

# Kennzahlen zur Bestimmung der Windhöffigkeit

Jörg Saur<sup>1</sup> und Michael Thorwart<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Rommentaler Str. 35, 72114 Schlat, Germany

<sup>2</sup>I. Institut für Theoretische Physik, Universität Hamburg, Notkestraße 9, 22607 Hamburg, Germany\*

(Dated: 4. Februar 2024)

Zur Charakterisierung der Windhöffigkeit eines Standorts werden häufig unterschiedliche Kennzahlen benutzt. Traditionell ist die mittlere Windgeschwindigkeit (in einer typischen Nabenhöhe von 140 m über Grund) ein Maß dafür. Daneben findet die mittlere Windleistungsdichte Verwendung, die häufig um eine Kappung im Geschwindigkeitsraum ergänzt wird. In dieser Arbeit zeigen wir auf, wie beide Kennzahlen ineinander übergeführt werden können. Des weiteren zeigen wir den Effekt der Kappung auf die Umrechnung auf. Schließlich vergleichen wir vor dem Hintergrund des Zusammenhangs beider Kennzahlen verschiedene Empfehlungen für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Standorts von Windindustrieanlagen. Insbesondere weisen wir auf eine signifikante Diskrepanz der Wirtschaftlichkeitskriterien des Umweltministeriums Baden-Württemberg und des Bundesverbands Windenergie hin.

## I. Einleitung

Ein natürliches Maß für die Beurteilung der Windhöffigkeit eines Standorts einer Windindustrieanlage ist die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort. Typischerweise wird dieser Parameter in einer Nabenhöhe von 140 m oder 160 m über Grund angegeben. Diese Kennzahl wurde in den ersten Windatlanten verwendet, wie zum Beispiel im ersten Windatlas des Landes Baden-Württemberg (Windatlas BW 2011 [1]) aus dem Jahr 2011. Dieser diente lange Jahre als Planungsgrundlage für die öffentliche Verwaltung. Die mittlere Windgeschwindigkeit kann leicht als Mittelwert der Wahrscheinlichkeitsverteilung der (gemessenen oder berechneten) Windgeschwindigkeiten bestimmt werden.

Ein etwas jüngeres Maß zur Bewertung der Windhöffigkeit ist die mittlere Windleistungsdichte, die an einem Standort vorherrschen soll. Sie ist der Mittelwert der Windleistungsdichte, bestimmt über die Wahrscheinlichkeitsverteilung der (gemessenen oder berechneten) Windgeschwindigkeiten. Da in dieser Größe de facto die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit gemittelt wird, werden höhere Windgeschwindigkeiten stärker gewichtet, was sich vermeintlich günstiger für die Ertragsprognose nutzen lässt. Dieser Paradigmenwechsel von der mittleren Windgeschwindigkeit hin zur mittleren Windleistungsdichte fand beispielsweise im neuen Windatlas Baden-Württemberg 2019 (Windatlas BW 2019 [2]) statt bei der Festlegung des Auswahlkriteriums in Bezug auf die ausreichende Windhöffigkeit eines Standorts. Dieser Übergang von der mittleren Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde (m/s) hin zur neu definierten Kennzahl "mittlere gekappte Windleistungsdichte" in Watt pro Quadratmeter ( $W/m^2$ ) führt allerdings auch zu einem Verlust der direkten Vergleichbarkeit beider Kennzahlen und macht somit auch den direkten Vergleich von Standorten, die mit unterschiedlichen Kennzahlen bewertet sind, intrans-

parent. So kommt es vor, dass benachbarte Standorte im Windatlas mit gleicher mittleren Windgeschwindigkeit unterschiedliche gekappte Windleistungsdichten aufweisen. Hier setzt die vorliegende Arbeit an und stellt den direkten Zusammenhang zwischen beiden Kenngrößen her.

Ein weiterer Parameter wurde im Windatlas BW 2019 eingeführt, und zwar die Kappgeschwindigkeit. Diese führt auf die Kennzahl der mittleren gekappten Windleistungsdichte, welche als zentrale Kenngröße regierungsamtlich benutzt wird. Der Ansatz dafür ist, die technische Beschränkung einer Windindustrieanlage in Bezug auf die Leistungsausbeute zu berücksichtigen. Oberhalb einer bestimmten Windgeschwindigkeit erreicht die Anlage die ausgelegte Vollast. Ein weiterer Leistungsgewinn bei noch höheren Windgeschwindigkeiten ist nicht mehr möglich, wenn die Nennleistung des Generators erreicht worden ist. Deshalb wird eine Kappgeschwindigkeit eingeführt, oberhalb derer die Leistungskennlinie der Anlage in eine Sättigung übergeht. Technisch bedingt liegt diese Kappgeschwindigkeit bei ca. 11 m/s.

