

Hans-Heinrich Schmidt-Kanefendt:

2 Schätzung regionaler Windenergie-Potenziale

3

1 Motivation und Absicht

- 4 Bei der Zielbestimmung für 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen spielt die Windkraft in den meisten Teilen Deutschlands eine tragende Rolle; allerdings ist eine realistische Abschätzung der regionalen Windenergie-Potenziale nicht so einfach, wie etwa bei der Solarenergie.
- 5 Der erzielbare Energieertrag regionaler Windparkflächen hängt von einer Reihe unterschiedlicher Faktoren ab: Windverhältnisse am jeweiligen Standort, Größe und Zuschnitt der Windparkflächen, Rotorfläche, Anlagenabstände (bestimmend für Anzahl möglicher Anlagen), Nabenhöhe.
- 6 Um die Wirtschaftlichkeit geplanter Projekte zu bestimmen, sind für jeden Einzelfall aufwändige Gutachten erforderlich.
- 7 Für die Ermittlung regionaler Windenergie-Potenziale kommt dieses Verfahren aus Aufwandsgründen nicht in Betracht.
- 8 Die im Folgenden beschriebene Methode zeigt die Einflüsse der verschiedenen Faktoren auf den Energieertrag und erlaubt eine vereinfachte überschlägige Abschätzung regionaler Windenergiepotenziale anhand von Erfahrungsdaten. (siehe #29 ff.)

9

2 Definitionen

- 10 Der **Windpark** ist ein räumlich abgegrenztes Gebiet mit mehreren Windenergieanlagen.
- 11 Ein **Vorranggebiet** ist ein in der Raumordnungsplanung festgelegtes Gebiet, in dem der Bau von Windenergieanlagen und somit die Bildung von Windparks zulässig ist.
- 12 Die **Rotorfläche** ist die Kreisfläche, die von den Rotorblättern überstrichen wird. Der Radius entspricht dem Abstand Drehpunkt - Blattspitze, landläufig als Rotorblattlänge bezeichnet.
- 13 Der **Energieertrag** ist die über die Dauer eines Betrachtungszeitraumes auf einer Bezugsfläche gewinnbare Leistung. Für bilanzielle Potenzialbetrachtungen wird in der Regel ein Jahr angesetzt, dann spricht man von Jahresenergieertrag.
- 14 Der **spezifischer Jahresenergieertrag** p_R in kWh/m²/a bezeichnet hier die jährlich gewinnbare Energiemenge pro Quadratmeter Rotorfläche (vertikale Bezugsfläche).
- 15 Dagegen bezeichnet der Begriff **Jahresenergieertrag** p hier die jährlich gewinnbare Energiemenge pro Hektar eines voll besetzten Vorranggebietes in MWh/ha/a (horizontale Bezugsfläche).
- 16 Die hier eingeführte **Flächen-Verhältniszahl** V_{rv} gibt das Verhältnis an von:
- Summe der Rotorflächen aller in einem Vorranggebiet bei optimaler Ausnutzung unterzubringenden Windenergieanlagen
- zur Fläche des Vorranggebietes.
Bei größeren Vorranggebieten nähert sich der Wert einer konstanten Größe (siehe unten), die sich für die Schätzung einfach, aber dennoch mit geringer Unsicherheit, verwenden lässt.
- 17 **Referenzdaten** sind bekannte Betriebs- und Technische Daten einer oder mehrerer Windenergieanlagen im Zielgebiet. Wegen der vergleichbaren Windverhältnisse sind daraus Jahresenergieerträge vorgesehener Anlagen oder auch ganzer Windparks relativ sicher zu prognostizieren.

18

3 Übersicht

- 19 Die abgegebene Leistung einer Windenergieanlage ist proportional dem Produkt aus der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit und der Rotorfläche.
- 20 Um die zeitlich stark schwankenden Windgeschwindigkeiten zu berücksichtigen, genügt es wegen des nicht linearen Zusammenhangs nicht, das Jahresmittel anzusetzen.
- 21 Üblich ist die Anwendung von Faktoren, die die Häufigkeits-Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten repräsentieren.

22 Aus Gründen der Datenverfügbarkeit wurde hier aber ein anderes Verfahren gewählt: Ausgehend vom Jahresertrag einer bzw. mehrerer bestehender Referenzanlagen wird anhand der Windgeschwindigkeiten auf den durchschnittlichen Jahresertrag im Zielgebiet geschlossen.

23 (siehe #52 ff.)

24 Die Windenergie-Nutzung ist mit Veränderungen der Landschaft und mit Einflüssen auf die Umwelt (z. B. Schall, Schlagschatten) verbunden.

25 Um Störungen zu minimieren, wird vom Gesetzgeber, von Ausnahmen abgesehen, die Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu räumlich abgegrenzten Windparks gefordert.

26 Dafür werden in der regionalen Raumordnungsplanung so genannte Vorranggebiete festgelegt, innerhalb derer die Aufstellung von Windenergieanlagen zulässig ist.

27 Die Bestimmung des regionalen Windenergiepotenzials sollte daher von den Vorranggebieten ausgehen, die die mit Windparks belegbaren Flächen repräsentieren.

28 Um über die Gesamtfläche der Vorranggebiete zum Energieertrag zu kommen, ist der Zusammenhang zur Summe der installierbaren Rotorflächen entscheidend (siehe #86 ff.).

