

Geographische Rundschau

S 3211 E

Februar 2/1988



Windenergie
Bevölkerungsgeographie
Agrargeographie
Agrarreform in Nicaragua
Entwicklungspolitik und Landreform
auf Samoa
Olympiaberg Mount Allan:
Digitales Geländemodell

westermann

Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland

Manfred Grauthoff, Wilhelm Kuttler

Schon seit langer Zeit nutzt der Mensch Wind und Sonne als universelle Energiequellen: Die Sonne dient als unmittelbarer Wärmespender; der Wind treibt seit Jahrhunderten Segelschiffe und Windmühlen an. Bei ständig steigendem Energiebedarf sind im Laufe der Zeit fossile Energieträger wie Kohle und später auch Öl und Gas hinzugetreten. Deren

Reserven sind jedoch begrenzt. Bei knapper werdenden Ressourcen und wachsendem Umweltbewußtsein stellt sich die Frage, ob Wind und Sonne mit ihrem quasi unversiegbaren Potential nicht auch bundesweit wirtschaftlich sinnvoll alternativ oder zumindest additiv für die Energieversorgung genutzt werden können. Der nachfolgende

Beitrag beschäftigt sich mit der Windkraftnutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Er stellt Verfahren zur Analyse des natürlichen Windenergieangebotes vor und untersucht die Frage, mit welcher Energieausbeute in unterschiedlichen Landschaftsräumen beim Einsatz moderner Windenergiekonverter gerechnet werden kann.

Als Windenergie wird die kinetische Energie bewegter Luft aufgefaßt. Physikalisch läßt sich diese durch die Energieflußdichte des Windes beschreiben, die in der dritten Potenz von der Höhe der Windgeschwindigkeit abhängt (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 1).

Ursache der Windentstehung sind letztlich die an Strahlungsbilanzunterschiede auf der Erde gekoppelten Luftdruckunterschiede, die im Zusammenwirken mit der Coriolis- und der Zentrifugalbeschleunigung Luftbewegungen initiieren.

Im reibungsfreien Raum der Atmosphäre resultiert hieraus der isobarenparallel wehende geostrophische bzw. zyklostrophische Wind. Dieser wird in der bodennahen Atmosphäre jedoch durch die Strömungswiderstände an der 'rauen' Erdoberfläche in seiner Richtung (Windscherung), seiner Geschwindigkeit und — durch die Entstehung von Turbulenzen — in seiner Gleichmäßigkeit mehr oder weniger stark modifiziert (Böenbildung). Hieraus folgt, daß das natürliche Windangebot mit der Höhe über Grund zunimmt (siehe Abb. 2) und räumlich außerordentlich stark differiert. Auch das zeitliche Spektrum zeigt kurz- und mittelfristige Fluktuationen, die die wirtschaftliche Nutzbarkeit der Windkraft wesentlich beeinflussen. Das Spektrum der zufälligen Schwankungen der Windgeschwindigkeit reicht dabei von Böen im Sekundenbereich bis zu mehrtägigen Flauten.

Wegen dieser starken zeitlichen Inhomogenität des Windes stellt die Bestimmung des durchschnittlichen natürlichen



Windmühlen — traditionelle Anlagen der Energieerzeugung

Windenergiepotentials eines Gebietes für einen längeren Zeitraum, z. B. für ein Jahr, ein besonderes Problem dar, auf das nachfolgend näher eingegangen werden soll.

Jahressumme des Windenergieangebotes

Berechnung anhand von Momentanwerten der Windgeschwindigkeit

Zur Erfassung der Jahressumme des Windenergieangebotes eines Standortes ist die Kenntnis des Jahresmittelwertes der Windgeschwindigkeit nicht ausrei-

chend. Ursache hierfür ist der Anstieg der momentanen Windleistung π mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v zu einem bestimmten Zeitpunkt (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 1, Gl. 3). Dieser starke, nichtlineare Anstieg der Windleistung mit der Geschwindigkeit sorgt dafür, daß alle im Jahresverlauf auftretenden Zeiten mit einer Geschwindigkeit oberhalb des Jahresmittelwertes einen überproportional höheren Beitrag zur Gesamtsumme der Windenergien leisten als die Zeiträume, deren Windgeschwindigkeiten unterhalb des Mittelwertes liegen.



Abb. 1: Moderner Windenergiekonverter

Eine Berechnung des Jahreswindenergieangebotes durch Einsetzen des *Jahresmittelwertes* der Windgeschwindigkeit in Gl. 1 (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 1) führt damit zwangsläufig zu falschen Werten, die im Extremfall nur rund 1/4 des realen Jahreswindenergieangebotes betragen.

Um das mittlere jährliche Windenergieangebot eines Ortes exakt berechnen zu können, muß also als Datenbasis auf *sämtliche Momentanwerte* der Windgeschwindigkeit zurückgegriffen werden. Infolge der starken Schwankungen der Windgeschwindigkeit, z. B. im Falle von

Böen, müßten hierfür jedoch bereits Sekundenwerte in die Rechnung einfließen.

Berücksichtigt man die Massenträgheit der Rotoren moderner Windenergiekonverter, die kurzzeitige Windausfälle überbrücken, so ist hingegen die Verwendung von Mittelwerten über einige Minuten durchaus zulässig. Heute bezieht man sich in der Praxis angesichts meßtechnischer Probleme und der enormen Datenflut zumeist auf Stundenmittelwerte, die aber bereits einen gewissen Mittelungsfehler enthalten.

Im folgenden soll daher in bezug auf solche Werte nicht mehr von Momentan-

sondern nur noch von *Kurzzeitwerten der Windgeschwindigkeit* gesprochen werden.

● Will man nicht direkt auf sämtliche Einzeldaten zurückgreifen, so benötigt man zur *Bestimmung des Jahreswindenergieangebotes an einer Meßstation* als Datengrundlage die Häufigkeitsverteilung der Kurzzeitwerte der Windgeschwindigkeit. Diese liegt für eine Reihe von Meßstationen ausgewertet und veröffentlicht vor (vgl. Benesch et al. 1978, Lefebvre et al. 1983).

Abb. 3 zeigt die für den Zeitraum 1969 bis 1974 erstellten mittleren Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten eines Jahres an drei, hinsichtlich ihrer naturräumlichen Ausstattung doch sehr unterschiedlichen Stationen, nämlich für einen Küstenstandort (Westermarkelsdorf auf der Insel Fehmarn) und zwei Binnenlandorte (Essen und Karlsruhe).

Dem Diagramm für Essen in Abb. 3 läßt sich entnehmen, daß dort z. B. Windgeschwindigkeiten zwischen 3 m/s und 4 m/s mit 22,1 % des Jahres am häufigsten auftreten, während Werte zwischen 10 m/s und 11 m/s mit 0,6 % des Jahres, also insgesamt an 2,2 Tagen, recht selten sind. Mit Hilfe dieses Datenmaterials kann für jedes Windgeschwindigkeitsintervall (z. B. von 3 m/s bis 4 m/s) anhand der mittleren spezifischen Windleistung π_s in diesem Geschwindigkeitsbereich die Jahressumme der spezifischen Windenergie w_s des Intervalls bestimmt werden (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil I, Gleichungen 4-6). Man erhält hiermit Verteilungen der Jahressummenwerte der spezifischen Windenergie in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, wie sie Abb. 4 für die drei ausgewählten Stationen zeigt.

Summiert man alle spezifischen Windenergien der einzelnen Geschwindigkeitsbereiche, so erhält man wieder das gesamte Windenergieangebot an der betrachteten Station für die gegebene Meßhöhe über Grund.

● Eine weitere Möglichkeit zur Bestimmung von Jahreswindenergieangeboten ergibt sich dadurch, daß man die zum Jahresmittel der Windleistung π_{Jahr} führende Mittelwertbildung aus allen momentanen Windleistungen π_i mathematisch aufbereiten kann (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 2).

Aus der Ableitung folgt, daß sich der Jahresmittelwert der Windleistung π_{Jahr} durch drei Parameter rechnerisch erfassen läßt, und zwar:

- den Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit v_{Jahr} ,
- die Standardabweichung s_v der Kurzzeitwerte von diesem Mittelwert und
- die Größe R_v , die ein Maß für die Schiefe der Windgeschwindigkeitsverteilung ist und aus den Momentanwerten berechnet werden kann.

