

# Auf die Verteilung kommt es an

## Windgutachten: Höhere Genauigkeit ohne höheren Aufwand?

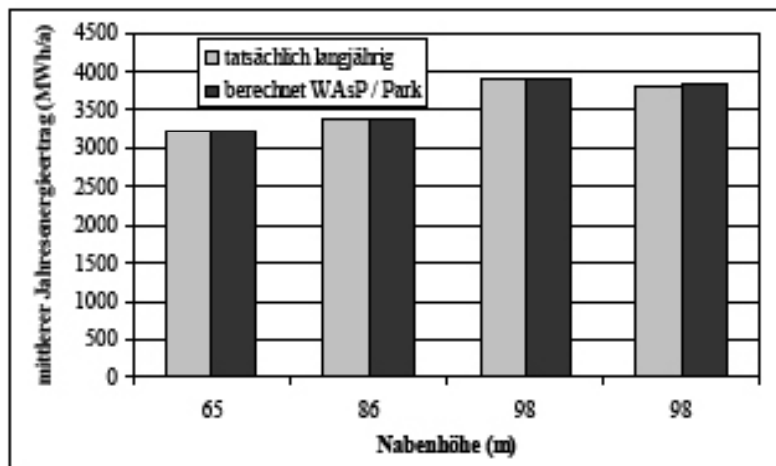
Traditionell werden in Deutschland nur sehr wenige Windmessungen für Windkraftprojekte durchgeführt. Es hat sich als praktisch und kostengünstig erwiesen, Wind- und Ertragsgutachten in der Regel auf den Energieerträgen bestehender Windenergieanlagen aufzubauen. Da ja eigentlich die Kunden nicht an Aussagen zu den Windverhältnissen, sondern den Energieerträgen der geplanten Anlagen interessiert sind, liegt dies nahe.

Allerdings kann so kein detailliertes Bild von den Windverhältnissen entstehen. Es wird leicht vergessen, dass eine genauere Kenntnis des Windes hin und wieder sinnvoll wäre. Diese kann nicht nur über Windmessungen, sondern in gewissem Maß auch über die Betriebsführungsdaten von WEA erreicht werden, was aber nur selten genutzt wird. Häufig könnte so beispielsweise die Windrichtungsverteilung genauer ermittelt werden als nur über die rechnerische Übertragung von weiter entfernten Wetterstationen oder gar aus ebenfalls rechnerisch ermittelten Daten zum Wind in großen Höhen. Zur Turbulenz können allerdings belastbare Aussagen nur mit Windmessungen gemacht werden.

Die bei Windparks im Spiel befindlichen Investitionssummen sind inzwischen sehr hoch. Daher erstaunt es nicht, dass die Genauigkeitsanforderungen an Windgutachten ständig steigen und Details häufig prozentgenau diskutiert werden. Es wäre dann aber auch angebracht, einen erheblich größeren Aufwand für Windgutachten zuzulassen, sei es über die Bereitstellung von mehr Daten oder aber auch durch Windmessungen. Am Beispiel der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in größeren Höhen über Grund soll gezeigt werden, wie derzeit auf Grund der fehlenden Detailkenntnisse zum Wind erhebliche Ungenauigkeiten in Kauf genommen werden.

Als vor etwa neun Jahren die ersten WEA mit Nabenhöhen um 100 m auf dem Markt erschienen, entbrannte eine Diskussion über die Zuverlässigkeit der Berechnungen mit dem üblichen Modell WAsP für solche Höhen. Nach Angaben der Entwickler war dieses Modell hier als unsicher anzusehen. Inzwischen gibt es zahlreiche Anlagen mit solchen Nabenhöhen, so dass diese Wissenslücke zumindest hinsichtlich der Energieerträge geschlossen werden kann.

Abb. 1: Vergleich der berechneten und tatsächlichen Energieerträge von Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Nabenhöhen



## Was leistet WAsP?

Nach unserer Beobachtung gibt WAsP die Veränderung der *Energieerträge* von WEAn zwischen 60 m und 100 m über Grund an typischen Windkraftstandorten in Mitteleuropa in der Regel sogar besser wieder als zwischen 30 und 60 m. In Abbildung 1 werden die berechneten und tatsächlichen Energieerträge in einem Windpark mit unterschiedlichen Nabenhöhen, aber gleichem Anlagentyp verglichen. Die WAsP-Berechnungen geben in Abbildung 1 die Realität sehr gut wieder. Ähnliches wurde an vielen Stellen beobachtet. Es sei aber nicht verschwiegen, dass in Deutschland auch Ausnahmen zu finden sind. Erhebliche Abweichungen werden in Regionen wie Südeuropa, in denen die Winde stark durch thermische Vorgänge verursacht sind, beobachtet.

Überraschenderweise unterschätzt dagegen WAsP häufig die Steigerung der mittleren *Windgeschwindigkeit* mit der Höhe (das so genannte Höhenprofil) im Höhenbereich 50 bis 100 m ein wenig, wie in einem Beispiel in Abbildung 2 gezeigt wird. Hier werden die Windmessdaten eines Binnenlandstandortes mit der entsprechenden Berechnung verglichen.

