



## MESSTECHNIK

# Wind mit Licht messen

Wie Lidar-Systeme dabei helfen, die Energiewende voranzubringen.

Manuel Queißer, Michael Harris und Chris Slinger

Wind ist eine der am breitesten verfügbaren regenerativen Energiequellen. Um die Windenergie weltweit effizient zu nutzen, gilt es zu wissen, wie viel Wind an jedem beliebigen Punkt der Erde verfügbar ist. Zu diesem Zweck beobachten Wind-Lidar-Systeme rund um die Uhr Windgeschwindigkeit und -richtung, oft unter extremen klimatischen Bedingungen. Mit ihrer Hilfe lassen sich Prognosen erstellen, um Ertrag und Lebensdauer von Windturbinen zu optimieren. Damit tragen die Systeme dazu bei, den Preis für Windenergie konkurrenzfähig zu machen im Vergleich mit Energie aus fossilen Brennstoffen und zur Solarenergie.

Global betrachtet entsteht Wind bei der Zirkulation von Luftmassen in unterschiedlichen Höhenlagen und lässt sich durch ein kompliziertes Vektorfeld beschreiben. Seine Eigenschaften leiten sich zum Beispiel aus der Bewegung von Wolken ab, die Hinweise auf die Windgeschwindigkeit gibt. Daneben zeichnet sich Wind durch eine Richtung und eine Stärke aus.

Die ersten Windmesser oder Anemometer entstanden Mitte des 15. Jahrhunderts während der Renaissance. Diese Windplattenanemometer funktionieren ähnlich einer Katzenklappe: Je stärker der Wind drückt, desto höher ist die Winkelauslenkung der Platte. Bald unterstützten diese Instrumente meteorologische Messungen. Noch heute versorgen Schalenanemometer und Ultraschallanemometer die Vorhersagemodelle für Wetter und Klima mit Daten

zu Windgeschwindigkeit und -richtung. Andere Bereiche, wie der Flug- und Seeverkehr, die Landwirtschaft, das Bauwesen und die Erdsystemforschung, müssen ebenfalls wissen, wie stark und aus welcher Richtung der Wind bläst. Dazu messen Anemometer den Wind zeitlich und räumlich hoch aufgelöst, beispielsweise auf Baukränen oder an Hubschrauberlandeplätzen, um plötzlichen Starkwind und Böen rechtzeitig zu erkennen.

Während Anemometer das Windfeld in-situ an einem Punkt messen, benötigen präzise Wettervorhersagen vertikale Windprofile. Hier helfen moderne Fernerkundungsinstrumente. Ein etabliertes Verfahren ist das „Sonic Detection and Ranging“, kurz SODAR. Das Windprofil lässt sich dabei aus Schallwellen rekonstruieren, die an Dichtefluktuations der Troposphäre rückstreuen. Die Rückstreuungssignale fallen so schwach aus, dass eine Mittelung über mehrere Minuten nötig wird. Während diese Messrate für klima- und wetterrelevante Messungen ausreicht, lassen sich damit schnelle Turbulenzen und Fluktuationen der Windgeschwindigkeit nur schwer messen.

Mit der Kraft des Windes gelingt es, Getreide zu mahlen und Wasser zu pumpen. Windmühlen befinden sich seit jeher dort, wo der Wind am kräftigsten blies, zum Beispiel auf dem höchsten Punkt des Dorfes. Dort konnten auch alle jederzeit sehen, ob sich die Mühle zu schnell oder zu langsam drehte. Dieses empirische Vorgehen ist angesichts des hohen Finanzierungsrisikos für moderne Windkraftanlagen zu ungenau, wenn sie in einem Windpark elektrische

◀ Wind-Lidar-Systeme finden sich in entlegenen Bergregionen, auf der Forschungsplattform FINO1, in der Polarregion und Wüsten sowie in einem Offshore-Windpark und auf der Gondel einer Windkraftanlage (von links nach rechts).

Energie erzeugen sollen. Um geeignete Standorte zu finden, bedarf es präziser Windmessungen. Damit lassen sich der Ertrag prognostizieren sowie die Leistung und Lebensdauer der Windräder optimieren.

Die Leistung  $P_{\text{Wind}}$ , die einer Windkraftanlage zur Verfügung steht, hängt gemäß

$$P_{\text{Wind}} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (1)$$

von der Luftdichte  $\rho$ , der von den Rotorblättern überstrichenen Fläche  $A$  und der Windgeschwindigkeit  $V$  ab. Nach dem Betz'schen Gesetz beträgt die maximale Leistung einer Windturbine etwa 60 Prozent von  $P_{\text{Wind}}$ . Ein kleiner Fehler in der gemessenen Windgeschwindigkeit oder ein kleiner Unterschied zwischen den Windgeschwindigkeiten zweier benachbarter Standorte führt laut Gl. (1) zu einer großen Abweichung bei der erhaltenen Windenergie. Bei einem Windpark kann sich dieser Fehler mit steigender Zahl der Windkraftanlagen vervielfachen. Daher sind hier genaue und präzise Daten von entscheidender Bedeutung.

