

EEG 2016 : Standortfaktoren für Windkennzahlen im Binnenland präziser bestimmen

Dr. Petr Svoboda, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Die Situation der Windparks wird durch die Rahmenbedingungen des EEG 2014 und die Marktentwicklung zunehmend komplexer. Gleichzeitig muss für den Erfolg eines Vorhabens die Wirtschaftlichkeit immer genauer ermittelt werden, insbesondere bei Ausschreibungen.

Für Binnenlandstandorte, wie z.B. ertragsstärkere Hügellagen, gilt dies in besonderem Maße. Die einfache Bewertung auf Basis von Kennzahlen wird zunehmend schwieriger, da sich die Technologie stark weiterentwickelt hat und Schwachwindanlagen in ganz neue Höhen vorgestoßen sind, für die es weniger Winddaten gibt. Zudem spielen die besonderen Standortfaktoren wie komplexe Windverhältnisse in den Bergen, aber auch die Fauna, eine immer bedeutendere Rolle, weil sie bei engen Margen insgesamt einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Dieser Artikel zeigt die Bedeutung der Bedingungen auf, die bisher eher untergeordnet betrachtet wurden aber an Binnenstandorten berücksichtigt werden müssen.

Das neue EEG 2016 sieht Ausschreibungen für alle Windenergieprojekte vor – derzeit liegt ein Eckpunktepapier vor. So konkurrieren alle Standorte miteinander um eine begrenzte ausgeschriebene Leistung. Dabei stellt sich die Frage, ob Windparks in Süddeutschland auf typischen Binnenlandstandorten überhaupt eine faire Chance haben.

Ist das Spielfeld angesichts der unterschiedlichen Voraussetzungen im Norden gegenüber denjenigen im Süden überhaupt eben genug?

Um diese Frage zu beantworten, müssen zunächst die wichtigsten Treiber der Wirtschaftlichkeit identifiziert werden. Zum einen gibt es Kriterien, die bei jedem Projekt eine Rolle spielen, nahezu unabhängig davon, wo es sich befindet. Beispielfähig können hier Finanzierungskosten sowie allgemeine Trends bei Investitions- und Betriebskosten aufgeführt werden. Die Fremdkapitalzinsen für aktuelle Windparkprojekte haben ein Niveau von 2 bis 2,5% erreicht, was die Situation für Investoren verbessert. Gleichzeitig sind Investitionskosten von 1,5 bis 2,0 Mio. € je installiertem MW Leistung keine Seltenheit, obwohl die genaue Höhe stark vom gewählten Anlagentyp und den örtlichen Gegebenheiten abhängt.

Politische Rahmenbedingungen

Zudem sind die Erwartungen hinsichtlich zukünftiger Strompreise sowie der Auswirkungen durch spezielle Regelungen wie dem Paragraph 24 EEG von großer Bedeutung. Wirken sich die Strompreise i.d.R. nach dem Zeitraum der Anfangsvergütung (gemäß EEG 2014) aus und betreffen daher stärker windreiche Standorte, so bieten sie gegenüber der Grundvergütung eher Chancen als Risiken. Die Regelung, die keine Vergütung bei negativen Marktpreisen erlaubt, wirkt auf alle Windparks mit Inbetriebnahme nach dem 1.1.2016 Erlösmindernd. Hier

ist das Risiko bei Windparks die wegen der schwächeren Standortgüte die Anfangsvergütung (gemäß EEG 2014) länger beanspruchen können, tendenziell höher. Es ist aber nicht von der Hand zu weisen, dass beide Voraussagen schwierig sind: neben den Annahmen hinsichtlich Ausbau der Erneuerbaren Energien allgemein und speziell Windkraft, sind hier vor allem Prognosen zu den Brennstoff- und CO₂-preisen und Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks, des Netzausbaus sowie der Speicherkapazitäten erforderlich. Nicht zuletzt werden Regelungen und politische Vorgaben angepasst, die ebenfalls bei den Szenarien Eingang finden müssen. BET erstellt regelmäßig Strompreisszenarien, die von Ihren Kunden oft aufgrund von aktuellen Entwicklungen angefragt werden, um für Investitionsentscheidungen eine gute Basis zu erhalten. Die Regelungen im Eckpunktepapier zum EEG 2016, nämlich das einstufige Referenztragsmodell mit einheitlich 20 Jahre Vergütungsdauer, würden zwar mehr über die Höhe der Vergütung statt über die Dauer wirken, die Tendenz wäre aber sehr ähnlich.

