

Windjahre im Vergleich

Comparison of Annual Wind Statistics

Albers, Axel; DEWI

Summary

Based on the measurements at DEWI's 130 m high meteorological mast located near Wilhelmshaven (Fig. 1), Germany, a comparison of annual wind conditions during 1993-1996 was performed. The year 1996 has shown an untypical distribution of wind directions with easterly to south-easterly winds as the most frequent directions. Usually, the prevailing wind direction is southwest. In addition, 1996 had a disappointing wind potential with an average wind speed of 6 % and an average energy flux density of 20 % below the average values of the period 1993-1996. To evaluate the yearly wind potential in terms of the practical wind energy utilisation, it has to be taken into account that at high wind speeds the rotor power has to be limited according to the generator size and hence the wind can generally not be converted as effective as below rated wind speed. Therefore, the measured wind speed distribution of each year has been weighted with theoretical power curves for the derivation of an annual wind index. As the wind measurements at the 130 m mast are influenced by different obstacles, the resulting wind index depends significantly on the measuring height. At the concerning mast only the measurements at heights larger than 32 m, namely 62 m, 92 m and 126 m, are suitable for the evaluation of a wind index. Furthermore, the ratio between generator size and rotor size has to be considered in the discussion of the wind index because this ratio strongly influences the rated wind speed.

The wind index of 1996 has been found to be in order of 87 %-92 % related to the average conditions of 1993-1996. 1994 had the best wind conditions of the period 1993-1996 with a wind index of 105-108 %.

The introduced wind index can be transferred to other sites only if the location of the mast is within the same climate zone and a similar topological environment and no major wind obstacles are present. A monthly update of the wind statistics and the wind index will be available via Internet <http://www.dewi.de>.



Abb. 1: 130 m Meßmast des DEWI
Abb. 1: 130 m wind measurement mast of DEWI

1. Einleitung

Für viele Betreiber von Windenergieanlagen (WEA) besteht das Problem, die erzielten Betriebsergebnisse zu bewerten. Insbesondere wenn die geplanten Jahresenergieerträge nicht realisiert wurden, stellt sich die Frage nach der Ursache. Waren die Windbedingungen ungünstig oder hat die Windenergieanlage nicht befriedigend gearbeitet? Diese Frage kann prinzipiell nur beantwortet werden, wenn die Windstatistik genau an dem Ort der Windenergieanlage für den Bezugszeitraum bekannt ist. Um einen Überblick zu vermitteln, wie das Windangebot in den letzten Jahren schwankte, wurden die Meßdaten eines 130 m hohen Windmeßmastes des DEWI analysiert (Abb.1). Im folgenden sind die aufgezeichneten Windstatistiken der Jahre 1993-1996 wiedergegeben. Aus den Windmeßdaten wurde ein für die Windenergienutzung relevanter Windindex abgeleitet.

2. Der 130-Meter-Meßmast des DEWI

Der 130 m Windmeßmast des DEWI befindet sich nördlich von Wilhelmshaven ca. 5 km westlich des Jadebusens. Windmeßdaten wurden vom DEWI auf den Höhen 11 m, 32 m, 62 m, 92 m und 126 m seit ca. 5 Jahren nahezu lückenlos aufgezeichnet. Die Umgebung des Mastes ist durch ebenes Gelände mit einzelnen Gehöften gekennzeichnet, wie es im norddeutschen Küstengebiet häufig vorzufinden ist.

Die Windmessung wird durch verschiedene Windhindernisse beeinträchtigt. Bei Ostwind entsteht eine Störung der Windmessung durch die Umströmung des Windmeßmastes, da die Anemometer auf westlich ausgerichteten Auslegern montiert sind. Ferner wird die Windmessung bei östlichen Windrichtungen durch umstehende WEA beeinflusst. Bei südlichen, westlichen und nördlichen Windrichtungen werden die Anemometer weitestgehend ungestört angeströmt. Lediglich auf den unteren Meßhöhen, insbesondere auf 11 m Höhe, ist die Windmessung bei westlichen und nördlichen Windrichtungen durch nahegelegene Gehöfte in einem Abstand von ca. 100 m bis 400 m vom Windmeßmast beeinträchtigt. Eine genaue Beschreibung aller Windhindernisse ist in [1] gegeben. Trotz der nicht immer ungestörten Windmessung können die aufgezeichneten Winddaten bzgl. der Jahresmittel als indikativ gelten, zumal die weitaus am meisten gestörten östlichen Windrichtungsbereiche in der Regel nicht sehr häufig auftreten.

