

## Per HGÜ durch die Nordsee

Die lang ersehnten Netzanbindungen für die Nordsee-Windparks sind endlich in Sicht. Knapp drei Gigawatt Übertragungsleistung sollen bis Mitte nächsten Jahres zur Verfügung stehen. Der Verfasser beschreibt am Beispiel der Konverterplattform SylWin Alpha, welche Konzepte, Ideen und Lösungen entwickelt wurden, um die Offshore-Anbindung zur Serienreife zu bringen.

Anfang Juli stach in Warnemünde ein 15.000 t schwerer, stählerner Quader in See (Bild 1). Tage später erreichte er sein Ziel: Die Offshore-Windparks DanTysk, Butendiek und Sandbank rd. 70 km westlich von Sylt. Seine Aufgabe: Drehstrom in Gleichstrom wandeln und zum Festland schicken. Die SylWin Alpha, so die offizielle Bezeichnung, ist die bisher größte installierte Konverterplattform weltweit. Mit einer Anschlussleistung von 864 MW kann sie bei etwa 4000 Volllaststunden rechnerisch rd. 900.000 Haushalte versorgen (siehe Kastentext). Insgesamt eine Milliarde Euro Investitionskosten sind dann in das Projekt, die Anbindung Sylwin1, geflossen, das Siemens für den deutsch-niederländischen Netzbetreiber TenneT realisiert hat. Die Konverterplattform SylWin Alpha ist ein wesentlicher Bestandteil.

Bereits im Mai 2014 hat Siemens ebenfalls für TenneT die BorWin2-Plattform nordwestlich von Borkum installiert – und im August 2013 die HelWin Alpha-Plattform

vor Helgoland. Insgesamt baut das Unternehmen fünf Nordsee-Netzanbindungen für TenneT. Die ersten vier mit zusammen 2,9 GW Übertragungsleistung sollen sukzessive zwischen dem zweiten Halbjahr 2014 und dem ersten Halbjahr 2015 in Betrieb gehen. Damit sollten die vielen Verzögerungen und Probleme endgültig der Vergangenheit angehören. Eine neu beauftragte fünfte Netzanbindung in der Nordsee, BorWin3, soll im Jahr 2019 betriebsbereit sein.

Die Offshore-Pläne für die Nordsee standen lange Zeit unter keinem guten Stern. Für die Spötter war es ein gefundenes Fressen, dass die Windräder während der ungeplant langen Inbetriebnahmephase sogar per Dieselgenerator in

Schwung gehalten werden mussten. Erinnerungen an Growian, die »große Windenergie-Anlage«, kamen auf. In den achtziger Jahren diente sie als Beweis, dass Windkraft noch nicht einmal an Land für Strom sorgen kann.

Nun, im Jahr 2012 erzeugten Growians Urenkel allein in Deutschland rd. 50 TWh elektrische Energie, allerdings überwiegend an Land. Die Offshore-Projekte hinkten hinterher, jedoch kaum wegen Problemen mit den Windkraftanlagen selbst.

### Einsame Energieriesen

Moderne Windkraft ist hochseetauglich. 6-MW-Turbinen können die steife Nordseebrise hervorragend ausnutzen. Die riesigen Rotorblätter bestehen nicht mehr aus Stahl, sondern aus leichten und flexiblen Verbundwerkstoffen. Sichel förmig ragen die Spitzen aus der



Dipl.-Phys. *Martin Witzsch*, Freier Journalist, Erlangen



*Bild 1: 26 m hoch: Die Plattform SylWin Alpha kurz vor der Fertigstellung*

Drehebene. Bei einer Böe können sie nachgeben und einen guten Teil der Windlast abfangen. Außerdem ließen sich die Drehzahlen verringern, so dass die Blattspitzengeschwindigkeit auch bei großen Radien in einem unkritischen Bereich bleibt.

Unerwartete Probleme tauchten bei der Anbindung auf: So musste der Netzbetreiber TenneT vor der Kabelverlegung den Minenräumdienst einschalten, um den Weg für den Windpark Riffgat zu ebneten. Tonnenweise Munition aus dem zweiten Weltkrieg lagen im Bereich der Kabeltrasse. Aber auch die Plattformen selbst sorgte für Probleme. Zu gewaltig schien der Aufwand, um die riesigen Anlagen in marktgerechten Zeiträumen ans Netz zu bringen. Die notwendigen Planungs- und Bauzeiten für diese Pionierprojekte wurden unterschätzt.

