

# Betriebserfahrungen mit Windkraftanlagen auf komplexen Binnenlandstandorten

Dipl.-Ing. Henning Krebs, Dipl.-Ing. Jörg Kuntzsch, Ing.-büro Jörg Kuntzsch, Dresden

Adresse: Moritzburger Weg 67, D-01109 Dresden; Tel.: 0351 / 885 071; eMail: [gutachten@ib-kuntzsch.de](mailto:gutachten@ib-kuntzsch.de); web: [www.windgutachten.de](http://www.windgutachten.de)

## 1 Einflußfaktoren für Anlagenerträge

### 1.1 Vereisung

Windkraftanlagen im Mittelgebirge können durch winterliche Vereisung der Sensoren und der Rotorblätter deutliche Ertragsseinbußen erleiden. Die Abbildung 1 zeigt den jährlichen Ertragsverlauf einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 250 kW, die seit 1992 im Erzgebirge auf dem Hirtstein in 891 m Höhe ü. NN in Betrieb ist. Der parallel aufgetragene Windindexverlauf verdeutlicht die regelmäßig auftretenden massiven Ertragsverluste in den Wintermonaten von bis zu 15 % des Jahresertrages.

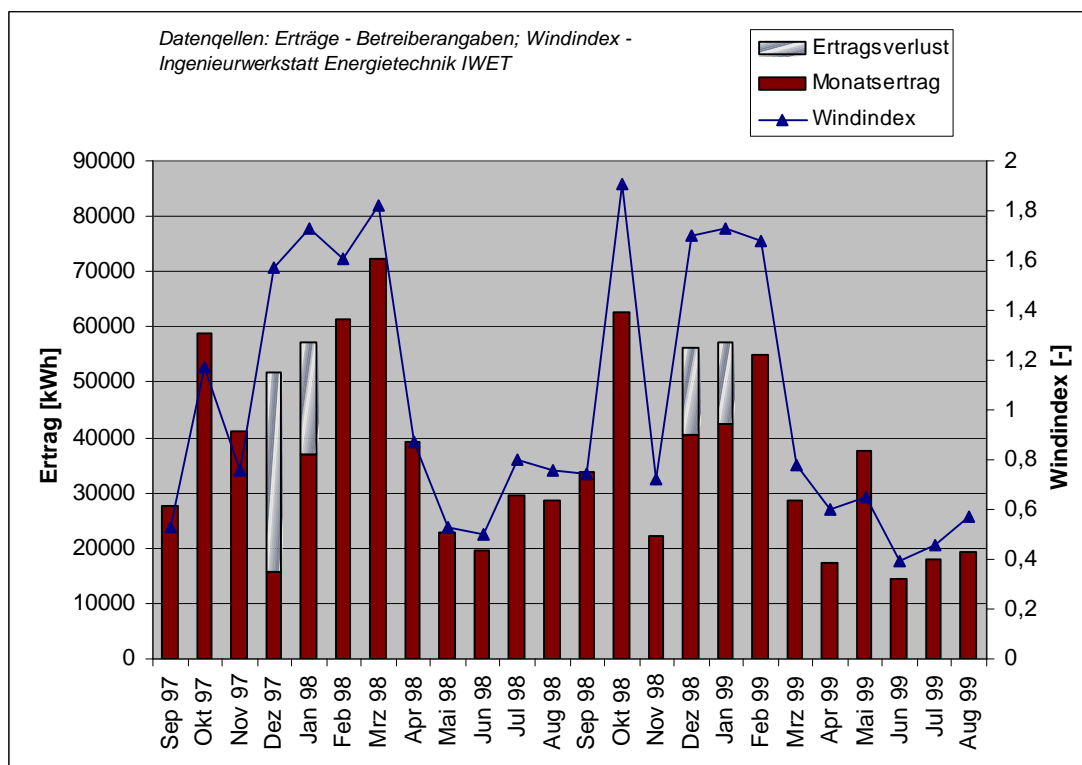


Abb.1: Ertragsverluste durch Vereisung an einer Anlage (Nennleistung 250 kW) im Erzgebirge (Hirtstein, 891 m ü. NN)

Meist führt zunächst der vereisungsbedingte Stillstand des Gondelanemometers zum Stop der Anlage. Der danach einsetzende massive Eisansatz an den Rotorblättern bleibt dann bis zum nächsten Tauwetter bestehen (siehe Fotografie).



