

## Verifizierung von Energieerträgen

Dr. Helmut Klug

Deutsches Windenergie-Institut gGmbH (DEWI) · Ebertstraße 96 · D 26382 Wilhelmshaven  
Telefon: +49 (0) 44 21 / 48 08 - 15 · Telefax: +49 (0) 44 21 / 48 08 - 43  
eMail: h.klug@dewi.de

**Summary:** *The reliability of the economy of a wind farm is based on the accuracy of the assumed inputs for the energy yield prediction. Wind potential assessment, lifetime and availability of the turbines, and the power performance are the most crucial points. A wind farm performance verification is an appropriate methodology to quantify if possible losses in the energy yield are caused by the wind potential or the performance of the wind turbines. The power performance of individual turbines or the power performance of a whole wind farm can be measured depending on the requirements of a warranty assessment. The methodologies and measurement procedures are described in relation to existing standards or standards in preparation to be referred to in contractual matters.*

**Zusammenfassung:** Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines geplanten Windparks erfordert ein sorgfältiges Abwägen der damit verbundenen technischen Risiken. Neben der Analyse der Windverhältnisse am Standort, der "Lebensdauer" und der Verfügbarkeit der Windenergieanlagen kommt der Genauigkeit der für den Anlagentyp zugrunde gelegten Leistungskurve eine besondere Bedeutung zu. In dem vorliegenden Artikel wird deshalb zunächst auf die Windpotentialanalyse und die Bedeutung von Windmessungen eingegangen. Im folgenden werden die Verfahren dargestellt, mit denen Energieerträge im Planungsstadium plausibilisiert und nach Inbetriebnahme des Windparks verifiziert werden können.

### 1 Windverhältnisse

Windpotentialermittlungen basieren häufig auf Berechnungsverfahren, welche die über einen längeren Zeitraum gemessenen Windmeßdaten einer umliegenden meteorologischen Meßstation anhand der Geländestruktur (Rauhigkeit, Orografie, Windhindernisse) auf die Windparkfläche übertragen (z. B. WAsP<sup>[1]</sup>). Eine solche rein rechnerische Windpotentialanalyse kann nie genauer als die Windmessung der zu Grunde liegenden meteorologischen Meßstation sein. Leider werden in keiner Branche so hohe Anforderungen an die Genauigkeit von Wind-

messungen gestellt wie in der Windenergienutzung, da sich nur hier Meßfehler in der Windgeschwindigkeit in hohem Maße direkt auf das finanzielle Risiko auswirken. Für Windpotentialanalysen geeignete meteorologische Meßstationen sind daher rar. Deswegen werden z. B. beim DEWI alle für Windpotentialanalysen verwendeten Meßstationen u. a. durch eine Besichtigung vor Ort auf ihre Tauglichkeit für den Zweck der Energieertragsermittlung beurteilt. Neben der Eignung der meteorologischen Meßstation kann die rechnerische Übertragung der Windverhältnisse auf den bis zu 50 km entfernten Windparkstandort mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sein, insbesondere in stark strukturiertem Gelände oder an der See (Land-See Übergang). Diese Unsicherheitsfaktoren können durch eine qualitativ hochwertige Windmessung in dem Gebiet des geplanten Windparks weitestgehend vermieden werden.

### **1.1 Windmessungen**

Die standortnahen Windmessungen sollten über einen Zeitraum durchgeführt werden, in dem alle meteorologischen Bedingungen mit einer ausreichenden Datenmenge abgedeckt werden (i. d. Regel 12 Monate). Um jahreszeitliche bzw. jährliche Schwankungen des Windpotentials zu berücksichtigen, müssen die über eine relativ kurze Periode am Windparkstandort aufgenommenen Winddaten mit zeitgleichen Winddaten einer nahegelegenen Langzeitmeßstation korreliert und schließlich entsprechend der Häufigkeitsverteilung der Langzeitmeßstation gewichtet werden (MCP-Verfahren, engl.: Measure, Correlate, Predict).

