

Wie der Windindex die Rendite von Windprojekten beeinflusst

Heinz-Theo Mengelkamp und Eckhard Kuhnhenne

Die im Dezember 2011 veröffentlichte Korrektur des IWET-Windindexes erfordert eine Neubewertung von Windenergieprojekten in Deutschland – im Regelfall bedeutet dies eine Korrektur hin zu niedrigeren Ertragswerten. Was ist der Hintergrund für diese Änderung und welche Konsequenzen sind für bestehende und in Planung befindliche Windprojekte zu erwarten? Welche Handlungsoptionen eröffnen sich für betroffene EVU? Eine Analyse gibt Hinweise, wie sich die derzeitige, schwierige Situation in Zukunft möglicherweise vermeiden lässt.

Die Abschätzung der zu erwartenden langjährigen mittleren Erträge von Windenergieanlagen (WEA) in Wind- oder Ertragsgutachten erfordert die Überprüfung der Berechnungsergebnisse durch den Vergleich mit tatsächlichen Ertragsdaten von WEA, die dem zu beurteilenden Standort benachbart sind (Vergleichs-WEA). Häufig sind die Ertragsdaten der Vergleichs-WEA nur für wenige Jahre (oder sogar nur wenige Monate) verfügbar, so dass sie in Relation zu einem Referenzzeitraum gesetzt werden müssen, der die langjährigen mittleren Windverhältnisse repräsentiert (dem sog. 100 %-Referenzzeitraum). Grund hierfür sind die natürlichen zeitlichen Schwankungen des Windpotenzials, die sog. Volatilität des Windes.

Bedeutung des Windindexes

In Deutschland sehr populär ist der Windindex der Betreiber-Datenbasis (BDB-Index oder IWET-Index genannt), der ein monatlicher Ertragsindex ist und auf Erträgen von bestehenden WEA beruht, welche freiwillig jeden Monat von deren Betreibern gemeldet werden. Der daraus abgeleitete Index gibt für 25 Regionen in Deutschland das monatliche Energieertragsniveau im Verhältnis zu einem Referenzzeitraum an.

Ein einfaches hypothetisches Beispiel zeigt die Anwendung und Auswirkung des Indexes: Der reale Ertrag einer Vergleichs-WEA in einem Betriebszeitraum sei 2 000 MWh/a. Der Ertragsindex für den Betriebszeitraum sei mit 80 % [110 %] angegeben. Dann wird das berechnete Windpotenzial durch die Indexkorrektur auf einen Wert von 2 500 MWh/a [1 818 MWh/a] angepasst. Ein möglicherweise falscher Indexwert geht demnach in derselben prozentualen Größenordnung wie der Indexfehler in



Die Neufassung des Windindexes der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET) macht auch eine Neubewertung neuer und bestehender Windkraftprojekte notwendig Foto: Getty Images

die Ertragsberechnung des zu beurteilenden Standorts ein.

Das 100 %-Referenzniveau eines Ertragsindex wirkt sich daher unmittelbar auf die Ertragsprognosen und damit auf die Finanzierung von Windenergieprojekten aus. Einen absolut „wahren“ Referenzzeitraum gibt es nicht. Die WMO (World Meteorological Organization) definiert einen 30 Jahre umfassenden Zeitraum als klimatologisch stabil. Die Betriebsdauer von WEA liegt bei etwa 20 Jahren. Im Bereich von wenigen Dekaden sollte demnach auch der Referenzzeitraum für einen Ertragsindex liegen. Die Datenbasis für einen Index sollte jedoch möglichst konsistent für den Referenzzeit-

raum vorliegen. Im Einzelfall mag also auch ein kürzerer Zeitraum akzeptabel sein. Allerdings muss dann die Volatilität dieses kürzeren Zeitraumes bei der Unsicherheitsbetrachtung Berücksichtigung finden.

Zu hohe Erwartungen oder zu wenig Wind?