Insgesamt sind die Renditeerwartungen für Windparks eher zurückgegangen. Um dem entgegenzuwirken, werden unter anderem Projekte zunehmend mit 25 Jahren – statt wie früher mit 20 Jahren – Betriebsdauer eingeplant.

Standortspezifische Kriterien

Zum anderen gibt es bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aber Kriterien, die standortspezifisch sind. Sie fallen natürlich dann besonders ins Gewicht, wenn verschiedene Standorte in Ausschreibungsrunden direkt gegeneinander bieten müssen. Insbesondere an windschwächeren Standorten ist die Wirtschaftlichkeit schwer zu erreichen. Daher müssen dort auch Faktoren, die zwar ein-

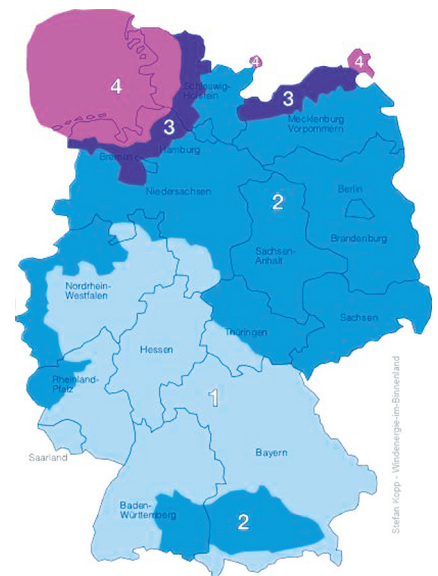


Bild 1: Windzonen nach DiBt (S. Kopp, Windenergie-im-Binnenland.de)

zel für sich betrachtet eine untergeordnete Rolle spielen, aber in Summe die Rendite einschneidend beeinflussen, fraglos mit beachtet werden.

Aufgrund der zunehmenden Unterschiede ist es unzulässig, auf allgemeine Kennzahlen zurückzugreifen, die i.W. Durchschnittswerte widerspiegeln aber für eine belastbare Aussage zur Wirtschaftlichkeit nicht mehr dienen können. Einige dieser speziellen Faktoren, die für Standorte in Mittelgebirgen eine Rolle spielen, werden in diesem Artikel exemplarisch aufgeführt.

Der Beitrag, den sie in Summe zur Wirtschaftlichkeit leisten, liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie die Renditeerwartungen des Eigenkapitals selbst.

Welche Standortfaktoren beachtet werden müssen, zeigt sich am besten anhand zweier Beispiele: einen typischen Standort nah an der Küste und einen im Binnenland, dort im Mittelgebirge. An erster Stelle ist dabei die Windressource zu

nennen: Zur besseren Vorstellung kann die Klassifizierung der sogenannten Windzonen (DiBT: Deutsches Institut für Bautechnik) übernommen werden – auch wenn sie nicht exakt an den Belangen des Windpotenzials ausgerichtet, sondern für die die Windfestigkeit von Bauwerken – als Baunorm – bestimmt ist. Dabei würde der erste Standort in der Windzone 3, letzterer in der Windzone 1 (Schwachwindgebiet) eingeordnet werden. Die Windzone 1 deckt weite Gebiete Süddeutschlands ab. Die Windressource bestimmt weitestgehend die Wahl der Anlagentechnologie.