Bei Kenntnis aller drei Parameter läßt sich die mittlere Windleistung π_{Jahr} und daraus die Jahressumme der Windenergie w_{Jahr} exakt berechnen.

Insgesamt gesehen ist als wesentlicher Vorteil der beiden beschriebenen Verfahren festzuhalten, daß sie es ermöglichen, auf einfache Weise anhand statistisch aufbereiteter Daten eine an den speziellen Anwendungsbedingungen orientierte Analyse der Windverhältnisse im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft vorzunehmen.

Abschätzung anhand des Jahresmittelwertes der Windgeschwindigkeit

Für eine exakte Berechnung des Windenergieangebotes ist, wie beschrieben, die Kenntnis der Standardabweichung s_v der Windgeschwindigkeitsverteilung eines Jahres und der aus ihrer Schiefe resultierenden Größe R_v erforderlich. Von vielen Windmeßstationen liegen jedoch nur die Monats- und die Jahresmittelwerte der

Windgeschwindigkeit ($v_{\text{Monat}}, v_{\text{Jahr}}$) ausgewertet vor.

Es bleibt mithin zu klären, ob man nicht auch allein anhand des Jahresmittelwertes v_{Jahr} eine brauchbare Abschätzung für die Jahressumme der Windenergie eines Standortes vornehmen kann. Dazu ist zu prüfen, inwieweit die Standardabweichung s_v und die Größe R_v mit dem Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit v_{Jahr} korrelieren. Als Datenbasis dienen die von Jarass et al. (1981 a) veröffentlichten Windmeßergebnisse, die auf der Basis von 14 Stationen in der Bundesrepublik Deutschland erhoben wurden.

Für sie ergibt sich eine Korrelation zwischen der Standardabweichung s_v und dem Jahresmittelwert v_{Jahr} der Windgeschwindigkeit. Die beste Regression liefert ein linearer Zusammenhang, der immerhin 76,4 % der Variation von s_v durch das Windgeschwindigkeitsmittel v_{Jahr} erklärt.

Definitionen/Gleichungen (Teil 1)

a) *Ableitung der momentanen Windleistung π*

Für die kinetische Energie w_{kin} , die die Luft besitzt, die während der Zeit dt mit der konstanten Geschwindigkeit v durch eine senkrechte zur Luftbewegung gedachte Fläche A hindurchströmt, gilt folgende Formel:

$$w_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 dt \quad (1)$$

Dabei ist ρ die Dichte der Luft ($\rho = 1,293 \text{ kg/m}^3$ bei 1013 hPa und 0°C).

Definiert man die Energiestromdichte des Windes π als die kinetische Energie der Luft pro Quadratmeter Durchsatzfläche A und pro Sekunde:

$$\pi = \frac{w_{\text{kin}}}{A \cdot dt} = \frac{P}{A} \quad (2)$$

wobei P die gesamte momentane Windleistung des Querschnitts A darstellt, so gilt für die momentane Energiestromdichte π des Windes:

$$\pi = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (3)$$

Im Text soll die Größe π kurz mit 'momentane Windleistung' bezeichnet werden.

b) *Ableitung der spezifischen Windleistung π_s in einem Geschwindigkeitsintervall*

Nimmt man eine Gleichverteilung der Windgeschwindigkeiten im Intervall von v_0 bis v_1 an, so gilt für die spezifische Windleistung π_s , also die mittlere momentane Energiestromdichte des Windes in diesem Geschwindigkeitsintervall:

$$\pi_s = \frac{1}{(v_1 - v_0)} \int_{v_0}^{v_1} \frac{1}{2} \rho v^3 dv \quad (4)$$

Bei Auflösung des Integrals folgt daraus:

$$\pi_s = \frac{\rho}{8} \frac{1}{(v_1 - v_0)} (v_1^4 - v_0^4) \quad (5)$$

c) *Definition der spezifischen Windenergie w_s in einem Geschwindigkeitsintervall*

Bezeichnet die Größe h die relative zeitliche Häufigkeit des Geschwindigkeitsintervalls von v_0 bis v_1 über einen bestimmten Zeitraum der Dauer T (z. B. 1 Jahr), so gilt für die Summe aller kinetischen Energien w_s , die der Wind in diesem Zeitraum pro Quadratmeter besitzt, während seine Geschwindigkeit im Intervall zwischen v_0 und v_1 liegt:

$$w_s = \pi_s h T \quad (6)$$

Im Text wird diese Größe kurz mit 'spezifische Windenergie' bezeichnet.

Definitionen/Gleichungen (Teil 2)

Bestimmung des Jahresmittels der Windleistung und der Jahressumme des Windenergieangebotes:

Gl. 3 gilt nur für Momentanwerte der Windgeschwindigkeit. Der allgemeine Ansatz zur Berechnung des Mittelwertes π_{Jahr} aller momentanen Windleistungen eines Jahres, also aller momentanen Energiestromdichten π_i des Windes, lautet:

$$\pi_{\text{Jahr}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \pi_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left[\frac{\rho}{2} v_i^3 \right] \quad (7)$$

wobei n die Gesamtzahl der Momentan- bzw. Kurzzeitwerte des Jahres ist.

Ersetzt man die einzelnen Geschwindigkeitswerte v_i durch den Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit v_{Jahr} und die Abweichung δv_i der Einzelwerte von diesem Mittelwert

$$v_i = v_{\text{Jahr}} + \delta v_i \quad (8)$$

so ergibt sich

$$\pi_{\text{Jahr}} = \frac{1}{2} \rho v_{\text{Jahr}}^3 + \frac{3}{2} \rho v_{\text{Jahr}} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta v_i^2 + \frac{1}{2} \rho \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta v_i^3 \quad (9)$$

Die Summierung im 2. Term gibt die Varianz der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit an. Sie ist als Quadrat der Standardabweichung s_v dieser Verteilung definiert.

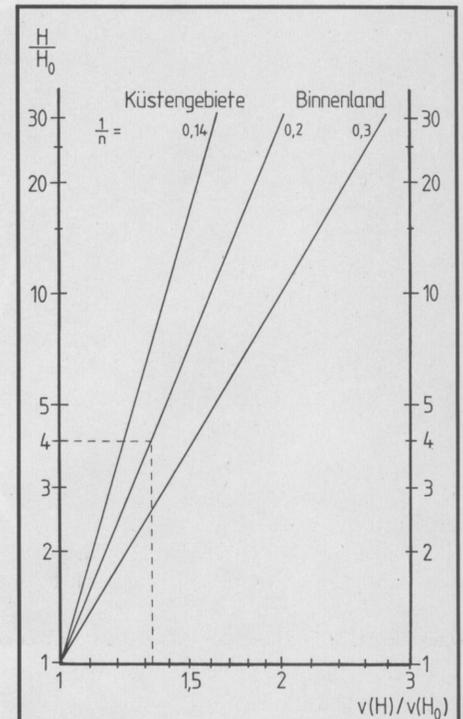
Der dritte Term enthält den Mittelwert aller δv_i^3 , also eine Größe, die bei einer um den Mittelwert symmetrischen Häufigkeitsverteilung zu Null wird. Dieser Term ist mithin ein Maß für die Unsymmetrie, also die Schiefe der Verteilung der Windgeschwindigkeiten. Sie soll im folgenden mit R_v bezeichnet werden. Damit ergibt sich:

$$\pi_{\text{Jahr}} = \frac{1}{2} \rho v_{\text{Jahr}}^3 + \frac{3}{2} \rho v_{\text{Jahr}} s_v^2 + R_v \quad (10)$$

Die Jahressumme des Windenergieangebotes w_{Jahr} kann bei Kenntnis von π_{Jahr} wie folgt berechnet werden:

$$w_{\text{Jahr}} = \pi_{\text{Jahr}} T_{\text{Jahr}} \quad (11)$$

wobei T_{Jahr} die zeitliche Länge des Jahres ist.



