

Die Vermessung der Growiane

Martin Bünnagel

■ Rund die Hälfte der knapp 30.000 Windkraftanlagen in Deutschland erreichen bis zum Jahr 2031 ihre ausgelegte technische Lebensdauer von 20 Jahren. In das Monitoring der bis zu 250 Meter hohen Windräder ist die Geodäsie mit Satelliten-Positionsbestimmung, Tachymetern und Laserscannern eng eingebunden. Ihre Daten entscheiden in den kommenden Jahren auch über eine Lebensdauerverlängerung oder den Rückbau von Anlagen. Droht in wenigen Jahren ein Kollaps der Windenergie in Deutschland?

Als sich am 4. Oktober 1983 im Dittmarscher Kaiser-Wilhelm-Koog ein riesiger Propeller mit 100 Metern Durchmesser langsam durch die Luft zu wuchten begann, drehte der Rotor wie in Zeitlupe auch am großen Rad der Windkraftgeschichte. Mit dem geflügelten Namen Growian, der Kurzform für »Große Windenergieanlage«, war es zu seiner Zeit das größte Windrad der Welt. Hoffnungsvoll sollte die Testanlage eine neue Ära der Energieerzeugung in Deutschland einläuten und jährlich 250 Einfamilienhäuser mit Strom versorgen. Aber statt Energie lieferten seine zwei Propeller in den folgenden vier Jahren neben Schlagzeilen vor allem zwei wertvolle Erkenntnisse: Wie groß die einwirkenden Kräfte von Wind und Wetter auf Anlagen dieser Größenordnung im Realbetrieb tatsächlich sind und wie Ingenieure Windkraftäder besser nicht konstruieren sollten.

Gewaltige Kräfte

Growian war ein erster Versuch. 43 Jahre später produzieren in Deutschland rund 30.000 Anlagen Windenergie an Land (Onshore) und etwa 1.700 Windräder auf dem Meer (Offshore) – davon zu rund 80 Prozent in der Nordsee und 20 Prozent in der Ostsee.

Windkraftanlagen sind auch heute keine starren Gebäude, sondern dynamische, schwingungsanfällige Bauwerke. Entlang der drei Rotorblätter heutiger Anlagen umstreicht der Wind eine Kreisfläche von 18.000 bis 22.000 Quadratmetern, was 2,5 bis 3,5 Fußballfeldern entspricht. Jede Brise entfesselt gewaltige Kräfte. Ein Wind, der mit 40 km/h über die 75 bis 85 Meter langen und bis zu 25 Tonnen schweren Rotorblätter streicht, erzeugt Schubkräfte von rund 1.000 Kilonewton (kN). Dies entspricht dem Druck von zwei Triebwerken einer startenden Boeing 777. Diese Kraft drückt den gesamten Turmkopf nach hinten und erzeugt am Turmfuß gewaltige Biegemomente.

Gleichzeitig wirken auch enorme Fliehkräfte auf die Konstruktion. Die Spitzen der Rotorblätter bewegen sich unter Vollast mit einer Geschwindigkeit von bis zu 300 km/h. Ein rotierendes Rotorblatt zerrt so mit einer Kraft von rund 112 Tonnen an der Verbindung zur Naben-

Aufhängung in der Gondel. Dies entspricht drei vollbeladenen Lkw. Und jedes Mal, wenn ein Rotorblatt am Turm vorbeifliegt, kommt es zu einer schlagartigen Störung der Luftströmung, was zu einer permanenten, pulsierenden horizontalen Belastung des Turms führt. Zehn bis 15 Millionen Mal pro Jahr wirkt dadurch eine Biegeschwingung auf den gesamten Turm. Ein Beton-Fundament mit 20 bis 30 Metern Durchmesser und drei bis fünf Metern Tiefe stemmt sich den enormen Kräften entgegen.

Monitoring von Windkraftanlagen

Die Gefahr von Verschleiß und Materialermüdung sind Teil des Windkraftgeschäfts, genauso wie ihr regulatorisches Korsett. Nach Angaben des »Caithness Windfarm Information Forum (CWIF)« machen weltweit strukturelle Schäden rund 9 Prozent aller registrierten Schadensfälle an Windenergieanlagen aus. Doch laut »Energie-Atlas Bayern« liegt die Wahrscheinlichkeit für einen schweren Schaden, zum Beispiel den Abbruch eines Rotorblattes oder eines Turmversagens, in Deutschland nur bei unter 0,2 Prozent aller aktiven Anlagen.

Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) definiert in der »DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen« Vorgaben für die wiederkehrende Prüfung der Tragstruktur, bestehend aus Turm und Fundament. In Deutschland liefert zudem die Richtlinie VDI 4551 des »Vereins Deutscher Ingenieure (VDI)« Vorgaben für die Betriebs- und Standesicherheit über die gesamte Lebensdauer der Anlagen. Betreiber sind gesetzlich verpflichtet, ihre Tragstrukturen in einem Turnus von zwei bis maximal vier Jahren in einem »Structural Health Monitoring (SHM)« durch zertifizierte Sachverständige prüfen zu lassen.

GNSS-Messungen

Bei diesem Monitoring von Windkraftanlagen spielt die Geodäsie eine zentrale Rolle. Vermessungsingenieure installieren für den Zeitraum der Prüfung, der bis zu zwei Wochen beanspruchen kann, für eine präzise Positionsbestimmung der Anlage einen GNSS-Empfänger (Global Navigation Satellite System) meist auf dem Dach der Gondel, zudem eine Referenzstation am Boden. Die Empfänger zeichnen die rohen Satellitendaten kontinuierlich über mindestens 24 bis 48 Stunden auf.