Die Erträge von WEA blieben in den letzten Jahren deutlich hinter den Erwartungen zurück. Insbesondere die Jahre 2009 und 2010 wiesen ein unterdurchschnittliches Windpotenzial auf. Es stellt sich daher die Frage, ob das Windangebot in Deutschland generell abnimmt oder aber die Erwartungshaltung unrealistisch war. Die Antwort ist nicht

einfach, da der Wind wegen der Vielzahl von komplexen Klimafaktoren erheblichen Schwankungen von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr unterliegt, so dass selbst langjährige Mittelwerte der Windverhältnisse Schwankungen unterliegen.

Das 100 %-Referenzniveau des BDB-Index wurde lange Zeit als Erwartungswert akzeptiert, wenngleich seine Zuverlässigkeit nicht unumstritten ist [1] und Ende 2010 der Windgutachter-Beirat des Bundesverbandes Windenergie (BWE) einen Arbeitskreis zu diesem Thema eingerichtet hat. Seit Dezember 1994 veröffentlicht die Betreiber-Datenbasis regionale Indizes auf der Grundlage von gemeldeten WEA-Monaterträgen. Im Jahre 2000 wurde eine Neuaufteilung der Regionen von 13 auf 25 Regionen in Deutschland vorgenommen.

Als Referenzzeitraum dieser Version IWET-V99 wurde der 11 Jahre umfassende Zeitraum von 1989-1999 angenommen. In 2003 wurde der Referenzzeitraum für die

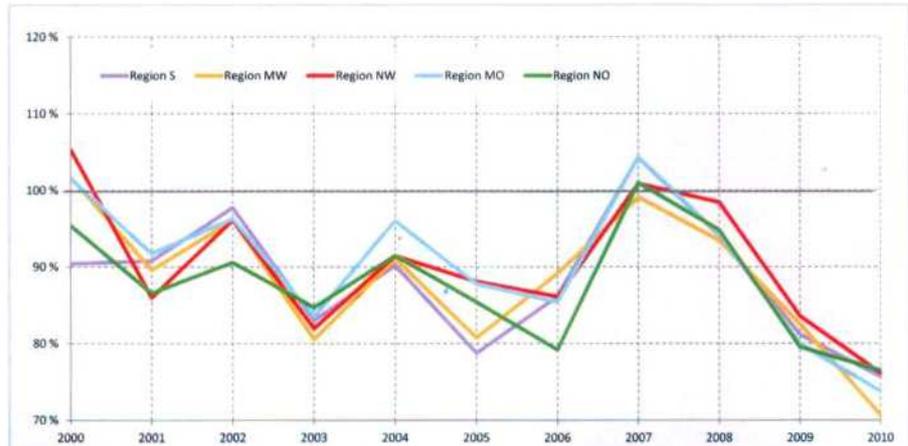


Abb. 1 Verlauf des IWET Index-V06 seit 2000. Zur besseren Übersicht wurden die 25 IWET-Regionen zu 5 Regionen zusammengefasst

Version IWET-V03 auf die Jahre 1989-2002 verlängert. Mit der Version IWET-V06 wurde im Jahre 2006 der Referenzzeitraum auf Basis sog. Reanalysedaten [2] auf den 30 Jahre umfassenden Zeitraum 1975-2004 ausgedehnt. Diese Version wurde bis zum Ende des Jahres 2011 veröffentlicht. Folgt man

der Version IWET-V06, so hat das Windpotenzial in Deutschland in den letzten 10 Jahren (mit einer Ausnahme in 2007) deutlich unterhalb des 100 %-Niveaus gelegen (vgl. Abb. 1). Die in Abb. 1 vorgenommene Zusammenfassung von 25 zu 5 Regionen wird in Abb. 2 dargestellt.

3. Handelsblatt Jahrestagung, 27. bis 29. August 2012, Hotel InterContinental Berlin

Erneuerbare Energien 2012.

Wachstumsmarkt für Industrie und Energiewirtschaft

Neu in 2012: European Renewable Energy Day am 27. August 2012!

