



	1980	1985	1990	1995	2000	2005	heute
Max. Nennleistung (kW)	30	80	250	600	1.500	3.000	7.000
Max. Rotordurchmesser (m)	15	20	30	46	70	90	130
Überstrichene Rotorfläche (m ²)	177	314	707	1.662	3.848	6.362	13.273
Max. Nabenhöhe (m)	30	40	50	78	100	105	150
Max. Jahresenergieertrag (MWh/a)	35	95	400	1.250	3.500	6.900	15.000

Die Grenzen des Wachstums sind noch nicht erreicht

Gemeinsames Papier der deutschen Windenergieforscher

Die Grenzen des Wachstums sind noch nicht erreicht

Gemeinsames Papier der deutschen Windenergieforscher

Von der Garagen-Werkstatt zum Weltmarkt – in der Vergangenheit hat die Windenergie alle ihr vorhergesagten Wachstumsgrenzen überschritten. Der Blick zurück zeigt: Jetzt steht die Branche vor neuen technischen Herausforderungen. Der Fokus gerade auch der Forschung wird in den nächsten Jahren auf Netzverträglichkeit und genauerer Ressourcenabschätzung liegen.

Autoren

*Leitautor **BERTHOLD HAHN** ist seit 1989 am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (vormals ISET) als wissenschaftlicher Mitarbeiter beschäftigt. Er leitete am ISET für mehr als sieben Jahre das Windmessprogramm in Hessen. Von 1996 an bearbeitete er im „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) zur „250 MW Wind“-Fördermaßnahme der Bundesregierung das Thema Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen. Von 2001 an baute er die Gruppe Zuverlässigkeit und Instandhaltungsstrategien auf. Nebenberuflich arbeitet Berthold Hahn seit 2001 als Sachverständiger für Windkraftanlagen im Auftrag von Betreibern und als Fachbegutachter für die deutsche Akkreditierungsstelle DAkkS.

In der Zeit von 2010 bis 2012 übernahm er als Vorstandsvorsitzender die Leitung der 8.2 Consulting AG,

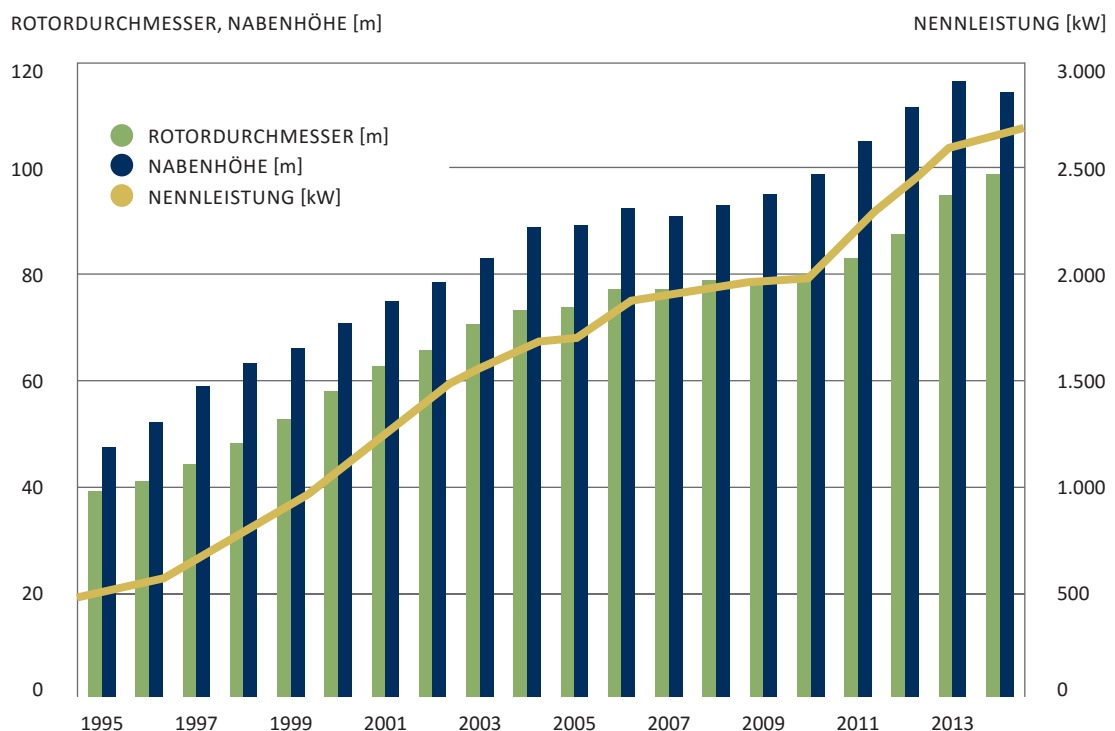
zentrale Einheit der 8.2-Gruppe. 2013 kehrte Hahn an das IWES zurück und leitet dort seit Anfang 2014 die Abteilung Windparkplanung und Betrieb in Kassel mit den Gruppen Standortbewertung sowie Zuverlässigkeit und Instandhaltungsstrategien.