So werden in Starkwindgebieten Windenergieanlagen mit geringeren Nabenhöhen, z.T. immer noch unter 100 m, und kleineren Rotordurchmessern eingesetzt. Im windärmeren Süden wurden dagegen insbesondere in den letzten Jahren überwiegend schwachwindoptimierte Anlagen mit Nabenhöhen um die 140 m und Rotordurchmessern um die 120 m gebaut. Die höheren Anlagen mit längeren Rotorblättern sind natürlich in der Anschaffung teurer.

Als nächstes müssen die örtlichen Gegebenheiten der Standorte beachtet werden. Gute Windstandorte im Binnenland befinden sich bevorzugt in Hügellagen, während Küstenstandorte in der Regel flach und gut zugänglich sind.

Die Standorte auf Hügeln treiben dagegen die Investitionskosten nach oben: Im Wesentlichen sind die Kosten der Infrastruktur und des Transports höher. Der Bau auf einer Bergkuppe wird in der Regel aufwändiger sein, aber auch der Netzanschluss kann womöglich aufgrund der Topografie und Bodenverhältnisse teurer werden. Hinzu kommt, dass aufgrund der Gegebenheiten die Größe der Windparks geringer und die einzelnen Anlagen weiter voneinander entfernt sein können. Sie sind im Mittelgebirge z.B. entlang der Höhenzüge verteilt oder liegen auf benachbarten Hügelkuppen. Das macht den Zugang schwieriger und bedeutet bei Instandhaltung und Wartung erhöhte Anfahrzeiten und letztendlich höhere Kosten.

Die Auswirkungen der Windressource und der Topografie sind gleichgerichtet. Über höhere Investitions- und höhere Betriebskosten sind Stromerzeugungskosten an windschwächeren Standorten in Mittelgebirgslagen, die für Süddeutschland typisch sind, höher.

Die wirtschaftliche Ausgangssituation ist für Binnenstandorte eine andere, was im Eckpunktepapier zum EEG 2016 über Korrekturfaktoren abgebildet ist. So sol-