Versuche, die Sensoren durch direkte oder indirekte Beheizung eisfrei zu halten, sind nach der Überwindung der Anfangsschwierigkeiten inzwischen eine erfolgversprechende Option. Selbst bei den in der „Wetterküche“ Erzgebirge sehr häufigen und langandauernden Vereisungswetterlagen mit feuchtem Nebel und Temperaturen knapp unter dem Nullpunkt kann die Blockierung der Sensoren durch Anstrahlung mit Rotlicht o.ä. verhindert werden. Im oberen Erzgebirge sind inzwischen auch einige Anlagen mit Flügelbeheizung ausgestattet worden – die Betreiber berichten jedoch von Problemen bei der schnellen Wirksamkeit des Systems. Planer und Betreiber, die sich in Deutschland mit Windkraftanlagen in Höhenlagen von ca. 500 m ü. NN oder mehr beschäftigen, sollten unabhängig davon grundsätzlich Enteisungssysteme in Betracht ziehen /1/.

## 1.2 Bodenrelief/Bewuchs

Allgemein bekannt ist der bedeutende Einfluß, den das Bodenrelief im Umfeld eines Standorts auf das Windenergiepotential ausübt. Bei der Ermittlung von Ertragsprognosen wird dies in aller Regel durch Einsatz einer Strömungssimulation berücksichtigt. Wie schon vielfach bestätigt wurde, hat das in Deutschland derzeit dominierend angewendete Windatlasverfahren (WAsP) Grenzen bezüglich der Neigung von Böschungen und der Größe der Höhenunterschiede in der Nachbarschaft des Standorts, deren Nichtbeachtung zu groben Fehleinschätzungen zunächst des Windpotentials führen kann (siehe z.B. /2/). Einige Beispiele sollen dies verdeutlichen:

Im Rahmen der Erarbeitung der Windpotentialstudie Brandenburg im Auftrag des Umweltministeriums /3/ wurden u.a. Windmessungen auf Abraumhalden des ehemaligen Braunkohlebergbaus durchgeführt, um das Ertragspotential zu erfassen und spezielle Strömungsphänomene an den steilen Böschungen am Haldenrand zu erfassen. Die Böschungsneigung beträgt im hier betrachteten Beispiel ca. 13 %; der Messmast mit Anemometern in 18m, 27m und 36 m Höhe ü. Grund steht ca. 110 m von der Kante entfernt. Wie erwartet wurden beim Vergleich der Strömungsregime bei der Anströmung aus der Richtung der Böschungskante Überhöhungen der Windgeschwindigkeit in geringer Höhe festgestellt, die bei entgegengesetzter Windrichtung nur in geringerem Umfang auftraten (siehe Abb. 3). Mit dem Windatlassystem WAsP können derartige Effekte nicht nachgebildet werden – schon die Asymmetrie von An- und Abströmung ist im Orographiemodell nicht berücksichtigt.