Von **BERTHOLD HAHN***, **VOLKER BERKHOUT**, Fraunhofer IWES, Kassel (Technische Entwicklung), Prof. Dr. **BERND PONICK**, Dr. **CORNELIA STÜBIG**, Fraunhofer IWES, Kassel (Elektrische Maschinen), Dr. **SARINA KELLER**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Köln (Kostenentwicklung), Dr. **MARTIN FELDER**, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg, Stuttgart (Potenzialbestimmung), **HENNING JACHMANN**, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg, Stuttgart, (Zukunftsszenarien)

Der Text ist die Weiterentwicklung eines Artikels, den das Autorenteam zuerst zur Jahrestagung des FVEE - Forschungsverbund Erneuerbare Energien - im November 2014 in Berlin präsentiert hat. Wir bedanken uns für die Unterstützung der beteiligten Institutionen Fraunhofer IWES (Kassel), DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Köln) und dem ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (Stuttgart)

 **Whitepaper-Experten im Dialog:** Diese Fachbeiträge stellen die Meinung der jeweiligen Autoren dar und spiegeln nicht grundsätzlich die Meinung des Bundesverbandes WindEnergie e.V. wider.

Bild 1: Entwicklung der verschiedenen Anlagendimensionen von 1995-2013



Ende der 80er des letzten Jahrhunderts standen Politik, Energiewirtschaft und Forschung vor der Frage, welchen Beitrag Windenergie zur Deckung des Stromverbrauchs zukünftig leisten könnte. Mehrere nationale und internationale Entwicklungsprojekte für große Megawatt-Anlagen waren mit eher offenem Ausgang abgeschlossen worden, während kleine und mittelständische Unternehmen begannen, kleine Anlagen in größeren Serien zu fertigen.

1989 legte die Bundesregierung das „250 MW Wind“ Förderprogramm mit dem begleitenden „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) auf. Die Fragestellung war: „Kann die Windenergie einen im energiewirtschaftlichen Maßstab wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung leisten?“ Die Anlagenhersteller entwickelten ihre Anlagentechnologie von da an in rasantem Tempo und eine Vielzahl öffentlich geförderter Projekte unterstützte die Weiterentwicklung der Technik.

Rasanten Größenwachstum

Alle in der Vergangenheit vorhergesagten Wachstumsgrenzen wurden überschritten, wobei die Konstrukteure immer neue Lösungen für anstehende technische Hürden fanden.

Bei gleichbleibenden Proportionen wächst das Gewicht des Rotors eigentlich mit der dritten Potenz seines Durchmessers, während die dem Wind zu entziehende Leistung nur quadratisch mit dem Rotordurchmesser wächst (Square-Cube-Law). Dieses Square-Cube-Law wurde in der Vergangenheit erheblich unterboten; die Masse wuchs in der Realität mit einer Potenz von etwa 2,3 zum Rotordurchmesser. Der mittlere Durchmesser der im jeweiligen Jahr neu hinzu gebauten Anlagen hat sich in den letzten 23 Jahren von etwas über 22 Meter auf über 115 Meter etwa verfünffacht. In der gleichen Zeit wuchs die durchschnittliche Nennleistung um den Faktor 15 von rund 160 kW auf über 2500 kW (Fehler: Referenz nicht gefunden 1).

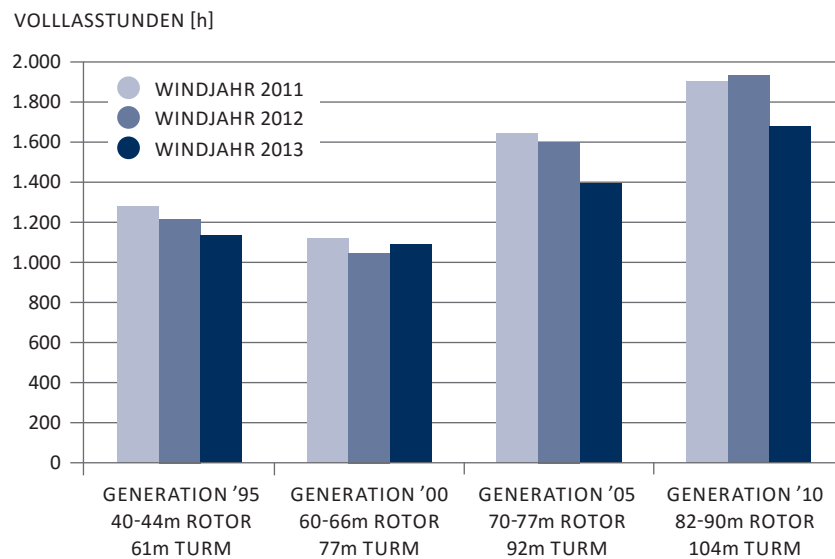
Die aktuellen Produkte der Hersteller liegen um 130 Meter Durchmesser bei Nennleistungen zwischen 3 und 7,5 Megawatt (MW). Noch größere Anlagen wurden von den Herstellern für den Einsatz an Land nicht angekündigt. Prototypen für Offshore- Anlagen zeigen dagegen, dass bereits heute Anlagen mit 8 MW Leistung und über 164 m Rotordurchmesser möglich sind. Mehrere Prototypen von Modellen mit 7 MW werden derzeit getestet [Windpower 2015]. Die Grenzen des Wachstums sind damit noch nicht erreicht. Rotorblätter mit 85 m Länge wurden bereits getestet und eine großangelegte europäische Studie zeigt sogar Möglichkeiten für eine Anlage mit 20 MW Nennleistung und 250 m Durchmesser auf [Fichaux2011].

Entlang der Lernkurve sind Kosten Onshore stark gesunken

Nachdem erste Kostenreduktionen in den 90er Jahren bei Windenergieanlagen (WEA) erreicht werden konnten, sanken diese nach Einführung des Erneuerbaren-Energien- Gesetzes (EEG) zwar auch stetig, aber langsamer. Insbesondere die Netzanschlusskosten an Land sind durch das EEG deutlich zurückgegangen. Bei der Installation an Land ist die Turbine mit ca. 75 % der Investitionskosten immer noch der größte Kostentreiber. Offshore nehmen dagegen die Kosten für Fundament und elektrische Installation, welche an Land deutlich gesunken sind, mit 30 bis 50 % signifikante Werte an.