Politische Keynotes:



Günther H. Oettinger, Kommissar für Energie, Europäische Kommission



Peter Altmaier, Bundesminister, Bundesumweltministerium (angefragt)



Winfried Kretschmann, Ministerpräsident des Landes Baden-Württemberg

Treffen Sie diese und weitere Top-Referenten:

- Jean-François Conil-Lacoste, CEO, European Power Exchange EPEX SPOT
- Dr. Winfried Hoffmann, Präsident, European Photovoltaic Industry Association
- Dr. Werner Hoyer, Präsident, European Investment Bank
- Hans-Dieter Kettwig, Geschäftsführer, ENERCON
- Konstantin Staschus, Ph.D., Generalsekretär, Entso-E
- Mike Winkel, CEO, E.ON Climate & Renewables

Konzeption und Organisation:

EUROFORUM
Quality in Business Information



Weitere Informationen im Internet:
www.erneuerbare-energien-tagung.de



Isabel Litzen, Info-Telefon: 0211.96 86 - 35 81

Mit freundlicher Unterstützung von:



Handelsblatt
Substanz entscheidet.



Abb. 2 Zusammenfassung der 25 Regionen des IWET/BDB-Indexes

Auch bei Annahme größerer natürlicher Schwankungen des Windpotenzials über längere Zeiträume erscheint es unwahrscheinlich und für einen Investor schwer verständlich, dass Windkraftanlagen bei einer zehnjährigen Betriebsdauer in keinem Jahr den erwarteten Jahresertrag erreichen. Diskussionen im Arbeitskreis „Langzeitbezug“ im BWE haben letztendlich dazu geführt, dass die Herausgeber der Betreiber-Datenbasis im Dezember 2011 die neue Version IWET-V11 veröffentlicht haben. Die quantitativen Änderungen im Vergleich zur Version IWET-V06 sind in Abb. 3 für die 25 IWET-Regionen dargestellt. Die geringste Änderung erfahren die Regionen 8 und 21 mit 3,3 % bzw. 3,4 %, während die Regionen 22 und 23 mit 15,4 % und 13,1 % die höchste Modifizierung vorweisen können. Abb. 4 zeigt vereinfacht die Änderungen in den jeweiligen Regionen in

einer Übersicht. Der Mittelwert des Indexes für den Zeitraum 1999-2010 ist für alle Regionen und für die Versionen IWET-V06 und IWET-V11 in Abb. 3 dargestellt.

Während in der Version IWET-V06 in keiner Region das 95 %-Niveau überschritten wird, weist die Version IWET-V11 im 11-jährigen Zeitraum zwischen 98 % und 100 % aus. Das bedeutet: die Erträge von WEA im Mittel der letzten 11 Jahre entsprechen etwa dem zu erwartenden 100 %-Langzeitwert und sind durchaus nicht als unterdurchschnittlich zu bewerten. Die Jahre 2009 und 2010 sind weiterhin als extrem schlechte Windjahre zu bezeichnen, allerdings sind sie mit einem Mittelwert von 91 % bzw. 84 % deutlich weniger dramatisch ausgefallen, als es der IWET-V06 nach Abb. 5 vermuten lässt. Das zu niedrig angesetzte Referenzniveau der IWET-Version V06 hat demnach eine zu hohe Erwartungshaltung für langfristig zu erzielende Erträge bewirkt.

Konsequenzen: Umgang mit dem IWET-Index in Gutachten

Schon seit einigen Jahren wird vermutet, dass viele Windparkprojekte die Ertragserwartungen nicht werden erfüllen können. Mit Recht wurde die Ursache in dem zu hoch angesetzten 100 %-Referenzniveau des IWET-Indexes gesehen, auf dem nahezu alle Ertragsgutachten beruhen. Auch wenn die Windgutachter die Diskussion frühzeitig aufgenommen haben, taten sie sich schwer mit einer Abkehr vom IWET-Index. Es bestand hier ein Interessenskonflikt zwischen dem Wunsch, es den Projektentwicklern (den überwiegenden Auftraggebern), die an hohen Erträgen inte-

ressiert waren, recht zu machen und ihrem eigentlichen Anspruch an Unabhängigkeit.