Dafür kommen traditionell kalibrierte Anemometer zum Einsatz. Montiert auf einem Windmast auf Turbinenhöhe, messen sie mehrere Monate lang die Windstärke. Wirtschaftliche Gründe sprechen dafür, nur einen einzelnen Windmast vor dem Bau des Windparks zu errichten, obwohl daraus recht große Unsicherheiten in der Ertragsprognose der einzelnen Turbinen resultieren können. Für die Masten fallen jedoch erhebliche Kosten an, insbesondere bei Offshore-Windparks auf dem Meer. Mit diesen könnte die Nutzung der Windenergie allein in Europa von derzeit 22 GW auf 450 GW in den nächsten 30 Jahren anwachsen [1]. Dazu müssten die Windparks in immer tieferen Gewässern entstehen, was die Kosten für Masten weiter in die Höhe treibt.

Hier bieten die optische Fernerkundung und insbesondere Wind-Lidar-Systeme entscheidende Vorteile. Die Messraten betragen ein Hertz und mehr, und der Betrieb ist vom Boden aus möglich. Die Systeme sind mobil und können in verschiedenen Höhen messen, sodass die ständig wachsende Höhe der Windkraftanlagen kein Hindernis darstellt. Darüber hinaus stört ein Lidar-System die Strömung nicht – im Gegensatz zu einem Windmast.

### Ein Trio mit Potenzial

Lidar steht für „Light detection and ranging“. Die Idee dazu stammt aus den 1960er-Jahren, kurz nach der Erfindung des Lasers. Bald darauf gehörte Lidar zum Standardrepertoire geophysikalischer Messmethoden beim Fernerkunden von Wolken- oder Aerosoleigenschaften, zum Quantifizieren von Gasen in Troposphäre und Stratosphäre [2 – 4] sowie zum Messen von Wind. Neuerdings kommt die Technik

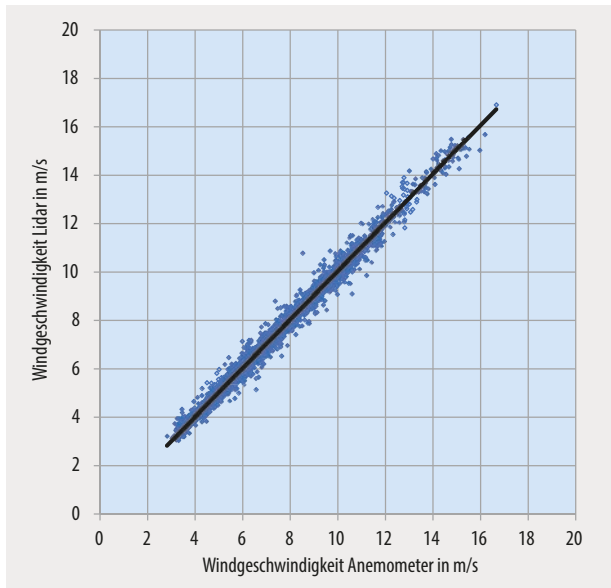
sogar bei der Satellitenmission AEOLUS zum Einsatz und erlaubt das Erkunden vom Weltraum aus [5]. Die häufigste Anwendung bodennaher Wind-Lidar-Systeme ist gegenwärtig die Ertragsprognose für Windparks. Dabei erfolgt die Messung der Windgeschwindigkeit über einen Zeitraum von mehreren Monaten.

In den 1990er-Jahren entstanden die ersten Windkraftanlagen mit einigen Hundert Kilowatt elektrischer Leis-



Axy's Technologies

Ein schwimmendes Wind-Lidar-System ist auf einer speziellen Boje montiert und schwimmt in der Nähe eines typischen Windmastes mit mehreren Anemometern in verschiedenen Höhen.