Im Windatlas BW 2019 hat der Fachbeirat den Wert der Kappgeschwindigkeit auf 15 m/s festgesetzt: "In den begleitend zur Erstellung des Windatlas Baden-Württemberg erfolgten Besprechungen, insbesondere des beteiligten Fachbeirates, wurde die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter für die Festlegung der Flächeneignung festgelegt. Der Kappungswert wurde mit 15 m/s festgelegt", heißt es in Kapitel 3.2. Diese Festlegung wird allerdings weder fachlich noch physikalisch begründet, seine Rolle wird im Windatlas sogar mit einer Einschränkung versehen: "Es ist anzumerken, dass die Parameter auch innerhalb der genannten Landschaftsräume spürbaren Schwankungen unterliegen." (Kapitel 3.2.3).

Das UMBW definiert abschließend als Empfehlung für die behördliche Entscheidung ein Kriterium, ab dem ein Standort als ausreichend windhöffig angesehen wird, einen Wert der mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 W/m^2$  (in einer Nabenhöhe von 160 m). Dies soll einer Standortgüte von 65-70 % eines Referenzstandortes der im Windatlas zugrunde gelegten Anlagentypen betragen

---

\* michael.thorwart@physik.uni-hamburg.de

(Schreiben des UMBW vom 27.05.2019 an die Fachabteilungen). Allerdings wird dieser Wert bei bereits bestehenden Windindustrieanlagen in Baden-Württemberg regelmäßig nicht erreicht [3].

Deutlich höher als der Wert der vom UMBW geforderten gekappten Mindestwindleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  wird die geforderte untere Grenze für einen wirtschaftlichen Betrieb in einem vom Bundesverband Windenergie (BWE) in Auftrag gegebenen Gutachten "Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022" [4] des Kasseler Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) angesetzt. Zur Bestimmung der Eignung von Gebieten für die Windenergienutzung wird eine Windgeschwindigkeit oberhalb von  $6.5 \text{ m/s}$  als eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen angeführt.

In der vorliegenden Arbeit wird der genaue Zusammenhang zwischen den Kennzahlen der mittleren Windgeschwindigkeit und der mittleren gekappten Windleistungsdichte quantitativ aufgezeigt. Anhand von Abbildungen können so beide Größen ineinander überführt werden und stehen Planern und Entscheidern direkt und transparent zur Verfügung. Des weiteren untersuchen wir den Einfluss der Wahl der Kappgeschwindigkeit. Wir zeigen auf, dass ein überhöhter Wert der Kappgeschwindigkeit zu überhöhten Werten der mittleren gekappten Windleistungsdichte und in Folge dessen zu signifikant überhöhten Ertragsprognosen führt. Schließlich zeigen wir noch eine Inkonsistenz von Empfehlungen zur Wirtschaftlichkeit von Windindustrieanlagen auf. Es wird deutlich, dass die Empfehlung des UMBW einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  (in  $160 \text{ m}$  Höhe) einer mittleren Windgeschwindigkeit von  $4.5 \text{ m/s}$  bis  $5.7 \text{ m/s}$  entspricht. Hingegen empfiehlt der BWE eine notwendige mittlere Windgeschwindigkeit von  $6.5 \text{ m/s}$  für einen wirtschaftlichen Betrieb, was einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $300 \text{ W/m}^2$  bis  $380 \text{ W/m}^2$  entspricht. Diese deutliche Diskrepanz sollte von Planern und Entscheidern in Bezug auf Ertragsprognosen für Standorte von Windindustrieanlagen berücksichtigt werden.