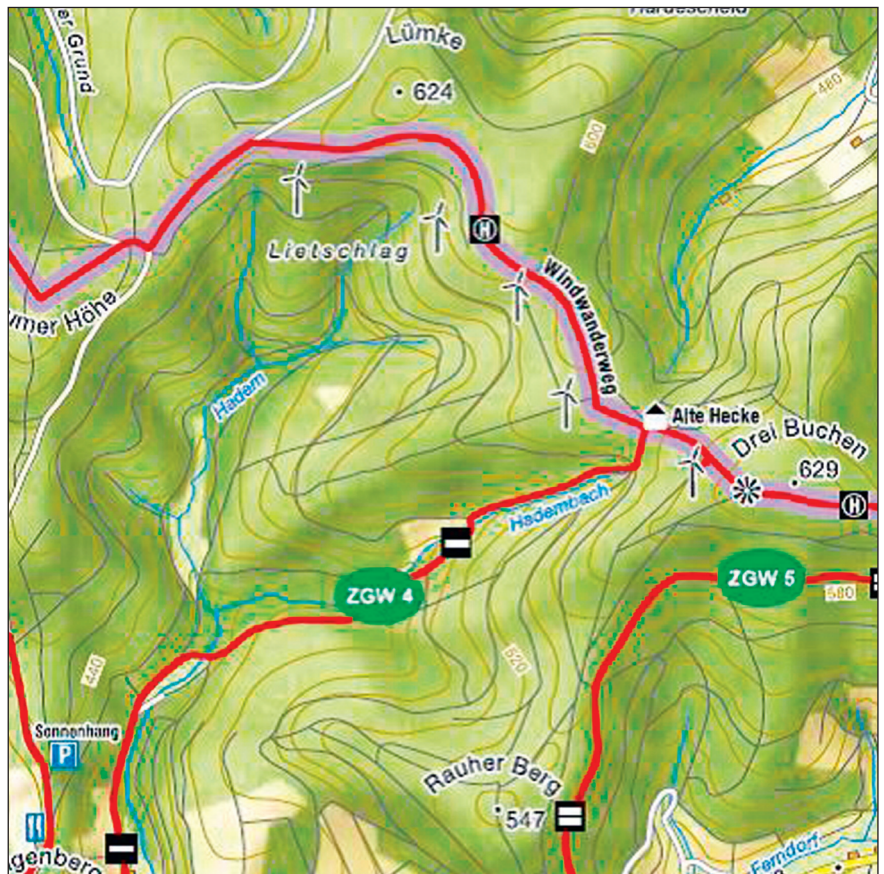


Bild 2: Typischer Standort in einem Mittelgebirge

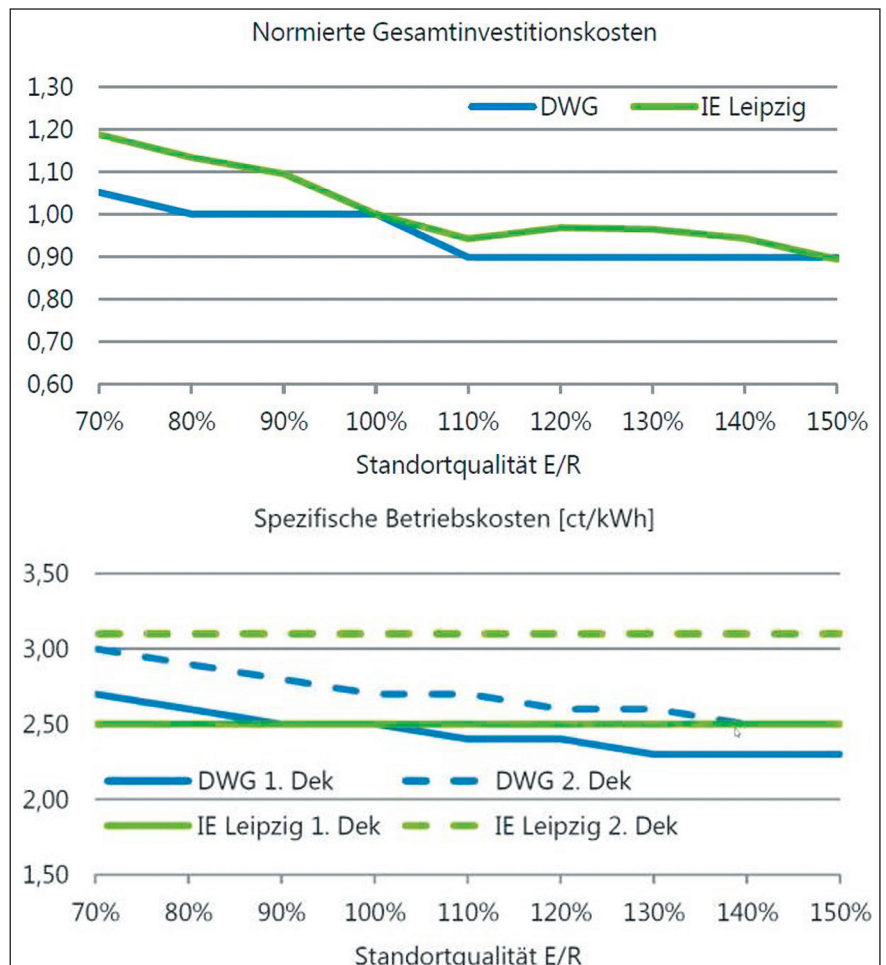


Bild 3 : Investitions- und Betriebskosten als Funktion der Standortgüte („Hintergrundinformationen zur quantitativen Ausgestaltung des einstufigen Referenzertragsmodells“; ZSW für BMWi, 1/2016)