3. Windangebot der Jahre 1993-1996

In Abb. 2 sind die mittleren Windgeschwindigkeiten der Jahre 1993-1996 für verschiedene Meßhöhen aufgetragen. In den Jahren 1993 und 1994 wurden fast gleiche mittlere Windgeschwindigkeiten auf allen Meßhöhen gemessen. 1995 wick die mittlere Windgeschwindigkeit auf den oberen Meßhöhen 62 m, 92 m und 126 m im Vergleich zum Vorjahr um 2-3 % nach unten ab. 1996 wurden auf den oberen Meßhöhen deutlich niedrigere mittlere Windgeschwindigkeiten gemessen als in den Vorjahren. Dieser Sachverhalt spiegelt sich besonders deutlich in der mittleren jährlichen Energieflußdichte des Windes (Abb. 3). 1996 lag der gemessene Mittelwert der Energieflußdichte auf den Meßhöhen 62m, 92m und 126m etwa 19% unter dem Mittelwert aller vier Meßjahre.

Hingegen wick 1996 das gemessene mittlere Windangebot auf der untersten Meßhöhe (11 m) kaum von den Vorjahren ab. Der Grund hierfür ist, daß die Beeinträchtigung der Windmessung durch umliegende Windhindernisse entscheidend von der Meßhöhe abhängt. Während die

oberen Anemometer hauptsächlich bei Ostwind durch den Windschatten des Meßmastes gestört werden, macht sich mit abnehmender Meßhöhe der Einfluß der Geländestruktur in der Umgebung zunehmend bemerkbar. Z. B. kann in Zeiträumen mit vorherrschend westlichen Winden, bedingt durch ein westlich vom Meßmast gelegenes Gehöft, die Windgeschwindigkeitsmessung auf 11m Höhe stärker beeinträchtigt werden als in Vergleichszeiträumen mit großem Ostwindanteil.

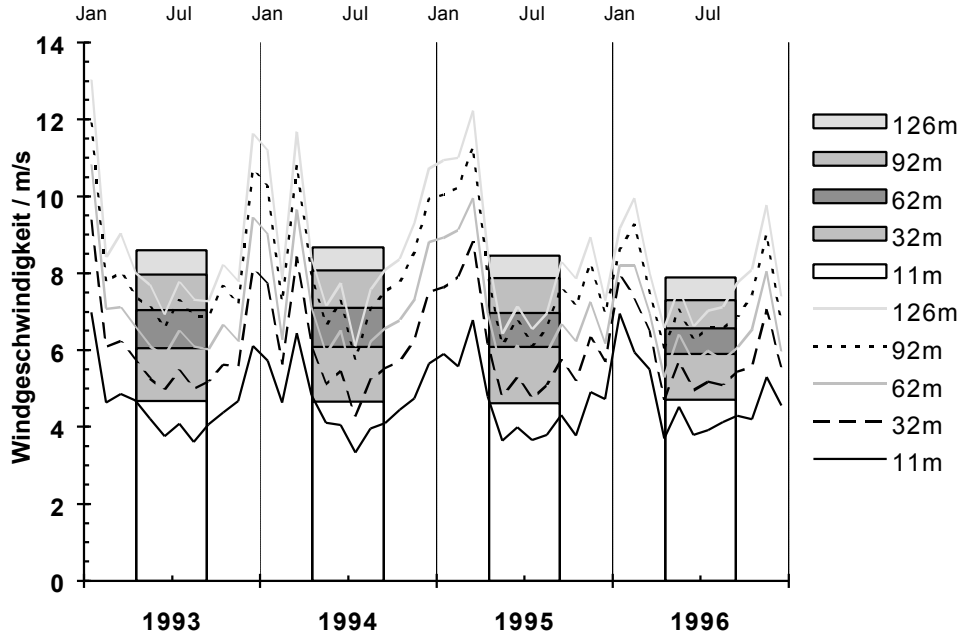


Abb. 2: Monatsmittel (Linien) und Jahresmittel (Balken) der Windgeschwindigkeit von 1993 bis 1996 auf verschiedenen Meßhöhen.

