

Windenergie – eine turbulente Sache?

Die Physik trägt dazu bei, die Effizienz von Windenergieanlagen zu steigern.

Joachim Peinke, Detlev Heinemann und Martin Kühn

Auch wenn sich Windenergieanlagen aus der Ferne betrachtet eher behäbig drehen, sind sie doch enormen Lastwechseln ausgesetzt – vergleichbar mit denen an einem Flugzeug, das sich in einem fiktiven jahrelangen Landeanflug bei starkem Wind befindet. Die Ursache hierfür sind Turbulenzen, die sich innerhalb von Sekunden auf die ganze Anlage auswirken und sich auch in der Leistungsabgabe bemerkbar machen. Bei der Entwicklung heutiger Anlagen wird dies nur sehr unzureichend berücksichtigt, für die Zukunft besteht aber ein enormes Innovationspotenzial darin, die Anlagen besser an die turbulente Strömungssituation anzupassen.

Unsere heutige Lebensform basiert auf einem hohen Energiekonsum, den eine weltweit vernetzte Energiewirtschaft sicherstellt und der globale Auswirkungen hat. Die elektrische Energie ist dabei eine der thermodynamisch hochwertigsten Energieformen, die sich mit nur geringen Verlusten in andere Formen umwandeln und obendrein hervorragend transportieren lässt. Obwohl eine Speicherung bisher noch schlecht möglich ist, gehen nahezu alle Szenarien davon aus, dass der Anteil der elektrischen Energie am Energiekonsum weiter deutlich zunehmen wird [1].

Die aktuelle Diskussion um die Energieversorgung wird getrieben von der Endlichkeit der Ressourcen, ihren Umweltauswirkungen und ihrer Wirtschaftlichkeit. Die erneuerbaren Energien spielen dabei wegen der Ressourceneffizienz und den erheblich geringeren Umweltauswirkungen eine zentrale Rolle. Welche Zukunftsperspektiven hat speziell die Windenergie, und wie wirtschaftlich ist sie? Bevor wir uns diesen Fragen zuwenden, soll zunächst die Physik der Windenergie im Fokus dieses Artikels stehen.

Im physikalischen Sinn bezeichnet Windenergie die in bewegter Luft enthaltene und mit dem Wind transportierte Energie. Für ihre Leistungsdichte, also die pro Zeiteinheit durch eine Fläche A transportierte Energie, gilt $P_{\text{Wind}}/A = 1/2 \rho u^3$ mit der Luftdichte ρ von ca. $1,2 \text{ kg/m}^3$ und der Windgeschwindigkeit u . Eine Windgeschwindigkeit von 12 m/s (Windstärke 6) in Bodennähe entspricht demnach einer Windleistung von ca. 1 kW/m^2 . Zum Vergleich: An sonnigen Tagen beträgt die einfallende Leistungsdichte der Solarenergie am Erdboden ebenfalls ca. 1 kW/m^2 .

Unter Windenergie als erneuerbarer Energie ist die Leistungsabgabe $P_{\text{WEA}} = c_p(\lambda) P_{\text{Wind}}$ zu verstehen, die



Bei einer Offshore Windenergieanlage der 5-MW-Klasse sind die Rotorblätter 60 Meter lang. Zum Vergleich zeigt die Fotomontage einen Airbus 380, dessen Spannweite 80 Meter beträgt.

Windenergieanlagen aus der Luftströmung meist in elektrische Leistung wandeln. Der Wirkungsgrad $c_p(\lambda)$ hängt von der Schnelllaufzahl $\lambda = R\omega/u$ ab, dem Verhältnis zwischen der Geschwindigkeit der Rotorspitze $R\omega$ und der Windgeschwindigkeit. Dabei ist ω die Kreisfrequenz des Rotors.

Eine hundertprozentige Umwandlung der Windleistung ist nicht möglich, da dies die bewegte Luftmasse vollständig abbremsen würde und somit die Wirkung einer Wand hätte. Weitere Luft – und damit Windenergie – könnte also nicht nachfließen, vielmehr würde die Strömung einen Bogen um das Hindernis schlagen. Eine optimal arbeitende Windenergieanlage muss folglich eine gewisse Winddurchlässigkeit haben. Mithilfe

KOMPAKT

- Der maximale theoretische Wirkungsgrad einer Windenergieanlage ist durch das Betz'sche Limit von 59 Prozent gegeben.
- In realen Windströmungen treten große Geschwindigkeitssprünge sehr viel häufiger auf als bei der Standardbeschreibung, die auf einer Gauß-Statistik beruht.
- Um diese großen Ausreißer und die Wechselhaftigkeit realer Windverhältnisse richtig zu berücksichtigen, sind neue Methoden notwendig, für die in der nichtlinearen Dynamik und statistischen Physik bereits wertvolle Grundlagen existieren.

Alle Artikel der Serie zur Energiewende sind gemeinsam mit weiteren passenden Beiträgen in einem Online-Dossier unter www.pro-physik.de/phy/physik/dossier.html zu finden.

Prof. Dr. Joachim Peinke, Dr. Detlev Heinemann, Prof. Dr. Martin Kühn, ForWind – Center for Wind Energy Research und Institut für Physik, Carl-von-Ossietzky-Universität, 26111 Oldenburg

RWE / Ingo Green, Wikipedia

einer Variationsrechnung lässt sich ganz allgemein zeigen, dass die Energieausbeute maximal ist, wenn der Wind auf ein Drittel seiner Anfangsgeschwindigkeit abgebremst wird. Daraus ergibt sich der maximale theoretische Wirkungsgrad von 59 Prozent, das Betz'sche Limit. Moderne Anlagen erreichen bis zu $c_p = 50\%$.