**Abb. 1** Dieses typische Korrelationsdiagramm zeigt eine sehr gute Übereinstimmung zwischen einem Doppler-Wind-Lidar und einem Anemometer, wenn beide in 80 Metern Höhe messen.

tung – und mit ihnen die ersten großskalig angelegten Windparks. Zu diesem Zeitpunkt war längst bekannt, dass sich die Partikelgeschwindigkeit in der Atmosphäre mit der Laser-Doppler-Anemometrie ermitteln lässt [6], und es gab bereits Wind-Lidar-Systeme. Bis in die späten 1990er-Jahre hinein waren diese jedoch aufgrund ihrer Komplexität, Empfindlichkeit und Größe kommerziell nicht einsetzbar. Kernkomponenten wie der Laser waren zu groß, zu wartungsintensiv und zu teuer. Vibrierten die hochempfindlichen Optiken wie Spiegel oder Strahlteiler, mussten die Systeme ständig nachjustiert werden. Das änderte sich mit dem Einsatz von Glasfasern aus der Nachrichtentechnik: Die optischen Fasern ersetzen die vibrations sensitiven Strahlengänge der Lidar-Instrumente. Neue, kompakte, preiswerte und wartungsfreie Halbleiter- und Faserlaser stellen eine ideale Strahlungsquelle für Wind-Lidar-Systeme dar und waren ab Lager erhältlich.

Diese neuen Technologien ermöglichten in den frühen 2000er-Jahren die ersten kommerziellen Wind-Lidar-Systeme – genau zu der Zeit, als der Ausbau der Windenergie kräftig zunahm. Die Pionierarbeit leistete im Wesentlichen das ehemalige Royal Signals and Radar Establishment

(RSRE) in Malvern, Großbritannien, das später DERA und danach QinetiQ hieß. Die neuen Systeme stellten keine mobilen Laboraufbauten dar, sondern erfüllten die wichtigsten Anforderungen an ein Standardwerkzeug, um Windressourcen zu bewerten: benutzerfreundlich, robust, zuverlässig und preislich konkurrenzfähig zu Windmasten.

Doch erst seit wenigen Jahren sind Wind-Lidar-Systeme weitestgehend akzeptiert und haben sich als internationaler Standard für die Bewertung von Windressourcen etabliert. Grundlage dafür war nicht zuletzt die sehr gute Korrelation zwischen den Daten von Wind-Lidar-Systemen und mastengestützten Anemometern (**Abb. 1**). Auch heute bilden solche Korrelationsmessungen die Basis für das Validierungsverfahren eines jeden neuen Wind-Lidar-Instruments.

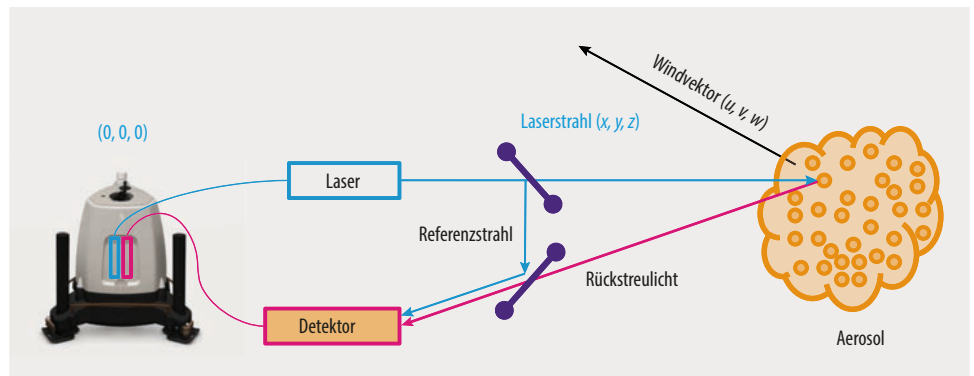
### Wie funktioniert Doppler-Wind-Lidar?

Die atmosphärische Grenzschicht – die unterste, etwa einen Kilometer dicke Schicht der Troposphäre – enthält in der Regel viele Aerosole, wie Wassertröpfchen, Staubpartikel, Meersalzkristalle oder Pollen. Viskose Kräfte steuern deren Verhalten in der Luft, sodass sie sich mit den Windstromlinien bewegen. Das Geschwindigkeitsvektorfeld der Aerosole stellt somit ein sehr genaues Maß für Windgeschwindigkeit und -richtung dar. Die meisten Wind-Lidar-Systeme nutzen in der atmosphärischen Grenzschicht das Prinzip des kohärenten Doppler-Lidars und emittieren Strahlung im nahen Infrarot. Dann messen sie, wie sich die optische Frequenz des an den Aerosolen gestreuten Lichts als Funktion der Aerosolgeschwindigkeit verändert (**Abb. 2**). Es gibt gepulste Systeme und Dauerstrichsysteme (CW) – letztere wollen wir im Folgenden genauer vorstellen. Für ein kohärentes CW-Wind-Lidar-System ist die von den Aerosolen in das Teleskop zurückgestreute, zeitlich gemittelte optische Signalleistung  $P_S$  in guter Näherung gegeben durch [7]

$$P_S = \pi P_T \beta(\pi) \lambda, \tag{2}$$

wobei  $P_T$  die emittierte Laserleistung,  $\beta(\pi)$  der atmosphärische Rückstreuoeffizient und  $\lambda$  die Laserwellenlänge sind. Die Signalleistung hängt also weder von der Messdistanz noch von der Apertur des Systems ab. Bei typischen Werten von  $10^{-8} \text{ m}^{-1} \text{ sr}^{-1}$  für  $\beta(\pi)$  in relativ klarer Luft, einem Watt (CW) emittierter Laserleistung und 1,5 Mikrometern