Fig. 2: Monthly (lines) and annual (bars) average wind speeds from 1993-1996 at different measuring heights.

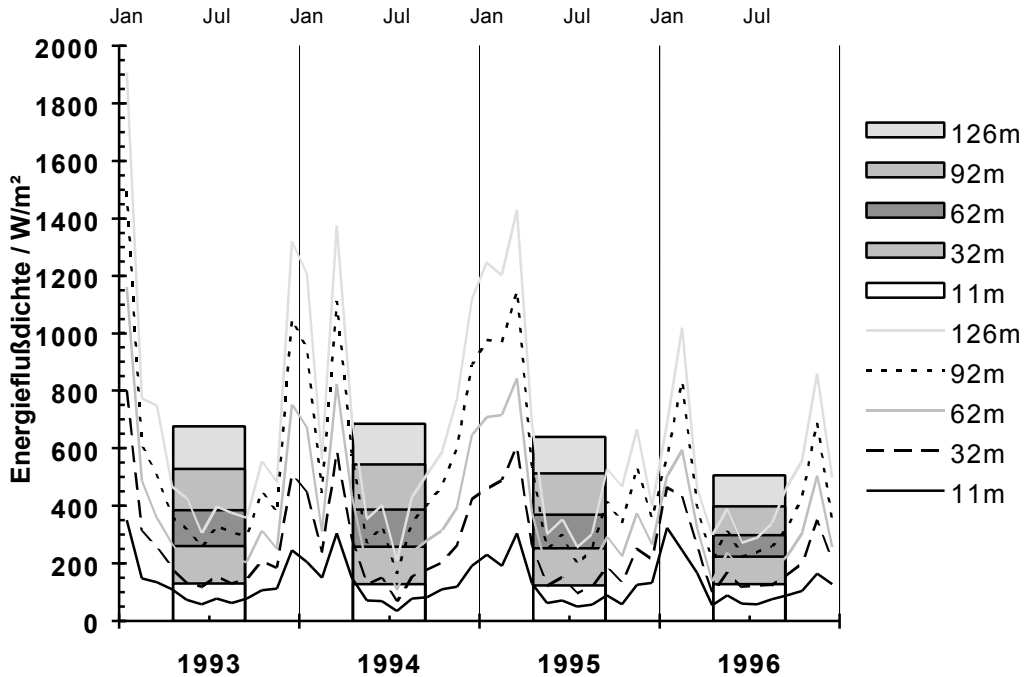


Abb. 3: Monatsmittel (Linien) und Jahresmittel (Balken) der Energieflußdichte des Windes von 1993 bis 1996 auf verschiedenen Meßhöhen.

Fig. 3: Monthly (lines) and annual (bars) average energy flux density from 1993-1996 at different measuring heights.

Da 1996 überdurchschnittlich häufig östliche Winde auftraten, wurde die mittlere Windgeschwindigkeit auf den unteren Meßhöhen relativ zu den Vorjahren angehoben. Hier zeigen sich deutlich die Grenzen von Windmessungen auf niedrigen Höhen hinsichtlich der Beurteilung des Windangebots.

In Abb. 2 und Abb. 3 sind neben den Jahresmittelwerten der Windgeschwindigkeit bzw. der Energieflußdichte des Windes auch Monatsmittel dargestellt. In den Jahren 1994 und 1995 war jeweils der März der windreichste Monat. Untypisch war der windschwache Herbst der Jahre 1995 und 1996.

Das geringe Windangebot des Jahres 1996 kommt auch in der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit zum Ausdruck (Abb. 4). Während die Jahre 1993-1995 ähnliche Häufigkeitsverteilungen aufwiesen, war die Windgeschwindigkeitsverteilung 1996 deutlich in Richtung geringerer Windgeschwindigkeiten verschoben.

