

Martin Kühn

Windenergie

Stuttgarter Einflüsse auf eine zukunftsfähige Technik



Quelle: Bundesverband Windenergie



In Deutschland drehen sich inzwischen rund 19.000 Windräder, die unter Annahme eines durchschnittlichen Windjahres zusammen 6,8 Prozent des Strombedarfs erzeugen und damit hierzulande jede andere erneuerbare Energieform übertreffen. Die Windenergienutzung hat innerhalb der letzten fünfzehn Jahre eine rasante Zunahme erfahren. Welche technologischen, wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen haben dies ermöglicht? Passt ein weiterer Ausbau in das bisherige Energieversorgungssystem? Diese Fragen werden anhand eines historischen Rückblicks, eingeteilt in vier illustrative Phasen, untersucht. Für den Laien zunächst überraschend, wird dabei auch der Einfluss der Universität Stuttgart im anscheinend so windschwachen Baden-Württemberg zur Sprache kommen.

Phase I Arbeitsmaschinen – Von vertikalen Widerstands- läufern zu horizontalen Auf- triebsläufern

Der Mensch nutzt die Kraft des Windes seit etwa 4.000 Jahren nicht nur als Schiffsantrieb. In Mesopotamien, Afghanistan und China wurden schon früh windbetriebene Schöpf- und Mahlwerke entwickelt. In den ersten Formen von Windmühlen wurde ein Windrad mit vertikaler Achse verwendet, das durch die vom Wind auf die Rotorblätter ausgeübte Widerstandskraft angetrieben wurde. Diese als Widerstandsläufer bezeichnete Bauform erreicht nur einen geringen Wirkungsgrad vom maximal etwa einem Viertel der im Folgenden beschriebenen Auftriebsläufer [1]. Heute werden sie deshalb nur noch in Form der verbreiteten Schalenstern-Anemometer zur Windmessung eingesetzt.

In Nordeuropa wurden ab etwa dem 12. Jahrhundert andere Windmühlentypen, wie Bockwindmühle und Holländerwindmühle, entwickelt. Neben Wasserrädern mit einer typischen Leistung von zwei bis fünf Pferdestärken (PS) stellten diese Windmühlen mit fünf bis höchstens zehn PS eine wichtige Ergänzung zum Antrieb durch menschliche und tierische Muskelkraft dar. Der entscheidende Fortschritt, den diese historischen abendländischen Windmühlen brachten, besteht nicht in der zumeist horizontalen Orientierung der Rotorachse, sondern in der höheren Strömungsgeschwindigkeit an den Rotorblättern und dem Antrieb durch die aerodynamische Auftriebskraft senkrecht zur Strömungsrichtung. Bei einem in der Strömung quasi „mitschwimmenden“ Widerstandsläufer ist die Relativgeschwindigkeit am Rotorblatt, die letztendlich die Antriebskraft bewirkt, stets kleiner als die Windgeschwindigkeit.

Martin Kühn ■
Windenergie ■

beträgt. Bei diesen so genannten Schnellläufern sind nur wenige, sehr schlanke Blätter erforderlich, und der Generator wird mit einer relativ hohen Drehzahl und entsprechend kleinem Drehmoment angetrieben. Albert Betz aus Göttingen und Frederick Wilfrid Lancaster verallgemeinerten diese Erkenntnisse und leiteten den maximalen aerodynamischen Wirkungsgrad von 59 Prozent ab.

Alle Anlagen erfordern ein Verfahren zur Begrenzung der aufgenommenen Leistung und Belastungen, da die im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt. Hierzu haben sich, ausgehend von La Cour und fortgesetzt durch Windenergiepioniere in Dänemark, Frankreich, USA und Deutschland, zwei Prinzipien durchgesetzt: Stall und Pitch.

Auftriebsläufer können hingegen durch die Überlagerung von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit höhere Anströmgeschwindigkeiten realisieren. Nur so lassen sich die für eine optimale Abbremsung des Windes erforderlichen Kräfte erzeugen, und der aerodynamische Wirkungsgrad nähert sich dem theoretischen Maximum von 59 Prozent an. Die bekanntesten Formen dieser Arbeitsmaschinen sind die vierblättrige Holländerwindmühle und die zum Wasserpumpen eingesetzte langsam laufende „Westermill“ mit zwanzig und mehr Rotorblättern. Die Westermill war auch die erste industriell in großen Stückzahlen hergestellte Windkraftanlage, die zudem für den automatischen Betrieb ohne menschliche Bedienung durch einen Müller auskam. Die Ausrichtung in den Wind und das Ausdem-Wind-Drehen zur Begrenzung der Leistung bei Starkwind erfolgte über ein raffiniertes, aber gleichzeitig robustes Regelungssystem mit zwei Windfahnen.

In der einfachsten Bauart sind die Rotorblätter fest mit der Nabe verbunden (Abb. 1). Die Drehzahl hält ein direkt an das Netz gekoppelter Asynchrongenerator praktisch konstant. Dabei handelt es sich um einen generatorisch betriebenen, üblichen Drehstrommotor. Bei stärkerem Wind kommt es zu einer Veränderung der Anströmrichtung, die aus der vektoriellen Addition von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit resultiert. Diese Vergrößerung des Anstellwinkels führt an der Saugseite der Blätter zur Strömungsablösung (englisch stall). Während einem Flugzeug nun der Absturz droht, wird die Windturbine vor überhöhter Leistung bewahrt, da sich der Auftrieb vermindert und der Widerstand erhöht (Abb. 2). Dieses so genannte Dänische Konzept wurde 1957 von dem Dänen Johannes Juul eingeführt. Es war wegen

Phase II – Dreiblättrige Schnellläufer mit Leistungsbegrenzung zur Elektrizitätserzeugung

Das Aufkommen der Dampfmaschine und später der Elektromotoren resultierte in einem Niedergang der Windmühle als Arbeitsmaschine zum Ende des 18. und Beginn des 19. Jahrhunderts. Nur die Westermill wurde noch als dezentrale Wasserpumpe eingesetzt. Ingenieure suchten jedoch eine neue Anwendung. Die erste zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzte Windmühle wurde 1891 von dem Dänen Paul La Cour, Professor an der Askov-Hochschule in Jütland, entwickelt. La Cour erkannte, dass es neben einer Erhöhung des aerodynamischen Wirkungsgrades auch konstruktiv günstig ist, wenn die Umfangsgeschwindigkeit ein Vielfaches der Windgeschwindigkeit