Das Ablesebeispiel ist gestrichelt dargestellt gegeben:
 $H_0 = 15 \text{ cm}, v(H_0) = 4 \text{ m/s},$
 Rauheitsexponent $1/n = 0,2.$
 gesucht: $v(H = 60 \text{ m}) = ?$
 Mit $H/H_0 = 4$ ist abzulesen: $v(H)/v(H_0) \approx 1,32$
 Mit $v(H_0) = 4 \text{ m/s}$ folgt $v(60 \text{ m}) = 4 \text{ m/s} \cdot 1,32$
 $v(60 \text{ m}) = 5,28 \text{ m/s}$
 In der Höhe $H = 60 \text{ m}$ ü. Grund herrscht also eine mittlere Windgeschwindigkeit von $v = 5,3 \text{ m/s}$

Abb. 2: Nomogramm zur Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit $v(H)$ in einer bestimmten Höhe H über Grund aus der in der Höhe H_0 gemessenen Windgeschwindigkeit $v(H_0)$ anhand der Gleichung nach Hellmann

Für den durch die Schiefe der Windgeschwindigkeitsverteilung bedingten Term R_v liefert eine quadratische Regression die beste Korrelation zum Jahresmittelwert. Die Variation von R_v kann für die ausgewählten Stationsdaten zu rund 53 % auf das Geschwindigkeitsmittel zurückgeführt werden.

Verwendet man die ermittelten Regressionen zur Bestimmung des Jahreswindenergieangebotes eines Standortes nach Gl. 10 und Gl. 11 (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 2), so erhält man die in Abb. 5 dargestellte Funktion, die allein durch den Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit bestimmt ist. Sie bezieht sich damit hinsichtlich der doch recht stark differierenden Standortbedingungen auf Mittelwerte, die bei der entsprechenden Jahreswindgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland zu erwarten sind. Die infolge der spezifischen lokalen Bedingungen auftretenden Abweichungen sind dabei relativ gering, was durch die in Abb. 5 wiedergegebene

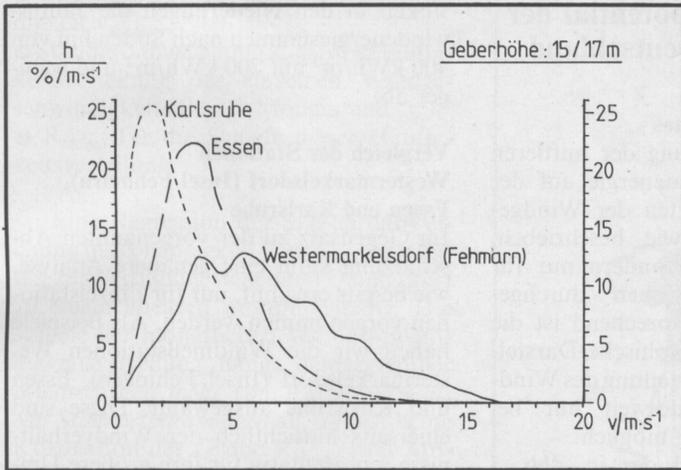
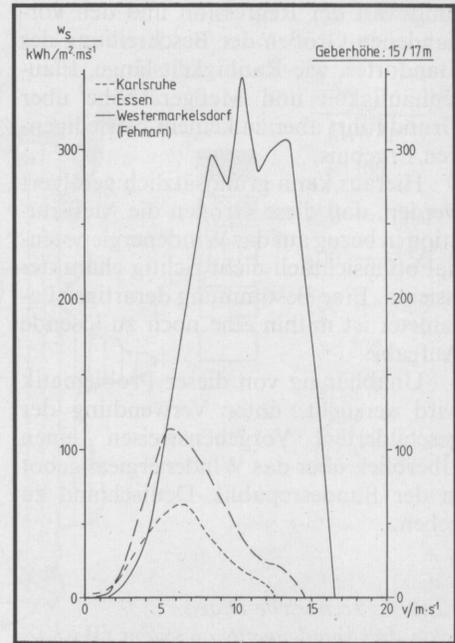


Abb. 3: Mittlere Verteilungen der relativen zeitlichen Häufigkeiten h der Windgeschwindigkeiten in 15 m bzw. 17 m über Grund an den Orten Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe. Meßperiode: 1969 bis 1974.

Winddaten nach Benesch et al. 1978 und Lefebvre et al. 1983.

Abb. 4: Mittlere Verteilungen des spezifischen Jahreswindenergieangebotes w_s pro Geschwindigkeitsintervall in 15 m bzw. 17 m über Grund an den Orten Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe. Winddaten nach Abb. 3.



nen mittleren Streubreiten verdeutlicht wird.

Trotz der erheblichen Unterschiede der Einzelstandorte hinsichtlich der Windverhältnisse kann also unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Bundesrepublik Deutschland, Höhen bis ca. 30 m über Grund) auf diese Weise eine brauchbare Abschätzung des Windenergieangebotes anhand der mittleren Windgeschwindigkeit vorgenommen werden.

Abschätzung für Standorte ohne mehrjährige Windmeßdaten

Mit den bisher beschriebenen Möglichkeiten zur Berechnung des Windenergiepotentials lassen sich exakte Aussagen nur *punktuell* für solche Standorte ermitteln, die über eine mehrjährige Datenreihe der Kurzzeitwindgeschwindigkeit verfügen.

Was geschieht aber in dem für die Windkraftnutzung typischen Fall, daß für den geplanten Standort einer Anlage keinerlei Windmeßergebnisse vorliegen? Will man hier über eine Abschätzung hinaus die Jahressumme des Windenergieangebotes bestimmen, so ist man auf Modellrechnungen angewiesen (vgl. Rao und Corotis 1982, Petersen et al. 1985, Theunert 1985, OVE o.J.). Diese basieren auf einer Umrechnung der Winddaten von einer oder mehreren als Bezugsgröße gewählten Meßstationen unter Berücksichtigung der lokalen Bedingungen auf die entsprechenden Verhältnisse des gewünschten Standortes. Dabei müssen der Einfluß der Meßhöhe über Grund, die eventuell veränderte Geländerauhigkeit sowie auch die unterschiedliche thermische Schichtung der Atmosphäre (labil – stabil) berücksichtigt werden.

Hierzu wird die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten eines Jahres

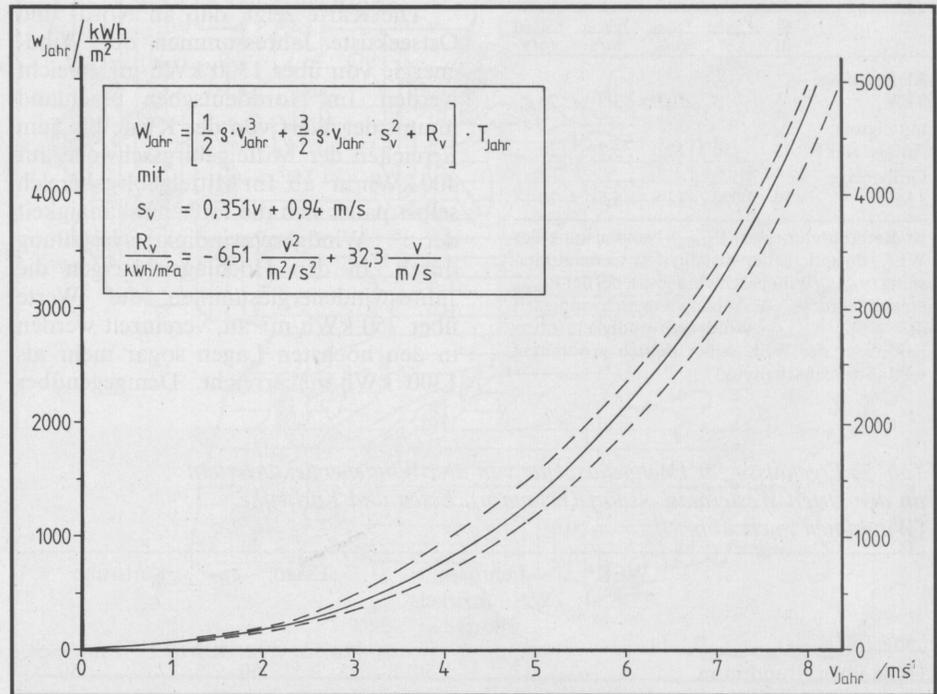


Abb. 5: Mittleres Jahreswindenergieangebot w_{Jahr} pro Quadratmeter in Abhängigkeit vom Jahresmittel v_{Jahr} der Windgeschwindigkeit

Dargestellt sind die Funktion (Gl. 10) bei Verwendung der Regressionen für s_v und R_v , sowie die mittlere Streubreite der Einzelwerte (gestrichelt). Winddaten nach Jarass et al. 1981 a.

meist durch eine sogenannte Weibull-Verteilung genähert (vgl. z.B. Sachs 1974); anschließend werden deren Parameter verändert.

