

# Der Windatlas Baden-Württemberg 2019 im Realitätscheck

Detlef Ahlborn · Jörg Saur · Michael Thorwart

26. Februar 2024

**Zusammenfassung** Der Windatlas Baden-Württemberg 2019 stellt die aktuell gültige Planungsgrundlage für den Ausbau der Windenergienutzung in diesem Bundesland dar. Darin werden detaillierte, ortsaufgelöste Daten zur mittleren gekappten Windleistungsdichte und zu Ertragsprognosen als Ergebnisse einer numerischen Modellsimulation der Landesverwaltung zur Verfügung gestellt. In dieser Arbeit unterziehen wir den Windatlas einer Überprüfung anhand realer Messwerte. Dabei zeigt sich, dass die Einführung einer Kappgeschwindigkeit, die nicht streng begründet wird, in den Simulationen zu einer Überschätzung der Ertragsprognosen um bis zu 20 % führt. Weiterhin zeigen wir auf, dass bereits bestehende Windkraftanlagen in Baden-Württemberg die geforderte Vorgabe einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  als Schwelle für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erreichen. Genauso wenig erreichen die bestehenden Anlagen regelhaft die anvisierten 60 % des Referenzertrags. Darüberhinaus zeigen wir, dass sich der Auslastungsgrad der Anlagen im Bereich von unter 25 % bewegt. Auf der Basis von öffentlich verfügbaren Daten des Deutschen Wetterdienstes bestimmen wir die Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten an verschiedenen Windmessstationen in der Nähe von Windkraftanlagen und weisen mathematisch nach, dass

der häufigste Betriebszustand aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg der leistungslose Stillstand ist. Des Weiteren führen wir ein einfaches und transparentes Verfahren zur Ertragsprognose von Windkraftanlagen ein, welches auf den öffentlich verfügbaren Messdaten des Deutschen Wetterdienstes beruht. Schließlich vergleichen wir Ertragsprognosen des Windatlas mit bekannten Ertragsdaten von bestehenden Windkraftanlagen und weisen nach, dass die im Windatlas prognostizierten Erträge um ca. 30 % überschätzt sind. Seriöse Ertragsprognosen auf der Basis des Windatlas 2019 scheinen daher nicht möglich.

**Schlüsselwörter** Windenergie · Windatlas Baden-Württemberg

## 1 Einleitung

Im Jahr 2011 wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UMBW) ein erster Windatlas des Landes Baden-Württemberg (Windatlas BW 2011 [1]) der Öffentlichkeit als Planungsgrundlage präsentiert. Der Bundesverband Windenergie (BWE) sah darin einen ersten Schritt zu einem verstärkten Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg. Mittels Simulationsrechnungen wurden die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in einem Raster von  $50 \times 50$  Meter in 100 und 140 Metern Höhe über Grund ermittelt. Grundsätzlich handelte es sich um hochgerechnete Windgeschwindigkeiten auf der Basis eines Höhenprofils der Landschaft, korreliert mit Daten von wenigen ausgewählten Wetterstationen. Allerdings fallen bereits in der frühen Version des Windatlas Inkonsistenzen auf, wenn man die berechneten Daten an einem gewählten Standort mit den gemessenen Daten von Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes bzw. konkrete

---

Dr.-Ing. D. Ahlborn  
Karl Ahlborn Maschinenfabrik KG, Vor dem Scheuerchen 17,  
37247 Grossalmerode  
E-Mail: detlef.ahlborn@karl-ahlborn.de

Dipl.-Ing. (FH) J. Saur  
Rommentaler Str. 35, 72114 Schlatt  
E-Mail: joerg.saur@mail.de

Prof. Dr. M. Thorwart  
I. Institut für Theoretische Physik, Universität Hamburg, Notkestr.  
9, 22607 Hamburg  
E-Mail: michael.thorwart@physik.uni-hamburg.de

Windmessungen vor Ort hinzunimmt. Beide Datensätze wiesen regelmäßig große Unterschiede auf.

Zum Beispiel offenbarten Windmessungen bei Messkirch, dass die rechnerisch bestimmten Werte aus dem Windatlas BW 2011 signifikant von den Messdaten abweichen. Als Konsequenz wurde im Jahr 2013 ein Windparkprojekt auf Eis gelegt (Südkurier, 19.09.2013): "Nach Informationen der EnBW liegt der Windertrag um 35 Prozent unter der Prognose des Windatlases... Die Kosten von 50.000 Euro für die Windmessung blieben beim Verwaltungsverband..." Der Windatlas BW 2011 verärgerte auch Investoren. Am 26. September 2013 berichtete die Badische Zeitung über das Ergebnis von Windmessungen im badischen Zell. Im Artikel "Dem Windatlas geht die Luft aus" wird der Windkraftexperte Josef Pesch vom Projektierer JuWi aus Mambach zitiert: "Angesichts unserer konkreten Messergebnisse muss man sich fragen, ob der Windatlas weiter als Planungsgrundlage für Windkraftprojekte verwendet werden kann." Weiter heisst es: "Während der Windatlas für den Höhenrücken nördlich des Zeller Blauen eine mittlere Windgeschwindigkeit von rund 6,5 Meter pro Sekunde ausweist, fielen die tatsächlichen Messungen bescheidener aus. Gemessen wurde mit zwei verschiedenen Lidar-Messanlagen während vier Monaten, heraus kamen Windgeschwindigkeiten von 4,95 Metern pro Sekunde auf einer Höhe von 100 Metern, informierte Tobias Ludwig von JuWi."

Mit der Absicht, diese unbefriedigende Situation zu verbessern, hat das UMBW im Mai 2019 beim Windbranchentag in Stuttgart einen neuen, überarbeiteten Windatlas Baden-Württemberg 2019 (Windatlas BW 2019 [2]) unter maßgeblicher Beteiligung des Bundesverbandes Windenergie (BWE) vorgelegt. Erarbeitet hat ihn die für Windgutachten der Windbranche akkreditierte Firma AL-PRO GmbH & Co. KG unter der Begleitung des Fachbeirats "Windkartierung". Im „Endbericht Windatlas BW 2019“ wird in Kapitel "2.3.1.2 Windmessungen" dargelegt, dass "Windmessungen, die im Zuge der Projektierung von Windenergieprojekten durchgeführt wurden, oder die den entsprechenden Anforderungen genügen, eine sehr gute Grundlage zur Validierung des Windatlas darstellen. .... Letztendlich wurden anhand der abgefragten Basisinformationen 69 Windmessungen als für die Validierung geeignet ausgewählt, verteilt auf 53 LiDAR-, 1 SODAR- und 15 Mastmessungen." Allerdings wurden die genauen Daten, die als Grundlage verwendet wurden, nicht öffentlich gemacht. Damit kann der Windatlas BW2019 nicht einer unabhängigen Prüfung unterzogen werden.

Im neuen Windatlas BW 2019 fällt auf, dass im Vergleich zum Vorgänger nun Regionen als windkrafttauglich ausgewiesen werden, die zuvor als ungeeignet

deklariert waren, aber auch umgekehrt. So müssten Standorte in den Kreisen Esslingen und Rems-Murr wegen fehlendem Wind neu geprüft werden und der Kreis Böblingen, das Allgäu und der Rheingraben kommen neu als angeblich lukrative Standorte hinzu.

Darüberhinaus fand im Windatlas BW 2019 ein zentraler Paradigmenwechsel statt bei der Festlegung des Auswahlkriteriums in Bezug auf die ausreichende Windhöffigkeit eines Standorts. Entscheidend ist jetzt nicht mehr die mittlere Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde (m/s), so wie bisher, sondern eine neu definierte Größe, die "mittlere gekappte Windleistungsdichte" in Watt pro Quadratmeter ( $W/m^2$ ).

Zwar werden in Kapitel 2.3 ff die Vorgehensweise zur Datenermittlung und die Methodik der Modellierung beschrieben, jedoch ist eine vollständige Nachvollziehbarkeit und somit eine Validierung der Studie für Dritte nicht möglich, denn: "Allerdings bestehen teilweise sehr hohe Anforderungen der Dateneigentümer an die Vertraulichkeit. In vielen Fällen ist selbst die Nennung der Standorte, erst recht der Koordinaten untersagt. Daher erfolgen in diesem Bericht nur pauschale bzw. zusammenfassende Aussagen zur Lage und Qualität der Datensätze sowie deren Wiedergabe durch das Modellsystem."

Eingegangen wird im Bericht auch auf die inhärenten und unvermeidbaren statistischen Unsicherheiten der Daten, jedoch ohne die Fehlerfortpflanzung oder die Methodik der Fehlerbetrachtung zu erläutern: "Neben der Unsicherheit der Messung selbst ist auch das Verfahren, mit dem die Daten in einen langjährigen Kontext eingeordnet werden, mit Unsicherheiten behaftet... Auch die Betriebsdaten sowie deren Aufbereitung sind mit Unsicherheiten behaftet." Allerdings wird kein konkreter relativer Fehler, der sich aus den Einzelunsicherheiten ergeben würde, genannt. Es werden dann die Daten der Windgeschwindigkeiten weiter gefiltert und mit mathematischen und statistischen Verfahren angepasst, was eine nachträgliche Analyse von dritter Seite praktisch unmöglich macht. Anschließend wird die Energie des Windes auf Modellbasis mit verschiedenen Näherungen über einen festgelegten Zeitraum berechnet. Zentrale Bedeutung hat dabei die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die Luftdichten in unterschiedlichen Höhen. Da man aber die tatsächlichen Wetterbedingungen nicht kennt, kann dies nur eine hypothetisch idealisierte Betrachtung sein. Wesentliche Einflussgrößen, wie die zeitabhängige Luftdichte, Temperatur, vorherrschende Hoch- oder Tiefdruckwetterlagen, aber auch die Luftfeuchtigkeit und Turbulenzen bilden weitere Unsicherheitsfaktoren. Die verwendeten Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen erlauben nur die näherungsweise Bestimmung von stationären Mittelwerten des Luftdruckes und der Windgeschwindigkeit. Räumliche

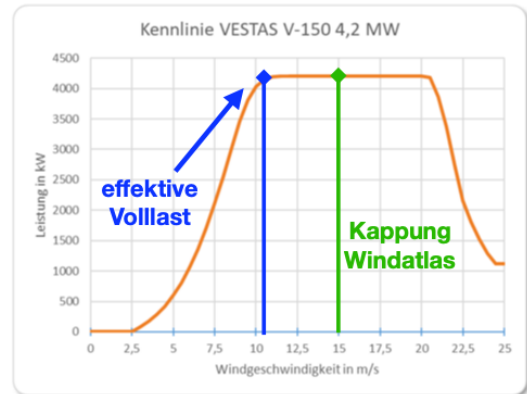
Luftdichte- und Viskositätsschwankungen, wie sie generisch immer auftreten, werden vernachlässigt, was in einem stark strukturierten Landschaftsprofil, wie es im Südwesten typisch ist, signifikante Unsicherheiten in den Ergebnissen hervorruft.

Um die technische Beschränkung eines Windrades in der Leistungsausbeute zu berücksichtigen, dass ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit die Volllast erreicht ist, und damit kein weiterer Leistungsgewinn bei noch höheren Windgeschwindigkeiten zur Verfügung steht, hat der Fachbeirat eine weitere Kenngröße eingeführt: “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. Die kinetische Energie der Luftmasse wird damit mit einem weiteren Parameter verknüpft, dessen Festlegung allerdings nicht strikt fachlich oder physikalisch begründet werden kann, wie im folgenden noch weiter ausgeführt werden wird. Hierzu steht im Bericht: “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 windhöflich angesehen wird, einen Wert der mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$ . Dies soll einer Standortgüte von 65-70 % eines Referenzstandortes der im Windatlas zugrunde gelegten Anlagentypen betragen (Schreiben des UMBW vom 27.05.2019 an die Fachabteilungen). Wie sich dieser Referenzwert im Licht des Windatlasses BW 2019 selbst und der Realität darstellt, ist Gegenstand der Untersuchung der vorliegenden Arbeit.

Deutlich höher als der Wert der vom UMBW geforderten Mindestwindleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  wird die geforderte untere Grenze in einem vom Bundesverband Windenergie (BWE) in Auftrag gegebenen Gutachten “Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022” [3] des Kasseler Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) angesetzt. Zur Bestimmung der Eignung von Gebieten für die Windenergienutzung ist eine Windgeschwindigkeit oberhalb von  $6.5 \text{ m/s}$  als eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen angesetzt. Dies entspricht ungefähr einer Mindestwindleistungsdichte von  $310 \text{ W/m}^2$ . Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden wir den niedrigeren Schwellenwert des UMBW als Referenzwert heranziehen.