Die im Windpark gemessenen und auf die Langjahresstatistik bezogenen Winddaten müssen auf die genauen Standorte und Nabenhöhen der Windenergieanlagen umgerechnet werden. Dieser Vorgang wird Micro Siting genannt. Da die Übertragung der gemessenen Winddaten lediglich über Entfernungen im Bereich einiger hundert Meter erfolgt, ist eine weitere erhebliche Verminderung der Unsicherheit gegenüber einer rein rechnerischen Windpotentialanalyse ohne standortnahe Windmessung gegeben.

### **1.2 Fehlerquellen einer Windmessung**

Was bei einer Windmessung beachtet werden muß, wird in der demnächst erscheinenden IEA-Richtlinie "Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry" im einzelnen sehr genau beschrieben. Die häufigsten Fehler werden bei der Wahl der Anemometer, der Montage der Anemometer, der Kalibration der Anemometer im Windkanal, der Meßhöhe und der Meßdauer gemacht. Einige

Anemometer registrieren schon bei leichter Schräganströmung fehlerhafte Winddaten<sup>[2]</sup> und sind daher insbesondere für hügeliges Gelände völlig ungeeignet. Die Montage der Anemometer auf Auslegern führt zu meßbaren Beeinflussungen, die von der Windrichtung und den Maßen der Ausleger und des Meßmastes abhängen. Die genauesten Werte liefern frei angeströmte Anemometer auf der Spitze des Mastes. Die Kalibration der Anemometer sollte auf jeden Fall nach der neuen IEA-Richtlinie erfolgen, nach der bereits alle nach MEASNET<sup>[3]</sup> akzeptierten Meßinstitute kalibrieren.

Windmessungen des DEWI werden optional mit der Aufzeichnung der Temperaturschichtung, die das vertikale Windprofil stark beeinflusst, angeboten. Dadurch erhöht sich die Genauigkeit der Hochrechnung der Windgeschwindigkeit von zwei Meßhöhen auf Nabenhöhe um das bis zu fünffache<sup>[2]</sup>.

Der Bereich typischer Unsicherheiten einer Windmessung ist in <sup>[4]</sup> wiedergegeben.

Die große Unsicherheitsspanne von Windmessungen macht deutlich, daß nur qualitativ hochwertige Windmessungen zur maßgeblichen Reduzierung des mit einem Windpark verbundenen finanziellen Risikos beitragen können. Bei dem derzeitigen Stand der Technik kann eine Unsicherheit von ca. 1-2 % bzgl. der Windgeschwindigkeitsmessung bzw. ca. 3 % bzgl. der Energieproduktion erzielt werden, was weit unterhalb der typischen Unsicherheit rein rechnerischer Verfahren der Windpotentialermittlung von ca. 10 % in flachem Gelände und eher 20-30 % in komplexem Gelände liegt. Da die Kosten einer Windmessung im Bereich von ca. 0.1 % der Gesamtinvestitionskosten heutiger Windparks vergleichsweise gering in Relation zur gewonnenen Minderung des Risikos sind (siehe <sup>[4]</sup>), sollte eine Windparkplanung insbesondere in komplexem Gelände unbedingt auf einer sorgfältig durchgeführten Windmessung basieren.

## 2 Leistungskurven

Nachdem über die Windpotentialanalyse die Windverhältnisse an jedem einzelnen Anlagenstandort innerhalb des Windparks ermittelt wurden, kann mit Hilfe der Leistungskurve des Anlagentyps unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der Anlagen der zu erwartende Energieertrag des Windparks berechnet werden. Die zugrunde gelegte Leistungskurve sollte mindestens nach dem in der Norm IEC 61400-12 festgelegten Standard vermessen sein. Weitere Ansprüche an die Genauigkeit der Vermessung werden im Rahmen einer Vermessung nach MEASNET<sup>[3]</sup> gestellt. MEASNET ist ein Zusammenschluß europäischer Meßinstitute, die ihre Meßverfahren aufbauend auf den IEC-Normen nä-

her spezifiziert haben, um zu genaueren, reproduzierbaren Ergebnissen zu kommen, so daß die Meßergebnisse auf europäischer Ebene gegenseitig anerkannt werden.