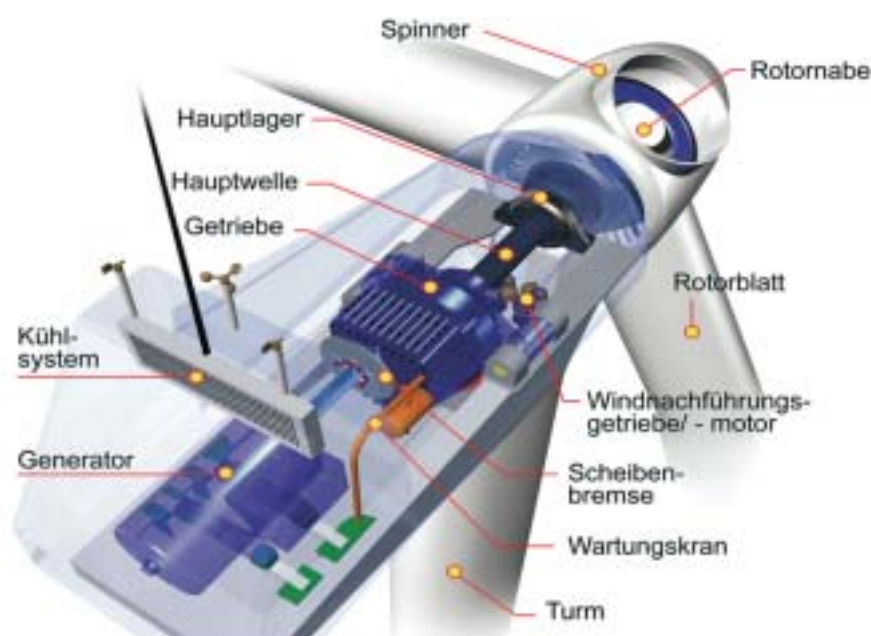


Abb. 1: Aufbau einer stall-geregelten Windenergieanlage mit Getriebe und konstanter Drehzahl der Firma NEG-Micon [Bundesverband Windenergie].

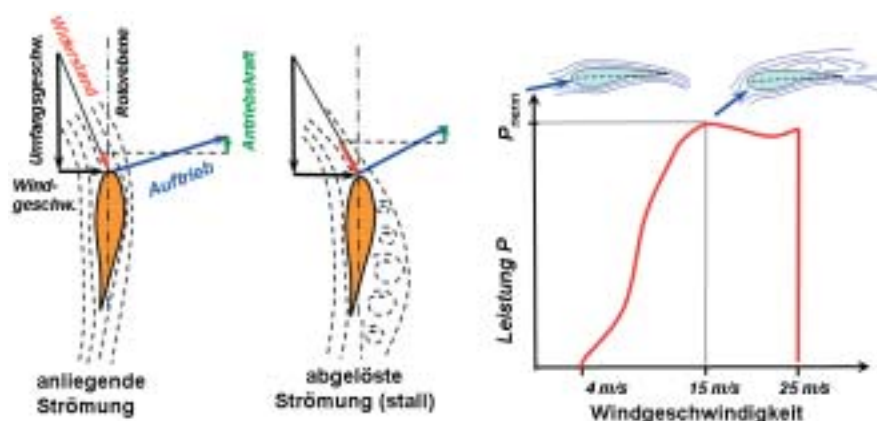


Abb. 2: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Strömungsabriss (englisch stall), rechts: Leistungskurve durch den Strömungsabriss begrenzt.

seiner Einfachheit und Robustheit entscheidend für den erstmaligen Einsatz von Strom erzeugenden Windenergieanlagen in größeren Stückzahlen mit 15 bis 20 Metern Rotordurchmesser Mitte der 1980er-Jahre. Etwa zehn Jahre später wurde das Konzept weiterentwickelt. Dazu müssen die Rotorblätter um ihre Längsachse drehbar in der Nabe gelagert sein. Durch ein Verstellen der Rotorblätter um wenige Grad hin zu größeren Anstellwinkeln (Hinterkante in den Wind gedreht) lässt sich der Strömungsabriss aktiv beeinflussen und zuverlässig die gewünschte Nennleistung einstellen (Aktiv-Stall-Konzept).

Das zweite Prinzip zur Leistungsbegrenzung basiert auf einer stärkeren Verstellung des Blattwinkels (englisch pitch). Nimmt die Windgeschwindigkeit nach Erreichen der Nennleistung zu, so wird das Blatt mit der Vorderkante in den Wind gedreht (Abb. 3). Durch Verringerung des Anstellwinkels werden Leistung und Belastungen begrenzt.

Maßgebend für diese am Leichtbau orientierte Konzeptlinie war unter anderem der Stuttgarter Windenergiepionier Professor Ulrich Hütter (Abb. 4), Ordinarius für Flugzeugbau von 1965 bis 1980 [2]. Er hatte 1942 über die Auslegung von Windenergieanlagen promoviert und setzte diese Arbeiten in den Nachkriegsjahren, als zunächst die Luftfahrtforschung stark reglementiert war, bei den Allgaier Werken in Uhingen/Baden-Württemberg fort. Ab 1951 wurde die WE-10 in Serie produziert, die deutschlandweit erste Windenergieanlage mit aerodynamisch optimierten Blättern. Ein von Studierenden restauriertes Exemplar mit zehn Metern Durchmesser steht heute wieder auf



Abb. 4: Prof. Ulrich Hütter (1910-1990).



Abb. 5: Restaurierte Windenergieanlage WE-10 (Ø 11,28 m, 7,2 kW, 1952) auf dem Stuttgarter Campus.



Abb. 6: Urmotiv vieler moderner Windenergieanlagen: Die von U. Hütter 1957 entwickelte Anlage StGW 34 (Ø 34 m, 100 kW).

dem Stuttgarter Campus vor dem Institut für Flugzeugbau (Abb. 5). Die technologisch als Urmotiv moderner Windenergieanlagen zu bezeichnende Anlage StGW-34 der Studiengruppe Windenergie (StGW) mit 34 Metern Durchmesser und 100 Kilowatt (kW) Leistung wurde dann 1957 auf dem Testfeld Schnittlingen bei Stötten auf der Schwäbischen Alb errichtet (Abb. 6). In dieser pitch-geregelten Zweiblattanlage mit Pendelnabe wurden erstmals Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff verwendet, eine Bauweise, die sich ab den 1980er-Jahren als Standard etablierte. Damals war es die erste Anwendung eines völlig neuen Werkstoffs für ein so großes Konstruktionsbauteil; erst später folgte die Anwendung in der Luftfahrt und anderen Industriebereichen. Zur Erinnerung an diesen technologischen Meilenstein steht ein 17 Meter langes Rotorblatt vor dem Universitätsgebäude Pfaffenwaldring 31.