Letztendlich beschreiben die Daten auch im Windatlas BW 2019 mit vielen Unsicherheiten und nicht



**Abb. 1** Kennlinie der erzeugten elektrischen Leistung  $P_{el}(v)$  einer Vestas V-150 mit 4.2 MW Nennleistung (reproduziert aus dem Windatlas BW 2019, dort Abb. 20, und ergänzt) in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. Blau: Windgeschwindigkeit der effektiven Volllast, grün: Kappgeschwindigkeit  $v_{kapp} = 15 \text{ m/s}$ , wie sie im Windatlas BW 2019 benutzt wird.

nachvollziehbaren Filterungen errechnete, prognostizierte Werte, deren Validität und Eignung als energiewirtschaftliche Planungsgrundlage in der vorliegenden Arbeit genauer analysiert werden sollen. Vorweg genommen sei, dass einige Fragen aufgeworfen und signifikante Unzulänglichkeiten festgestellt werden, die aus Sicht der Autoren dazu geeignet sind, den Windatlas BW 2019 an sich in Frage stellen.

## 2 Rolle der Kappgeschwindigkeit

Eine zentrale Stellung im Windatlas BW 2019 nimmt die mittlere gekappte Windleistungsdichte ein. Ohne Kappung ist die mittlere Windleistungsdichte für einen Standort definiert als Integral über die Windgeschwindigkeiten  $v$  gemäß

$$P_{\text{Wind,av}} = \int_0^{\infty} dv f(v) P_{\text{Wind}}(v), \quad (1)$$

wobei

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

die von der kinetischen Energie des Massestroms des Windes bereitgestellte Leistungsdichte für eine Windindustrieanlage (Windleistungsdichte) ist ( $\rho$  ist die Dichte von Luft, hier wird, wie im Windatlas BW 2019, der Standardwert von  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  gewählt). Des Weiteren ist  $f(v)$  die Wahrscheinlichkeitsdichte, mit der die Windgeschwindigkeit  $v$  am Standort auftritt.

Aus technischen Gründen können Starkwinde nicht zur Energieumwandlung in Windkraftanlagen (WKA) genutzt werden. Die Leistung der Windkraftanlage ist durch die Nennleistung des Generators begrenzt. Dies zeigt sich anhand der Kennlinie einer typischen Maschine, wie sie in Abb. 1 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  $P_{el}(v)$  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  $v_{kapp}$  eingeführt. In der Folge wird das Integral in Gl. (1) in zwei Bereiche zerlegt gemäß

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

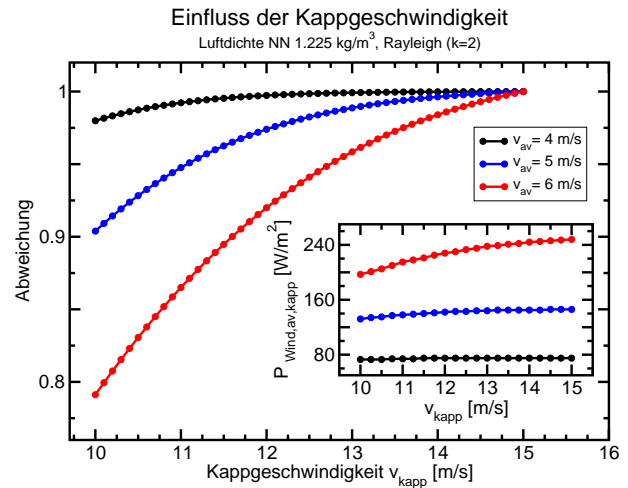
Der neue Parameter wird im Windatlas BW 2019 ohne weitere Begründung oder überprüfbare Quellenangabe auf den Wert  $v_{kapp} = 15$  m/s festgesetzt. Aus der Kennlinie in Abb. 1 ergibt sich aber eine typische technische Kappgeschwindigkeit von  $v_{kapp} = 10 - 11$  m/s (blau), wohingegen im Windatlas durchgehend ein Wert von  $v_{kapp} = 15$  m/s (grün) angenommen wurde. Diese Annahme steht jedoch im offensichtlichen Widerspruch zu ausnahmslos allen Kennlinien gängiger Windkraftanlagen.

Diese Festlegung hat signifikante Auswirkungen auf die Werte der damit ermittelten mittleren gekappten Windleistungsdichten  $P_{Wind,av,kapp}$ . Um dies exemplarisch zu verdeutlichen, wählen wir eine gewöhnliche Rayleigh-Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeit

$$f(v) = \frac{\pi}{2v_{av}^2} v e^{-\frac{\pi v^2}{4v_{av}^2}} \quad (4)$$

mit einer mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{av}$ . Die Rayleigh-Verteilung ergibt sich aus der üblichen Weibull-Verteilung für den Weibull-Parameter  $k = 2$ . Damit lässt sich die mittlere gekappte Windleistungsdichte  $P_{Wind,av,kapp}$  für vorgegebene Parameterwerte  $v_{av}$  und  $v_{kapp}$  gemäß Gl. (3) berechnen.

Abbildung 2 zeigt die Abhängigkeit der mittleren gekappten Windleistungsdichte  $P_{Wind,av,kapp}$  von der Kappgeschwindigkeit für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225$  kg/m<sup>3</sup> bei einer Windhäufigkeitsverteilung nach Rayleigh, Gl. (4), für drei Werte von  $v_{av}$  wie angegeben. Im Hauptbild ist das Verhältnis von  $P_{Wind,av,kapp}$



**Abb. 2** Abhängigkeit der mittleren gekappten Windleistungsdichte  $P_{Wind,av,kapp}$  von der Kappgeschwindigkeit für die Referenzluftdichte  $\rho = 1.225$  kg/m<sup>3</sup> bei einer Windhäufigkeitsverteilung nach Rayleigh für drei Werte von  $v_{av} = (4, 5, 6)$  m/s. Hauptbild: Verhältnis der mittleren gekappten Windleistungsdichte  $P_{Wind,av,kapp}$  und der maximalen mittleren gekappten Windleistungsdichte  $P_{Wind,av,kapp}^{max}$  bei  $v_{kapp,max} = 15$  m/s. Einsetzdiagramm: absolute Daten  $P_{Wind,av,kapp}$  als Funktion der Kappgeschwindigkeit.

und dem Wert bei der maximalen Kappgeschwindigkeit  $v_{kapp,max} = 15$  m/s. Das Einsetzdiagramm zeigt die absoluten Daten  $P_{Wind,av,kapp}$ .

Für die mittlere Windgeschwindigkeit von  $v_{av} = 6$  m/s (entspricht der Windklasse IV) zeigt sich ein signifikanter Einfluss der Wahl von  $v_{kapp}$  auf die mittlere gekappte Windleistungsdichte. Setzt man  $v_{kapp} = 15$  m/s (so wie im Windatlas BW 2019), erhält man  $P_{Wind,av,kapp} = 248$  W/m<sup>2</sup>. Für den realistischeren Wert von  $v_{kapp} = 10$  m/s, erhält man  $P_{Wind,av,kapp} = 197$  W/m<sup>2</sup>, also eine Reduktion um ca. 20 Prozent. Für die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{av} = 5$  m/s ergibt sich eine analoge Reduktion um 10 Prozent. Dieser Trend ist systematisch gültig. Bedingt durch den unrealistisch überhöhten Wert für die Kappgeschwindigkeit werden die Windleistungsdichten im Windatlas BW 2019, insbesondere in dem für Windkraftanlagen relevanten Bereich um  $v_{av} = 6$  m/s, systematisch zu groß bestimmt.

Die mittlere gekappte Windleistungsdichte von 215 W/m<sup>2</sup> soll bei künftigen Projekten die Schwelle sein, ab der Windkraftanlagen wirtschaftlich betrieben werden können, wie aus dem Schreiben des UMBW ‘‘Auswirkungen des neuen Windatlasses auf behördliche Entscheidungen’’ vom 27.05.2019 an die Regierungspräsidien hervorgeht. Es ist abzusehen, dass diese von der Landesregierung Baden-Württemberg festgelegte Schwelle für den wirtschaftlichen Betrieb von Windindustrieanlagen aufgrund der Wahl eines überhöhten Wertes der Kapp-

geschwindigkeit in der Berechnung in den meisten der im Windatlas BW 2019 als windhöflich ausgewiesenen Gebieten wegen des real viel kleineren Wertes von  $v_{\text{kapp}}$  nicht erreicht werden kann. Durch die Abnahme der Luftdichte mit der Höhe über NN in Baden-Württemberg und mit Berücksichtigung der Luftfeuchtigkeit, die die Luftdichte zusätzlich reduziert, sinkt in der Realität die mittlere Windleistung zusätzlich um einige  $\text{W}/\text{m}^2$ .

### 3 Überprüfung der Prognose durch reale Ertragsdaten

Um die Realisierbarkeit der Vorgabe des UMBW einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W}/\text{m}^2$  bei künftigen Projekten als Schwelle für einen wirtschaftlichen Betrieb zu überprüfen, betrachten wir als nächstes bestehende Ertragsdaten von in Betrieb befindlichen Windparks.

Im Jahr 2017 hat der Windpark Lauterstein auf der Ostalb (er gilt als wichtiger Referenzwindpark) pro Anlage im Durchschnitt aller 16 Windkraftanlagen eine elektrische Energie von  $5\,816 \text{ MWh}$  geliefert (Quelle: TransnetBW Bewegungsdaten 2017). Bei  $8\,760$  Stunden pro Jahr ergibt das eine durchschnittliche Ausgangsleistung von  $663.9 \text{ kW}$  bezogen auf die ganze Rotorkreisfläche von  $11\,300 \text{ m}^2$ . Die reale mittlere entnommene Leistungsdichte am Standort Lauterstein hat im Jahr 2017 im Durchschnitt somit nur  $58.8 \text{ W}/\text{m}^2$  betragen. Bei einem realistischen Wirkungsgrad von  $0.48$  einer WKA bedeutet dies, dass eine mittlere Windleistungsdichte des tatsächlich zur Verfügung stehenden Windes von  $122.5 \text{ W}/\text{m}^2$  vorgelegen haben muss. Dies ist im Gegensatz zu sehen zu der vom Umweltministerium geforderten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W}/\text{m}^2$ . Eine Berücksichtigung von Ausfallzeiten aufgrund von technischer Betriebswartung hat darauf keinen relevanten Einfluss. Typische Ausfallzeiten liegen zwischen  $60$  [4] und  $80$  [5] Stunden pro Jahr. Damit würde die mittlere Windleistungsdichte des zur Verfügung stehenden Windes auf  $123.5 \text{ W}/\text{m}^2$  ansteigen.

Für die Wirtschaftlichkeit spielt der Referenzertrag eine wichtige Rolle. Der Referenzertrag ist ein vom Anlagenhersteller theoretisch ermittelter Ertrag (als Mittelwert aus 5 Jahren) und bildet den Wirkungsgrad einer Anlage an einem guten Windstandort ab. Die Erreichung von  $60\%$  des Referenzertrages galt bis 2011 [6] als die Vorbedingung für die Förderfähigkeit nach dem EEG und gilt heute als Richtwert für die Wirtschaftlichkeit [7], auch wenn der Windenergieerlass seit Mai 2019 außer Kraft gesetzt ist. Der Ertrag sollte also über ein Jahr gerechnet darüber liegen. Die  $60\%$ -Schwelle für den Anlagentyp im Windpark Lauterstein liegt bei  $6$

$333 \text{ MWh}$  Ertrag pro Jahr. Die Maschinen in Lauterstein haben diesen Schwellwert im Jahr 2017 mit ihrem Realertrag von  $5816 \text{ MWh}$  somit um mehr als  $500 \text{ MWh}$  pro Anlage unterschritten und kamen lediglich auf  $55.1\%$  des Referenzertrages.