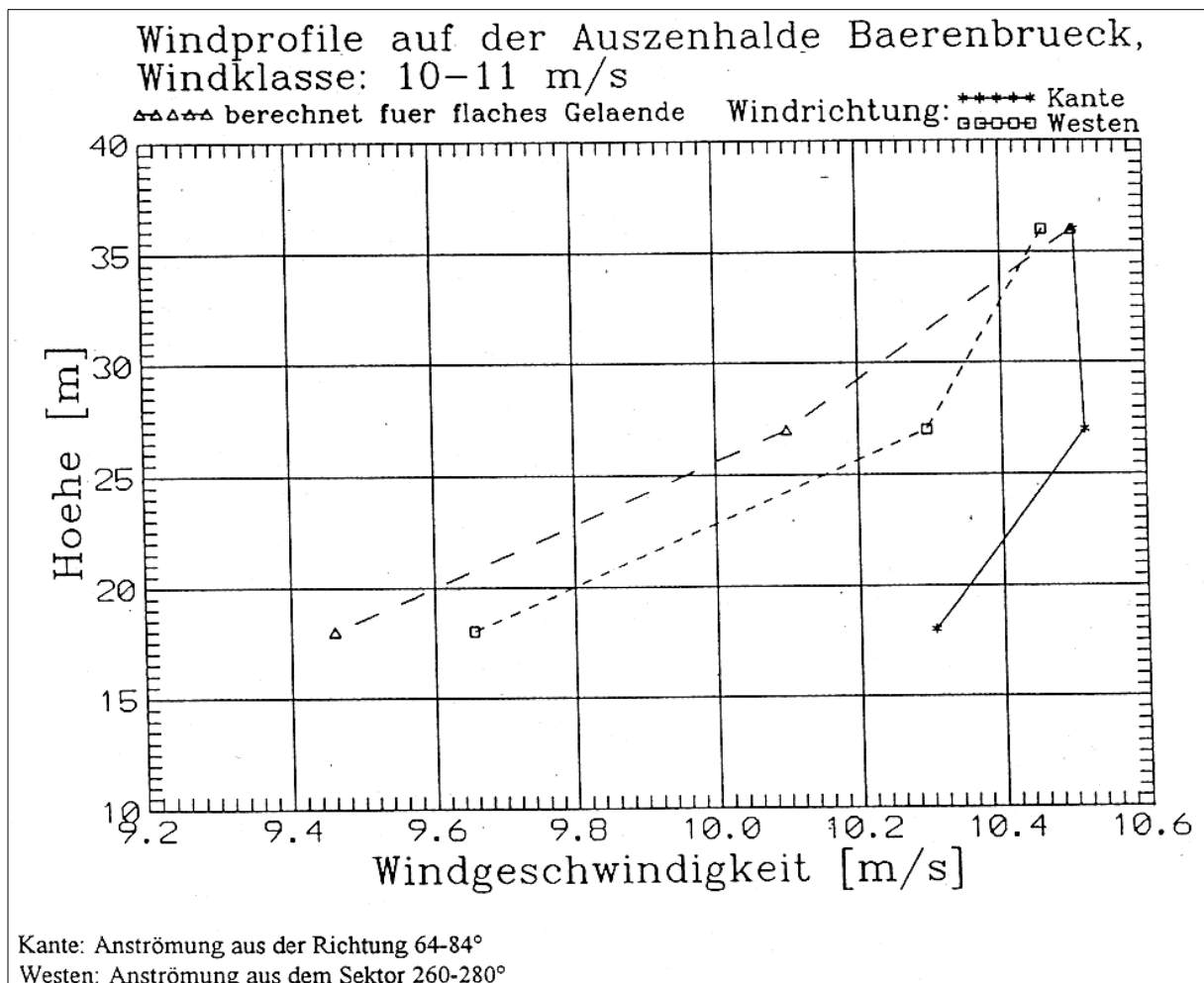


Abb.3: Gemessene Höhenprofile der Windgeschwindigkeit an einer Haldenkante (Standort Bärenbrück / Niederlausitz)

Während nun das Bodenrelief neben den Böschungen im vorgenannten Fall keine weiteren Besonderheiten bietet, können an Mittelgebirgsstandorten Faktoren wie

- benachbarte Täler mit großen Höhenunterschieden und wechselnder Richtung,
- steile Hangkanten mit Neigungen von deutlich über 10 %,
- direkt benachbarte Waldgebiete

dazu führen, dass eine Vorherberechnung des lokalen Windklimas am Standort auf der Basis z.B. von Wetterdienstdaten nicht möglich ist. Es existieren mehrere Windparks im Erzgebirge, deren mit WAsP berechnete Ertragsprognose bis zu 40...50 % von den tatsächlichen Erträgen abweicht – nach unten oder sehr selten auch nach oben. Derartige Unsicherheiten sollten entweder in der Prognose ausgewiesen und bei den Planungen berücksichtigt oder durch die Erhebung von Messdaten am Standort vermindert werden.

Aber selbst im mäßig strukturierten Gelände können Effekte auftreten, die trotz korrekter Behandlung des Windatlassystems erhebliche Abweichungen der Prognose vom tatsächlichen Windregime bedeuten. Der im folgenden beschriebene Windpark in Thüringen besteht aus 5 Windkraftanlagen, die in 2 Reihen angeordnet sind (siehe Abb. 4/5). Die westliche Anlagenreihe besteht aus 3 typgleichen Anlagen der 500 kW-Klasse, die Höhenunterschiede der Standorte betragen ca. 4 m. Die zweite Anlagenreihe, ca. 410 m östlich der ersten Reihe platziert, besteht aus 2 Anlagen der 1,5 MW-Klasse. Die beiden Standorte sind ca. 7...10 m tiefer als die der ersten Anlagenreihe und liegen direkt am Rand eines ca. 12...18 m hohen Waldstücks.