Der scheinbare Widerspruch zwischen den obigen Aussagen beziehungsweise den Abbildungen 1 und 2 lässt sich aufklären, wenn nicht nur mittlere Windgeschwindigkeiten und Energieerträge, sondern auch die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit betrachtet werden.

Da aus Deutschland nur relativ wenige Windmessdaten aus Höhen um 100 m und darüber vorliegen, ist noch nicht

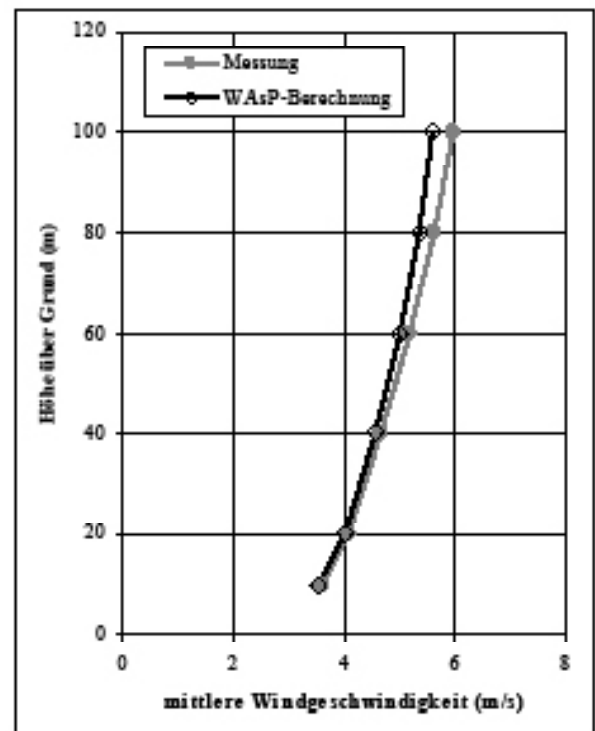
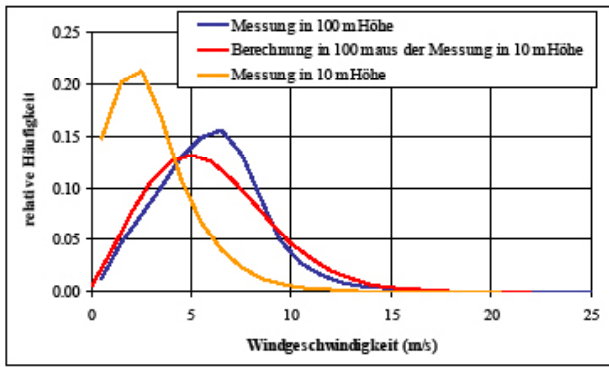


Abb. 2: Vergleich eines berechneten und eines gemessenen Höhenprofils der mittleren Windgeschwindigkeit



allgemein bekannt, dass hier die berechneten Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit mit den beobachteten nur schlecht übereinstimmen. Dies wird in Abbildung 3 gezeigt. Dazu wurde eine in 10 m Höhe gemessene Häufigkeitsverteilung mit WASP auf 100 m Höhe übertragen und mit einer dort direkt gemessenen Häufigkeitsverteilung verglichen. Dies entspricht etwa dem in Deutschland üblichen Verfahren, für Berechnungen in großen Höhen die in niedrigen Höhen an Wetterstationen gemessenen Häufigkeitsverteilungen zu verwenden. Es sei aber auch angemerkt, dass wir bisher keine wesentlich anderen Häufigkeitsverteilungen in den Fällen vorgefunden haben, in denen statt Wetterstationsdaten Höhenwinddaten verwendet worden sind.

Nach Abbildung 3 unterscheiden sich die Formen der Häufigkeitsverteilungen in 10 m und 100 m Höhe erheblich. Prinzipiell wird dies von WASP richtig erfasst. Die tatsächliche Verteilung in 100 m Höhe ist aber noch etwas schmäler als die berechnete. In dieser Hinsicht ist der Verlauf in Abbildung 3 typisch für viele Messungen in 80 bis 100 m Höhe.

## Fehleinschätzungen

In der Realität treten also wesentlich seltener Windgeschwindigkeiten über 10 m/s auf, als berechnet wird. Das bedeutet, dass in Deutschland eine – gemessen an der Rotorkreisfläche – relativ hohe Nennleistung (auch „hohe flächenspezifische Nennleistung“ genannt) meistens eine weniger wirtschaftliche Lösung darstellt, als die Berechnungen ergeben. Nach einer Phase, in der WEAn häufig mit relativ großen Rotoren und nur mäßigen Nennleistungen eingesetzt wurden, scheint derzeit wieder ein Trend zu relativ großen Nennleistungen zu bestehen. Der dafür notwendige Mehraufwand an Material und Kosten dürfte weniger sinnvoll sein, als angenommen wird. Dies wird von den Berechnungen aber nicht korrekt wiedergegeben.