**Abb. 2** Ein Strahlteiler (lila) zweigt den Referenzstrahl eines Doppler-Wind-Lidars vom Laser ab. Ein weiterer Strahlteiler überlagert das Doppler-verschobene, atmosphärische Rückstreulicht, bevor der Detektor erreicht wird.



Wellenlänge ergibt sich eine empfangene Leistung von etwa 50 Femtowatt. Mit kohärenter Detektion lässt sich die benötigte sehr hohe Empfindlichkeit erreichen, um diese Leistung nachzuweisen. Der schwache Signalstrahl aus dem Teleskop wird mit einem Referenzstrahl gemischt, dessen Intensität um Größenordnungen höher ist. Klassisch ausgedrückt entspricht das der Überlagerung zweier elektrischer Felder. Dabei entsteht ein Schwebungssignal, dessen Frequenz der Doppler-Verschiebung durch die sich bewegenden Aerosole entspricht. Ihr Wert beträgt einige MHz, sodass ein photoelektrischer Detektor das Doppler-Signal erfassen kann (Abb. 2).

Ein Analog-Digital-Wandler (ADW) digitalisiert das Signal am Detektorausgang und führt eine digitale Fourier-Transformation (DFT) durch. Dabei begrenzt die Bandbreite des Wandlers die maximal messbare Windgeschwindigkeit. Bei einer Abtastrate von 100 MHz ist eine Spektralanalyse bis zu 50 MHz möglich, was einer maximal messbaren Windgeschwindigkeit von ungefähr 40 m/s entspricht. Eine Fourier-Transformation mit 512 Punkten ergibt dann ein Ausgangsspektrum mit einer Auflösung von  $\pm 7$  cm/s. Die Windgeschwindigkeit  $V_{LOS}$  ist linear proportional zur Doppler-Frequenzverschiebung  $\Delta\nu$  und zur Wellenlänge des Lasers  $\lambda$ :

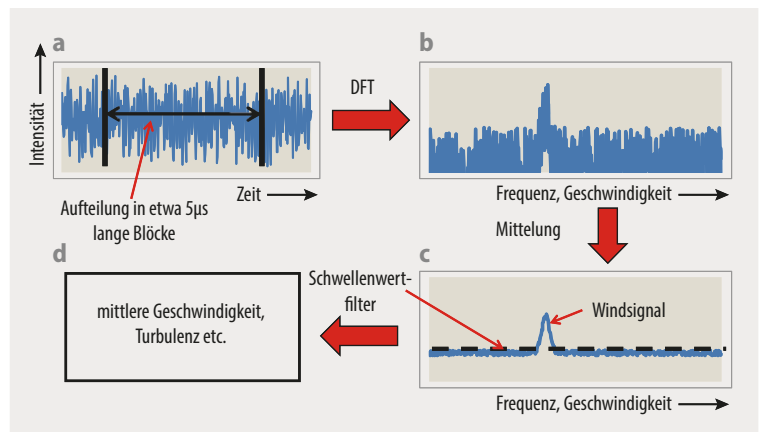
$$V_{LOS} = \lambda \frac{\Delta\nu}{2}. \quad (3)$$

Der Faktor 1/2 ergibt sich aus der 180-Grad-Streuung der Photonen zurück zum Detektor. Die Geschwindigkeit lässt sich demnach direkt aus der Position des Peaks im Doppler-Spektrum ablesen (Abb. 3) und entspricht der Windgeschwindigkeit entlang des Laserstrahls, auch Sichtliniengeschwindigkeit genannt („line-of-sight speed“). Ein Doppler-Wind-Lidar misst also die Projektion des Windvektors  $(u, v, w)$  auf den Vektor  $(x, y, z)$ , den der Laserstrahl definiert (Abb. 2).

Weil sich die Messdistanz eines CW-Wind-Lidar-Systems mit der Fokussierung des Laserstrahls ändert, lässt sich durch gezieltes Variieren des Fokus ein Windgeschwindigkeitsprofil messen. Gemäß den Gesetzen der Gaußschen Strahlausbreitung besitzt der Fokus eine endliche Länge und Breite. In diesem Bereich können sich Teilchen unterschiedlicher Geschwindigkeit befinden, sodass sich ein typisches Windsignal nicht als einzelne Linie, sondern als relativ breiter Peak im Spektrum zeigt (Abb. 3): je turbulenter der Luftstrom, desto breiter das Doppler-Spektrum.