Insgesamt gesehen bergen derartige Modellrechnungen jedoch viele Unsicherheiten. Hinzu kommt die Tatsache, daß aufgrund des durch Gl. 3 (Definitionen/Gleichungen, Teil 1) gegebenen Zusammenhanges Fehler bei der Ermittlung der Windgeschwindigkeit sehr stark die hieraus berechnete Windleistung verändern. Deren relativer Fehler beträgt im-

merhin das Dreifache desjenigen der Windgeschwindigkeit.

Bei einer Ursachenanalyse für die in der Abb. 5 dargestellten Streubreiten ergibt sich die gleiche Problematik. Sie sind primär von den lokalen Standortbedingungen des Windmeßgerätes abhängig, da Daten einzelner Stationen aus verschiedenen Jahren zumeist annähernd gleiche Abweichungen von der Regressionsfunktion zeigen.

Eine Korrelation zwischen den Abweichungen von s_v bzw. R_v vom Erwar-

tungswert der Regression und den vorhandenen Größen der Beschreibung des Standortes, wie Rauhigkeitslänge, Flautenhäufigkeit und Meßgeräthöhe über Grund führt aber zu keinem befriedigenden Ergebnis.

Hieraus kann grundsätzlich gefolgert werden, daß diese Größen die Meßsituation in bezug auf das Windenergiepotential offensichtlich nicht richtig charakterisieren. Eine Bestimmung derartiger Parameter ist mithin eine noch zu lösende Aufgabe.

Unabhängig von dieser Problematik wird versucht, unter Verwendung der geschilderten Vorgehensweisen einen Überblick über das Windenergieangebot in der Bundesrepublik Deutschland zu geben.

Tab. 1: Technische Daten von drei Windenergiekonvertern (WEK), die typisch für moderne Anlagen mit horizontaler Rotorachse sind

	\varnothing m	P_{Nenn} kW	v_{Nenn} m/s	$v_{cut\ in}$ m/s	$v_{cut\ off}$ m/s
Kleinstanlage 3 kW	5	3	10,0	3,8	20
mittlere Anlage 50 kW	15	50	12,0	3,7	20
Großanlage 1 MW	54	1000	12,5	5,5	20

\varnothing : Rotordurchmesser; P_{Nenn} : Nennleistung des WEK, entspricht der installierten Generatorleistung; v_{Nenn} : Windgeschwindigkeit, bei der P_{Nenn} erreicht wird; $v_{cut\ in}$: Anlaufwindgeschwindigkeit des WEK; $v_{cut\ off}$: Windgeschwindigkeit, oberhalb derer der WEK außer Betrieb genommen wird (Sturmabschaltung)

Tab. 2: Ergebnisse zur Energieausbeute von drei Windenergiekonvertern an den Orten Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe (Winddaten nach Abb. 3)

	WEK*	Fehmarn (Westermarkels- dorf)	Essen	Karlsruhe			
Höhe über Grund in m		17	50	15	50	17	50
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit v_{Jahr} in m/s		6,4	3,7	2,7			
Jahreswind- energieangebot w_{Jahr} in kWh/m ²		2765	695	380			
Jahreswind- energieausbeute W_e/A in kWh/m ²	3 kW	447	116	61			
	50 kW	583	131	68			
	1 MW	1253	308	166			
Gesamte Jahres- energieerzeugung in MWh	3 kW	8,8	2,3	1,2			
	50 kW	103,0	23,1	12,0			
	1 MW	2871	706	380			
Summe aller Stillstandzeiten eines Jahres in Tagen	3 kW	87	190	270			
	50 kW	82	182	266			
	1 MW	104	230	291			

* technische Daten siehe Tab. 1

Das Windenergiepotential der Bundesrepublik Deutschland

Mittlere Jahressummen des Windenergieangebotes

Eine genaue Bestimmung der mittleren Jahressumme der Windenergie auf der Basis von Kurzzeitwerten der Windgeschwindigkeit kann, wie beschrieben, nicht flächendeckend, sondern nur für einzelne Windmeßstationen durchgeführt werden. Dementsprechend ist die Erfassung und kartographische Darstellung der räumlichen Verteilung des Windenergieangebotes bundesweit nur bei starker Generalisierung möglich.

Wir haben anhand der in Abb. 5 wiedergegebenen Regressionsfunktion eine Karte des Jahreswindenergiepotentials der Bundesrepublik Deutschland erstellt (Abb. 6), in der jedoch durch die Standortbedingungen verursachte lokale Änderungen des Windfeldes und damit des Energieangebotes unberücksichtigt bleiben müssen.

Die Karte zeigt, daß an Nord- und Ostseeküste Jahressummen der Windenergie von über 1300 kWh/m² erreicht werden. Im Norddeutschen Flachland nimmt der Wert von der Küste bis zum Erreichen der Mittelgebirgsschwelle auf 400 kWh/m² ab. Im Mittelgebirgsbereich selbst paust sich die Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung durch. In den Hochlagen steigen die Jahreswindenergiesummen auf Werte über 750 kWh/m² an, vereinzelt werden in den höchsten Lagen sogar mehr als 1300 kWh/m² erreicht. Demgegenüber

sinken in den Niederungen die Jahreswindenergiesummen nach Süden hin von 400 kWh/m² auf 200 kWh/m² und weniger ab.

Vergleich der Stationen Westermarkelsdorf (Insel Fehmarn), Essen und Karlsruhe

Im Gegensatz zu der vorgenannten Abschätzung kann eine genauere Analyse, wie bereits erwähnt, nur für Einzelstationen vorgenommen werden. Als Beispiele haben wir die Windmeßstationen Westermarkelsdorf (Insel Fehmarn), Essen und Karlsruhe ausgewählt. Diese sind einerseits hinsichtlich der Windverhältnisse repräsentativ für ihre größere Umgebung, andererseits charakterisieren sie unterschiedliche Landschaftsräume der Bundesrepublik Deutschland. Darüber hinaus liegen von ihnen umfangreiche Winddatenkollektive vor.

Abb. 4 zeigt das vergleichsweise sehr große Windenergieangebot an der Küste (Westermarkelsdorf). Das Maximum des Energieangebotes bei Windgeschwindigkeiten zwischen 8 m/s und 14 m/s ist auf den in Relation zu Essen oder Karlsruhe höheren Anteil dieser Geschwindigkeiten zurückzuführen (siehe Abb. 3). Die Maxima des spezifischen Windenergieangebotes an den beiden Stationen Essen und Karlsruhe liegen zwischen 5 m/s und 7 m/s und erreichen nur rund 1/3 bzw. 1/5 des Wertes von Westermarkelsdorf auf der Insel Fehmarn.

Auffällig ist die Verschiebung aller Maxima des spezifischen Windenergieangebotes zu höheren Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu den Maxima der Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit. Dies beruht auf der Zunahme der Windenergie mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit (siehe Definitionen/Gleichungen, Teil 1, Gl. 1). Gleichzeitig bedingt das eine starke Ungleichmäßigkeit der Verteilung der Windenergien im Jahresverlauf, da ein großer Teil des Jahreswindenergieangebotes während des zeitlich geringeren Anteils höherer Windgeschwindigkeiten zur Nutzung bereit steht. Diese Tatsache ist eines der wesentlichen Probleme, die bisher einer verstärkten Nutzung der Windenergie im Wege stehen.

Zeitliche Kontinuität des Windenergieangebotes

Die Bestimmung von Monatswindenergiesummen entspricht in methodischer Hinsicht erfreulicherweise dem für die Jahressumme Gesagten, so daß die oben beschriebenen Verfahrensweisen zur Erfassung dieser Größe auch bei der Ermittlung des Jahresganges der Windenergie gültig sind. Das trifft insbesondere zu für die mathematische Beschreibung des Monatswindenergieangebotes durch die drei Parameter

- Monatsmittelwert der Windgeschwindigkeit v_{Monat}
- Standardabweichung s_{Monat} der Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windgeschwindigkeiten eines Monats und
- R_{Monat} für die Schiefe dieser Häufigkeitsverteilung.