29

4 Ertragsbestimmung

30 Die Bestimmung des in der Zielregion innerhalb der Vorrangflächen mit Windenergieanlagen pro Hektar erzielbaren **Jahresenergieertrages p** anhand einer geeigneten Referenz erfolgt nach der Formel:

31
$$p = p_{Rr} * \varepsilon_s * \varepsilon_h * \varepsilon_p * \varepsilon_{jr} * V_{rv} * 10 \quad [\text{MWh/ha/a}]$$

32 1. Spez. Jahresenergieertrag pro m² Rotorfläche der Referenzanlage(n) p_{Rr} [kWh/m²/a]

33 Jährlich pro m² Rotorfläche gewinnbare Energiemenge einer bzw. Durchschnitt mehrerer für die Zielregion möglichst repräsentativen Referenz-Anlagen (mit einheitlicher Nabenhöhe) - repräsentativ, was örtliche Nähe bzw. Windverhältnisse, Nabenhöhe, Technologiestandard, und eine durchgängige Verfügbarkeit im Referenzjahr betrifft.

34 (siehe #53 ff.)

35 2. Standortfaktor: $\varepsilon_s = v_z^3 / v_r^3$

36 Falls die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten am Referenzstandort repräsentativ für das Zielgebiet ist (wenn zum Beispiel der Referenzstandort im Zielgebiet liegt), kann $\varepsilon_s = 1$ gesetzt werden.

37 Andernfalls sind Werte für die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten im Zielgebiet und im Referenzstandort anzusetzen, wobei beide Werte auf die selbe Höhe über Grund bezogen sein müssen.

38 (siehe #59 ff.).

39 3. Höhenfaktor: $\varepsilon_h = (h_{nz} / h_{nr})^{\alpha * 3}$

40 Angenommene Nabenhöhe im Zielgebiet h_{nz} (heute verfügbarer Technologiestandard: 120 m), Nabenhöhe der Referenz-Anlage(n) h_{nr} und konservativ angesetzter Hellmann-Koeffizient $\alpha = 0,16$.

41 (siehe #63 ff.)

42 4. Parkfaktor: $\varepsilon_p = \eta_{pz} / \eta_{pr}$

43 Für das Zielgebiet angesetzter Parkwirkungsgrad $\eta_{pz} = 0,9$; Parkwirkungsgrad der Referenzanlage(n) η_{pr} einsetzen oder, falls unbekannt, $\eta_{pr} = 1$ ansetzen.

44 (siehe #80 ff.)

45 5. Jahresfaktor: $\varepsilon_{jr} = 1 / i_r$

46 Dem Referenzstandort zugeordneter Wind-Index i_r aus der Wind-Index-Karte für das Jahr, auf das sich der angegebene Jahresenergieertrag der Referenzanlage(n) bezieht.

47 (siehe #74 ff.)

48 6. Flächen-Verhältniszahl: $V_{rv} = A_r / A_v = 0,06$
49 Das Verhältnis der Summe sämtlicher Rotorflächen A_r in den vollbesetzten Vorrangflächen des
Zielgebietes zu deren Gesamtfläche A_v wird pauschal angesetzt.

50 (siehe #86 ff.)

51 7. Dimensionsfaktor: $(10.000 \text{ m}^2/\text{ha}) / (1.000 \text{ kWh/MWh}) = 10 \text{ [m}^2\text{*MWh/ha/kWh]}$
52

5 Spezifischer Jahresertrag

53 Je ähnlicher die Verhältnisse im Zielgebiet und am Referenzstandort sind, desto präziser ist das
Schätzergebnis - aus diesem Grund sollte eine für die Zielregion möglichst repräsentative Referenz
gewählt werden, was örtliche Nähe bzw. Windverhältnisse, die Nabenhöhe, Technologiestandard,
und die durchgängige Verfügbarkeit im Referenzjahr betrifft.

54 Idealisierend einheitliche Anlagenkennlinien angenommen, verhält sich der Jahresertrag
proportional zur Kreisfläche, die der Rotor überstreicht.

55 Somit erlaubt die Definition des **spezifischen Jahresertrages** p_R in kWh pro m^2 Rotorfläche eine
von Rotorgröße und Anlagenleistung unabhängige Betrachtung.

56 Falls spezifische Jahreserträge von bestehenden Referenzanlagen p_{Rr} in der Nähe des Zielgebietes
nicht verfügbar sind, kann beispielsweise auf geeignete Werte der 'Betreiber-Datenbasis'
zurückgegriffen werden.

57 (siehe #168 [WEM2009], Seite 205 ff)

58 Falls der spezifische Jahresertrag eines Referenzstandorts verwendet werden soll, der im Vergleich
mit dem Zielgebiet deutlich unterschiedliche Windverhältnisse aufweist, muss interpoliert werden,
was allerdings mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sein kann.

59 Die mittleren Windgeschwindigkeiten in einer bestimmten Höhe über Grund am Referenzstandort
und im Zielgebiet können Windpotenzialkarten entnommen werden, die Werte für 120 m sind zum
Beispiel in #168 [WEM2009], Seite 186 ff, veröffentlicht.

60 Da die kinetische Energie des Windes proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist,
kann man näherungsweise annehmen, dass sich die spezifischen Jahreserträge am
Referenzstandort p_{Rr} zum Zielgebiet p_{Rz} wie die dritte Potenz der dort herrschenden
Windgeschwindigkeiten v_r und v_z verhalten; für die Umrechnung wird der **Standortfaktor** ϵ_s
eingeführt.

61
$$p_{Rz} / p_{Rr} = v_z^3 / v_r^3 = \epsilon_s$$

62

63 Da in der Regel die im Zielgebiet vorgesehenen Nabenhöhen h_{nz} nicht mit der Nabenhöhe der
Referenzanlagen h_{nr} übereinstimmen und die Windgeschwindigkeiten mit der Höhe über Grund
zunehmen, muss vom spezifischen Referenz-Jahresertrag auf das Zielgebiet hochgerechnet
werden.