### Bodengestützte Ertragsgutachten

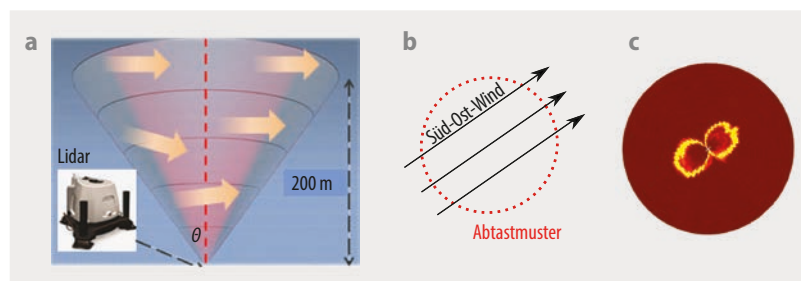
In der Windindustrie helfen Wind-Lidar-Systeme bei der Standortanalyse: Bodengestützte Messungen erlauben es, ein Ertragsgutachten eines potenziellen Windparks zu erstellen. Allerdings ist dazu nicht die Sichtliniengeschwindigkeit  $V_{LOS}$  von Interesse, sondern die horizontalen und vertikalen Geschwindigkeitskomponenten. Beide lassen sich mit einem Mehrstrahlssystem oder durch Abtasten des Windfelds mit einem Einzelstrahl messen. Ein weit verbreitetes Abtastverfahren ist das „velocity azimuth display“, kurz VAD (Abb. 4). Dabei tastet der Laserstrahl das Wind-



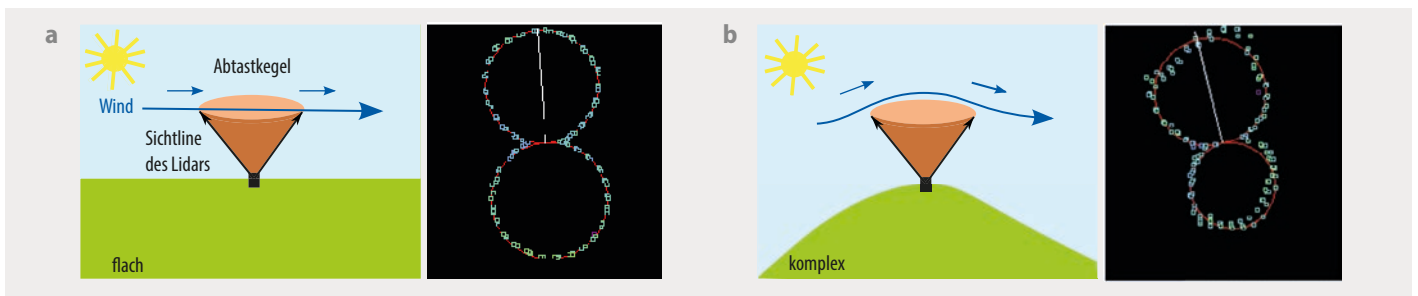
**Abb. 3** Mit dem digitalisierten Detektorsignal (a) führt ein in das System integrierter Computer die DFT-Analyse durch und erzeugt ein Spektrum (b). Aus der Mittelung Tausender solcher Spektren ergibt sich das eigentliche Windsignal (c). So lassen sich auch bei klarer Luft nach Abziehen eines Schwellenwerts verschiedene Größen (d) mit hoher Messempfindlichkeit aus den Daten bestimmen.

feld an verschiedenen Punkten und unter verschiedenen Winkeln ab, sodass sich die Messpunkte entlang eines gedachten Kreises in der Luft befinden. In einer gleichmäßigen Luftströmung folgt das resultierende Abtastmuster dem Betrag des Kosinus des Azimuts und nimmt in Polarkoordinaten die Form einer Acht an. Mit redundanten Punkten der Abtastung lassen sich die Vektorkomponenten des Winds durch das Anpassen von Modellen sehr genau bestimmen [8]: Bei 8 m/s Windgeschwindigkeit liegt die Unsicherheit bei weniger als 4 cm/s bzw. 0,5 Prozent. Darüber hinaus ergeben sich auch die Windrichtung und die Intensität von Turbulenzen – durch Variieren der Messhöhe sogar als vertikales Profil.