## II. Weibull-Verteilung und mittlere Windgeschwindigkeit

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten  $v$  wird in guter Näherung durch die Weibull-Verteilung beschrieben. Ihre Dichtefunktion ist gegeben durch

$$W(v) = \lambda k (\lambda v)^{k-1} e^{-(\lambda v)^k}. \quad (1)$$

Dabei bezeichnet  $k$  den Weibull-Formparameter und  $1/\lambda$  den Skalenparameter der Verteilung. Der Fall  $k = 1$  führt auf eine rein exponentielle Dichtefunktion, während  $k = 2$  den Grenzfall einer Rayleigh-Verteilung wiedergibt. Der Erwartungswert der Geschwindigkeit lässt sich leicht berechnen zu

$$v_{\text{av}} = \int_0^\infty dv v W(v) = \frac{1}{\lambda} \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right), \quad (2)$$

wobei  $\Gamma(x)$  die Eulersche Gammafunktion bezeichnet. Für  $1 \leq k \leq 2$ , wie es typischen Weibull-Parametern bei Windgeschwindigkeitsverteilungen entspricht, liegen die Funktionswerte der  $\Gamma$ -Funktion in der Nähe von 1, so dass sich der Erwartungswert hin zu umso größeren Werten verschiebt, je kleiner der Parameter  $\lambda$  ist. Typische Werte der mittleren Windgeschwindigkeiten in  $140 \text{ m}$  Höhe (was der Nabenhöhe gängiger Windindustrieanlagen entspricht) liegen im Bereich zwischen  $3 \text{ m/s}$  und  $7 \text{ m/s}$  an Land im Südwesten Deutschlands. Der Bundesverband Windenergie hat in einem in Auftrag gegebenen Gutachten "Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022" [4] des Kasseler Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) formuliert, dass eine mittlere Windgeschwindigkeit oberhalb von  $6.5 \text{ m/s}$  als eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen vorliegen sollte.

## III. Mittlere Windleistungsdichte

In jüngeren Veröffentlichungen und Planungsvorgängen zur Windenergienutzung wird anstatt der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{av}}$  eine andere Kennzahl zur Bewertung der Windhöffigkeit eines Standorts herangezogen, die mittlere Windleistungsdichte. Diese wird häufig noch um eine Kappung ergänzt (s.u.), so dass daraus eine mittlere gekappte Windleistungsdichte resultiert. Ohne Kappung ist die mittlere Windleistungsdichte für einen Standort definiert als Integral über die Windgeschwindigkeiten  $v$  gemäß

$$P_{\text{Wind,av}} = \int_0^\infty dv W(v) P_{\text{Wind}}(v), \quad (3)$$

wobei

$$P_{\text{Wind}}(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (4)$$

die von der kinetischen Energie des Massestroms des Windes bereitgestellte Leistungsdichte für eine Windindustrieanlage (Windleistungsdichte) ist. Hierin ist  $\rho$  die Dichte von Luft (im folgenden wird der Standardwert von  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  gewählt).  $W(v)$  ist die Dichtefunktion der Windgeschwindigkeitsverteilung. Durch eine Variablensubstitution  $v = (2P_{\text{Wind}}/\rho)^{1/3}$  mit  $dv = \frac{2}{3\rho} \left(\frac{2P_{\text{Wind}}}{\rho}\right)^{-2/3} dP_{\text{Wind}}$  zeigt man leicht [3, 5, 6], dass der Ausdruck für die mittlere Windleistungsdichte überführt werden kann in

$$\begin{aligned} P_{\text{Wind,av}} &= \int_0^\infty dP_{\text{Wind}} \underbrace{ck' (cP_{\text{Wind}})^{k'-1} e^{-(cP_{\text{Wind}})^{k'}}}_{W(P_{\text{Wind}})} \\ &\quad \times P_{\text{Wind}} \\ &= \frac{\rho}{2} \frac{1}{\lambda^3} \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \end{aligned} \quad (5)$$

wobei  $W(P_{\text{Wind}})$  wieder die Dichtefunktion einer Weibull-Verteilung ist, allerdings mit den Weibull-Parametern