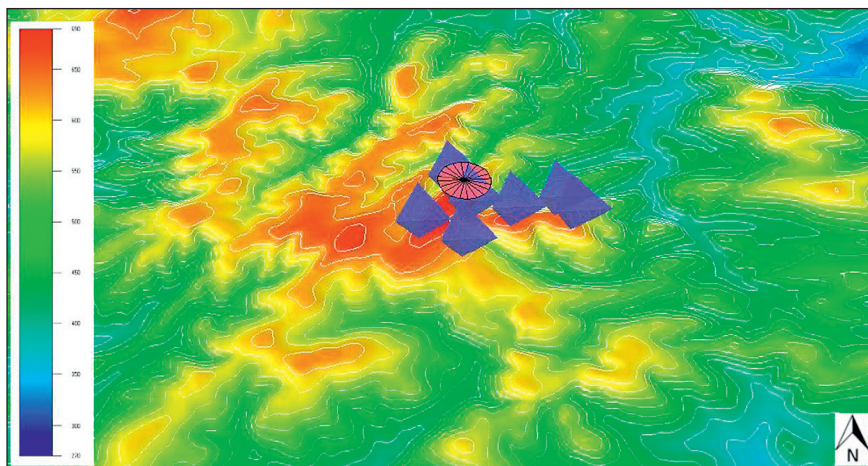
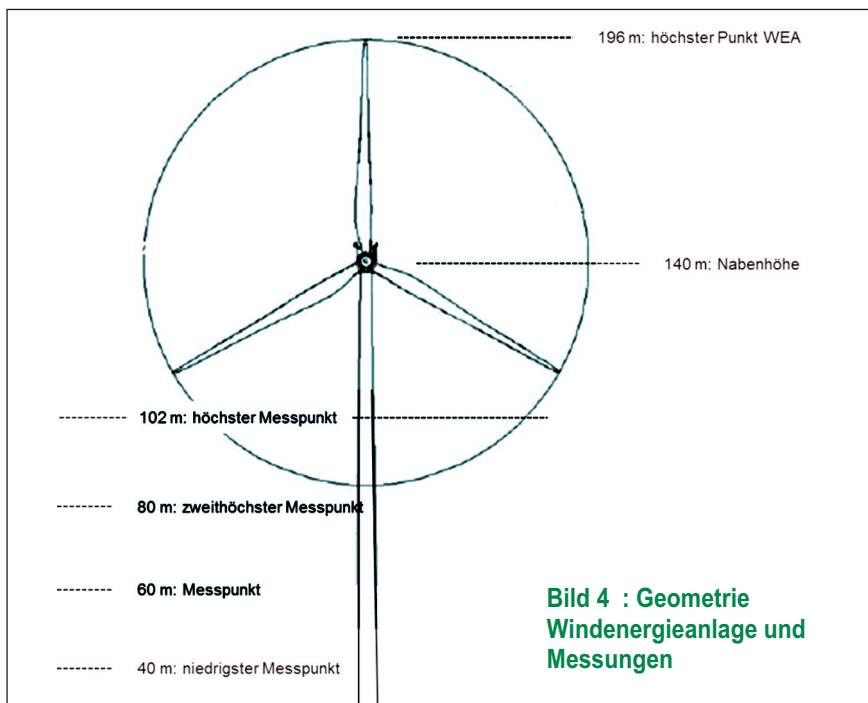


Bild 5: Typische Topografie eines Windparkstandorts im Mittelgebirge

len die ungleichen wirtschaftlichen Randbedingungen teilweise kompensiert werden.

Darüber hinaus gibt es weitere Faktoren, die spezifisch bei Binnenland- und Mittelgebirgsstandorten hervorzuheben sind. An erster Stelle sind wiederum Besonderheiten bei der Ermittlung des Windertrags zu nennen.

Ein Aspekt dabei ist die Prognose der Windstärke in großen Höhen, da WEAs mit Nabenhöhen von um 140 m als Standard gelten. Mit steigender Höhe ist aber die Prognose schwieriger, da i.d.R. nur bis ca. 100 m Höhe Daten von Windmessmasten vorliegen. Um von den Werten aus 100 m Höhe auf die Windgeschwindigkeit in der Nabenhöhe von 140 m zu kommen, müssen die Werte extrapoliert werden. Da die Zusammenhänge nicht linear sind, wird dies i.d.R. über eine Formel erreicht, die einen Exponenten gebraucht – die sogenannte Höhenkorrelation. Dieser Exponent wird aber aus Daten bestimmt, die aus Messungen unter-

halb 100 m Höhe erfolgen und ein „Windprofil“ ergeben.