»FOAK, first of a kind«, so trocken und pointiert beschreibt *Patrick Weber* (CEO Business Segment Grid Access bei Siemens AG, Energy Sector) die Ursachen. Die Verantwortlichen standen vor Aufgaben, für die es keine Vorbilder, geschweige denn Musterlösungen gab; angefangen von der Plattform bis hin zur zum Betrieb eines Offshore Inselnetzes mit gänzlich anderer Charakteristik als die bekannten Netze an Land.

### Eine Konverterplattform ist keine Ölbohrinsel

Dabei schien für Elektro-Ingenieure die Sache zunächst klar zu sein: Es gibt massenweise Plattformen in den Weltmeeren. Das ist eine ausgereifte Technik, die es quasi von der Stange gibt – ein Irrtum. Natürlich gibt es Spezialisten für Schiffbau und Gas- und Ölplattformen. Aber für ein hochseetaugliches Umspannwerk?

Siemens arbeitet hierfür u. a. mit der Werft Nordic Yards in Rostock Warnemünde zusammen, die große Erfahrungen mit Offshore-Anlagen im Öl- und Gasbereich besitzt. Für Siemens hat sie bereits drei Plattformen zur Windparkanbindung gebaut.

Schon beim normalen Betrieb steckt der Teufel in vielen Details, zum Beispiel im Korrosions- und

Rostschutz. Wer hätte gedacht, dass dieser bei einer Konverterplattform dauerhafter sein muss, als bei einer Förderplattform? Der Grund: Letztere sind ständig mit einer größeren Mannschaft besetzt, die Ausbesserungsarbeiten kontinuierlich erledigt. Bei einer Konverterplattform sind nur an wenigen Tagen Wartungsteams an Bord. Eine große Revision ist nur einmal im Jahr vorgesehen. So lange muss der Korrosionsschutz ohne Reparaturen durchhalten. Auch Sicherheitseinrichtungen und Routinen für den Ernstfall, etwa bei einem Brand, müssen bei Hochspannung natürlich völlig anders gestaltet sein, als bei Öl.

Noch vor dem Betrieb steht die Installation. Die Windkraftfelder befinden sich in der »AWZ«, der »Ausschließlichen Wirtschaftszone«, die vom Ende des Küstenmeers (12-Seemeilen-Zone) bis maximal 200 Seemeilen Entfernung zur Küste reicht. Das Meer ist dort rd. 30 m bis 40 m tief. Siemens musste somit Spezialisten finden und eigene Erfahrungen sammeln, um in der rauen Nordsee-Umgebung zu bestehen.

### Float Over and Jack Up

Es gibt verschiedene Methoden, um eine Plattform zu installieren. Allen gemeinsam ist eine Aufteilung in eine Unterkonstruktion, die Gründung, und eine »Topside«, das kastenförmige Oberteil. Dieses muss in jedem Fall rd. 20 m über der Wasseroberfläche stehen, um sicher vor den Wellen der Herbststürme zu sein. Bei HelWin Beta – einer Plattform vor Helgoland – wird dies Thialf übernehmen, einer der beiden weltweit einzigen Schwimmkräne, der die 15.000-t-Stahlkiste auf die fertig errichtete Unterkonstruktion hieven kann. Der Nachteil: So ein Kran ist lange im Voraus ausgebucht und kostet rd. eine Million Euro am Tag; und man muss Zeitreserven einplanen, falls das Wetter nicht mitspielt.

Um das Hebemanöver zu umgehen, machte man andere Plattformen »kletterfähig«. Ihre 20-m-Stelzen bringen sie selbst mit. Bis zur Installation ragen die Beine noch aus dem Oberdeck der Topside (*Bild 2*). Ist sie über der fertig mon-



*Bild 2 (links): Das Oberdeck – links einer der bordeigenen Kräne. Rechts sind zwei der Beine zu erkennen, an denen sich die Plattform nach Erreichen der Zielposition hochzieht. Bild 3 (rechts): Die SylWin Alpha wurde auf einer Barge (im Bild rostrot) erbaut.*

tierten Unterkonstruktion positioniert, zieht sich die Plattform mit Stahlseilen an den eigenen Beinen hoch. »Jack up« nennen die Experten diese Technik.

