



Foto: Neumann

Vor dem Weiterbetrieb ist ein Gutachten von Sachverständigen nötig: Im Bild zwei Experten bei einer Getriebeendoskopie in der Gondel einer älteren Windenergieanlage.

Weiterbetrieb: Ist Ihre Anlage geeignet?

Soll eine ältere Windenergieanlage nach zwanzig Jahren Betrieb weiterhin Strom liefern, ist ein technisches Gutachten nötig. Wir sprachen mit Prüfern, welche Kriterien für einen Weiterbetrieb sprechen und was zu einem Ausschluss führt.

In Deutschland gibt es nach einer Studie der Deutschen Windguard Windenergieanlagen mit rund 4000 MW Leistung, die vor dem Jahr 2000 ans Netz gegangen sind. Da die meisten dieser Altanlagen weniger als 1 MW Leistung haben, kann man von rund 6000 bis 8000 Mühlen ausgehen, die spätestens Ende des Jahres 2020 ihr

zwanzigstes Betriebsjahr erreichen. Ihre Betreiber haben dann drei Alternativen: Entweder sie legen die Anlage still, repowern ihre Mühle oder betreiben sie weiter.

Der Weiterbetrieb kann durchaus sinnvoll sein: Meist ist die Anlage abgeschrieben. Der Betreiber kennt Technik, Windverhältnisse und Serviceper-

sonal. Somit kann er die Kosten für die Stromerzeugung gut einschätzen.

Gutachten nötig: Ob er die Anlage weiter betreiben kann, hängt allerdings von mehreren Faktoren ab:

- Reicht die Stromvergütung für einen wirtschaftlichen Betrieb aus?
- Ist die Anlage technisch in Schuss?

Ob letzteres der Fall ist, muss der Betreiber mit einem technischen Gutachten nachweisen. Denn viele Hersteller haben die Anlagen auf eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt. Danach müssen Gutachter die Standsicherheit und technische Funktion von sicherheitsrelevanten Bauteilen bewerten.

Rechtlicher Hintergrund hierfür ist u. a. eine Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt). „So ein Gutachten besteht aus einem analytischen und einem praktischen Teil“, erklärt Peter Baulig, Sachverständiger bei der TÜV Nord EnSys GmbH aus Hamburg.

Es kann bis zu drei Monate dauern, bis das Gutachten erstellt ist. Zudem sind Kosten von bis zu 10000 € möglich, je nachdem, wie detailliert die vorhandenen Unterlagen sind. Daher sollte sich jeder Betreiber rechtzeitig mit den Anforderungen für den Weiterbetrieb auseinandersetzen.

Analyse der Unterlagen: Im analytischen Teil der Prüfung bewerten die unabhängigen Sachverständigen vor allem diese Sachverhalte:

- Die tatsächlichen Wind- und Umgebungsbedingungen an dem Standort der vergangenen Jahre seit Inbetriebnahme der Anlage. Dazu gehören mit Windrichtungsverteilung, mittlerer Windgeschwindigkeit und effektiver Turbulenzintensität.

- Die Auslegung des Herstellers bei den Komponenten der Anlage bezüglich Windklasse und Lebensdauer. Diese Bewertung geschieht auf Basis einer theoretischen Lastberechnung.

„Mithilfe dieser Daten können wir schon einmal theoretisch ableiten, wie stark die Anlage in ihrer Betriebszeit belastet wurde“, erklärt Baulig. Dabei können die Sachverständigen schon erste Rückschlüsse auf besonders beanspruchte Teile ziehen. Das sind dann meist die Komponenten, die zuerst ihre Lebensdauer erreichen und damit die Gesamtlebensdauer der Anlage bestimmen. Hierzu zwei Beispiele: An einem Küstenstandort gibt es meist hohe mittlere Windgeschwindigkeiten bei wenig Turbulenzen. Daher dreht sich der Rotor sehr oft. Die Hauptbelastung liegt hier u. a. auf den Rotorblätternanschlüssen, da diese bei jeder Umdrehung von zwei Seiten im Wechsel beansprucht werden. „Bei der Auslegung der Anlage hat der Hersteller eine bestimmte Anzahl von Umdrehungen angenommen. Wir können prüfen, ob diese Grenze überschritten wurde und ob die Rotorblattanschlüsse noch Potenzial für eine längere Laufzeit haben“, erklärt Baulig.