Dabei reagiert die errechnete Windgeschwindigkeit sehr stark auf den gewählten Exponenten, wie aus der Höhenformel hervorgeht: $V = V_0 * (H/H_0)^\alpha$. (Die Höhenformel verwendet den sog. Hellmann Koeffizienten)

Wie aus dem Bild 4 zu erkennen ist, sollte der Wind aufgrund der Geometrie im Bereich zwischen 80 m und 200 m Höhe über Grund ermittelt werden.

So empfiehlt es sich, neben den traditionellen Messungen mit Anemometer und Windmast ergänzend Messungen mit SODAR oder LIDAR durchzuführen, die Messungen in entsprechenden Höhen erlauben.

Ein weiterer Aspekt der Windprognose ist die Übertragung der Windmessung von einem Ort im Windpark zum nächsten. Meist wird an einem einzigen – repräsentativen – Ort im Windpark längerfristig gemessen, ggf. werden ein oder mehrere

andere Orte als Referenz gewählt. Dann erfolgt die Übertragung dieser Messdaten vom Messpunkt auf die Standorte der Windenergieanlagen. Dies erfolgt rechnerisch mittels eines Modells, das die Topografie des Windparks und der angrenzenden Landschaft abbildet. Die Abbildung muss dabei hinreichend genau sein, um alle wichtigen Strömungseffekte zu berücksichtigen. Das ist bei einem flachen Gelände noch recht einfach – in einem komplexen, hügeligen Gelände jedoch wesentlich schwieriger, da die Anströmung an den WEA-Standorten sehr unterschiedlich sein kann.

Bild 5 zeigt eine typische Windparkkonstellation im Mittelgebirge, mit einem Kreis als Messpunkt und Tetraedern als WEA-Standorten.

Erschwerend kommt hinzu, dass Mittelgebirge meist auch Waldgebiete sind.

Eine Bewaldung am Standort muss berücksichtigt werden, weil sie die effektive Höhe der Windenergieanlagen verringert: Die Anlage „ragt“ weniger aus der Umgebung hervor als außerhalb eines Waldes. Zudem muss berücksichtigt werden, dass Wald eine andere, nämlich rauere Oberflächenbeschaffenheit als z.B. ein offenes Feld aufweist. Damit wird der Wind stärker gebremst. Um die Effekte richtig einzuschätzen, muss das topografische Modell für die aerodynamischen Berechnungen den Bewuchs möglichst genau aufnehmen.

Ein weiterer Punkt, der die Windressource betrifft, ist die Oberflächenbeschaffenheit. Sie beeinflusst die Strömung, denn eine höhere Rauigkeit erzeugt Turbulenzen. So ist auch das Thema Turbulenzen im hügeligen Binnenland anders zu bewerten als im flachen Land. Während die Turbulenz im Flachland hauptsächlich aufgrund des Einflusses benachbarter Windenergieanlagen (Nachlauf oder Wake Effekt) eine Rolle spielt, so sind im Binnenland im Wesentlichen die Landschaft und der Bewuchs für die i.d.R. höhere Turbulenz verantwortlich. Eine stärkere Turbulenz lässt nicht nur Erträge sinken, da die Anströmung ungleichförmiger wird, sondern erzeugt auch dynamische Kräfte, die negativ auf die Lebensdauer der Windenergieanlage wirken. 20 Jahre werden von den Herstellern üblicherweise als Basis für die Auslegung verwendet. Wird dagegen eine Lebensdauer des Windparks von mehr als 20 Jahren angestrebt, was aufgrund der technologischen Entwicklung zwar keine unbotmäßige Prämisse ist, aber streng genommen nur bei üblichen Umweltbedingungen gilt, empfiehlt sich dennoch ein Turbulenzgutachten.