Abb 4: Windpark in Thüringen – Ansicht aus der Hauptwindrichtung (Südwest)

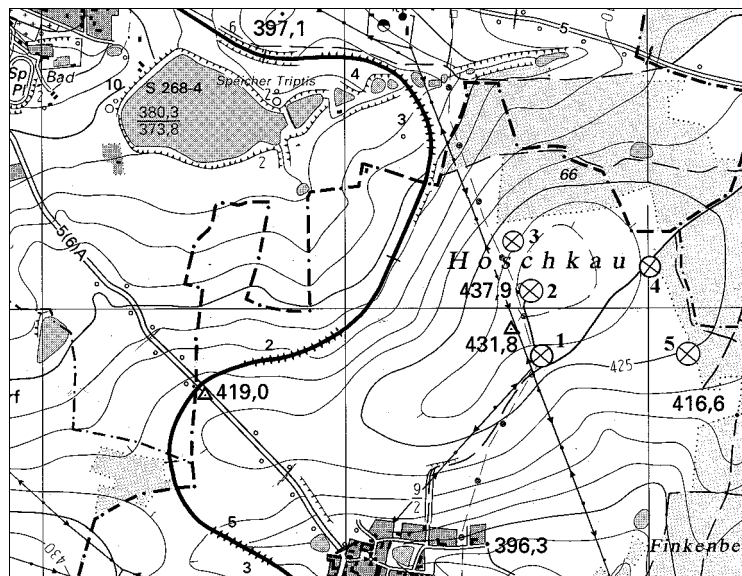


Abb. 5: Windpark in Thüringen – Lageplan der Anlagenstandorte

Die im folgenden Diagramm dargestellten normierten Ertragszahlen zeigen Ertragsunterschiede zwischen den Anlagen, die nach dem Ergebnis der Windatlasprognose nicht erwartet worden waren.

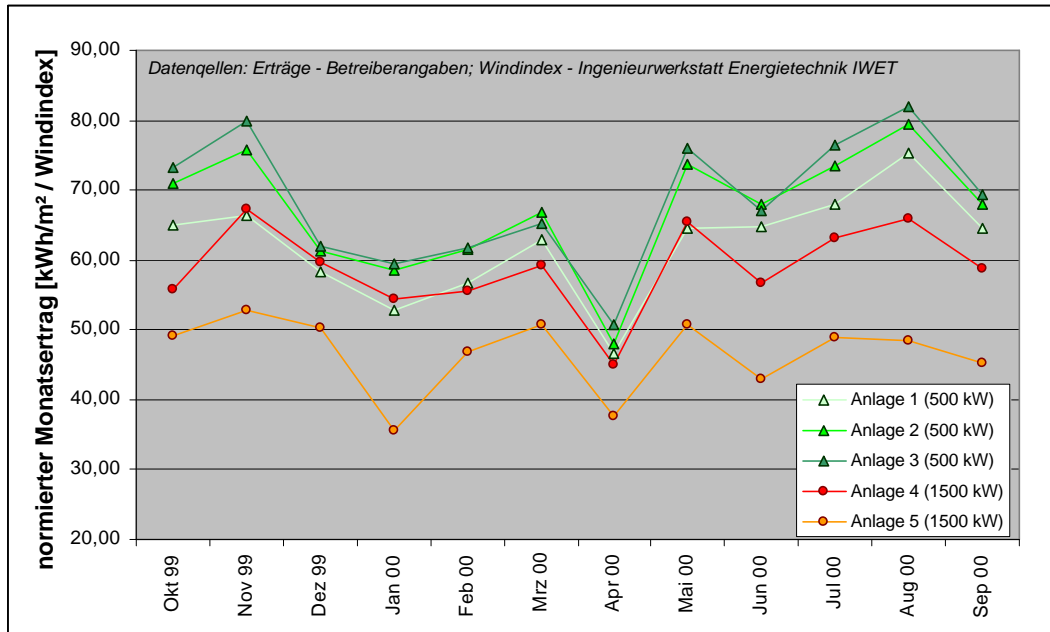


Abb. 6: Normierte Monatserträge eines aus 5 Anlagen bestehenden Windparks in Thüringen