Eine Regression der Standardabweichung in Abhängigkeit von v_{Monat} anhand der zur Verfügung stehenden Daten führt zu einem linearen Zusammenhang. Die Schiefe der monatlichen Windgeschwindigkeitsverteilung hängt demgegenüber offensichtlich *mehr von Wetterlagen als von Standortparametern* ab, da fast keine Korrelation der Größe R_{Monat} zum Monatsmittelwert der Windgeschwindigkeit besteht.

Für die drei Beispielstationen Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe ergeben sich nach den Jahresgängen der Windgeschwindigkeit mit Hilfe der Regression für die Standardabweichung der Monatsgeschwindigkeiten und bei Vernachlässigung der Schiefe der Häufigkeitsverteilungen die in *Abb. 7* wiedergegebenen Jahresgänge der Monatswerte der Windenergie.

Im Hinblick auf die Nutzung der Windenergie ist ein Vergleich des Ergebnisses mit dem Jahresgang des Stromverbrauches in der Bundesrepublik Deutschland (*Abb. 8*) und mit dem Jahresgang des Heizwärmebedarfes eines Haushaltes in der Bundesrepublik (*Abb. 9*) interessant. Es ist festzustellen, daß das Windenergieangebot im Jahresgang, abgesehen von seiner absoluten Größe, in etwa synchron zur Energienachfrage verläuft. *Dies ist ein wesentlicher Vorteil im Vergleich zur direkten Nutzung der Sonnenenergie, deren Angebot gegenphasig zum Energiebedarf ist.*

Auch auf einzelne Witterungsabläufe bezogen liegt eine Parallelität von Windenergieangebot und verstärkter Heizenergie nachfrage vor: In der kalten Jahreszeit steigt mit zunehmender Windgeschwindigkeit der Heizenergiebedarf von Gebäuden. Dies beruht auf dem Abbau der das Gebäude umgebenden Grenzschicht sowie auf einer erhöhten Luftaustauschrate zwischen den Innenräumen und der Außenluft z. B. durch undichte Fenster und Türen (vgl. Oke 1983).

Umgekehrt bedeutet dies nicht, daß man auf einen (Wärme-) Speicher bei der Versorgung eines Gebäudes mit Heizwärme durch Windkraft verzichten könnte. Man muß nämlich immer mit dem Auftreten mehrtägiger Flauten rechnen, die es zu überbrücken gilt.

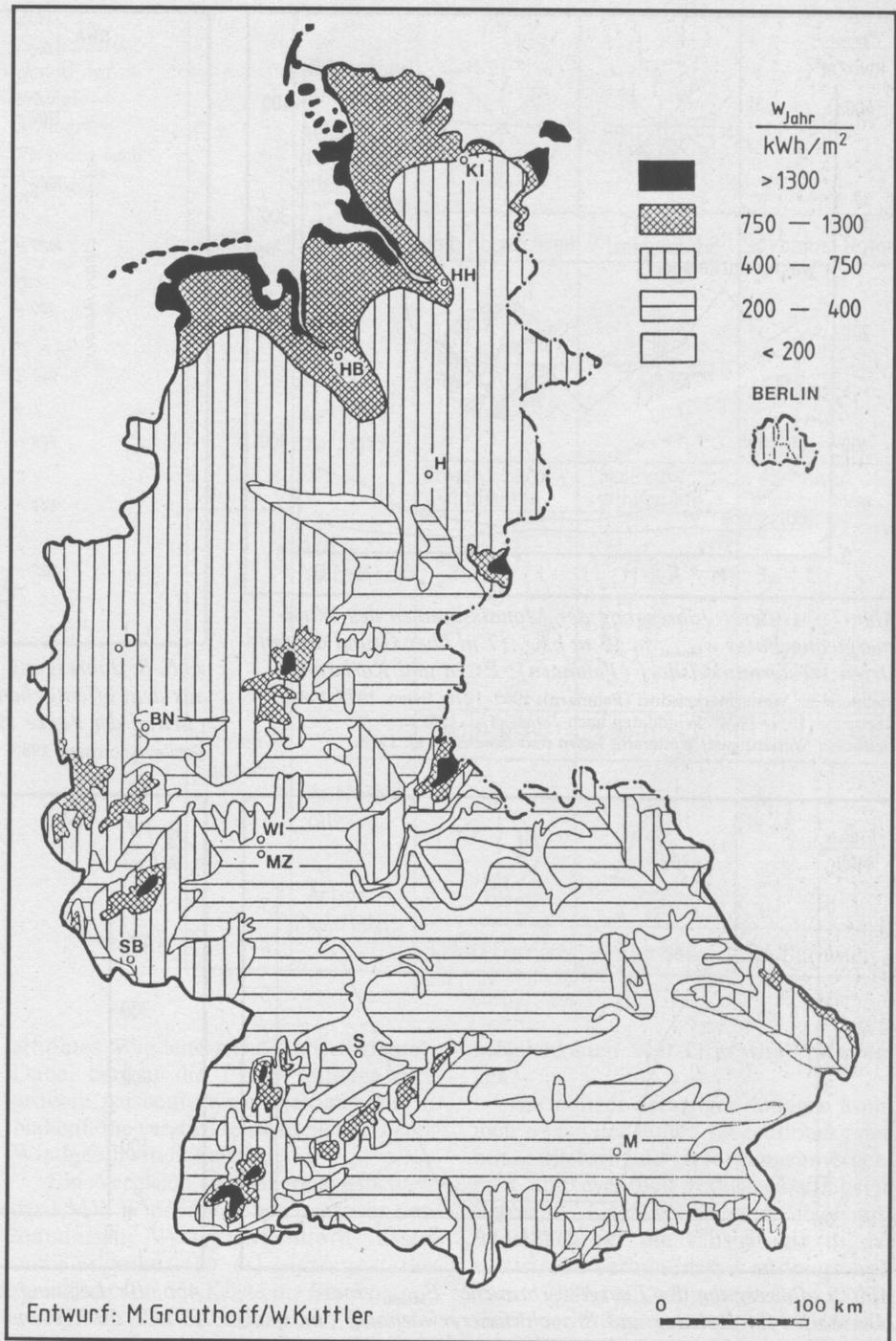


Abb. 6: Mittleres Jahreswindenergieangebot w_{Jahr} pro Quadratmeter in der Bundesrepublik Deutschland

Die Karte basiert auf der in *Abb. 5* dargestellten Regression und Winddaten des Deutschen Wetterdienstes (vgl. Benesch et al. 1978).

Vergleich der Nutzungsmöglichkeiten moderner Windenergiekonverter

Die bei Errichtung eines Windrades zu erwartende Energieausbeute hängt von der Bauform und der Auslegung (Größe, installierte Leistung) eines Windenergiekonverters (WEK) ab. *Abb. 12* zeigt eine Systematik der wichtigsten WEK-Typen. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden heute zumeist schnell laufende Windräder mit horizontaler Achse gebaut (*Abb. 1*) (vgl. Freris 1980, Bandopadhyay 1982,

Hilscher 1983, Moretti und Divone 1986). Anhand der technischen Daten derartiger auf dem Markt erhältlichen WEK lassen sich drei typische Gerätekonfigurationen ableiten:

- Kleinanlagen mit einer Nennleistung unter 10 kW,
- mittelgroße Anlagen mit zumeist rund 50 kW und
- Großanlagen mit Nennleistungen zwischen mehreren 100 kW und einigen MW.