Die spezifischen Investitionskosten für WEA liegen an Land bei durchschnittlich 1.150 Euro pro Kilowatt (€/kW), während die Offshoreanlagen noch gut das Dreifache kosten [Rehfeldt2013, ISE2013]. Die Stromgestehungskosten von WEA - onshore durchschnittlich etwa 75 €/MWh - können inzwischen an guten Standorten Werte wie konventionelle Kraftwerke erreichen und es werden allgemein noch weitere Kostensenkungen durch größere Anlagen, geringere spezifische Leistungen und eine optimierte Instandhaltung erwartet. Für Offshoreanlagen

Bild 2: Volllaststunden der verschiedenen Anlagen-Generationen



werden perspektivisch Stromgestehungskosten von ca. 140 €/MWh im Jahr 2020 [Fichtner2013] bis hin zu 100 €/MWh im Jahr 2025 erwartet [ORE2012].

Insgesamt hat die Windenergie Onshore eine starke Lernkurve durchlaufen, aber in einigen Bereichen immer noch Kostensenkungspotential. Offshoreanlagen stehen noch deutlich früher in der Lernkurve.

Perspektive: Onshore 2250, Offshore 4500 Volllaststunden

Eine Beurteilung der Leistungsfähigkeit von WEA und ein Vergleich unterschiedlicher Standortbedingungen erfolgt typischerweise durch die Normierung der Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA. So ergibt sich die Zahl der Volllaststunden, die angibt, wie lange eine Anlage konstant bei Nennleistung hätte betrieben werden müssen, um die tatsächlich erzielte Energielieferung zu erreichen. In der Vergangenheit erzielten die WEA in Deutschland (ohne offshore) im Mittel etwa 1640 Volllaststunden.

Ein Vergleich unterschiedlich alter Anlagen an ähnlichen Standorten im Binnenland zeigt aber, dass die neueren Anlagen deutlich mehr Volllaststunden erreichen, was den größeren Nabenhöhen und der gezielten Auslegung für geringere Windgeschwindigkeiten zugeschrieben werden kann. Anlagen mit Baujahr um 2010 mit rund 100 m Nabenhöhe erreichen im Durchschnitt aller Standorte schon fast 2000 Volllaststunden (Abbildung 2), alle seit 2013 errichteten Anlagen sogar rund 2150 Volllaststunden, wobei hier die Datenlage noch relativ knapp ist. Immerhin beträgt

die durchschnittliche Nabenhöhe der heute im Binnenland installierten Anlagen bereits 135 Meter und wird wohl auch zukünftig weiterhin wachsen.

Die gezielte Auslegung für geringere Windgeschwindigkeiten resultiert u. a. in einer größeren Rotorfläche bei gleicher Nennleistung. Unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen wird auf diese Weise die Effizienz in Form von mehr Betriebsstunden, höheren Erträgen und eines höheren Kapazitätsfaktors verbessert. Langfristig werden in Deutschland Windenergieanlagen an Land im Durchschnitt sicherlich rund 2250 Volllaststunden erreichen.

Einige der frühen Offshore-Windparks erreichten zunächst relativ geringe Verfügbarkeiten und damit auch weniger Volllaststunden als erwartet [IWES2015]. Nach Behebung von Anfangsschwierigkeiten und mit einer besser angepassten Technologie werden inzwischen von einigen Windparks regelmäßig 4000 Volllaststunden und mehr erreicht. Eine weitere Vergrößerung der Nabenhöhen wird offshore keine großen Ertragssteigerungen erzielen, aber bei weiter verbesserter Technologie und effizienter Instandhaltung kann offshore langfristig wahrscheinlich mit etwa 4500 Volllaststunden gerechnet werden.

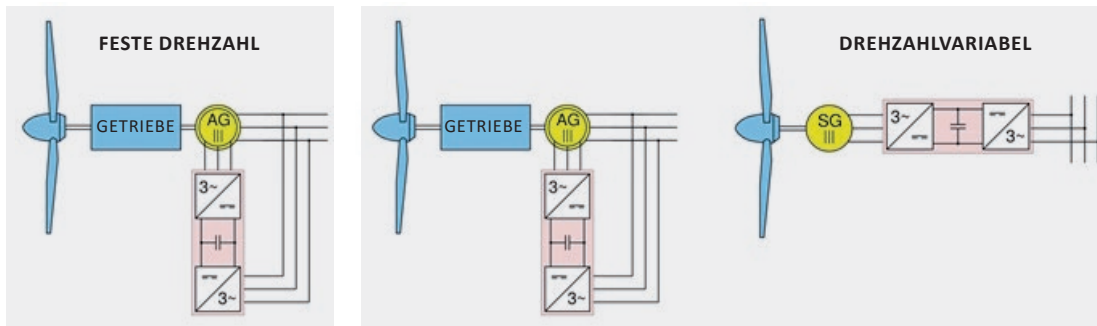
Mechanische Konzepte werden kontinuierlich verfeinert

Viele konstruktive Ansätze wurden in den vergangenen Jahren wieder verworfen. Bei der heutigen WEA wird der 3-blättrige Rotor mit horizontaler Achse durch eine aktive Windrichtungsnachführung im Luv des Turms gehalten. Die Rotorblätter sind in ihrer Längsachse drehbar gelagert und die Rotordrehzahl kann der Windgeschwindigkeit entsprechend variabel eingestellt werden. Dennoch ist die Entwicklung bei Weitem noch nicht abgeschlossen. Um den heterogenen und turbulenten Windfeldern bei immer größeren Rotor-Durchmessern flexibel und lastschonend begegnen zu können, werden u. a. sogenannte intelligente Rotorblätter erforscht. Diese sogenannten „smart blades“ sollen die Strömungsverhältnisse z.B. durch Klappen lokal beeinflussen können und damit die Lasten auf die Anlage reduzieren, Material und Gewicht einsparen und so Logistikkosten reduzieren und die Lebensdauer der Anlage erhöhen.