64 Für eine überschlägige Abschätzung bietet sich die vergleichsweise einfache Hellmann'sche
Höhenformel an (siehe #163 [EREN2006], Seite 68):

65
$$v_{nz} = v_{nr} * (h_{nz} / h_{nr})^\alpha$$

66 Die spezifischen Jahreserträge p_{Rznz} und p_{Rznr} verhalten sich näherungsweise wie die dritte Potenz
der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe v_{nz} und v_{nr} ; für die Umrechnung wird der **Höhenfaktor** ϵ_h
eingeführt:

67
$$p_{Rznz} / p_{Rznr} = (h_{nz} / h_{nr})^{\alpha*3} = \epsilon_h$$

68 Kritischer Punkt ist die genaue Einschätzung des Hellmann-Exponenten α , der von der
Beschaffenheit der Erdoberfläche und von der Schichtungsstabilität der planetarischen
Grenzschicht abhängt.

69 Da die Verfügbarkeit von verlässlichen Angaben zur Schichtungsstabilität nicht vorausgesetzt werden kann, wird hier eine neutrale Stabilität mit moderaten α -Näherungswerten angenommen:

70 Freie Wasserfläche: 0,10

Flache, offene Küste: 0,16

Städte, Dörfer: 0,34

(entnommen #163 [EREN2006], Seite 69)

72 Hier wird konservativ mit einem α -Wert von 0,16 gerechnet, in der Praxis werden mit größeren Nabenhöhen eher höhere Jahreserträge zu erzielen sein, als auf diese Weise ermittelt (Verifikation anhand praktischer Beispiele ist vorgesehen).

73 In der Regel sind die als Referenz zu nutzenden Ertragswerte auf ein bestimmtes Kalenderjahr bezogen, das am Referenzstandort im Verhältnis zum langjährigen Durchschnitt durch über- oder unterdurchschnittliche Windenergieerträge gekennzeichnet sein kann.

75 Um diesen Einfluss zu eliminieren, kann der dem Referenzstandort zugeordnete **Wind-Index i_r** genutzt werden, er ist aus der Wind-Index-Karte für das Bezugsjahr zu ermitteln.

(siehe #170 [WIMO]).

77 Für die Umrechnung wird der **Jahresfaktor ε_{jr}** eingeführt.

$$78 \quad \varepsilon_{jr} = 1 / i_r$$

79 In Windparks erbringt eine Windenergieanlage wegen der durch Nachbaranlagen verursachten Abschattung und Turbulenzen geringere Erträge, als eine völlig frei stehende Einzelanlage.

81 Dies wird üblicherweise durch den Parkwirkungsgrad η_p dargestellt, der von 1,0 bei Einzelanlagen bis auf 0,9 bei größeren Windparks mit minimalen Anlagenabständen sinkt.

82 In die Umrechnung geht zum Einen der durchschnittliche Parkwirkungsgrad in den als Ziel vorgesehenen Vorrangflächen η_{pz} ein, der wegen der Annahme größerer Parks und minimaler Anlagenabstände mit 0,9 anzusetzen ist.

83 Zum Anderen ist der Parkwirkungsgrad der Referenzanlage η_{pr} zu berücksichtigen, um den Ertrag auf ungestörte Verhältnisse hochzurechnen; falls unbekannt, sollte er konservativ mit 1,0 angesetzt werden.

84 Für die Umrechnung wird der **Parkfaktor ε_p** eingeführt:

$$85 \quad \varepsilon_p = \eta_{pz} / \eta_{pr}$$

86

6 Verhältnis von Rotor- zu Vorranggebiets-Flächen

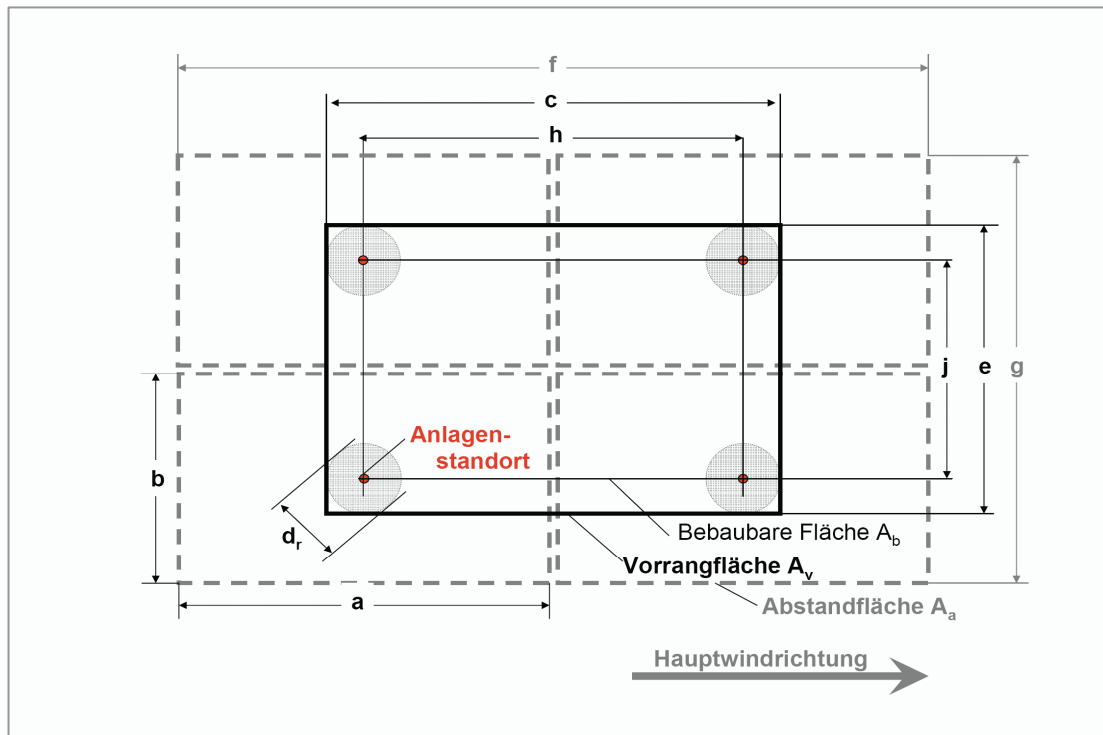
87 Der für die Ertragsermittlung relevante Zusammenhang zwischen der Summe sämtlicher Rotorflächen A_r in den vollbesetzten Vorranggebieten und deren Gesamtfläche A_v soll dargestellt werden durch eine Verhältniszahl V_{rv} :

