deren Experten das Phänomen gegen Ende 2008 erstmals beobachtet hatten. Wenig später, Anfang 2009, haben sie ihre Klienten und die Behörden von den Schäden in Kenntnis gesetzt. Das gemeinschaftliche Industrieprojekt soll nun klären, inwieweit DNV seine Konstruktionsvorschriften für den Bau von Monopile-Anlagen ändern muss. Der Firmensprecher Per Wiggo Richardsen beantwortete eine Interview-Anfrage per E-Mail: „Die bisherige Version unseres Design-Standards basierte auf den besten Kenntnissen und Technologien, die zur damaligen Zeit zur Verfügung standen. Sie war industrieweit akzeptiert.“

Doch nun müssen die Richtlinien wohl umgeschrieben werden: „Basierend auf dem Wissen, das wir durch das gemeinschaftliche Industrieprojekt erlangen, wird DNV – falls nötig – Empfehlungen aussprechen, wie man an bereits existierenden Windturbinen Korrekturen vornehmen kann oder wie man die Konstruktion zukünftiger Anlagen verbessern kann. Einige Verbesserungen wurden bereits im Rahmen des Projektes gefunden. Wir werden sie als Teil unserer neuen Richtlinie vorlegen.“

Die internationale Zertifizierungsgesellschaft GL Renewables Certification (GL) hat schon im Jahr 2003 in seiner Richtlinie zur Zertifizierung von Offshore-Windenergieanlagen die Empfehlung ausgesprochen, Grouted-Joint-Verbindungen beim Bau zusätzlich mit so genannten Schubrippen auszustatten. Das können zum Beispiel Schweißwülste, Flach- oder Rundstähle sein, die an der Innenseite der zu verbindenden Rohre angebracht werden. Dadurch entsteht dort auf den Oberflächen der beiden Bauteile ein waschbrettartiges Profil, das der Verbindung zusätzliche Stabilität verleiht.

## Reparieren und überwachen

„In der Praxis konnten mit diesem Design schon einige positive Erfahrungen gesammelt werden. Soweit ich weiß, hat es an Monopile-Gründungen, die über diese Schubrippen verfügen, noch keine Probleme mit den Grouted-Joint-Verbindungen gegeben“, führt Marcus Klose vom GL aus.

„Diese Maßnahme empfehlen wir beim GL zurzeit in unserer Richtlinie. Im Moment laufen dazu Versuche in Zusammenarbeit mit Prof. Schaumann, in denen wir vier Modellkörper auf Ermüdungslast untersuchen. Wir erwarten auf Basis dieser Erkenntnisse, auch detailliertere Empfehlungen herausgeben zu können. Diese werden dann auch in die nächste Revision unserer Richtlinie einfließen.“

Beim dänischen Energieversorger DONG Energy hat man sich eine andere Lösung für die Windparks an den Standorten Walney und London Array ausgedacht, die momentan noch nicht fertiggestellt sind: Die oberen Enden der Gründungspfähle laufen konisch zu. Sollte das Übergangsstück ins Rutschen kommen, trifft es dort auf Widerstand.

Eine akute Bedrohung für die Sicherheit der Anlage besteht nach Ansicht des GL-Sachverständigen nicht: „Meiner Einschätzung nach ist ein schlagartiges Versagen unwahrscheinlich“, sagt Marcus Klose. „Ich denke, das ist eher ein Dauerhaftigkeitsproblem. Aber wenn solche Rutschungen auftreten, muss man reagieren und sich ein Reparaturkonzept überlegen.“

An solchen Ansätzen arbeitet auch Peter Schaumann, der Stahlbau-Experte von der Leibniz Universität Hannover. „Als Szenario für die kommenden Monate kann man sich vorstellen, dass die Beobachtungen solcher Phänomene zunehmen, auch in neuen Parks“, sagt der Professor. Daher sei es wichtig, Konzepte gegen das Rutschen der Türme zu entwickeln. „Man kann zukünftige Schäden verhindern, indem man zum Beispiel bei dem oberen Turmteil innen kleine Konsolen anbringt und dann auf dem oberen Rand des inneren Turmteils absetzt. So könnte man ein weiteres Rutschen unterbinden, aber die Kraftübertragung des Biegemomentes könnte weiterhin durch die Verbindung erfolgen“, erklärt Peter Schaumann. Außerdem plädiert er dafür, die Lösungen in jedem Fall mit einem Monitoring zu verbinden.

Bei neu gebauten Anlagen gehe es in naher Zukunft zunächst einmal darum, praktische Erfahrungen mit den Schubrippen zu sammeln. Die Bewährungsfrist dieser Technik könne einige Jahre betragen. „In der Zwischenzeit wird man so vorgehen, dass man die Ergebnisse der Forschungsarbeiten mit den Fachleuten diskutiert und das Beste nach dem heutigen Stand der Wissenschaft verwirklicht. Was die Materialbelastung angeht, wird man wohl etwas vorsichtiger sein und nicht gleich an die Grenzen der Beanspruchbarkeit heran gehen.“

ARNDT REUNING