



Montage von Rotorblättern mit einem Kran.

Foto: BWE/Tim Riediger

## Hohe Türme, große Rotoren

**Volle Küsten, sinkende Förderung – der Bedarf an Hocheffizientturbinen für das wind-schwächere Binnenland steigt. Die Industrie treibt Neuerungen für diese Standorte voran.**

**B**ei den Turbinenherstellern läuft es derzeit wie geschmiert: Der deutsche Windmarkt erreichte 2014 mit einem Zubau von 4 750 Megawatt eine neue Rekordmarke, die Auslandsnachfrage zieht an, die Gewinne sprudeln: Der Hamburger Turbinenhersteller Nordex brachte im Vorjahr hierzulande 170 neue Anlagen ans Netz, 67 mehr als 2013. Dadurch vervierfachten die Hanseaten ihren Gewinn auf 39 Millionen Euro. Das hohe Absatzniveau will Nordex halten. „Wir streben in Deutschland in den kommenden drei Jahren Errichtungszahlen von 150 bis 170 Megawatt pro Jahr an“, erklärt Deutschland-Chef Jörg Hempel die Strategie. Ebenso zuversichtlich sind die Wettbewerber: Die Windenergie an Land gilt als feste Bank der Energiewende. Deshalb rechnen die Hersteller trotz sinkender Förderung weiterhin mit stabilen Absatzzahlen. Doch ihr Erfolg ist an Bedingungen geknüpft: Da Windstrom noch teurer ist als konventionell erzeugter Strom, müssen die Kosten durch materialsparende Konstruktionen, eine verbesserte Logistik, eine höhere Verfügbarkeit der Turbinen und neue Instandhaltungskonzepte weiter sinken. Außerdem verlagern sich die Neuinstalla-

tionen von der Küste in das noch weitgehend unerschlossene windschwächere Binnenland. Hierfür ist besondere Technik nötig: „Um den Wind an diesen Standorten bestmöglich auszunutzen, müssen die Anlagen höher gebaut und mit größeren Rotoren ausgestattet werden“, erklärt Stephan Barth, Geschäftsführer von Forwind, dem Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Bremen und Hannover.

Mittlerweile führen alle Hersteller Turbinen für den wachstumsträchtigen Binnenland-Markt. Die spannende Frage ist, welche Maschinen Investoren am ehesten überzeugen? Nordex ist mit seiner N117/2400-Schwachwindanlage bereits erfolgreich, nun hat es mit der N131/3000 das Nachfolgemodell mit drei Megawatt Leistung und einem Rotordurchmesser von 131 Metern ins Rennen geschickt. Diese dritte und jüngste Maschine der neuen Generation Delta ragt mit ihrem bis 134 Meter hohen Hybridturm zwar nicht ganz so hoch in die Luft wie die N117/2400, die auf eine Nabenhöhe bis 141 Meter kommt, dafür sorgt der 14 Meter größere Rotor dafür, dass die N131/3000 bis 21 Prozent Mehrertrag am Standort herausholt, heißt es bei Nordex. Die gleiche Leistung, aber einen kleineren Rotordurchmesser von 122 Metern hat Senvions Binnenlandturbine 3.0M122. Den Prototyp mit einer Nabenhöhe von 139 Metern haben die Hamburger im Herbst 2014 im niedersächsischen Mehrum aufgestellt, künftig soll die Anlage in zwei weiteren Nabenhöhen erhältlich sein. Auch GE Wind Energy erweitert sein Angebot: Seine Binnenlandanlage GE 2.5-120 ist inzwischen auch als 2,75-Megawatt-Version ver-

füßbar, im Herbst will das Unternehmen ein neues Modell auf den Markt bringen. „Die Turbine wird einen größeren Rotor und mehr Nennleistung haben“, sagt Andreas von Bobart, Chef des deutschen GE-Windgeschäfts.

Marktführer Enercon ist nicht entgangen, dass er in seinem Terrain immer mehr Konkurrenz bekommt – sein Marktanteil ist seit 2012 von knapp 57 auf rund 43 Prozent zurückgegangen. Deshalb ergreifen die Auricher nun die Technologie-Offensive: Demnächst wollen sie eine aus drei verschiedenen Turbinentypen bestehende Modellfamilie mit vier Megawatt starten. Sie soll ihr Portfolio ergänzen, das aus Anlagen von 800 Kilowatt bis 3,05 Megawatt und einer 7,5-Megawatt-Großturbine besteht. Als erstes will Enercon Ende dieses Jahres den Prototyp einer Turbine für Standorte mit mittlerer Windgeschwindigkeit aufstellen. Die neue E-126 EP4 hat eine Leistung von 4,2 Megawatt, einen Rotordurchmesser von 127 Metern und eine Nabenhöhe bis 144 Meter. 2016 ist der Start ihrer Serienfertigung geplant.