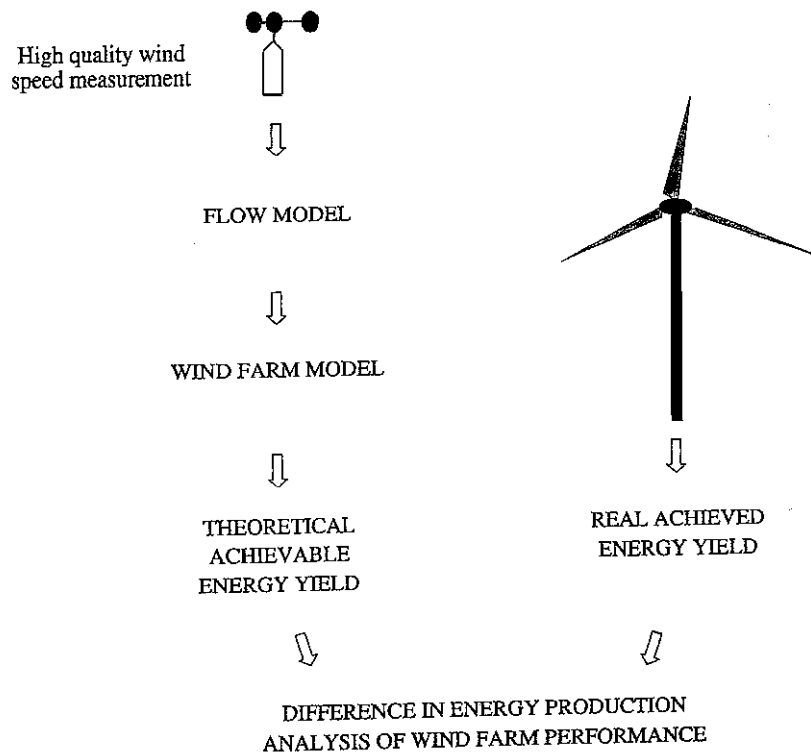
Leistungskurvenvermessungen sind wie Windmessungen mit Meßunsicherheiten behaftet. Diese Meßunsicherheiten müssen bei der Energieertragsberechnung mit berücksichtigt werden. Liegt für den geplanten Anlagentyp noch keine Vermessung nach IEC/MEASNET vor, wird oft auf eine theoretische, z.B. vom Hersteller berechnete Leistungskurve (LK) zurückgegriffen. Selbst für Kenner der Materie ist es schwierig, diese LK insoweit zu plausibilisieren, daß auch für die gerechnete LK eine Unsicherheit abgeschätzt werden kann. Es können dazu vermessene LK des gleichen Herstellers herangezogen werden, die vergleichbare Rotorblätter mit leicht unterschiedlicher Rotorblattlänge haben. Auch der Vergleich mit Anlagen anderer Hersteller, die vermessene Leistungskurven nach IEC/MEASNET mit den gleichen Rotorblättern wie bei dem geplanten Anlagentyp haben, kann zur Plausibilisierung herangezogen werden. In beiden Fällen ist der Einfluß unterschiedlicher Konzepte zu berücksichtigen, wie z.B. unterschiedliche Drehzahlen, Verwendung von Extendern, um den Rotordurchmesser zu erhöhen, unterschiedliche Blattwinkel oder unterschiedliche Blattverstellkonzepte, Einsatz von sog. Stall-Strips oder Vortex Generatoren, unterschiedliche Blattspitzen u.s.w.. Es wird deshalb empfohlen, theoretische Leistungskurven nur dann zu verwenden, wenn von dem Anlagentyp noch keine Vermessung existiert, da der Prototyp noch nicht errichtet wurde oder gerade erst vermessen wird. Auch wenn die Vermessung des Prototypen noch nicht vollständig ist, weil z.B. noch die hohen Windgeschwindigkeiten fehlen, können vorläufige Meßberichte nach IEC/MEASNET zur Plausibilisierung der theoretischen LK herangezogen werden.

### **3 Verifizierung des Energieertrages**

Wenn die realen Energieerträge hinter den Erwartungen bzw. Berechnungen zurückliegen, besteht die Schwierigkeit darin, festzustellen, ob es am Windpotential oder an den Anlagen liegt. Letzteres läßt sich nur durch eine Nachvermessung der Leistungskurve feststellen. Diese Nachmessung kann je nach Nabenhöhe mit erheblichen Kosten verbunden sein. Deshalb sollte schon im Kaufvertrag klar formuliert sein, wie die Gewährleistung bezüglich der Leistungskurve geregelt ist.