Wenige Gutachter haben noch bis in jüngster Zeit auf die alleinige Verwendung des IWET-Indexes in der Version V06 gesetzt. Der überwiegende Teil hat auf Basis von eigenen Untersuchungen eine sog. „hausinterne“ Korrektur des IWET-Indexes durchgeführt, die jedoch oftmals nicht nachvollziehbar und wenig detailliert beschrieben ist. Einzelne Gutachter haben einen eigenen Index berechnet und diesen allein oder in Gewichtung mit dem IWET-Index verwendet.

Die Änderungen der IWET-Version V06 zur Version V11 sind in großen Teilen Deutschlands (siehe Abb. 4) so erheblich, dass eine Korrektur der auf dem IWET-Index basierenden Ertragsgutachten unumgänglich erscheint, die je nach Region und Gutachterbüro allerdings recht unterschiedlich ausfallen dürfte. In jedem Fall werden die Ertragserwartungen niedriger anzusetzen sein. In der letzten Fassung der Technischen Richtlinie TR 6 der Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V., die das Vorgehen und die Dokumentation in Ertragsgutachten beschreibt, wird die Prüfung des verwendeten Indexes und/oder die Anwendung eines zweiten unabhängigen Indexes zwingend gefordert. Die alleinige Anwendung des IWET-Indexes auch in der Version V11 ist nicht ausreichend.

Diese Anforderung erscheint sinnvoll, da die generellen Unzulänglichkeiten des IWET-Indexes auch in der neuen Version nicht endgültig behoben sind. Diese sind die geringe Datendichte und räumliche Auflösung insbesondere in Süddeutschland sowie die Nichtberücksichtigung besonderer Betriebsmodi der einbezogenen WEA, wie schallreduzierter Modus, Abschaltzeiten wegen besonderer Auflagen (Vogelflug, Fledermäuse usw.) oder eine Ertragsreduzierung aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen.

Diese besonderen Betriebsmodi werden zunehmen. Solange diese Informationen bei der Berechnung des IWET-Indexes keine Berücksichtigung finden, muss davon ausgegangen werden, dass der Index auch in der neuen Version wieder „wegläuft“, also mit zunehmender Dauer ein geringer

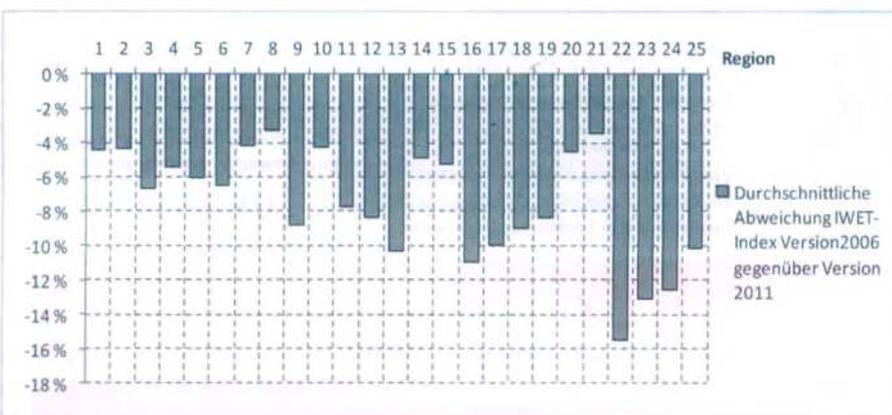


Abb. 3 Mittlere Differenz zwischen IWET-V11 und IWET-V06 für die 25 IWET-Regionen

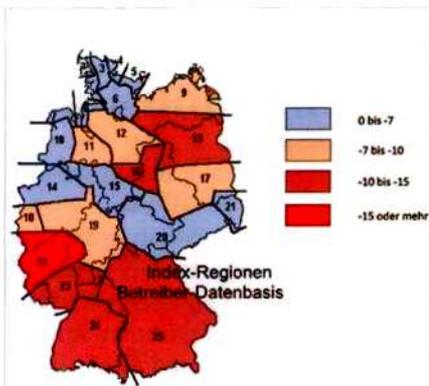


Abb. 4 Indexregionen und regionale Änderungen durch IWET-V11 zu IWET-V06



Abb. 5 Mittlerer IWET-Index für den Zeitraum 1999-2010 für die Versionen V06 und V11 für die 25 IWET-Regionen

werdendes Windpotenzial vortäuscht. Eine Unterschätzung des Windpotenzials führt – aufgrund einer Indexkorrektur zu einem 100 %-Niveau bei der Ableitung langfristiger Erträge – direkt zu einer Überschätzung des langjährigen mittleren Windertrages der betroffenen Windkraftanlagen.

Abwertung von Windprojekten: Kaufpreise sind neu zu justieren

Aus der beschriebenen Reduzierung des 100 %-Referenzniveaus ergibt sich unmittelbar, dass die langjährige Ertragserwartung für Windprojekte nach unten zu korrigieren ist, je nach Region in unterschiedlichem Ausmaß. Das bedeutet im Klartext: bei unveränderten Annahmen über die Höhe der Investitions- und Betriebskosten, jedoch einer geringeren Ertragserwartung, sinkt die Rendite der betroffenen Projekte. Diese Auswirkungen sind im Markt – aufgrund der erst jüngsten Veröffentlichungen – noch nicht angekommen. Sie betreffen jedoch eine Vielzahl von Projekten:

■ **Projekte im Verkaufsprozess:** Hier ist aus Investorensicht für den Erhalt einer gleichbleibenden Renditeerwartung eine Reduzierung des Kaufpreises anzustreben – in jedem Fall steht eine Neubewertung der bisherigen Gebotsgrundlagen und des bislang diskutierten Kaufpreises an.

■ **Bestandsprojekte:** Hier reduziert sich der (Wieder-)Verkaufswert. Projekte sind auf ggf. zu hohe Mindestbeträge bei den laufenden Betriebskosten (z. B. bei Pachten oder Wartungsverträgen) zu überprüfen.

■ **Projekte im Planungs- und Entwicklungsprozess:** Bei einer Erlösabsenkung

ist die Investitions- und Betriebskostenstruktur zu verifizieren. Bei ohnehin ertragsschwachen Standorten kann sogar der Verlust der Attraktivität der geplanten Investition drohen.

Gegenwärtig spüren die Windgutachter als erste die Auswirkungen der Indexkorrektur. Nachbegutachtungen und Stellungnahmen zu bereits erstellten Gutachten sind die Folge. Ebenso müssen längere Lieferzeiten zurzeit für Begutachtungen einkalkuliert werden. Dies sind aber nur die Vorboten der anstehenden Entwicklungen. Die marktrelevanten Auswirkungen zeigen sich bei den wirtschaftlichen Konsequenzen für Windparkprojekte – hier zunächst unmittelbar in den laufenden Verkaufsprozessen.

Verkäufer und Käufer kalkulieren den Wert eines Windprojektes in erster Linie auf Basis einer langjährigen mittleren Ertragserwartung, die den ausschüttbaren Cash Flow des Projektes maßgeblich definiert. Muss diese Ertragserwartung – wie nun insbesondere in den küstenfernen Regionen zu erwarten – deutlich nach unten angepasst werden (vgl. Abb. 3), so wirkt sich das entsprechend deutlich auf den Wert und damit den Kaufpreis der Projekte aus. Inwieweit die bislang einkalkulierten Margen für schlüsselfertige Projekte eine entsprechende Reduzierung des Kaufpreises oder der Betriebsführungskosten zulassen, wird sich konkret bei den Verkaufsprozessen zeigen. Für Verhandlungs- und Diskussionsbedarf ist jedenfalls gesorgt.

Dabei muss bedacht werden, dass auf Seiten der Verkäufer der Wert einzelner Projekte auf Basis einer (höheren) Ertragserwar-

tung kalkuliert wurde und der Spielraum für Preisreduzierungen durchaus eng sein kann. Dies trifft mit Sicherheit dann zu, wenn Projekte bereits einige Eigentümerwechsel in der unter Umständen noch kurzen Projekthistorie hinter sich haben und Margen dadurch bereits weitgehend abgeschöpft wurden.