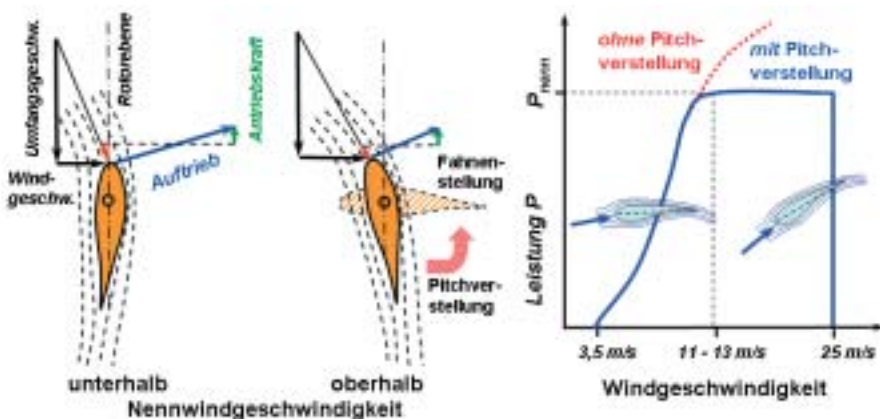


Abb. 3: Links: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Abregeln mittels Blattwinkelverstellung (englisch pitch), rechts: Leistungskurve.

Ende der 1960er-Jahre, die kurze Zeitspanne des billigen Öls und der Euphorie über die friedliche Nutzung der Kernenergie war angebrochen, kamen die Forschung und die industriellen Aktivitäten in der Windenergie zum Erliegen. Erst 1974 nach der Ölpreiskrise wurde wieder nach Alternativen gesucht. In Deutschland, Schweden, England und den USA entstanden große Experimentalanlagen, die sich an den Prinzipien der Hütter'schen Anlagen orientierten, während in Dänemark die Konzeptlinie einfacherer, robusterer und meist kleinerer Stall-Anlagen erarbeitet wurde. Am Institut für Aero- und Gasdynamik der Universität Stuttgart wurden von Prof. Franz Xaver Wortmann spezielle Profile für Windrotoren entwickelt. Eine Tradition, die sich bis heute in der aeroakustischen Erforschung von besonders geräuscharmen und leistungsfähigen Profilformen fortgesetzt hat. Das Institut für Computeranwendungen führte numerische und experimentelle Untersuchungen zur Aeroelastik, Regelung und Belastungsreduktion von Windturbinen durch. Um die durch diese Universitätsinstitute und die Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DFVLR), das spätere DLR, etablierte „Stuttgarter Schule“ entstand in den 1980er-Jahren ein erstes industrielles Umfeld. Die süddeutschen Firmen Dornier, MAN, MBB und Voith bauten Windenergieanlagen mit mehreren hundert Kilowatt bis zu drei Megawatt (MW) Leistung und 100 Metern Durchmesser. Leider blieben diese jedoch überwiegend Prototypen. Die böige Kraft des Windes war damals noch nicht mit Großanlagen zu bezähmen. Durch das 250 MW-Förderprogramm der Bundesregierung und vor allem das so genannte Stromeinspeisegesetz entwickelte sich ab 1991 eine neue Branche, da nun Windstrom zu einem erhöhten Preis durch die Energieversorgungsunternehmen abgenommen werden musste. In Wilhelmshaven wurde das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) von ehemaligen Mitarbeitern des DLR, das sich inzwi-

schon aus der Windenergie verabschiedet hatte, gegründet. Kleinere Unternehmen in den windreicheren norddeutschen Küstenländern, die das Stuttgarter Know-how zunächst mit der robusten Bauweise der dänischen Anlagen kombinierten, bauten erfolgreich Windenergieanlagen. Ausgehend von Rotordurchmessern von 15 bis 20 Metern wuchsen die Anlagen evolutionär in ihrer Größe und technischen Komplexität. Dabei setzte sich die Verwendung von drei Rotorblättern sowohl aus strukturdynamischen und akustischen als auch aus ästhetischen Gründen durch.

Phase III – Von netzgebundenen zu netzstützenden Windenergieanlagen

Auch wenn sich die äußere Form von Windenergieanlagen in den letzten 15 bis 20 Jahren nicht mehr verändert hat, vollzog sich im Innern eine rasante technische Entwicklung: Immer größere und effizientere Turbinen speisen den elektrischen Strom in immer besserer Qualität und zu geringeren Kosten ins Verbundnetz ein. Entscheidend hierfür war die Einführung des drehzahlvariablen Betriebs der inzwischen als Windturbinen bezeichneten Anlagen.

Schon bald zeigte sich, dass Anlagen mit konstanter Drehzahl die Böigkeit des Windes selbst bei sehr schneller Blattwinkelverstellung nicht vollständig ausregeln konnten und größeren, kurzzeitigen Leistungsschwankungen sowie entsprechenden Strukturbelastungen und Netzrückwirkungen ausgesetzt waren. Die Vorteile des Pitch-Konzepts, also konstanter Nennleistung und guten Anlauf- und Sturmverhaltens, lassen sich nur in Kombination mit einer gewissen Drehzahlvariabilität realisieren. Dies erfordert jedoch zusätzlichen Aufwand im elektrischen System. Hierzu haben sich von anfänglich drei nun zwei Bauarten etabliert. Zunächst setzte vor allem die dänische Firma Vestas ein Verfahren ein, das eine bis zu zehnprozentige Drehzahlvariabilität erreicht. Dies erfolgt durch eine schnelle Regelung der Drehzahl nachgiebigkeit (Schlupf) des netzgekoppelten Asynchrongenerators. Durch das Zusammenspiel des nun als Schwungrad fungierenden Rotors mit der etwas langsameren Pitch-Regelung lassen sich Windschwankungen oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit recht befriedigend ausregeln.