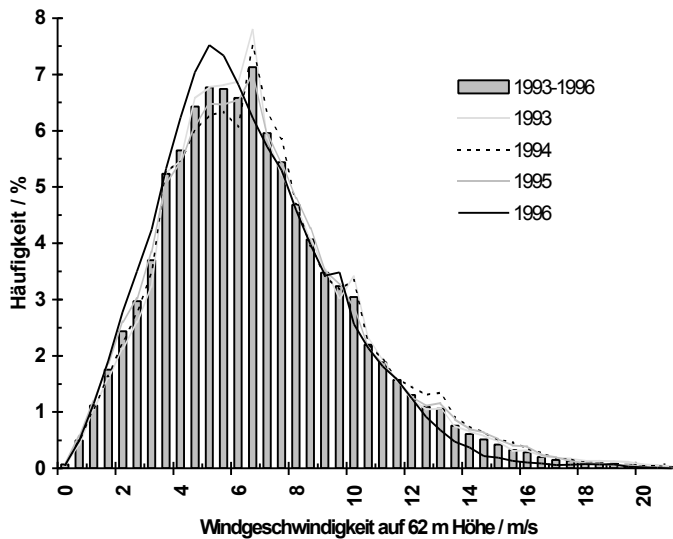


Abb. 4: Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in 62 m Höhe.

Fig. 4: Frequency distributions of wind speeds at a height of 62 m.

Die Sonderstellung des Windjahres 1996 wird durch die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung unterstrichen, welche in Abb. 5 im Vergleich zum Zeitraum 1993-1996 wiedergegeben ist. Während normalerweise am Standort des Windmeßmastes südwestliche Winde am häufigsten auftreten, hat die Windrichtungsverteilung 1996 ihre Maxima bei den Richtungen Ost-Südost. Noch extremer sind die Abweichungen des Jah-

res 1996 gegenüber dem Zeitraum 1993-1996 im Hinblick auf die Richtungsverteilung der im Wind enthaltenen Energie (Abb. 6).

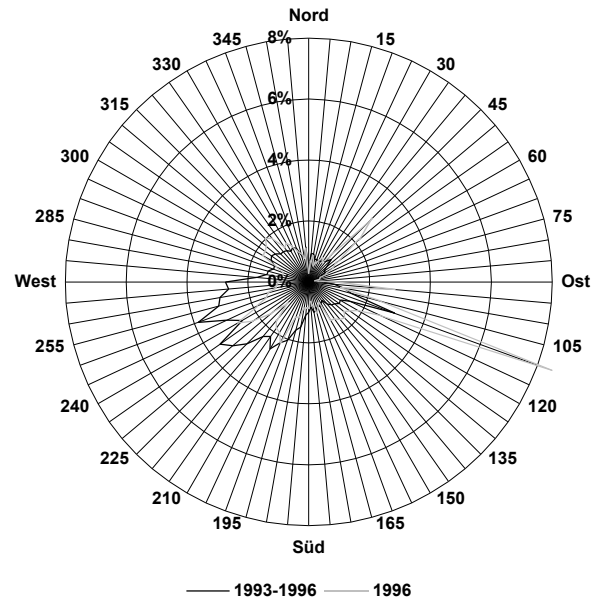
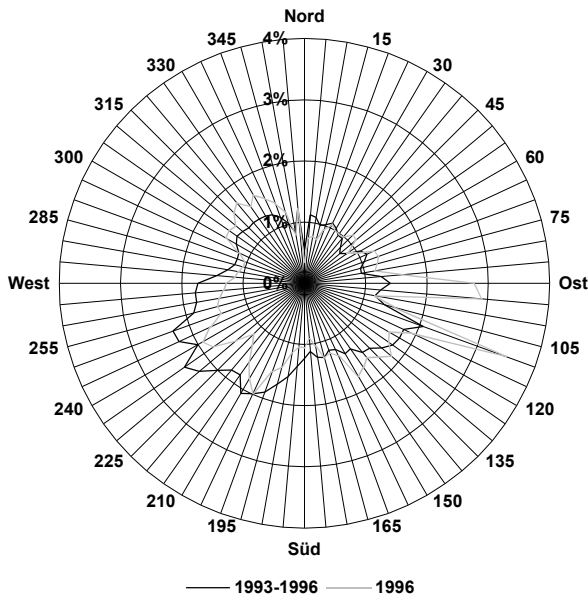