Abb. 6 zeigt die Auswirkungen auf die Rendite bzw. die anzustrebende Kaufpreisreduzierung im Falle einer Korrektur der langfristigen mittleren Ertragserwartung an einem Beispielprojekt. Ausgangspunkt bildet hier ein Windpark mit einer beispielhaften Gesamtinvestition von ca. 16 Mio. € als Referenzwert für eine Kaufpreisableitung. Die obere Kurve zeigt die mögliche Projekrendite (hier in Form der Eigenkapitalrendite nach Gewerbesteuern) in Abhängigkeit der Investitionskosten (x-Achse), aber bei gleicher langjähriger mittlerer Ertragserwartung. Wird die Ertragserwartung nun vor dem Hintergrund der Reduzierung des 100 %-Referenzertrages nach unten korrigiert, so reduziert sich auch die Rendite des Projekts insgesamt.

Die mittlere Renditekurve zeigt dies für eine Ertragsminderung von 8 %, die untere für 15 % weniger Ertrag bei ansonsten gleichen Kostenparametern. Die Rendite mindert sich um ca. drei Prozentpunkte respektive sechs Prozentpunkte deutlich. Will man diesen Verlust kompensieren, so muss sich die Gesamtinvestition im besseren Fall um 10 % reduzieren. Im schlechteren Fall müsste die Gesamtinvestition sogar um ca. 20 % abgesenkt werden, eine Absenkung die in Abb. 6 nicht mehr darstellbar wäre. Soll an dem

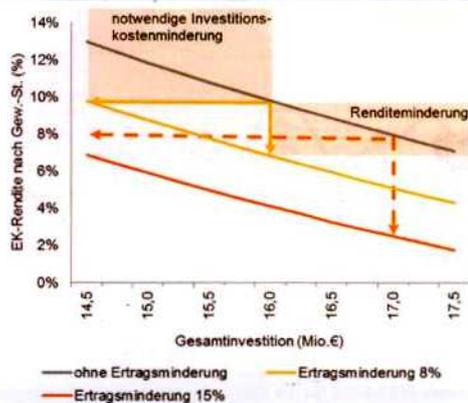


Abb. 6 Auswirkungen der Ertragskorrektur auf die Renditeerwartung resp. Investition/Kaufpreis eines Projektes

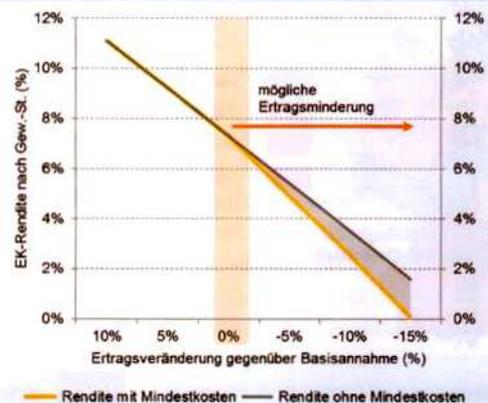


Abb. 7 Auswirkung von fixen Betriebskosten (Mindestbeträge) auf die Rendite

Projekt im Falle der beispielhaften Ertragsminderungen festgehalten werden, so muss über erhebliche Kostenreduzierungen verhandelt werden. Andernfalls sind deutliche Abschläge auf die ursprüngliche Renditeerwartung zu akzeptieren.

Wachsende Bedeutung der fixen Betriebskosten

Neben dem (wesentlich bedeutenderen) Faktor „Kaufpreis“ geraten die Betriebskosten und insbesondere die Mindestbeträge in den erweiterten Fokus der wirtschaftlichen Neubewertung, die vor allem in Wartungs-, Pacht- und Betriebsführungsverträgen anzutreffen sind. Zu hohe fixe Betriebskosten aufgrund von Mindestzahlungen „atmen“ nicht mit dem Ertrag – bei Reduzierung der mittleren Ertragsersparnis wird die wirtschaftliche Situation so zusätzlich verschlechtert, da die Betriebskosten nicht im gleichen Maße wie die Einspeiseerlöse sinken.