Die Größenentwicklung führt zu Rotorblattlängen, bei denen die Grenzen bestimmter Materialeigenschaften erreicht werden. Außerdem sind große Rotorblätter an Land nur noch mit erheblichem Aufwand zu den Standorten zu transportieren. Mit hochwertigen Materialien und Kombinationen aus Glas- und Kohlenstofffasern, oder herausfordernden Konstruktionen, wie in ihrer Länge teilbare Blätter, wird versucht, die Herausforderungen zu meistern. Es ist aktuell nicht abzusehen, ob die genannten Limitierungen zumindest für WEA an Land zu einer Größenbeschränkung führen werden.

Immerhin stehen den Entwicklern inzwischen Prüfstände mit umfangreichen Test- und Messmöglichkeiten für Blätter bis 90 Meter Länge zur Verfügung, so dass Blätter mit neuen Design-Ansätzen ausgiebig erprobt werden können.

Bild 3: Prinzipdarstellung der drei verbreiteten elektrischen Konzepte



Wie bei den Rotorblättern sind bei den Türmen begrenzte Materialeigenschaften und Transportschwierigkeiten Anlass für ständig neue Entwicklungen. Konstruktionen aus Beton-Fertigteilen, vollständig aus Stahl gefertigte Schweißkonstruktionen, Hybridtürme aus Beton und Stahl sowie Gitterkonstruktionen existieren nebeneinander. Die Entwicklung eines Turms aus Holz wird ebenfalls seit Jahren ernsthaft verfolgt und wurde bereits in einem Prototyp mit 100 Meter Höhe realisiert.

Der Druck in Richtung Kostensenkung und Ertragssteigerung wird zur Weiterentwicklung der aktuellen mechanischen Konzepte führen, wobei sich wohl keine Abkehr vom oben erwähnten Grundprinzip ergeben wird. Vielmehr wird es um die standort-spezifische Auslegung gehen.

Elektronik zielt immer stärker auf Netzstabilität

Wie die mechanischen haben sich auch die elektrischen Konzepte erheblich weiterentwickelt. Mit zunehmendem Anteil an der Stromerzeugung erlangte der Einfluss der WEA auf das elektrische Versorgungssystem eine größere Bedeutung. Der nicht regelbare Blindleistungsbedarf der früher fast durchweg eingesetzten einfachen Asynchrongeneratoren und die zuvor genannte Erfordernis der Lastreduktion machten neue elektrische Konzepte erforderlich.

Im Laufe der Jahre wurden deshalb drehzahlvariable Konzepte entwickelt, bei denen die schwankende Frequenz von Strom und Spannung mit Stromrichtern der Netzfrequenz angepasst wird (Abbildung 3). Einen wesentlichen Beitrag zur Erschließung dieser Generatorkonzepte leistete die rasante Entwicklung leistungselektronischer Bauteile in den 80er und 90er Jahren.

Ein wichtiger Vorteil bei der Verwendung von Stromrichtern liegt - neben der Möglichkeit der variierenden Rotordrehzahl - darin, dass der Leistungsfaktor der

Erzeugungsanlage unabhängig vom Leistungsfaktor der elektrischen Maschine eingestellt werden kann. Auf diese Weise können Anforderungen der Netzbetreiber an Blindleistungseinspeisung bzw. Bereitstellung von Regelleistung befriedigt werden.

Die heutigen und zukünftigen Anforderungen an die dezentral einspeisenden Stromerzeuger bezüglich der so genannten Netz-Systemdienstleistung machen die Einspeisung über Stromrichter geradezu unumgänglich. Es hat sich allerdings bisher kein drehzahlvariables Konzept als „technisch eindeutig überlegen“ herausgestellt [Polinder2013]. Im Wirkungsgrad unterscheiden sich die drehzahlvariablen Systeme sogar nur wenig (~2 Prozentpunkte) vom drehzahlstarreren System der 80er Jahre [Gasch2007].

Die Entwicklung der Stromrichtertechnologie war die Voraussetzung für den variablen Einsatz der Windenergieanlagen zur Stützung des Netzes. Um diese Variabilität komplett nutzen zu können, müssen aber auch neue Regelungskonzepte entwickelt werden. Windenergieanlagen müssen zukünftig z. B. dem Wind nicht mehr jederzeit die maximale Leistung entziehen. Vielmehr werden sie womöglich etwas gedrosselt arbeiten, um im Falle ansteigender Netzauslastung schnell ihre Leistungsabgabe erhöhen zu können. Entsprechende – ggf. vorausschauende – Regelalgorithmen werden zurzeit schon untersucht.

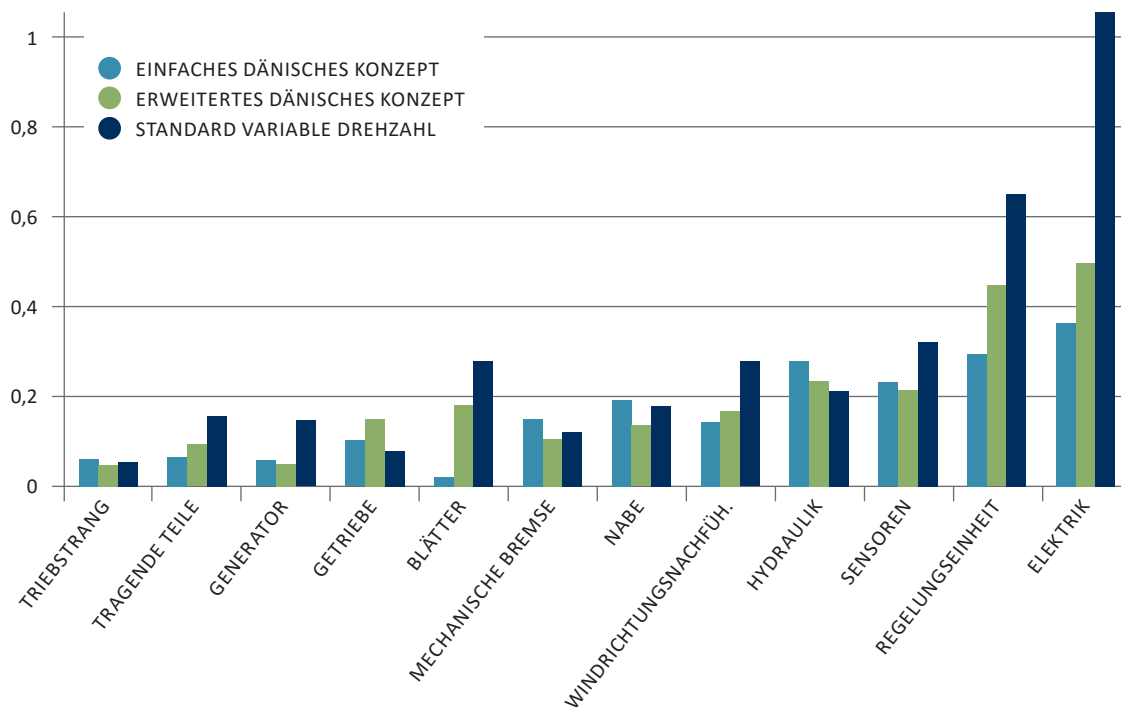
Guter Service garantiert hohe Zuverlässigkeit

Die Leistungsfähigkeit der WEA hat sich sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht erheblich verbessert. Analysen früherer Forschungsvorhaben [Faulstich2009-1] zeigen aber, dass diesem Erfolg eine abnehmende Zuverlässigkeit moderner WEA und ihrer Bauteile gegenüber steht.

Dass moderne WEA an Land in der Regel dennoch eine Verfügbarkeit von 95% bis 99% [Faulstich2009-2] erreichen, ist mit zahlreichen Serviceeinsätzen und entsprechenden Kosten verbunden. Hier muss, gerade für die zukünftige Windenergienutzung auf See, deutlich nachgebessert werden.

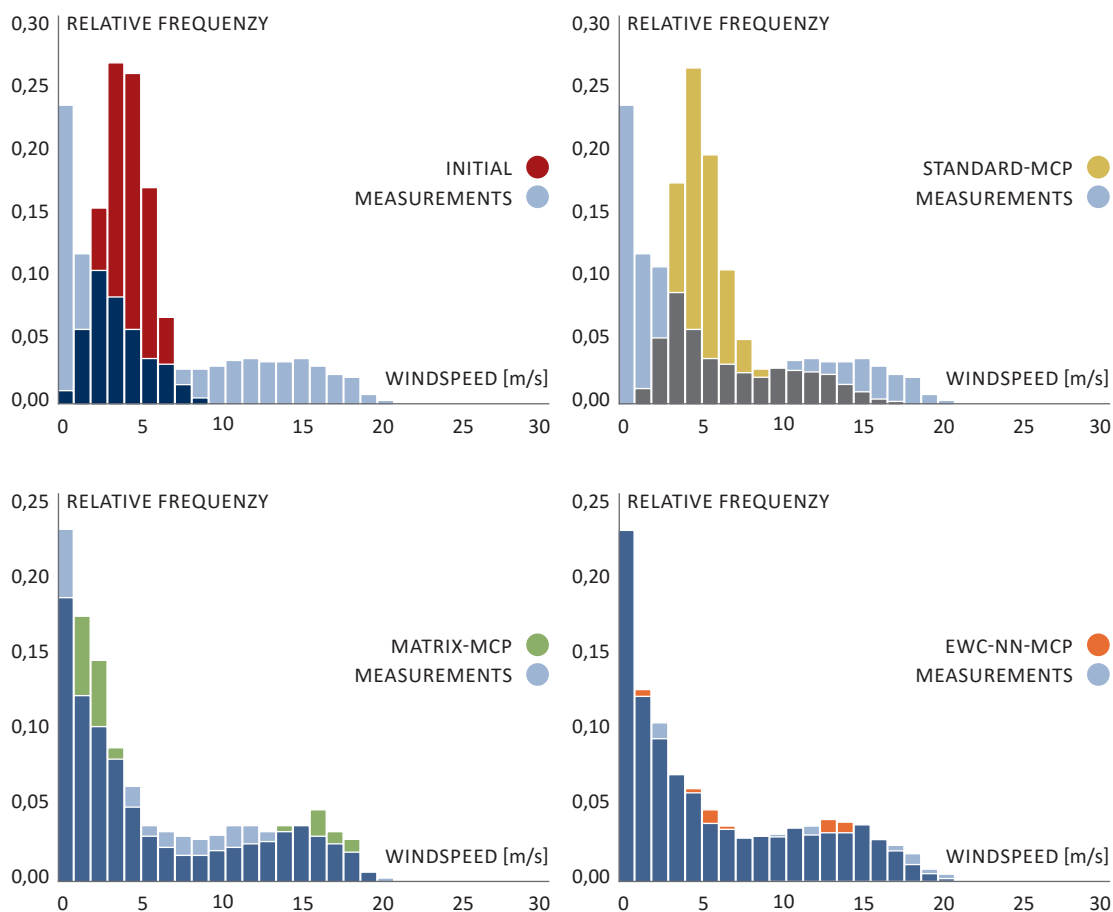
Ein Vergleich auf hohem Aggregationslevel zeigt, dass eine WEA im Durchschnitt ca. ein bis zwei ungeplante Störungen pro Jahr erfährt und dass in mehreren Auswertungen dieselben Komponenten durch hohe Ausfallhäufigkeiten bzw. lange Stillstandzeiten auffallen. Die Datensammlung des WMEP ermöglichte die Ermittlung der Ausfallhäufigkeit unterschiedlicher Baugruppen für die drei wesentlichen technischen Konzepte (Abbildung 4). Insgesamt kann für die neueren und komplexeren Konzepte ein deutlicher Trend in Richtung höherer Ausfallraten beobachtet werden. Diese älteren auf einer großen Datenbasis beruhenden Ergebnisse decken sich durchaus mit aktuellen Beobachtungen, die von Fachleuten zu neueren Anlagen diskutiert werden. Eine gesicherte Erkenntnis zur Fehlerhäufigkeit neuerer Anlagen existiert allerdings nicht.

