

Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen

Dipl.-Ing. Marten Seifert
Schleswig, 2002

Windenergieanlagen moderner Bauart mit mehreren Megawatt Leistung und Rotordurchmessern von 80 m und mehr erfordern höhere Türme.

Darüber hinaus macht es unter dem Gesichtspunkt der Ertragssteigerung durchaus Sinn, größere Nabenhöhen anzustreben.

Die Fa. SeeBA Energiesysteme (SeeBA Energiesysteme in Stemwede, Tel.: 05773 / 8508, www.seeba-online.de) stellt Gittermasten für die gängigen Anlagen-Typen her, die somit in Nabenhöhen von 125 m und darüber arbeiten können.

Unsicherheit über die Windverhältnisse

Herkömmliche Windgutachten, die sich auf die Windatlas-Methode stützen, weisen oberhalb von 100 m erhebliche Unsicherheiten in der Windprognose auf. Es werden seitens der Windgutachter Sicherheitsabschläge von 20 bis zu 30 % vorgenommen, da die Extrapolation der Bodenwindgeschwindigkeiten (meistens in 10 m ü. Gr. gemessen) auf Höhen von 100 m und darüber heikel erscheint.

SeeBA als Hersteller und Vertreiber von WEA mit großen Nabenhöhen hat im Rahmen einer Diplomarbeit an der Fachhochschule Flensburg eine Untersuchung der Windverhältnisse bis 200 m Höhe vornehmen lassen.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden Daten von Windmessmasten in Hamburg und Dannenberg in Niedersachsen ausgewertet und mit Ergebnissen der Sodarmessungen von Dr. Stefan Emeis¹ (IFU Garmisch-Partenkirchen) verglichen.

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Für die Ausnutzung der Windenergie ist die Windgeschwindigkeit von großer Bedeutung. Die Leistung einer WEA, die proportional zur Energieproduktion ist, wird neben anderen, anlagenspezifischen Faktoren

durch die Windgeschwindigkeit in der 3. Potenz bestimmt.

Weiterhin ist von Bedeutung, wie häufig bestimmte, für die Anlage günstige Windgeschwindigkeiten auftreten.

Die Häufigkeitsverteilung gibt an, wie oft eine bestimmte Windgeschwindigkeit in dem Mess- oder Prognosezeitraum auftritt.

Entsprechend der Leistungskurven der Hersteller werden die einzelnen, diskreten Windgeschwindigkeitswerte in Klassen von 1 m/s Breite eingeteilt und deren Häufigkeit in Prozent angegeben.

Die typische Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit findet sich auch in weiteren, natürlich verteilten Vorgängen² wieder und kann mit der Häufigkeitsverteilung nach Weibull beschrieben werden.

Die Weibull-Verteilungsfunktion:

$$h(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k}$$

Somit kann durch die Angabe nur einer mittleren Windgeschwindigkeit (A ist die auf die Weibull-Funktion skalierte mittlere Windgeschwindigkeit: $A \approx 1,128 \cdot v$ bei $k=2,0$) und eines weiteren Parameters k , auf den später genauer eingegangen wird, die gesamte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeitsklassen (v) bestimmt werden.

Die Werte der Parameter der Häufigkeitsverteilung nach Weibull liegen z.B. im Windatlas oder in WindPro vor. Hieraus kann für jeden Standort, für den eine mittlere Windgeschwindigkeit (A -Parameter) und der sogenannte Formparameter (k -Parameter) vorliegen, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit angegeben werden. Für die Ausnutzung der Windenergie günstig sind natürlich hohe Windgeschwindigkeiten, also hohe Werte für A .

Weniger offensichtlich, aber dennoch von Bedeutung ist die günstige Verteilung von Windgeschwindigkeiten. Diese drückt sich, bedingt durch die

Beschaffenheit der Weibull-Funktion (natürliche Exponentialfunktion, siehe nebenstehende Gleichung), in einem niedrigen k -Parameter aus³.

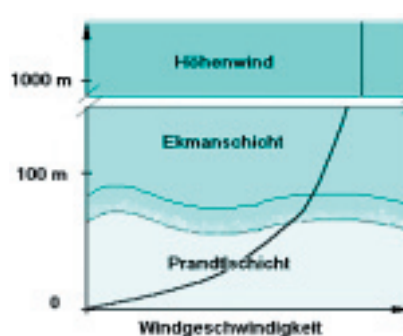
Mit diesen Angaben zur Windgeschwindigkeit kann anhand der Leistungskurve der WEA der Energieertrag in dem entsprechenden Zeitraum (üblicherweise 1 Jahr, für differenziertere Betrachtungen 1 Monat) berechnet werden.