Bleibt noch die Frage, wie die Plattform ihren Einsatzort erreicht. Die BorWin2 und Helwin1 waren selbst schwimmend. Für ihre Reise wurden sämtliche kritischen Öffnungen verschweißt und zusätzliche Schotts eingebaut. Die schon vorher installierte Unterkonstruktion lag so tief unter Wasser, dass die Topsides per Schlepper darüber gezogen werden konnten. Die Herausforderung war, die Beine unter Wasser genau zu positionieren. Außerdem durfte der Wellengang nicht mehr als 0,7 m betragen, was bei der Nordsee nicht oft der Fall ist.

Die Sylwin Alpha schließlich reist per Barge von Warnemünde aus an, einem antriebslosen, schwimmenden Ponton, der per Schlepper bewegt wird (Bild 3). Nordic Yards hat die Plattform direkt auf so einer Barge errichtet. Die Plattform selbst muss nicht schwimmfähig sein und die Unterkonstruktion darf knapp aus dem Wasser herausragen. Das vereinfacht das Positionieren und erlaubt auch ein wenig mehr Wellengang. Ist die Topside in Position, flutet man die Barge so weit, dass sie unter der Plattform wegttauchen

kann – float-over heißt dieses Verfahren. Spezielle Dämpfer, die Leg Mating Units, verhindern, dass der Seegang während des Installationsvorgangs die Topside beschädigt und das Einfädeln der Beine in das Untergestell sicher erfolgen kann (Bild 4). Zum Schluss werden die Beine mit großen Bolzen verriegelt und mit der Unterkonstruktion verschweißt. Das Verfahren ist schnell. Die Fahrt nimmt zwar einige Tage in Anspruch, aber dann dauert es nur noch einen Tag, bis die Topside auf Arbeitshöhe sitzt. Danach beginnt die Inbetriebsetzung und schließlich kann die Plattform die erzeugte Energie als Gleichstrom an Land schicken: per HGÜ.

#### **HGÜ: auf hoher See unentbehrlich**

HGÜ, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ist durch die Trassendiskussion wieder im Fokus der deutschen Öffentlichkeit. Die Technik ist nicht neu. Schon in den 1940er Jahren war eine Strecke von Vockerode an der Elbe nach Berlin geplant, die jedoch kriegsbedingt nicht realisiert wurde. Einer Verbindung zwischen BRD und DDR (HGÜ-Kurzkupplung Wolmirstedt) – zwar beide mit 50-Hz-Netzen, aber auch in Sachen Strom nicht syn-

chronisiert – kam die Wende zuvor.

HGÜ arbeitet verlustärmer als Dreiphasendrehstromnetze, erfordert aber einen erheblichen technischen Aufwand und lässt sich nicht so einfach vernetzen. Deshalb ist HGÜ an Land, d. h. mit Freileitungen, nur bei Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ab rd. 600 km Leitungslänge oder als Verbindung von nicht synchron laufenden Netzen oder Netzen mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen interessant. Anders ist dies bei einem Unterseekabel, das im Vergleich zu einer Freileitung einen hohen Kapazitätsbelag aufweist, mit anderen Worten: Das Kabel kann als riesiger Kondensator betrachtet werden. Dessen Umladung erzeugt bei Wechselspannung Blindströme. Die Verluste sind so hoch, dass ohne HGÜ bereits ab rd. 70 bis 80 km Übertragungslänge die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben ist.

Weitere Vorteile von Gleichstrom sind z. B., dass kein Skin-Effekt auftritt, der bei Wechselstrom die Ladungsträger an den Rand des Leiters drückt. Das erfordert bei Drehstromleitungen höhere Querschnitte. Außerdem muss die Isolation bei Wechselspannung auf 1,4-fache Nennspannung ausgelegt sein. Kurz: Gleichstrom braucht im Gegensatz zu Drehstrom nur zwei

statt drei Leiter, geringere Querschnitte und eine weniger aufwändige Isolation. Gerade bei den kostspieligen und nur schwer zu reparierenden Unterseekabeln ein wichtiges Argument.