In einer anschließenden Auswertung bereinigt eine spezielle Software die Daten mit einem mathematischen Filter, der die Schwingungen des Turms herausrechnet. Es verbleibt der rein statische Mittelpunkt der Position des Turms mit einer Genauigkeit von wenigen Millimetern. Das Ergebnis der Messungen wird als »aktuelle Epoche« bezeichnet und mit den Werten der »Null-Epoche« aus

der Messung direkt nach dem Bau der Anlage verglichen. Aus der Differenz ermitteln die Gutachter, ob eine Fundamentsetzung (Höhenänderung Z) oder eine schleichende, dauerhafte Schiefstellung des Turms (Lageänderung X/Y) vorliegt, welche die Standsicherheit nach VDI 4551 gefährden könnte.

Laser-Tachymetrie

Vom Boden aus kommt zudem ein Tachymeter mit Laser zum Einsatz, um mit hochpräzisen Winkel- und Entfernungsmessungen Schiefstellung und Neigung des Turms im Millimeterbereich zu erfassen. Sachverständige nutzen die Tachymeter-Messungen, um die geometrische Integrität der Anlage (Neigung, Krümmung, Verdrillung) dokumentieren zu können. Denn eine unzulässige Biegung des Turms kann ein Indikator für drohendes Materialversagen oder ein nachgebendes Fundament sein.

Auch die Rotorblätter werden mit dem Tachymeter exakt vermessen. Zeigen die 3D-Koordinaten nach der Auswertung in einem CAD-System, dass ein Blatt verformt ist, kann dies ein Eiern des Rotors und eine Kette von strukturellen Problemen zur Folge haben. Ein unrunder Lauf belastet die gesamte Anlage weit über die Grenzwerte hinaus, was die Standsicherheit der Anlage nach der VDI 4551 gefährdet.

Photogrammetrie und 3D-Laserscanner

Für eine Schadensdokumentation führen Vermessungsingenieure mit Drohnenflügen zudem photogrammetrische Bildmessung durch. Eine Drohne umfliegt die Tragstruktur sowie jedes Rotorblatt autonom in festen Abständen und schießt Hunderte hochauflösende, überlappende Digitalfotos. Eine Software errechnet anschließend aus den Bilddaten ein texturiertes, millimetergenaues 3D-Modell. Experten können dadurch Risse, Abplatzungen durch Blitzeinschläge oder Regenerosion an den Vorderkanten der Rotorblätter am Rechner identifizieren und exakt vermessen.

Für die turnusmäßige Prüfung nach VDI 4551 werden schließlich auch 3D-Laserscanner (LiDAR) mit zwei unterschiedlichen Methoden eingesetzt: sowohl das terrestrische Laserscanning vom Boden aus als auch das fluggestützte Laserscanning mittels Drohnen. Stahltürme neigen unter extremer dynamischer Last dazu, sich im Querschnitt minimal plastisch zu verformen. Mit dem 3D-Laserscan lassen sich Mikrobeulen erkennen, die durch Extremlasten oder Ermüdung entstanden sind und die Standsicherheit des Windrades gefährden können.

Laufzeitverlängerung, Stilllegung oder Repowering?

Als die Windenergieanlage Growian 1987 wegen Material- und Konstruktionsfehler stillgelegt wurde, galt das Projekt als Fehlschlag. Die meiste Zeit zwischen dem ersten Probe- und dem Abriss im Sommer 1988 stand das Windrad



Bild-Quelle: ChatGPT (persönliche Kommunikation, Martin Bünnagel, 06.07.2026) – Public Domain Mark

still. Nur an 17 Tagen lieferte es Strom. Haarrisse in den Rotorblattnaben und dem Turbinengehäuse verhinderten dauerhaft den sicheren Betrieb.

Zwischen heutigen Anlagen und Growian liegen Jahrzehnte der technologischen Entwicklung im Bau, im Betrieb und dem Monitoring von Windkraftanlagen. Diese werden von den Herstellern nach den Normen der »International Electrotechnical Commission (IEC)« für ein »Design Life« von 20 Jahren ausgelegt. Im Jahr 2026 ist rund die Hälfte des deutschen Onshore-Bestands von rund 30.000 Anlagen seit mehr als 15 Jahren im Betrieb. Knapp 8.000 Anlagen sind heute bereits älter als 20 Jahre. Über diese Altersschwelle hinaus benötigen Anlagen für ihren Weiterbetrieb ein Gutachten zum Nachweis der Betriebs- und Standsicherheit (BPW – Weiterbetriebs-Gutachten). Dazu gehören Zustandsbewertungen, Ermüdungsanalysen und Restlebensdauerberechnungen. Doch mit zunehmendem Alter der Windkraftinfrastruktur rückt die Frage in den Fokus, ob alte Anlagen nach Erreichen ihrer Auslegungsliebensdauer in Zukunft massenhaft zurückgebaut werden und dadurch ein Kollaps der Windenergie in Deutschland droht.

Derzeit gilt diese Gefahr als weitgehend abgewendet. Denn ein einziges modernes Windrad ersetzt heute oft drei bis vier Altanlagen und erzeugt dabei die vielfache Strommenge bei gleicher oder geringerer Flächennutzung. Die Bilanz der Fachagentur »Wind und Solar« zeigt diese Entwicklung für den Zeitraum von Januar 2023 bis April 2026: In den vergangenen drei Jahren wurden zwar 2.327 ältere Anlagen zurückgebaut, während an denselben Standorten nur 1.708 Neuanlagen errichtet wurden, was einem Verlust von rund 25 Prozent der Anlagen entspricht. Doch die installierte Leistung neuer Anlagen an diesen Altstandorten (Repowering) verdreifachte sich im selben Zeitraum von 3.314 Megawatt auf über 10.000 Megawatt Leistung.

Kontakt: martin.buennagel@zon-verlag.de