Schließlich ist nicht nur die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeit wichtig, sondern auch der Zeitpunkt, wann der Wind wie stark weht. Dies stellt angesichts der Direktvermarktung einen Werttreiber dar. Kann ein Windpark regelmäßig Strom erzeugen, wenn die Nachfrage und die Preise entsprechend hoch sind, so können höhere Erlöse erwirtschaftet werden. Während an vielen Standorten die Windgeschwindigkeit mit dem Sonnenstand zunimmt und in der Tagesmitte stärker ist, so ist mit zunehmender Höhe über Grund ein anderer Verlauf zu beobachten: Die Windgeschwindigkeit nimmt in der Tagesmitte im Mittel ab, wie aus Bild 6 zu erkennen ist. Dieser Effekt, dass der Tagesgang sich mit der Höhe über dem Grund verändert, tritt im Binnenland stärker auf. Um die Auswirkung auf den Wert des erzeugten Stroms richtig zu bewerten, müssen neben dem Tagesgang auch saisonale Verteilungen berücksichtigt werden.

Zusammenfassend stellt die Einschätzung der Windressourcen im Binnenland höhere Anforderungen und zugleich verbleibt ein höheres Maß an Unsicherheit, womit aus Projektsicht ein höheres Risiko verbunden ist.

Neben der Windressource spielen aber noch weitere Faktoren eine besondere Rolle bei der Bewertung von Windprojekten im Binnenland.

So tritt in Mittelgebirgen oft Vereisung auf – bei Windenergieanlagen in exponierten Lagen umso mehr. Auf dem Turm ist die Vereisung noch weniger kritisch; auf den Rotoren hat eine Vereisung aber mehrere Nachwirkungen. Zum einen besteht Gefahr für Menschen durch Eisabwurf. Befinden sich z.B. Wege in der Nähe der Standorte, müssen besondere Vorkehrungen getroffen werden. Nach einem Abschalten muss vor einem Wiederaufstart sichergestellt sein, dass die Rotoren eisfrei sind, um mögliche Verletzungen der Anlieger zu vermeiden. Zum anderen verschlechtert die Vereisung die Energieausbeute, da die Aerodynamik der Rotorblätter negativ beeinflusst wird. Schließlich kann auch Eisansatz eine Unwucht bewirken, sei sie mechanisch oder aerodynamisch, die wiederum eine erhöhte Beanspruchung der Rotorblätter

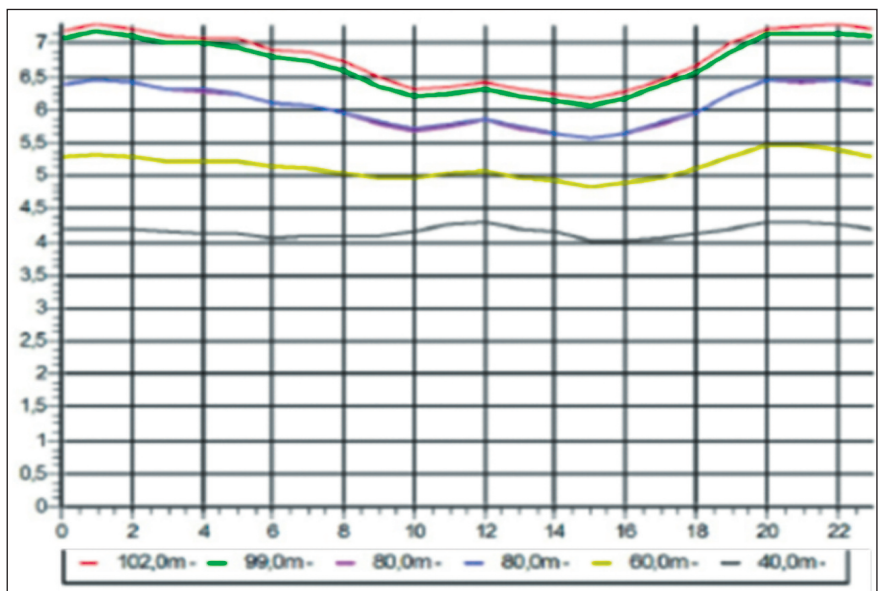


Bild 6: Tagesgang der Windgeschwindigkeit im Binnenland

und Lager zur Folge hat, und entsprechend die Lebensdauer verkürzen.