Es bietet sich zunächst die Vermessung der Leistungskurve nach IEC 61400-12 mit Hilfe eines Meßmastes in Nabenhöhe an.

Als bei bestimmten Voraussetzungen kostengünstigere Variante (insbesondere bei großen Nabenhöhen) bietet sich die Nachmessung der Leistungskurven aller Anlagen über das Gondelanemometer an<sup>[6], [7]</sup>. Da das Gondelanemometer durch die Umströmung der Rotorblätter und der Gondel beeinflusst wird, ist eine Korrektur des Gondelanemometersignals erforderlich. Eine solche Korrektur kann von einem unabhängigen Institut durch die zeitgleiche Aufzeichnung des Gondelanemometers und der Windgeschwindigkeit in der ungestörten Strömung auf Nabenhöhe mit Hilfe eines Windmeßmastes bei der Messung der Leistungskurve der WEA an einem anderen Standort ermittelt und vom Hersteller zur Verfügung gestellt werden. Diese Korrektur kann dann auf andere Anlagen dieses Typs übertragen werden, wenn eine ganze Reihe von Voraussetzungen erfüllt sind. So kann die Leistungskurve nachvermessen werden, ohne einen teureren Meßmast zu verwenden. Zwar sind nach wie vor Aufzeichnungen der Temperatur, des Luftdruckes erforderlich, die gesamte Meßkette muß nachkalibriert werden, insbesondere muß das Gondelanemometer nach MEASNET/IEA kalibriert werden und die Position des Gondelanemometers dokumentiert werden. Trotzdem liegen die Kosten für eine Leistungskurvennachvermessung je nach Nabenhöhe meist weit unter der Hälfte der Leistungskurvenvermessung mit einem Meßmast. Da dieses Verfahren in keiner Meßnorm (IEC oder IEA) festgelegt ist, bleibt nichts anderes übrig, als im Kaufvertrag alle Details über eine eventuell erforderliche Nachvermessung festzuhalten.



**Bild 1:** Prinzip der Verifikation der Energieerträge

**Figure 1:** Principle of energy yield verification. The energy yield determination based on actual wind speed measurement is compared with real achieved energy production for a certain time period

Als dritte Variante können Energieerträge in Relation zu einem in der Nähe des Windparks aufgebauten Windmeßmast (Kalibration der Anemometer und Meßaufbau nach MEASNET/IEA) verifiziert werden (siehe Bild 1). Es ist dann sowohl die Leistungskurve als auch die Verfügbarkeit, der Parkwirkungsgrad und das Micro Siting (unterschiedliche Windverhältnisse an den unterschiedlichen Anlagenstandorten bzw. in Relation zum Meßmast) in der Verifizierung mit enthalten, so daß es sich nicht mehr um eine reine anlagenspezifische Verifizierung handelt. Zur Zeit wird eine IEC Norm explizit zu dieser Fragestellung erarbeitet. Das Ergebnis einer solchen Messung sind sogenannte windrichtungsabhängige Windparkleistungskurven, d. h. für alle zwölf 30°-Sektoren wird jeweils die elek-

trische Leistung des gesamten Windparks über der Windgeschwindigkeit angeben. Es wurde des öfteren schon angeregt, Energieerträge nicht in Relation zu einem Referenzwindmast zu garantieren, sondern bezogen auf einen jährlichen *Windindex*. Der Übertragbarkeit solcher Windindices auf eine spezielle Windparkfläche ohne Berücksichtigung der Nabenhöhe, der lokalen Gegebenheiten und des Einflusses der jährlich unterschiedlichen Windrichtungsverteilungen sind jedoch Grenzen gesetzt, so daß sich hier beide Vertragsparteien auf dünnes Eis begeben. Das DEWI prüft zur Zeit, ob nicht einzelne, sorgfältig ausgewählte Referenzwindmasten für mehrere Windparks in der Umgebung als Referenzwindmasten für die Verifizierung von Energieerträgen herangezogen werden können.