Zum Anbinden küstenferner Windparks ist HGÜ praktisch alternativlos, auch wenn sich Offshore-Anlagen immer auf dem Festlandsockel befinden. Eine Kabeltrasse kann in der Regel nicht schnurgerade zur Küste geführt werden; und passende Einspeisepunkte ins Höchstspannungsnetz stehen auch nicht direkt am Strand. Bei SylWin beträgt die Strecke bis zum Land 160 km. Danach folgen weitere 45 km bis zum 400-kV-Einspeisepunkt Büttel. Die Verluste auf dieser Strecke liegen unter 4 %. Sie verteilen sich zu je einem Drittel auf die beiden Konverter und das Kabel.

sich nicht für Offshore-Anlagen. HGÜ-Konverter in dieser Umgebung müssen sehr robust, platzsparend und schwarzstart-fähig sein, d. h. die Anlage muss offshore ohne treibende Netzspannung »aus eigener Kraft« hochfahren können.

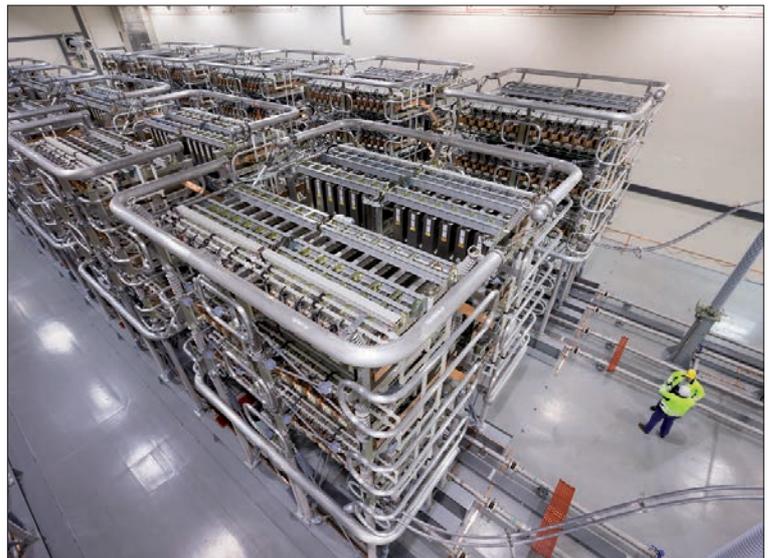
Siemens setzt hierfür das System HVDC Plus ein (High Voltage Direct Current Transmission), das auf selbstgeführter Voltage-Sourced-Converter-Technik in Modular-Multilevel-Converter-Bauweise (VSC MMC) basiert (Bild 5). Hinter diesem Wortungetüm verbergen sich Umrichter auf Basis von IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistoren). Das sind Halbleiterbauelemente, die »selbstgeführt« arbeiten – im Gegensatz zu Thyristoren, die einen Strom-Nulldurchgang benötigen und so nur im Rhythmus der anliegenden Netzfrequenz schalten

dienen nur zur Entkopplung der Konverterarme untereinander sowie vom DC-Kabel und zur Begrenzung des Stromanstiegs bei Fehlerfällen (Bild 6).

### Sonstige Offshore-Elektrik

Auch die restliche Elektroinstallation muss auf See ganz besondere Anforderungen erfüllen. Der Platz ist teuer, deshalb kommen zwei gasisolierte Schaltanlagen zum Einsatz, die wesentlich kompakter sind als luftisolierte Versionen (Bild 7).

Alle Anlagenteile sind über Luken auf dem Oberdeck erreichbar. Im Schadensfall lassen sie sich so mit den beiden Kränen schnell austauschen. Die einzige Ausnahme bilden die beiden Transformatoren mit je 637 MVA Nennleistung (Bild 8). Sie transformieren die 155 kV



**Bild 4 (links):** Der »LMU«, der Dämpfer am unteren Ende eines der neun Plattform-Beine. **Bild 5 (rechts):** In der Konverter-Halle wird der Drehstrom der Windkraftanlagen in verlustarmen Gleichstrom umgewandelt.