Die Fauna ist vor allem an Standorten im Binnenland mit Bewaldung ein Thema. Neben der grundsätzlichen Entscheidung, ob ein Windpark überhaupt gebaut werden kann, können bei der Genehmigung Auflagen bezüglich der Fauna auferlegt werden, die eine Rolle hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit spielen.

Oft muss ein Monitoring der betreffenden Art stattfinden, und WEAs müssen mit Detektoren (z.B. zum Nachweis von Fledermäusen) und einer Abschaltautomatik ausgerüstet werden. Die Auflagen sehen aber auch vor, zu bestimmten Zeiten die Anlagen nicht betreiben zu können – z.B. wenn sich bestimmte Vogelarten in der Nähe aufhalten.

Bei der Bewertung der Effekte muss jedoch immer berücksichtigt werden, ob statistisch ein zeitlicher Zusammenhang mit hohen Winderträgen vorhanden ist. So kann sich ab bestimmten Windgeschwindigkeiten ausschließen, dass z.B. Fledermäuse aktiv sind.

Fazit

Standorte im Binnenland können gute Windverhältnisse aufweisen. In der Regel sind dies aber Standorte in Höhenlagen und oft in bewaldeten Gebieten. Sie weisen zumeist erhöhte Investitions- und Betriebskosten auf, so dass die Wirtschaftlichkeit schwerer zu erreichen ist.

Eine einfache Bewertung anhand von üblichen Kennzahlen ist zunehmend schwieriger. Daher müssen bei Ihrer Bewertung die spezifischen Risiken näher beleuchtet werden: Besondere Punkte, die an der Küste oder an Standorten in der Ebene keine bedeutende Rolle spielen, müssen verstärkt beachtet werden. Sie können in Summe den Wert eines Windparks stark beeinflussen.

Dabei sollte aber beachtet werden, dass sich Risiken nicht unbedingt nur aufsummieren. Dies ist umso bedeutender, da mit dem neuen EEG zusätzliche Anforderungen durch das vorgesehene Ausschreibungsregime entstehen, und daher mit einem noch spitzeren Bleistift gerechnet werden muss.

Autor

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen

Dr. Petr Svoboda
Team Großkraftwerke & Speicher
T: +49 241 47062-481
M: +49 172 24833 23
F: +49 241 47062-600
E: Petr.Svoboda@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Testfeld zur Windenergieerzeugung in bergigem Gelände : Windtestfeld bei Stötten beantragt

Seit zwei Jahren läuft das vom BMWi geförderte Verbundprojekt Kontest des Forschungsverbundes Windfors, in dem es um die Konzeption eines Windkraft-Testfeldes in bergigem Terrain geht. Jetzt folgt die Realisierung des Testfeldes mit zwei 600 kW Forschungsturbinen und zwei Windmessmasten.

Die Forscher haben dafür einen Standort gefunden, der wunderbar turbulent ist : Bei Geislingen-Stötten in Baden-Württemberg,

auf einem Albrauf-Plateau stromabwärts mit einer Steilstufe, mit hoher Turbulenzintensität und hoher Jahresmittelwindgeschwindigkeit. In der Nähe steht bereits ein Windpark und die beiden Prototypen der Fa. Schuler.

Die Stadt Geislingen hat im Dezember 2015 für den Standort bei der Region Stuttgart ein Zielabweichungsverfahren beantragt. Die Forscher hoffen, Mitte 2016 starten zu können.