#### 4. Zusammenfassung

Welche Art der Verifizierung von Energieerträgen und welche Gewährleistungen im Einzelfall zum Tragen kommen ist Sache der Vertragspartner<sup>[8], [9]</sup>. Es soll hier auch noch einmal daran erinnert werden, daß Gewährleistungen von Schallkennwerten immer in Relation zur Gewährleistung von Leistungskurven und Energieerträgen betrachtet werden müssen<sup>[8], [9]</sup>. Wenn die exzellenten Möglichkeiten, die inzwischen viele Anlagentypen bieten, durch Variation der Drehzahl oder des Blatteinstellwinkels in der Nachtzeit schalloptimiert betrieben werden zu können, an einigen schallkritischen Standorten genutzt werden, sollte die eventuell damit verbundene Energieertragseinbuße quantifiziert werden. Über einige der erwähnten Meßverfahren bestehen bisher nur wenige Erfahrungen in Forschungsprojekten und in praxisnahen Messungen, so daß gewährleistet sein sollte, daß stets die aktuellen Erkenntnisse und Erfahrungen in die Formulierungen des Kaufvertrages mit einfließen, um die Planungssicherheit zu erhöhen und das finanzielle Risiko eines Windparks zu minimieren.

#### Literatur

- [1] Troen, I.; Petersen E. L.: European Wind Atlas, Risø National Laboratory, 1989
- [2] Klug, H.; Albers, A.; Hirsch, C.: How complex can a wind speed measurement be?: *Proceedings of the IEA-Expert Group Meeting Power Performance in Complex Terrain*, Athens, Dec. 1997.
- [3] Molly, J. P.: MEASNET: Network of European measuring institutes. - *DEWI-Magazin (1998) 12, S. 75-79*

- [4] Albers, Axel; Klug, Helmut: Windmessung ist nicht gleich Windmessung, Erneuerbare Energien (1999) 7, S. 30-31
- [5] Albers, A.; Gerdes, G.: Wind Farm Performance Verification, DEWI-Magazin (1999) 14, S 24-35
- [6] Albers, A.; Klug, H.; Westermann, D.; Gerdes, G.: Power Performance Verification. EWEC 99, Nizza, Proceedings of the European Wind Energy Conference (in preparation)
- [7] Albers, Axel; Klug, Helmut; Westermann, Dieter: Alternative Methoden der Leistungskennlinienmessung. DEWEK '98: 4. Deutsche Windenergie-Konferenz, 21. bis 22. Okt. 1998 in Wilhelmshaven. - Wilhelmshaven: DEWI, 1999. S. 207-210
- [8] Klug, Helmut: Energieertrag garantiert?: Gewährleistungsfragen in Kaufverträgen von Windenergieanlagen. - Erneuerbare Energien (1999) 2, S. 34-35
- [9] Klug, Helmut; Gabriel, Joachim; Osten, Tjado: Reduzierung der Schallabstrahlung von Windenergieanlagen: mehr Planungssicherheit zur Einhaltung d. Immissionsrichtwerte. - DEWEK '98: 4. Deutsche Windenergie-Konferenz, 21. bis 22. Okt. 1998 in Wilhelmshaven. - Wilhelmshaven: DEWI, 1999. S. 191-194

Dr. Helmut Klug Jahrgang 1954 Studium der Physik in Darmstadt und Frankfurt · Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Bremer Institut für Betriebstechnik und Angewandte Arbeitswissenschaft · Promotion an der Universität Oldenburg im Bereich Akustik (Meteorologische Einflüsse auf die Schallausbreitung)

Seit Gründung des DEWI (1990) Leiter der Abteilung Testfeld.  
Arbeitsschwerpunkte:



- Leistungskurvenvermessung (Forschungsprojekte, Gremienarbeit in IEC und CENELEC, Vermessungen )
- Akustik (Forschungsprojekte, Schallimmissionsprognosen, Schallmessungen, Gremienarbeit)
- Anemometerkalibration und Windmessungen (Forschungsprojekte, Gremienarbeit und kommerzielle Messungen).

Veröffentlichungsliste beim DEWI abrufbar.