Die Anwendung der Häufigkeitsverteilung nach Weibull ermöglicht also eine Bestimmung des Energieertrages einer WEA aus deren Leistungskurve nur mit der skalierten mittleren Windgeschwindigkeit A und dem Formparameter k .

Die planetarische Grenzschicht

Die A und k -Parameter der Weibullverteilung, wie sie der Windatlas und WindPro verwenden, beruhen auf Messungen der Windgeschwindigkeit in der unteren Grenzschicht unserer Atmosphäre bis ca. 100 m.

Windprofil der planetarischen



Grenzschicht:

Abb. 1: Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit in der planetarischen Grenzschicht. Deutlich erkennbar nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe zu. Der Windgradient nimmt jedoch mit steigender Höhe ab. Der Übergang von der Prandtl-Schicht in die darüberliegende Ekman-Schicht liegt in der Regel bei 70 bis 80 m. tagesgangsabhängig kann die Höhe des Übergangsbereichs hiervon erheblich abweichen.

¹ Emeis, S., 2001: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar. Meteorol. Z., 10, 141-149

² Statistik, Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik, Hartung, Elpelt, Klösner, Oldenburg Verlag München Wien oder auch www.weibull.de

³ „Europäischer Windatlas“, I. Troen u. E. L. Petersen, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

Mittels des logarithmischen oder des exponentiellen Höhenprofils der Windgeschwindigkeit wird von den Bodenwindwerten (gemessen in 10 m Höhe über Grund) in die Höhe der Nabe der zu begutachtenden WEA am geplanten Standort extrapoliert.

Je nach Standortlage und lokalen Witterungsbedingungen wird ein bestimmter Windgradient eingesetzt um eine Windgeschwindigkeit in die Nabenhöhe zu extrapolieren. Der k-Parameter wird in den meisten Fällen monoton steigend angenommen (WindPro z.B. nimmt eine Änderung von k mit der Höhe von 0,008/m an). Diese Annahmen, verifiziert durch Messungen und Berechnungen mittels des logarithmischen Windprofils, beschreiben die tatsächlichen Windverhältnisse in der Prandtl-schicht sehr gut und führen zu verlässlichen Ertragsprognosen bei WEA mit Nabenhöhen bis ca. 70 m und Rotordurchmessern von bis zu 50 m. Neue WEA mit Turmhöhen von über 100 m und Rotordurchmessern von 80 m arbeiten zum größten Teil oder vollständig in der Ekmansschicht, in der die Zunahme und die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe anders als in der Prandtl-schicht verläuft.

Auswertung der Messungen in Hamburg und Dannenberg

Messungen der Windgeschwindigkeit in Höhen bis 200 m im Flachland haben ergeben, dass die Methode der Extrapolation des

Windatlas-Werten gegenüber.

Die absoluten Werte für A sind durch die unterschiedlichen Zeitpunkte bzw. Zeiträume der Messung weniger von Bedeutung, als deren Änderung mit der Höhe.