Eine Folge dieser zu breit berechneten Häufigkeitsverteilungen ist auch, dass bei der Übertragung von Betriebsergebnissen bestehender WEAn mit niedriger flächenspezifischer Nennleistung (zum Beispiel NEG Micon NM 82/1500 oder Vestas V90-2.0 MW) auf geplante WEAn mit hoher flächenspezifischer Nennleistung (zum Beispiel Enercon E-70 2.3 MW oder Vestas V90-3.0 MW) zu hohe Energieerträge berechnet werden und beim umgekehrten Vorgang zu niedrige. Dieses Problem ist mangels entsprechender Messdaten weitgehend unbekannt und wird daher derzeit in Windgutachten nicht beachtet. Die Abweichung hängt stark vom Standort und von den verwendeten Wetterstationsdaten ab. In einigen Testrechnungen wurden für Nabenhöhen um 100 m Fehler in der Größenordnung von 2 bis 6 % ermittelt. Für deutlich größere Nabenhöhen ist die Situation noch unklar.

Eine weitere Folge dieser Abweichung der Berechnungen von der Realität ist, dass die Ertragsverluste auf Grund von Sturmabschaltungen selbst bei WEA-Typen mit relativ niedriger Abschaltwindgeschwindigkeit deutlich geringer sind, als häufig angenommen wird. Die dabei entstehende Abschalthysterese hat in der Praxis an vielen Standorten keine nennenswerte Bedeutung.

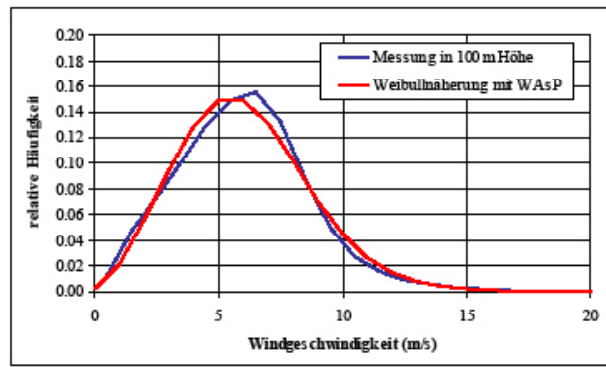


Abb. 3: Vergleich von berechneten und gemessenen Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit


Abb. 4: Vergleich einer gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit einer Weibullnäherung

Doch selbst wenn Messdaten aus größeren Höhen vorliegen, ist zu beachten, dass die meisten Berechnungsverfahren wie zum Beispiel WASP die gemessenen Häufigkeitsverteilungen nicht direkt für die Ertragsberechnungen verwenden. In der Regel werden sie mit Weibullfunktionen angenähert. Dabei entstehen je nach Standort teilweise erhebliche Ungenauigkeiten. In Abbildung 4 wird dies anhand des zuvor schon behandelten Falls gezeigt.

Die in Abbildung 4 erkennbare Art der Abweichung zwischen der gemessenen Häufigkeitsverteilung und der Weibullnäherung ist recht typisch. Der Fehler einer Ertragsberechnung beträgt je nach Leistungskennlinie etwa 1 bis 2 %. Allerdings wurden schon Fälle mit Abweichungen von über 5 % beobachtet, während in anderen Fällen die gemessenen Häufigkeitsverteilungen sehr gut mit Weibullfunktionen angenähert werden konnten. Die Auswirkungen auf die Ertragsberechnungen hängen demnach stark vom jeweiligen Standort und von der verwendeten Leistungskennlinie ab.

Mit entsprechenden Kontrollrechnungen und auch geeigneten zusätzlichen Berechnungsprogrammen und Korrekturen können diese Fehler minimiert werden. Beispielsweise skaliert das Berechnungsprogramm WindFarmer von Garrad Hassan die tatsächlichen Häufigkeitsverteilungen. Sofern die Messhöhe ähnlich der geplanten Nabenhöhe ist, sind diese Ertragsberechnungen deutlich genauer als die von WASP. Bei starken Höhenunterschieden berechnet dieses Verfahren jedoch noch weniger realistische Häufigkeitsverteilungen als WASP.

## Fazit

Auch in Deutschland sollten mehr Windmessungen durchgeführt werden, um die tatsächlichen Windverhältnisse besser kennen zu lernen. Grundsätzlich – unabhängig vom Land – sollten Windmessungen bis relativ nahe zur geplanten Nabenhöhe reichen. Hierdurch können die Ertragsberechnungen erheblich genauer werden. Allerdings besteht auf dem Markt noch kein Konsens über die Methodik zur Auswertung und zum Langzeitbezug von Windmessungen, so dass eine Windmessung alleine für eine hohe Investitionssicherheit nicht genügt. Auf der Seite der Auswerteverfahren und Berechnungsmodelle sind noch erhebliche Verbesserungen notwendig und möglich. 



## Herbert Schwartz

anemos-jacob GmbH  
Oldershausener Hauptstr. 22  
21436 Oldershausen  
Tel. 04133/210696  
E-Mail: wind@anemos-jacob.de

Der Autor beschäftigt sich seit 1984 mit Windenergie und ist seit sieben Jahren Windgutachter bei anemos-jacob.