Ein anderer Fall wäre z. B. ein Waldstandort: Hier macht die Anlage in 20 Jahren tendenziell weniger Umdrehungen. Wegen der sich ständig ändernden Windgeschwindigkeit gibt es

Schnell gelesen

- Für den Weiterbetrieb ist ein Gutachten nötig.
- Die Sachverständigen prüfen zunächst die Laufzeit der Anlage und die Windverhältnisse vor Ort.
- Damit lässt sich eine theoretische Lebensdauer errechnen.
- Es folgt eine Inspektion vor Ort.
- Ist alles in Ordnung, kann die Lebensdauer einer Topanlage bis zu 35 betragen.

aber viele Turbulenzen. Das beschleunigt und bremst den Triebstrang der Anlage stärker – die Hauptwelle ist also ein typisches Bauteil, das bei hoher Turbulenz stärker beansprucht wird.

Inspektion vor Ort: Nach dieser Analyse wissen die Sachverständigen bereits, welche Bauteile besonders beansprucht sind und wo sie bei der Inspektion vor Ort genauer hinschauen müssen. „Wir können aber auch zu dem Schluss kommen, dass die Anlage nach zwanzig Jahren kein Potenzial mehr für eine längere Laufzeit hat und stillgelegt werden sollte“, sagt Bauligs Kollege Niklas Hackstein. ▶

Ihr Partner für Windenergieprojekte

Profitieren Sie von unserer Erfahrung: 2.180 Windenergieanlagen hat wpd bereits realisiert. Das ist auch unseren erfolgreichen Partnerschaften mit Gemeinden, Grundstückseigentümern und lokalen Projektentwicklern zu verdanken. wpd ist Ihr Partner – von der Planung bis zum Betrieb.

Sprechen Sie uns an: wpd onshore GmbH & Co. KG
Bremen, Bietigheim-Bissingen,
Bad Kreuznach, Düsseldorf, Leipzig, Kassel,
Potsdam, Rostock, Schleswig

Telefon: 07142 / 77 81-0
akquise@wpd.de www.wpd.de



INTERVIEW

„Windstromvermarktung wird künftig vielseitiger“

Bald fallen erste Windparks aus der EEG-Förderung. Ove Petersen von GP Joule erläutert, wie sich der Strom dieser „Ü20-Anlagen“ wirtschaftlich vermarkten lässt.

Ist der Verkauf von Strom zu Börsenpreisen eine Option für Altanlagen?

Petersen: Bei aktuell steigenden Börsenpreisen ist die Direktvermarktung sicherlich eine Option, aber definitiv nicht die wirtschaftlich attraktivste. Denn die Preise schwanken an den Strommärkten und versprechen keine verlässlichen und ausreichenden Erträge für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb.

Zu welchem Preis können abgeschriebene Altanlagen Strom produzieren?

Petersen: Nach Studien und aktueller Marktmeinung werden die reinen Betriebskosten bei ca. 2,8 bis 3,6 ct je kWh liegen. Diese Kostenspanne ist abhängig von Parametern wie Pacht Höhe und Vertragskonditionen – zugleich werden die Betriebskosten durch die künftige Erhaltungsstrategie des Betreibers beeinflusst.

Sollte der Betreiber beim Weiterbetrieb Rücklagen bilden für Reparaturen oder Tausch von Großkomponenten?

Petersen: Ja, das ist sinnvoller als eine Versicherung. Aber er sollte den Fokus dabei auf gebrauchte Teile legen. Manche Altbetreiber haben bereits Ersatzteile auf Halde, da der eigene WEA-Typ nicht mehr produziert wird, die Herstellerfirmen bereits aufgekauft wurden bzw. gar nicht mehr existieren. Auch lohnt es sich immer, über die Landesgrenzen hinweg nach Teilen zu suchen wie etwa in Holland und Dänemark. Dort gibt es auch durch das Abschalten und das Repowering Teile.

Welche Vermarktung ist neben der Einspeisung zu Börsenpreisen denkbar?

Petersen: Jede Stromvermarktung, die entweder langfristig sicherer oder höhere Strompreise als an der Börse verspricht. Hierbei wird sich eine in-



Landwirt Ove Petersen ist Firmengründer und Geschäftsführer von GP Joule.

telligente Kombination auszahlen. So sind auch die regionale Stromvermarktung oder direkte Stromlieferverträge interessant.

Was muss der Anlagenbetreiber tun?

Petersen: Er muss zunächst einen Abnehmer finden. Das können Energieversorger sein, genauso wie große Stromnachfrager aus der Industrie. Allerdings sind die Preisverhandlungen und der Abschluss von entsprechenden Verträgen unter Beachtung aller rechtlich notwendigen Vorgaben sehr anspruchsvoll. Außerdem wird der Anlagenbetreiber selbst zum Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EEG, woraus sich weitere Pflichten begründen, die vorab zu prüfen sind.

Neben dem Stromverkauf gilt auch die Sektorkopplung als Option, also die Nutzung von Strom zur Wärme- oder Wasserstoffproduktion. Auch Sie sind in diesem Bereich bereits aktiv. Wann erreichen diese Verfahren die Marktreife?