Die  $60\%$ -Schwelle soll dem Investor / Betreiber einen Anhaltspunkt für einen wirtschaftlichen Betrieb geben. Das Unterschreiten der Referenzertragsschwelle ist mit wirtschaftlichen Einbußen verbunden. Im Jahr 2017 lag der Realertrag des Windparks Lauterstein bei  $5\,816 \text{ MWh}$  pro Anlage. Im Vergleich zum Referenzertrag von  $6\,333 \text{ MWh}$  ergibt dies einen um  $8.2\%$  geringeren Ertrag. Im windschwachen Süden wird die Referenzertragsschwelle häufig nicht erreicht, was die Betrachtung der Realerträge des gesamten Windparks Lauterstein ( $16$  Windkraftanlagen) für den Fünfjahreszeitraum 2017 bis 2021 unterstreicht:  $93\,048 \text{ MWh}$ ,  $88\,551 \text{ MWh}$ ,  $90\,326 \text{ MWh}$ ,  $87\,698 \text{ MWh}$  und  $76\,974 \text{ MWh}$ . Aufsummiert ergibt sich für diesen Zeitraum ein Realertrag von  $453\,697 \text{ MWh}$  des Windparks Lauterstein. Pro Jahr wurden vom Projektierer WPD ein Gesamtertrag von  $120\,000 \text{ MWh}$  pro Jahr aus den Referenzerträgen, also im Fünfjahreszeitraum von  $600\,000 \text{ MWh}$ , prognostiziert. Daraus ergibt sich ein Minderertrag von  $146\,303 \text{ MWh}$  in Bezug auf die  $60\%$ -Referenzertragsschwelle, was einem Minderertrag von  $24.4\%$  entspricht.

Die realen Ertragsdaten für das Jahr 2017 aus anderen Regionen Baden-Württembergs sehen ähnlich aus, wie Tabelle 1 zeigt (Quelle: TransnetBW Bewegungsdaten 2017). In keinem Fall wird die geforderte Windleistungsdichte von  $215 \text{ W}/\text{m}^2$  erreicht (auch dann nicht, wenn wir die ermittelten Werte der mittleren Windleistungsdichte durch Berücksichtigung der technisch bedingten Ausfallzeiten um wenige Prozent nach oben korrigieren würden).

### 4 Überprüfung Referenzerträge

Im genannten Schreiben des UMBW an die Regierungspräsidien wird erklärt: "Dieser Wert [ $215 \text{ W}/\text{m}^2$ ] entspricht je nach Standort einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von etwa  $5.65 - 5.9 \text{ m/s}$  in  $160 \text{ m}$  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  $65 - 70\%$ ".

Anhand der "Bewegungsdaten 2018" von TransnetBW, und im Vergleich mit den gemeldeten Daten der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur (BNeA) aus der veröffentlichten Registrierungsdatendatei wollen wir im Folgenden die Erreichbarkeit von Orientierungsdaten betrachten, wie den Referenzertrag oder auch die Größe des Auslastungsgrades von Windkraftanlagen.

**Tabelle 1** Ertragsdaten verschiedener Windkraftanlagen in Baden-Württemberg in 2017 und daraus berechnete elektrische Windleistungsdichte. Angegeben ist auch die dazu benötigte Windleistungsdichte unter der Annahme eines maximalen Wirkungsgrades von 0,48, zusammen mit dem Referenzertrag.

PLZ	Ort	Typ WKA	Ertrag 2017 [kWh]	el. Leistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ]	mind. benötigte Windleistungsdichte [W/m <sup>2</sup> ]	% des Referenzertrags
74538	Rosengarten	Vestas V126 3.3 MW	7 170 884	65.7	136.9	60.5
74679	Weißbach	Rotorfläche:	7 030 267	63.4	132.1	59.3
74532	Ilshofen	12 469 m <sup>2</sup>	6 674 804	61.1	127.3	56.3
97944	Boxberg	Enercon E115	5 654 339	62.1	129.4	53.5
74219	Möckmühl	3 MW	5 211 724	57.3	119.4	49.3
79215	Elzach	Rotorfläche:	8 150 447	89.6	186.7	77.2
74542	Braunsbach	10 387 m <sup>2</sup>	5 081 034	55.8	116.3	48.1
73494	Rosenberg		5 188 795	57.0	118.8	49.1
73569	Eschach WP Frickenhofer Höhe (Leinzell)	Nordex 117/2400 2.4 MW 10 750 m <sup>2</sup>	5 099 269	54.1	112.7	54.4

Die Internetseite der “Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien” (FGW e.V., Berlin) beschreibt das Verfahren und den Zweck der Bestimmung von Referenzerträgen: “Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 ist das zweistufige REV [Referenzertragsverfahren] mit einer Anfangs- und Grundvergütung fester Bestandteil der Fördersystematik für die Windenergie an Land. Mit dem EEG 2017 soll diese Fördersystematik auf ein einstufiges Verfahren umgestellt werden, welches die Vergütungshöhe mit Hilfe von Korrekturfaktoren (KF) an die Standortgüte (SG) anpasst. Die Systematik ist bei beiden REV, ob ein- und zweistufig, ähnlich. Es wird eine standardisierte Modellumgebung definiert, der sogenannte Referenzstandort. Anhand dieser Modellumgebung wird der Ertrag berechnet, den die Windenergieanlage (WEA) an diesem Referenzstandort innerhalb von fünf Jahren maximal erwirtschaften könnte. Dieser hypothetische Ertrag ist der sogenannte Referenzertrag (RE). Der RE wird mit dem gemessenen bzw. durch ein Gutachten ermittelten Standortertrag (SE) ins Verhältnis gesetzt, woraus sich die SG ergibt. Nach der ermittelten SG richtet sich die spätere Vergütungshöhe.”

In Tabelle 2 vergleichen wir die aus den Bewegungsdaten ermittelten Referenzerträge aus 2017 und 2018. Zudem stellen wir in der letzten Spalte den Wert der an die Bundesnetzagentur gemeldeten prognostizierten Referenzerträge der Ertragsgutachten in Beziehung. Der Vergleich der Anlagentypen zeigt, dass selbst große, moderne Anlagen keinen besseren Referenzertrag aufweisen als ältere, kleine.

Auffallend ist, dass die tatsächlich erzielten Referenzerträge die an die Bundesnetzagentur gemeldeten prognostizierten Ertragswerte bei weitem nicht erreichen. Die in der Tabelle aufgelisteten Maschinen sind

nach den damaligen Orientierungswerten des alten Windatlasses genehmigt worden. Doch selbst die Vorgaben aus dem neuen Windatlas werden mit den Ergebnissen nicht erreicht. Spekulativ bleibt die Antwort auf die Frage, wie es zu der systematischen Fehleinschätzung kommt. Da die Prognosen für die Genehmigung von den Behörden nicht nachgeprüft werden, könnte dies dazu führen, dass man den Antragstellern die Erfüllung ihrer Erwartung an eine hohe Anfangsvergütung überlässt.

Bei der Durchsicht der gemeldeten Betreiberdaten an die Bundesnetzagentur fällt auf, dass von den 743 (Stand 2019) bei TransnetBW registrierten WKA in Baden-Württemberg lediglich 345 bei der Bundesnetzagentur mit ihren EEG-Anlagenschlüsseln zu finden sind. 398 WKA sind der Bundesnetzagentur aus der offiziellen Datentabelle offensichtlich nicht bekannt. Auch fällt auf, dass weitere Angaben zur Beurteilung der Ertragslage fehlen. Die Gründe dafür bleiben unklar.

## 5 Überprüfung Auslastungsgrad

Ein weiterer Orientierungswert stellt der Auslastungsgrad einer Windkraftmaschine dar. Entscheidend für die Effizienz einer Anlage ist, mit welchem Aufwand man den erforderlichen Bedarf generieren kann. Hohe Auslastungsgrade entsprechen dem Prinzip der Nachhaltigkeit, da weniger Maschinen benötigt werden, um ein entsprechendes Ergebnis zu erzielen.

Tabelle 3 zeigt eine Auflistung der Leistungsfähigkeit der bis 2018 installierten Windkraftanlagen auf der Basis der “Bewegungsdaten 2018” von TransnetBW. Es wird dargelegt, wie viele Anlagen mit ihrer tatsächlichen Stromerzeugung welche Volllaststunden erbracht, bzw. welchen Auslastungsgrad (definiert als Volllaststunden

**Tabelle 2** Referenzerträge ausgewählter Windparks in Baden-Württemberg aus den "Bewegungsdaten" von TransnetBW 2017 und 2018 (k.A.: keine Angabe verfügbar, unb.: der Bundesnetzagentur unbekannt)

Ort	WKA Typ		Auslastung [%]	2017 Volllaststd. [h]	Referenzertrag [%]	Auslastung [%]	2018 Volllaststd. [h]	Referenzertrag [%]	Referenzertrag gemeldet an BNeA [%]
	Anzahl	Nabenhöhe [m]/Rotor-Ø [m] in Betrieb seit							
Rosengarten	7 Vestas 3.3 MW:	137/126 2015	24.81	2173	60.5	22.52	1973	54.9	65
Berg-hülen	1 Nordex 2.4 MW:	141/117 2017				21.77	1907	48.9	71
Berg-hülen	1 Enercon 2 MW:	98/82 2009	16.86	1477	44.0	14.14	1239	37.0	k.A.
Box-berg	4 Enercon 3 MW:	149/115.7 2016	21.52	1885	53.5	22.52	1973	56.0	k.A.
Freuden-berg	2 Nordex 2.4 MW:	141/117 2013	25.06	2195	56.3	22.78	1995	51.1	k.A.
Heiden-heim	8 Nordex 2.4 MW:	141/117 2013	18.91	1656	42.4	16.66	1460	37.4	unb.
Heiden-heim	5 Gen. El. 2.75 MW	139/120 2016	21.46	1880	49.5	19.15	1677	44.2	k.A.
Dorn-stadt	3 Nordex 2.4 MW	141/117 2013	24.30	2128	54.5	21.50	1884	48.3	unb.
Alpirs-bach	1 Enercon 2.3 MW	114/71 2013	10.57	926	40.3	9.60	841	36.5	unb.
Gutach	1 Enercon 3.05 MW	149/101 2014	18.05	1581	50.0	17.64	1545	48.8	unb.
Raven-stein	4 Gen. El. 2.53 MW	139/120 2015	23.31	2042	51.1	22.27	1951	48.8	unb.
Rosen-berg	2 Gen. El. 2.75 MW	139/120 2016	21.84	1913	50.4	21.40	1874	49.4	69.6
Lahr	1 Enercon 3 MW	149/115.7 2005	9.98	874	24.8	8.92	781	22.2	unb.
Lahr	1 Enercon 3 MW	149/115.7 2016	22.45	1967	55.9	22.04	1930	54.8	60.4
Seel-bach	7 Gen. El. 2.75 MW	139/120 2016	19.75	1730	45.6	18.67	1635	43.1	69.6
Schutter-tal	1 Enercon 3.05 MW	149/115.7 2013	20.80	1822	57.6	18.80	1647	52.1	unb.
Gengen-bach	4 Enercon 3 MW	149/115.7 2017				20.32	1780	50.5	71.88
Lein-zell	3 Nordex 2.4 MW	141/117 2016	24.25	2125	54.4	18.73	1641	42.0	62

/ 8 760 Stunden) sie erzielt haben. Hierzu haben wir die Anzahl der Windkraftanlagen in Bereiche gegliedert, die ihren Volllaststunden und Auslastungsgraden entsprechen. Dabei wird ersichtlich, dass die meisten in Baden-Württemberg installierten Anlagen unter 2 000 Volllaststunden oder unterhalb eines Auslastungsgrades von 22.8 % laufen. Beispielsweise sind 62 % aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg in 2018 nur zu maximal 20 % ausgelastet. Weiterhin sind 100 % aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg in 2018 nur zu maximal 28.3 % ausgelastet.

Auch die Angaben des Windatlas BW 2019 bieten keine bessere Grundlage für die Beurteilung der Ertragslage. Der Übergang von der Bezugsgröße Windge-

schwindigkeit, wie sie vor 2019 benutzt wurde, hin zur Bezugsgröße mittlere gekappte Windleistungsdichte ändert an den realen Erträgen nichts. Allerdings zeigt sich, dass die Ertragsprognosen im Windatlas 2019 durch die Wahl der neuen Bezugsgröße überhöht prognostiziert werden.