Der sich drehende Rotor bildet ein Hindernis, das den Wind abbremst und damit die Leistungsentnahme bestimmt. Anlagen mit einer größeren Anzahl von Blättern drehen sich daher entsprechend langsamer. Die heute fast ausschließlich eingesetzten dreiblättrigen Rotoren erreichen den maximalen Wirkungsgrad bei einer Schnelllaufzahl $\lambda \approx 7$. Die Spitzen der Rotorblätter bewegen sich also mit der siebenfachen Windgeschwindigkeit. Windenergieanlagen mit kleinerem Durchmesser müssen sich bei gleichem Wind also schneller drehen, um den gleichen λ - und damit c_p -Wert zu erzielen.

In die genaueren Berechnungen gehen als wichtige aerodynamische Größen auch die Tiefen und die Profilformen der Blätter ein. Durch die Rotation verändern sich die Anströmverhältnisse entlang des Blatts. An der Nabe kommt der Wind von vorne, während er sich mit zunehmendem Radius r durch die Eigenbewegung eines Rotorblattsegments (ωr) immer mehr in die Rotationsebene dreht. Daher werden Rotorblätter verdreht konstruiert – bereits seit den alten Windmühlen aus dem 19. Jahrhundert.

Die Leistung einer Windenergieanlage lässt sich somit über die Drehzahl sowie die Stellung der Rotorblätter bezüglich der Anströmung regeln (Pitchregelung). Heute werden in Deutschland meist Anlagen mit 40 m langen Rotorblättern neu errichtet, die eine Fläche von fast 5000 m² überstreichen. Das ergibt eine Nennleistung von 2 bis 2,5 MW (Leistungsklasse) bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 12 m/s und einem Wirkungsgrad von 40 bis 50 Prozent. Diese Werte gelten für einen guten Windstandort, eine Auslegung auf andere Nennwindgeschwindigkeiten ist ebenfalls möglich. An Offshore-Standorten sind heute Anlagen mit 5 MW und 60 m langen Rotorblättern typisch. Die Forschung arbeitet bereits an Konzepten für 20-MW-Anlagen mit 100 m langen Rotorblättern, die grundlegende Fragen nach Konzepten und Materialien aufwerfen. Bei der Vergrößerung von Bauwerken erreicht man eine Grenze, an der die ganze Konstruktion durch das eigene Gewicht instabil wird. Die vielfältigen Schwierigkeiten, die sich bei der Skalierung ergeben, sind beim Bau der Großraumflugzeuge A380 und Dreamliner mit dem Technologiewandel hin zu Kompositmaterialien deutlich geworden. Dabei sei angemerkt, dass die Spannweiten dieser Flugzeuge kleiner sind als die Radien der geplanten Großanlagen (Abb. auf S. 35).

Der Vergleich von Windenergieanlagen mit Flugzeugen ist auch in anderer Hinsicht aufschlussreich. Große Anlagen operieren 50 bis 200 m über dem Boden und drehen sich wegen der gleichen Schnelllaufzahl langsamer als kleine, aus der Ferne betrachtet nahezu gemütlich. Vom Boden aus scheint auch der Landeanflug eines Flugzeugs eine gemütliche An-

gelegenheit zu sein, selbst bei starkem Wind. Wer jedoch einen rauen Anflug erlebt hat, weiß, dass dieser Eindruck trügt, und ahnt, welchen Belastungen das Flugzeug ausgesetzt ist. Die Anforderungen an Windenergieanlagen während einer 20-jährigen Laufzeit sind vergleichbar mit denen an ein Flugzeug, das sich in einem fiktiven 15 Jahre dauernden Landeanflug bei starkem Wind befindet.¹⁾

Herausforderungen der Windenergie für die Physik

Nun wollen wir der Frage nachgehen, wie die Physik dazu beitragen kann, die Effizienz der Wandlungskette der Windenergie zu steigern. Hierzu gehen wir auf die Wechselwirkung der Energieressource Wind mit der Anlage und die Netzintegration näher ein.

Erstausnehmend ist zunächst die Tatsache, dass sich die Windturbulenzen bis auf Zeitskalen kleiner als eine Sekunde auf die gesamte Anlage auswirken. So kann sich z. B. die gemessene Leistungsabgabe innerhalb weniger Sekunden um mehr als 80 Prozent ändern (Abb. 1, für eine Animation der Leistungsabgabe siehe [2]). Ändert sich der Wind innerhalb von einer Sekunde, so entspricht dies bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s einer rund 10 m großen Windstruktur. Dabei wird angenommen, dass turbulente Strukturen mit der mittleren Windgeschwindigkeit über die Anlage strömen, ohne sich dabei wesentlich zu verändern. Diese Taylorsche Hypothese der eingefrorenen Turbulenz hat sich in vielfältigen Untersuchungen bestätigt. Aus strömungsdynamischer Sicht ist bekannt, dass sich die Kräfte auf einen umströmten Körper ungefähr in der gleichen Zeit einstellen, die notwendig ist, den