Um die Nutzungsmöglichkeiten der einzelnen Gerätekonfigurationen ab-

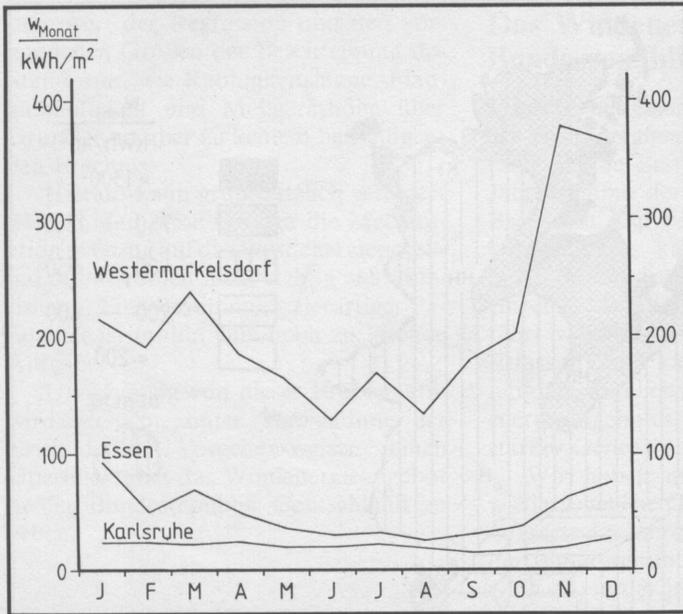


Abb. 7: Mittlerer Jahrgang der Monatssummen des Windenergieangebotes w_{Monat} in 15 m bzw. 17 m über Grund an den Orten Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe
 Meßperiode: Westermarkelsdorf (Fehmarn): 1969-1976; Essen: 1975-1984; Karlsruhe: 1951-1974. Winddaten nach Jarass et al. 1981 a, Deutscher Wetterdienst, Wetteramt Essen und Benesch et al. 1978.

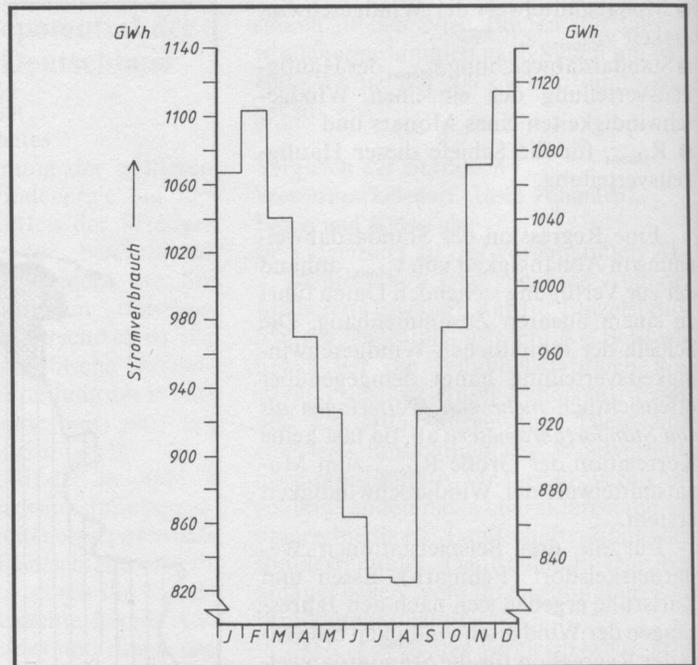


Abb. 8: Jahrgang des arbeitstäglichen Stromverbrauches aus dem öffentlichen Netz in der Bundesrepublik Deutschland (Mittel der Jahre 1983 und 1984)
 Quelle: Anonymus 1985.

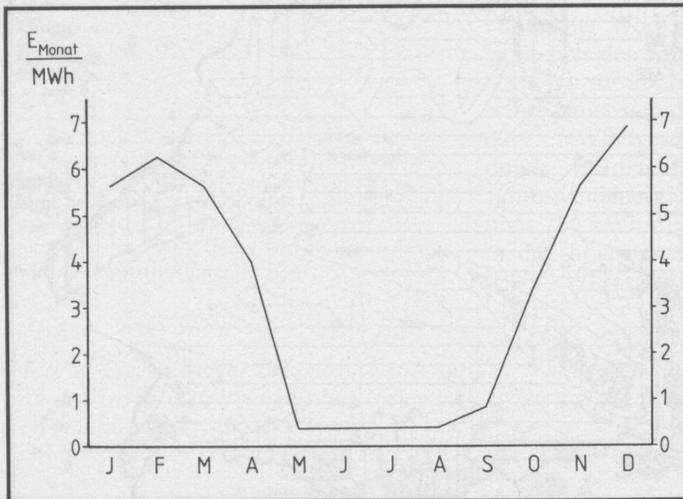


Abb. 9: Jahrgang des Energieverbrauches E_{Monat} eines Haushaltes für Heizung und Brauchwassererwärmung (Beispiel)
 Verändert nach Baier 1978.

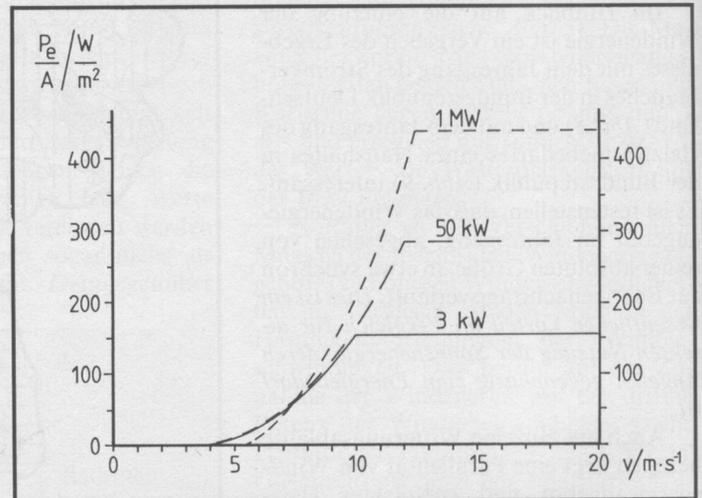


Abb. 10: Leistungskennlinien von drei Windenergiekonvertern (3 kW, 50 kW und 1 MW)
 Die Kennlinien geben die elektrische Abgabeleistung P_e pro Quadratmeter Rotorfläche A in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit v wieder.

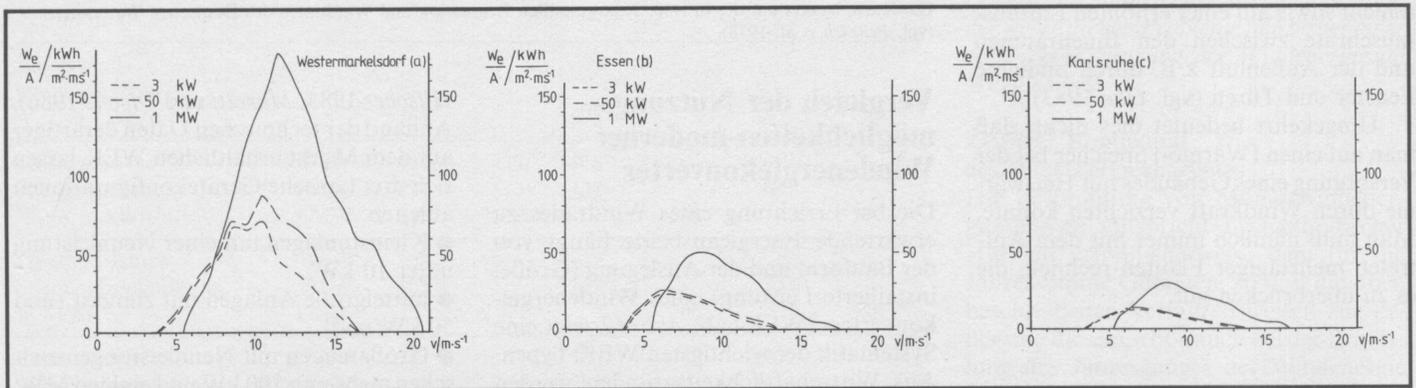


Abb. 11 a-c: Mittlere Verteilungen der spezifischen Jahresenergieabgabe W_e pro Quadratmeter Rotorfläche A und Windgeschwindigkeitsintervall für drei Windenergiekonverter (3 kW, 50 kW und 1 MW) an den Orten Westermarkelsdorf (Fehmarn) (a), Essen (b) und Karlsruhe (c)
 Winddaten nach Abb. 3.

schätzen und bewerten zu können, haben wir für jede Größenordnung eine Anlage mit den typischen technischen Daten dieser WEK konzipiert. Tab. 1 gibt die angenommenen technischen Daten dieser drei Windräder wieder; Abb. 10 zeigt ihre Leistungskennlinien.

