

Länge statt Leistung

Volle Küsten, sinkende Förderung – der Bedarf an **kostenoptimierten Hocheffizienzturbinen** für das windschwächere Binnenland steigt. Die Industrie treibt Neuerungen für diese Standorte voran, auf der **Hannover Messe 2015** werden sie präsentiert.

Von Sascha Rentzing



Schlüssel zum Erfolg: Lange Rotorblätter sind entscheidend, um an windschwächeren Standorten viel Strom zu ernten.

”

Wir streben in Deutschland in den kommenden drei Jahren Errichtungszahlen von 150 bis 170 Megawatt pro Jahr an.“

Jörg Hempel, Nordex

Bei den Turbinenherstellern läuft es derzeit wie geschmiert: Der deutsche Windmarkt erreichte 2014 mit einem Zubau von 4750 Megawatt Gesamtleistung eine neue Rekordmarke, die Auslandsnachfrage zieht an, die Gewinne sprudeln: Der Hamburger Turbinenhersteller Nordex brachte im Vorjahr hierzulande 170 neue Anlagen ans Netz, 67 Maschinen 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 ist die Konkurrenz: Die Windenergie an Land gilt als feste Bank der Energiewende. Deshalb rechnen die Hersteller trotz sinkender Förderung weiterhin mit stabilen Absatzzahlen – zumindest solange die angekündigten Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütungshöhen die Geschäftsmodelle nicht völlig verhageln.

Und ihr Erfolg ist an weitere Bedingungen geknüpft: Die Erzeugungskosten von Windstrom sollen durch materialsparende Konstruktionen, eine verbesserte Logistik, eine höhere Verfügbarkeit der Turbinen und neue Instandhaltungskonzepte weiter sinken. Außerdem verlagern sich die Neuinstallationen von der Küste in das noch weitgehend unerschlossene windschwächere Binnenland. Für die dafür nötige Technik gibt es eine bekannte, griffige Formel: „Um den Wind an diesen Standorten bestmöglich auszunutzen, müssen die Anlagen höher gebaut und mit größeren Rotoren ausgestattet werden“, erklärt Ste-

phan Barth, Geschäftsführer von Forwind, dem Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg, Bremen und Hannover.

Mittlerweile führen alle Hersteller spezielle Turbinen für den wachstumsträchtigen Binnenland-Markt. Die spannende Frage ist, welche Maschinen Investoren am ehesten überzeugen? Auf der Hannover Messe stellen vom 13. bis 17. April viele deutsche Turbinenhersteller ihre Innovationen vor. Nordex ist mit seiner N117/2400-Schwachwindanlage bereits sehr erfolgreich, nun hat das Unternehmen 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 zu 134 Meter hohen Hybridturm zwar nicht ganz so hoch in die Luft wie die N117/2400, die auf eine Nabenhöhe von bis zu 141 Metern kommt. Dafür sorgt der um 14 Meter größere Rotor dafür, dass die N131/3000 bis zu 21 Prozent Mehrertrag aus den Standorten herausholt, heißt es bei Nordex.

Abgespeckte E-126

Die gleiche Leistung, aber einen kleineren Rotordurchmesser von 122 Metern hat Senvisions 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 derzeitige Binnenlandanlage GE 2.5-120 ist inzwischen auch als 2,75-Megawatt-