Abb. 7 zeigt für ein Windparkprojekt mit einer ursprünglichen Ertragsersparnis von 2 250 Volllaststunden den Einfluss von fixen Betriebskosten (Mindestbeträge) auf die Rendite. Dargestellt ist die Rendite des Windparks einmal für einen Vollwartungsvertrag mit einem hohen fixen Mindestbetrag und für einen Vollwartungsvertrag mit „atmenden“ Betriebskosten. Der Vorteil einer flexiblen Vertragsgestaltung zeigt sich bei Absenkung der ursprünglichen Ertragsersparnis deutlich. Zu hohe fixe Mindestbeträge bei Pachtverträgen können diesen Effekt noch verstärken.

Bei Ertragsreduzierungen an guten Standorten ist dieser Punkt weniger entscheidend. Für ohnehin ertragsärmere Standorte wird eine flexible Kostenstruktur mit möglichst geringen Mindestbeträgen für die Bewertung von Projekten jedoch bedeutend, gerade in Kombination mit der Korrektur der Ertragsersparnis. Erfahrungsgemäß liegt eine kritische Schwelle hier bei Standorten mit Netto-Volllaststunden unterhalb von 2 000 h/a. Daher betrifft dieser Aspekt eher die ertragsärmeren süddeutschen Standorte, die im Zuge der Energiewende aber intensiv und rasch entwickelt werden sollen. Hier lohnt es sich, die zum Teil deutlich unterschiedlichen Mindestbeträge für Vollwartungsverträge der verschiedenen Anlagelieferanten zu überprüfen. Die Höhe der Mindestbeträge kann dann einen zusätzlichen Einfluss auf die Wahl des Lieferanten haben.

Gewichtung der Indizes bei Neubewertung entscheidend

Das Ausmaß der beschriebenen Entwicklungen wird sich erst in den kommenden Monaten in vollem Umfang zeigen. Eines ist jedoch bereits heute klar: Die Ertragskalkulationen für Projekte – sei es im Rahmen von Verkaufsverfahren oder auch für die laufenden Projektentwicklungen – müssen im Regelfall auf eine neue Basis gestellt werden. Windgutachten, die nur auf dem IWET-Index in der Version von 2006 aufbauen oder diese nun veraltete Version mit hoher Gewichtung verwenden, müssen überarbeitet und aktualisiert werden. Dies dürfte die

ganz überwiegende Anzahl der Gutachten betreffen, die vor Januar 2012 erarbeitet worden sind. Bei den neu zu erstellenden Gutachten ist darauf zu achten, welche Indizes mit welcher Gewichtung von den Gutachtern verwendet werden.

Insofern dürften gegenwärtig fast alle laufenden Verkaufsprozesse auf dem Prüfstand stehen. Da die Indexkorrektur in den mittleren und südlichen Regionen Deutschlands besonders deutlich ausfällt, sind hier auch die derzeit laufenden neuen Projektentwicklungen (u. a. in Hessen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern) signifikant betroffen. Bei den neuen Projekten ist insbesondere in diesen Regionen auf die Minimalkostenregelungen bei den Vollwartungsverträgen eine besondere Aufmerksamkeit zu legen.

Anmerkungen

- [1] J. Geyer, H.-T. Mengelkamp: Fehlendes Windzehntel. Erneuerbare Energien, 3, März 2011, 66-67; J. Geyer, S. Huneke, H.-T. Mengelkamp: Wind ist schwer zu fassen, Erneuerbare Energien, 3, März 2010, 46-47. Beides auch auf www.anemos.de unter „Presse“ abrufbar.
- [2] Erläuterung auf www.anemos.de

Dr. H.-T. Mengelkamp, Geschäftsführer, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, Reppenstedt; E. Kuhnhenne, Prokurist, enervis energy advisors GmbH, Berlin, mengelkamp@anemos.de, eckhard.kuhnhenne@enervis.de