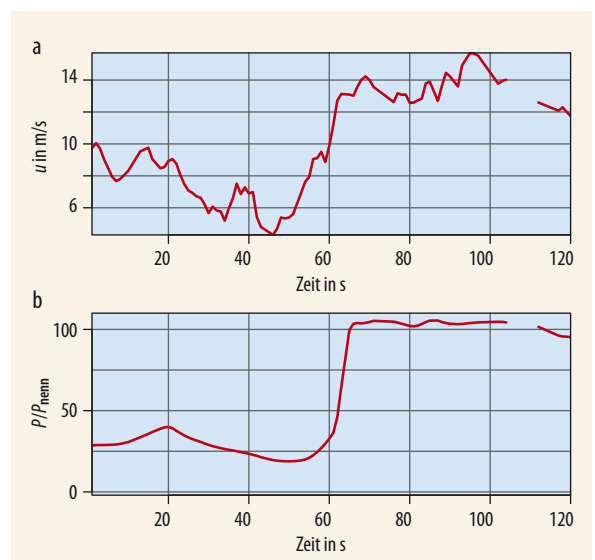


Abb. 1 Diese in Norddeutschland gemessenen Zeitreihen der Windgeschwindigkeit (a) und der Leistungsabgabe (b) einer Multi-MW-Windenergieanlage zeigen neben dem schnellen Anstieg von Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe die annähernd konstante Leistungsabgabe bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 10 m/s. Diese Maximalleistung ist durch die verwendete Generatorgröße gegeben, eine wichtige Auslegungsgröße für Windenergieanlagen.

¹⁾ Bei einer 20-jährigen Laufzeit nimmt man fünf Jahre Windstille an, während denen die Windenergieanlagen nicht arbeiten.

Körper einmal zu überströmen. Bei Windgeschwindigkeiten von 10 m/s dauert es daher deutlich weniger als eine Sekunde, bis sich die Kraft an Rotorblättern mit Profiltiefen von 1 bis 5 m entfaltet. Für die sehr komplizierten und nicht völlig erforschten Vorgänge der Turbulenzentstehung und der Strömungsablösung an Flügelprofilen spielen sogar noch viel kleinere Strömungsstrukturen im cm-Bereich eine wichtige Rolle, auf die wir hier nicht weiter eingehen.

Für ein umfassendes Verständnis der Funktion einer Windenergieanlage sollte daher das Windfeld mit einer räumlichen Auflösung von Metern und darunter bzw. einer zeitlichen Auflösung von 0,1 Sekunden und schneller bekannt sein. In der Industrie verwendete Standards [3] erfassen für verschiedene Wettersituationen jedoch nur die Statistik der zehnmütigen Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten und des Turbulenzgrades, was im Wesentlichen die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit um den zehnmütigen Mittelwert ist. Für Fluktuationen auf kleineren Zeitskalen werden vereinfachte universelle Eigenschaften angenommen. Aus den Standardcharakterisierungen erzeugte künstliche Datensätze repräsentieren die großen Ausreißer und die Wechselhaftigkeit realer Windverhältnisse allerdings nicht richtig (Abb. 2).

Um die Turbulenz eingehender zu charakterisieren, ist es üblich, die Fluktuationen mittels Geschwindigkeitsinkrementen

$$u_\tau = u(t + \tau) - u(t) \text{ bzw. } u_r = u(x + r) - u(x)$$

zu untersuchen. Geschwindigkeitsinkremente u_τ erfassen die Wechselhaftigkeit des Windes in der Zeit, woraus sich wie oben begründet zeitliche Kraftfluktuationen ergeben. Die räumlichen Geschwindigkeitsunterschiede u_r berücksichtigen die unterschiedlichen lokalen Anströmbedingungen über die Rotorfläche, die z. B. zu rüttelnden Drehmomentänderungen führen. Beide Inkremente lassen sich in erster Näherung über die angesprochene Taylorsche Hypothese ineinander umrechnen und haben somit ähnliche Eigenschaften. Für turbulente Strömungen zeigt sich, dass die Inkremente auf kleinen Skalen (für kleine r - und τ -Werte) immer mehr große Ausreißer bzw. Extremwerte – man könnte auch Böen sagen – aufweisen. Diese Eigenschaft ist in der Turbulenzforschung als Intermitenzproblem der kleinskaligen Turbulenz bekannt und wird statistisch durch die r -Skalenabhängigkeit der allgemeinen Momente $\langle u_r^n \rangle$, die auch als Strukturfunktionen bekannt sind, erfasst. Basierend auf den Arbeiten von Richardson, Kolmogorov und anderen nimmt man multifraktales Skalenverhalten für die Inkrementstatistik an $\langle u_r^n \rangle = r^{\zeta_n}$ [4]. Extremereignisse machen sich deutlicher bemerkbar, wenn man statt der höheren Momente direkt die Wahrscheinlichkeitsverteilungen $p(u_r)$ bzw. $p(u_\tau)$ betrachtet (Infokasten).

Eine bemerkenswerte Eigenschaft turbulenter Strömungen besteht darin, dass die statistischen Verteilungen $p(u_r)$ bzw. $p(u_\tau)$ immer stärkere Flügel ausbilden und somit immer stärker von einer wohlbekannteren Gauß-Statistik abweichen, je kleiner die

Skalen r oder τ werden (Abb. 3). Der Vergleich mit einer Gauß-Statistik zeigt, dass große Inkremente in den gemessenen Verteilungen eine um viele Größenordnungen höhere Wahrscheinlichkeit haben. Für die Verteilung in Abb. 3 heißt dies, dass das gemessene Geschwindigkeitsinkrement von ca. 8 m/s innerhalb von $\tau = 8$ s um 10^7 -mal häufiger im Freifeld auftritt, als dies von der in der Standardcharakterisierung angenommenen Gauß-Verteilung zu erwarten wäre. Die von der Industrie verwendeten zertifizierten Standardmodelle folgen der Gauß-Verteilung (Infokasten) und lassen ein solches Ereignis folglich nur alle 1000 Jahre erwarten statt wie gemessen alle paar Tage.