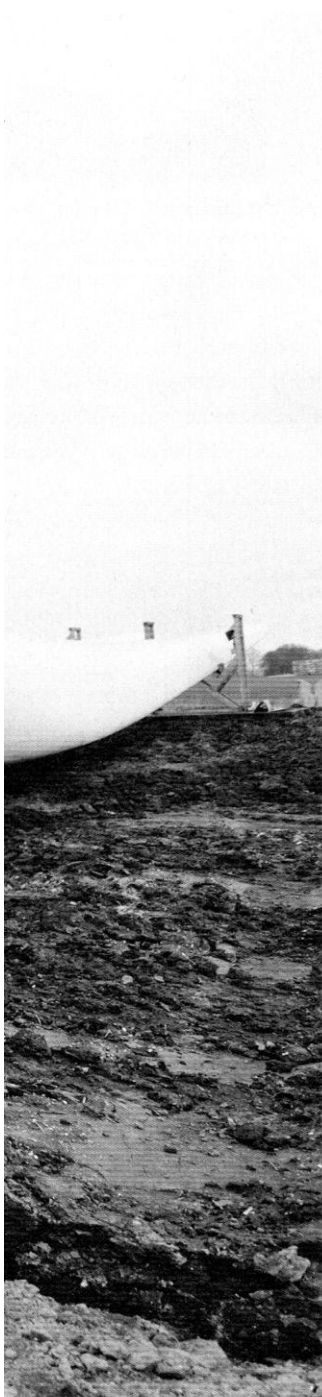


Foto: GE Energy

Version verfügbar, im Herbst 2015 will das Unternehmen ein ganz 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. Vestas plant wiederum für das kommende Jahr eine Produktinnovation für Schwachwind-Bereiche. Das Unternehmen wird seine Windturbine V126-3,3 MW ab 2016 auch mit einer Nabenhöhe von 149 Metern anbieten. Derzeit wird die Anlage auf Turmhöhen von 117 und 137 Metern errichtet.

Marktführer Enercon ist nicht entgangen, dass er in seinem angestammten 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 neue Modellfamilie mit vier Megawatt Leistung starten. Sie soll ihr Portfolio ergänzen, das bisher aus Anlagen von 800 Kilowatt bis 3,05 Megawatt und einer 7,5-Megawatt-Großturbine besteht. Als erstes will Enercon nach eigenen Angaben 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 von bis zu 144 Me-

tern. 2016 ist der Start ihrer Serienfertigung geplant.

2017 soll dann der Prototyp der Schwachwind-Turbine aufgestellt werden, danach schließlich die Starkwind-Variante. Mit der E-126 EP4 bricht Enercon seinen eigenen Höhenrekord: Ihre Gesamthöhe misst bis zur Flügelspitze 207,5 Meter. Zum Vergleich: Enercons 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, machen viele Megawatt keinen Sinn, weil die maximale Leistung nur selten erreicht wird und die Turbine somit ineffizient läuft. Dagegen produziert eine Anlage mit einer in Relation zum Rotor geringen Leistung an windschwachen Standorten wesentlich mehr Volllaststunden und arbeitet wirtschaftlicher.

Komplexe Großflügel

Gleichzeitig hat die E-126 EP4 gegenüber der E-126 deutlich abgespeckt. Die neue Turbine sei für eine prozessoptimierte Fertigung, Logistik und Montage konzipiert, heißt es bei Enercon. So ist die Gondel wesentlich kleiner, und die Rotorblätter sind



Höhere Türme, größere Rotoren: Viele Hersteller bieten inzwischen speziell für das Binnenland optimierte Windturbinen an. Hier eine Nordex N131/3000 und eine Senvion 3.0M122.

zur Blattspitze hin stark verjüngt und im Bereich des Hinterkantensegments deutlich abgeflacht. Dank des neuartigen „Flatback-Profils“ steigt laut Enercon der Energieertrag und die Lasten verringern sich um bis zu 30 Prozent. Die Lastreduktion hat wiederum positive Effekte auf das Turm- und Fundamentdesign und damit letztlich auf die Produktionskosten.

Gerade bei Flügeln und Türmen sehen Experten noch weiteren Entwicklungsbe-

darf. „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 (neue energie 02/2014). Sonst müsste die Gesamtkonstruktion der Turbine aufgrund der hohen Lasten massiv verstärkt werden, was die Kosten in die Höhe treiben würde. Außerdem könnte sich der Lärm bei Großrotoren durch Umgebungsgeräusche am Boden anders ausbreiten. „Wir wissen noch nicht alles über die Schallausbreitung in 200 Metern 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 Be-

lastung 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 so genannte Lidargeräte,

”

Bei Offshore-Turbinen erreichen die Blattlängen bereits mehr als 80 Meter.“

Stephan Barth, Forwind

die in die Rotornabe eingebaut werden (11/2013). 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 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 viele Hersteller das Problem großer Nabenhöhen, indem

sie auf so genannte Hybridtürme zurückgreifen. Ihr Betonsockel wird vor Ort gegossen – den Transport des klotzigen Unterteils

können sie sich somit sparen. Auf den Sockel wird anschließend ein Stahlrohrturmgestülpt, der in der Regel aus mehreren Segmenten zusammengesetzt wird.