$$88 \quad V_{rv} = A_r / A_v$$

89 Die Summe der Rotorflächen A_r bestimmt sich aus dem Rotordurchmesser der vorgesehenen Windenergieanlagen d_r und der Gesamtzahl der in den Vorranggebieten möglichen Anlagenstandorte n :

$$90 \quad A_r = (d_r^2 * \pi / 4) * n$$

- 91 Um den Zusammenhang der Zahl der Anlagenstandorte n von der Windparkfläche zu bestimmen, wird stellvertretend eine einzelne Vorrangfläche A_v betrachtet.
- 92 Der Einfachheit halber wird zunächst eine rechteckige Form angenommen, der Einfluss anderer Formen wird anschließend betrachtet. (siehe #133)
- 93



- 94 Die Seite c verläuft in Hauptwindrichtung, die Seite e im rechten Winkel dazu.
- 95 $A_v = c * e$
- 96 Es wird unterstellt, dass die Anlagen gemäß Empfehlung des Deutschen Städte- und Gemeindebundes mit einem Mindestabstand von einem halben Rotordurchmesser d_r zur Grenze des Vorranggebiets platziert werden, um ein Herausragen der Rotorblätter über die Grenze zu vermeiden.
- 97 (siehe #160 [DStGb2009], S. 35).
- 98 Daraus ergibt sich eine Fläche A_b mit den Seiten h und j , innerhalb der Anlagenstandorte zulässig sind.
- 99 $A_b = h * j$ $h = (c - d_r)$ $j = (e - d_r)$
- 100 Um den Energieertrag zu maximieren, ist eine möglichst dichte Bebauung wünschenswert.
- 101 Wegen der abgeschwächten und turbulenten Luftströmung hinter einer Windenergieanlage sind jedoch zur Vermeidung von übermäßigen Leistungsverlusten und Materialermüdung Mindestabstände zu Nachbaranlagen einzuhalten.
- 102 Die Angabe erfolgt als Vielfaches des Rotordurchmessers d_r , unterschieden wird zwischen dem Mindestabstand in Hauptwindrichtung hintereinander a und nebeneinander b , letzterer kann wegen des selteneren Auftretens kleiner gewählt werden.
- 103 Im Einzelfall hängen die Mindestabstände von den örtlichen Verhältnissen ab, durchschnittlich kann von folgendem Standard ausgegangen werden (siehe #157 [BWE2.6]):
- 104 $a = 5 * d_r$ $b = 3 * d_r$
- 105 Aus den Mindestabständen ergibt sich eine gedachte Abstandfläche A_a um die Anlage, die vereinfachend als Rechteck mit den Seiten a und b angenommen wird.

106 Im betrachteten Fall rechteckiger Vorrangflächen ergibt sich die Anzahl in Hauptwindrichtung hintereinander platzierbarer Windenergieanlagen n_h als ganzzahliger Anteil des Quotienten von Seitenlänge h und Mindestabstand a , die Anzahl nebeneinander platzierbarer Anlagen n_n entsprechend aus j und b und schließlich die gesamte Anlagenzahl als Produkt aus beiden:

107 $n_h = h / a$ (Ganzzahliger Anteil) $n_n = j / b$ (Ganzzahliger Anteil) $n = n_h * n_n$