2017 soll der Prototyp der Schwachwind-Turbine aufgestellt werden, danach die Starkwind-Variante. Mit der E-126 EP4 bricht Enercon seinen eigenen Höhenrekord: Ihre Gesamthöhe misst bis zur Flügelspitze 207,5 Meter. Zum Vergleich: Die bisher leistungsstärkste Anlage E-126 mit 7,5 Megawatt kommt auf 200 Meter. Mit der Neuentwicklung unterstreichen die Ostfriesen, dass Leistung im Binnenland nicht alles ist. Weht wenig Wind, sind viele Megawatt kaum sinnvoll, weil die maximale Leistung nur selten erreicht wird und die Turbine somit ineffizient läuft. Dagegen produziert eine Anlage mit einer in Relation zur Rotorgröße geringen Leistung an windschwachen Standorten mehr Vollaststunden und ist wirtschaftlicher.

Gleichzeitig hat die E-126 EP4 gegenüber der E-126 abgespeckt. Die neue Turbine sei für eine prozessoptimierte Fertigung, Logistik und Montage konzipiert, heißt es bei Enercon. So ist die Gondel kleiner, und die Rotorblätter sind zur Blattspitze hin stark verjüngt und im Bereich des Hinterkanten-segments stark abgeflacht. Dank des neuartigen „Flatback-Profiles“ steigt laut Enercon der Energieertrag, und die Lasten verringern sich um bis zu 30 Prozent. Die Lastreduktion hat positive Effekte auf das Turm- und Fundamentdesign und auf die Kosten.

## Komplexe Großflügel

Gerade bei Flügeln und Türmen sehen Experten noch Entwicklungsbedarf. „Bei Offshore-Turbinen erreichen die Blattlängen bereits mehr als 80 Meter. An Land könnte die Entwicklung in die gleiche Richtung gehen“, sagt Forwind-Geschäftsführer Barth. Um den Weg für Großrotoren zu ebnen, müssen die Flügel allerdings noch flexibler, schlanker und zudem intelligent werden. Sonst müsste die Konstruktion der Turbine aufgrund der hohen Lasten massiv verstärkt werden, was die Kosten in die Höhe triebe. Außerdem könnte sich der Lärm bei Großrotoren durch Umgebungsgeräusche am Boden anders ausbreiten. „Wir wissen noch nicht alles über die Schallausbreitung in 200 Meter Höhe. Es muss daher noch genauer erforscht werden, wie es mit der Schichtung der Atmosphäre in dieser Höhe aussieht und welche Möglichkeiten es gibt, am Rotorblatt einzugreifen“, sagt Barth. Die Konstrukteure tüfteln bereits eifrig am Flügel der Zukunft: Sie testen zum Beispiel Blätter in Bananenform, die sich aufgrund ihrer speziellen Bauweise bei Belastung sofort verdrillen und somit gefährlichen Windböen ausweichen. Eine andere Lösung bieten bewegliche Vorflügel

und Hinterkanten, die die lokale Strömung beeinflussen. Hiermit ausgestattete Großrotoren können Böen ausregeln und Leistungsschwankungen verringern. Um die Mechanismen steuern zu können, entwickeln Forscher sogenannte Lidargeräte, die in die Rotornabe eingebaut werden können. Ein in die Geräte integrierter Laser misst die Windverhältnisse vor der Turbine. Die Daten gelangen dann zur Anlagensteuerung, die die Flügel angemessen justiert.

Auch die Türme müssen weiterentwickelt werden. Ein Turm macht zwischen 15 und 25 Prozent der Kosten einer Turbine aus und ist auch für einen großen Teil der Montage- und Transportkosten verantwortlich. Mit zunehmenden Höhen dürften die Kosten noch deutlich steigen, weil mehr Stahl und Beton benötigt werden und der Transport komplizierter wird: Spezielle Fahrzeuge, Genehmigungen und Transportbegleitung werden erforderlich. Heute lösen Hersteller das Problem großer Nabenhöhen, indem sie auf Hybridtürme zurückgreifen. Ihr Betonsockel wird vor Ort gegossen – den Transport des klotzigen Unterteils können sie sich somit sparen. Auf den Sockel wird anschließend ein Stahlrohrturm gestülpt, der in der Regel aus

mehreren Segmenten zusammengesetzt wird. Stahlgittertürme bieten eine Alternative zu den bisher gängigen Hybridtürmen. Neu ist dieses Turmkonzept nicht: Schon Anfang der 2000er Jahre errichtete Nordex seine Turbinen aus Kosten- und Transportgründen auf Gittermasten, doch fand der Fachwerk-Look bei Investoren nicht lange Gefallen. Limits der bisherigen Turm-Techniken und Kostengründe könnten nun ihre Renaissance einläuten: Das niedersächsische Stahlbauunternehmen Conferdo etwa hat Tragwerke für Turbinen bis 170 Meter Nabenhöhe im Angebot. Im Vergleich zu Rohrtürmen ergäben sich für Gittertürme enorme Kostenvorteile, heißt es bei Conferdo. Denn einerseits werden weniger Stahl und kleinere Fundamente benötigt, andererseits sind keine Sondertransporte nötig, weil die Masten in Einzelteilen zur Baustelle transportiert und erst dort in Segmenten errichtet werden.