Abb. 5: Häufigkeitsverteilungen der Windrichtung in 62 m Höhe.
 Fig. 5: Frequency distributions of the wind direction at a height of 62 m

Abb. 6: Richtungsverteilungen des Windpotentials in 62 m Höhe.
 Fig. 6: Direction distributions of the wind potential at a height of 62 m.

4. Windindex

Für die Windenergienutzung ist nicht allein der Mittelwert der Windgeschwindigkeit oder der im Wind enthaltene Energiefluß eines Jahres maßgebend. Der mit einer WEA erzielbare Jahresenergieertrag wird vielmehr durch das Leistungsverhalten der WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit im Zusammenhang mit der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit des Jahres bestimmt. Im Vollastbereich muß die Rotorleistung auf die Nennleistung des Generators begrenzt werden, so daß der Wind bei hohen Windgeschwindigkeiten generell nicht so effektiv genutzt wird wie im Teillastbereich. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurden die gemessenen Windgeschwindigkeitsverteilungen der verschiedenen Jahre mit Hilfe von WEA-Leistungskurven bewertet.

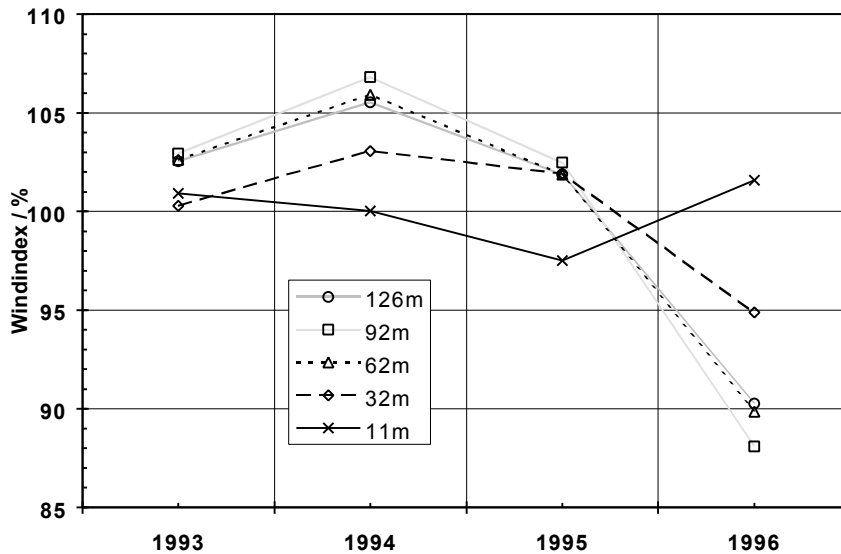


Abb. 7: Windindex auf Basis von Windmeßdaten für verschiedene Meßhöhen und der theoretischen Leistungskennlinie einer WEA mit einer flächenspezifischen Nennleistung von 400 W/m².

Fig. 7: Windindex based on wind measurements at different heights and a theoretical power curve of a WTGS with a specific rated power of 400W/m².

Der Jahresenergieertrag, welcher aus der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit eines Jahres und einer WEA-Leistungskurve folgt ($E_{WEA, \text{Jahr}}$), wurde auf den Jahresenergieertrag entsprechend der Windgeschwindigkeitsverteilung des Zeitraums 1993-1996 bezogen ($E_{WEA, 93-96}$), um den Windindex des betreffenden Jahres zu ermitteln:

$$\text{Windindex} = \frac{E_{WEA, \text{Jahr}}}{E_{WEA, 93-96}}$$

Der so ermittelte Windindex gibt Auskunft über die technisch erzielbare Windenergiegewinnung in einem Jahr im Vergleich zu einem anderen Zeitraum (hier 1993-1996).