## 6 Weibull-Verteilungen: Wahrscheinlichster Zustand ist Stillstand

**Tabelle 3** Auslastung aller Windkraftanlagen 2018 in BW im Netz von TransnetBW (Summe 662)

Anzahl WKA	Volllaststunden		Auslastungsgrad [%]	
	von	bis	von	bis
3	0	200	0	2.1
5	200	400	2.1	4.1
25	400	600	4.1	6.8
22	600	800	6.8	8.9
58	800	1000	8.9	11.4
72	1000	1200	11.4	13.7
88	1200	1400	13.7	16
85	1400	1600	16	18.3
100	1600	1800	18.3	20.5
82	1800	2000	20.5	22.8
80	2000	2200	22.8	25.1
41	2200	2400	25.1	27.4
1	2400	2480	27.4	28.3

### 6.1 Approximation der gemessenen DWD-Daten durch Weibull-Verteilungen

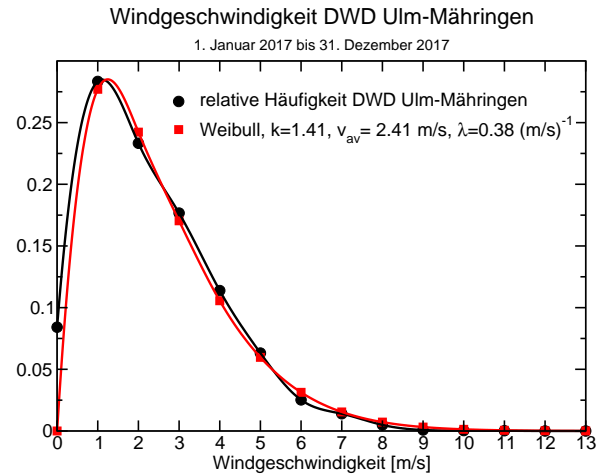
Der Windatlas BW 2019 beruht zum größten Teil auf näherungsweise berechneten Wahrscheinlichkeitsdichten der Windgeschwindigkeiten. Komplexe Geländeformationen sind im Südwesten üblich, so dass entweder sehr engmaschige Simulationen durchzuführen sind oder eher unzuverlässige Schätzwerte entstehen. Eine Alternative zu Simulationen bieten die kontinuierlich aufgezeichneten öffentlichen zugänglichen Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Da es sich um standardisierte gemessene Daten handelt, kommt ihnen eine wesentlich erhöhte Klarheit und Transparenz zu. Im folgenden zeigen wir, dass sich aus den jahrelangen Messreihen reale, auf den Raum Baden-Württemberg bezogene Häufigkeitsverteilungen (Histogramme) für jede Messstation bestimmen lassen.

Als Basis für weitere Untersuchungen im Verlauf dieser Arbeit parametrisieren wir diese Messdaten über eine Weibull-Verteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten, wie sie üblicherweise verwendet werden. Dazu wird an die so erhaltenen Datenreihen aus Messwerten über eine nichtlineare Regressionsanalyse eine Weibull-Verteilung

$$W(v) = \lambda k (\lambda v)^{k-1} e^{-(\lambda v)^k} \quad (5)$$

angepasst. Dies kann entweder für ein bestimmtes Jahr (hier 2017) durchgeführt werden oder auch für den gesamten zur Verfügung stehenden Messzeitraum. Dabei bezeichnet  $k$  den Weibull-Formparameter und  $1/\lambda$  den Skalenparameter der Verteilung. Der Erwartungswert der Geschwindigkeit ist gegeben durch

$$v_{\text{av}} = \int_0^{\infty} dv v W(v) = \frac{1}{\lambda} \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right), \quad (6)$$



**Abb. 3** Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichten der Windgeschwindigkeit aus den Messdaten des DWD der Wetterstation Ulm-Mähringen (schwarze Kreise) und der Anpassung einer Weibull-Verteilung Gl. (5) (rote Quadrate) mit den Fitparametern  $k = 1.41$ ,  $v_{\text{av}} = 2.41$  m/s und  $\lambda = 0.38$  (m/s) $^{-1}$ . Die schwarze, durch die DWD-Daten gezogene Linie folgt (nur für die Darstellung) aus einer Interpolation mit kubischen Splines.

wobei  $\Gamma(x)$  die Eulersche Gammafunktion bezeichnet. Für  $k = 1$  folgt die Exponentialverteilung, für  $k = 2$  ergibt sich die Rayleigh-Verteilung. 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. Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse des Fits einer Weibull-Verteilung Gl. (5) an die Messdaten des DWD für die Wetterstation Ulm-Mähringen für den Zeitraum 1.1. bis 31.12.2017. Die Ergebnisse der nichtlinearen Regressionsanalyse liefern für diesen Fall  $k = 1.41$ ,  $v_{\text{av}} = 2.41$  m/s und  $\lambda = 0.38$  (m/s) $^{-1}$ . Ähnliche Analysen haben wir für verschiedene DWD-Wetterstationen in Baden-Württemberg mit vorliegenden Langzeitdaten für jeweils den gesamten Zeitraum seit Beginn der Aufzeichnungen bis zum 31.12.2018 durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 zusammengestellt. Es sei betont, dass die Windgeschwindigkeiten an den DWD-Stationen in der Standardhöhe von 10 m gemessen werden. Wie im weiteren Verlauf der Arbeit gezeigt wird, ändert sich jedoch für einen Standort der Weibull-Formparameter nicht, wenn man die Annahme eines Hellmann-Gesetzes für die Hochskalierung der Windgeschwindigkeiten zugrunde legt.



**Tabelle 4** Parameter der Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeiten, wie sie an Daten aus Langzeitmessreihen (10 m Höhe) an baden-württembergischen DWD-Wetterstationen angepasst wurden.

Ort	DWD ID	Höhe NHN [m]	ab	$k$	$\lambda$ [(m/s) <sup>-1</sup> ]	$v_{av}$ [m/s]
Donaueschingen	11	680	01.09.1980	1.24	0.374	2.49
Dogern	1013	309	01.04.1980	1.00	0.379	2.64
Feldberg	1346	1490	01.01.1955	1.59	0.119	7.56
Freiburg	1443	236	01.01.1955	1.04	0.378	2.61
Freudenstadt	1468	797	01.01.1970	1.49	0.333	2.72
Friedrichshafen	1490	394	01.01.1965	1.30	0.333	2.77
Hornisgrinde	2349	1119	30.10.1989	1.65	0.159	5.62
Kandern-Gupf	2377	362	01.01.1981	1.33	0.402	2.29
Kaisersbach-Cronhütte	2485	489	02.05.2011	1.03	0.448	2.21
Klippeneck	2638	973	01.01.1969	1.60	0.249	3.61
Konstanz	2712	443	01.07.1959	1.09	0.642	1.51
Laupheim	2886	539	01.01.1970	1.27	0.363	2.56
Meßstetten	3268	920	08.10.2013	1.71	0.388	2.30
Münsingen-Apfelstetten	3402	750	24.01.2008	1.67	0.417	2.14
Öhringen	3761	276	01.01.1952	1.12	0.430	2.22
Pforzheim-Ispringen	3925	333	06.04.1989	1.29	0.343	2.70
Weingarten	4094	440	09.12.1997	1.25	0.503	1.85
Stimpfach-Weipertshofen	4880	453	01.12.1984	1.28	0.330	2.81
Stötten	4887	734	01.01.1952	1.79	0.233	3.82
Stuttgart-Echterdingen	4931	371	01.01.1953	1.04	0.372	2.65
Bad Waldsee	5319	576	01.08.1981	1.19	0.385	2.45
Walldürn	5327	404	14.07.1981	1.40	0.254	3.58
Weilheim-Bierbrunnen	5412	771	31.05.1991	1.48	0.287	3.15
Gallingen	6099	450	20.04.2000	1.00	0.639	1.57
Sipplingen	6107	705	14.04.1999	1.65	0.442	2.02
Winterbach / Remstal	10510	241	01.01.2009	1.16	0.723	1.31

## 6.2 Weibull-Verteilung der Windleistungsdichte

Anhand der Datenbasis des DWD lassen sich die Windverhältnisse in Baden-Württemberg realitätsnah zum großen Teil über mehrere Jahrzehnte abbilden. Wir haben für die oben genannten DWD-Windmessstationen eine Weibull-Verteilung über eine nichtlineare Regressionsanalyse angepasst. Es zeigt sich, dass für alle Stationen ein Weibull-Parameter  $k$  von kleiner als 2 folgt (für  $k=2$  ergibt sich die Rayleigh-Verteilung als Grenzfall). Diese Tatsache ist wichtig für die folgende weitere Beobachtung.

Hennessey hat bereits 1977 gezeigt [8], dass aus der Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeiten die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windleistungsdichte (und somit des Jahresertrags) einfach bestimmt werden kann. Zu analogen Ergebnissen kommt Ahlborn [9], der die Verteilungsdichtefunktion der Leistung einer einzelnen Windkraftanlage untersucht hat. Sowohl die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windleistungsdichte als auch der Windkraftanlagenleistung folgen einer Weibull-Form, wobei der Weibull-Exponent dieser Verteilungen dann den Wert  $k' = k/3$  annimmt. Dies erkennt man direkt, wenn man den Integranden in Gl. (1) mit Gl. (2) und Gl. (5) kombiniert. Hennesseys

Aussage ist auch dann gültig, wenn man die Windgeschwindigkeit mit dem Hellmann-Exponent aus einer Hellmann-Gleichung in die Höhe skaliert, wie wir in Abschnitt 7 explizit zeigen werden. In der Tat ändert sich durch die Hellmann-Höhenskalierung der Weibull-Formparameter  $k$  nicht, sondern nur der Weibull-Skalenparameter. Daher können wir die in Tab. 4 gefundenen Weibull-Exponenten, die sich ja aus Messungen in 10 m Höhe ergeben haben, auch für die Verhältnisse auf Nabenhöhen ( $h = 120 - 180$  m) übertragen.

Da nun sämtliche Weibull-Formparameter  $k$  der Verteilungsdichten der Windgeschwindigkeit zwischen  $k = 1$  und  $k = 2$  liegen, folgt daraus, dass alle Weibull-Formparameter  $k'$  der Windleistungsdichte kleiner als 1 sind. Damit gilt

$$k' = \frac{k}{3} < 1. \quad (7)$$

Weibull-Verteilungen mit Exponenten  $k' < 1$  haben jedoch ihr Maximum immer bei der Geschwindigkeit  $v = 0$  m/s. Dies bedeutet, dass der am häufigsten auftretende Wert der verfügbaren Windleistungsdichte einer Windkraftanlage der Wert  $0$  W/m<sup>2</sup> ist. Somit können wir auf der Basis der empirischen Messdaten die mathematische Aussage formulieren: Der am häufigsten

vorkommende Betriebszustand aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg ist der Stillstand.

Dieses Ergebnis wird bestätigt durch einen Vergleich mit den Leistungsdaten des Netzbetreibers TransnetBW von allen Windkraftanlagen in Baden-Württemberg für 2019. Abbildung 4 zeigt die zugehörige Häufigkeitsverteilung nach einer Einteilung in 25-MW-Klassen. Man erkennt, dass das Maximum der gemessenen Häufigkeit bei einer Leistung im Bereich von 0 bis 25 MW liegt. Außerdem zeigt das Einsatzbild von Abb. 4 einen detaillierten Vergleich der entsprechenden Leistungsdaten des Netzbetreibers Tennet aus dem Jahr 2017 im Vergleich mit einer Annäherung nach Hennessey. Eine nahezu perfekte Übereinstimmung ist erkennbar. Auf diesen Zusammenhang weist der Windatlas BW 2019 nicht hin.

## 7 Ertragsprognose durch DWD-Messdaten der Windgeschwindigkeiten

Im Windatlas BW 2019 wird im Kapitel 2.3 “Verifikation und Anpassung” dargelegt, dass die Daten des DWD angeblich nicht verwendbar wären für Ertragsprognosen von Windkraftanlagen, da diese auf einer geringeren Messhöhe ermittelt wurden: “Angesichts der Höhen von 100 m und darüber, in denen der Windatlas Baden-Württemberg erstellt wurde, scheiden allein aus diesem Grund die im Zuge der Wetterbeobachtungen verwendeten meteorologischen Stationen mit ihrer typischen Messhöhe von 10 m aus.” Diese Aussage ist jedoch sachlich nicht begründet. Wir zeigen im Folgenden, dass diese Daten eine zutreffende Grundlage bilden für die Beurteilung der Windverhältnisse und der Erträge von Windkraftanlagen in Baden-Württemberg. Wir führen eine neuartige Methode zur Ertragsprognose ein, die auch außerhalb von Baden-Württemberg angewendet werden kann.