Vestas geht einen anderen Weg. Der neue, für die V126-3,3 MW vorgesehene fünfteilige 149-Meter-Turm wird in der durch Vestas entwickelten und patentierten LDST-Technologie (Large Diame- ▶



Typisch Enercon: Das teilbare Rotorblatt ist das Markenzeichen des Auricher Turbinenherstellers. Es lässt sich leichter transportieren.

ter Steel Tower) konzipiert. Dabei sind die unteren beiden Sektionen in drei Längsschalen geteilt. Wesentliche Vorteile dieses Konzepts gegenüber einem Hybridkonzept seien die Gewichtsreduktion des Turmes, ein effektives Transportkonzept sowie niedrige Rückbaukosten, erklärt Christoph Vogel, Präsident von Vestas Central Europe. „Der neue 149-Meter-Turm wird nach etablierten Baustellenabläufen und mit Mobilkränen installiert werden können und garantiert somit kurze Errichtungszeiten.“

Renaissance des Gitterturms?

Stahlgittertürme bieten eine weitere 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 die Renaissance der Gitter einläuten: Das niedersächsische Stahlbauunternehmen Conferdo etwa hat Tragwerke für Turbinen bis zu 170 Meter Nabenhöhe im Angebot (siehe Seite 60). Im Vergleich zu Rohrtürmen ergäben sich für Gittertürme enorme Kostenvorteile, heißt es bei Conferdo. Einerseits würden weniger Stahl und kleinere Fundamente benötigt, andererseits seien keine Sondertrans-

porte nötig, weil die Masten in Einzelteilen zur Baustelle transportiert und erst dort in Segmenten errichtet würden.

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 kommen 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 kosten-senkende Neuerungen. Turbinenhersteller FWT aus dem Westerwald beispielsweise hat das Gewicht des Maschinenhauses seiner Binnenlandanlage FWT-3000 mit drei Megawatt Leistung, 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 so genannte 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 sich diese anhand der real gemessenen Daten regeln lässt. „Die dynamische Drehmomentmessung ist noch kein Standard in den heutigen Windenergieanlagen. Auf Basis des aktuell am Rotor auftretenden Drehmoments kann mit Active Torque Control die Drehzahl-Drehmomentkennlinie des Generators dynamisch an die gerade vorliegenden Windbedingungen angepasst wer-

Transportable Konstruktion: Der „Space Frame Tower“ von GE besteht aus mehreren zusammenschraubbaren Stahlelementen.





den. Dies führt zur Reduzierung der dynamischen 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 Lebens-

”

Das neue Turmkonzept hilft, die Energiekosten zu senken.“

Andreas von Bobart, GE

dauer 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 Regelleistung bereitstellen. Enercon setzt dabei unter an-

derem auf Speicher. Die Auricher bauen mit der Firma Energiequelle in Feldheim in Brandenburg einen Lithium-Ionen-Speicher mit einer Speicherkapazität von 6,5 Megawattstunden und zehn Megawatt Leistung, um Frequenzschwankungen im Übertragungsnetz zu stabilisieren. Dafür soll Speicherkapazität am Markt für Primärregelung angeboten werden. Im Frühsommer ist der Projektstart geplant.

Turbinen könnten solche Speicher auch integrieren. So hat Anlagenentwickler Qreon in den Turm seiner Zwei-Megawatt-Maschine Q82 eine Lithium-Ionen-Batterie mit 200 Kilowattstunden Speicherkapazität eingebaut. Mit der Pilotanlage will das Unternehmen zeigen, dass Turbinen mit

Speichern autonom gesteuert werden und zudem Regelleistung liefern können.

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