Die Beobachtung häufiger Extremereignisse auf kleinen Skalen ist über einen Kaskadeneffekt zu erklären, bei dem der Turbulenz auf großen Skalen die Energie zugeführt wird. Demnach erzeugen Windströmungen auf Skalen von vielen Kilometern Wirbel, die ihre Energie an kleinere Wirbel abgeben, die wiederum noch kleinere Wirbel erzeugen. So entstehen die lokalen Windverhältnisse auf den für Windenergieanlagen relevanten Skalen. Obwohl in der Atmosphäre viele andere Effekte stattfinden, lassen sich auf Skalen der Windenergieanlagen erstaunlicherweise die Eigenschaften der im Labor untersuchten kleinstskaligen Turbulenz in sehr guter Näherung wiederfinden. Somit ist es möglich, Windböen als Phänomen der kleinskaligen Turbulenz mit anomalen statistischen Eigenschaften der Inkremente zu betrachten. Interessanterweise gibt es in der wissenschaftlichen Literatur keine überzeugenden Konzepte dazu, was Windböen sind. Diese Ereignisse lassen sich aber gut mit anomalen (nicht gaußförmigen) Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschreiben.

Somit können wir feststellen, dass die Arbeitsbedingungen der Windenergieanlagen von den stark intermittenten turbulenten Strömungen geprägt sind. Diese Intermitenzen mit ihren anomalen Statistiken und häufigen Extremwerten spiegeln sich in entsprechend turbulenten Leistungsschwankungen der Anla-

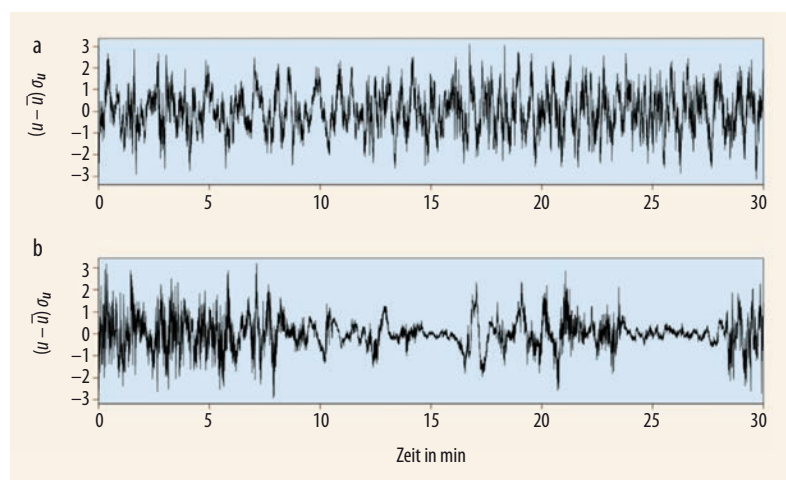


Abb. 2 Eine numerisch bestimmte Zeitreihe der Windgeschwindigkeit (a) weicht deutlich von einer gemessenen Zeitreihe (b) mit gleichen charakteristischen IEC-Größen ab. Nach der IEC-Norm unterscheiden sich die beiden Zeitreihen folglich nicht.

gen wider [2] (Abb. 1 und Abb. 3). Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, Strömungseffekte, Lasteinwirkungen, Regelsysteme und die Netzintegration auf der Basis der turbulenten Statistik zu verstehen [5].

Ein recht großer Anteil der Windenergiekosten entsteht durch Wartungen und Reparaturen von „unerwarteten“ Ausfällen, die offenbar mit der intermittenten Verteilungsstruktur der Windschwankungen zusammenhängen [6]. Dies legt nahe, dass heutige Anlagen entworfen wurden, ohne die realen Arbeitsbedingungen hinreichend zu berücksichtigen, wobei mit abgeschätzten Sicherheitsfaktoren gearbeitet wird. Innovationen müssen darauf aufbauen, die Windturbulenzen genauer zu beschreiben und dabei Windböen und deren Auftreten in Clustern zu erfassen. Letzteres erfordert es, die hier diskutierte Beschreibung (Statistik der Inkremente) in Richtung einer allgemeineren n-Punkt-Statistik zu erweitern [7]. Hierzu bedarf es neuer Methoden, für die in der nichtlinearen Dynamik und der statistischen Physik bereits wertvolle Grundlagen existieren.

Über die Beschreibung der Windeigenschaften hinaus ist es wichtig, die Wechselwirkung der Turbulenz mit dem Windenergiewandlungssystem zu charakterisieren. Neben der aerodynamischen Wechselwirkung zwischen Fluid und Struktur sind die elastischen Eigenschaften des Windenergiesystems bis hin zur Wechselwirkung mit dem elektrischen Netz über Generator und Transformatoren von Bedeutung. Bei dieser hochgradig interdisziplinären Frage sind insbesondere die Multiskalen-Aspekte eine große Herausforderung. Schon bei der numerischen Simulation der Windturbulenz besteht das grundlegende Problem, dass sich nicht alle relevanten Skalen erfassen lassen und man auf Methoden zur Überbrückung von Skalen angewiesen ist. So ist es für die detaillierte Simulation der Umströmung von Windenergieanlagen oder deren Teile notwendig, meteorologische Mesoskalen-Modelle mit hochauflösenden Strömungs-Simulationsverfahren zu verbinden.

Um dies anschaulich zu machen, betrachten wir eine 1 cm große Strömungsstruktur, die auf eine Flügelvorderkante einwirkt, wobei sich die Windverhältnisse aus der 1 km großen Umgebung der Anlage ergeben. Dafür wären bei einer vollen numerischen Auflösung $(1 \text{ km} / 1 \text{ cm})^3 = (10^5)^3 = 10^{15}$ Gitterpunkte für die Berechnung notwendig. Dies ist selbst mit modernsten Großrechnern auf absehbare Zeit nicht möglich.

Dieses Multiskalenproblem gestaltet sich noch komplexer, wenn gleichzeitig dynamische Aspekte der Anlage bzw. von ihren Bauteilen hinzukommen. Systemtheoretisch ist das Windenergiewandlungssystem ein Komplex aus vielen miteinander in Wechselwirkung stehenden Untersystemen. Eine entscheidende Frage ist dabei, wann diese Wechselwirkung zu neuen Verhaltensformen führt (siehe [8]). Zu dieser Frage sind aus der Physik komplexer Systeme wichtige Erkenntnisse für die Windenergie wandlung zu erwarten.

Um das komplexe Zusammenspiel innerhalb einer Anlage zu erfassen, kommen häufig probabilistische Ansätze zum Einsatz. Hierbei ist aber wiederum wichtig, die richtigen statistischen Ansätze zu verwenden. Standardverfahren gehen oft nur von Gauß-Statistiken ohne Extremwerte aus, was z. B. zu einer unvollständigen Erfassung von Ermüdungslasten führt [9]. Sich dauernd ändernde Windverhältnisse erfordern fortgeschrittene Verfahren, um das dynamische Verhalten von Windenergieanlagen besser zu erfassen. Methoden der verallgemeinerten stochastischen Prozesse sind hier vielversprechend. Betrachtet man bei der Turbulenz auswirkung auf eine Windenergieanlage die Leistungsabgabe $P(t)$ als dynamische Antwort auf die Windturbulenzen [10], so bietet sich die Beschreibung mittels einer Langevin-Dynamik [5, 2]

$$P(t + \tau) = P(t) + D_1\tau + \sqrt{D_2\tau} \cdot f_{\text{Rausch}}$$

an. Die Leistungsabgabe P im Moment $t + \tau$ ergibt sich aus der Abgabe zum Zeitpunkt t , einer deterministischen Entwicklung $D_1\tau$ und einem Rauschanteil $\sqrt{D_2\tau}$.

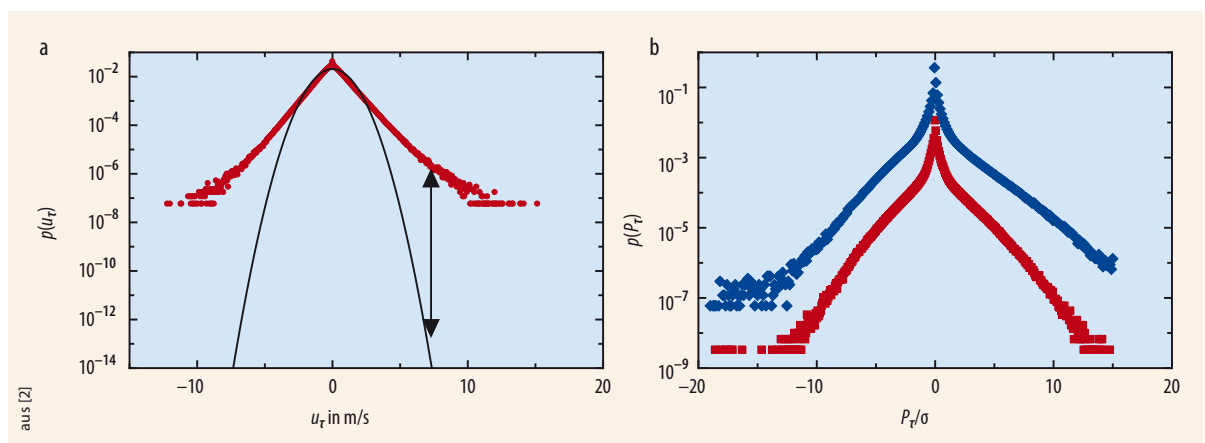


Abb. 3 a) Diese gemessene Wahrscheinlichkeitsverteilung $p(u_\tau)$ der Geschwindigkeitsinkremente für $\tau = 8 \text{ s}$ (rot) zeigt, dass Extremwerte viel häufiger vorkommen als bei einer Gauß-Verteilung (schwarz). Das mit einem Pfeil markierte Ereignis entspricht einer Windgeschwindigkeitsänderung von 8 m/s, die 10^7 -mal häufiger auftritt als laut Gauß-Verteilung erwartet. b) Ähnliche Ausreißer weisen auch die Wahrscheinlichkeitsver-

teilungen der Leistungsincremente einer einzelnen Windenergieanlage (blau) bzw. eines Windparks aus 13 Anlagen auf (rot, $\tau = 8 \text{ s}$). In einer achtmonatigen Messzeit werden als extreme Leistungsschwankungen für die Einzelanlage bis zu 80 Prozent und für den Windpark bis zu 22 Prozent der installierten Leistung beobachtet.

f_{Rausch} . Das Rauschen ist hierbei durch die turbulente Anströmung bestimmt und nur in grober Näherung durch ideales weißes Rauschen mit einer variablen Amplitude D_2 gegeben. Trotz der Vereinfachungen hat sich dieser Ansatz als sehr erfolgreich erwiesen. Wichtig hierbei ist es, dass sich die Größen D_1 und D_2 direkt aus experimentellen Daten bestimmen lassen [11]. In Kooperation mit Industriepartnern gelang es mit diesem Verfahren, das Fehlverhalten von einzelnen Anlagen oder die Änderung der Leistungsabgabe durch neue Regelungsmethoden nachzuweisen. Diese stochastische Prozessvorstellung erlaubt es sogar, in-situ Materialveränderungen bzw. -ermüdungen frühzeitig zu erkennen [12].

Wenn auch die physikalische Besonderheit der Windturbulenz kein Allgemeinwissen ist, so hat sich doch die Erkenntnis durchgesetzt, dass ein erhebliches Innovationspotenzial darin besteht, die Funktionsweise von Windenergieanlagen besser an die turbulenten Strömungssituationen anzupassen. In diesem Zusammenhang versuchen zurzeit einige Forscher in größeren nationalen und internationalen Projekten, auf der Grundlage von Erkenntnissen der Luftfahrt entsprechende Regelungen für Windenergieanlagen zu entwerfen [13]. Wie ist es aber möglich, in den sich dauernd ändernden turbulenten Windverhältnissen einen Nachweis für eine Verbesserung zu erbringen? Als vielversprechendes Werkzeug hat sich neben umfassenden numerischen Simulationen ein Windkanal mit einem aktiven Gitter herausgestellt. Ein aktives Gitter ermöglicht es, Turbulenzen gezielt zu erzeugen und so ansatzweise Windverhältnisse auf verkleinerten Skalen im Labor im statistischen Sinne zu reproduzieren [14]. Die Auswirkungen auf Flügelsegmente oder kleine Modellanlagen lassen sich so in einer wohldefinierten und wiederholbaren Umgebung untersuchen.

Bisher sind wir nur grundlegend auf die Eigenheiten der kleinskaligen intermittenten Turbulenz eingegangen. Im realen Gelände ist die Situation noch komplexer, da die lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen sind und Windverhältnisse im Allgemeinen instationär sind. Außerdem beeinflusst die Orographie Windturbulenzen, auf dem Meer sind die Turbulenzen im Detail wiederum anders als z. B. in hügeligem Gelände [15]. Hier sind neue Methoden wie mikro- und mesoskalige atmosphärische Strömungssimulationen oder auch Laser-Messmethoden (Lidar) gefragt, um das Verständnis zu verbessern.

Da heute Windenergieanlagen nahezu ausschließlich in Verbänden aufgestellt und betrieben werden, gewinnen Fragen der Windverhältnisse in Windparks große Bedeutung. So beeinflusst die turbulente Nachlaufströmung einer Anlage stark ihre Nachbarn (Abb. 4) – der Kenntnis turbulenter Wechselwirkungen kommt daher eine wesentliche Bedeutung zu. Trotz umfangreicher Forschungstätigkeiten ist man jedoch noch weit davon entfernt, die wichtigen Windverhältnisse in einem Windpark ausreichend detailliert zu erfassen. Dabei ist die unzureichende Verfügbarkeit von hochwertigen Messdaten ein Faktor – Messmasten mit hoch



Abb. 4 Offshore-Windpark, bei dem die lokalen Wetterbedingungen gerade zur Kondensation durch vertikale Vermischung führten, sodass dadurch ein Teil der Nachlaufströmungen der Windenergieanlagen sichtbar wurde.

auflösenden Sensoren in Windparks gibt es so gut wie nicht. Zurzeit wird versucht, mit Lidar-Verfahren an unterschiedlichen Orten in einem Windpark die Windströmungen zu vermessen. Ein anderer Zugang besteht darin, mit aufwändigen Simulationsverfahren die Strömung in Windparks zu berechnen.

Als letzter Aspekt sei die Netzintegration der Windenergie erwähnt – ebenfalls ein sehr komplexes und aktuelles Thema. Die Stabilität von Stromnetzen mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien bereitet zunehmend Probleme, da die schwankende Wind- und Solarenergie zu einer neuartigen Dynamik im Stromnetz führt. Auch hier ist nicht sehr viel über turbulente Statistiken und deren Extremwerte bekannt. Dass atmosphärische Turbulenz nicht nur auf Skalen von wenigen Metern beschränkt ist, sondern bis hin zu hunderten von Kilometern auftritt, zeigen Wetterkarten. Die vereinfachende Annahme, dass sich die turbulente Energieerzeugung einzelner Systeme wegmittelt (also dem Gesetz der großen Zahlen folgen), trifft nicht zu. So folgen selbst die Schwankungen der Windenergieerzeugung von ganz Irland einer turbulenten Statistik [16]. Dass dies ebenfalls und sogar in verstärktem Maße für die Photovoltaik gilt, wurde jüngst gezeigt [17]. Wolken und ihre Abschattungseffekte verstärken zusätzlich die turbulenten Strukturen.

Durch fluktuierende erneuerbare Energien hervorgerufene Leistungsschwankungen können im Netz zu Instabilitäten führen, d. h. zu Schwingungen bis hin zu einem kaskadenartigen Blackout. Aktuell werden typische Eigenschaften der elektrischen Netze mit Modellen gekoppelter Oszillatoren (Kuramoto-Modelle) und mit bestimmten Netzwerkstrukturen intensiv untersucht, siehe z. B. [18, 19]. Erkenntnisse aus der Turbulenzforschung sind einerseits wichtig für Kurzzeiteffekte bei Windenergiesystemen, andererseits aber auch relevant für künftige Vorhersagen. Aus Wettervorhersagen lassen sich mit speziellen Systemmodellierungen Wind- und Solarleistung prognostizieren [20]. Diese erlauben es, den Netzbetrieb über ein bis zwei Tage zu optimieren. Für die Steuerung von z. B.

Windparks sind zunehmend Kurzzeitvorhersagen von Sekunden bis zu wenigen Stunden nötig. Hierzu eignen sich die vorgestellten Methoden der Turbulenzforschung ebenfalls als Werkzeug.

Hat die Windenergie eine wirtschaftliche Zukunft?

Gegenwärtig beherrschen vor allem die Kosten von erneuerbaren Energien die öffentliche Energiediskussion. Die Politik hat die Aufmerksamkeit von der Ressourcen- und der Umweltfrage umgelenkt auf die Frage, wie sich die wachsenden Kosten durch die Vergütung erneuerbarer Energie beschränken lassen. Bei Photovoltaik und Windenergie entstehen nur Abschreibungs- und Betriebskosten der Anlagen, aber keine Brennstoffkosten. Fortschreitende Innovationen werden die Herstellungs- und Wartungskosten für Anlagen und damit für die Energie selbst senken – im Gegensatz zu den erwarteten steigenden Kosten fossiler Brennstoffe. Ein Großteil der aktuellen Energieerzeugungskosten ergibt sich aus den installierten Altanlagen. Vergleicht man die Kosten für neue Photovoltaik- und Windenergieanlagen mit denen neuer fossiler oder gar nuklearer Kraftwerke, so sind in zunehmendem Maße Kostenvorteile für erneuerbare Energien zu verzeichnen.

Für heutige Windenergieanlagen lassen sich die Kosten grob aus den Investitionskosten für die Anlage und die Wechselrichter von ein bis zwei Euro pro installiertem Watt abschätzen. Eine solche Investition erbringt pro Jahr (8670 Stunden) bei guten Bedingungen ca. 2000 Stunden Vollast, d. h. 2 kWh pro installiertem Watt (bei Offshore-Anlagen sind es mehr als 4000 Stunden Vollast) [21]. Diese Energie bestimmt über die Einspeisevergütung direkt den finanziellen Ertrag für die Investition. Bei einer Erstattung von 7 Cent/kWh [22] ergibt sich somit ein finanzieller Ertrag von 7 bis 14 Prozent zur Deckung von Finanzdienstleistungen und laufenden Kosten. Ein echter Kostenvergleich mit an-

deren Systemen müsste ebenfalls von aktuellen Anlagengenen ausgehen. Als Beispiel sei das Kernkraftwerk Flamanville in Finnland genannt mit angegebenen Reaktorkosten von 5,3 Euro pro installiertem Watt. Bei 5000 bis 7000 Stunden Vollast pro Jahr (ein typischer Wert für Grundlastkraftwerke) ergeben sich allein aus den Anlagenkosten, d. h. ohne Brennstoffkosten, ähnliche relative Investitionskosten (Investition / erwartete jährliche Energieerzeugung) wie für Windenergieanlagen.

Bei einem Rohölpreis auf dem Spotmarkt von ca. 80 Euro pro Barrel (160 l) und dem Energiegehalt von Öl von 10 kWh/l betragen die Energiekosten ca. 5 ct/kWh. Für die Stromerzeugung aus Öl entstehen bei einem Wirkungsgrad von 30 bis 50 Prozent Ressourcenkosten von 10 bis 15 ct/kWh. Bei diesen Ressourcenkosten könnte man Windenergieanlagen rentabel betreiben, nur um den Ölverbrauch in Kraftwerken einzusparen. Vergleiche dieser Art hinken zugegebenermaßen, z. B. wegen der sehr langfristigen Lieferverträge für Brennstoffe. Allerdings ist in Anbetracht zukünftiger höherer Brennstoffpreise ein konservatives Element in dieser Betrachtung enthalten.

Diese einfachen Kostenabschätzungen sollen anregen, eigene Betrachtungen zur Energiekostensituation anzustellen. Dabei stellt sich nicht die Frage nach „richtig“ oder „falsch“, sondern es geht darum, die unterschiedlichen Blickwinkel zu verdeutlichen und ein Gefühl für die Kosten zu vermitteln. Wir hoffen, dass dieser Artikel auch bezüglich technischer und physikalischer Aspekte dazu beiträgt.

Literatur

- [1] T. Klaus et al., Energieziel 2050 (Umweltbundesamt Dessau 2010)
- [2] P. Milan, M. Wächter und J. Peinke, Phys. Rev. Lett. **110**, 138701 (2013); Film unter <http://phys.org/news/2013-04-turbines-great-turbulence-consequences-grid.html>
- [3] IEC, International Standard 61400: Wind Turbines, International Electrotechnical Commission (2005)
- [4] U. Frisch, Turbulence. The Legacy of Kolmogorov, Cambridge University Press (1995)

CHARAKTERISIERUNG VON WINDDATEN

Wir betrachten nur die Zeitabhängigkeit der Windgeschwindigkeit $u(t)$, für die räumlichen Windfelder $u(x)$ gilt alles analog.

Nach den internationalen Richtlinien lassen sich die Windverhältnisse an einem Standort charakterisieren durch zehninütige Mittelwerte der Windgeschwindigkeit $\langle u \rangle$ in Höhe einer Gondel sowie die Turbulenzintensität $I = \sigma_u / \langle u \rangle$, die sich aus den zehninütigen Standardabweichungen σ_u ergibt [3]. Ein universell angenommenes turbulentes Leistungsspektrum

$$S(f) = \frac{1}{2\pi} \left| \int \langle u(t) \exp(-2\pi i f t) \rangle dt \right|^2 \sim f^{-5/3}$$

erfasst Fluktuationen auf kleineren Zeitskalen [23]. Nach dem Wiener-Khinchin-Theorem ist das Leistungs-

spektrum die Fourier-Transformierte der Autokorrelation $\langle u(t+\tau) \cdot u(t) \rangle$

$$S(f) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int \langle u(t+\tau) u(t) \rangle \exp(-2\pi i f \tau) d\tau.$$

Über die Autokorrelation ist der Zusammenhang mit den Geschwindigkeitsinkrementen $u_\tau = u(t+\tau) - u(t)$ zu erkennen, da

$$\langle u_\tau^2 \rangle = 2 \langle u(t)^2 \rangle - 2 \langle u(t+\tau) \cdot u(t) \rangle$$

gilt. Somit hängt das zweite Moment der Geschwindigkeitsinkremente direkt mit der Autokorrelation und dem Leistungsspektrum zusammen, und all diese Größen lassen sich als Zweipunktkorrelationen (genau Zweizeitenkorrelationen) auffassen. Autokorrelation und Leistungsspektrum erfassen jedoch nur die Breite $\langle u_\tau^2 \rangle$ der Wahr-

scheinlichkeitsverteilung (Abb. 3). Geht es um die Abweichungen der Verteilungen von der Gaußform, d. h. um die Auftrittswahrscheinlichkeit der Extremwerte, so muss man die Verteilung $p(u_\tau)$ selbst oder höhere Momente,

$$\langle u_\tau^n \rangle = \int u_\tau^n p(u_\tau) du_\tau,$$

untersuchen bzw. höhere Zweipunktkorrelationen $\langle u(t+\tau)^n \cdot u(t)^n \rangle$, die in $\langle u_\tau^n \rangle$ stecken. Geht man hingegen bei der Charakterisierung nur von Mittelwert, Standardabweichung und Leistungsspektrum aus, nimmt man implizit gaußförmige Statistiken an und basiert so seine Untersuchungen auf weniger realistischen Signalen (Abb. 2).

[5] *M. Wächter et al.*, Journal of Turbulence **13**, 1 (2012)

[6] *P. Tavner et al.*, Proc. European Wind Energy Association (EWEA) Conf. 2011, S. 149

[7] *R. Stresing und J. Peinke*, New Journal of Physics **12**, 103046 (2010)

[8] *H. Haken*, Synergetics, Springer (2004)

[9] *T. Mücke, D. Kleinhans und J. Peinke*, Wind Energy **14**, 301 (2011)

[10] *A. Rauh und J. Peinke*, Journal of wind engineering and industrial aerodynamics **92**, 159 (2004)

[11] *R. Friedrich et al.*, Phys. Report **506**, 87 (2011)

[12] *P. Rinn, H. Heißelmann, M. Wächter und J. Peinke*, Eur. Phys. J. B **86**, 3 (2013)

[13] www.smartblades.info; www.innwind.eu; DFG Forschungsschwerpunkt „Wind Turbine Load Control under Realistic Turbulent In-Flow Conditions“

[14] *P. Knebel, A. Kittel und J. Peinke*, Experiments in Fluids **51**, 471 (2011)

[15] *F. Böttcher, St. Barth und J. Peinke*, Stochastic Environmental Research and Risk Assessment (SERRA) **21**, 299 (2007)

[16] *O. Kamps*, in: Wind Energy – Impact of Turbulence, *M. Hölling, J. Peinke, St. Ivanell* (Hrsg.), Springer, Berlin (2014), S. 67

[17] *M.R.R. Tabar*, priv. Mitteilung

[18] *M. Rohden et al.*, Phys. Rev. Lett. **109**, 064101 (2012)

[19] *P. J. Menck und J. Kurths*, Proc. of NDES 2012, Berlin: VDE (2012), S. 144

[20] *E. Lorenz und D. Heinemann*, Prediction of Solar Irradiance and Photovoltaic Power. In: *A. Sayigh* (Hrsg.), Comprehensive Renewable Energy. Volume 1: Photovoltaic Solar Energy, S. 239, Elsevier, (2012); *G. Giebel et al.*, The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power, 2. Auflage, ANEMOSplus report (2011). http://prediktor.dk/publ/GGiebelEtAl-StateOfTheArtInShortTermPrediction_ANEMOSplus_2011.pdf

[21] www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/av_Factsheet_de_Dez2012_2.pdf

[22] www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_bf.pdf

[23] *S. Großmann*: Phys. Blätter, Januar 1990, S. 2

DIE AUTOREN

Joachim Peinke (FV Dynamik und Statistische Physik) hat in Tübingen Physik studiert und 1988 dort promoviert. Anschließend verbrachte er einige Jahre am CNRS in Grenoble, wo er begann, sich mit experimenteller Turbulenzforschung zu beschäftigen. Nach der Habilitation (Tübingen, 1992) und vier Jahren als Privatdozent an der U Bayreuth wurde er 1998 auf eine Professur für Angewandte/ Experimentelle Physik mit dem Thema Windenergie nach Oldenburg berufen.



Detlev Heinemann ist Meteorologe und Physiker und leitet an der U Oldenburg im Institut für Physik die Arbeitsgruppe „Energiemeteorologie“, die sich mit dem Einfluss der meteorologischen Randbedingungen auf das Energieversorgungssystem befasst. Er ist Initiator und Mitbegründer des Zentrums für Windenergieforschung – ForWind, dessen erster Sprecher er war.



Martin Kühn hat Maschinenbau und Physikalische Ingenieurwissenschaft an der U Hannover bzw. der TU Berlin studiert und an der TU Delft promoviert. Anschließend arbeitete er bei der GE Wind Energy GmbH als Projektleiter Entwicklung Offshore-Windenergie. Von 2004 an hatte er den Stiftungslehrstuhl Windenergie an der U Stuttgart inne, bevor er 2010 zum Professor für Windenergiesysteme an die U Oldenburg berufen wurde.