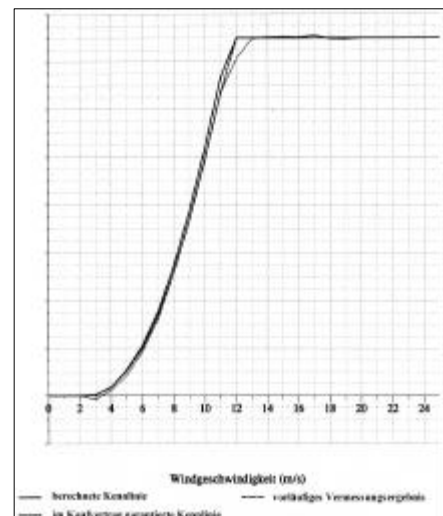
Zunächst weichen die Erträge der Anlagen 1...3 stärker voneinander ab, als dies prognostiziert war: während aus der WASP/PARK-Berechnung nur geringe Ertragsunterschiede von ca. 3 % hervorgehen, liegt der Ertrag der Anlage 1 im Durchschnitt ca. 11 % unter dem der typgleichen Nachbaranlagen. Bis heute ist nicht völlig geklärt, ob technische oder meteorologische Faktoren diese Ertragsdifferenzen verursachen.

Die Ertragswerte der Anlagen 4 und 5 erreichen schließlich nur ca. 75...90 % der berechneten Ertragserwartung. Wegen der Lage der beiden Standorte in direkter Nachbarschaft zu einem 8...15 m hohen Waldstück in Abströmrichtung der in der Region dominierenden Südwestwinde kann ein Luv-Effekt vermutet werden, der die Strömung schon vor der Waldkante beeinflusst. Uns vorliegende Ertragsdaten weiterer Windparks bestätigen diese Vermutung. Ein exakter messtechnischer Nachweis könnte eine Änderung der Nutzung der Windatlasmethode (Hindernismodell) herbeiführen, ist aber bisher noch nicht geführt worden.

### 1.3 Anlagentechnik

Basis von Ertragsberechnungen ist von der Seite der Anlagentechnik her stets eine Leistungskennlinie, bei Anlagen im Entwicklungsstadium berechnet, später durch herstellerunabhängige Institute vermessen. Hin und wieder ist dabei ein geringes Absinken der Leistungswerte zu beobachten, das zwar zunächst nicht gravierend zu sein scheint. Der Unterschied der EEG-Referenzträge der in der nebenstehenden Abbildung dargestellten Leistungskennlinien eines Anlagentyps – zunächst berechnet, schließlich vermessen – beträgt aber immerhin schon 7...8 %! Legt man den für Windgutachten üblichen 10-prozentigen Sicherheitsabschlag zugrunde, bleibt für die vorgenannten Prognoseunsicherheiten kaum noch Spielraum.

Dabei gehen die bis hierher angestellten Berechnungen stets von einer 100-prozentigen Verfügbarkeit der Anlagen aus, die gerade im ersten Betriebsjahr von Windkraftanlagen nur selten erreicht wird. Die in Abbildung 8 dargestellten Ertragsverfügbarkeiten eines im Aufbau befindlichen Windparks sind aus den tatsächlichen Erträgen und den Werten einer in direkter Nachbarschaft zu den Windkraftanlagen gelegenen Windmessstelle berechnet worden. Im Durchschnitt sind etwa 7 % des möglichen Ertrags verlorengegangen.