Messreihen des DWD zu Windgeschwindigkeiten liegen zum Teil über mehrere Jahrzehnte vor, Ertragsdaten von Windkraftanlagen werden erst in jüngster Zeit flächendeckend systematisch erfasst und schwanken natürlich ebenfalls von Jahr zu Jahr. Daher ist in einem ersten Schritt zunächst einmal eine einheitliche Vergleichsbasis durch die Fokussierung auf ein Ertrags- und Messjahr zu schaffen. Dazu wählen wir für die folgende Analyse beispielhaft das Jahr 2017 aus und nehmen exemplarisch acht Windkraftanlagen und fünf DWD-Wetterstationen verteilt über Baden-Württemberg her.

Für jede Wetterstation steht die Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten gemessen in 10 m Höhe für das Jahr 2017 vom DWD öffentlich zur Verfügung. Daraus haben wir eine Wahrscheinlichkeitsdichte für die Windgeschwindigkeit für jeden DWD-Standort ermittelt und über eine

nichtlineare Regressionsanalyse eine Weibull-Verteilung gemäß Gl. (5) über die Variation der Weibull-Parameter  $k$  und  $\lambda$  angepasst. Die sich aus dem Fit ergebenden Weibull-Parameter  $k$  und  $\lambda$  sind in Tabelle 5 angegeben (zu beachten ist, dass diese Daten sich auf das Jahr 2017 beziehen, wohingegen in Tab. 4 Daten aus viel längeren Messzeiträumen ermittelt worden sind).

Nach Hennessey [8] kann man aus den Weibull-Parametern der Windgeschwindigkeitsverteilung den Erwartungswert der Weibull-Verteilung der Windleistungsdichte und somit den Jahresertrag über 8 760 Stunden (skaliert mit dem Betz-Wert) leicht berechnen. Eine Hinzunahme der typischen Ausfallzeiten von 60 bis 80 Stunden pro Jahr (siehe oben) ändert die Werte lediglich um 1 Prozent, was für die Genauigkeit der Prognose vollkommen unerheblich ist.

Das Problem, dass die DWD-Messwerte der Windgeschwindigkeit sich auf eine Messhöhe von 10 m beziehen, wir aber zur Ertragsberechnung die Windgeschwindigkeit  $v_h$  in der Nabenhöhe  $h$  (typischerweise 140 bis 160 m) benötigen, lösen wir durch die Verwendung des Hellmann-Skalierungsgesetz

$$v_h = v_{10\text{ m}} \left( \frac{h}{10\text{ m}} \right)^\alpha \quad (8)$$

wobei wir den Hellmann-Exponenten  $\alpha$  als variablen, und zunächst unbestimmten Parameter verwenden. Dieser Ansatz wird auch zur Analyse von Winddaten und zur Berechnung von Ertragsprognosen von Windparks verwendet [10]. Damit finden wir die Weibull-Verteilung

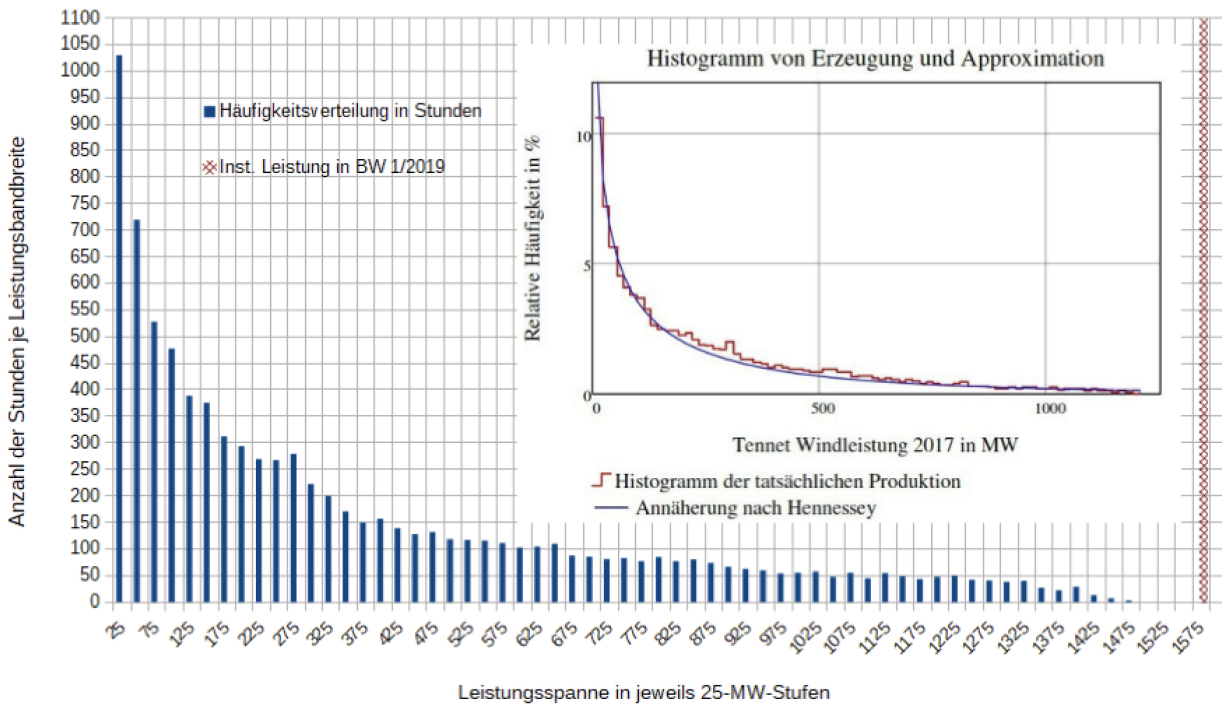
$$W_\alpha(v) = \lambda_\alpha k (\lambda_\alpha v)^{k-1} e^{-(\lambda_\alpha v)^k} \quad (9)$$

für die Wahrscheinlichkeitsdichte der Geschwindigkeit  $v$  in einer Höhe  $h$  bezogen auf die Referenzhöhe  $h_0 = 10$  m, wobei der umskalierte Weibull-Parameter

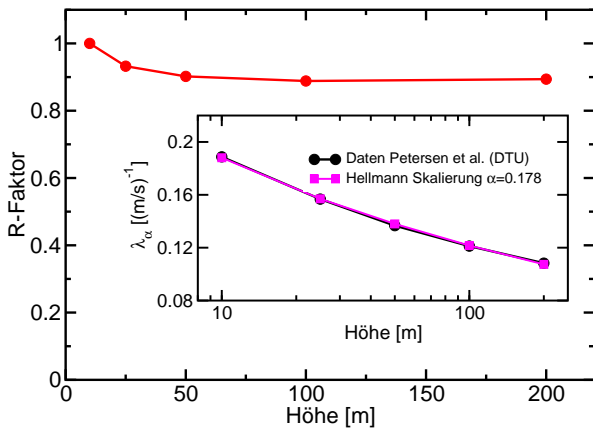
$$\lambda_\alpha = \lambda \left( \frac{h_0}{h} \right)^\alpha \quad (10)$$

folgt.

Die Höhenabhängigkeit des Weibull-Parameters  $\lambda_\alpha$  lässt sich experimentell überprüfen anhand von Daten aus Ref. [11]. Das Einsatzbild in Abb. 5 zeigt den Vergleich des Weibull-Parameters  $\lambda_\alpha$  aus dem Hellmann-Skalierungsgesetz Gl. (10) mit  $\alpha = 0.178$  und den Daten aus Ref. [11]. Man erkennt eine nahezu perfekte Übereinstimmung im gesamten Höhenbereich zwischen 10 m und 200 m. Dieser deckt den für die Windindustrie relevanten Bereich zwischen 100 m und 200 m vollständig ab.



**Abb. 4** Häufigkeitsverteilung der Leistungen aller Windkraftanlagen in Baden-Württemberg für 2019 nach den Daten der TransnetBW. Die Leistung wurden in 25-MW-Klassen eingeteilt, die Ordinate gibt die Anzahl der Stunden der entsprechenden Leistung an. Rechts markiert der rote Balken die zu diesem Zeitpunkt installierte Gesamtleistung aller Windkraftanlagen. Einsatzbild: Häufigkeitsverteilung der Leistungen aller Windkraftanlagen im Bereich des Netzbetreibers Tennet für 2017 mit der zugehörigen Annäherung nach Hennessey im Vergleich zum Häufigkeitsverlauf der Leistungen.



**Abb. 5** Höhenabhängigkeit der Weibull-Parameter. Hauptbild: Einfluss der Höhenabhängigkeit des Weibull-Exponenten  $k(h)$  im R-Faktor zur mittleren Windleistungsdichte, vgl. Gl. (13). Einsatzbild: Höhenabhängigkeit des Weibull-Parameters  $\lambda_\alpha$ . Die Quadrate in magenta zeigen das Ergebnis nach einem Fit an Gl. (10) mit  $\alpha = 0.178$ . Die Kreissymbole in schwarz geben die Daten aus Ref. [11] wieder ( $\lambda = 1/A$  mit  $A$  aus Ref. [11]).

Für die Bestimmung von  $\alpha$  wählen wir nun eine Windkraftanlage in der räumlichen Nähe der betrachteten DWD-Messstation aus und berechnen den Jahresertrag unter Variation von  $\alpha$  so lange, bis der prognostizierte Jahresertrag nach Hennessey

$$\begin{aligned}
 E_H &= 8760 \text{ h} \cdot A \cdot c_{\text{Betz}} \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty dv v^3 W_\alpha(v) \\
 &= 8760 \text{ h} \cdot A \cdot c_{\text{Betz}} \frac{1}{2} \rho \frac{1}{\lambda_\alpha} \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (11)
 \end{aligned}$$

mit dem realen bekannten Jahresertrag von 2017 übereinstimmt, wobei  $c_{\text{Betz}} = 0.59$  den Betz-Faktor und  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$  die Luftdichte unter Standardbedingungen bezeichnen.  $\Gamma(x)$  ist wiederum die Eulersche Gamma-Funktion. Grundsätzlich ist zu betonen, dass durch die Verwendung von  $c_{\text{Betz}}$  wir maximale Ertragswerte erhalten, da dieser einen fundamental bedingten maximalen Wirkungsgrad bezeichnet, der in der Realität regelhaft nicht erreicht wird. Typische Wirkungsgrade gängiger Windkraftanlagen liegen im Bereich von 0.48, so dass die wirklichen Werte der Erträge noch einmal um ca.  $0.59/0.48 - 1 = 20\%$  darunter liegen. Alle Ertragswerte sind proportional zum echten Wirkungsgrad bzw. zu  $c_{\text{Betz}}$ , so dass sie auch leicht umgerechnet werden können.

**Tabelle 5** DWD-Wetterstationen mit den aus einer Anpassung an die zugehörige Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeiten in 2017 ermittelten Parametern  $k$  und  $\lambda$  und räumlich nahe gelegene Windparks mit den realen Erträgen in 2017 und den mittels einer Hellmann-Höhenskalierung berechneten Erträgen. Der daraus abgeleitete Hellmann-Exponent  $\alpha$  für den betreffenden Standort der Windkraftanlage ist in der letzten Spalte angegeben. Die mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{av}$  wurde aus der erhaltenen Weibull-Verteilung berechnet.

Standort DWD-Station	$k$	$\lambda$ [(m/s) <sup>-1</sup> ]	Standort WKA	Ist-Ertrag 2017 [MWh]	Ertrag berechnet 2017 [MWh]	Hellmann- Exponent $\alpha$
Freudenstadt $v_{av} = 3.17$ m/s	2.04	0.279	Dornhan Bad-Ripoldsau-Schapbach	2310 3633	2314 3610	0.117 0.155
Öhringen $v_{av} = 2.20$ m/s	1.29	0.420	Rosengarten Möckmühl	7170 5211	7138 5212	0.201 0.177
Stötten $v_{av} = 3.67$ m/s	1.73	0.242	Eschach Lauterstein	5129 5815	5132 5816	0.038 0.048
Hornisgrinde $v_{av} = 6.04$ m/s	1.78	0.147	Sasbachwalden	5685	6047	0.00
Ulm-Mähringen $v_{av} = 2.41$ m/s	1.41	0.377	Dornstadt- Tomerdingen	5107	5103	0.16

Für die Konsistenz unseres Verfahrens ist es wichtig zu prüfen, dass für weitere Windkraftanlagen im Raumbereich derselben DWD-Station nun bei der gleichen Analyse ein Hellmann-Exponent  $\alpha$  ergibt, der mit dem zuvor bestimmten  $\alpha$  vergleichbar ist. Eine vollständige Übereinstimmung der beiden Zahlenwerte für  $\alpha$  ist unwahrscheinlich, da viele Details in die Analyse nicht eingehen können, z.B. lokale Reliefverhältnisse, Bewuchs, Abschattung, unterschiedliche Reibung, leicht unterschiedliche WKA-Kennlinie, etc.. Ein großer Vorteil des Verfahrens ist, dass die Höhenzunahme der Windgeschwindigkeiten durch einen einzigen Parameter  $\alpha$  parametrisierbar ist, der durch Vergleich mit einem einzigen Zahlenwert des Jahresertrags recht genau angepasst werden kann.