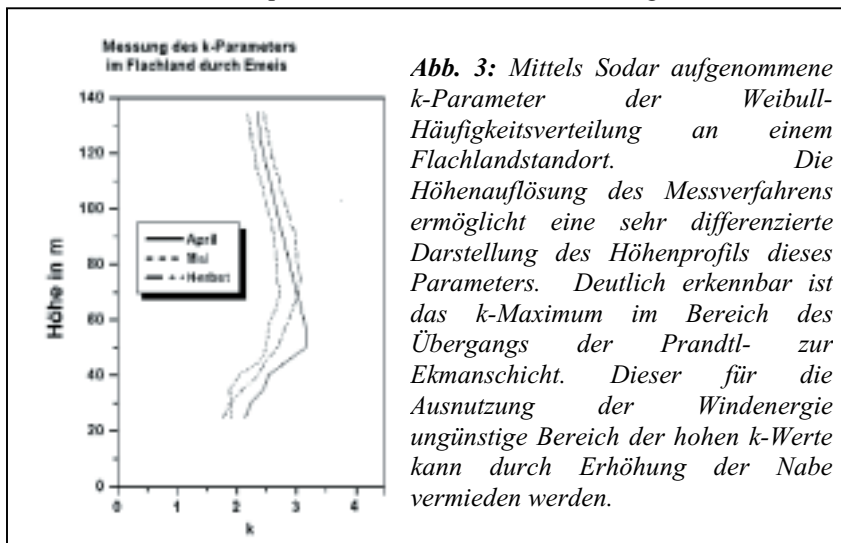


Abb. 3: Mittels Sodar aufgenommene k-Parameter der Weibull-Häufigkeitsverteilung an einem Flachlandstandort. Die Höhenauflösung des Messverfahrens ermöglicht eine sehr differenzierte Darstellung des Höhenprofils dieses Parameters. Deutlich erkennbar ist das k-Maximum im Bereich des Übergangs der Prandtl- zur Ekmansschicht. Dieser für die Ausnutzung der Windenergie ungünstige Bereich der hohen k-Werte kann durch Erhöhung der Nabe vermieden werden.

Bodenwindes in die Höhe, wie sie bisher vorgenommen wurde, hier nur eingeschränkt gilt.

So wird der vertikale Windgradient mit der Höhe geringer, dafür aber wird die Häufigkeitsverteilung (erkennbar an einem niedrigeren k-Parameter) für die Ausnutzung der Windenergie günstiger. Abb. 2 stellt hier die gemessenen Parameter der Häufigkeitsverteilung den

Messungen des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit durch Emeis (Abb. 3) zeigen noch stärker als die Anemometermessungen in Hamburg und Braunschweig eine Höhenänderung des k-Parameters mit einem deutlichen Maximum an der Grenze zwischen Prandtl- und Ekmansschicht. Die groben Höhenauflösungen der Messmasten in Hamburg und bei Braunschweig

WEA mit 80 m Rotordurchmesser und 70 bzw. 125 m Nabenhöhe im Windprofil (gemessen und dem Windatlas entnommen)

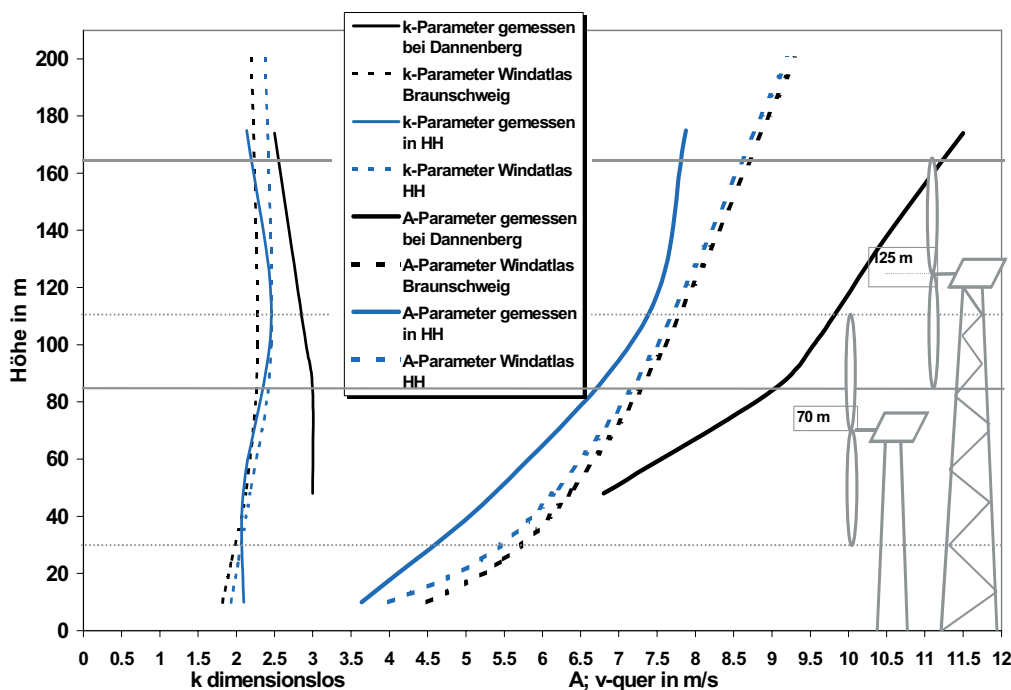


Abb. 2: Gemessene und dem Windatlas entnommene Höhenprofile der Windgeschwindigkeit an den Standorten Hamburg (HH) und Braunschweig.