## Wieder Gittertürme?

GE verfolgt mit dem „Space Frame Tower“ ein ähnliches Konzept. Der Turm besteht aus vorgefertigten Stahlelementen, die sich auf normalen Lastwagen transportieren lassen und vor Ort zu einem 139 Meter

hohen Turm zusammenschraubt werden können. Danach wird die Konstruktion mit einer Kunststoffhülle ummantelt, um für eine bessere Optik zu sorgen. „Das neue Turmkonzept hilft, die Energiekosten zu senken“, sagt GE-Manager von Bobart. Der Space Frame Tower soll dieses Jahr erstmals in Deutschland zum Einsatz kom-

men und für GEs Binnenlandmaschinen GE 2.5/2.75-120 erhältlich sein. Nicht nur bei den Rotoren und Türmen, sondern auch im Triebstrang gibt es kostensenkende Neuerungen. Turbinenhersteller FWT aus dem Westerwald beispielsweise hat das Gewicht des Maschinenhauses seiner Binnenlandanlage FWT-3000 mit drei Megawatt,

120-Meter-Rotor und einer Nabenhöhe von 140 Metern mithilfe einer speziellen Antriebsvariante auf rund 100 Tonnen reduziert. Dafür löste sich das Unternehmen von der herkömmlichen Anordnung im Triebstrang – dreistufiges Getriebe, Welle, Generator und Umrichter – und nutzt stattdessen den „Hybriddrive“ der Firma Winergy. Bei diesem Getriebe fehlt die dritte Stirnradstufe, und es wird direkt an den Generator angekoppelt – dadurch reduzieren sich Baulänge und Masse. Als nächstes will FWT auch Anlagen mit Winergys neuem 3,3-Megawatt-Hybriddrive anbieten.

Die neu entwickelte Anlagenregelung „Active Torque Control“ von Bosch Rexroth kann die Effizienz von Turbinen noch weiter erhöhen. Das System erfasst die Drehzahl und das Drehmoment im Antriebsstrang und leitet ein daraus generiertes Zusatzsignal an die Anlagensteuerung der Turbine weiter, sodass diese anhand der real gemessenen Daten geregelt werden kann. „Die dynamische Drehmomentmessung ist aktuell noch kein Standard in den heutigen Windenergieanlagen. Auf Basis des aktuell am Rotor auftretenden Drehmoments kann mit Active Torque Control die Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie des Generators dynamisch an den Wind angepasst werden. Das führt zur Reduzierung der Belastungen im Antriebsstrang, wobei die hierdurch frei werdende Dynamikreserve für eine Leistungssteigerung der Anlage genutzt werden kann“, erklärt Andreas Vath, Entwicklungsingenieur bei Bosch Rexroth. Zusätzlich lassen sich die Informationen des Condition Monitoring Systems einer Turbine für eine präventive und zustandsorientierte Wartung und Instandhaltung verwenden. „So lässt sich frühzeitig erkennen, welche Betriebspunkte der Anlage sich ungünstig auf die Lebensdauer von Komponenten auswirken“, so Vath. Im August 2015 soll die Serienfertigung von Active Torque Control starten.

Neben der Effizienzoptimierung ihrer Anlagen wartet auf die Hersteller noch eine ganz andere Baustelle: Sie müssen ihre Anlagen auf Netztauglichkeit trimmen. Gehen immer mehr Turbinen ans Stromnetz, droht das System aufgrund ihrer schwankenden Einspeisung aus der Balance zu geraten. Deshalb wird es unerlässlich, dass die Anlagen netzstützende Systemdienstleistungen erbringen, etwa Regelenergie bereitstellen. Enercon setzt dabei unter anderem auf Speicher. Die Auricher bauen mit der Firma Energiequelle in Feldheim in Brandenburg einen Lithiumionen-Speicher mit einer Speicherkapazität von 6,5 Megawattstunden und zehn Megawatt Leistung, um Frequenzschwankungen im Übertragungsnetz zu stabilisieren. Dafür soll Speicherkapazität am Markt für Primärregelleistung angeboten werden. Im Frühsommer ist der Projektstart geplant.

Turbinen könnten den Speicher auch integrieren. So hat Anlagenentwickler Qreon in den Turm seiner Zwei-Megawatt-Maschine Q82 eine Lithiumionen-Batterie mit 200 Kilowattstunden Speicherkapazität eingebaut. Mit der Pilotanlage will das Unternehmen zeigen, dass Turbinen mit Speichern autonom gesteuert werden und zudem Regelenergie liefern können.

**Fazit:** Die genannten Entwicklungsschwerpunkte – größere und windschnittigere Rotoren, leichtere und besser zu transportierende Türme, effizientere Antriebe sowie Netzdienstleistungen – zeigen, dass die Industrie noch große technische Herausforderungen bewältigen muss, ehe die Windenergie als sichere Energiequelle gelten kann. Der positive Aspekt: Die Industrie ist auf dem Weg, ihre Kosten deutlich zu senken und die Rolle herkömmlicher Kraftwerke zu übernehmen.