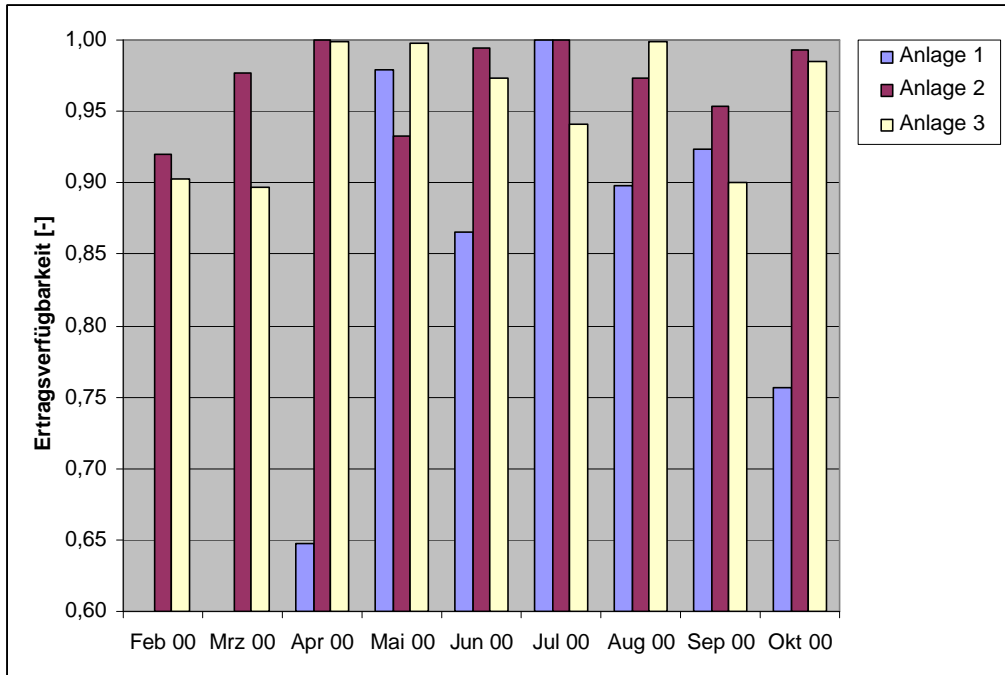


Abb. 8: Monatliche Ertragsverfügbarkeiten eines seit 1999 im Aufbau befindlichen Windparks in Sachsen

#### 1.4 Betriebseinschränkungen zum Immissionsschutz

In dichtbesiedelten Regionen sind bei der Planung und später beim Betrieb von Windkraftanlagen zusätzlich Gesichtspunkte des Immissionsschutzes zu beachten. Vielfach werden Windparks heute so geplant, dass an benachbarten Wohnbauten bezüglich der Richtwerte der TA Lärm für die Nachtzeit (z.B. 45 dB(A) für Dorf-/Mischgebiete) nur wenige Spielraum für Überschreitungen der gewährleisteten Emissionspegel der Anlagen besteht. Treten nach der Inbetriebnahme dennoch Belästigungen von Nachbarn durch Anlagengeräusche auf, wird vom Hersteller meist ein „schalloptimierter Betrieb“ offeriert – ohne allerdings eine dazugehörige leistungsreduzierte Kennlinie bekanntzugeben. Der mit Schallreduktionen verbundene Ertragsverlust kann nach unseren Erfahrungen durchaus höher als 5 % liegen.

Ähnlich ist die Situation bei Belästigungen von Nachbarn durch den Schattenwurf der Rotorblätter (s. nebenstehende Fotografie). Die damit verbundenen Probleme können bekanntlich durch eine vorübergehende Abschaltung der Anlagen vermieden werden, von denen der Schatten ausgeht; technische Lösungen hierzu sind auf dem Markt. Die Ertragseinbuße durch die Abschaltung erscheint bei einer Abschaltdauer von z.B. 10 min pro Tag zunächst gering. Existieren aber im näheren Umfeld des Windparks viele Wohnbauten, so können durchaus beträchtliche Ertragsverluste auftreten, da u.U. mehrere Anlagen gestaffelt und mehrmals am Tag abgeschaltet werden müssen.



## 2 Schlußfolgerungen

### 2.1 Erweiterung der Methodik zur Ertragsprognose

Der Investitionsumfang von Windkraftprojekten ist in den letzten Jahren deutlich stärker angestiegen als der entsprechende Aufwand für Ertragsprognosen. Die eingesetzte Methodik für zuverlässige Prognosen erweitert die Windatlas-Methodik u.a. um Ertragskontrollen anhand der Windernte benachbarter Windkraftanlagen und Windmessungen /4/. Für Projekte mit mehreren Großanlagen der 1,5...2MW-Klasse und Nabenhöhen von bis zu 100 m sollten Vor-Ort-Windmessungen bis in den Bereich der Rotorfläche der geplanten Anlagen zum Standard gehören. Wie noch beschrieben wird, erfüllt der Messmast auch nach Errichtung der Anlagen wichtige Funktionen. Aber selbst Kurzzeitmessungen mit einer Messdauer weniger als einem Jahr können in Verbindung mit Korrelationsuntersuchungen /5/ die Prognose absichern und insbesondere eine Aussage über die

Größenordnung der verbleibenden Unsicherheit liefern. Anstelle des derzeit verbreitet angewendeten pauschalen Sicherheitsabschlags von 10 % bezüglich der Ertragsprognosen in Windgutachten sollte ein den Standortbedingungen und der Anlagentechnik angepaßter Abschlag von z.B. 5...30 % vergeben werden.