Das Ergebnis der Näherungsbetrachtung ist insgesamt hinreichend genau. Die so resultierenden Werte des Hellmann-Exponenten sind in Tab. 5 aufgeführt. Man erkennt, dass für die jeweiligen Windkraftanlagen im Bereich einer einzelnen DWD-Station ein sehr ähnlicher Hellmann-Exponent resultiert. Dieser kann prinzipiell für Ertragsprognosen werden. Wir erwarten, dass die Genauigkeit im Rahmen dieser einfachen Analyse etwas größer ist als jene aus dem aufwändig produzierten Windatlas 2019, in den an mehreren Stellen undurchsichtige Parameter, von Hand ausgewählte Daten oder unveröffentlichte und unzugängliche Zahlenwerte eingeflossen sind.

Dieser Zugang erlaubt sogar eine Abschätzung von Extremfällen wie der Windkraftanlage Hornisgrinde. Am Standort liegt eine Weibull-Verteilung mit einer recht hohen mittleren Windgeschwindigkeit von  $v_{av} = 6.04$  m/s (2017) vor. Da für diese exponiert gelegene Anlage

die recht hohe Windgeschwindigkeit in 10 m Messhöhe vergleichbar ist zu jener auf Nabenhöhe, sollte sich ein Hellmann-Exponent von 0 ergeben, was unsere Berechnung bestätigt.

Natürlich kann die Analyse auch erweitert werden für mehrjährige Messreihen von Windgeschwindigkeiten und Ertragsdaten. Für eine befriedigende Genauigkeit der Prognose ist es wichtig, dass die Messzeiträume der Windgeschwindigkeiten und der Erträge übereinstimmen. Der Vorteil dieses Zugangs ist, dass er auf einfache, nachvollziehbare und transparente Weise und ohne unveröffentlichte Firmendaten eine zuverlässige Ertragsprognose erlaubt. Daraus ergibt sich auch die Forderung, dass die Messdaten der Windgeschwindigkeit bei lokalen Probemessungen der Projektierer öffentlich gemacht werden müssen, damit eine Ertragsprognose öffentlich und transparent durchgeführt werden kann. Damit können künftige weit überhöhte Ertragsprognosen und somit signifikante volkswirtschaftliche Schäden durch Fehlinvestitionen vermieden werden.

## 8 Höhenabhängigkeit des Weibull-Exponenten $k$

In diesem Abschnitt untersuchen wir die Rolle einer möglichen Höhenabhängigkeit des Weibull-Exponenten  $k$ . Die Daten von Petersen et al. [11] zeigen generell eine sehr schwache Abhängigkeit von der Höhe  $h$ , insbesondere in dem für Windindustrieanlagen relevanten Höhenbereich zwischen 50 m und 200 m. Es stellt sich somit die Frage, ob diese schwache Höhenabhängigkeit für die wichtige Kennzahl im Windatlas BW 2019, die mittlere Windleistungsdichte, überhaupt relevant wäre.

Im von uns angenommenen Hellmann-Skalierungsgesetz ergibt sich keine Abhängigkeit des Weibull-Exponenten  $k$  von der Höhe, lediglich  $\lambda_\alpha$  hängt von  $h$  ab, wie oben dargestellt.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit und der Universalität betrachten wir den für den Windatlas BW 2019 günstigsten Fall der mittleren (ungekappten) Windleistungsdichte

$$P_{av,k} = \frac{1}{2}\rho \int_0^\infty dv v^3 W_\alpha(v) = \frac{1}{2}\rho \frac{1}{\lambda_\alpha} \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (12)$$

für eine Referenzluftdichte  $\rho$  und eine Weibull-Verteilung mit den Parametern  $k$  und  $\lambda_\alpha$ . Für einen realistischeren Fall einer konkreten Windindustrieanlage wäre ihre Leistungskennlinie hier zu verwenden. Diese unterscheidet sich allerdings nur bei höheren Windgeschwindigkeiten im Bereich oberhalb von 10 m/s, welche sowieso ein geringeres Gewicht in der Wahrscheinlichkeitsdichte aufweisen.

Wir vergleichen nun die beiden Szenarien eines höhenunabhängigen Weibull-Exponenten  $k_0$  in Bezug auf die Referenzhöhe  $h_0 = 10$  m und eines nach den Daten von Petersen et al. [11] höhenabhängigen Weibull-Exponenten  $k(h)$ . Dafür definieren wir den R-Faktor gemäß

$$R(h) = \frac{P_{av,k(h)}}{P_{av,k_0}} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k(h)}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k_0}\right)} \quad (13)$$

aus dem Verhältnis der beiden entsprechenden Windleistungsdichten.  $R = 1$  bedeutet, dass die Höhenabhängigkeit des Weibull-Exponenten im Bereich von 10 m bis 200 m keinen Einfluss auf die mittlere Windleistungsdichte hat. Für die Daten aus Petersen et al. für  $k(h)$  ist die Höhenabhängigkeit von  $R(h)$  in Abb. 5 dargestellt. Es zeigt sich nur eine schwache Höhenabhängigkeit der mittleren Windleistungsdichte aufgrund von einer möglichen Höhenabhängigkeit des Weibull-Exponenten im Bereich von 10 m bis 200 m Höhe im Bereich von weniger als 10 Prozent. Die Höhenabhängigkeit des Weibull-Parameters  $\lambda_\alpha(h)$  dominiert die Höhenabhängigkeit der mittleren Windleistungsdichte. Diese wird aber durch das Hellmann-Gesetz korrekt berücksichtigt. Folglich ist es gerechtfertigt, die Höhenabhängigkeit von  $k$  zu vernachlässigen.

## 9 Vergleich der Ertragsprognose des Windatlas mit realen Ertragsdaten

### 9.1 Windpark Lauterstein (Schwäbische Alb)

In diesem Abschnitt vergleichen wir die Ertragsprognose des Windatlas BW 2019 für einen Standort eines vorhandenen Windparks mit den realen Ertragsdaten, die

für diesen Windpark vorliegen. Der Windpark Lauterstein soll als Beispiel dienen. Die 16 Maschinen von Lauterstein vom Typ GE 2.75-120 stehen hoch über dem Albtrauf der Schwäbischen Alb bei Bartholomä am Falkenberg zwischen Schwäbisch Gmünd und Geislingen. Das Höhenniveau beträgt ca. 700 m bis 770 m NN. Die Nabenhöhe der 16 Generatoren liegt bei 139 m. Der Windpark ist im Jahr 2016 mit höchstem Lob aller Beteiligten in Betrieb gegangen und gilt als Leuchtturmprojekt für Baden-Württemberg. Inwieweit die entsprechend hoch angesetzten Erwartungen vor dem Hintergrund des Windatlas 2019 erfüllbar sind, soll im folgenden näher analysiert werden.

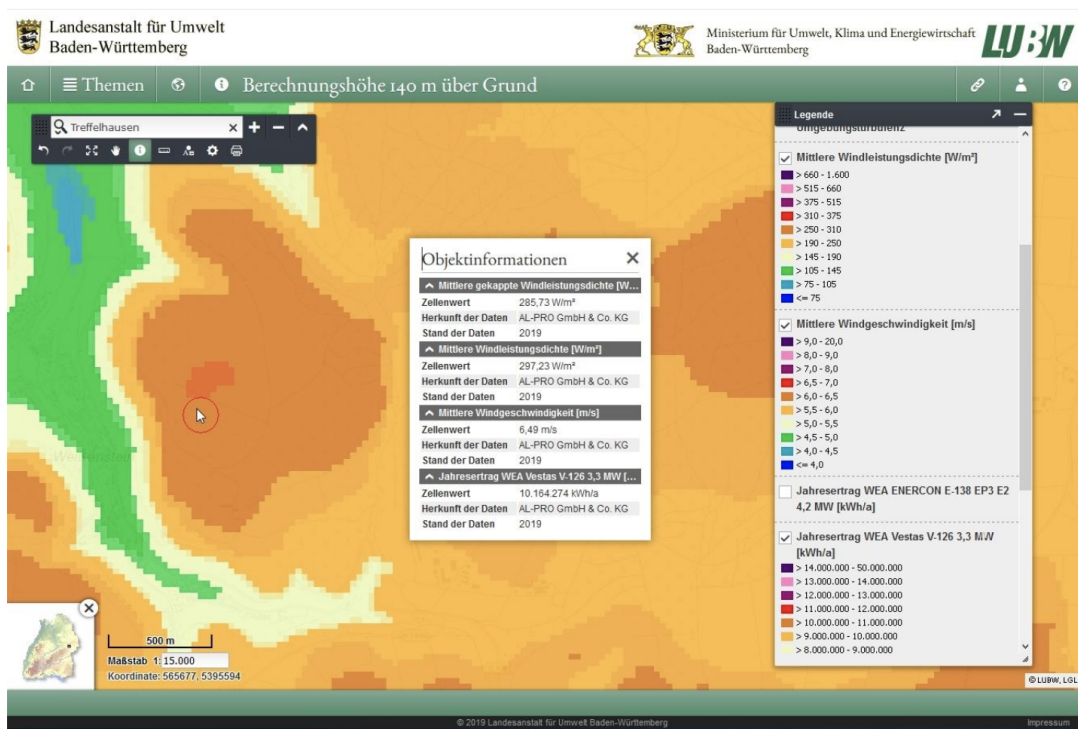
Dazu lesen wir zunächst die prognostizierten Ertragswerte aus dem Windatlas BW 2019 der interaktiven Karte der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg [12]. Der Bildausschnitt ist in Abb. 6 wiedergegeben und zeigt den Höhenzug direkt östlich von Weißenstein. Der weiße Pfeil und der ihn umgebende rote Kreis markieren direkt das Gebiet, in dem sich die 16 Windkraftanlagen des Windparks befinden. Der Pfeil zeigt genau die Position einer der 16 Anlagen des Windparks.

An der Pfeilspitze erhalten wir beispielsweise folgende Angaben: Laut Windatlas BW 2019 beträgt die berechnete mittlere gekappte Windleistungsdichte 285.73 W/m<sup>2</sup>, wobei der ungekappte Wert bei 297.23 W/m<sup>2</sup> liegt. Es liege eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6.49 m/s vor. Daraus wird ein Jahresertrag für eine Vestas V-126 3.3 MW von 10 164 MWh vorhergesagt.

Eine systematische Mittelung der Daten aller 16 Windkraftanlagen des Windparks Lauterstein liefert eine prognostizierte gekappte Windleistungsdichte von 255.86 W/m<sup>2</sup> pro WKA, eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6.28 m/s und einen prognostizierten Jahresertrag einer Vestas V-126 3.3 MW von 9 526 MWh.

Hingegen haben wir in Abschnitt 5 einen Jahresertrag (pro Windkraftanlage gemittelt) für das Jahr 2017 von 5 816 MWh aus den Daten von TransnetBW zitiert und daraus eine mittlere Windleistungsdichte von 122.5 W/m<sup>2</sup> berechnet (unter der Annahme von 8 760 Jahresstunden, nimmt man übliche Ausfallzeiten durch Wartung hinzu, ändert sich das Ergebnis um ca. 1 % zugunsten des Windatlas. Die Daten sind in Tab. 5 zusammengefasst.