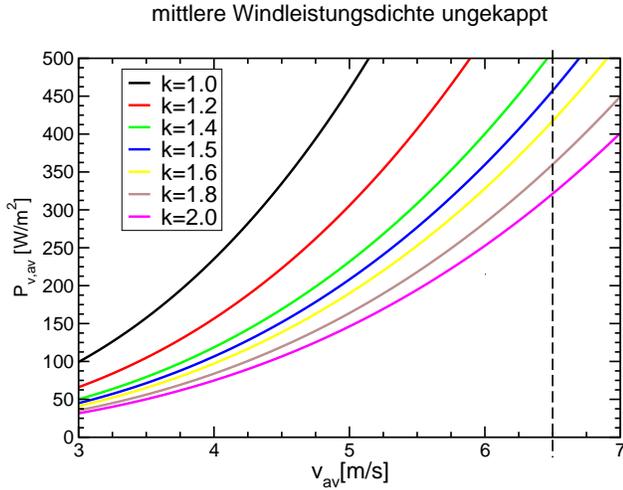


Abbildung 1. Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Wind}}(v)$  und  $v_{\text{av}}$  für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  für verschiedene Werte des Weibull-Exponenten  $k$  zwischen 1 und 2. Die vertikale gestrichelte Linie markiert den Wert  $v_{\text{av}} = 6.5 \text{ m/s}$ , wie er von Bundesverband Windenergie als untere Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer Windindustrieanlage im Gutachten Ref. [4] empfohlen wird.

$c = 2\lambda^3/\rho$  und  $k' = k/3$ . In der letzten Gleichung wurde wieder die bekannte Berechnung des Mittelwerts in Analogie zu Gl. (2) benutzt. Löst man Gl. (2) nach  $\lambda$  auf und setzt das Ergebnis in Gl. (5) ein, folgt der gesuchte Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Wind,av}}$  und  $v_{\text{av}}$  gemäß

$$P_{\text{Wind}}(v) = \frac{\rho}{2} v_{\text{av}}^3 \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{k})}{[\Gamma(1 + \frac{1}{k})]^3}. \quad (6)$$

Nach dieser Beziehung können nun die Kennzahlen ‘‘Mittlere Windgeschwindigkeit’’ und ‘‘Mittlere Windleistungsdichte’’ für ein gegebenes  $k$  ineinander umgerechnet werden.

Abb. 1 zeigt den Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Wind}}(v)$  und  $v_{\text{av}}$  für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  für verschiedene Werte des Weibull-Exponenten  $k$  zwischen 1 und 2. Die vertikale gestrichelte Linie markiert den Wert  $v_{\text{av}} = 6.5 \text{ m/s}$ , wie er von Bundesverband Windenergie als untere Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer Windindustrieanlage im Gutachten Ref. [4] empfohlen wird. Dieser Wert entspricht ungefähr einer Mindestwindleistungsdichte von  $310 \text{ W/m}^2$  für  $k = 2$  und steigt stark an für abnehmende Werte von  $k$ .

Abb. 2 zeigt den Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Wind}}(v)$  und dem Weibull-Exponenten  $k$  für verschiedene Werte der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{av}}$  für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ .

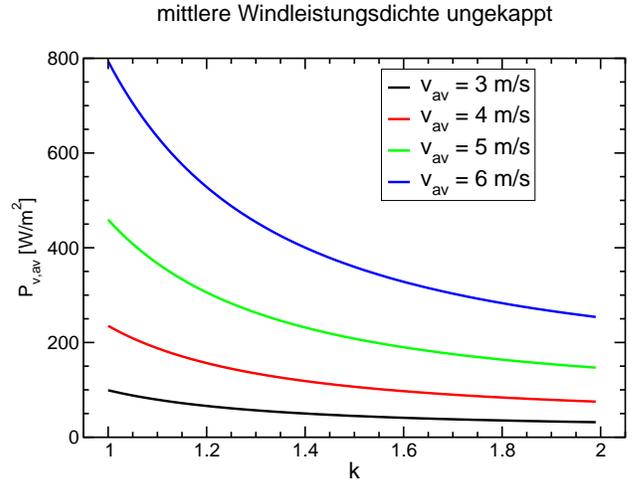


Abbildung 2. Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Wind}}(v)$  und dem Weibull-Exponenten  $k$  für verschiedene Werte der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{av}}$  für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ .

#### IV. Mittlere gekappte Windleistungsdichte

Im Windatlas BW 2019 wird als weitere Kennzahl zur Beurteilung der Windhöffigkeit eines Standorts die mittlere gekappte Windleistungsdichte eingeführt. Da die Leistung der Windindustrieanlage durch die Nennleistung des Generators begrenzt ist, können Starkwinde oberhalb einer Grenzgeschwindigkeit technisch nicht zur Energieumwandlung in Windindustrieanlagen genutzt werden. Diese Eigenschaft zeigt sich auch direkt an der Leistungskennlinie einer Windindustrieanlage, wie sie in Abb. 3 dargestellt ist, für das Beispiel einer Vestas V-150 mit 4.2 MW Nennleistung (reproduziert aus dem Windatlas BW 2019, dort Abb. 20, und ergänzt). Die von dieser Anlage erzeugte elektrische Leistung  $P_{\text{el}}(v)$  bleibt oberhalb einer bauartbedingten Windgeschwindigkeit konstant. Typische Werte dieser maximal umsetzbaren Geschwindigkeit liegen im Bereich von 10 – 11 m/s für gängige Windkraftanlagen.

Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wird im Windatlas BW 2019 eine Kappgeschwindigkeit  $v_{\text{kapp}}$  eingeführt. In der Folge wird das Integral in Gl. (3) in zwei Integrationsbereiche zerlegt gemäß

$$P_{\text{Wind,av,kapp}} = \frac{1}{2}\rho \left[ \int_0^{v_{\text{kapp}}} dv W(v) v^3 + v_{\text{kapp}}^3 \int_{v_{\text{kapp}}}^{\infty} dv W(v) \right]. \quad (7)$$

Im Windatlas BW 2019 wird die Kappgeschwindigkeit auf den Wert  $v_{\text{kapp}} = 15 \text{ m/s}$  festgesetzt. Eine weitere Begründung dafür wird nicht angegeben. Physikalisch-technische Begründungen sind nicht erkennbar. Aus der Kennlinie in Abb. 3 ist ersichtlich, dass eine typische Kappgeschwindigkeit von  $v_{\text{kapp}} = 10 - 11 \text{ m/s}$  (schwarz)

Leistungskennlinie VESTAS V-150 4,2 MW

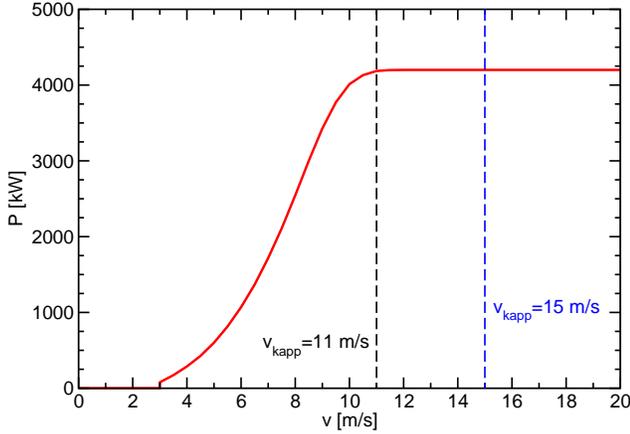


Abbildung 3. Kennlinie der erzeugten elektrischen Leistung  $P_{el}(v)$  einer Vestas V-150 mit 4.2 MW Nennleistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. Schwarz: Windgeschwindigkeit der effektiven Volllast, blau: Kappgeschwindigkeit  $v_{kapp} = 15$  m/s, wie sie im Windatlas BW 2019 benutzt wird.

technisch begründet werden kann, wohingegen im Windatlas durchgehend ein Wert von  $v_{kapp} = 15$  m/s (blau) angenommen wurde, was technisch nicht nachvollziehbar ist. Der Effekt dieser Verzerrung ist letztendlich, dass der Wahrscheinlichkeitsdichte bei höheren Windgeschwindigkeiten ein höheres Gewicht zukommt und somit die Ergebnisse für die mittlere gekappte Windleistungsdichte sich als überhöht ergeben. Dieser Effekt wird im weiteren Verlauf der Arbeit noch einmal genauer betrachtet.

Um einen Zusammenhang zwischen der Kennzahl der mittleren gekappten Windleistungsdichte und der mittleren Windgeschwindigkeit einer Weibull-Verteilung zu erhalten, benutzen wir wieder Gl. (2) und lösen diese nach  $\lambda$  auf. Das Ergebnis kann in Gl. (1) eingesetzt werden und führt auf die über die mittlere Geschwindigkeit  $v_{av}$  parametrisierte Weibull-Verteilung

$$W_{v_{av}}(v) = \frac{\Gamma(1+1/k)}{v_{av}} k \left[ \frac{v}{v_{av}} \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{k-1} \times e^{-[v\Gamma(1+1/k)/v_{av}]^k}. \quad (8)$$

Diese Verteilungsfunktion kann in Gl. (7) eingesetzt werden. Die Integrale können direkt numerisch gelöst werden für vorgegebene Werte von  $v_{av}$  und  $k$ , so dass der gesuchte Zusammenhang erkennbar wird.