Besonders in Deutschland wurde durch die oben genannten Experimentalanlagen ab den 1980er-Jahren und kommerziell ab 1995 ein Konzept mit vollständiger Drehzahlvariabilität entwickelt, das heute in mehr als der Hälfte aller neuen Anlagen verwendet wird. Während der Ständer des Asynchrongenerators nach wie vor direkt ans Netz gekoppelt ist, wird dem Generatorläufer durch einen Umrichter genau diejenige Stromfrequenz aufgeprägt oder entnommen, die zum Einstellen der gewünschten Drehzahl erforderlich ist. Durch einen derartigen doppelt-gespeisten Asynchrongenerator kann die Drehzahl zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit bei etwa 3,5 Metern pro Sekunde und dem Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit bei etwa elf bis 13 Metern pro Sekunde annähernd verdoppelt werden. Der Rotor arbeitet nahe an seinem aerodynamischen Optimum, und aerodynamische Geräusche werden sehr effektiv reduziert. Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit pendelt die Drehzahl dann noch um circa plus/minus zehn Prozent, um wiederum in Arbeitsteilung mit der Pitch-Verstellung die Böigkeit des Windes auszuregeln.

Der naheliegendste, wenn auch aufwendige Weg zu einer vollständigen Drehzahlvariabilität liegt in einer elektrischen Entkoppelung des Generators durch einen Umrichter mit einem Gleichstromzwischenkreis. Bei diesem, in der Regel mit einem Synchrongenerator realisierten Konzept wird die gesamte Leistung durch den Frequenzumrichter geführt. Durch Steuerung der Erregung im Läufer lässt sich die Drehzahl bis zum dreifachen Wert der Anlaufdrehzahl variieren. Die Auricher Firma Enercon, Marktführer in Deutschland, praktiziert dieses Konzept sehr erfolgreich bei getriebelosen Anlagen mit einem speziell entwickelten, direkt angetriebenen, vielpoligen Synchrongenerator (Abb. 7). In jüngster Zeit wird das Prinzip wegen exzellenter Netzverträglichkeit und Unabhängigkeit von der lokalen Netzfrequenz auch vereinzelt in getriebebasierten Maschinen verwendet, die immer noch circa 85 Prozent des Weltmarktes abdecken.

Inzwischen haben sich die beiden letztgenannten Konzepte pitch-geregelter, drehzahlvariabler Anlagen am Markt durchgesetzt und die einfachen, robusten Stall-Anlagen praktisch verdrängt. Die teilweise oder vollkommene Entkopplung des Generators vom Netz bewirkt eine sehr viel bessere Netzverträglichkeit und

ermöglicht unter Umständen sogar eine Stützung des elektrischen Verbundnetzes. Der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung (Leistungsfaktor) kann variabel eingestellt werden. Negative Netzrückwirkungen wie Schaltströme, Spannungs- und Leistungsschwankungen sowie Oberwellen lassen sich vermeiden oder stark reduzieren. Außerdem verhalten sich die Anlagen nun unempfindlich gegenüber Netzstörungen wie zum Beispiel kurzzeitigen Spannungseinbrüchen.

Leichtbau, Anlagenintelligenz und Zuverlässigkeit

Vor fünfzehn Jahren waren Stall-Anlagen technologisch noch weitgehend mit Landmaschinen vergleichbar. Heutige Windenergieanlagen gehören mit bis zu 126 Metern Durchmesser zu den größten rotierenden und schwingungsfreudigen Maschinen. Sie trotzen den äußerst rauen Umgebungsbedingungen in der bodennahen atmosphärischen Grenzschicht durch den Einsatz aufwendiger Regelungstechnik, beispielsweise durch Überwachung einer Vielzahl von Betriebsparametern oder laser-optische Fasersensoren in den Blättern. Außerdem kommen modernste Werkstoffe, wie Kohlefaserverbund oder dynamisch hochfeste Guss- und Schmiedelegerungen, zum Einsatz.

Durch die zeitliche und räumliche Struktur von Böen wirkt jeder lokale Windstoß mehrfach auf die umlaufenden Blätter. Innerhalb der Auslegungsdauer von zwanzig Jahren treten daher bis zu eine Milliarde Lastwechsel auf – eine in anderen Bereichen unbekanntere Größenordnung. Gleichzeitig erfordern die immer größeren Anlagen leichtere Bauweisen. Andernfalls werden die aus der ständigen Wechselbiegung durch das Eigengewicht der Blätter resultierenden Materialspannungen zum Problem.

Im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Kraftwerken diktieren auch Kosteneinsparungen die technische Entwicklung. Diese lassen sich nicht nur durch größere Stückzahlen, sondern vor allem durch effizientere Anlagen realisieren. Da häufig der maximale aerodynamische Wirkungsgrad recht gut angenähert wird, versucht man vor allem, die Investitionskosten pro produzierte Kilowattstunde zu reduzieren. Dies gelingt beispielsweise durch aktive und passive Schwingungsdämpfung, Ausregeln von Belastungen sowie die Umsetzung von Leichtbaukonzepten. Darüber hinaus lassen sich die Betriebskosten zum Beispiel durch eine weitere Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit senken. Die technische Verfügbarkeit von Anlagen, das heißt der Zeitanteil, in dem die Turbine betriebsbereit ist, liegt inzwischen bei 98

bis 99 Prozent [3]. Trotzdem sind weitere Verbesserungen in der Haltbarkeit der teuren Komponenten Rotorblatt und Getriebe sowie in der Zuverlässigkeit der elektrischen Komponenten und Sensoren notwendig. Dies betrifft besonders auch Anlagen der Megawattklasse. Diese wurden seit Ende der 1990er-Jahre und zu Beginn dieses Jahrzehnts, oft nach zu kurzer Erprobungszeit, in größeren Stückzahlen installiert.

Phase IV – Integration in zukünftige Energieversorgungssysteme

Seit einigen Jahren erlebt die Windenergienutzung einen weltweiten Boom. Inzwischen sind international ca. 80.000 Megawatt, davon 15.000 Megawatt im Jahr 2006, installiert. Der Weltmarkt, an dem die deutschen Hersteller von Anlagen und Komponenten einen Anteil von 38 Prozent (2005) besitzen, wächst mit durchschnittlich über 20 Prozent jährlich (Abb. 8). Auch wenn Deutschland inzwischen nicht mehr der wichtigste Markt ist, findet ein weiterer Ausbau in anderen europäischen Ländern, den USA und den energiehungrigen asiatischen Schwellenländern statt. Windenergie entwickelt sich zu einem nicht zu vernachlässigenden Teil des Energiesystems. Nun spielen die Fragen der Erschließung der enormen Windressourcen auf dem Meer, der Integration in das internationale Energiesystem, der Wirtschaftlichkeit und des Natur- und Umweltschutzes sowie der Akzeptanz eine größere Rolle.