Bild 4: Ausfallraten von Anlagenkomponenten für verschiedene Anlagenkonzepte



Um die Verfügbarkeit der Anlagen zu erhöhen werden Condition-Monitoring Systeme (CMS) eingesetzt, die den Zustand einer Komponente erfassen, etwa durch die Messung von Temperaturen, Drücken oder Frequenzen. Anhand dieser Daten können Störungen erkannt und zum Teil auch deren Ursachen identifiziert werden. CMS-Systeme werden schon seit Jahren für Getriebe und Lager eingesetzt, heute aber auch unter dem Begriff Structural Health Monitoring (SHM) für Strukturkomponenten wie Rotorblätter und Turm angeboten und entwickelt.

Neben diesen zustandsorientierten Ansätzen werden auch Erkenntnisse über das statistische Ausfallverhalten von Komponenten gesammelt und für eine zuverlässigkeitsorientierte, vorbeugende Instandhaltungsstrategie genutzt. Die Vereinbarung für einheitliche Bezeichnungssysteme für Komponenten, Ereignisse und Instandhaltungsmaßnahmen durch das Reference Designation System for Power Plants (RDS-PP), Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel (ZEUS) und das Globale Service Protokoll (GSP) haben die Basis für eine unternehmensübergreifende Nutzbarkeit von Betriebs- und Instandhaltungsdaten geschaffen.

Bild 5: Verfeinerte MCP-Algorithmen für kurzzeit Windmessungen


Ertragsvorhersagen basieren weiter auf fehleranfälligen Hochrechnungen

Für eine konkrete Bewertung der Windhöflichkeit an geplanten Standorten werden nach Möglichkeit für mindestens ein Jahr Windgeschwindigkeit und -richtung gemessen. Mehrere Umstände wirken sich dabei problematisch aus. Oft wird in niedrigeren Höhen als der späteren Nabenhöhe gemessen und es kommt trotz der großen Rotordurchmesser nur ein Anemometer zum Einsatz. Zusätzlich wird in aller Regel nur an einem Standort im Bereich des späteren Windparks gemessen. Dies alles führt dazu, dass die Messergebnisse mit mathematischen Modellen von der Messhöhe auf die spätere Nabenhöhe, von einem Messpunkt auf die gesamte Rotorfläche und von einem Standort im Windpark auf die anderen Standorte im Windpark umgerechnet werden müssen und dass diese Modelle stetig weiterentwickelt wurden. Hinzu kommt, dass von einem einjährigen Messzeitraum auf

Bild 6: Lidar- Gerät zur Windmessung mit Lasertechnologie



die zukünftige 20jährige Betriebszeit geschlossen werden muss. Die im Laufe der Zeit verfeinerten MCP-Algorithmen berechnen die gemessene Verteilung immer genauer aus den Reanalysedaten und verbessern so den Langzeitbezug der Standortmessungen erheblich (Abbildung 5).

Vor diesem Hintergrund wurden in der Vergangenheit Schalenkreuzanemometer in ihrer Messgenauigkeit erheblich verbessert und neue Technologien für die Windmessung entwickelt. Neuerdings wird vermehrt Laser-Technologie für die Windmessung eingesetzt, die mehrere der genannten Herausforderungen meistern bzw. umgehen kann. Mit den so genannten LiDAR-Geräten kann vom Boden aus in vielen Messhöhen bis in mehrere 100 m Höhe gemessen werden (Abbildung 6). Aktuell werden spezielle LiDAR-Scanner entwickelt, mit denen sogar an mehreren Standorten des geplanten Windparks quasi gleichzeitig gemessen werden kann.