Abb. 4 zeigt den Zusammenhang der mittleren gekappten Windleistungsdichte und der mittleren Windgeschwindigkeit für gegebene Weibull-Exponenten für den Wert  $v_{kapp} = 11$  m/s der Kappgeschwindigkeit, der technisch realistisch ist. In Abb. 5 ist derselbe Zusammenhang für den höheren Wert  $v_{kapp} = 15$  m/s aus dem Windatlas BW 2019 dargestellt. Damit lassen sich die beiden Kennzahlen direkt ineinander überführen.

mittlere gekappte Windleistungsdichte

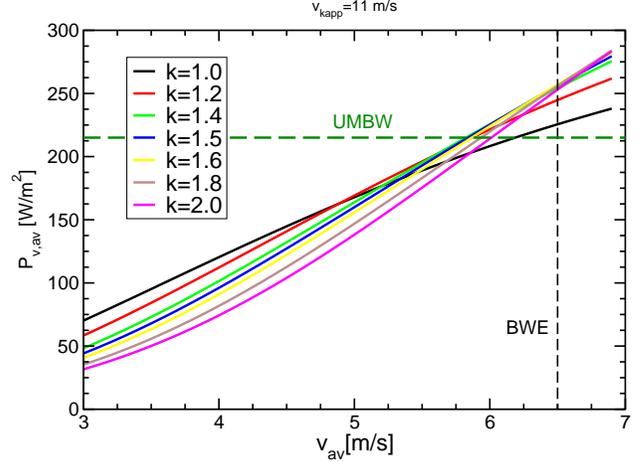


Abbildung 4. Zusammenhang der mittleren gekappten Windleistungsdichte und der mittleren Windgeschwindigkeit für gegebene Weibull-Exponenten für den Wert  $v_{kapp} = 11$  m/s der Kappgeschwindigkeit, der technisch realistisch ist. Gewählt ist die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225$  kg/m<sup>3</sup> für die angegebenen Werte des Weibull-Exponenten  $k$ . Die vertikale gestrichelte Linie markiert den Wert  $v_{av} = 6.5$  m/s, wie er vom Bundesverband Windenergie als untere Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer Windindustrieanlage im Gutachten Ref. [4] empfohlen wird. Die horizontale gestrichelte Linie gibt den Wert  $P_{Wind,av,kapp} = 215$  W/m<sup>2</sup> aus der Empfehlung des Umweltministeriums Baden-Württemberg an.

mittlere gekappte Windleistungsdichte

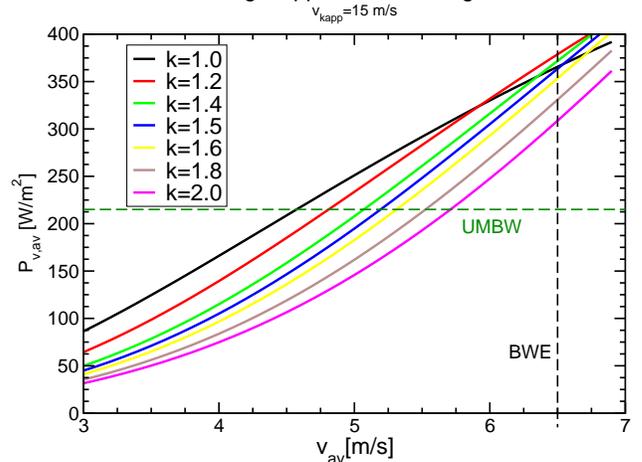


Abbildung 5. Dasselbe wie in Abb. 4 für  $v_{kapp} = 15$  m/s. Dieser Wert wurde im Windatlas BW 2019 zugrunde gelegt.

