

Kleinwindenergie für Waldjugendhütten - Teil 2: Auswertung der Windverhältnisse und Ertragsabschätzung

Autor: Dr. Thomas Simons / „Prof“

Die Wetterstation am Waldlabor in Meinerzhagen sammelt nun seit über einem Jahr fleißig Daten und es wird Zeit, mit Hilfe dieser Daten eine Auswertung der Windverhältnisse sowie eine grobe Ertragsabschätzung für eine potentielle Kleinwindenergieanlage durchzuführen. Im ersten Teil dieses Artikels¹ wurde bereits die Lage des Waldlabors beschrieben und der Einfluss der Topographie auf die Windverhältnisse bewertet sowie mit den ersten vorläufigen Winddaten verglichen. Außerdem gab es eine theoretische Abschätzung der Windverhältnisse aufgrund von Simulationen des Standortes. Diese Abschätzung zusammen mit den vorläufigen Daten (April bis Juli 2024) ergab eine voraussichtliche mittlere Windgeschwindigkeit im Bereich von 1,0 m/s.

Die Beobachtung der Windverhältnisse lief vom 19.04.2024 bis zum 14.07.2025, insgesamt also 451 Tage. In dieser Zeit wurden 122.013 Datensätze (Fünf-Minuten-Werte) gesammelt, was einer Datenverfügbarkeit von 94 % entspricht. Im Beobachtungszeitraum kam es immer mal zu vereinzelt Verbindungsabbrüchen und fehlerhaften Übertragungen, was zu dieser leicht verringerten Verfügbarkeit führt. Die insgesamt hohe Datenverfügbarkeit spricht für eine robuste Messung.

In Abbildung 1 sind die Daten vom Anfang Mai 2024 bis Ende Juni 2025 als Zeitverlauf aufgetragen. In der Abbildung sind in rot die Windgeschwindigkeit, die den Mittelwert der fünfminütigen Messperiode darstellt, sowie in grün die Böen, als Extremwert der jeweiligen Messperiode, zu sehen.

Wie schon im vorangegangenen Artikel wurde zusätzlich ein gleitender Durchschnitt über je 500 Punkte als dickere Linie hinzugefügt, um eine bessere Übersicht zu erreichen. Die mittlere Windgeschwindigkeit bzw. mittlere Böe errechnet sich einfach als arithmetisches Mittel aller Werte und ist jeweils als gestrichelte Linie im Diagramm eingefügt.

Über den gesamten Zeitraum betrug die mittlere Windgeschwindigkeit (rot) 0,9 m/s, die mittlere Böe (grün) betrug 2,2 m/s. Die Maximalwerte beider Messreihen wurden im Februar 2024 aufgezeichnet. Die Windgeschwindigkeit betrug maximal 9,5 m/s, die Böen maximal 16,3 m/s.

Die Werte übertreffen die Werte der ersten vorläufigen Auswertung im vergangenen Sommer merklich, dort war eine mittlere Windgeschwindigkeit von unter 0,7 m/s ermittelt worden. Dies war zu erwarten, da die Windgeschwindigkeit eine jahreszeitliche Schwankung aufweist. Im Winter werden üblicherweise deutlich höhere Windgeschwindigkeiten beobachtet. In Abbildung 1 ist dies auch schon sichtbar, von Oktober bis in den April hinein ist die Windgeschwindigkeit überdurchschnittlich.

¹ Den ersten Teil findest Du auf den Seiten des Waldlabors der Waldjugend Meinerzhagen: https://www.waldjugend-meinerzhagen.de/Download/Waldlabor_Artikel01_Windmessung.pdf

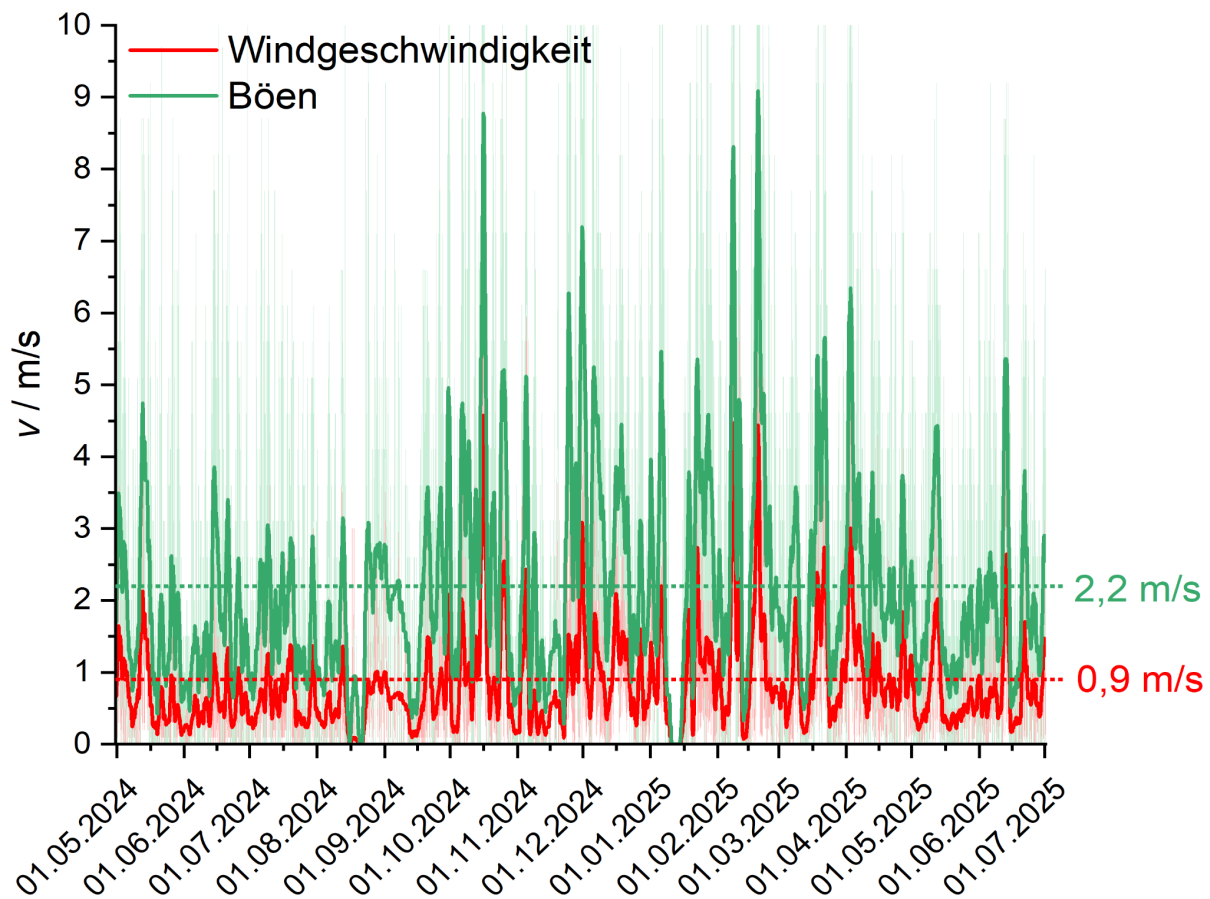


Abbildung 1: Auftragung der Windgeschwindigkeit (rot) und der Böen (grün) als Zeitverlauf von Anfang Mai 2024 bis Ende Juni 2025

Um dies besser zu erkennen, wurden in Abbildung 2 die Durchschnittswerte der einzelnen Monate aufgetragen. Für die Monate April bis Juli sind zur Berechnung sowohl die Jahre 2024 als auch 2025 verwendet worden. In der Abbildung ist weiterhin das Sommer-Halbjahr (April bis September) farblich markiert und die mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Böe jeweils für Sommer- und Winterhalbjahr getrennt markiert.