Petersen: Die Technologie ist unseres Erachtens marktreif. Wir brauchen aber einen klareren Rechtsrahmen für die Stromvermarktung. Auch fehlen noch Marktanreize, damit auch kleine und mittlere Projekte finanziell tragbar werden. Allerdings rechnet es sich schon heute, Wasserstoff für die „grüne“ Mobilität

auf der Straße oder Schiene herzustellen. Die dabei anfallende Wärme kann dann meist in den lokalen Wärmenetzen mit genutzt werden.

Erste Projekte zu Power-to-Gas, d. h. die Erzeugung von Wasserstoff aus Windstrom mittels Elektrolyse bzw. Elektrolyseuren, entstehen derzeit in Schleswig-Holstein. Zum anderen ist Power-to-Heat interessant, d. h. die Bereitstellung von Wärme zusammen mit Wärmepumpen und -speichern. Auch hierfür gibt es bereits erfolgreiche Beispiele.

Ist die Sektorkopplung eine echte Alternative zum reinen Stromverkauf oder eine Ergänzung?

Petersen: Wir sehen die Sektorkopplung zum jetzigen Zeitpunkt als Ergänzung bzw. als Optimierung durch eine solche Veredelung. Sicherlich kann eine einhundertprozentige Verwendung für die Sektorkopplung an einigen Standorten auch jetzt schon die bessere Alternative zum Stromverkauf sein. Das hängt vom Standort, der Anlage und vielen weiteren Parametern ab.

Hintergrund GP Joule: Das Unternehmen GP Joule wurde vor über 20 Jahren von den Landwirten Heinz Gärtner (Bayern) und Ove Petersen (Schleswig-Holstein) gegründet. Es ist heute in Planung, Bau und Betrieb von Wind- und Solarparks aktiv, bietet Beratung rund um Stromvermarktung und Sektorkopplung an und vermarktet mit der Tochtergesellschaft H-TEC Systems selbst PEM-Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff.



Anlage E-32 aus den 80er Jahren mit 300 kW: Auch Typen wie diese lassen sich u. U. weiter betreiben.

Gibt es dagegen noch „Luft nach oben“, nehmen die Inspektoren die Anlage vor Ort unter die Lupe. Hier stellen sie folgende Fragen:

- Gibt es augenscheinliche Risse in Maschinenträgern oder im Fundament sowie Brüche an Bauteilen, die nicht zu reparieren sind?
- Gibt es Reparaturen, die nicht üblichen Verfahren entsprechen und nicht in den Unterlagen stehen?
- Gibt es sicherheitsrelevante Anbauten, die nicht dem ursprünglich geprüften Typ entsprechen und in keiner Zeichnung auftauchen? Hierzu gehören z.B. Rotorblattverlängerungen.
- Ergibt die Schwingungsanalyse des Triebstranges eine unerwartete Unwucht?
- Steht der Turm schiefer als die Toleranz erlaubt?
- Zeigt die Getriebeendoskopie unzulässige Riefen oder andere Schäden?

Stellen die Prüfer dies vor Ort fest, kann das dazu führen, dass sie den Rückbau der Anlage nach 20 Jahren empfehlen – auch wenn die theoretische Analyse ei-

nen Weiterbetrieb erlaubt hätte.

Auflagen möglich: In der Regel fallen solche Fehler bei den alle vier Jahre durchzuführenden „Wiederkehrenden Prüfungen“ auf, können aber in seltenen Fällen übersehen worden sein oder die Fehler sind erst nach der letzten Prüfung aufgetreten. „Wir können einen Weiterbetrieb aber auch unter Auflagen empfehlen, z.B. nach Tausch oder fachkundiger Reparatur von Komponenten“, sagt Baulig. Alle diese Empfehlungen enthält der Abschlussbericht. Dieser ist auch wichtig z.B. für die Versicherung oder für die Genehmigungsbehörde.

Wie Hackstein und Baulig berichten, finden sie in ihrer täglichen Praxis sowohl Anlagen, die noch nicht einmal eine Laufzeit von 20 Jahren erreichen sowie Anlagen im top Zustand, bei denen noch weitere 15 Jahre Laufzeit möglich sind.

Kontakt: hinrich.neumann@topagrar.com

Schön, für Sie das Feld zu bereiten >

Windkraft: Eine fantastische Chance, Ihre Erträge massiv zu steigern! Wir sind für Sie da: Als Berater, Projektierer und Anlagenbetreiber. Lassen Sie uns sprechen!

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Telefon 0711 289 48787
windkraft@enbw.com
www.enbw.com/windkraft



HEFT+

Checkliste für Weiterbetrieb unter www.topagrar.com/weiterbetrieb2018