Aus Abb. 7 wird deutlich, daß der Windindex entscheidend von der Höhe der Windmessung abhängt. Für das Windjahr 1996 ergeben z. B. die oberen drei Meßhöhen 62 m, 92 m und 126 m einen recht einheitlichen Windindex zwischen 88 % und 90%. Davon abweichend führt die Messung auf 32 m Höhe für 1996 zu einem Index von 95 %, während gemäß der 11 m-Messung 1996 mit einem Index von ca. 102 % sogar ein überdurchschnittliches Windjahr war. Die divergierenden Windindizes der verschiedenen Meßhöhen sind auf Einflüsse von Windhindernissen auf die unteren Anemometer zurückzuführen. Bei westlichen bis nordwestlichen Winden werden die unteren beiden Anemometer durch einzelne Gehöfte beeinträchtigt. In Zeiträumen mit großem Ostwindanteil, wie 1996, tritt diese Beeinflussung der Windmessung auf den unteren Meßhöhen relativ betrachtet nicht so häufig auf wie im Vierjahreszeitraum 1993-1996. Der Windindex des Jahres 1996 ermittelt aus den Meßhöhen 11 m und 32 m wird entsprechend angehoben.

An diesem Beispiel wird deutlich, daß die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung eines Jahres einen entscheidenden Einfluß auf den Jahresenergieertrag einer WEA haben kann, wenn z. B. durch das Gelände bedingte Windhindernisse oder auch weitere WEA in der Umgebung vorhanden sind. Der Windindex ist prinzipiell vom Standort und von der Höhe über Grund abhängig. Offensichtlich sind bzgl. des 130 m-Mastes des DEWI nur die oberen Windmessungen ab einer Höhe von 62 m für einen Windindex indikativ. Diese Windindizes können nur auf andere Standorte übertragen werden, wenn auch deren Anströmung auf den entsprechenden Höhen im wesentlichen frei von Hindernissen ist.

In Abb. 8 ist der Windindex bzgl. der Meßhöhe 62 m ermittelt aus unterschiedlichen theoretischen WEA-Leistungskurven wiedergegeben. Zunächst wird klar, daß allein der gemessene Mittelwert der Energieflußdichte eines Jahres für die Charakterisierung eines windenergiespezifischen Windindexes nicht geeignet ist.

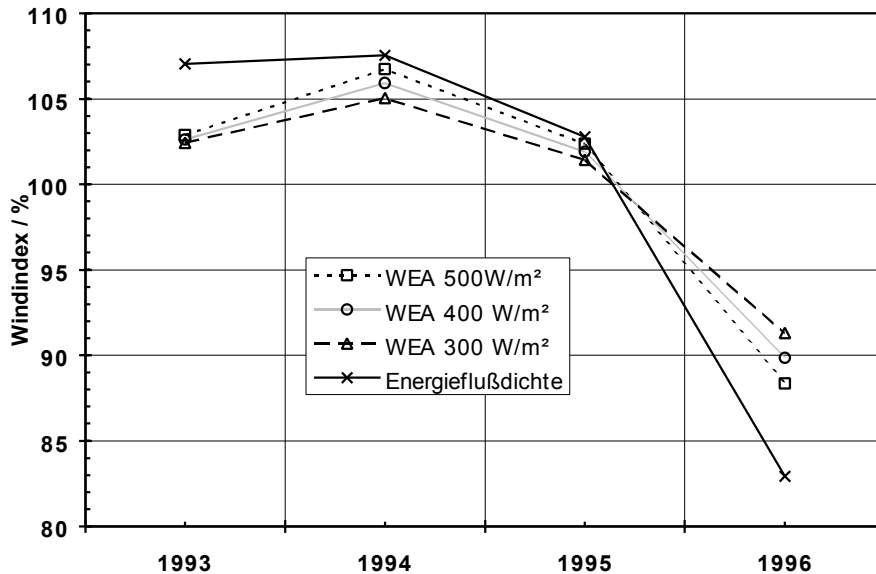


Abb. 8: Windindex auf Basis von Windmeßdaten auf 62 m Höhe für verschiedene WEA-Auslegungen sowie bzgl. der gemessenen Energieflußdichte des Windes.