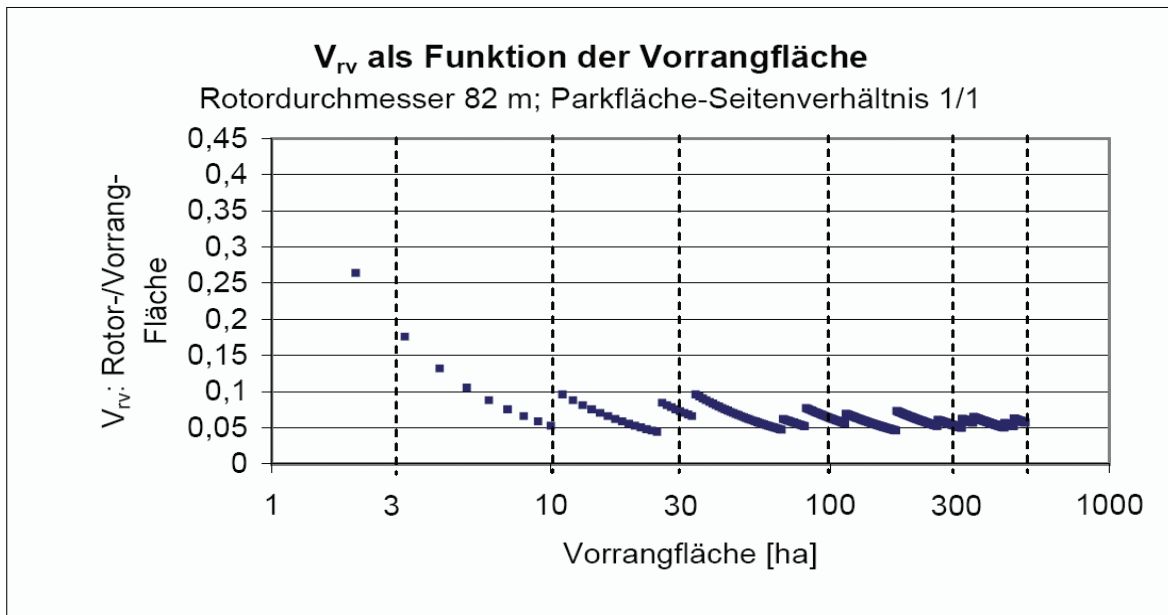
108

109 Nach Umsetzung dieses Ansatzes in eine Kalkulationstabelle wurden eine Reihe verschiedener Varianten durchgespielt.

110 Dabei wurde das V_{rv} -Verhältnis als Funktion der Größe der Vorrangfläche A_v ermittelt.

111 Exemplarisch wurden Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 82 m (2 MW-Klasse) und eine quadratische Form der Vorrangfläche mit einem Seitenverhältnis von 1:1 angenommen.

112



113 Mit steigender Vorrangfläche wird V_{rv} zunächst kleiner, und zwar solange nicht mehr Anlagen unterzubringen sind.

114 V_{rv} springt immer dann auf einen wesentlich höheren Wert, wenn unter Einhaltung der vorgegebenen Abstände eine neue Reihe von Anlagen auf der Fläche unterzubringen ist.

115 Je größer die Vorrangfläche, desto geringer ist der Unterschied zwischen maximalem und minimalem V_{rv} .

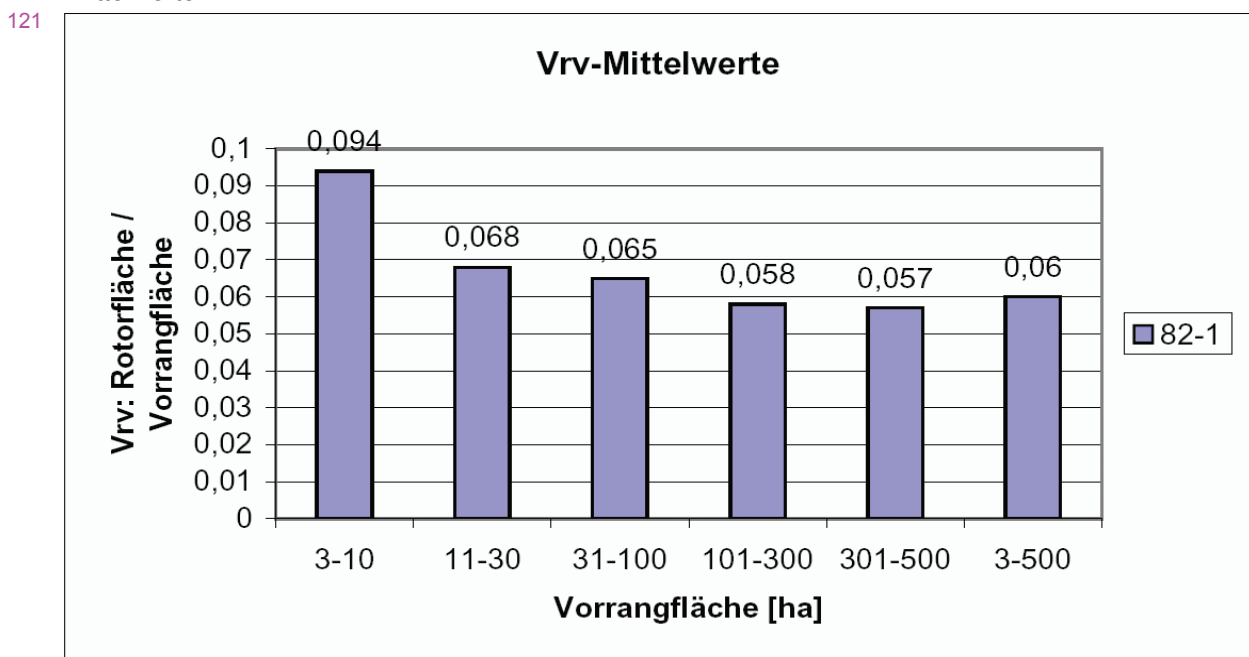
116 Am einfachsten wäre es, für V_{rv} den Minimalwert anzunehmen, da dieser nahezu unabhängig von der Größe der Vorrangfläche ist.

117 Allerdings würde damit der angenommene V_{rv} -Wert speziell bei kleinen und mittleren Vorrangflächen sehr viel schlechter als der tatsächlich erreichbare Wert liegen, deshalb sollen im Folgenden die Mittelwerte betrachtet werden.