Um den Einfluss der Wahl von  $v_{kapp}$  zu untersuchen, zeigen wir in Abb. 6 einen Vergleich der mittleren gekappten Windleistungsdichte für die beiden Werte  $v_{kapp} = 11$  m/s und  $v_{kapp} = 15$  m/s für verschiedene Werte von  $k$ . Es zeigt

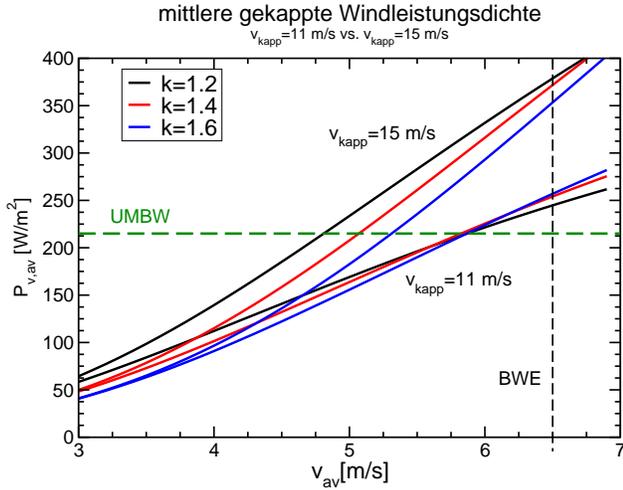


Abbildung 6. Vergleich der mittleren gekappten Windleistungsdichten für die Kappgeschwindigkeiten  $v_{kapp} = 11$  m/s und  $v_{kapp} = 15$  m/s für verschiedene Werte von  $k$ . Die vertikale gestrichelte Linie markiert den Wert  $v_{av} = 6.5$  m/s, wie er von Bundesverband Windenergie als untere Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer Windindustrieanlage im Gutachten Ref. [4] empfohlen wird. Die horizontale gestrichelte Linie gibt den Wert  $P_{Wind,av,kapp} = 215$  W/m<sup>2</sup> aus der Empfehlung des Umweltministeriums Baden-Württemberg an.

sich, dass der größere Wert von  $v_{kapp}$  zu vermeintlich höheren Windleistungsdichten  $P_{Wind,av,kapp}$  führt. Diese Tatsache ist relevant für die Gütebestimmung von Standorten und somit für die Ertragsprognosen von Windindustrieanlagen. Eine überhöhte prognostizierte Windleistungsdichte führt durchgehend zu überhöhten Ertragsprognosen, verursacht durch die inkonsistente Wahl einer überhöhten Kappgeschwindigkeit.

Erkennbar ist ebenfalls die Diskrepanz zwischen der Empfehlung des Bundesverbandes Windenergie (BWE) und des Umweltministeriums Baden-Württemberg. Die vom BWE bestimmte Wirtschaftlichkeitsgrenze von  $v_{av} = 6.5$  m/s entspricht mittleren gekappten Windleistungsdichten von  $P_{Wind,av,kapp} = 300$  W/m<sup>2</sup> bis 380 W/m<sup>2</sup> und unterscheidet sich deutlich vom vom UMBW empfohlenen Wert  $P_{Wind,av,kapp} = 215$  W/m<sup>2</sup>. Der letztere entspricht einer mittleren Windgeschwindigkeit von  $v_{av} = 4.5$  m/s bis 5.7 m/s, anstatt dem BWE-Wert von  $v_{av} = 6.5$  m/s.

Im genannten Schreiben des UMBW an die Regierungspräsidien wird erklärt: “Dieser Wert [215 W/m<sup>2</sup>] entspricht je nach Standort einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von etwa 5.65 – 5.9 m/s in 160 m über Grund, bzw. einer Brutto-Standortgüte neu (bezogen auf den im EEG 2017 definierten Referenzstandort und die im Windatlas zu Grunde gelegten Anlagentypen) von etwa 65 – 70 %”.

Schließlich bestimmen wir noch die Abhängigkeit von  $P_{Wind,av,kapp}$  vom Weibull-Exponenten  $k$  für feste Werte von  $v_{av}$ . Die Ergebnisse sind in Abb. 7 und 8 für  $v_{kapp} = 11$  m/s und  $v_{kapp} = 15$  m/s dargestellt.

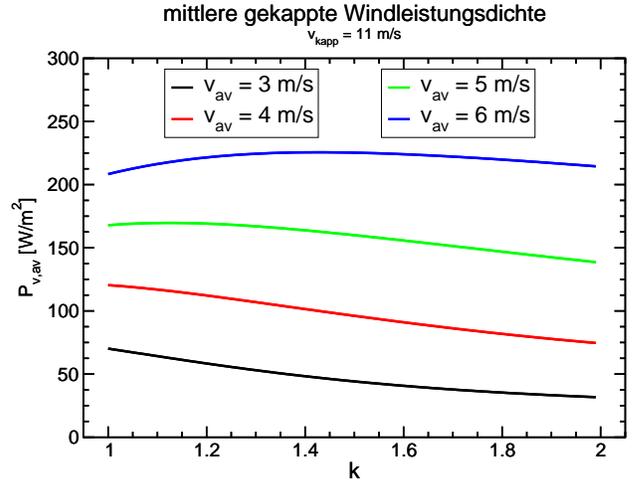


Abbildung 7. Abhängigkeit von  $P_{Wind,av,kapp}$  vom Weibull-Exponenten  $k$  für feste Werte von  $v_{av}$  wie angegeben für  $v_{kapp} = 11$  m/s.