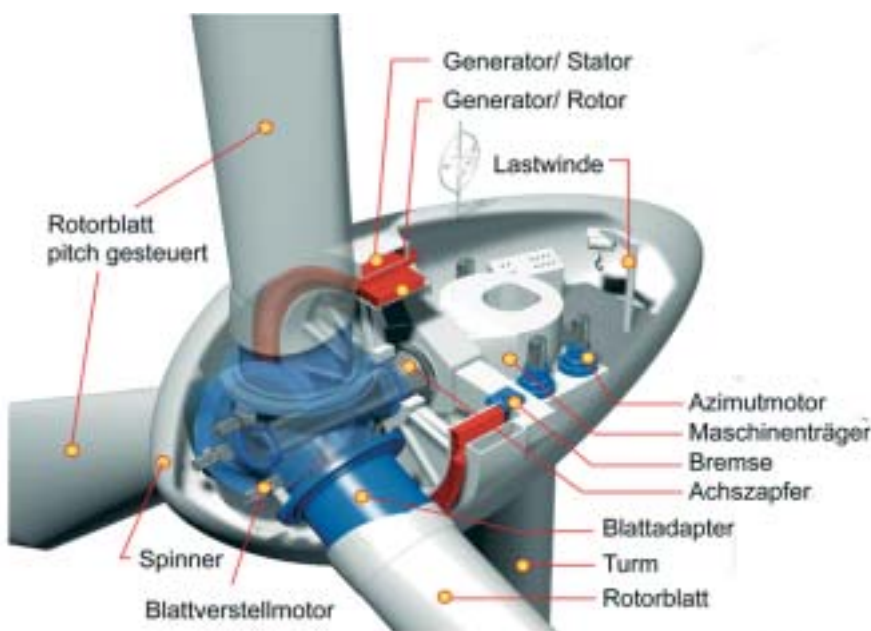


Abb. 7: Aufbau einer drehzahl-variablen, pitch-geregelten Windenergieanlage ohne Getriebe der Firma Enercon [Bundesverband Windenergie].

100 Kilometer vor allem ein finanzielles Hindernis für erste Projekte dar. Trotz vieler geplanter und teilweise genehmigter Offshore-Windparks wird mit der ersten Realisierung, dem Bau eines Offshore-Testfelds 45 Kilometer nördlich von Borkum, erst ab 2008 gerechnet. Zum Einsatz sollen zwölf Windenergieanlagen der leistungsstärksten 5-MW-Klasse kommen, wie sie derzeit nur von drei deutschen Herstellern angeboten werden. Im Jahre 2006 wurde eine derartige Anlage auf einem Fachwerkfundament in 44 Metern Wassertiefe vor der schottischen Küste aufgebaut (Abb. 10). Unter Federführung von Stuttgarter Forschern werden ab dem nächsten Jahr die Messdaten des Testfelds ausgewertet, um die Anlagentechnik weiterzuentwickeln.

erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne ohne größere Probleme in ein Verbundnetz integriert werden können. Obwohl eine solche Situation im Jahres- und Landesmittel in Deutschland erst in etwa fünfzehn Jahren zu erwarten ist, stellt die Integration neuer Anlagen schon heute eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Dies liegt an der regionalen Konzentration in den nord- und ostdeutschen Küstenländern sowie den täglichen und saisonalen Windschwankungen. Zeitweise übersteigt die Windenergieeinspeisung dort die Netzlast, während zu anderen Zeiten kaum Windenergie lokal zur Verfügung steht. Die dezentrale Einspeisung, etwa von Windstrom in die schwache Netzperipherie, neue Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Marktliberalisierung erfordern eine Umgestaltung der jahrzehntealten Struktur des europäischen Versorgungsnetzes in ein Transportnetz für große Handelsströme. Eine von der Deutschen Energie Agentur (dena) im

Offshore-Windenergie

In den küstennahen Meeresgebieten sind enorme Windpotenziale vorhanden. Neben einem Mehrertrag von 40 bis 50 Prozent gegenüber guten Küstenstandorten stehen auch größere Flächen als an Land zur Verfügung. Das Bundesumweltministerium rechnet innerhalb der nächsten fünfzehn Jahre mit der Installation von 15 Gigawatt offshore im Vergleich zu zehn Gigawatt an Land.

Nach den ersten Ideen für Offshore-Windprojekte in den 1970er-Jahren wurden in den 1990er-Jahren kleinere europäische Demonstrationsprojekte gebaut. Ab 2000 begann man dann erstmals mit der Realisierung von kommerziellen Windparks mit bis zu 160 Megawatt Leistung. Bis zum Jahresende 2006 betrug die installierte Leistung offshore 916 Megawatt. Das entspricht 1,5 Prozent der weltweiten Windenergieleistung. Die Betriebserfahrungen sind bisher überwiegend positiv und unterstützen die weitere Entwicklung, die derzeit vor allem in Großbritannien, Dänemark (Abb. 9), den Niederlanden und Schweden stattfindet. Andererseits nimmt auch das Bewusstsein für die Herausforderungen dieser anspruchsvollen Technologie zu. 2004 mussten im ersten großen dänischen Offshore-Windpark Horns Rev zwei Jahre nach Errichtung alle achtzig Anlagen zeitweise abgebaut und kostspielig an Land instandgesetzt werden. Hier zeigte sich jedoch auch, dass die Branche inzwischen erwachsen genug ist, um derartige Belastungen zu bewältigen.