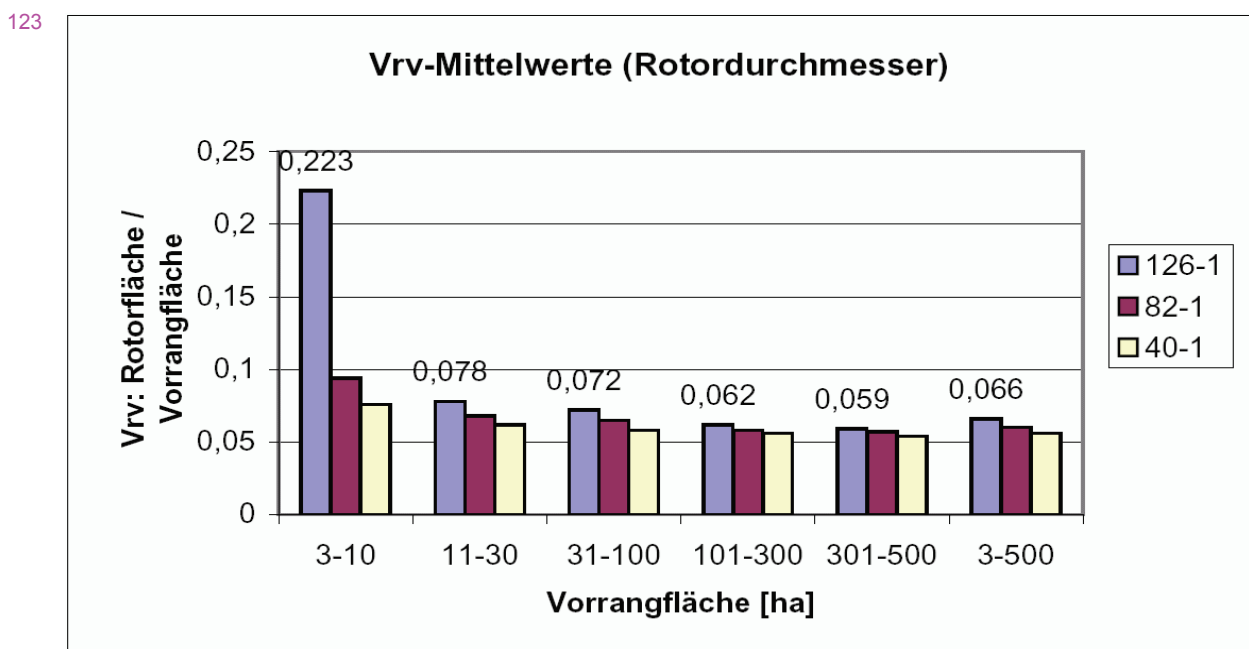
118 Es ist davon auszugehen, dass bei der Planung der Vorrangflächen nicht bekannt ist, welchen Rotordurchmesser die später dort installierten Anlagen einmal aufweisen werden.

119 Damit ist eine Optimierung von V_{rv} nicht möglich, folglich ist mit einer statistischen Verteilung der V_{rv} -Werte für die einzelnen Vorrangflächen zu rechnen.

120 Eine bessere Annäherung an den tatsächlichen Wert ergeben über bestimmte Intervalle gebildete Mittelwerte:



122 Der Einfluss des Rotordurchmessers auf die V_{rv} -Werte wird am Beispiel von drei gebräuchlichen Anlagenklassen dargestellt; 40 Meter für die 500 kW-Klasse, 82 Meter für die 2 MW-Klasse und 126 Meter für die 6 MW-Klasse:



124 Bei kleinen Vorrangflächen bis 10 ha ist der Einfluss stark, da bei großen Anlagen ein erheblicher Teil der Abstandsfläche außerhalb der Vorrangfläche liegt und somit eine relativ hohe Aufstellungsdichte erreicht werden kann.

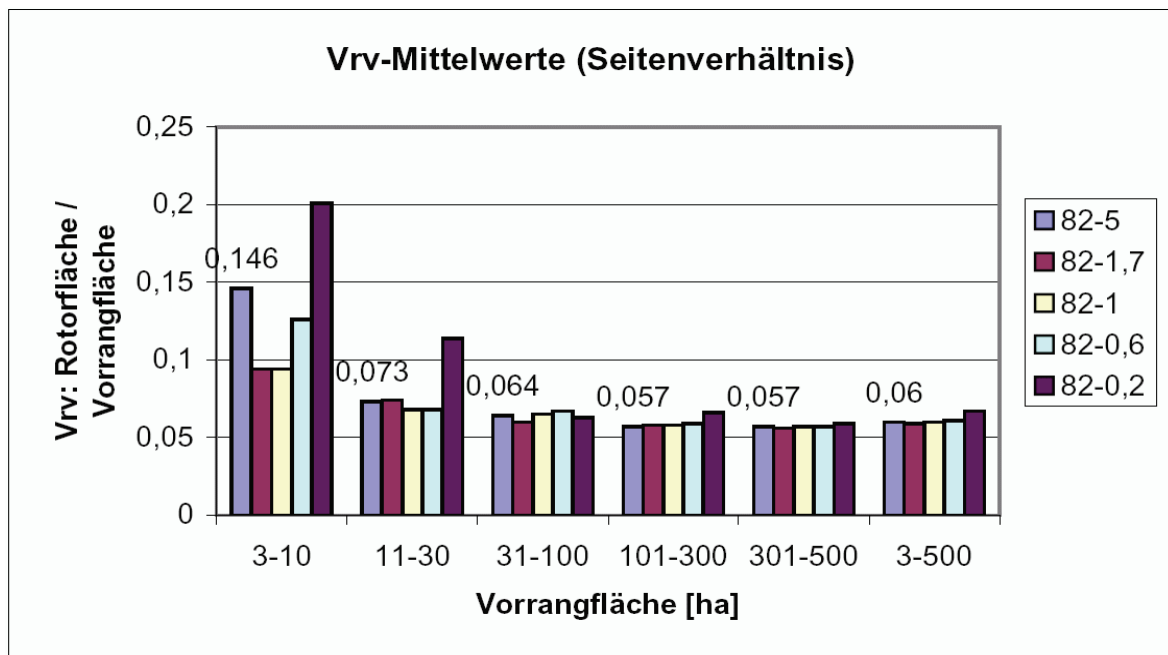
125 Bei mittleren Vorrangflächen bis 100 ha ist der Einfluss geringer, aber noch deutlich spürbar.