TenneT hat mit den Verlegearbeiten einschließlich Horizontalbohrungen zur Unterquerung des Deiches bei Büsum bereits 2011 begonnen. Die beiden einpoligen Kabel für mit Stahlseil-Armierung hat der Hersteller Prysmian geliefert.

### Klassische Konverter sind nicht offshore-tauglich

Wieder eine Schwierigkeit: Konventionelle netzgeführte Konvertertechnik mit Thyristoren eignet

können. IGBTs können jederzeit geschaltet werden, unabhängig vom Momentanwert der Netzspannung. Die MMC-Technik stellt eine nahezu perfekte sinusförmige Netzspannung zur Verfügung und kann deshalb auf die bei klassischer HGÜ-Technik benötigten Filter verzichten. Sie verursacht zudem wenig hochfrequente Störungen; dadurch sind auch keine Hochfrequenzfilter nötig. Die großen Drosseln, die auf der SylWin Alpha einen eigenen Saal beanspruchen,

Drehstrom der Windparks auf die Spannung, die den Konvertern zugeführt wird. 490 t bringt jeder der beiden auf die Waage, davon 80 t für die Ölfüllung – zuviel für die Deckskräne. Allerdings sind die Transformatoren auch zu 100 % überlastbar und mehrfach aktiv und passiv gegen einen Brand geschützt.

Auch sonst gibt es beim Design der Installation einer Offshore-Plattform viel zu beachten, was anders als an Land (und unter freiem

Himmel) funktioniert. Luftisolationsstrecken müssen in alle Raumrichtungen, auch zur Decke hin, eingehalten werden. Kritische Bauteile sind hierfür in riesigen Hallen untergebracht. Außerdem ist Stahl ein mäßiger Leiter. Für einen sicheren Potentialausgleich verlaufen deshalb überall Kupferschienen (Bild 9).

Zur Eigen- und Notstromversorgung dienen zwei Hilfsdieselegeneratoren mit je 3,5 MVA und ein Notdieselegenerator mit 1 MVA. Dazu kommen noch vier unterbrechungsfreie Stromversorgungen, zwei mit je 40 kVA und zwei mit je 250 kVA für die Energieübertragung. Von und zur Plattform führen die 155-kV-Wechselspannungskabel von den Windparks sowie zwei Gleichstromkabel mit 13 cm Durchmesser und einem Leiterquer-

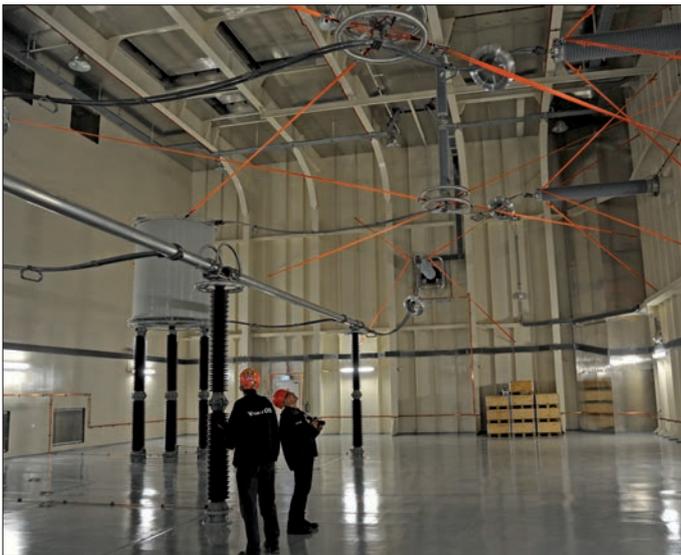
nannt: Die 25.000 t schwere Konstruktion (10.000 t für die Gründung, 15.000 t für die Topside) steht in knapp 30 m tiefem Wasser. Die Grundfläche der Topside ist mit 83 m × 56 m etwa 20 % kleiner als ein Fußballfeld. Die sieben Decks inklusive Oberdeck mit den Mannschaftsräumen erstrecken sich über eine Höhe von 26 m. Die Oberkante der Kräne liegt gut 67 m über dem Meeresspiegel.