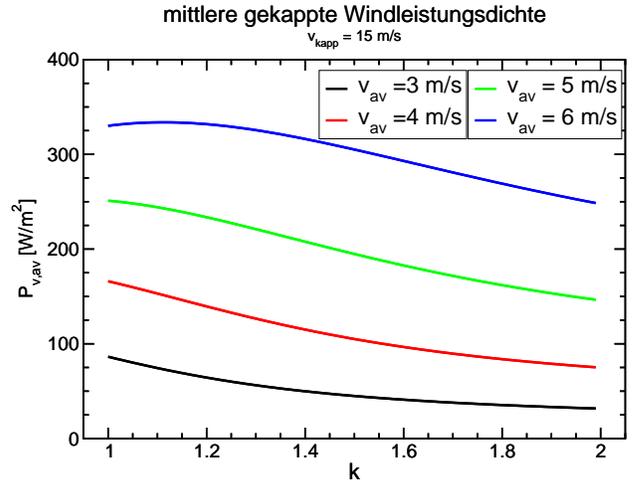


Abbildung 8. Dasselbe wie in Abb. 7 für  $v_{kapp} = 15$  m/s.

## V. Zusammenfassung

In dieser Arbeit haben wir den Zusammenhang zwischen den beiden Kennzahlen “Mittlere Windgeschwindigkeit” und “Mittlere gekappte Windleistungsdichte” quantitativ hergestellt. Die Ergebnisse machen somit beide Kenngrößen direkt vergleichbar und erhöhen damit die Transparenz von Ertragsprognosen von Standorten von Windindustrieanlagen. Die Ergebnisse beruhen auf der direkten Verwendung von realistischen Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten. Des weiteren wird aus den Ergebnissen deutlich, dass die Wahl der Kappgeschwindigkeit einen signifikanten Einfluss auf die Kenngröße der Wind-

leistungsdichte hat. Unrealistisch überhöhte Werte der Kappgeschwindigkeit führen zu deutlich zu hohen Werten der mittleren gekappten Windleistungsdichte und in Folge dessen zu unrealistisch überhöhten Ertragsprognosen. Schließlich zeigen wir eine Inkonsistenz auf in Bezug auf Empfehlungen zur Wirtschaftlichkeit von Windindustrieanlagen. So führt eine Empfehlung des Umweltministeriums Baden-Württemberg aufgrund der Verwendung der Kenngröße der mittleren gekappten Windleistungsdichte

zu wesentlich geringeren mittleren Windgeschwindigkeiten, als wie sie vom Bundesverband Windenergie empfohlen werden. Damit wird deutlich, dass Ertragsprognosen auf der Basis der Empfehlung des Umweltministeriums sich mit großer Wahrscheinlichkeit als deutlich zu hoch ergeben werden und diese nicht den Mindestanforderungen des Bundesverbandes Windenergie genügen - eine Tatsache, die Planern und Entscheidern eine veränderte Sichtweise geben sollte.

- 
- [1] Windatlas Baden-Württemberg 2011, Hrg. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart.
- [2] Windatlas Baden-Württemberg 2019, erstellt im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart.
- [3] D. Ahlborn, J. Saur, und M. Thorwart, Der Windatlas Baden-Württemberg 2019 im Realitätscheck, <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.36487.16803> (2023).
- [4] C. Pape, D. Geiger, C. Zink, M. Thylmann, W. Peters, und S. Hildebrandt, Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022", Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und Bosch & Partner, September 2022.
- [5] J.P. Hennessey, Some Aspects of Wind Power Statistics, *J. Appl. Meteorol.* **16**, 119 (1977).
- [6] D. Ahlborn, Statistische Verteilungsfunktion der Leistung aus Windkraftanlagen, *World of Mining* **67**, 4 (2015).