126 Bei großen Vorrangflächen über 100 ha ist der Einfluss gering und für die überschlägige Abschätzung praktisch vernachlässigbar.

127

- 128 Um den Einfluss der Form des Vorranggebietes zu erkunden, wird zunächst das Seitenverhältnis der bisher quadratisch angenommenen Vorrangfläche im Bereich von 5:1 bis 1:5 variiert (Verhältnis der Seite längs zur Hauptwindrichtung zu der Seite quer zur Hauptwindrichtung):

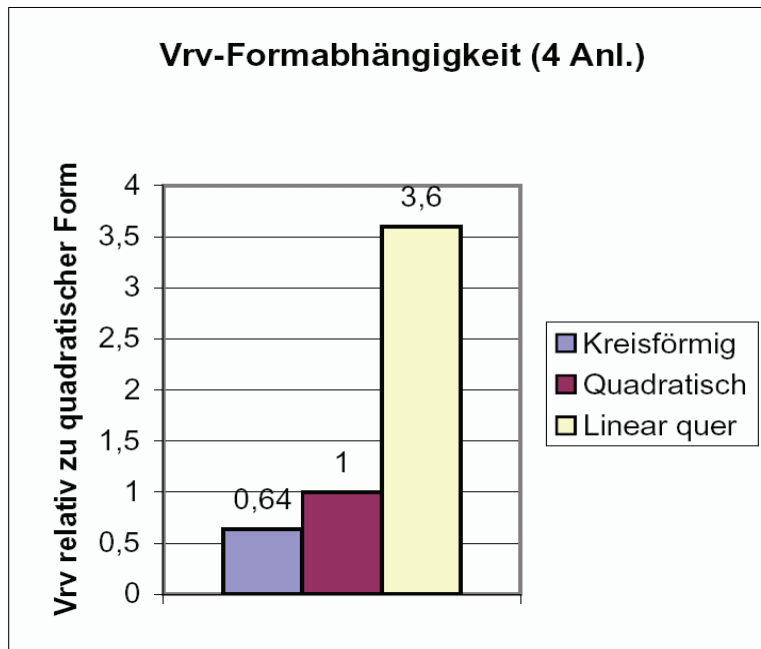
129



- 130 Bei den kleineren Vorranggebieten bis 30 ha ist ein deutlicher Einfluss zu erkennen - langgestreckte Vorrangflächen ergeben im Vergleich zu kompakten Flächen ein deutlich höheres V_{rv} -Verhältnis verbunden mit deutlich höheren Energieerträgen, wobei Vorrangflächen quer zur Hauptwindrichtung wegen der geringeren Windabschattung wesentlich besser abschneiden.
- 131 Bei größeren Vorranggebieten über 30 ha liegt der Einfluss dagegen innerhalb der statistischen Schwankungsbreite und ist daher praktisch vernachlässigbar.
- 132
- 133 Da in der Regel nicht, wie bisher angenommen, von rechteckigen Formen der Vorranggebiete ausgegangen werden kann, wird nun zum Vergleich eine Kreisform angenommen, da diese das denkbar ungünstigste V_{rv} -Verhältnis aufweisen.
- 134 Es wird ein kleines Vorranggebiet angenommen, ausreichend für 4 Anlagen mit je 82 m Rotordurchmesser.
- 135 Eine quadratische Vorrangfläche müsste eine Mindestfläche von 24 ha aufweisen, eine kreisförmige Fläche aber 38 ha.
- 136 Das V_{rv} -Verhältnis liegt in diesem Beispiel mit 0,056 bei 64% der quadratischen Vorrangfläche.
- 137 Je größer die Vorrangfläche, desto mehr nähert sich das V_{rv} -Verhältnis der Kreisfläche an das der rechteckigen Flächen an.

138 Gegenüber unterschiedlichen Seitenverhältnissen bei Rechtecken ist die Abweichung des Vrv-Verhältnisses bei der Kreisform gegenüber der quadratischen Form aber gering, wie am folgenden Beispiel einer kleinen, auf 4 Anlagen optimierten Windparkfläche mit unterschiedlichen Formen gezeigt wird:

139



140 Wenn der Einfluss der Rechteck-Seitenlängen, wie oben gezeigt, mit steigender Fläche schon schnell abnimmt, wird dies erst Recht auf den Einfluss von Kreisbögen zutreffen.

141 Außerdem weisen die Vorrangflächen in der Praxis selten eine kompakte Form wie Quadrat oder gar Kreis auf, es handelt sich in der Mehrzahl um langgestreckte Gebilde, zum Teil mit ausladenden Zipfeln, deren Vrv-Wert erheblich oberhalb der quadratischen Form liegt.

142 Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass das Rechteckmodell eine ausreichende Annäherung an die realen Verhältnisse bietet, das Kreismodell wird nicht weiter verfolgt.

143

144 Unter der Annahme, dass zur Ausschöpfung der Wind-Potenziale für eine 100%-Erneuerbare-Energie-Region größere Vorrangflächen dominieren werden und somit die oben behandelten Einflüsse gering sind, dürfte ein **pauschaler Ansatz** von $V_{rv} = 0,06$ für die überschlägige Schätzung genügen.