Fig. 8: Windindex based on wind measurements at a height of 62 m for different WTGS-designs and with respect to the measured energy flux density.

Vielmehr muß bedacht werden, daß die Generatorleistung ab einer der Nennleistung entsprechenden Windgeschwindigkeit nicht mehr gesteigert werden kann. Die Nennwindgeschwindigkeit, bei der die Nennleistung des Generators erreicht wird, hängt maßgeblich von dem Verhältnis der Generatornennleistung zur Rotorfläche ab. Aus Abb. 8 geht hervor, daß der Windindex merklich von der flächenspezifischen Anlagenauslegung abhängt. WEA mit hoher flächenspezifischer Nennleistung werden tendenziell eher an windgünstigen Standorten bzw. mit entsprechend hohen Nabenhöhen errichtet.

Um einen Überblick über die für die Windenergienutzung relevanten Windverhältnisse der letzten Jahre zu geben, sind in Tabelle 1 die Windindizes der oberen Meßhöhen für unterschiedliche WEA-Auslegungen aufgeführt.

Meßhöhe [m]	WEA-Auslegung [W/m ²]	1993 [%]	1994 [%]	1995 [%]	1996 [%]	1993-1996 [%]
62	300	102.4	105.0	101.4	91.3	100.0
	400	102.6	105.9	101.9	89.8	100.0
	500	102.9	106.7	102.4	88.4	100.0
92	300	102.8	105.7	102.1	89.6	100.0
	400	102.9	106.8	102.5	88.1	100.0
	500	103.1	107.7	102.8	86.8	100.0
126	300	102.5	104.6	101.5	91.6	100.0
	400	102.5	105.5	101.9	90.3	100.0
	500	102.9	106.5	102.1	88.8	100.0

Tabelle 1: Windindizes für unterschiedliche WEA-Auslegungen und Meßhöhen

Table 1: Wind indices for different wind turbine-designs [W/m²] and different heights

5. Fazit

Das Windjahr 1996 war geprägt durch eine besondere Windrichtungsverteilung und ein im Vergleich zu den Vorjahren bescheidenes Windangebot. Während normalerweise in Norddeutschland Südwest die Hauptwindrichtung ist, traten 1996 sehr häufig Wetterlagen mit östlichen Winden auf.

Auf Basis der Meßdaten des 130 m-Windmeßmastes des DEWI wurde ein Windindex eingeführt, welcher ein Maß für die mit Windenergieanlagen erzielbare Energiegewinnung im jährlichen Vergleich ermöglicht. Aufgrund der unterschiedlichen Windrichtungsverteilungen in verschiedenen Jahren hängt ein Windindex stark von der topographischen Struktur des jeweiligen Standorts und der Lage von Windhindernissen ab. Eine Übertragung des hier vorgestellten Windindexes auf andere Standorte ist deshalb nur bedingt möglich. Ferner können für die Beurteilung der Windjahre nur die oberen Meßhöhen ab 62 m herangezogen werden.

Der Windindex des Jahres 1996 beträgt je nach WEA-Auslegung und Windmeßhöhe 87-92 % bezogen auf den Zeitraum 1993-1996. 1994 war das windgünstigste Jahr des Zeitraums 1993-1996 mit einem Windindex von 105-108 %.

Die vorgestellten Windstatistiken sowie der Windindex werden monatlich aktualisiert und über das Internet unter <http://www.dewi.de> veröffentlicht.

6. Literatur

- [1] Strack, M.: Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130-Meter-Meßmast des DEWI. Studienarbeit, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg in Kooperation mit dem Deutschen Windenergie-Institut Wilhelmshaven, 1996
- [2] Strack, M.; Albers, A.: Extrapolation gemessener vertikaler Windgeschwindigkeitsprofile. Deutsche Windenergie Konferenz 1996, Tagungsband, Wilhelmshaven