Zwar findet man im Windatlas BW 2019 im Abschnitt 2.3.3 “Abweichungen zum Proto-Windatlas” folgenden Kommentar: “Die Bestimmung der Abweichungen zwischen dem Proto-Windatlas und einem Validierungsdatenpunkt geschieht im Falle einer Windmessung einfach durch den Vergleich der gemessenen und langzeitbezogenen mit der modellierten Windgeschwindigkeit. [...] Ergeben sich Abweichungen, wird das Windgeschwindigkeitsniveau aus dem Proto-Windatlas um



**Abb. 6** Beispiel eines Bildausschnitts aus dem Windatlas BW 2019 der interaktiven Karte der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (<https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml>) des Windpark Lautersteins auf der Schwäbischen Alb

**Tabelle 6** Vergleich des prognostizierten und des in 2017 gemessenen Jahresertrags pro Windkraftanlage für den Windpark Lauterstein (Schwäbische Alb). Die vom Hersteller genannten 100%-Referenzerträge der jeweiligen Windkraftanlage sind in Klammern und in MWh angegeben. Weiterhin sind die Ergebnisse unserer Berechnungen der Jahreserträge angegeben, wie sie über die Integration entweder der idealisierten Windleistungsdichte (Abschnitt 7, „Hennessey“) oder der anlagenspezifischen Leistungskennlinie (Abschnitt 10, „Kennlinie“) erhalten wurden. Der Hellmann-Exponent  $\alpha$  wurde bestimmt über die Anpassung des berechneten Jahresertrags 2017 an den gemessenen für die jeweilige Methode. Der höhere, nach Hennessey berechnete Jahresertrag der Vestas V-126 3.3 MW folgt, wenn man den zu hohen Hellmann-Exponenten aus der Methode „Kennlinie“ verwendet.

	gemessen in 2017 GE 2.75-120 (10 555)	Prognose Windatlas V-126 3.3 (11 862)	unsere Berechnung 2017, Hennessey			unsere Berechnung 2017, Kennlinie	
			GE 2.75-120	V-126 3.3		GE 2.75-120	V-126 3.3
Jahresertrag [MWh]	5 816	9 526	5 816	6 446	10 928	5 816	6 358
% Referenzertrag	55.1 %	80.3 %	55.1 %	54.3 %	92.1 %	55.1 %	53.6 %
Hellmann-Exponent $\alpha$	n.a.	n.a.	0.048	0.1152		0.1152	

einen geeignet erscheinenden Wert angepasst und die Berechnung sodann wiederholt. Dies erfolgt solange, bis die berechneten den tatsächlichen Ertragswerten entsprechen.“

Offensichtlich hat eine solche Berechnung im Bereich des Windparks Lauterstein nicht oder nur unzureichend stattgefunden, sonst hätte man die Windgeschwindigkeiten hier entsprechend nach unten korrigieren müssen.

Um den Jahresertrag am Standort für dieselben Typen von Windkraftanlagen vergleichen zu können, benötigen wir noch den zu erwartenden Jahresertrag einer Vestas V-126 3.3 MW an diesem Standort. Diesen bestimmen wir nach dem in Abschnitt 7 eingeführten Verfahren. Dazu benutzen wir die gleiche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit der DWD-Messstation Stötten, die sich räumlich in der Nähe befindet und die wir oben bestimmt haben. Mit der vom Hersteller

genannten Rotorfläche einer Vestas V-126 3.3 MW von 12 469 m<sup>2</sup> bestimmen wir nun den Jahresertrag für den Standort Lauterstein gemäß Hennessey mittels Gl. (11). Damit können wir einen Jahresertrag einer Vestas V-126 3.3 MW von 6 446 MWh prognostizieren, also 32.3 % weniger als im Windatlas prognostiziert.

Schließlich vergleichen wir die Jahreserträge noch mit dem für eine bestimmte Windkraftanlage charakteristischen Referenzertrag, wie ihn der Hersteller angibt. Für eine gute Standortgüte weisen die Hersteller der Maschinen die 100%-Referenzerträge von 10 555 MWh pro Jahr (GE 2.75-120) und 11 862 MWh pro Jahr (Vestas V-126 3.3 MW) aus. Für die Standortgüte über den Referenzertrag gewertet bedeutet dies für den hier betrachteten Standort, dass in der Realität die von der LUBW empfohlenen 65 – 70 % des Referenzertrages nicht erreicht werden. Während die Maschinen von GE noch 2017 auf einen durchschnittlichen Referenzertrag von 55.1 % kamen, würden die Maschinen von Vestas an der gleichen Stelle zusammen im Durchschnitt nur 54.3 %, statt der aus dem Windatlas 2019 sich ergebenden 80.3 % kommen, und dies, obwohl der Windatlas BW 2019 für diesen Standort eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6.28 m/s und eine gekappte Flächenleistungsdichte von 255.86 W/m<sup>2</sup> (Mittelwert aus allen 16 WKA) ausweist.

## 10 Mittelwertbildung über die Leistungskennlinie

Um die Gültigkeit der Berechnung des Jahresertrags über das in Abschnitt 7 eingeführte Verfahren zu validieren, führen wir in diesem Abschnitt ein alternatives Verfahren zur Berechnung des Jahresertrags über die Leistungskennlinie der betrachteten Windkraftanlage ein. Beide Verfahren sollten zu vergleichbaren Ergebnissen führen.

### 10.1 Verfahren

Bisher haben wir den Jahresertrag über Gl. (11) nach Hennessey berechnet. Die einzige unbekannte Größe ist dabei der Hellmann-Exponent  $\alpha$ , den wir über die Anpassung des Rechenergebnisses an den gemessenen Jahresertrag einer einzelnen bestehenden Windkraftanlage gefunden hatten. Der Jahresertrag kann aber auch auf der Grundlage der Leistungskennlinie  $P_{KL}(v)$  einer Anlage bestimmt werden. Diese gibt an, welche Leistung diese bei einer gegebenen Windgeschwindigkeit  $v$  erbringt. Der Jahresertrag für einen Standort folgt dann

gemäß

$$E_{KL} = 8760 \text{ h} \cdot \int_0^{\infty} dv W_{\alpha'}(v) P_{KL}(v), \quad (14)$$

wobei  $W_{\alpha'}(v)$  die Weibull-Verteilung der am Standort vorliegenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe angibt. Zu beachten ist, dass der Hellmann-Exponent  $\alpha'$ , der hier verwendet wird, von jenem, der in Abschnitt 7 verwendet wird, für denselben Jahresertrag einer WKA verschieden sein muss, da in Abschnitt 7 eine idealisierte Leistungsdichte  $\propto v^3$  angenommen wird, wohingegen die echte Leistungskennlinie  $P_{KL}(v)$  für große Windgeschwindigkeiten in einen Sättigungsbereich übergeht.

Dies bedeutet, dass wir für dieses Verfahren “Kennlinie” den passenden Hellmann-Exponenten  $\alpha'$  separat bestimmen müssen, indem wir den Jahresertrag für die Kennlinie einer bestimmten Anlage bestimmen und  $\alpha'$  so lange anpassen, bis der berechnete mit dem gemessenen Ertrag übereinstimmt. Dies haben wir wiederum für den Windpark Lauterstein und den vorhandenen Anlagentyp GE 2.75-120 durchgeführt.

Dazu benutzen wir von den Herstellern angegebenen Leistungsdaten [13, 14], die allerdings nur maximal in Schritten von  $\Delta v = 0.5$  m/s vorhanden sind. Da diese Schrittweite zu groß ist für eine konvergente numerische Integration, bestimmen wir eine kubische Spline-Interpolation [15] und erhalten somit eine kontinuierliche Kurve der Leistungskennlinie. Damit berechnen wir das Integral in Gl. (14) in numerischer Genauigkeit.

Die Anpassung des Hellmann-Exponenten für den in 2017 gemessenen Jahresertrag von  $E_{KL} = 5816$  MWh liefert den Wert  $\alpha' = 0.1152$ .

Um nun die Güte der Prognosen des Windatlas und unseres bisherigen Verfahrens zu bewerten, können wir mit diesem Verfahren “Kennlinie” den Jahresertrag für eine Vestas V-126 3.3 MW bestimmen. Wir erhalten den Jahresertrag von 6 358 MWh. Dieser Wert ist vergleichbar mit dem Ergebnis von 6 446 MWh aus unserem Verfahren nach Hennessey, was die Gültigkeit unserer Methode zeigt. Somit liefern beide hier eingeführten Berechnungsmethoden vergleichbare Ergebnisse, die sich drastisch von der Prognose des Windatlas BW 2019 (hier 9 526 MWh) unterscheiden. Der Vergleich der Ergebnisse ist in Tabelle 6 dargestellt.

Interessanterweise können wir an dieser Stelle noch eine Testrechnung durchführen, in der wir den Hellmann-Exponenten  $\alpha' = 0.1152$  aus unserem Verfahren “Kennlinie” in unserer Berechnung nach Hennessey verwenden. Wir finden dann für eine Vestas V-126 3.3 MW den Jahresertrag von 10 928 MWh. Erstaunlicherweise kommt dieser falsch bestimmte Wert der Prognose aus dem Windatlas (9 526 MWh) recht nahe. Dieser Wert ist

ebenfalls in Tabelle 6 eingetragen. Eine mögliche Erklärung der überhöhten Prognosen aus dem Windatlas BW 2019 könnte evtl. die inkorrekte Verwendung desselben Hellmann-Exponenten in verschiedenen Berechnungsmethoden des Jahresertrags sein. Dies lässt sich allerdings nicht mit Sicherheit feststellen, da die Darstellung der genauen Berechnungswege im Windatlas BW 2019 zu intransparent ist.

## 10.2 Verschiedene WKA am Standort Lauterstein

Im Windatlas BW 2019 finden sich für jeden Standort Ertragsprognosen für drei verschiedene repräsentativ ausgewählte Typen von Windkraftanlagen. Dies sind i) Enercon E138-4.2 (Nabenhöhe 160 m, Rotorfläche 15 615 m<sup>2</sup>), ii) Vestas V126-3.3 (Nabenhöhe 137 m, Rotorfläche 12 469 m<sup>2</sup>) und iii) Vestas V150-4.2 (Nabenhöhe 160 m, Rotorfläche 17 672 m<sup>2</sup>). Wir berechnen in diesem Abschnitt die jeweiligen Jahreserträge mit dem Verfahren "Kennlinie" am Standort Lauterstein (Hellmann-Exponent  $\alpha' = 0.1152$ ). Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 im Vergleich mit den Prognosen aus dem Windatlas BW 2019 dargestellt. Die Daten aus dem Windatlas für den Windpark Lauterstein wurden wiederum über alle 16 WKA arithmetisch gemittelt.

## 11 Zeitliche Konstanz des Hellmann-Exponenten über 5 Jahre

Im vorigen Abschnitt 10 haben wir den Hellmann-Exponenten  $\alpha'$  über die Anpassung des Jahresertrags aus dem Jahr 2017 des Windparks Lauterstein auf der Basis der Windgeschwindigkeitsverteilung der benachbarten DWD-Station Stötten für das Jahr 2017 bestimmt unter der direkten Verwendung der Leistungskennlinie der vorhandenen Windindustrieanlage. In diesem Abschnitt wollen wir nun zeigen, dass dieses Verfahren zu praktisch unveränderten Hellmann-Exponenten führt, wenn wir es auch für andere Jahre durchführen. Dazu wählen wir die fünf einzelnen Jahre von 2017 bis 2021 aus und gehen genauso vor wie in Abschnitt 10 dargestellt: Für jedes einzelne Jahr benutzen wir die öffentlich verfügbaren Windmessdaten für die DWD-Station Stötten und passen über eine nichtlineare Regression eine Weibull-Verteilung an. Die resultierenden Weibull-Parameter  $k$  und  $\lambda$  sind in der Tabelle 8 aufgelistet. Des weiteren enthält Tabelle 8 die im Mittel pro Windindustrieanlage GE 2.75-120 erzielten Jahresertrag für den Windpark Lauterstein. Mit der bekannten Leistungskennlinie  $P_{KL}(v)$  für eine GE 2.75-120 berechnen wir nun über Gl. (14) zusammen mit der Windgeschwindigkeitsverteilung  $W_{\alpha'}(v)$  aus Gl. (9), indem wir den Hellmann-Exponenten  $\alpha'$

als Fit-Parameter so lange variieren, bis der berechnete Ertrag mit dem gemessenen Ertrag übereinstimmt. Die Ergebnisse für  $\alpha'$  für die Jahre zwischen 2017 und 2021 sind in Tabelle 8 angegeben. Man erkennt, dass die Hellmann-Exponenten nur wenig variieren und zeitlich in guter Näherung konstant sind. Dies bestätigt unser Verfahren der Hochskalierung der DWD-Messwerte der Windgeschwindigkeiten von 10 m Messhöhe auf 139 m Nabenhöhe.