Eine zweidimensionale VAD-Abtastung funktioniert am besten bei laminarer und gleichmäßiger Windströmung, wie sie in relativ flachem Gelände oder auf dem Meer auftritt. Typische Standorte von Windparks weisen aber häufig eine kompliziertere Geländestruktur auf oder sind bewaldet, sodass es zu komplexen Strömungen kommt. Wie schon bei einer einfachen Hanglage (Abb. 5) weicht dann die gemessene von der tatsächlichen horizontalen Windge-



**Abb. 4** Ein bodengestütztes Wind-Lidar-System beim Abtasten eines VAD-Musters in 200 Metern Höhe, was etwa der Entfernung zur Rotorspitze einer modernen Windkraftanlage entspricht (a). Bei Süd-Ost-Wind führt eine Abtastung mit 50 Punkten (b, rot) zu einem Polardiagramm mit Sichtliniengeschwindigkeiten für alle  $7,2^\circ$  (c). Die maximale Doppler-Verschiebung tritt ein, wenn der Azimut (= Abtastwinkel) mit der Aufwind- und Abwindrichtung übereinstimmt. Das Minimum nahe Null findet sich senkrecht zur Strömung. Die Spektralverbreiterung um die Maxima der resultierenden Acht deutet auf eine moderate Turbulenz hin.



**Abb. 5** Ein nicht-kompensiertes Wind-Lidar-System liefert in flachem (a) und komplexem Gelände (b) unterschiedliche Ergebnisse. Die komplexe Strömung verringert bei einem Einfallswinkel ungleich Null die Sichtliniengeschwindigkeit, sodass die horizontale Windgeschwindigkeit im Vergleich zu einem am selben Ort befindlichen Mast unterschätzt wird: Die Abtastbilder (rechts) unterscheiden sich deutlich.

schwindigkeit ab. Um den Effekt zu korrigieren, modelliert man die Strömungsmechanik um den Standort und erhält einen Korrekturfaktor.

### Wind-Lidar-Systeme in Windkraftanlagen

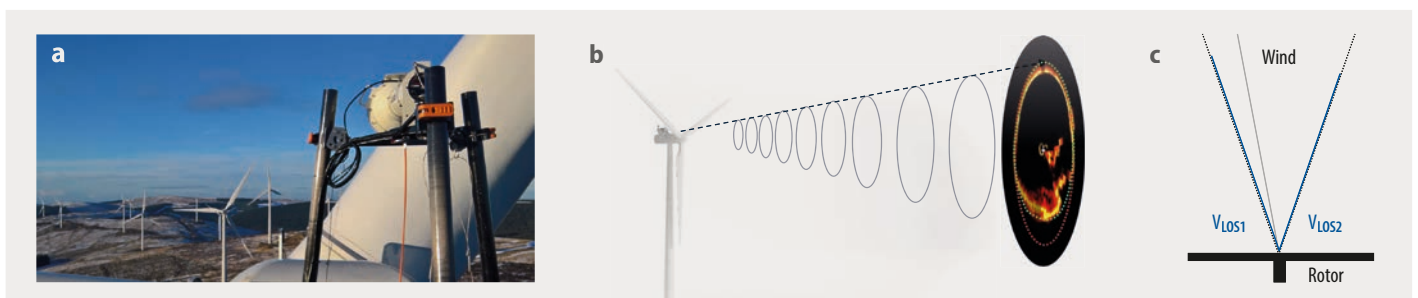
In einem Windpark erzeugt jede Windkraftanlage Turbulenzen und Nachläufe, also verzögerte Veränderungen des Windfelds. Daher ist es nötig, die Ausrichtung der Anlagen ständig zu optimieren, um den Ertrag zu maximieren. Rund 25 000 weltweit pro Jahr neu installierte Windkraftanlagen ergeben ein enormes Optimierungspotenzial. Um die Turbinen konventionell zu steuern und zu optimieren, ermittelt ein auf der Gondel montiertes Anemometer den Wind. Diese punktuelle Messung wird jedoch durch Nachlaufeffekte der Rotorblätter beeinflusst. Mit zunehmender Größe der Turbinen und wachsenden Rotordurchmessern erhöht sich die Variation des Windfelds über die von den Rotorblättern aufgespannte Fläche. Damit wächst auch der Unterschied zwischen dem tatsächlich auf die Fläche auftreffenden Windfeld und den Daten des Anemometers.

Ein Lidar-System, montiert an der Turbinengondel (**Abb. 6a**) oder in der Turbinennabe, kann mit der Turbine gieren, sich also um die vertikale Achse drehen. Daher misst das System immer das Windfeld, das auf die Turbine einfällt, sodass sich die Unsicherheiten der Messung im Vergleich zu Messmasten oder bodengestützten Wind-Lidar-Systemen verringern. Anstelle einer vertikalen Volumenabtastung wie im Fall des bodengestützten Systems

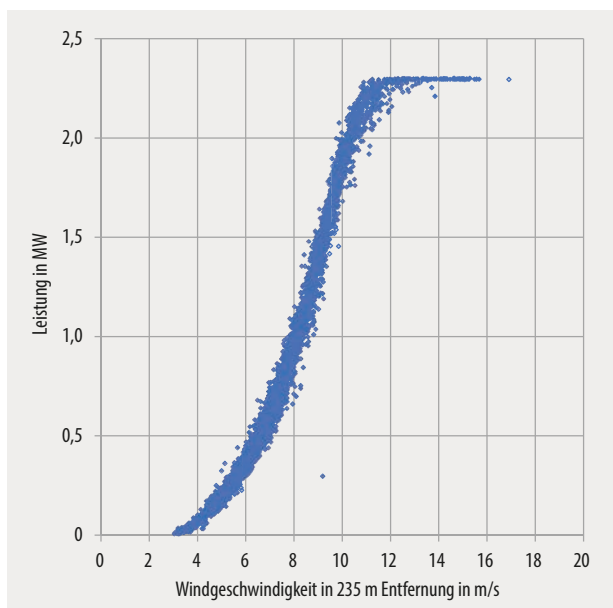
erfolgt nun eine horizontale Volumenabtastung des Windfeldes (**Abb. 6b**). Dabei fallen wertvolle Daten an, um den Ertrag der Turbine zu optimieren: Windgeschwindigkeit, Turbulenz, vertikale Scherung oder Fehlausrichtung. Um den Verschleiß der Turbine, beispielsweise der Rotorblätter, zu minimieren und die Energieproduktion zu maximieren, ist es nötig, den Generator optimal nachzuführen, also richtig in den Wind zu gieren. Ein Wind-Lidar-System erkennt und quantifiziert die Fehlausrichtung in Form des Winkels, um den die Windrichtung von der Rotorachse abweicht (**Abb. 6c**). In der Regel führt eine Fehlausrichtung von fünf Grad zu einem Verlust von einem Prozent bei der jährlichen Energieerzeugung; bei acht Grad ergeben sich bereits drei Prozent Verlust.

### Leistungskurven bestimmen

Zunehmend an Bedeutung gewinnt die Messung von Leistungskurven für die Turbinen. Eine solche Leistungskurve bezieht die im Wind verfügbare Energiemenge auf die von der Turbine erzeugte elektrische Leistung (**Abb. 7**) und gibt an, ob die Turbine gemäß ihrer Entwurfsspezifikation arbeitet. Wind-Lidar-Daten ermöglichen es, den Wirkungsgrad und Zustand der Windkraftanlage kontinuierlich zu überwachen. Verändert sich die Leistungskurve, könnte die Ursache eine schlechtere Turbinenleistung sein. Leistungskurven helfen also dabei, Probleme wie die Erosion der Rotorblätter oder die Fehlkalibrierung von Steuergeräten zu erkennen. Dazu gehören Windfahnen und Windmesser



**Abb. 6** Die optische Sende- und Empfangseinheit eines turbinenmontierten Wind-Lidar-Systems befindet sich auf der Gondel einer Windkraftanlage (a). Das System tastet ein Windfeld, das sich dem Windrad nähert, in unterschiedlichen Entfernungen ab (b) und projiziert die Sichtliniengeschwindigkeit auf die weiteste Entfernung. Der verschwommene Bereich in Bodennähe weist auf geländeinduzierte Turbulenzen hin. Bei der Gierfehlausrichtung (c) unterscheiden sich die Sichtliniengeschwindigkeiten entlang beider Seiten des Abtastkegels. Ein Minimieren des Unterschieds führt dazu, dass sich die Gondel dynamisch im Wind ausrichtet.



**Abb. 7** Für diese Leistungskurve hat ein turbinenmontiertes Wind-Lidar-System die Windgeschwindigkeiten in einem Bereich des 2,5-fachen Rotordurchmessers gemessen. Für einen Zeitraum von vier Monaten wurden die Windgeschwindigkeiten gemäß dem Industriestandard über zehn Minuten gemittelt.

sowie die Blattverstellungsanlage. Um die Windenergie zu bestimmen, die der Turbine gemäß Gl. (1) zur Verfügung steht, muss die vorgelagerte Windgeschwindigkeit und – im Idealfall – ihre Verteilung über die Rotorblätter bekannt sein. Nähert sich der Wind einer Turbine, reduziert der Rotor dessen Geschwindigkeit. Um die Windenergie abzuschätzen, muss die Windgeschwindigkeit im Freistrahle bekannt sein, die normalerweise etwa 2,5 Rotordurchmesser vor der Turbine gemessen wird.