In dieser Auftragung ist der jahreszeitliche Unterschied gut sichtbar, insbesondere die Monate Mai bis September liegen deutlich unter dem Jahresdurchschnitt. Für das Sommer-Halbjahr ergibt sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 0,7 m/s und eine mittlere Böe von 1,9 m/s. Im Winter-Halbjahr beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit 1,1 m/s, die mittlere Böe 2,6 m/s. Im Winter-Halbjahr liegen die Windgeschwindigkeiten also ca. 50 % höher als im Sommer-Halbjahr.

Dies deckt sich gut mit der Auswertung der vergangenen Jahre am Referenzstandort Lüdenscheid (s. Teil 1), dort liegt die nächstgelegene DWD Wetterstation². Diese verzeichnet im langjährigen Schnitt im Winter 40 % höhere Windgeschwindigkeiten.

² aktuelle Daten der Station gibt es zum Beispiel hier:
<https://euweather.eu/stations.php?lang=de&type=de&id=3098>

Details zu den Referenzdaten im OpenData Portal des DWD gibt es im ersten Artikel.

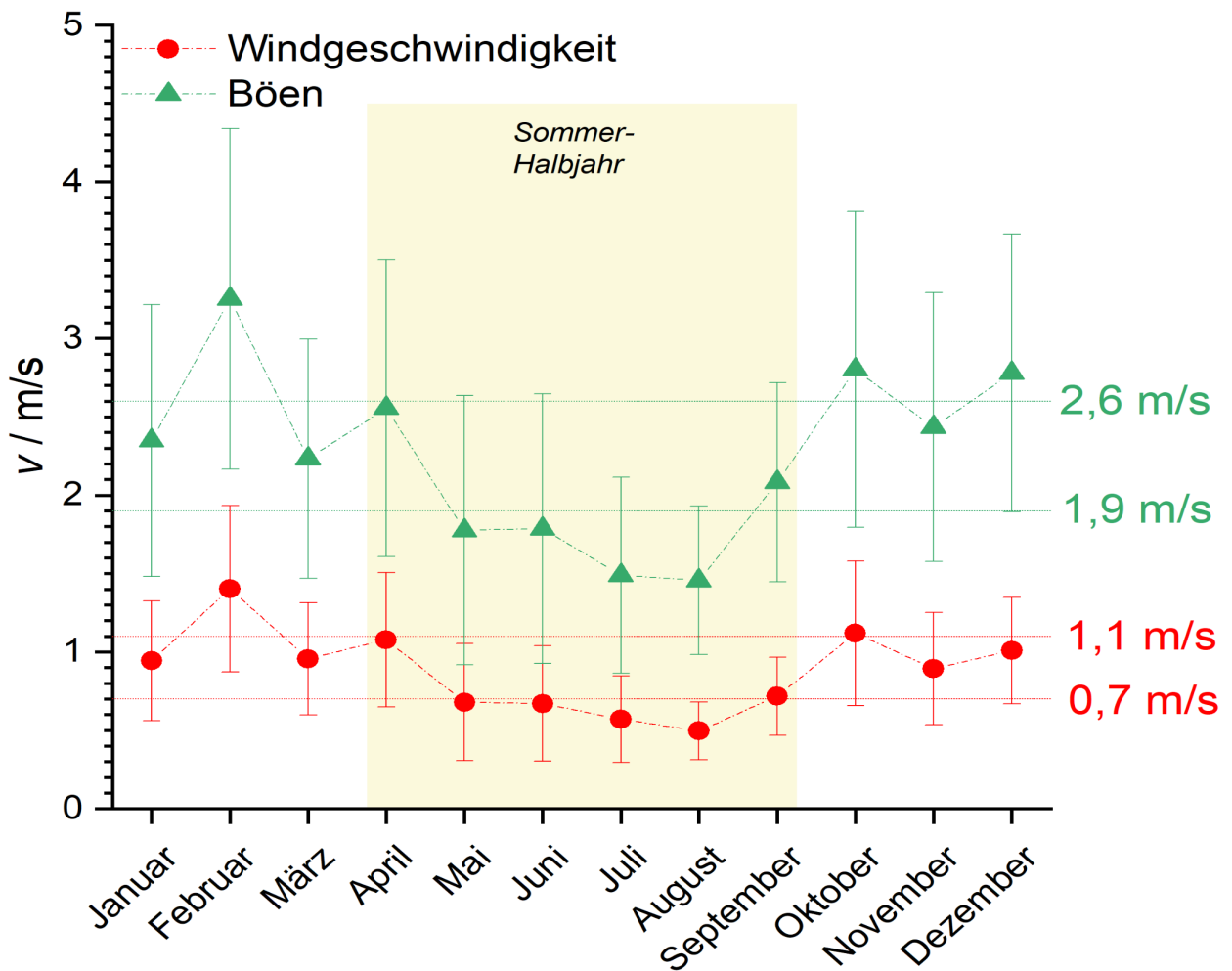


Abbildung 2: Auftragung der monatlichen Durchschnittswerte von Windgeschwindigkeit (rot) und Böen (grün) mit Standardabweichung

Wie schon in Teil 1 gezeigt, wird zur näheren Beurteilung des Windfeldes oftmals die Windgeschwindigkeit in Korrelation mit der Windrichtung betrachtet, eine solche Auftragung nennt man Windrose. In Abbildung 3 sind die Windrosen für die Windgeschwindigkeit (links) und für die Böen (rechts) am Waldlabor dargestellt.

Die farbigen Balken geben die Häufigkeit an, mit der der Wind mit einer bestimmten Geschwindigkeit aus den 16 Windrichtungssektoren jeweils geweht hat. Die Windgeschwindigkeiten sind hierzu in Klassen von je 1 m/s zusammengefasst. Die Länge des Balkens gibt die Häufigkeit, die Farbe die entsprechende Windgeschwindigkeit an.

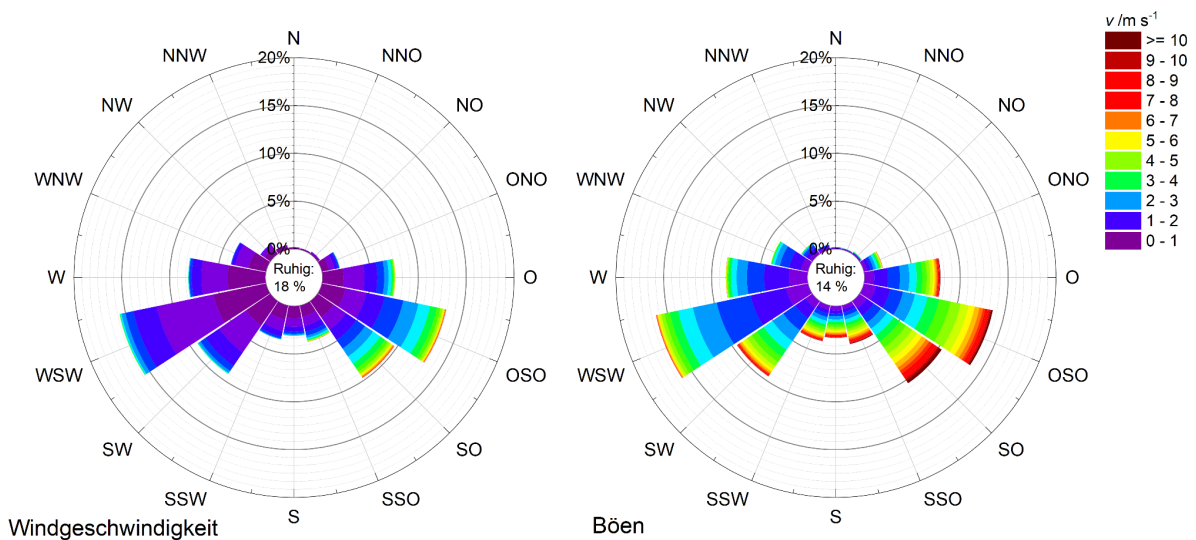


Abbildung 3: Windrose für die Windgeschwindigkeit (links) sowie für die Böen (rechts) am Waldlabor

Die Verteilung des Windes über die Windrichtungen entspricht sehr gut den vorläufigen Daten aus Teil 1. Hinzugekommen sind stärkere Winde aus dem Winterhalbjahr, die im vergangenen Sommer noch nicht beobachtet werden konnten. In Teil 1 wurde die Windrose im Zusammenhang mit der Topographie und Bewaldung am Waldlabor genauer betrachtet und erklärt. Das Fazit ist, dass das Gelände keine freie Anströmung aus Hauptwindrichtung zulässt und die lokale Topographie zu der Verteilung auf zwei Windrichtungen führt.

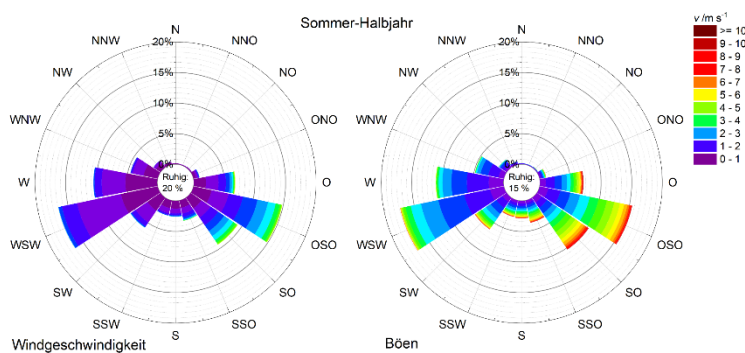


Abbildung 4: Windrose für die Windgeschwindigkeit (links) sowie für die Böen (rechts) im Sommer-Halbjahr

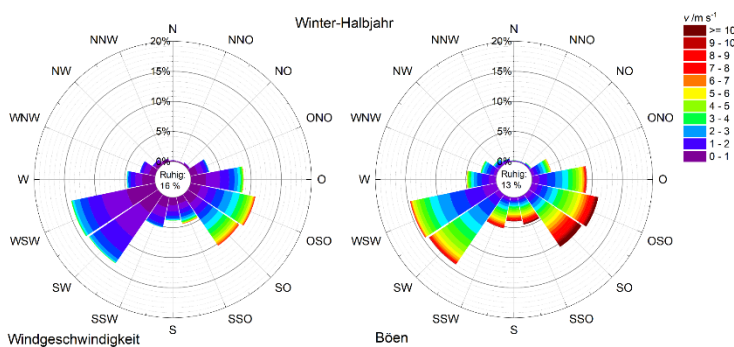


Abbildung 5: Windrose für die Windgeschwindigkeit (links) sowie für die Böen (rechts) im Winter-Halbjahr

In Abbildung 4 und Abbildung 5 sind die Windrosen je einmal für das Sommer- und das Winter-Halbjahr getrennt dargestellt.

Auch hier sind die höheren Windgeschwindigkeiten im Winter-Halbjahr klar erkennbar. Die Verteilung des Windes über die Windrichtungen zeigt keine wesentlichen Unterschiede, nur eine leichte Verschiebung bei den südwestlichen Windsektoren.

Die Windrosen für das Sommer-Halbjahr sind fast identisch mit den Windrosen der vorläufigen Auswertung aus Teil 1. Die aktuellen Windrosen betrachten aber auch den Sommer 2025 (bis Mitte Juli).

Ebenfalls aus Teil 1 bekannt sind die Windrosen-artigen Auftrugungen in Abbildung 6 und Abbildung 7. Hier wurden die Durchschnittswerte für Windgeschwindigkeit und Böe bzw. für die Turbulenzintensität für jeden Windrichtungssektor einzeln berechnet.

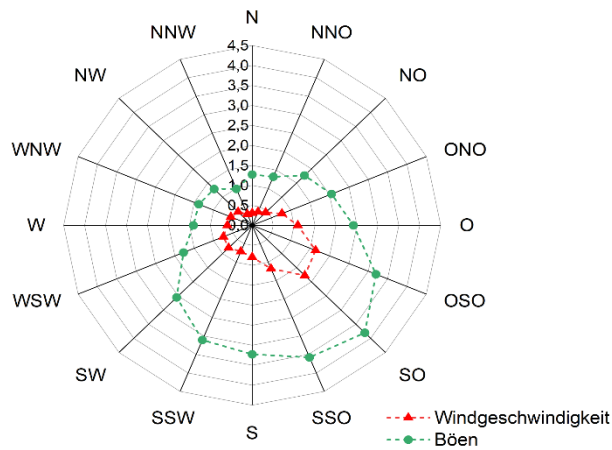


Abbildung 6: Windrosen-artige Auftragung der mittleren Windgeschwindigkeit (rot) und der Böen (grün) nach Windrichtungssektoren [Einheit: Meter pro Sekunde m/s]

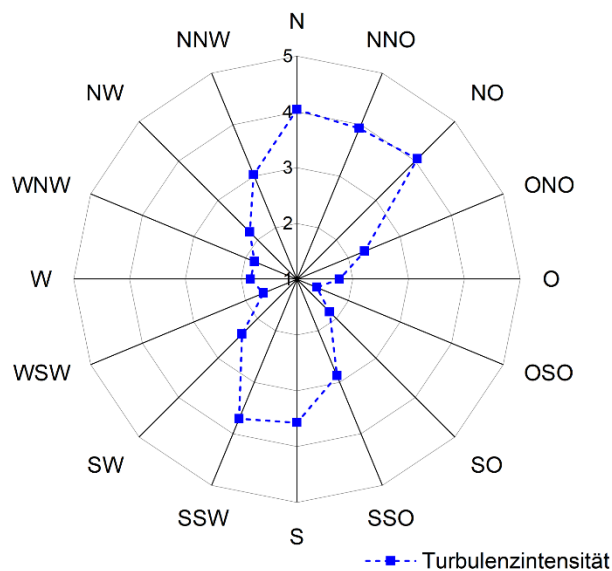


Abbildung 7: Windrosen-artige Auftragung der Turbulenzintensität nach Windrichtungssektoren [einheitenlos]

Die Auftragung der mittleren Windgeschwindigkeit und der Böen in Abbildung 6 ist nahezu identisch mit der Abbildung 11 aus Teil 1. Man erkennt, dass die mittlere Windgeschwindigkeit (rote Dreiecke) aus fast allen Richtungen sehr gering ist. Nur die Sektoren OSO und SO weisen eine deutlich stärkere mittlere Windgeschwindigkeit auf. Bei den Böen ist diese Tendenz auch erkennbar, allerdings weniger stark ausgeprägt, hier sind alle südlichen Sektoren windstärker. Das hat sehr wahrscheinlich mit der Trägheit der Windrichtungsfahne zu tun. Kurzzeitige Böen können nicht immer der korrekten Windrichtung zugeordnet werden.