Die Plattformen werden grundsätzlich unbemannt betrieben. Natürlich muss trotzdem Raum für Servicepersonal vorhanden sein. Hierfür verfügt die SylWin Alpha über 16 Kabinen mit eigenem Bad und insgesamt 24 Kojen, zwei Kombüse, begehbare Kühlräume sowie Mehrzweck-, Sport- und Aufenthaltsräume. Die Mannschaft kommt per Hubschrauber, der auf einem er-

ten Rettungsraum, der zwar keinen Zugang zur eigentlichen Plattform erlaubt, aber alles für die Erstversorgung und die Alarmierung von Rettungskräften bietet.

### Der wirtschaftliche Hintergrund

Die großen Offshore-Projekte sind fester Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung. Die größten europäischen Offshore-Märkte, Deutschland und Großbritannien, planen einen starken Ausbau. So könnte der Offshore-Windanteil am Strommix in Deutschland bis zum Jahr 2030 10 % ausmachen; in Großbritannien sogar bis zu 27 %. Dafür spricht auch, dass die Offshore-Anlagen eine hohe Akzeptanz bei der Bevölkerung genießen. Proteste gegen »Verspargelung« oder regionalpolitische 10H-Rege-



*Bild 6 (oben): Die Drosseln (links im Bild) begrenzen den Strom im Fehlerfall. Die orangefarbenen Spanngurte dienen als Transportsicherung während der Überfahrt.  
Bild 7 (rechts): Die gasisolierte Schaltanlage spart Platz.*

schnitt von 1250 mm<sup>2</sup> zur Energieübertragung ans Festland. Sie werden über einen »Cable Access Tower« an der Außenseite der Plattform zum Anschluss im Cable Joint Room geführt.

### Die schützende Hülle

Ergänzend zu den technischen Details seien hier noch ein paar Daten zu der Plattform an sich ge-

höht angebauten Helideck landen kann.

Last but not least: Auch an Schiffbrüchige wurde gedacht. Diese erreichen über Leitern einen separa-

lungen sind weitab von der Küste nicht zu befürchten.

Auch wenn so langfristige Vorhersagen mit Vorsicht zu genießen sind, die Pläne von Siemens für die



nächsten ein bis eineinhalb Jahre darf man mit Zuversicht betrachten. Geht alles gut, bringt das Unternehmen allein im Lauf dieses und des nächsten Jahres rd. 3 GW Anschlussleistung ans Netz. Das entspricht – der Vergleich sei hier bei aller Unvergleichlichkeit erlaubt – mehr als zwei Kernkraftwerken. Dabei spielt ein weiterer wichtiger Vorteil der Offshore-Technik eine große Rolle: Die stete steife Nordsee-Brise sorgt für 4.000 Volllaststunden, mehr als doppelt so viel wie an Land. Siemens hat hierzu einige Zahlen publiziert: Eine 3,6-MW-Turbine liefert pro Jahr 12 GWh onshore (küsten nah) und 18 GWh offshore; eine 6,0-MW-Turbine liefert 23 GWh onshore und 31 GWh offshore.

### Knackpunkt Kosten

Die Gesamtkosten der Anbindung SylWin 1 belaufen sich auf rd. eine Milliarde Euro. Die Kosten für weitere Offshore-Anbindungen zu senken, ist deshalb eine der Hauptaufgaben. Effizientere Turbinen, standardisierte Prozesse und kleinere Plattformen sollen dazu ebenso beitragen wie Skaleneffekte und viele Innovationen.

Auch bei der Partnersuche war Siemens erfolgreich. Neben den beiden erwähnten Unternehmen – Nordic Yards und Prysmian – zählen dazu auch Spezialisten aus der Öl- und Gasbranche, wie Petrofac und Heerema.