Deutlich erkennbar arbeitet die WEA mit einer Nabenhöhe von 125 m im Bereich höherer Windgeschwindigkeiten (sowohl gemessen als auch dem Windatlas entnommen). Der gemessene k-Parameter nimmt mit der Höhe stärker ab, als der Windatlas angibt. Der Windgradient der Messungen ist in diesen Höhen geringer, als in der Prandtl-schicht, was zu einer homogenen Belastung der WEA führt.

geben den in der Abb. 3 dargestellten Bereich nicht so detailliert wieder. Ein tatsächlich hoher Wert von k im Bereich zwischen ca. 60 und 80 m wird durch die Messhöhen in 10, 50, 110 und 175 m nicht erfasst. Vor diesem Hintergrund sind die Messungen des k -Parameters an diesen Standorten als eher konservativ im Sinne des Windatlasses zu bewerten. Nimmt man eine Nabhöhe von 70 m an, so liegt diese genau auf Höhe des Maximums von k .

Zu erwartende Ertragssteigerungen durch Erhöhung der Nabe:

70 m auf 125 m:	+ 59 %
90 m auf 125 m:	+ 26 %
90 m auf 160 m:	+ 45 %

Eine Ausnutzung der Windverhältnisse der Ekmanschicht ist also trotz des geringeren Windgradienten sinnvoll, da die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit hier für die Ausnutzung der Windenergie günstig ist und der Einfluss von Bodenrauigkeiten und Hindernissen deutlich geringer ist

Belastung der WEA in der Ekmanschicht

Neben diesen Effekten der Energiesteigerung wirkt sich die Erhöhung der Nabe auch positiv auf die Belastung des Rotors aus. Der geringere Windgradient über die gesamte Rotorfläche führt zu einer geringeren Lastdifferenz zwischen oberer und unterer Blattspitze (Abb. 4)

WEA mit 90 und 125 m Nabhöhe im gemessenen Windprofil

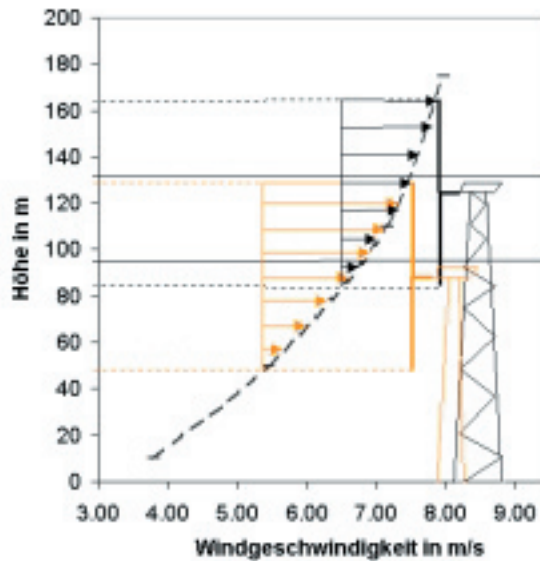


Abb. 4: WEA mit 77 m Rotor im gemessenen Windprofil. Deutlich zu erkennen ist der geringere Windgradient über den Rotordurchmesser der höheren Anlage (125 m Nabhöhe), die vollständig in der Ekmanschicht operiert. Hieraus resultiert eine geringere Belastung der gesamten Anlage.

Fazit:

Höhere Windgeschwindigkeiten und deren günstige Häufigkeitsverteilung in der Ekmanschicht führen zu höheren Energieerträgen bei WEA mit größeren Nabhöhen.

Vor allem bei den heutigen und zukünftigen Anlagen mit großen Rotordurchmessern ist ein hoher Turm notwendig, um den gesamten Rotor in der Ekmanschicht arbeiten zu lassen. In dieser sind die Windverhältnisse überwiegend durch den Höhenwind und weniger durch turbulenzverursachende Bodenrauigkeit und Hindernisse bestimmt.

Darüber hinaus führt der geringere Windgradient in diesen Höhen zu einer niedrigeren Belastung des Rotors und damit der gesamten Anlage.