## 2.2 Garantieregelungen für Anlageneigenschaften und Kontrollinstrumente

Ertragsgarantien sind wegen der vorgenannten Unsicherheitsfaktoren der Ertragsprognose derzeit nicht üblich. Von der Seite der Anlagentechnik werden dagegen schon in vielen Fällen bestimmte Eigenschaften wie die Leistungskennlinie, Schallemissionspegel und Mindestverfügbarkeit durch den Hersteller garantiert. Ertragsverluste aufgrund von Anlagenausfällen oder –mängeln gehen dann unter vorher vereinbarten Bedingungen zu Lasten des Anlagenherstellers.

Gerade in den ersten Betriebsmonaten eines Windparks werden die mit Spannung erwarteten Windernten der Anlagen von mehreren Seiten her interpretiert. Werden vom Betreiber Ertragsverluste vermutet, kommt als mögliche Ursache zunächst das saisonale Windklima in Frage: Nicht nur in den Sommermonaten können geringe Erträge selbstverständlich durch geringes Windangebot begründet sein. Relativ zuverlässige Angaben hierzu liefern Windindizes (z.B. IWET-Ertragsindex). Wegen der vom Anbieter meist nicht veröffentlichten Datenbasis und Fehlerspanne der Indexwerte ist eine Verwendung in vertraglichen Regelungen jedoch als problematisch einzuschätzen. Die Klärung des Einflusses des Windklimas auf den Parkertrag kann sich zeitlich durchaus über ein Jahr erstrecken.

Danach weiterhin bestehende Differenzen zwischen Ertragserwartung und Windernte können nur noch durch fehlerhafte Prognosen oder durch Anlagenmängel verursacht sein. Schon länger in Betrieb befindliche Nachbaranlagen können mit ihren Ertragswerten diesbezüglich durchaus Hinweise liefern, sind aber letztendlich als Vertragsbestandteil zur Ertragskontrolle in den meisten Fällen ungeeignet.

Letztlich erweisen sich Windmessungen als das am besten geeignete Kontrollinstrument für Leistungskennlinien und SOLL-Erträge von Windparks. Wird die Nachmessung von Leistungskennlinien beabsichtigt, muß die Messhöhe bis zur Nabenhöhe der geplanten Anlagen reichen. Die IEC-Norm zur Leistungskennlinienvermessung /6/ stellt Anforderungen an die Standortumgebung, die an manchen orografisch gegliederten Binnenlandstandorten nicht erfüllt werden können. In derartigen Fällen ist die vertragliche Festlegung eines Verfahrens zur Berechnung der SOLL-Erträge aus den Messergebnissen (z.B. mit Einsatz einer Strömungssimulation oder statistischer Verfahren) im Vorfeld der Projektrealisierung unerlässlich.

## 3 Literatur

- /1/ M. Marjaniemi u.a.: Is Icing an Issue for the Megawatt Turbines on the Coastline – 1<sup>st</sup> Results of the Pori 8 MW Wind farm; Vortrag während der DEWEK 2000.
- /2/ Gerhard Gerdes u.a.: Ergebnisse mit WASP im mäßig strukturierten Gelände. – DEWI-Magazin Nr. 11, Wilhelmshaven Aug. 1997.
- /3/ Windpotential Brandenburg. – Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung Brandenburg, Berlin/Dresden 1993.
- /4/ Henning Krebs: Ertragsprognosen, Windernten und das reale Windklima. – in: Wind Kraft Journal 1/2000.
- /5/ G. Gerdes, M. Strack: Long-term correlation of Wind measurement data. – DEWI-Magazin Nr. 15, Wilhelmshaven Aug. 1999.
- /6/ DIN IEC 61400-12: Meßverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen