

Ermittlung einiger Kenngrößen aus den Erträgen von Windrädern

Dipl.-Ing Willy Fritz

Zusammenfassung

In einigen Abhandlungen werden immer wieder aus den Erträgen ermittelte Zielgrößen verwendet. Um diese nicht immer erklären zu müssen, sind sie hier umfassend dargestellt. Ebenso werden einige Punkte zur Genauigkeit und zur Zuverlässigkeit von Kenngrößen in der Windenergie angesprochen.

Allgemeines

Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Windenergieanlagen stehen für Außenstehende die öffentlich verfügbaren Ertragsdaten zur Verfügung. Diese sind z.B. von den Netzbetreibern (TransnetBW) mit einem zeitlichen Versatz von ca. 9 Monaten nach Jahresende verfügbar. Hierbei handelt es sich um zertifizierte Ertragsdaten, die belastbar sind, wie von TransnetBW auf Anfrage bestätigt wurde. Sie sind auch für die Vergangenheit verfügbar. Weiterhin bietet der Windparkbetreiber EnBW für die eigenen Windparks eine online Anzeige der Kenndaten (momentane Geschwindigkeit, momentaner Ertrag, kumulierter Monatsertrag und kumulierter Jahresertrag) über das hauseigene Tool „e-cockpit“ an.

<https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/windenergie/>

Diese Werte werden nicht aufgezeichnet sind also rückwirkend nicht mehr verfügbar, müssen also manuell protokolliert werden (Monatsende, Jahresende). Sie bieten aber den Vorteil, dass sie ohne jeglichen zeitlichen Versatz sofort verfügbar sind. Vergleiche für das Jahr 2019 ergaben, dass sie mit den Abrechnungsdaten von TransnetBW übereinstimmen. Diese Jahreserträge variieren je nach den Windverhältnissen, die im betreffenden Jahr geherrscht haben. Über physikalische Gesetze und dazugehörigen mathematischen Relationen lässt sich nun jeweils auf diese mittlere Geschwindigkeit schließen und aus dieser zusammen mit den technischen Daten der Windenergieanlage entsprechende Folgegrößen wie mittlere Windleistungsdichte schließen. Diese Folgegrößen können dann mit entsprechenden Vorgabewerten (Prognosen) verglichen werden. Wie das im Einzelnen geschieht, ist nachfolgend dargestellt.

1. Ausgangsdaten

Als Ausgangsdaten stehen in der Regel die Jahreserträge und die Monatserträge zur Verfügung. Aus diesen Ertragswerten (Netto-Werte) und den bekannten technischen Daten der Windräder können direkt Größen wie:

- Standortgüte (Ertrag/Referenzertrag)
- Ertrag/(EnBW Prognose)
- Mittlere Leistung
- Auslastung

ermittelt werden. Stillstandzeiten infolge Fledermausflug sind in den Ertragsprognosen berücksichtigt, zumindest in allen professionellen Windgutachten! Sollte der Referenzertrag nicht bekannt sein, kann er unter Kenntnis der Kennlinie der Anlage leicht über die im EEG gegebene Definition selbst ermittelt werden. https://www.buzer.de/Anlage_2_EEG.htm

Aus den online-Daten des EnBW e-cockpits ergibt sich die Ertragsentwicklung über den Monat bei manueller Aufzeichnung z. B. im 6 h Raster.

Also: $E_{el} = E_{el}(t)$ in (MWh, E_{el} steht für elektrische Energie, t steht für Zeitabhängigkeit).

Daraus ergibt sich die Leistungsverteilung aus der 1. Ableitung:

$$W(t) = d(E_{el}(t))/dt \text{ (ergibt die Leistung } W \text{ in MW)}$$

Die erste Ableitung wird nach den gängigen Beziehungen numerisch durch Differenzen 2. Ordnung ermittelt.

2. Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit

Die mittlere Windgeschwindigkeit ist auch im neuen Windatlas weiterhin eine prägende Größe, aus ihr werden Ertrag und die Varianten der Windleistungsdichte ermittelt. Sie ist weiterhin eine leicht erfassbare Größe zur Beurteilung eines Standortes, während mit so abstrakten Begriffen wie Windleistungsdichte Nichttechniker kaum etwas anfangen können.

Anhand eines bekannten Jahres- oder Monatsertrages lässt sich die mittlere Geschwindigkeit ermitteln, die geherrscht hat, um diesen Ertrag zu erzeugen. Hierzu benötigt man die Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windklassen Also z. B. an wie viel Stunden im Monat oder Jahr wehte der Wind mit welcher Stärke. Diese Verteilung ist nach allgemeinem Verständnis mathematisch durch eine sogenannte Weibullverteilung am besten approximiert. So z. B. der DWD: „Eine Weibullverteilung mit dem Skalenparameter A und dem Formparameter k beschreibt am besten die beobachteten Windhäufigkeiten“ (Näheres über die Weibullverteilung sieh auch im nächsten Kapitel).

Beide Parameter variieren mit der Höhe und dem Standort. Im aktuellen Windatlas variiert der k-Parameter für 4 Regionen (Rheintal, Hochschwarzwald, Hohenloher Ebene und Ostalb zwischen $k = 1,89$ und $k = 2,06$. Die Variation dieses Parameters innerhalb dieses Bereichs ist nur von sehr geringem Einfluss auf die Häufigkeitsverteilung. (Kann durch Variation dieses Parameters numerisch leicht nachvollzogen werden). Der von der mittleren Geschwindigkeit abhängige Skalenparameter A verändert jedoch die Form der Häufigkeitsverteilung erheblich und sorgt so abhängig von der mittleren Geschwindigkeit für eine Individuelle Häufigkeitsverteilung für jeden Standort. (Auch dies kann durch eine Variation dieses Parameters numerisch leicht nachgewiesen werden).

Mit einer solchen Weibullverteilung kann nun über eine iterative IEC-Norm konforme Ertragsrechnung die zum Ertrag passende mittlere Geschwindigkeit ermittelt werden. (Es wird so lange probiert, bis man den vorgegebenen Ertrag trifft. Mit einem entsprechend programmierten Excel-Arbeitsblatt ist dies kein Problem).

Diese Vorgehensweise führt auch zu einer Fehlerreduktion. Der Ertrag hängt in 3. Potenz von der Geschwindigkeit ab. D. h. ein Fehler oder eine Unsicherheit von +/-10% in der Geschwindigkeit äußert sich mit +/-30% im Ertrag. Umgekehrt führt eine Unsicherheit von +/-30% im Ertrag nur zu einem Fehler von +/-10% in der Geschwindigkeit. Diese Methode der Geschwindigkeitsermittlung ist also sehr robust gegenüber Unsicherheiten in der Ertragseingabe.

Bei der Geschwindigkeitsermittlung wird nun angenommen, dass die Windräder durchgängig in Betrieb sind, man muss also noch aufgetretenen Ausfallzeiten berücksichtigen, d. h. den Netto-Ertrag um den ausgefallenen Anteil erhöhen. Die einzigen Ausfallzeiten, die an den 5 untersuchten Windparks regelmäßig in infrage kommen, sind die Fledermausabschaltungen, die an allen 5 Windparks auftraten (erkennbar in den Anzeigen des EnBW Cockpits).

Hier werden nun von den Betreibern unterschiedliche Ertragseinbußen genannt. Manche reden teilweise von 10% - 20% Ertragseinbuße, auch EnBW Sprecherin Dagmar Jordan weist gerne auf diese Ertragseinbußen hin, um unbefriedigende Erträge schön zu reden.

In offiziellen Windgutachten und in der spärlich vorhandenen Literatur geht man von Einbußen von unter 2,5% bezogen auf den Jahresertrag aus. Bezogen auf einen aktuellen Monat können die Einbußen dagegen erheblich sein. So ergab eine entsprechende eigene numerische Simulation für den Goldboden im September 2020 eine Einbuße von 20% bezogen auf den Monatsertrag. Dies liegt daran, dass die Windräder an den Tagen, an denen Strom erzeugt wurde mit wenigen Ausnahmen jede Nacht stillstanden und der Monatsertrag als Bezugswert äußerst gering war.

Auf den zu erwartenden Jahresertrag hochgerechnet beträgt der Anteil des Septembers 2020 lediglich 0,8%.

Im wesentlich windhöffigeren Oktober 2020 betrug die Ertragseinbuße bezogen auf den Monat 3,75%, obwohl die möglichen Fledermausflugzeiten erheblich länger waren. Hier standen die Windräder wegen der hohen Windgeschwindigkeiten nur selten still, da über 6 m/s die Fledermäuse nicht fliegen. Auch der Einfluss auf den Jahresertrag war mit 0,4 % wesentlich geringer. Eigene numerische Untersuchungen für den Goldboden ergaben ein jährliches Ertragsdefizit von 3,5 %. Bei den hier vorliegenden Untersuchungen wurde ein Einfluss von 5% angenommen. Damit sind auch einige andere geringere Stillstandzeiten (z. B. Vereisung, Wartung) abgegolten. Der reale Jahresertrag wird also um jene 5% erhöht und dann ein durchgängiger Betrieb mit diesem Ertrag angenommen.

3. Mittlere Windleistungsdichte und mittlere gekappte Windleistungsdichte

Die mittlere Windleistungsdichte ist die über die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gemittelte Leistung die in der Windströmung enthalten ist. Sie kann aus grundsätzlichen physikalischen Gegebenheiten nicht vollständig in elektrische Energie umgewandelt werden, da z. B. das Strömungsmedium hinter der Rotorebene noch abfließen muss und nicht die Geschwindigkeit Null haben kann. Dies wird durch das Betz'sche Gesetz ausgedrückt. Demnach können bestenfalls 59% der Windleistung in Nutzleistung umgesetzt werden. Dies ist allerdings ein theoretischer Wert für eine Strömungsmaschine bei gleichförmiger Anströmung und wird in der Praxis nicht erreicht. Dieser Wirkungsgrad liegt bei Windrädern bestenfalls bei 48%, abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit. Im realen Betrieb liegt dieser Wirkungsgrad gemittelt über den gesamten Geschwindigkeitsbereich etwa zwischen 0,28 und 0,34

Häufig wird nun die mittlere Windleistungsdichte über die abgegebene Nettoleistung und anhand der Rotorkreisfläche rückgerechnet. Näheres hierzu in:

https://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/Leistungs_Ertragsverteilung_EnBW_2020_09-1.pdf

in Anhang 3.

Die dort beschriebene Methode der Ermittlung der mittleren Windleistungsdichte ist allerdings wegen der Unsicherheit bezüglich des Gesamtwirkungsgrades des Windrades sehr fehleranfällig und wird nicht weiter verwendet.

Die mittlere Windleistungsdichte E_m ist physikalisch definiert als:

$$E_m = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} u^3 f(u) du \quad (3.1)$$

Mit der Luftdichte ρ [kg/m³] und der Geschwindigkeit u [m/s]. Die Integration von Null bis Unendlich bedeutet, dass sich das Integral über alle Geschwindigkeitsbereiche des Windspektrums erstreckt. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der einzelnen Geschwindigkeitsklassen ist durch die Verteilungsfunktion $f(u)$ gegeben. Hierfür wird eine Weibullfunktion angenommen:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k} \quad (3.2)$$

Mit den Formparameter k und dem Skalenparameter A . Für k werden im Windatlas folgenden Werte angenommen:

- | | |
|---------------------|------------|
| 1. Rheintal: | $k = 1,89$ |
| 2. Hochschwarzwald: | $k = 1,97$ |
| 3. Ostalb: | $k = 2,06$ |
| 4. Hohenloher Ebene | $k = 1,95$ |

Diese Werte wurden angeblich aus Messungen in Nabenhöhen an existierenden Windrädern in den betreffenden Regionen ermittelt. (Siehe Windatlas). Der Skalenparameter A ist an die mittlere Geschwindigkeit u_m gekoppelt:

$$A = u_m e^{-\left(\ln\left(\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)\right)\right)} \quad (3.3)$$

Bei $\Gamma(\dots)$ handelt es sich um die Gamma-Funktion. Die e-Funktion in o.g. Gleichung lässt sich in Excel sehr leicht durch die Funktion GAMMALN realisieren:

$$e^{-\left(\ln\left(\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)\right)\right)} = 1/\text{EXP}(\text{GAMMALN}(1 + \frac{1}{k})) \quad (3.4)$$

Die somit durch die Parameter A und k gebildete Weibullfunktion gilt allgemein als die beste mathematische Beschreibung der beobachteten Häufigkeitsverteilung des Windes. Durch die Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit erfährt jeder Standort eine individuelle Häufigkeitsverteilung.

Analog zur gekappten Windleistungsdichte (Windatlas S. 64) kann das o. g. Integral durch eine Summenformel dargestellt werden:

$$E_m \approx \frac{1}{2} \rho \left(0,1 \text{ m/s} \sum_{j=1}^{300} u_j^3 \frac{k}{A} \left(\frac{u_j}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_j}{A}\right)^k} \right) \quad (3.5)$$

Die Integration erfolgt jetzt durchgehend über alle Geschwindigkeitsklassen. Ab 25 m/s ist die Häufigkeit dieser Geschwindigkeitsklassen praktisch gleich Null, die Integration kann bei $u = 30 \text{ m/s}$ abgebrochen werden. Unterteilt in Intervalle von 0,1 m/s ergeben sich die 300 Schritte in der o. g. Summenformel. Für die Stützstellen u_j gilt dann:

$$u_j = 0,05 \text{ m/s} + (j - 1) * 0,1 \text{ m/s} \quad \text{für } j = 1, \dots, 300$$

Die Summenformel (3.5) kann in einer Excel-Tabelle programmiert werden und somit die mittlere Windleistungsdichte ermittelt werden.

Die häufig verwendete einfache Beziehung:

$$E_m = \frac{1}{2} \rho u_m^3$$

Stellt einen fundamentalen Irrtum dar. Sie gibt die Leistung der mittleren Windgeschwindigkeit wieder, nicht aber die mittlere Windleistung, das ist bei weitem nicht dasselbe, da die Mittelwertbildung der Geschwindigkeit einfach linear erfolgt und der Effekt der 3. Potenz bei der Integration vernachlässigt wird. Deshalb führt diese vereinfachte Berechnung grundsätzlich zu völlig falschen Ergebnissen. hier ist dies anhand eines anschaulichen Beispiels erklärt:

<http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/de/tour/wres/bottle.htm>

So ergibt sich z. B. bei $u_m = 6 \text{ m/s}$ und einer Standardluftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ nach der vereinfachten Beziehung:

$$E_m = 0,5 * 1,225 * 6^3 = 0,5 * 1,225 * 216 = 132,3 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Aus der korrekten Berechnung erhält man für dieselben Vorgaben:

$$E_m = 247,6 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Also nahezu den doppelten Wert. D. h. jene vereinfachte Beziehung liefert deutlich zu geringe Werte. Ebenso verhält es sich bei der Ertragsermittlung. Man erhält einen zu geringen Ertrag, der aber scheinbar näher an dem realen Ertrag liegt und so zu dem Fehlschluss leitet, man könne so den Realertrag aus der theoretisch ermittelten Geschwindigkeit vorhersagen.

Die mittlere gekappte Windleistungsdichte ist zunächst physikalisch identisch mit der mittleren Windleistungsdichte, nur dass hier die Geschwindigkeit ab einem bestimmten Betrag gekappt wird, da die Windräder ab dieser Kappgeschwindigkeit ihre Nennleistung erreichen und keine höhere Leistung mehr abgeben. Als Kappgeschwindigkeit wurde $u_{kapp} = 15 \text{ m/s}$ definiert. Dieser Wert ist durchaus umstritten, da die meisten Windräder ihre Nennleistung wesentlich früher erreichen (ca. 11 m/s). Näheres hierzu ist z. B. hier gegeben:

<https://www.vernunftkraft.de/de/wp-content/uploads/2019/09/Windatlas-versus-Realitaet-Zusammenfassung-190905.pdf>

Zur Ermittlung der mittleren gekappten Windleistungsdichte muss lediglich das Integral (3.1) in zwei Teile aufgeteilt werden: einmal von Null bis u_{kapp} und dann von u_{kapp} bis Unendlich. Für u_{kapp} werden 15 m/s angenommen. Der zweite Teil des Integrals kann dann geschlossen gelöst werden, es ist ausführlich im Windatlas auf den Seiten 33 und 34 dargelegt.

https://www.guenter-baechle.de/blog/uploads/Endbericht_Windatlas_BW_2019.pdf

Analog zu den obigen Ausführungen erhält man anstelle der Summenformel (3.59) eine etwas modifizierte Version:

$$E_{kapp} \approx \frac{1}{2} \rho \left(0,1 \text{ m/s} \sum_{j=1}^{150} u_j^3 \frac{k}{A} \left(\frac{u_j}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_j}{A} \right)^k} + (15 \text{ m/s})^3 e^{-\left(\frac{15 \text{ m/s}}{A} \right)^k} \right) \quad (3.6)$$

Hier muss nur bis $u = 15 \text{ m/s}$ integriert werden. Unterteilt in Intervalle von 0,1 m/s ergeben sich 150 Schritte in der o. g. Summenformel. Für die Stützstellen u_j gilt dann:

$$u_j = 0,05 \text{ m/s} + (j - 1) * 0,1 \text{ m/s} \quad \text{für } j = 1, \dots, 150$$

Diese Beziehung kann ebenfalls innerhalb einer Excel Tabelle programmiert werden.

Die gekappte mittlere Windleistungsdichte kann, sofern man nichts Besseres hat, hat aus den im Windatlas auf den Seiten 34 - 37 angegebenen Tabellen je nach Region aus der mittleren Windgeschwindigkeit in der betreffenden Höhe ermittelt werden.

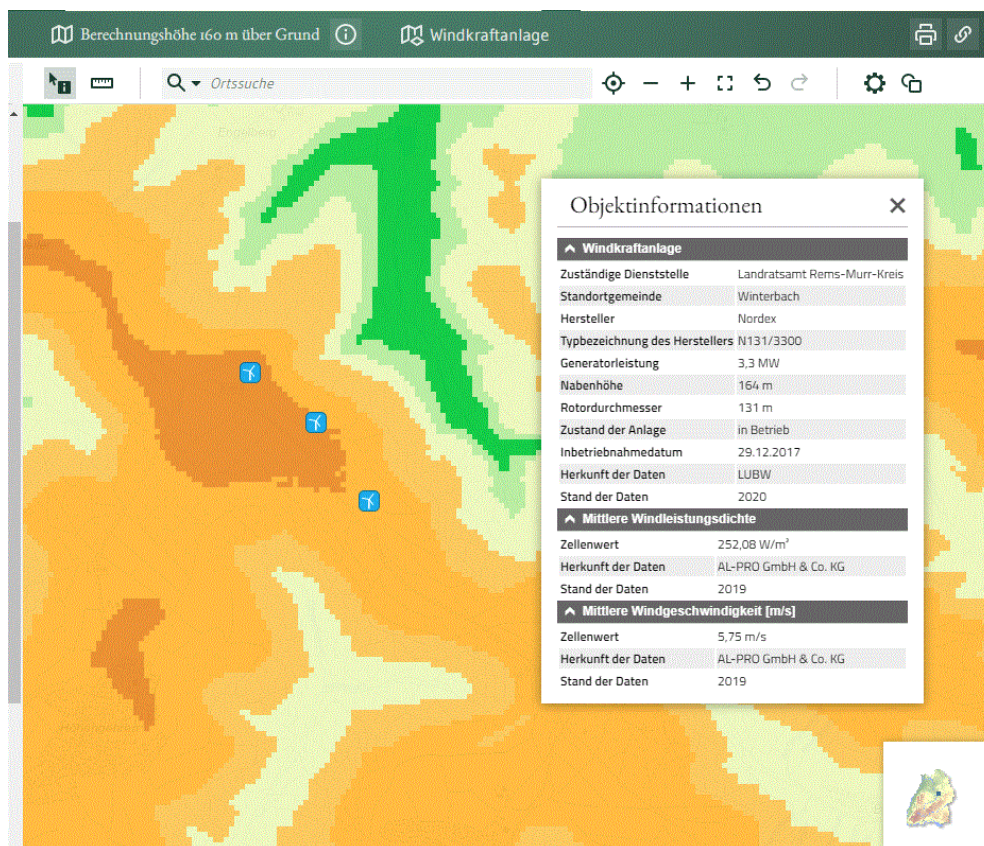
Als Eingangsgröße wird eine mittlere gekappte Windleistungsdichte von $E_{kapp} = 215 \text{ W/m}^2$ empfohlen, anstelle der bisherigen Standortgüte (Verhältnis von Ertrag/Referenzertrag) von 60 %). In der Region Ostalb, die auch für den Goldboden angewandt werden kann, ergibt sich z. B für eine Höhe von 160 m bei einer mittleren Geschwindigkeit von 5,9 m/s in etwa die empfohlene gekappte Windleistungsdichte von 215 W/m^2 (214,4). Wie aus der Tabelle auf S. 38 folgt, beträgt die erforderliche mittlere Windgeschwindigkeit für die bisherige Zielgröße 60% Standortgüte bei einer $V_{126} 3,3 \text{ MW}$ (vergleichbar mit den Anlagen am Goldboden) lediglich 5,48 m/s. Diese neue Zielgröße definiert also eine höhere Eingangsgeschwindigkeit als die bisherige Zielgröße! Oder umgekehrt: eine bisherige Standortgüte von 60% reicht nicht für eine mittlere gekappte Windleistungsdichte von 215 W/m^2 !

Um die lästige Interpolation zu vermeiden, wurde ebenfalls ein Excel-Sheet entsprechend programmiert, damit wurden die hier verwendeten Werte von E_{kapp} ermittelt. Dieses Excel-Sheet für E_{kapp} kann durch Nachrechnen einiger Werte aus den Tabellen auf den Seiten 35 bis 37 des Windatlas leicht validiert werden.

4. Genauigkeit, Bandbreite

Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Windenergieanlagen stehen verschiedenen Kenngrößen zur Verfügung. Wichtigste Kenngröße ist der Ertrag und dessen Vergleich mit eventuellen Prognosen oder Vorgabewerten z. B. im Windatlas. Nun ist speziell im Windatlas nicht für jeden Standort für jeden Anlagentyp der entsprechende zu erwartende Ertrag angegeben, sondern nur für einige Referenzanlagen. Der Ertrag ist aber eine von der mittleren Windgeschwindigkeit abhängige Größe und ist durch feste physikalische Zusammenhänge und daraus resultierenden mathematischen Relationen klar anhand dieser Windgeschwindigkeit definiert. Diese mittlere Windgeschwindigkeit ist im Windatlas für jeden Standort angegeben. Ebenso sind die entsprechenden Leistungskennlinien der hier untersuchten Windräder bekannt. Umgekehrt kann man bei bekanntem Ertrag durch Invertieren der entsprechenden Rechenvorschriften auf die Windgeschwindigkeit schließen, die geherrscht haben muss, um diesen Ertrag zu erreichen. Man hat also in beiden Fällen eine Eingangsgröße, aus der über eine bestimmte Rechenvorschrift eine Ausgangsgröße ermittelt wird. Hierbei stellt sich wie bei jeder mathematischen Verknüpfung die Frage der Fehlerfortpflanzung. Dies ist in der Windindustrie nie ein Thema, ist aber von erheblicher Bedeutung, wie nachfolgend gezeigt wird.

Im Windatlas wird beispielsweise die mittlere Windgeschwindigkeit in jedem Aufpunkt mit zwei Nachkommastellen angegeben. Hiermit wird eine Genauigkeit vorgetäuscht, die so nicht vorhanden ist. Greift man die Geschwindigkeit in geringen Abständen von einem geplanten Standort ab, so ergeben sich durchaus markante Unterschiede, wie am Goldboden hier beispielhaft gezeigt wird:



Es handelt sich um einen Screenshot aus dem Windatlas mit den Verhältnissen vom Goldboden für die Berechnungshöhe 160 m mit den Symbolen für die 3 existierenden Windrädern. Nimmt man als Zielpunkt den Mittelpunkt des Rotorsymbols (dies ist für Jedermann

reproduzierbar), so ergeben sich für das Windrad 1 (links oben) die abgebildeten Werte, also $v_m = 5,75$ m/s. Für Windrad 2 (in der Mitte) ergeben sich ähnliche Werte, für Windrad 3 (rechts unten etwas geringere Werte ($v_m = 5,72$ m/s). Bei den hier präsentierten Untersuchungen wurden (zugunsten des Windatlasses) die Werte von Windrad 1 übernommen. Eine Reproduzierbarkeit ist im Windatlas nicht selbstverständlich. Bewegt man sich am Goldboden bei Windrad 1 etwas nach Südwesten, (ca. 10m in der Realität) so springt die mittlere Geschwindigkeit plötzlich auf $v_m = 5,84$ m/s, entsprechend auch die Werte für die Windleistungsdichten. Kleine Änderung in die andere Richtung ergibt 5,64 m/s. Ähnlich ist es auch in anderen Standorten. Dies dürfte eigentlich nicht sein, denn eine numerische Lösung der Strömungsgleichungen müsste in 160 m über Grund einen glatteren Verlauf haben. Dies kann nur durch die nachträgliche Plausibilisierung der Werte mittels Messwerten entstehen.

Der DWD Windatlas ergibt für den Goldboden $v_m = 5,7$ m/s an, also einen sehr ähnlichen Wert. Auch dort gibt es solche Änderungen bei geringfügigen Standortvariationen. (Der DWD Windatlas funktioniert ja auch nach dem gleichen Prinzip)

D. h. man sollte eigentlich bei der Windgeschwindigkeit eine gewisse Bandbreite um einen Mittelwert herum annehmen. (Diese Bandbreite hat nichts mit einem Fehler zu tun, wird aber aus historischen Gründen nach wie vor so genannt).

So auch bei Messungen, der TÜV-Süd gibt z. B. für seine Mastmessungen eine Fehlerbandbreite von +/- 8,5 % an.

Diese sogenannte Fehlerbandbreite pflanzt sich nun über die mathematischen Zusammenhänge in das Ergebnis (hier: Ertrag) fort. Bekanntermaßen hängt der Ertrag in 3. Potenz von der Geschwindigkeit ab. Hieraus folgt aus der Fehleranalyse, dass sich Fehler verdreifachen. D. h. aus einer Bandbreite von +/- 5% in der Geschwindigkeit wird ein Fehler von +/- 15%, oder aus +/-10% ein solcher von +/-30% im Ertrag. Streng genommen kann man den Ertrag gar nicht punktgenau angeben, auch wenn es so gehandhabt wird.

Wenn nun klare Grenzen für die Standortgüte (60 % Verhältnis Ertrag/Referenzertrag) vorgegeben werden, so müsste dann die untere Schranke der zu erwartenden Ertragsbandbreite bei 60 % liegen, um sicher zu gehen, dass die Standortgüte auch erreicht wird. Ebenso verhält es sich bei den Größen mittlere Windleistungsdichte und mittlere gekappte Windleistungsdichte. Beide Größen werden aus der mittleren Geschwindigkeit ermittelt und hängen ebenfalls in 3. Potenz von dieser ab. D. h. man hat dieselbe Fehlerfortpflanzung wie oben beschrieben. Also eine Bandbreite von +/-5% in der mittleren Geschwindigkeit bewirkt hier ebenfalls einen Fehler von +/-15 %. Bei der Vorgabe des Einstiegswertes von $E_{kapp} = 215$ W/m² sind dies immerhin Schwankungen zwischen 204 W/m² und 226 W/m². Es ist also völlig sinnlos, hier einen fixen Wert als Einstiegsgröße vorzugeben. Dies wäre durchaus ein wesentlicher Kritikpunkt am Windatlas, ebenso wichtig wie die Frage nach der Kappungsgeschwindigkeit.

Hat man jetzt den umgekehrten Fall, und man rechnet aus den gegebenen Ertragswerten (EnBW, TransnetBW) die dazugehörige mittlere Geschwindigkeit rück, so hängt nun die mittlere Geschwindigkeit in 3. Wurzel vom Ertrag ab. Hierbei reduziert sich ein Fehler auf ein Drittel des Ausgangsfehlers. Also ein Fehler von +/-10% im Ertrag reduziert sich zu einem Fehler von +/- 3,3% in der Geschwindigkeit. D. h. eventuelle Fehler oder Unsicherheiten im Ertrag reduzieren sich. Unsicherheiten bestehen in den zunächst unbekanntem Stillstandzeiten und werden wie in Kapitel 2 beschrieben ist, berücksichtigt.

Solange keine weiteren, größeren Stillstandzeiten (Reparatur) vorliegen, die in einer täglichen Kontrolle im E-Cockpit allerdings auffallen würden und auch der Lokalpresse nicht unmerklich geblieben und die dann ebenfalls entsprechend berücksichtigt werden können, liegt hier eine hinreichende Genauigkeit für die Geschwindigkeitsermittlung vor.

Bei den im Windatlas angegebenen Werten für mittlere Geschwindigkeit, den Ertrag und die Windleistungsdichten stellt man fest, dass sie nicht immer zusammenpassen. Häufig muss

man die angegebene mittlere Geschwindigkeit etwas variieren (meist erhöhen) um den angegebenen Wert von E_{kapp} zu erhalten. Wenn man schon die Werte für die mittleren Windleistungsdichten angibt, wäre es sinnvoll auch die entsprechenden Parameter für den Skalenfaktor A und den Formfaktor k für die Weibullverteilung anzugeben. Dies wäre ebenfalls ein wesentlicher Kritikpunkt am Windatlas, im DWD Windatlas wird dies so gehandhabt.