Der Rotor besteht bei den der Typisierung zugrunde gelegten WEK zumeist aus zwei oder drei Flügelblättern. Die Turmhöhe und damit die das Windenergieangebot beeinflussende Höhe der Rotorhöhe über Grund beträgt bei den kleinen und mittleren Anlagen meist 15 m bis 20 m. Für eine Großanlage (1 MW) ist eine Nabhöhe von 50 m über Grund realistisch.

Berechnung und Darstellung der Windenergieausbeute typischer WEK

Eine Analyse der Energieausbeute der oben beschriebenen typischen WEK in verschiedenen Räumen der Bundesrepublik Deutschland soll hier wiederum anhand des für die Orte Westermarkelsdorf (Fehmarn), Essen und Karlsruhe vorhandenen Datenmaterials durchgeführt werden.

Zur Beurteilung des konzipierten 1 MW Windenergiekonverters ist zusätzlich eine Umrechnung der Winddaten auf die angenommene Nabhöhe 50 m über Grund erforderlich.

Die Abb. 11 a bis 11 c enthalten die für die drei ausgewählten WEK berechneten Jahressummen der spezifischen Windenergieausbeuten in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. So zeigt zum Beispiel das Maximum des Graphen für den 1 MW Windenergiekonverter im Diagramm der Station Westermarkelsdorf (Abb. 11 a), daß diese Anlage auf der Insel Fehmarn, bezogen auf die Rotorfläche und auf ein Jahr, mit mehr als 170 kWh/m² den größten Energiebetrag im Geschwindigkeitsbereich zwischen 11 m/s und 12 m/s liefert.

Neben dem Gesamtbetrag ist die Gleichmäßigkeit der Energieabgabe ein wesentliches Kriterium zur Beurteilung einer Windkraftanlage. Die in Tab. 2 aufgeführten Stillstandszeiten stellen hierfür ein gutes Maß dar.

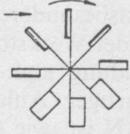
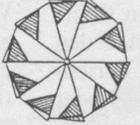
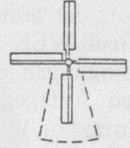
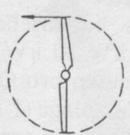
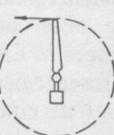
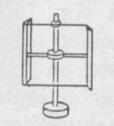
Anhand dieser Werte und der der Abb. 11 zu entnehmenden Charakteristika soll nachfolgend versucht werden, für die verschiedenen WEK-Konzepte eine Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten in der Bundesrepublik Deutschland vorzunehmen.

Große Windenergiekonverter

Hinsichtlich der Jahresenergieausbeute pro Quadratmeter Rotorfläche weist der konzipierte 1 MW Windenergiekonverter im Vergleich zu den kleineren Anlagen deutlich höhere Werte auf (Tab. 2). Dies beruht auf der größeren Höhe seiner Rotorhöhe über Grund, was zugleich ein

Abb. 12:
Systematik
der Wind-
energie-
konverter

Verändert nach
Köhe 1982.

Langsam- Läufer	Widerstand nutzend Achse horizontal oder vertikal			 gestr.: geteilte Ausführung
		Halb abgeschirmt	Flächen umklappend	Savonius-Rotor
	Auftrieb nutzend			
		Griech. Segel- windmühle	Holländ. Windmühle	Amerikan. Windturbine
Schnell- Läufer	Achse horizontal			
		3-Blatt-Rotor	2-Blatt-Rotor	1-Blatt-Rotor
	Auftrieb nutzend			
	Achse vertikal	3 Blatt Darrieus	Δ-Darrieus	H-Darrieus

erhöhtes Windenergieangebot bedeutet. Dabei bezieht die 1 MW Anlage ihre größere Ausbeute wesentlich aus den in Nabhöhe verstärkten Anteilen höherer Windgeschwindigkeiten.

Ein Vergleich der Energieausbeuten des 1 MW Windenergiekonverters an den Standorten Westermarkelsdorf, Essen und Karlsruhe (Abb. 11) zeigt eine starke Abnahme von der Küste ins Binnenland, wobei sich das Maximum der Energieproduktion zu geringeren Windgeschwindigkeiten verschiebt. Das Verhältnis der gesamten Energieausbeute an der Küste und im Binnenland ist dabei fast identisch mit dem Verhältnis der Jahressummen des Windenergieangebotes an den entsprechenden Orten (Tab. 2).

In bezug auf die Gleichmäßigkeit der Energieerzeugung zeigen Großanlagen vergleichsweise schlechtere Werte. Beim 1 MW Windenergiekonverter nimmt die Summe aller Stillstandszeiten eines Jahres von insgesamt rund 3,5 Monaten in Westermarkelsdorf auf ca. 9,5 Monate in Karlsruhe zu. Die Zahl der jährlichen Betriebsstunden dieses Gerätes ist mithin im Vergleich zu kleineren WEK relativ gering.

Was bedeuten die genannten Sachverhalte nun im Hinblick auf die Einsatz-

möglichkeiten von Großwindkraftanlagen?

Als Nutzer derartiger Anlagen kommen wegen der hohen Investitionskosten nur Elektrizitätsversorgungsunternehmen und eventuell Industriebetriebe in Betracht. Groß-WEK sind also ausschließlich für die Einspeisung in das elektrische Verbundnetz konzipiert (vgl. Jarass 1981 b). Damit besitzt die Kontinuität der Energieproduktion bei der Planung der Anlage so lange eine untergeordnete Bedeutung, wie ihr Anteil an der im Verbundnetz installierten Gesamtleistung nur gering ist. Stattdessen erlaubt der Netzverbund die Auswahl des günstigsten Standortes für den Groß-WEK, wobei, auf die Bundesrepublik Deutschland bezogen, die Bereiche in Küstennähe von Nord- und Ostsee (Westermarkelsdorf!) sowie die Höhenlagen der Mittelgebirge in Frage kommen (siehe Abb. 6).

Für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Groß-WEK sind zwei weitere Faktoren wesentlich. Zum einen sind die Baukosten großer Windenergieanlagen bezogen auf die installierte Generatorleistung höher als bei kleineren WEK (vgl. Eldridge 1980). Dies beruht nicht zuletzt auf den größeren Investitionen für den Bau des höheren Turmes der Großanla-

gen. Zum anderen stellt sich bei Groß-WEK aufgrund der sehr starken Schwingungsbelastung, insbesondere des Rotors, das Problem der Werkstofffestigkeit und Materialermüdung und damit der Lebensdauer derartiger Anlagen. Das Projekt GROWIAN ist, wie eine Reihe anderer zuvor, gerade an dieser Problematik gescheitert (vgl. *Windheim* 1983, *Urbanek* 1985).

So stellt sich insgesamt gesehen die Frage, ob nicht trotz der höheren Energieausbeute der Groß-WEK unter den beschriebenen Bedingungen die Errichtung von kleineren Anlagen entweder dezentral oder in Form von Windenergieparks vorzuziehen ist.

Kleine und mittelgroße Windenergiekonverter

Wie oben bereits beschrieben, weisen kleinere WEK (3 kW/50 kW) geringere Jahresenergieausbeuten pro Quadratmeter auf als eine Großanlage (1 MW). Dies ist entscheidend durch die geringere Nabenhöhe über Grund bedingt, was zeigt, daß die gewählte Turmhöhe eines WEK von wesentlicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist. Nabenhöhen von 15 m bis 20 m über Grund scheinen in Abwägung von Energieausbeute und Baukosten des Turmes ein guter Kompromiß zu sein, wobei mit zunehmender Rauigkeit der Oberfläche (Binnenland) eher die größere Höhe in Frage kommt (vgl. *Stephenson* und *Böhmeke* 1984).

Im Vergleich der drei Standorte Westermarkelsdorf, Essen und Karlsruhe zeigen auch die kleineren WEK eine starke Abnahme der Jahresenergieausbeute nach Süden hin (vgl. *Abb. 11* und *Tab. 2*). Aufgrund der geringeren Anlaufwindgeschwindigkeit ist die Energieerzeugung allerdings gleichmäßiger als beim 1 MW Windenergiekonverter, was sich auch in den kürzeren Stillstandszeiten niederschlägt. Dementsprechend ist zum Beispiel die Jahresbetriebszeit des 50 kW Windenergiekonverters in Essen mehr als 1,5 Monate länger als die des 1 MW Windenergiekonverters am gleichen Standort. Von Bedeutung sind diese Charakteristika im Hinblick auf die Einsatzmöglichkeiten kleiner und mittelgroßer Windkraftanlagen.

Kleinanlagen dienen, von Sonderanwendungen einmal abgesehen, fast ausschließlich zur netzunabhängigen Bereitstellung von Elektrizität für private Nutzer (vgl. *v. König* 1982).

Mittelgroße WEK werden häufig zusätzlich zur Deckung des Heizwärmebedarfes privater Haushalte eingesetzt (vgl. *Obermair* 1982). Sie arbeiten dabei zu meist parallel zum Netz der öffentlichen Stromversorgung, um einerseits Überschüsse dort einspeisen zu können und andererseits eventuelle Windflauten zu

überbrücken. Die dezentrale Erzeugung und Nutzung elektrischen Stromes aus Windenergie wird so mit zunehmender Jahresbetriebszeit des WEK wirtschaftlicher, da man weniger auf Energiebezug aus dem Verbundnetz angewiesen ist.

Für diese Nutzungsart sind kleinere und mittelgroße WEK also vorteilhafter als Großanlagen. Zudem ist ihre Errichtung, auf die installierte Leistung bezogen, kostengünstiger als die der Groß-WEK. Dies ist einerseits bauartbedingt, andererseits wirken auch die erforderlichen großen Stückzahlen bei der Produktion der WEK kostensenkend.

Die oben beschriebene starke Abnahme der Jahresenergieausbeute und -betriebszeit der WEK nach Süden hin begrenzt die Gebiete, in denen überhaupt eine wirtschaftliche Nutzung der Windkraft möglich ist.

Nimmt man den gesamten Energieverbrauch eines Einfamilienhauses einschließlich Heizung mit 50 MWh pro Jahr an, so wird dieser Bedarf im Küstenbereich (Westermarkelsdorf) durch einen mittelgroßen WEK mit entsprechendem Energie- bzw. Wärmespeicher voll gedeckt (vgl. *Tab. 2*). In Essen wird mit der gleichen Anlage rund die Hälfte des Gesamtbedarfes erzeugt, so daß sich ein Betrieb lohnt, wenn Maßnahmen zur Energieeinsparung vorgenommen werden. Die Energieerzeugung des 50 kW Windenergiekonverters erfolgt in Karlsruhe schließlich bei Stillstandszeiten von insgesamt rund 8,5 Monaten pro Jahr (vgl. *Tab. 2*) nur so sporadisch, daß derartige Windkraftanlagen hier nicht sinnvoll zu sein scheinen.

Es stellt sich somit die Frage, ob für Standorte im Binnenland, die, wie Essen, mit mehr als rund 600 kWh/m²a ein vergleichsweise günstiges Windangebot besitzen, nicht ein WEK mit speziell auf diese Bedingungen abgestimmter Konzeption entwickelt werden sollte. Im Unterschied zu den heutigen 'modernen' Geräten, die für die besseren Windverhältnisse in Küstennähe ausgelegt sind, müßten diese WEK eine geringere Anlaufwindgeschwindigkeit besitzen und bei einer auf die Rotorfläche bezogenen kleineren Nennleistung besser an die Häufigkeitsverteilung des Windenergieangebotes im Binnenland angepaßt sein (vgl. *Abb. 4*). Ob sich diese Forderungen eher mit langsam laufenden WEK erfüllen lassen (vgl. *Werner* 1986), bleibt noch zu klären.

Unabhängig von dieser Problematik stellt sich die Frage der landschaftsökologischen Verträglichkeit von Windkraftanlagen. Dies reicht vom Moment der 'optischen Verschmutzung' (Einpassung der Anlagen in die Landschaft) über die Schallemissionen und ihren Einfluß auf Mensch und Fauna bis hin zur möglichen Beeinflussung des Mesoklimas.

Untersuchungen hierzu liegen bisher kaum vor. Forschungsprojekte, deren Ziel auch eine umfassende Aufarbeitung dieser Thematik ist, werden derzeit am Lehrstuhl für Landschaftsökologie der Universität Essen durchgeführt ●

Literatur

- Anonymus: Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1984. Elektrizitätswirtschaft 84 (1985), H. 19.
- Baier, W.: Die Wärmepumpe. Bild der Wissenschaft 15 (1978) H. 1, S. 66-76.
- Bandopadhyay, P.C.: Economic Optimisation of Wind Energy Conversion Systems for Isolated Users. Mechanical Engineering 7 (1982) H. 1, S. 30-37.
- Benesch, W., G. Duensing, G. Jurksch und R. Zöllner: Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft. Offenbach/Main 1978. (Ber. Dt. Wetterdienst Nr. 147).
- Eldridge, F.R.: Wind Machines. New York 1980.
- Freris, P.: Der Windenergiekonverter: Ein „Exote“ unter den Energieerzeugern. Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik 35 (1980), S. 1690-1706.
- Hilscher, G.: Dänische Windturbinen verkaufen sich gut. Sonnenenergie (1983) H. 5, S. 5-11.
- Jarass, L., L. Hoffmann, A. Jarass und G. Obermair: Windenergie. Berlin 1981 (a).
- Jarass, L.: Strom aus Wind. Berlin 1981 (b).
- Köthe, H.K.: Praxis solar- und windelektrischer Energieversorgung. Düsseldorf 1982.
- Lefebvre, Ch., G. Jurksch, H. Schmidt, B. Morgeneyer und M. Ulbricht-Eissing: Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft. Offenbach/Main 1983. (Ber. Dt. Wetterdienst Nr. 165).
- Moretti, P.M. und L.V. Divone: Moderne Windkraftanlagen. Spektrum der Wissenschaft (1986) H. 8, S. 60-67.
- Obermair, G.M.: Windenergienutzung für ländliche Mittelgebirgs- und Küstenregionen. In: Zukünftige Energieversorgung im ländlichen Raum. Vohstrauss-Seminar - Hrsg. Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung. Bonn 1982, S. 183-194.
- Oke, T.R.: Boundary Layer Climates. London, New York 1983.
- OVE (Organisationen for Vedvarende Energi) (Hrsg.): Vindatlas. Kopenhagen o.J. (Teknisk Rapport Nr. 2).
- Petersen, E.L., I. Troen und J. Wieringa: Development of a Method for Wind Climate Analysis for non-mountainous Terrain in Europe. In: *Palz, W.* (Hrsg.): European Wind Energy Conference 1984 (Hamburg). Brüssel, Luxemburg 1985, S. 6-12.
- Rao, H.G., und R.B. Corotis: Bayesian Analysis of Regional Wind Energy Potential. Journal of the Engineering Mechanics Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers 108 (1982), No. EM6, S. 1198-1214.
- Sachs, L.: Angewandte Statistik. Berlin, Heidelberg 1974.
- Stephenson, W. und G. Böhmeke: Bestandsaufnahme und Erfahrungsauswertung in der Bundesrepublik bestehender Windkraftanlagen 1984. Sonnenenergie & Wärmepumpe 9 (1984) H. 6, S. 15-24.
- Theunert, S.: Wind Energy Siting in Coastal Regions - using numerical mesoscale Modelling. In: *Palz, W.* (Hrsg.): European Wind Energy Conference 1984 (Hamburg). Brüssel, Luxemburg 1985, S. 23-28.
- Urbanek, A.: Windenergie in Deutschland kommt in Bewegung. Sonnenenergie & Wärmepumpe 10 (1985) H. 6, S. 8-9.
- Von König, F.: Das praktische Windenergielexikon. Karlsruhe 1982.
- Werner, J.: Der Wind als Geofaktor in Westfalen. In: Erträge geographisch-landeskundlicher Forschung in Westfalen. Münster 1986. (Westfälische Geographische Studien 42).
- Windheim, R.: Wind - Energiequelle von morgen? Jülich 1983.