Darüber hinaus lässt sich mit einem Wind-Lidar-System die Blattneigung steuern. Das System bestimmt das Windfeld einige Sekunden vor dem Auftreffen auf die Schaufeln, sodass genug Zeit bleibt, um die Schaufeln auszurichten – entweder um den Ertrag zu optimieren oder um die

Belastung durch Windböen zu reduzieren. In diese Vorwärtsregelung geht die berechnete Annahme ein, dass sich das Windfeld einschließlich seiner Wirbel nach der Messung nicht ändert. Diese „Hypothese der gefrorenen Turbulenzen“ gilt jedoch nur für kurze Zeit: Schon innerhalb von zehn Sekunden entwickelt sich das Windfeld weiter. Ein Wirbelfeld kann abnehmen oder ganz verschwinden, sobald das Luftvolumen etwa fünfzig Meter von der Turbine entfernt ist. Mit den Wind-Lidar-Daten noch genauer vorhersagen zu können, wann und mit welcher Stärke Turbulenzen oder Böen auf die Blätter treffen, ist Gegenstand laufender Forschung [9].

Das letzte Beispiel verdeutlicht, dass sich längst nicht alle Verfahren etabliert haben, die auf den Daten eines Wind-Lidar-Systems beruhen. Hersteller und Betreiber von Windkraftanlagen beginnen gerade erst, die Systeme in Windturbinen zu integrieren, um von den neuen Möglichkeiten zu profitieren. Wie bei jedem solchen Anfang, folgt nun zunächst eine Lernphase. So ist noch nicht klar, in welchem Ausmaß sich Effizienz und Lebensdauer der Anlagen mithilfe all der neuen Daten erhöhen lassen. Der zunehmende Einsatz von maschinellem Lernen sollte dabei helfen, die Datenmengen effizient zu nutzen und weitere spannende Entwicklungen einzuleiten.

**Literatur**

- [1] C. Bay-Hasager, Technische Universität Dänemark, persönliche Mitteilung (2020)
- [2] J. Pelon und G. Megie, *J. Geophys. Res.* **87**, 4947 (1982)
- [3] R. M. Schotland, in: *Proc. Third Symposium on Remote Sensing of the Environment*, University of Michigan, Ann Arbor, MI, 215 (1964)
- [4] R. T. H. Collis, *Science* **144**, 978 (1965)
- [5] B. Witschas et al., *Atmos. Meas. Tech.* **13**, 2381 (2020)
- [6] S. R. Guy und R. W. A. Coveney, *Proc. SPIE 0663, Laser Radar Technology and Applications I* (1986)
- [7] M. Harris et al., *Appl. Opt.* **40**, 1501 (2001)
- [8] J. Mann et al., *J. Phys.: Conf. Ser.* **75**, 012057 (2007)
- [9] F. Dunne et al., in *Proc. American Controls Conference*, Portland, Oregon, USA, 3716 (2014)

**Die Autoren**



**Manuel Queißer** (FV Umweltphysik) entwickelte nach dem Physik-Diplom an der FU Berlin und der Promotion in Geophysik am Institut de Physique du Globe de Paris tragbare Lidar-

Systeme am Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia und der University of Manchester, die er mit Satellitendaten kombinierte, um vulkanische CO<sub>2</sub>-Emissionen zu messen. Seit 2019 konzentriert er sich bei ZX Lidars auf neue Messtechniken für Wind-Lidar-Systeme.



**Michael Harris** hat zu Laserphysik, Atomkollisionsspektroskopie, optischen Wirbeln, Lichtstreuung, Vibrometrie, Wirbelschleppen und photoakustischer Spektroskopie geforscht und dazu

beigetragen, zahlreiche Lidar-Systeme für verschiedene Anwendungen zu entwickeln. Als führender Wissenschaftler bei ZX Lidars hat der leidenschaftliche Kletterer eine Vorreiterrolle dabei gespielt, Lidar-Systeme in die Windenergiebranche einzuführen.



**Chris Slinger** konzentriert sich als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei ZX Lidars auf Wind-Lidar-Systeme, welche die Turbinenleistung von Windkraftanlagen optimieren. Vor seiner jetzigen

Position hat er bei QinetiQ im Malvern Technology Centre gearbeitet: zunächst als Senior Fellow und abschließend als technischer Direktor für die Optonics Centre and Applied Technology Research Divisions.

**Dr. Manuel Queißer, Dr. Michael Harris und Dr. Chris Slinger**, ZX Lidars, The Old Barns, Fair Oaks Farm, Hollybush, Ledbury HR8 1EU, Vereinigtes Königreich