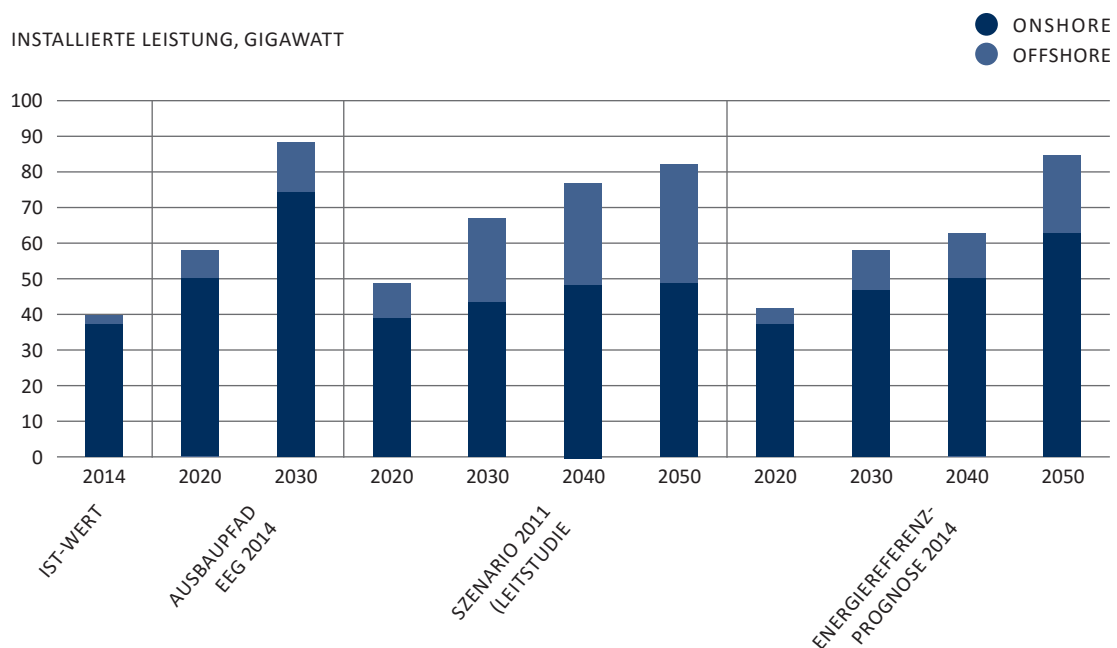
Eine neue Herausforderung für die Windenergienutzung in Deutschland ist die bevorstehende Einführung eines Ausschreibungsmodells anstelle einer festen, sichereren Vergütung. Dies beschleunigt die Entwicklung weiter verbesserter Techniken und Technologien zur Standortbewertung, welche genauere Ressourcenabschätzungen gerade für geplante Ausschreibungsmodelle erlauben. Eine Entwicklungsrichtung zielt die Messung der Windgeschwindigkeiten an nicht nur einem Punkt in Nabenhöhe, sondern auf das (nahezu) gleichzeitige Scannen der Windgeschwindigkeiten in mehreren Höhen und an mehreren möglichen Standorten im geplanten Windpark.

Herausforderung: Ressourcen schneller und genauer abschätzen

Die Nutzung der Windenergie befindet sich weltweit im Aufschwung. So stieg die installierte Leistung von 17 Gigawatt (GW) im Jahr 2000 auf 370 GW in 2014 an [IRENA2015]. Allein im vergangenen Jahr gingen rund um den Globus WEA mit einer Leistung in Höhe von 51 GW neu in Betrieb (2013: 36 GW). Zu den führenden Märkten zählen China, die Europäische Union, die Vereinigten Staaten von Amerika sowie Indien. Für 2040 rechnet die Internationale Energieagentur mit einem weiteren Anstieg der Kapazitäten auf 1320 GW [IEA2014]. Gemäß der Prognose trüge die Windenergie dann einen Anteil von etwas mehr als 8 % an der weltweiten Stromproduktion.

In Deutschland legte der Ausbau der Windenergie in den vergangenen Jahren ebenfalls kräftig zu und erreichte 2014 einen neuen Höchstwert. An Land wurden mehr als 1750 WEA mit einer Leistung von 4750 MW neu errichtet. Der Gesamtbestand zum Jahresende erhöhte sich damit auf 38 GW. Begünstigt wurde die positive Entwicklung unter anderem durch eine Ausweitung des planungsrechtlich abgesicherten Flächenangebotes, steigenden Repowering-Aktivitäten sowie durch das anhaltend niedrige Zinsniveau. Deutliche Zuwächse konnten zudem bei der

Bild 7: Szenarienvergleich für den Windkraftausbau



Offshore-Windenergie verzeichnet werden. Die Leistung der in Nord- und Ostsee installierten Offshore-Anlagen überschritt 2014 erstmals die Marke von 1000 MW.

Bis 2050 soll der Anteil des in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch von derzeit 28 % auf mindestens 80 % steigen. Der Windenergie an Land und auf See kommt hierbei eine tragende Rolle zu. Mit einer Bruttostromerzeugung von 56 Terrawattstunden (TWh) und einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 10 % ist sie bereits heute die stärkste Kraft unter den erneuerbaren Energien [BMW2015].

Um die Ziele zu erreichen, sind auch zukünftig stabile Rahmenbedingungen unerlässlich. Mit der jüngsten Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) sind erstmals technologiespezifische Ausbaupfade verankert worden. Demnach soll die installierte Leistung der WEA an Land in den kommenden Jahren um jeweils 2.500 MW (netto) steigen. Für Anlagen auf See sieht das Gesetz eine installierte Leistung in Höhe von 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 vor (siehe Abbildung 7). Eine Herausforderung stellt die geplante Umstellung der Förderung für erneuerbare Energien auf Ausschreibungen dar. Spätestens 2017 soll die Höhe der finanziellen Förderung nicht wie bisher durch administrative Festlegung, sondern in wettbewerblich organisierten Ausschreibungsrunden ermittelt werden. Obwohl der genaue Mechanismus für die Ausschreibungsverfahren noch nicht abschließend klar ist, erhöht dies in jedem Fall die Risiken für Windparkplaner deutlich. Deshalb muss die Ressourcenabschätzung genauer und effizienter werden, um einerseits den Grenzpreis für den Gebotsprozess gut abschätzen zu können und andererseits die Vorlaufkosten und damit das Risiko sogenannter „sunk costs“ (bei Nicht-Realisierung) zu minimieren.

Fazit: Was auf die Windenergie zukommt

Die Anlagentechnologie für die Windenergienutzung ist so ausgereift, dass die WEA als „normale“ Kraftwerke am Netz betrieben werden können. Allerdings sind noch einige Herausforderungen zu meistern. Die Volatilität der Einspeisung stellt eine dieser Herausforderungen dar, denn sie macht das Ausbalancieren von Einspeisung und Verbrauch im zukünftigen Stromversorgungssystem deutlich komplizierter. Diese Herausforderung wird in den Vorreiterländern wie Deutschland, in den nächsten Jahren weiter deutlich an Relevanz gewinnen. Der Fokus von Forschung und Entwicklung wird sich daher insbesondere auch auf das Zusammenspiel der WEA mit den anderen Komponenten des zukünftigen Strom- bzw. Energieversorgungssystems richten.

Technik senkt Kosten der Stromerzeugung im Betrieb weiter...

Selbstverständlich bestehen auch weiterhin noch technologische Entwicklungspotenziale, etwa hinsichtlich weiterer Ertragssteigerung der Anlagen im Binnenland und verbesserter Zuverlässigkeit. Ein großer Entwicklungsbedarf besteht auch be-

züglich der Offshore- Nutzung, immer natürlich mit einem Augenmerk auf der gleichzeitigen Kostenreduktion.

Die Kosteneffizienz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land ist unter Berücksichtigung externer Kosten heute schon konkurrenzfähig zur konventionellen Stromerzeugung. Zur Begrenzung der Kosten der Energiewende wird aber von der Windenergie wie von den anderen Technologien weiterhin eine Kostenreduktion erwartet. Besonders für die Offshore-Windenergie werden hier noch erhebliche Kostensenkungen auf unter 10 Ct/kWh in 2023 erwartet.

... aber der Kostendruck beginnt jetzt schon in der Planungsphase

Durch die Einführung von Ausschreibungsmodellen in das EEG entsteht ein weiterer Kostendruck, nun insbesondere auch schon in der Planungsphase. Dies wird die Entwicklung neuer Mess- und Fernerkundungstechniken wie LiDAR-Scanner beschleunigen, da diese Technik eine weitaus genauere Ermittlung des Windangebots vor Ort verspricht.

Diverse Studien zeigen, dass das Windenergieangebot in der Bilanz mehrfach ausreicht, um den erwarteten Beitrag zur Versorgung leisten zu können. Zusammen mit der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung ist damit die Frage von vor 25 Jahren eindeutig beantwortet. Windenergie wird weltweit als Schlüssel für die zukünftige Stromversorgung gesehen. Fast alle Länder entwickeln Szenarien, geben sich Ausbauziele und schreiten bei der Umsetzung zügig voran.

Literatur

- [Fichaux2011] Nicolas Fichaux et al: "UpWind: Design limits and solutions for very large wind turbines, a 20 MW turbine is feasible", EWEA Conference, Mar. 2011
- [Faulstich2009-1] Faulstich, S.; Hahn, B.: "Schadensdatenbanken - Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen", BWE-Fachtagung, Hamburg, Sep. 2009
- [Faulstich2009-2] Faulstich, S.; Hahn, B.; Tavner, P.: "Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment", Wind Energy, John Wiley & Sons, Jul. 2010
- [Faulstich2009-3] S. Faulstich et al: "Reliability of offshore turbines - identifying risks by onshore experience", EWEA Offshore Conference, Stockholm, Sep. 2009
- [BMWi2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)“, Stand: Januar 2015.
- [Nitsch2012] Nitsch, J. et al: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146, Mar. 2012
- [Gasch2007] Gasch, R.; Twele, J.: „Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb“, Vieweg+Teubner Verlag, 5. Auflage, Jul. 2007
- [Polinder2013] Polinder, H. et al: „Trends in Wind Turbine Generator Systems“, IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 1, No. 3, Sep. 2013
- [Rehfeldt2013] Rehfeldt, K.; Wallasch, A.-K.; Lüers, S.: „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Zusammenfassung, WindGuard, Varel, Nov. 2013
- [ISE2013] Kost, Chr. et al: „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“, Studie, Fraunhofer ISE, Nov. 2013
- [IWES2014] Hrsg. Rohrig, K.: „Windenergie Report Deutschland 2013“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2014
- [IWES2015] Hrsg. Rohrig, K.: „Windenergie Report Deutschland 2014“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2015
- [Brombach2013] Brombach, J. et al: "A novel MCP method based on Deep Neural Networks for long-term correction in wind resource assessments", EWC Technical Report, 2013
- [IEA2014] IEA World Energy Outlook 2014
- [IRENA2015] Renewable Energy Capacity Statistics 2015. International Renewable Energy Agency.
- [Windpower2015] Windpower monthly, The 10 Biggest Turbines in the World, <http://www.windpowermonthly.com/10-biggest-turbines>, 2015-08-18
- [Fichtner2013] Hobohm, J. et al: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Prognos/Fichtner Aug. 2013
- [ORE2012] TheCrownEstate: Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study, 2012