In Deutschland stellen die großen Wassertiefen von 25 bis 40 Meter und Küstenentfernungen von 30 bis über

Netzintegration trotz schwankender Leistung

Allgemein wird davon ausgegangen, dass bis zu einem Anteil von 20 Prozent

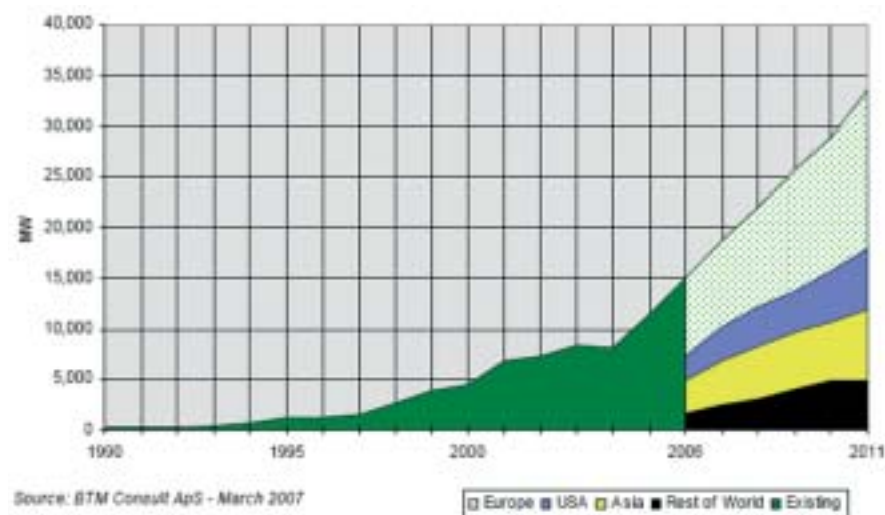


Abb. 8: Internationale Entwicklung der jährlich neu installierten Windenergieleistung seit 1990 und Prognose bis 2010 [BTM Consult ApS].



Abb. 9: Offshore-Windpark Horns Rev, Dänemark, mit 80 Zwei-Megawatt-Anlagen [Elsam].

Konsens mit der Energiewirtschaft und der Windenergiebranche durchgeführte Studie untersuchte die Konsequenzen einer Erhöhung des Windstromanteils auf 15 Prozent bis zum Jahre 2015. Demnach bestehen keine wesentlichen technischen Hindernisse, und es werden nur moderate Mehrkosten auftreten. Rund 400 Kilometer des vorhandenen 380-kV-Verbundnetzes (kV = Kilovolt) müssen verstärkt und rund 850 Kilometer neu gebaut werden. Das entspricht fünf Prozent des derzeitigen Übertragungsnetzes. In zehn Jahren werden die Mehrkosten je nach Szenario zwischen 0,39 und 0,49 Cent pro Kilowattstunde für private Haushalte und 0,15 Cent pro Kilowattstunde für die Industrie betragen. Hierbei sind neben dem Netzausbau auch die erhöhte Einspeisevergütung, die Regel- und Reservehaltungskosten, abzüglich vermiedener Kosten konventioneller Erzeugung, enthalten [4].

Seit dem Jahr 2003 wird bei Neuanlagen in Gebieten mit hohem Windstromanteil ein Erzeugungsmanagement angewendet, das dem Übertragungsnetzbetreiber die Drosselung oder Abschaltung bei zu geringer Netzlast oder Netzengpässen erlaubt. Bei konventionellen Kraftwerken führt ein solches Verfahren zu einer Brennstoff- und Kosteneinsparung. Dagegen kann es für Windenergieerzeuger einen empfindlichen Einnahmeverlust bedeuten, weil hier die Betriebs- und Finanzierungskosten nahezu gleich bleiben.

Neue Anlagen benötigen auch zusätzliche Kapazitäten im Netz. Doch die Planung neuer Freileitungen wird durch Akzeptanzprobleme und langwierige Verfahren erschwert. Neue Lösungsansätze, wie konventionelle Erdkabel oder neue bipolare Kabelkonzepte mit hoher Kapazität, verfolgt die Energiewirtschaft nur zögerlich. Jedoch schlummern auch im derzeitigen Verbundnetz noch erhebliche Kapazitätsreserven, wenn bei kälterer Witterung oder stärkerem Wind die tatsächliche thermische Übertragungsleistung ausgenutzt wird. Durch Messung von Wetterdaten können 30 Prozent, mit einem Monitoring der Leitungstemperatur sogar bis zu 100 Prozent höhere Ströme übertragen werden [5]. In Deutschland wird nun in Schleswig-Holstein erstmalig ein solches Monitoring durchgeführt, das in anderen EU-Ländern schon länger bekannt ist.

Die Betriebsführung des Verbundnetzes durch die vier deutschen Netzbetrei-



Abb. 10: Installation einer 5-MW-Offshore-Windenergieanlage mit 126 Metern Rotordurchmesser vor der schottischen Küste im August 2006 [REpower Systems AG].

ber besteht vor allem aus einer permanenten Anpassung der eingespeisten Erzeugungsleistung an die schwankende Last. Leistungserzeugung und Stromeinkäufe werden jeweils 24 Stunden im Voraus geplant. Durch Zu- und Abschalten von unterschiedlich schnell regelbaren Kraftwerken und die kurzzeitige Pufferung über die Rotationsenergie der Generatoren und Turbinen erreicht man ein Gleichgewicht. Während bisher nur die Lastschwankungen und mögliche Kraftwerksstörungen auszugleichen waren, wird nun das Ausregeln durch die Schwankungen der vorrangig abzunehmenden Windenergie erschwert. Windenergie-Prognoseprogramme werden eingesetzt, um die erforderliche Kapazität an konventionellen Kraftwerken und von zusätzlicher Regelenergie zu minimieren. Inzwischen liegt die durchschnittliche Abweichung von 24-Stunden-Vorhersagen bei etwa 6,5 Prozent (ausgedrückt als quadratischer Mittelwert des Fehlers normiert auf die installierte Leistung) [6].

Erhebliche Prognoseabweichungen treten vor allem durch Zeitverschiebungen beim Durchzug von Wetterfronten und damit korrespondierenden großen Leistungsgradienten auf. Unter solchen ungünstigen Bedingungen kann die Windeinspeisung in einer Regelzone um bis zu ein Gigawatt pro Stunde und um mehrere Gigawatt innerhalb einiger Stunden abnehmen. Weitere Prognoseverbesserungen und eine Reduktion von Reserveleistung wären durch Einsatz neuer

Kommunikationstechniken, eine flexiblere Kraftwerksplanung und einen kurzfristigen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern möglich. Sinnvolle Maßnahmen umfassen die Kurzzeit-Korrektur der 24-Stunden-Prognose, die Messung der tatsächlich erzeugten Windleistung und die Einführung von kürzeren Handelszeiträumen an den Strombörsen (Intraday-Handel). Die Dena-Studie ermittelte, dass bis zum Jahr 2015 keine zusätzlichen Kraftwerke zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung erforderlich sind. Zudem reichen im Mittel eine Stunden- und Minutenreserve konventioneller Kraftwerke in Höhe von acht bis neun Prozent der installierten Windenergieleistung aus.

Wirtschaftlichkeit

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland wurde maßgeblich durch die Einführung einer Mindestvergütung für Windstrom und die damit verbundene Planungssicherheit durch das Stromeinspeisegesetz (1991 bis 2000) sowie durch das Erneuerbare Energien Gesetz (ab April 2000) stimuliert. Dank technologischer Weiterentwicklung und Serieneffekten sanken die Anlagenkosten erheblich. Derzeit kostet eine Anlage mit zwei Megawatt Leistung, 90 Meter Rotordurchmesser und 105 Metern Nabenhöhe circa 2,2 Millionen Euro ab Werk, zuzüglich 25-30 Prozent Infrastrukturkosten im Windpark. An einem küstennahen Referenzstandort (5,5 Meter pro Sekunde mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 30 Metern Höhe) können etwa 6,1 Gigawattstunden pro Jahr erzeugt werden. Das ist genug für 1.750 Haushalte mit jeweils vier Personen.

Wichtiger als die reinen Investitionskosten sind die spezifischen Kosten pro produzierter Kilowattstunde. Abbildung 11 zeigt eine inflationsbereinigte Reduktion der Anlagenkosten pro jährlich erzeugter Kilowattstunde am Referenzstandort um 53 Prozent zwischen 1990 und 2004. Aus dieser Entwicklung ergibt sich eine Lernkurve mit einem Fortschrittsgrad von 90 Prozent. Das heißt, bei jeder Verdoppelung der Leistung fielen die Kosten um zehn Prozent.

Während 1991 die Einspeisevergütung noch maximal 18,31 Cent pro Kilowattstunde betrug, verringerte sie sich

bis zum Jahre 2006 um 59 Prozent auf einen mittleren Wert von 7,44 Cent pro Kilowattstunde. Diese historische Entwicklung wird im aktuellen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) extrapoliert und regelmäßig überprüft. Die Mindestvergütung für im nächsten Jahr neu in Betrieb genommene Anlagen ist jeweils um nominal zwei Prozent niedriger. Unter Berücksichtigung der Inflation müssen also neue Anlagen pro Jahr um circa vier Prozent kosteneffektiver werden. Das ist eine besondere Herausforderung angesichts von wenigen noch verfügbaren windreichen Standorten an Land und steigenden Rohstoffpreisen für Kupfer und Stahl.

Eine andere Regelung des EEG berücksichtigt die große Bedeutung der lokalen Windbedingungen für die Wirtschaftlichkeit. Hierdurch bestimmt sich die Höhe und die zeitliche Staffelung der unterschiedlichen Vergütungsstufen während des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums. Offensichtlich unwirtschaftliche Projekte sind inzwischen von einer Förderung ausgeschlossen. Besonders günstige Bedingungen gelten hingegen für Offshore-Standorte und für neue, größere Anlagen, die ältere, kleinere Anlagen ersetzen (Repowering).

Naturschutz und Akzeptanz

Mit der teils industriellen Nutzung der Windenergie in größeren Windparks hat diese den Reiz historischer Windmühlen oder einer exotischen Alternative verloren. Windkraftanlagen wirken sich aber nur lokal und nur in vergleichsweise ge-

Um die traditionell sehr hohe Netzstabilität und Versorgungssicherheit in Deutschland aufrecht zu erhalten, wurden 2003 neue Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen eingeführt, die nun die Einhaltung bestimmter Kraftwerkeigenschaften fordern. Zuvor installierte Windenergieanlagen müssen entsprechend den früheren Bedingungen bei Netzfehlern augenblicklich abgeschaltet werden. Das könnte im ungünstigen Falle zu einem schlagartigen Ausfall von mehreren Gigawatt an Leistung und Instabilitäten im europäischen Stromverbund führen. Durch moderne Windenergieanlagen mit Umrichtertechnologie, Nachrüstungen und eine ohnehin notwendige Netzmodernisierung lassen sich diese Risiken jedoch minimieren. So kann die Netzsicherheit auch bei einem weiteren Windenergiezuwachs gewährleistet werden.

Ein steigender Anteil von quasi täglich schwankender Windenergieleistung wird mittelfristig Energiespeicher im Kraftwerksmaßstab erfordern, da neue Pumpspeicher-Wasserkraftwerke in Deutschland nicht zu erwarten sind. Die Speicherung durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff als Alternative besitzt einen sehr geringen Systemwirkungsgrad. Auf absehbare Zeit wird es sinnvoller sein, durch den Einsatz von Windenergie fossile Brennstoffe einzusparen und Windschwankungen gegebenenfalls mit konventionellen Kraftwerken zu überbrücken [7]. Relativ gute Zukunftsaussichten besitzen unterirdische adiabate Druckluftspeicher, die durch Wärmerückgewinnung Wirkungsgrade um 70 Prozent erreichen könnten und derzeit unter anderem vom DLR Stuttgart und dem Energieversorger EnBW entwickelt werden. Allerdings werden erste Anwendungen dieser noch völlig neuen Technologie nicht vor 2015 erwartet.

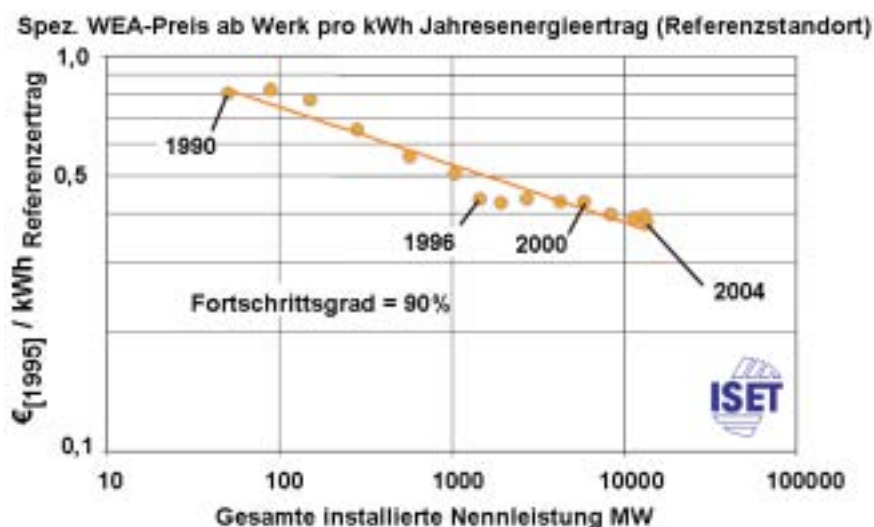


Abb. 11: Entwicklung der Anlagenkosten bezogen auf den Jahresenergieertrag am Referenzstandort in Abhängigkeit der insgesamt installierten Leistung [ISET].

ringem Maße negativ aus. Dies muss man vergleichen mit anderen Natureingriffen, wie der Anreicherung der Atmosphäre mit CO₂- und Schadstoffemissionen, Verkehr, Freileitungen und Vielem mehr. Angesichts der direkt spürbaren Konsequenzen der traditionellen Energieversorgung ist nach wie vor eine deutliche Mehrheit der Bundesbürger für einen weiteren Ausbau. Trotzdem tritt häufig ein paradoxes Verhalten auf, englisch treffend als „Not in my backyard!“ charakterisiert: Windkraft ja, aber nicht vor meiner Haustür.

Betrachtet man konkrete Windparkprojekte, so erkennt man die Bedeutung einer sozial- und umweltverträglichen Planung, welche die Interessen der lokalen Bevölkerung einbezieht und anerkannte Mindeststandards hinsichtlich Natur- und Landschaftsschutz berücksichtigt [8]. Hierdurch wird eine leider zu häufig beobachtete politische Voreingenommenheit und Polarisierung auf allen Seiten vermieden, die kaum mit wissenschaftlichen Fakten oder technischen Lösungen zu beseitigen ist.

Ausblick – Ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik befindet sich die Elektrizitätswirtschaft in einem Dilemma. In den nächsten Jahrzehnten steht ein Großteil der Kraftwerkskapazität zur Erneuerung an. Ein gesellschaftlicher Konsens über den Neubau von Kernkraftwerken ist nicht zu erwarten. Die verbleibenden Optionen der Stromerzeugung aus fossilen Energiequellen sind wenig überzeugend; sei es die Nutzung der reichlichen Kohlereserven in Kombination mit technologisch unreifer und wirtschaftlich fraglicher CO₂-Abscheidung oder eine politisch riskante, mittelfristig teure und lediglich CO₂-reduzierte Verstromung von importiertem Erdgas.

Bei den erneuerbaren Energien sind hingegen weitere Kostenreduktionen in der eigentlichen Energiewandlung zu erwarten. Als neue Herausforderungen treten die zuvor am Beispiel der Windenergie beschriebene Netzintegration und die Anpassung der energiewirtschaftlichen Strukturen auf. Die technischen und wirtschaftlichen Perspektiven verbessern sich deutlich, wenn die Betrachtungen das internationale Energiesystem mit einbeziehen.

Das Institut für Solare Energieversorgung (ISET) in Kassel zeigte vor kurzem, wie die Stromversorgung Europas und seiner Nachbarn unter ausschließlicher Nutzung erneuerbarer Energien mit bereits heute weitgehend entwickelten Technologien und zu Stromgestehungskosten sehr nahe am heute Üblichen gesichert werden könnte [9]. Zentrales Element eines solchen Konzepts mit sehr hohem Windenergieanteil ist der Ausgleich der Angebotsschwankungen der erneuerbaren Energien untereinander. Dies wäre mit einer Kombination verschiedener Energiequellen und durch Energietransport in einem transkontinentalen Verbundnetz auf der Basis der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zu erreichen.

Auf einem ökologisch und wirtschaftlich sinnvollen Weg zu einer weitgehend regenerativen Elektrizitätsversorgung sind also nicht allein lösbare technische Herausforderungen zu bewältigen. Auch ein entsprechender wirtschaftlicher und nicht zuletzt politischer Transformationsprozess der internationalen Energieversorger und der übergeordneten Organisationen ist dazu erforderlich. Damit befindet sich die Windenergienutzung nun auf dem Weg von einer alternativen zu einer konventionellen Energiequelle. Diese kann zukünftig entscheidend zu einer klimaverträglichen und bezahlbaren Stromversorgung beitragen.

Literatur

- [1] R. Gasch, J. Tvele (Hrsg.), Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 5. Aufl., Teubner, 2007
- [2] H. Dörner, „Drei Welten – ein Leben, Prof. Dr. Ulrich Hütter – Hochschullehrer, Konstrukteur, Künstler“, 2. Aufl., Selbstverlag, 2002
- [3] Institut für Solare Energieversorgung (ISET), Windenergie Report Deutschland 2005, reisi.iset.uni-kassel.de
- [4] Deutsche Energie-Agentur (dena), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie), 2005, www.deutsche-energie-agentur.de
- [5] Bundesverband Windenergie, Pressemitteilung 18. 9. 2006, www.wind-energie.de
- [6] B. Lange, Wind Power Prediction in Germany – Recent Advances and Future Challenges, European Wind Energy Conf., Athen 2006
- [7] G. Eisenbeiss, Physik in unserer Zeit 2005, 36 (3), 135
- [8] Deutscher Naturschutzring (DNR), Umwelt- und naturverträgliche Nutzung der Windenergie an Land, Bonn 2005, www.wind-ist-kraft.de
- [9] G. Czisch, Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Universität Kassel, Dissertation, 2005



Prof. Dr. Dipl.-Ing. Martin Kühn

Jahrgang 1963, Ausbildung zum Werkzeugmacher, Studium zunächst Maschinenbau, dann Physikalische Ingenieurwissenschaften in Hannover, Berlin und Delft. 1993 bis 1999 wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU Delft, danach bis 2003 Project Manager Offshore Engineering und Technischer Projektleiter für zwei Offshore-Windparks beim Hersteller von Windenergieanlagen GE Wind Energy GmbH. 2001 Dissertation an der TU Delft zu Dynamik und Entwurf von Offshore-Windenergieanlagen, seit 2004 Inhaber des ersten deutschen Lehrstuhls für Windenergie am Institut für Flugzeugbau der Universität Stuttgart, gestiftet von Karl Schlecht, Gründer und Aufsichtsratsvorsitzender der Putzmeister AG, Aichtal. Forschungsgebiete: Strukturtechnik von Windenergieanlagen onshore und offshore, Monitoring der Belastungen, Regelung und Betrieb von Windenergieanlagen, Bauweisen und Dynamik von Rotorblättern. Lehre: Konstruktionselemente der Luft- und Raumfahrttechnik, Windenergienutzung und Entwurf von Windenergieanlagen, internationale Fort- und Weiterbildung.

WechselWirkungen ■

Jahrbuch 2007 ■