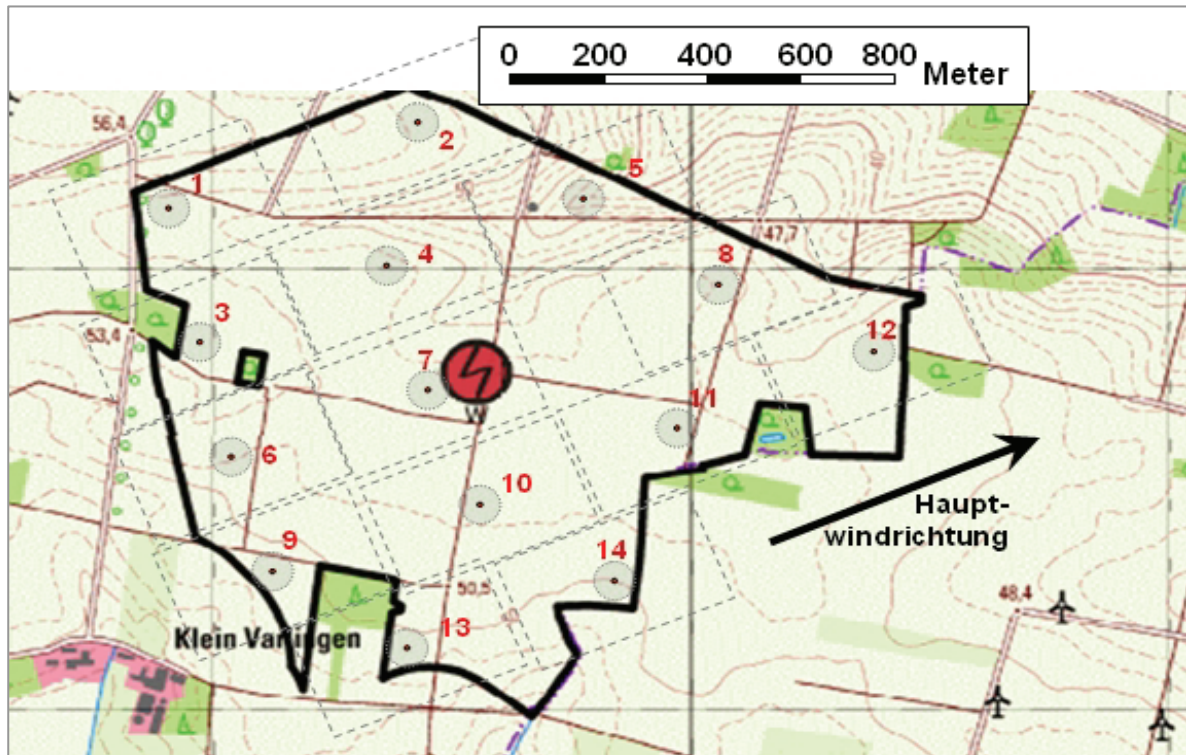
145

7 Empirische Überprüfung

146 Dass die Methode zur Ermittlung der Flächen-Verhältniszahl auch bei einer unregelmäßig geformten Vorrangfläche zu durchaus realitätsnahen Ergebnissen führt, soll an einem konkreten, willkürlich herausgegriffenen Beispiel gezeigt werden.

147 Ein Änderungsentwurf der Regionalen Raumordnungsplanung für den Landkreis Nienburg/Weser beinhaltet das Vorranggebiet '08 Wendenborstel' mit einer Fläche von 135,1 ha [RROP].

148



149 Unter Beachtung der Abstandsregeln gemäß #104 und #96 wurde die Fläche dichtestmöglich mit Windenergieanlagen (2 MW, 82 m Rotordurchmesser) belegt.

150 Wie zu ersehen ist, sind 14 Anlagen platzierbar.

151 Bei einer Rotorfläche von 5281 m² pro Anlage ergibt sich eine Gesamtrorfläche von 73934 m² entsprechend 7,39 ha.

152 Das reale Flächen-Verhältnis V_{rv} von Gesamtrorfläche zu Vorrangfläche beträgt in diesem Fall somit 0,055.

153 Vom Durchschnittswert 0,058 für Vorrangflächen zwischen 101 und 300 ha gemäß #121 weicht die real ermittelte Zahl lediglich um 5,2 % ab.

154 In Hinsicht auf die sonstigen Unsicherheiten, wie beispielsweise bei den Annahmen bezüglich Anlagengröße, erscheint der gewählte Ansatz durchaus brauchbar für überschlägige Schätzungen.

155 Vorteilhaft ist die Anwendung der Methode vor allem im Fall einer größeren Zahl an Vorrangflächen, wo sich statistische Schwankungen eher ausgleichen.

156

8 Literatur

157 **[BWE2.6]**

158 Bundesverband WindEnergie e. V.; "Technik - Windparkeffekt"

159 <http://www.wind-energie.de/de/technik/windscherung/parkeffekt/?type=91>

160 **[DStGb2009]**

161 Deutscher Städte- und Gemeindebund; "Repowering von Windenergieanlagen - Kommunale Handlungsmöglichkeiten"; Dokumentation Nr. 94 von 09.2009

162 http://www.dstgb.de/homepage/artikel/dokumentationen/nr_94_repowering_von_windenergieanlagen_kommunale_handlungsmoeglichkeiten/doku94_repowering_barrierefrei.pdf

163 **[EREN2006]**

164 Kaltschmitt Martin, Streicher Wolfgang, Wiese Andreas; "Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte", 4. Auflage 2006

165 **[RROP]**

166 Landkreis Nienburg/Weser;

"Änderung des Regionalen Raumordnungsprogramms 2003 - Teilabschnitt Windenergie", Änderungsentwurf gemäß Beschluss des Kreisausschusses vom 21.09.2009

167 <http://www.lk-nienburg.de/internet/page.php?typ=2&site=1000144>

168 **[WEM2009]**

169 Bundesverband WindEnergie e. V.; "WIND ENERGY MARKET 2009"

170 **[WIMO]**

171 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (vormals ISET); "Windmonitor"

172 http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=255&lang=de