## 12 Überprüfung der mittleren gekappten Windleistungsdichte

Mit den Parametern  $k, \lambda$  und  $\alpha'$  der hochskalierten Weibull-Verteilung  $W_{\alpha'}(v)$  aus Gl. (9) können wir schließlich die mittlere gekappte Windleistungsdichte  $P_{\text{Wind,av,kapp}}$  in Gl. (3) bestimmen. Diese Größe ist losgelöst vom konkreten Typ der Windindustrieanlage und bezieht sich nur auf die Leistungsdichte, die vom physikalischen Wind bereitgestellt wird. Allerdings beinhaltet sie auch, wie in Abschnitt 2 diskutiert, den Parameter der Kappgeschwindigkeit  $v_{\text{kapp}}$ . Er wird im Windatlas BW 2019 gewählt zu  $v_{\text{kapp}} = 15$  m/s. Die Ergebnisse für  $P_{\text{Wind,av,kapp}}$  für die Jahre 2017 bis 2021 für den Standort Lauterstein sind in Tabelle 8 (letzte Zeile) aufgelistet. Sie bewegen sich zwischen 125.90 W/m<sup>2</sup> und 167.21 W/m<sup>2</sup>. Der Windatlas BW 2019 weist für den Standort Lauterstein eine mittlere gekappte Windleistungsdichte von  $P_{\text{Wind,av,kapp}} = 285.73$  W/m<sup>2</sup> auf.

Alternativ können wir, wie in Abschnitt 10 dargestellt, den Hellmann-Exponenten aus der Ertragsberechnung nach Hennessey (anstatt mit dem Kennlinienmodell) verwenden. Für 2017 ist  $\alpha = 0.048$  (s. Tabelle 5 oder 6). Zur Berechnung der mittleren gekappten Windleistungsdichte  $P_{\text{Wind,av,kapp}}$  dividieren wir noch durch den Leistungsbeiwert (oder Betz-Wert) 0.59 und erhalten  $P_{\text{Wind,av,kapp}} = 167.80$  W/m<sup>2</sup>. Dieser Wert ist im Rahmen der Genauigkeit identisch mit dem zuvor erhaltenen Wert 167.21 W/m<sup>2</sup>.

## 13 Fazit

In dieser Arbeit weisen wir nach, dass der Windatlas Baden-Württemberg 2019 Ertragsprognosen formuliert, die in der Realität nicht erreichbar sind. Zum einen zeigt sich, dass der im Windatlas gewählte Wert der Kappgeschwindigkeit zu einer Überschätzung der Ertragsprognosen um bis zu 20 % führt. Im Windatlas selbst findet sich keine weitere Begründung für diese Wahl auf der Basis von technisch-physikalischen Sachzusammenhängen. Des weiteren zeigt ein Vergleich der Ertragsprognosen



**Tabelle 7** Vergleich der prognostizierten Jahreserträge der im Windatlas BW 2019 betrachteten drei Typen von Windkraftanlagen für den Standort Windpark Lauterstein (Schwäbische Alb). Die vom Hersteller genannten 100%-Referenzerträge der jeweiligen Windkraftanlage sind angegeben. Weiterhin sind die Ergebnisse unserer Berechnungen der Jahreserträge nach dem Verfahren "Kennlinie" (Abschnitt 10) mit dem Hellmann-Exponenten  $\alpha' = 0.1152$  für das Jahr 2017. Die vierte Spalte enthält die Prognosen des Verfahrens nach Hennessey, wobei der Hellmann-Exponent  $\alpha' = 0.1152$  verwendet wurde.

Typ WKA	Ref.-Ertrag [MWh]	Prognose Windatlas		unsere Berechnung 2017, Kennlinie		unsere Berechnung 2017, Hennessey mit $\alpha' = 0.1152$	
		Jahresertrag	% Ref.-Ertrag [MWh]	Jahresertrag	% Ref.-Ertrag [MWh]	Jahresertrag	% Ref.-Ertrag
E 141-4.2	15 604			8 291	53.1	11 531	73.9
E 138-4.2	15 272	11 245	73.6				
V 126-3.3	11 862	9 526	80.3	6 358	53.6	10 928	92.1
V 150-4.2	16 772	13 234	78.9	9 310	55.5	11 529	68.7

**Tabelle 8** Hellmann-Exponent  $\alpha'$  und mittlere gekappte Windleistungsdichte  $P_{\text{Wind,av,kapp}}$  aus dem Kennlinien-Verfahren und der Anpassung an den mittleren Jahresertrag einer Windindustrieanlage GE 2.75-120 für den Standort Windpark Lauterstein (Schwäbische Alb) für fünf Jahre. Der Windatlas BW 2019 weist für den Standort Lauterstein eine mittlere gekappte Windleistungsdichte von  $P_{\text{Wind,av,kapp}} = 285.73 \text{ W/m}^2$  auf.

	2017	2018	2019	2020	2021	
DWD-Station	$k$	1.734	1.838	1.787	1.856	1.794
Stötten (10 m Messhöhe)	$\lambda \text{ [(m/s)}^{-1}]$	0.243	0.266	0.252	0.269	0.274
Jahresertrag [MWh] Lauterstein GE 2.75-120 (gemessen)		5 816	5 575	5 811	5 665	4 755
resultierender Hellmann-Exponent $\alpha'$ (139 m Höhe)		0.1152	0.1475	0.1333	0.1556	0.1312
resultierende mittlere gekappte Windleistungsdichte $P_{\text{Wind,av,kapp}}$ [ $\text{W/m}^2$ ] (139 m Höhe)		167.21	152.12	163.67	154.44	125.90

mit vorhandenen Ertragsdaten von bestehenden Windkraftanlagen in Baden-Württemberg, dass die geforderte Vorgabe einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von  $215 \text{ W/m}^2$  als Schwelle für einen wirtschaftlichen Betrieb regelhaft nicht erreicht wird. Ebenso wenig erreichen die bestehenden Anlagen regelhaft die anvisierten 60 % des Referenzertrags. Der weit verbreitete Eindruck, dass Baden-Württemberg eine windarme Region ist, wird durch die Bestimmung des Auslastungsgrades der Anlagen aufgezeigt. Dieser liegt durchweg im Bereich von unter 25 %. Weiterhin haben wir durch Anpassungen von Weibull-Verteilungsfunktionen an öffentlich verfügbare Daten des Deutschen Wetterdienstes zu Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg gefunden, dass die resultierenden Weibull-Parameter  $k$  zwischen 1 und 2 liegen. Nach Hennessey folgt aus einer Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit auch eine Weibull-Verteilung der Windleistungsdichte, allerdings mit dem modifizierten Weibull-Parameter  $k' = k/3$ . Somit folgt für alle Weibull-Verteilungen der Windleistungsdichte für Baden-Württemberg das empirische Resultat  $k' < 1$ , mit einem Maximum der Verteilungen

bei  $v = 0 \text{ m/s}$ . Damit zeigen wir, dass der häufigste Betriebszustand der Windkraftanlagen der leistungslose Stillstand ist.

Der Windatlas Baden-Württemberg 2019 präsentiert Ergebnisse von numerischen Modellrechnungen, die daher naturgemäß intransparent bleiben müssen. Zur Behebung dieser unbefriedigenden Situation führen wir ein einfaches und transparentes Verfahren zur Ertragsprognose von Windkraftanlagen ein, welches auf den öffentlich verfügbaren Messdaten des Deutschen Wetterdienstes beruht. Mit diesem Verfahren werden hinreichend genaue Ertragsprognosen transparent durchführbar.

Zusammenfassend halten wir fest, dass die im Windatlas prognostizierten Erträge um ca. 30 % überschätzt werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse ergeben sich große Zweifel an der Verwendung des Windatlas Baden-Württemberg 2019 als verlässliche Planungsgrundlage für die Energieversorgung einer der großen Wirtschaftsregionen in Europa.

**Danksagung** Die Autoren bedanken sich bei Ewald Nägele und Gerti Stiefel für kritische Diskussionen zum Thema Windenergie und für hilfreiche Formulierungen im Manuskript. Außerdem bedanken sie sich bei Prof. Dr. Konrad Kleinknecht für wertvolle Hinweise zu einer frühen Version des Manuskripts.

**Interessenkonflikt:** D. Ahlborn, J. Saur und M. Thorwart geben an, dass kein Interessenkonflikt besteht.

## Anhang A: Weibull-Verteilung der mittleren Windleistungsdichte

Wir zeigen nach Hennessey [8], dass für eine Weibull-Verteilung  $W(v)$  der Windgeschwindigkeit  $v$  mit dem Weibull-Exponenten  $k$  eine Weibull-Verteilung der Windleistungsdichte  $P_{\text{Wind}}(v) = \frac{\rho}{2}v^3$  mit dem Weibull-Exponenten  $k' = k/3$  folgt. Dazu setzen wir die Weibull-Verteilung Gl. (5) in Gl. (1) ein, nutzen Gl. (2), und führen eine Substitution  $v = (2P_{\text{Wind}}/\rho)^{1/3}$  mit  $dv = \frac{2}{3\rho} \left(\frac{2P_{\text{Wind}}}{\rho}\right)^{-2/3} dP_{\text{Wind}}$  durch. Damit ergibt sich

$$\begin{aligned}
 P_{\text{Wind,av}} &= \int_0^\infty dv W(v) P_{\text{Wind}}(v) \\
 &= \int_0^\infty dv \lambda k (\lambda v)^{k-1} e^{-(\lambda v)^k} \frac{1}{2} \rho v^3 \\
 &= \int_0^\infty dP_{\text{Wind}} \left(\frac{2\lambda^3}{\rho} P_{\text{Wind}}\right)^{-2/3} \frac{2\lambda^3 k}{\rho \cdot 3} \\
 &\quad \times \left(\frac{2\lambda^3}{\rho} P_{\text{Wind}}\right)^{(k-1)/3} e^{-\left(\frac{2\lambda^3}{\rho} P_{\text{Wind}}\right)^{k/3}} P_{\text{Wind}} \\
 &= \int_0^\infty dP_{\text{Wind}} \underbrace{ck' (cP_{\text{Wind}})^{k'-1} e^{-(cP_{\text{Wind}})^{k'}}}_{W(P_{\text{Wind}})} P_{\text{Wind}},
 \end{aligned} \tag{15}$$

wobei  $c = 2\lambda^3/\rho$  und  $k' = k/3$  gesetzt wurden. Damit kann aus dem letzten Ausdruck die Weibull-Verteilung  $W(P_{\text{Wind}})$  für die Windleistungsdichte mit dem Weibull-Exponenten  $k'$  und dem Weibull-Parameter  $c$  abgelesen werden.

## Literatur

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. 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.
4. T. Schulz, Fachbeitrag: Warum stehen Windenergieanlagen still?, Blog ErneuerbareEnergien.NRW, EnergieAgentur. NRW, 25. November 2019.
5. F. Adler, Warum sich ein Windrad nicht immer dreht, Blog Stadtwerke Münster, 22. Juni 2015.
6. Windenergieerlass Baden-Württemberg, Gemeinsame Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, des Ministeriums für Verkehr und Infrastruktur und des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg, 9. Mai 2012, Az.: 64-4583/404.
7. Hinweise zur Berücksichtigung der Windhöflichkeit bei natur-schutzrechtlichen Abwägungen in immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen zum Windenergieerlass Baden-Württemberg vom 9. Mai 2012, Az.: 64-4583/404, Schreiben des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft und des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, 17. Oktober 2014, Az.: 4-4583/13.
8. J.P. Hennessey, Some Aspects of Wind Power Statistics, J. Appl. Meteorol. **16**, 119 (1977).
9. D. Ahlborn, Statistische Verteilungsfunktion der Leistung aus Windkraftanlagen, World of Mining **67**, 4 (2015).
10. F. Topaloglu und H. Pehlivan, Analysis of Wind Data, Calculation of Energy Yield Potential, and Micrositing Application with WAsP, Adv. Meteorol. **2018**, 2716868 (2018).
11. E. L. Petersen, N.G. Mortensen, L. Landberg, J. Højstrup und H.P. Frank, Wind Power Meteorology, Risø National Laboratory, Roskilde (Dänemark), Risø-I No. 1206(EN) (1997).
12. <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml>
13. Datenbank The Wind Power, [https://www.thewindpower.net/turbine\\_de\\_1490\\_vestas\\_v150-4000-4200.php](https://www.thewindpower.net/turbine_de_1490_vestas_v150-4000-4200.php)
14. Datenbank wind-turbine-models.com <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/695-vestas-v126-3.3#powercurve>
15. William H. Press, Numerical Recipes in FORTRAN (Cambridge University Press 1992).