Ein erstes Etappenziel sind kleinere Plattformen. Hilfe kommt dabei



Bild 8: Der 637-MVA-Transformator bringt 500 t auf die Waage

von den Kabelherstellern. Wie bereits erwähnt, sind AC-Hochspannungskabel aufwändiger als solche für DC. Wegen der begrenzten Stromtragfähigkeit der 33-kV-AC-Kabel transformieren die AC-Umspannplattformen, die die Energie der Windkraftanlagen sammeln und zur Konverterplattform weiterleiten, von 33 kV auf 155 kV. Aus dem gleichen Grund transformiert die Konverterplattform auf diese Spannung und wandelt sie in 320-kV-Gleichspannung. Für solche Anwendungen gab es bis vor einigen Jahren nur masseimprägnierte Kabel. Diese sind wegen der Isolation aus ölgetränktem Papier nur sehr aufwändig zu vermuffen. Außerdem saugt sich Papier im

Schadensfall voll. Dann muss möglicherweise ein mehrere hundert Meter langer Abschnitt ausgetauscht werden, je nachdem, wie präzise die schadhafte Stelle aus dem Wasser gehoben werden kann. Siemens setzt deswegen für Offshore-Projekte ausschließlich PE-Kabel ein. Seit kurzem sind diese Kabel für 320 kV DC erhältlich.

Standardisierungen sollen zudem helfen, die Kostenkalkulation abzusichern. So konnte man die Projektlaufzeit für eine Anbindung zuverlässig auf vier Jahre (fünf Jahre als Zeitpuffer bei schlechter Witterung) bringen.

Abschließend noch ein Blick auf die Umwelteinflüsse. Die größten

### Volllaststunden und Betriebslaufzeiten

Ein selbst unter Fachleuten schwer auszurrottendes Missverständnis betrifft die Definition der Volllaststunden. Bei Anlagen an Land betragen diese rd. 1.600 h bis 2.000 h. Für Windkraft-Skeptiker ist dies ein K.O.-Kriterium, denn ein Jahr hat 8.760 Stunden. Schlussfolgerung: Die Anlage steht an mehr als drei von vier Tagen still. Dies ist jedoch schlicht falsch. Strom aus Windkraft wird an Land je nach Standort und Anlage an rd. 7.500 h produziert. Das entspricht einer Anlagenlaufzeit von 85 %. Wie viel der installierten Leistung tatsächlich genutzt werden kann, hängt von der Windstärke ab: Vier Stunden Betrieb bei einem Viertel der Nennleistung entsprechen einer Volllaststunde.

Volllaststunden sind somit ein rein rechnerischer Wert. Man erhält ihn, in dem man die Jahresproduktion in kWh durch die Nennleistung einer Windkraftanlage in kW dividiert. Er ist nur deshalb von Bedeutung, weil sich aus ihm sehr einfach der zu erwartende Erlös errechnen lässt. Dieser Erlös, nicht das Verhältnis von Zeitstunden zu Volllaststunden, ist das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage.

Bei Offshore-Anlagen in der Nordsee rechnet man übrigens mit 4.000 Volllaststunden im Jahr. Daraus lassen sich dann auch die Angaben über die Zahl der Haushalte ableiten, die eine Plattform – rein rechnerisch – versorgen kann: 1 MW Anschlussleistung ergibt bei 4.000 Volllaststunden 4.000 MWh im Jahr. Das entspricht in etwa dem Verbrauch von 1.000 deutschen Durchschnittshaushalten mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh. SylWin Alpha kann somit knapp 900.000 Haushalte versorgen.

Probleme treten offenbar während des Baus auf. Die Unterkonstruktion muss mit Stahlrohren, den so genannten Piles, gesichert werden. Diese werden mit Vibrations- und Impulshämmern bis zu 70 m in den Meeresboden gerammt. Unter dem Lärm könnten die ohnehin gefährdeten Schweinswal-Populationen leiden. Man reduziert diesen Einfluss durch zeitliche Beschränkungen (»Rammfenster«) und durch Blasenschleier, die die Schallausbreitung stören. Bei der Installation des Untergestelles der Sylwin Alpha wurden die Grenzwerte sogar unterschritten.

Im Betrieb scheinen die Einflüsse deutlich geringer zu sein. Was den Vogelschlag betrifft, darf man wohl sogar vorsichtig Entwarnung geben. Untersuchungen an Land zeigten nur Probleme bei Arten, die auch durch andere Einflüsse stark gefährdet sind. Bedrohliche Szenarien mit Massen toter Vögel und Fledermäusen am Fuß der Windkraftanlagen wurden glücklicherweise nicht bestätigt. Insgesamt scheinen Felder mit großen, langsamer drehenden Flügeln für Vögel besser



*Bild 9: Kupferschienen stellen den Potentialausgleich sicher*

**Bildquellen:** Bild 5: Siemens AG, alle anderen Bilder: Martin Witzsch (www.witzsch.com)

kalkulierbar zu sein als vereinzelte, kleine Schnellläufer. Bei Meeresvögeln wurde bisher unterschiedli-

ches Verhalten registriert, wie eine Untersuchung des Offshore-Windparks Egmond aan Zee aufzeigt. Einige auf Sicht jagende Vogelarten mieden den Windpark, während andere sich durch die Anlagen nicht gestört fühlten. Für die Meeresfauna stellte man sogar einen positiven Effekt fest: So sei die Biodiversität innerhalb des Windparks größer als in der umgebenden Nordsee. Ein Grund könnte sein, dass Windparks für die Schifffahrt gesperrt sind und somit Ruhezeiten bieten. Für eine abschließende Beurteilung ist es noch zu früh. Es gibt Stimmen, die die Aussagekraft der Studie in Frage stellen. Aber zumindest ist eine positive Überraschung angeht, nicht ausgeschlossen. Es gibt also viele gute Gründe, die Offshore-Windkraft trotz des hohen Aufwandes weiter zu verfolgen.

[info@witzsch.com](mailto:info@witzsch.com)

[www.energy.siemens.com/hq/de/stromuebertragung](http://www.energy.siemens.com/hq/de/stromuebertragung)

Vom 23. bis 26. September 2014 auf dem Gelände der Hamburg Messe

## WindEnergy: Rund 1.000 Aussteller präsentieren ihr Produktportfolio

Wenn am 23. September die WindEnergy Hamburg ihre Tore öffnet, präsentiert die globale Windbranche vier Tage lang ihre innovativen Technologien und Dienstleistungen. Unter den rd. 1.000 Ausstellern aus aller Welt, die die gesamte Wertschöpfungskette Onshore wie Offshore abdecken, werden insgesamt etwa 100 aus Dänemark kommen. 70 Firmen aus dem Land sind auf dem größten Nationenpavillon der internationalen Leitmesse vertreten, der eine ganze Halle belegt.

Gemeinsam mit Deutschland gilt Dänemark als Vorreiter in Sachen Windenergie und als Nation, die bei der Technologie mit an der Spitze liegt. Allein auf die exportstarke dänische Windindustrie entfallen rd. 25 % des globalen Umsatzes der Branche, in etwa 13 % auf den Weltmarktführer Vestas.

Dänemark selbst bleibt aufgrund seiner ehrgeizigen Energieziele in den nächsten Jahren ein wichtiger Absatzmarkt für die Branche: Bis zum Jahr 2050 will das Land seinen gesamten Energiebedarf aus erneuerbaren Energien decken, 50 % davon durch Onshore- und Offshore-Windkraft. Deren Anteil am Energiemix lag 2013 bei etwa 33 %.

Die WindEnergy Hamburg ist das Schaufenster für alle im internationalen Geschäft tätigen Unternehmen sowie für aktuelle wie aufstrebende Ländermärkte. Insgesamt stellen Firmen aus rd. 30 Nationen auf der Leitmesse aus. In mehr als 15 Nationenpavillons haben sich Branchen-Unternehmen verschiedener Länder zusammengeschlossen, um über ihr Produktportfolio gemeinsam zu informieren. Neben Dänemark präsentieren sich europäische Märkte von den Nieder-

landen bis zur Türkei. Jenseits von Europa gibt es Präsentationen der Windenergie-Märkte Kanada und USA, Argentinien, Japan, Korea, Bangladesch und China.

Von 23. bis 26. September 2014 findet in Hamburg die internationale Leitmesse der Windenergie-Branche statt. Zur WindEnergy Hamburg werden mehr als 1000 Aussteller aus aller Welt erwartet, die ihre Neuheiten präsentieren. Die internationale Leitmesse für die On- und Offshore-Windbranche wird alle zwei Jahre auf dem Gelände der Hamburg Messe veranstaltet. Vom 15. bis 18. September 2015 wird darüber hinaus die Windmesse mit Fokus auf den nationalen Markt in Husum stattfinden.

[www.windenergyhamburg.com](http://www.windenergyhamburg.com)