Auch die Auftragung der abgeschätzten Turbulenzintensitäten der einzelnen Sektoren in Abbildung 7 zeigt eine deutliche Richtungsabhängigkeit. Insbesondere die Winde aus dem Sektor OSO weisen eine erheblich geringere Turbulenzintensität auf. Die Turbulenzintensität berechnet sich über das Verhältnis der Windgeschwindigkeit und der Böen³. Sie ist ein Indikator dafür, wie stark das Windfeld beeinflusst oder gestört ist. Je höher der Wert, desto turbulenter und damit weniger für Windenergie geeignet ist das Windfeld.

Auch die relativ geringen Werte in den Hauptwindrichtungen liegen bereits deutlich oberhalb der Turbulenzintensität, wie sie für Windenergieanlagen optimal ist.

³ Korrekt müsste die Turbulenzintensität über die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit ermittelt werden. Da diese aber für die Fünf-Minuten-Werte nicht vorliegt, wurde als grobe Abschätzung folgende Formel verwendet: $TI = \frac{Böe - Windgeschw.}{\sqrt{Windgeschw.}}$

Für Abbildung 8 wurde die Leistungsdichte des Windes pro Fläche berechnet und die Mittelwerte über die Windrichtungssektoren aufgetragen. Die Leistungsdichte des Windes hängt direkt von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab, eine Formel⁴ und ausführlichere Erklärung findet sich in Teil 1.

Die Abbildung zeigt sehr deutlich, dass die Winde aus südöstlichen Richtungen die meiste Energie bzw. Leistung beinhalten und somit auch für den Ertrag sehr wichtig sind.

Diese deutliche Windrichtungsabhängigkeit am Waldlabor lässt sich gut mit der Topographie erklären, wie ausführlich in Teil 1 dargestellt wurde.

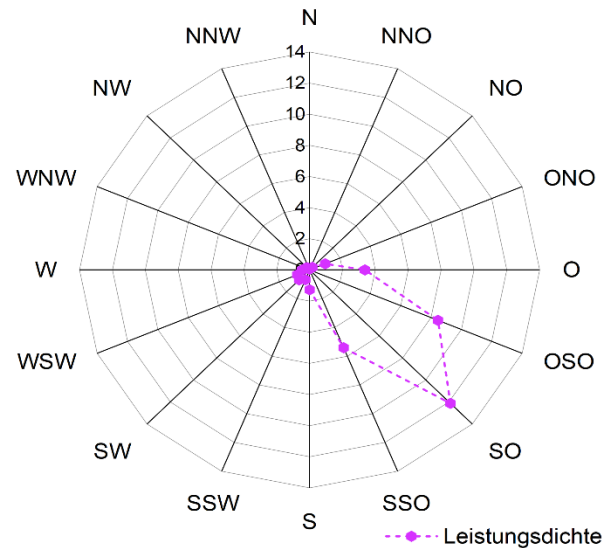


Abbildung 8: Windrosen-artige Auftragung der Leistungsdichte nach Windrichtungssektoren [Einheit: Watt W/m²]

Das Gelände lässt für die Wetterstation am Waldlabor keine freie Anströmung zu.

⁴ Weil sie für die Windenergie so zentral ist, hier noch einmal die Formel:

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

mit P_{Wind} als Leistungsdichte des Windes, ρ Dichte der Luft, r Radius des Rotors und v Windgeschwindigkeit. Die Einheit der Leistungsdichte ist W/m².

Bei der Analyse der Daten konnte neben der jahreszeitlichen Schwankung der Windgeschwindigkeit eine weitere zeitliche Abhängigkeit gefunden werden. In Abbildung 9 ist der Tagesgang der Windrichtung aufgetragen. Hierfür wurde die durchschnittliche Windrichtung für jede Stunde des Tages sowohl für den gesamten Messzeitraum, als auch getrennt für Sommer- und Winterhalbjahr berechnet.

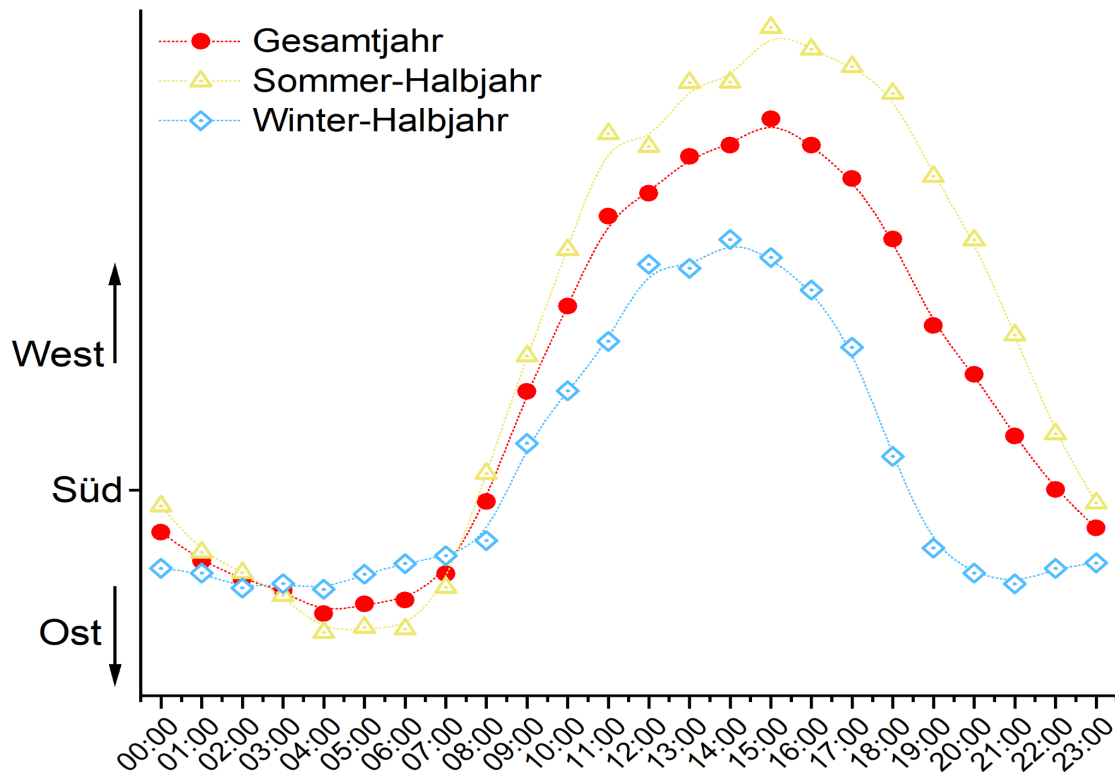


Abbildung 9: Tagesgang der Windrichtung über den gesamten Beobachtungszeitraum (rot), für das Sommer-Halbjahr (gelb) sowie für das Winter-Halbjahr (blau)

In dieser Auftragung ist gut zu erkennen, dass die Windrichtung einem ausgeprägten Tagesgang unterliegt. Am Morgen beginnt der Wind seine Richtung zu ändern und weht mittags dann aus südwestlicher Richtung um am Abend wieder zu östlicheren Richtungen zu wechseln.

Ein solcher Tagesgang ist charakteristisch für ein Berg-Tal-Windsystem an einem Südwesthang. Am Morgen, im Winter leicht verzögert, erwärmt die Sonne die Luft über dem Hang stärker, die warme Luft beginnt den Hang entlang nach oben zu steigen. Nach Sonnenuntergang verschwindet der Effekt langsam und die Windrichtung ändert sich in Richtung Tal. Da ein Südwesthang im Sommer nicht unmittelbar nach Sonnenaufgang bestrahlt wird, ist der Unterschied Sommer-Winter am Morgen bei solchen Hängen nicht sehr ausgeprägt. Durch den späteren Sonnenuntergang kann sich das Berg-Tal-Windsystem im Sommer aber deutlich länger stabil halten und der Wechsel in Richtung Tal erfolgt später.

Ein Ost- oder Südhang würde einen anderen Verlauf zeigen, bei einem Nordhang bildet sich ein solches System normalerweise gar nicht aus.

Die Abbildungen 10, 11 und 12 zeigen verschiedene Darstellungen des Geländes am Waldlabor aus dem GEOportal.NRW⁵ (Landesvermessungsamt NRW) und verdeutlichen, dass das Waldlabor tatsächlich an einem Südwesthang liegt.



Abbildung 10: Geländedarstellung 1 - Orthofoto mit Schummerung
(Quelle: GEOportal.nrw)

Abbildung 10 zeigt ein Orthofoto der Umgebung des Waldlabores mit eingeblendeten Höhenlinien sowie überlagerter Schummerung (Belichtung aus Nordost). In der Abbildung erscheinen also Hänge in Richtung Süden und Westen dunkler und geben somit einen Eindruck vom Gelände, das ein einfaches Luftbild nicht geben kann.

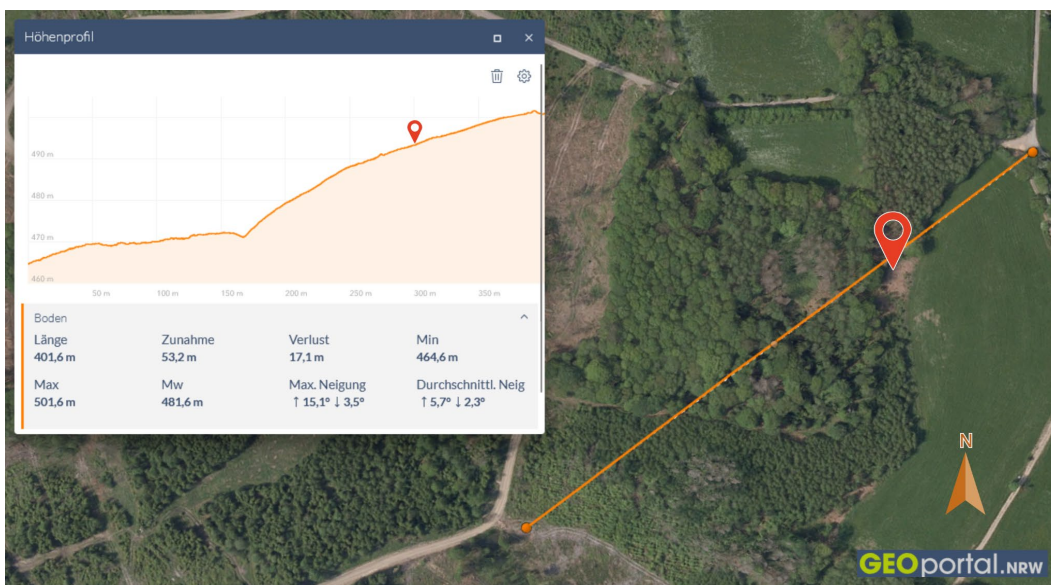


Abbildung 11: Geländedarstellung 2 - Geländeprofil in Richtung Süd-West
(Quelle: GEOportal.nrw)

⁵ www.geoportal.nrw

In Abbildung 11 wurde ein Linienzug in Richtung Südwest über den Standort des Waldlabors gezogen und das Höhenprofil als Liniendiagramm dargestellt. Der höchste Punkt im Höhenprofil liegt nordöstlich vom Waldlabor, der tiefste Punkt liegt am Waldweg südwestlich des Standortes.



Abbildung 12: Geländedarstellung 3 - "Digitaler Zwilling" Blickrichtung Waldlabor aus Süden
(Quelle: GEOportal.nrw)

Abbildung 12 zeigt eine der neuesten Möglichkeiten des Geoportals, um einen Eindruck des Geländes zu bekommen. Im sogenannten *digitalen Zwilling* können von ganz NRW 3D Bilder des Geländes dargestellt werden, die aus Luftbildern aus verschiedenen Blickwinkeln zusammengesetzt wurden. In dieser Darstellung kann dann die virtuelle Kamera beliebig platziert, gedreht und gekippt werden⁶.

Auch in dieser Darstellung erkennt man die Lage des Waldlabors im oberen Teil des Hanges, die Abbildung vermittelt auch einen Eindruck von den umgebenden Waldflächen und der unmittelbaren Topographie.

Der Tagesgang des Berg-Tal-Windsystems (Abbildung 9) passt also gut zur tatsächlichen Lage des Waldlabors. Allerdings kann sich ein solches lokales Berg-Tal-Windsystem nur dann ausbilden, wenn das großräumige, überregionale Windfeld einen geringen Einfluss hat. Dies ist normalerweise nur bei ganz bestimmten Wetterlagen der Fall. Am Standort des Waldlabors ist dieses lokale System allerdings über den gesamten Beobachtungszeitraum deutlich ausgeprägt. Das deutet darauf hin, dass das lokale Windfeld insbesondere von der unmittelbaren Topographie abhängt, was wiederum zu dem eher turbulenten Windfeld führt, wie sich auch in den anderen Auswertungen zeigt.

⁶ Wer es ganz genau wissen möchte, kann über den digitalen Zwilling sogar eine Sonnenstandssimulation erzeugen und sich damit den Schattenverlauf für verschiedene Jahreszeiten und Uhrzeiten ansehen.

Nach Auswertung der mittleren Windgeschwindigkeit, der Windrichtungsabhängigkeit von Verteilung und Stärke der Windgeschwindigkeit, der jahreszeitlichen Schwankung und der lokalen Topographie lassen sich als erstes Fazit die Windverhältnisse am Waldlabor wie folgt beschreiben:

Ein sehr schwacher Wind, der durch die unmittelbare Umgebung deutlich verwirbelt wird. Damit ist das Waldlabor nur sehr schlecht für die Aufstellung einer Kleinwindanlage geeignet.

Um ein Gefühl dafür zu bekommen, was "sehr schlecht geeignet" konkret bedeutet, habe ich mit den gesammelten Daten eine grobe Ertragsabschätzung durchgeführt.

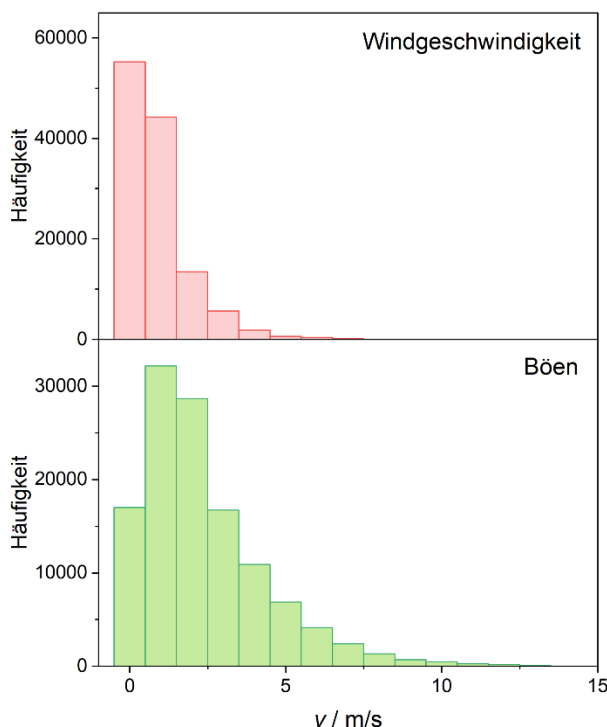


Abbildung 13: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (rot, oben) und der Böen (grün, unten)

Hierzu wird zunächst aus den Windgeschwindigkeiten eine Häufigkeitsverteilung erstellt. Diese ist in Abbildung 13 zu sehen.

Für diese Verteilung wurden die Werte der Windgeschwindigkeit (rot) und die der Böen (grün) in Klassen mit einer Breite von 1 m/s eingeteilt und jeweils deren Häufigkeit gezählt. Diese Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit bildet die Grundlage der Ertragsabschätzung.

Auch diese Verteilung gibt schon einen Hinweis auf die schlechten Windverhältnisse, eine freie Anströmung folgt einer anderen Verteilungsfunktion⁷.

Um über diese Häufigkeitsverteilung einen Ertrag abschätzen zu können benötigt man technische Daten und Leistungsparameter von geeigneten Windenergieanlagen.

Für eine möglichst realistische Ertragsabschätzung habe ich vier marktverfügbare Kleinwindenergieanlagen⁸ ausgewählt. Diese vier Anlagen weisen teilweise ganz unterschiedliche Charakteristiken auf. In Abbildung 14 sind Fotos der vier Anlagen zu sehen.

⁷ An Standorten, die für Windenergieanlagen geeignet sind, findet man gewöhnlich Häufigkeitsverteilungen, die durch eine Weibull- oder Rayleigh-Verteilung annäherungsweise beschrieben werden können. Im Fall des Waldlabors gibt es für diese Wahrscheinlichkeitsfunktionen im Verhältnis zu viele sehr geringe Windgeschwindigkeiten.

⁸ Einen guten Marktüberblick (und gute Grundlageninfos) zu Kleinwindenergieanlagen bietet der jährlich aktualisierte Kleinwind-Report von www.klein-windkraftanlagen.com (kostenpflichtig)

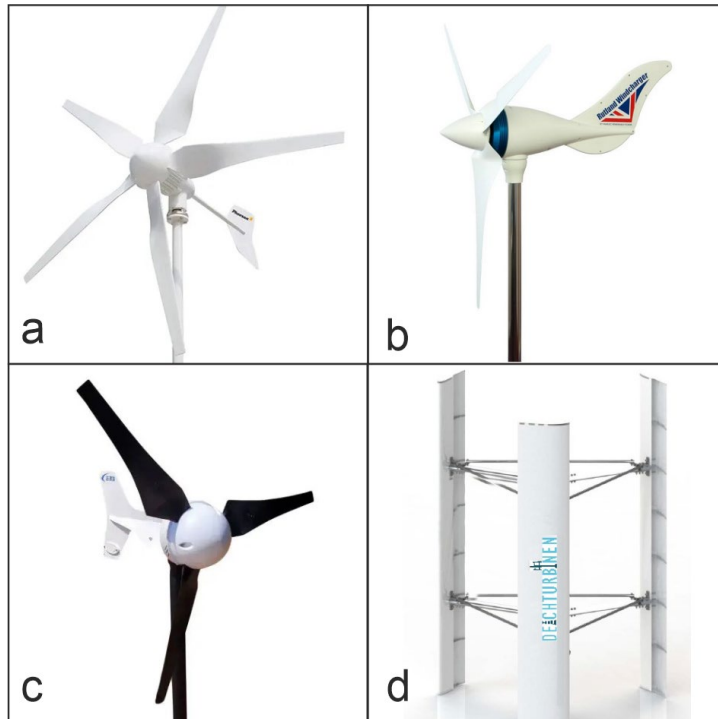


Abbildung 14: Ausgewählte, marktverfügbare Kleinwindenergieanlagen: (a) Phaesun Stormy Wings 600, (b) Marlec Rutland 1200, (c) Leading Edge Power LE-300, (d) Deichturbine V600
(Quellen: www.phaesun.com, www.marlec.co.uk, www.leadingedgepower.com, www.deichturbinen.de)

Oben links ist das Modell "Stormy Wings 600" des Herstellers Phaesun zu sehen. Diese Kleinwindanlage hat einen Rotor mit fünf Rotorblättern und einem Durchmesser von 1,7 m. Die Nennleistung beträgt 600 W (bei 12,5 m/s) und die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei 2 m/s.

Daneben ist das Modell "Rutland 1200" des britischen Herstellers Marlec abgebildet. Diese Anlage mit drei Rotorblättern hat einen Rotordurchmesser von 1,2 m. Die Nennleistung beträgt 290 W (bei 10 m/s) und die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei 2 m/s.

Unten links ist die kleinste ausgewählte Anlage, das Modell "LE-300" von Leading Edge Power, zu sehen. Sie hat einen Rotordurchmesser von 1,0 m, eine Nennleistung von 300 W (bei 15 m/s) und die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei 3 m/s.

Diese drei Anlagen haben eine horizontale Drehachse des Rotors. Dies ist das verbreitetste Design und wird auch bei großen Windenergieanlagen verwendet. Alle drei weisen eine passive Windnachführung auf, sie werden durch die Windfahne am hinteren Ende in den Wind gedreht. Bei schnell wechselnden Windrichtungen im turbulenten Windfeld kann dies nachteilig sein, da der Rotor dann nicht schnell genug in den Wind ausgerichtet wird.

Als letztes Modell habe ich die "V600" des deutschen Herstellers Deichturbinen ausgewählt. Dieses Modell hat ein anderes Design, hier dreht sich der Rotor um eine vertikale Achse. Das hat den Vorteil, dass die Windrichtung eine geringere Rolle spielt, da der Rotor aus jeder Richtung angeströmt werden kann. Dafür gibt es bei Vertikalachsen aber andere physikalische Limitationen⁹. Diese Anlage hat eine Höhe von 2,0 m bei einem Durchmesser von 1,6 m. Die Nennleistung beträgt 600 W (bei 10 m/s) und die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei 2,5 m/s.

⁹ Besonders negativ ist, dass der Rotor zwar aus jeder Richtung angeströmt werden kann, aber auch immer ein Teil des Rotors gegen den Wind dreht. Daher haben solche Windenergieanlagen kleinere Leistungsbeiwerte als Horizontalachsen.

Die Anschaffungspreise der Anlagen liegen zwischen 1.500 € und 3.000 € jeweils ohne weitere Komponenten für den Anschluss¹⁰.

Alle Angaben sind von den Herstellern übernommen. Bei diesen Angaben fällt direkt auf, dass die Nennleistung bei allen Modellen erst bei vergleichsweise hohen Windgeschwindigkeiten erreicht wird. Zur Erinnerung: die maximale am Waldlabor gemessene Windgeschwindigkeit betrug nur 9,6 m/s.

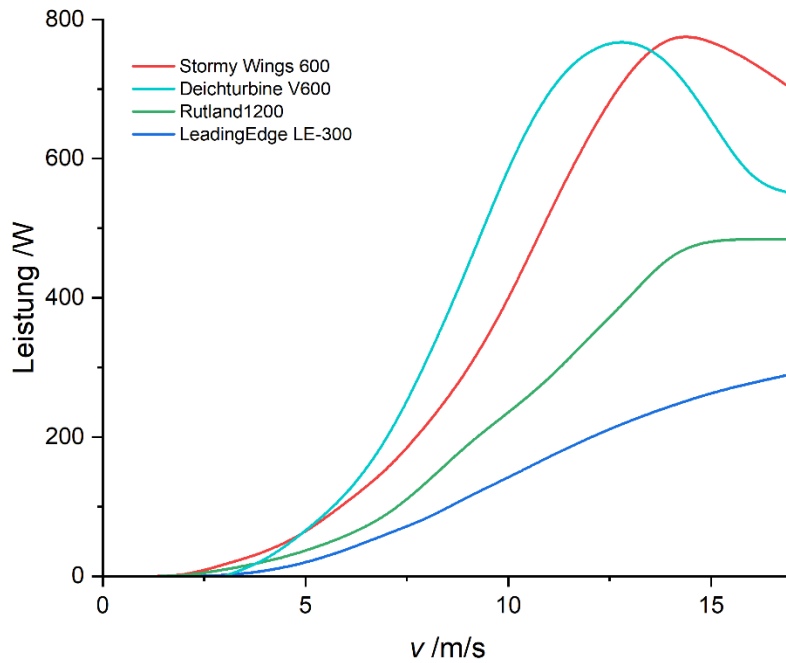


Abbildung 15: Leistungskurven von vier ausgewählten Kleinwindenergieanlagen basierend auf den Herstellerangaben

In Abbildung 15 sind die Leistungskurven der vier Anlagen nach Angaben der Hersteller aufgetragen¹¹. Diese Kurven geben an, welche Leistung die Anlagen bei welcher Windgeschwindigkeit abgeben. Natürlich werden solche Angaben immer bei optimalen Bedingungen ermittelt und werden in der Realität nur schwer zu erreichen sein.

In der Abbildung ist gut erkennbar, dass die vier Anlagen jeweils ganz verschiedene Leistungskurven zeigen. Insbesondere die "Stormy Wings 600" und die "VT600" erscheinen auf den ersten Blick interessant, da sie auch schon bei geringen Windgeschwindigkeiten eine gute Energieausbeute versprechen.

Aus diesen Leistungskurven kann man mit Hilfe der Häufigkeitsverteilung aus Abbildung 13 eine grobe Abschätzung des Ertrages machen. Hierzu wird die Häufigkeit mit der jeweiligen Leistung und der Zeitdauer (5 min) multipliziert.

¹⁰ Stand August 2025

¹¹ Ganz grundsätzlich gilt, dass Hersteller, die keine Leistungskurven ihrer Anlagen veröffentlichen, keine Angaben zur Einschaltgeschwindigkeit und zur Windgeschwindigkeit, bei der die Nennleistung erreicht wird, machen, wahrscheinlich nicht seriös sind. Dies trifft leider auf fast alle Angebote bei Amazon oder Ebay zu.

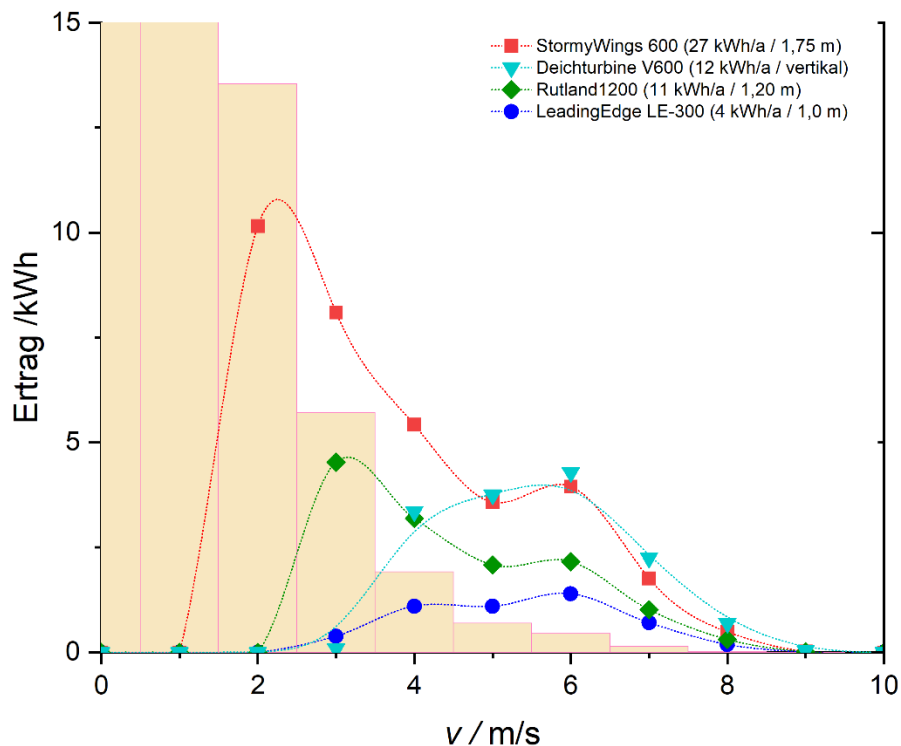


Abbildung 16: Ertragsabschätzung für die vier ausgewählten Kleinwindenergieanlagen

In Abbildung 16 ist im Hintergrund die (oben abgeschnittene) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und davor der überschlägige Ertrag (s. oben) je Windgeschwindigkeitsklasse dargestellt. Die Legende gibt dann den summierten Jahresertrag (sowie noch einmal den Rotordurchmesser) für die vier betrachteten Anlagen an.

Durch die geringe Einschaltgeschwindigkeit liegt die "Stormy Wings 600" in dieser Abschätzung weit vorne. Interessant ist der Vergleich der "V600" und der "Rutland 1200". Obwohl die Leistungskurven vollkommen anders verlaufen, sind die Jahreserträge fast gleich. Während die "Rutland 1200" durch die geringere Einschaltgeschwindigkeit von den häufigen, sehr schwachen Windgeschwindigkeiten profitiert, kann die "V600" die energiereichen, höheren Windgeschwindigkeiten besser ausnutzen.

Der Jahresertrag der "Stormy Wings 600" liegt damit theoretisch bei 27 kWh, die "V600" und die "Rutland 1200" erreichen jeweils ungefähr 11 kWh und abgeschlagen kommt die kleine "LE-300" nur auf 4 kWh. Diese Werte sind nur theoretisch, wie schon geschrieben, sind die Herstellerangaben unter optimalen Bedingungen ermittelt und das turbulente Windfeld am Waldlabor wird reale Erträge mit Sicherheit negativ beeinflussen¹².

¹² Zur Einordnung der Erträge (maximal 27 kWh/Jahr):

Meine relativ kleine Aufdach-Photovoltaikanlage (ca. 23 m², 4,9 kW_p) erreicht an einem einzelnen sonnigen Sommertag bereits über 30 kWh. Das ist natürlich ein Vergleich von Äpfeln und Birnen, es geht nur um die Größenordnung.

Betrachten wir diese Erträge einmal wirtschaftlich (zur Vereinfachung habe ich alle Zahlen etwas gerundet):

Bei einer Investition von angenommenen 2.500 € (Anlage plus Anschlusstechnik und Aufstellmöglichkeit) amortisiert sich eine Anlage mit einem Jahresertrag von 25 kWh erst in 250 Jahren (bei einem aktuellen Strompreis von 0,40 €/kWh).

Oder anders gerechnet kostet eine Kilowattstunde bei einer zehnjährigen Laufzeit der Windenergieanlage ca. 10 €.

Auch wenn bei diesem Projekt die Schaffung einer möglichst autarken Stromversorgung und nicht die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund steht, machen diese Abschätzungen eine Kleinwindanlage am Standort Waldlabor leider uninteressant.

Da sich ein solches Ergebnis bereits vor ein paar Monaten abzuzeichnen begann, haben sich Pünktchen und der Horst Meinerzhagen gegen die Aufstellung einer Kleinwindenergieanlage entschieden und stattdessen eine kleine Methanol-Brennstoffzelle zur Unterstützung des Balkonkraftwerks angeschafft.

Ganz wichtig:

Dieses Beispiel zeigt **NICHT**, dass Kleinwindenergieanlagen generell uninteressant oder unwirtschaftlich sind. Jeder Standort muss individuell betrachtet und bewertet werden! An Hütten mit einer besseren Topographie in Hauptwindrichtung (meistens grob Südwest oder West) könnte eine Kleinwindanlage eine gute Ergänzung sein.

Bis dahin,
Fair winds! - Allzeit Guten Wind!
Horrido
Prof - Landeshorte NRW
(im "echten" Leben Thomas Simons, wissenschaftlich-technischer Mitarbeiter für Windenergie beim Projektträger Jülich PtJ)

Kontakt:

Thomas Simons / „Prof“
info@windenergy-kids.de
0172 2049500

<https://de.linkedin.com/in/thomas-simons-b77a0b111>



P.S.:

Aufmerksame Leser der Waldameise werden sich sicher fragen, was denn aus der plötzlichen Steigerung der Windgeschwindigkeit Anfang Oktober 2024 geworden ist. Tatsächlich hatte ich mit der Kurzfassung des ersten Teils des Artikels ein Bild veröffentlicht (s. Abbildung 17), in dem die mittlere Windgeschwindigkeit Anfang Oktober 2024 massiv steigt. Eine erste Erklärung war, dass der Herbst stärkere Winde bringt und zusätzlich die lichter werdende Belaubung die Anströmung verbessert.

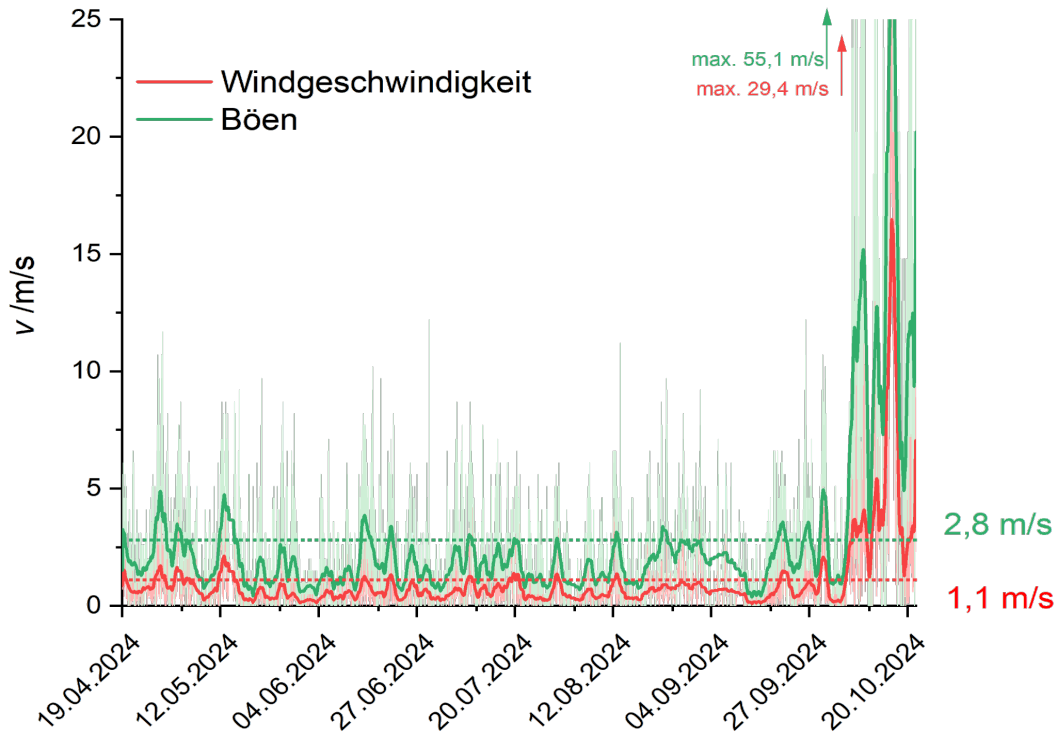


Abbildung 17: Fehlerhafter Zeitverlauf der Windgeschwindigkeit (rot) und der Böen (grün) von April bis Oktober 2024

Hier war aber leider der Wunsch Vater des Gedankens. Wie sich herausgestellt hat, hat die Wetterstation ab 07. Oktober 2024 die Windgeschwindigkeit nicht mehr in Meter pro Sekunde, sondern in Kilometer pro Stunde gespeichert! Zwischen diesen beiden Einheiten liegt ein Faktor von 3,6 ...

Die Windgeschwindigkeit stieg im Oktober zwar tatsächlich an (s. oben), aber längst nicht so stark wie zunächst vermutet.