

Ertragsprognose für den Windkraftstandort bei Wörth/Main

Dipl.-Ing. Willy Fritz

Vorwort

Die hier präsentierten Berechnungen wurden nach den physikalischen Definitionen und den daraus folgenden mathematischen Relationen gemäß der Norm IEC 61400-12.1 und der TR 6 Rev. 11 durchgeführt. Wie bei jeder physikalischen oder technischen Berechnung ist das Ergebnis selbst bei fehlerfreier Anwendung der Berechnungsvorschriften immer von der Qualität der verwendeten Ausgangsdaten abhängig. Unsichere oder fehlerbehaftete Eingangsdaten führen über die Fehlerfortpflanzung zu fehlerbehafteten Rechenergebnissen. Fehler bedeutet hier nicht im Sinne von falsch, sondern im Sinne von ungenau.

Speziell in der Windbranche sind die Ausgangsdaten für eine Ertragsermittlung, die mittlere Windgeschwindigkeit, häufig mit gewissen Beobachtungs- oder Abschätzungsfehlern verbunden, auch bei Windmessungen. Infolge der Abhängigkeit des Ertrages von der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit verdreifachen sich solche Fehler nach der klassischen Fehlerrechnung bei der Ertragsermittlung. Aus einem Eingangsfehler von z. B. $\pm 3,3\%$ bei der Geschwindigkeitsabschätzung wird dann ein Fehler von $\pm 10\%$ im Ertrag. Dies lässt sich nicht vermeiden und sollte bei der Beurteilung von Rechenergebnissen speziell in der Windbranche immer berücksichtigt werden.

2. Auflage (Mit Nabenhöhe 151 m für die GE 55 – 158)

Vaterstetten, 14. 05. 2024

Willy Fritz

Über den Verfasser

Jahrgang 1949, hat an der Universität Stuttgart Luft- und Raumfahrttechnik studiert, mit u. a. den Studienschwerpunkten Aerodynamik, Gasdynamik, numerische Strömungsmechanik, Thermodynamik, Reaktionskinetik, Stofftransport und Verbrennung, numerische Methoden; Diplomarbeit auf dem Gebiet der Gebäudeaerodynamik. (Abschluss: Dipl.-Ing.) Während einer 40-jährigen Berufstätigkeit arbeitete er 30 Jahre lang in der deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie auf dem Gebiet der numerischen Strömungssimulation. Dabei erwarb er sich im Rahmen nationaler und internationaler Verbundprojekte umfassende Kenntnisse sowohl in der Entwicklung als auch in der Anwendung von hochwertigen numerischen Rechenmethoden zur Behandlung von hochturbulenten Strömungen um Luftfahrzeuge im Hochanstellwinkelbereich (manövrierende Kampfflugzeuge, Wiedereintrittsprobleme, ZweiPhasen-Strömungen mit Verbrennung in Triebwerken) als auch Strömungen im Niedergeschwindigkeitsbereich wie Landekonfigurationen mit Klappenausschlägen und ausgefahrenen Fahrwerken. Insbesondere war er an der Entwicklung von Turbulenzmodellen für Navier-Stokes Methoden, wie sie auch im Windatlas verwendet werden, beteiligt. Er war Senior Mitglied beim AIAA (American Institute for Aeronautics and Astronautics) und dort im Panel Applied Aerodynamics mehrere Jahre als Chairman für die Organisation internationaler Konferenzen mit zuständig. Unter anderem für das Reviewing von Konferenz- und Journalbeiträgen aus aller Welt zu dem Themenkomplex „Applied Aerodynamics“, zu dem auch das Thema „Windturbines“ gehörte.

Ertragsprognose für den Windkraftstandort bei Wörth/Main

Dipl.-Ing. Willy Fritz

1. Zusammenfassung

Für den geplanten Windkraftstandort bei Wörth/Main wurde eine Ertragsprognose durchgeführt. Geplant sind 5 Windräder, deren endgültiger Typ nicht konkret feststand, infrage kamen jeweils 5 Windräder vom Typ General Electric GE 5.5 – 158 oder Vestas V162-6.2, insofern wurde die Ertragsberechnung für beide Typen durchgeführt. Für die Windhöffigkeit waren die Ergebnisse einer Windmessung in 150 m über Grund bekannt, die mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 6,0 und 6,5 m/s ergaben. Vergleiche mit den Realergebnissen von 3 Windrädern im nahegelegenen hessischen Lützelbach ergaben eine deutlich geringere Windhöffigkeit von 5,7 m/s 140 m über Grund.

Deshalb wurden für beide Windradtypen jeweils 2 verschiedene Szenarien untersucht: Einmal die sich aus der Windmessung ergebenden mittleren Windgeschwindigkeiten und einmal die sich aus den benachbarten realen Werten ergebenden Windgeschwindigkeiten. Für diese realen Werte wurden die Ergebnisse des durchschnittlichen Windjahres 2021 verwendet.

Für sämtliche 4 Fälle wurden Ertragsermittlungen nach der IEC Norm 6400-12.1 und der technischen Richtlinie TR 6 Version 11 durchgeführt. Neben den Erträgen wurden auch Qualitätsbeurteilungsgrößen wie Volllaststunden, Wirkungsgrade, Auslastungen, Standortgüte und Windleistungsdichte ermittelt und in Tabellenform dargestellt. Ebenso wurden die sich aus den Häufigkeitsverteilungen resultierenden Stillstandzeiten und Zeiten mit nur geringem Ertrag ermittelt.

In Bayern gilt ja als Mindestempfehlung für die Windhöffigkeit eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s in 150 m Nabenhöhe. Diese Mindestschranke wird hier in allen Fällen erfüllt. Nimmt man jedoch die klassische Bewertungsmaße der Standortgüte (das Verhältnis von Ertrag zu Referenzertrag mindestens 60%) als Bewertungsmaßstab, so erfüllen beide Windradtypen bei den aus den Realerträgen ermittelten Windgeschwindigkeiten diese Schranke nur bedingt. Ebenso die z. B. in BW verwendete mittlere Windleistungsdichte von 215 W/m². Ernüchternd sind auch die Zeiten mit geringer Leistungserzeugung: so wird zusammengefasst in der Hälfte des Jahres weniger als 20 % der Nennleistung abgegeben, darunter 42 – 55 Tage mit absolutem Stillstand. D. h. der eigentliche Jahresertrag wird an wenigen Monaten erzeugt, eine gleichmäßige Versorgung von soundso viel Haushalten ist nicht gegeben. Gewinn wird durch die hohe Subvention des Strompreises (Bei Schwachwindgebieten bis zu 11,39 ct/kWh) erzielt, nicht aber durch eine hohe Stromproduktion.

2. Der Standort

Die Lage des Standortes kann aus der Karte von Juwi in Abbildung 1 entnommen werden. Es handelt sich um 5 Einzelanlagen mit verschiedenen geographischen Höhenlagen:

WEA1	318 m
WEA2	362 m
WEA3	348 m
WEA4	353 m
WEA5	380 m

Die Bezeichnungen für die einzelnen Anlagen wurden so erhalten und übernommen. Die gemittelte Höhe aus den 5 Anlagen beträgt 352,2 m.

Weitere technische Details der Anlagen, wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser etc. sind in den Ergebnistabellen angegeben.

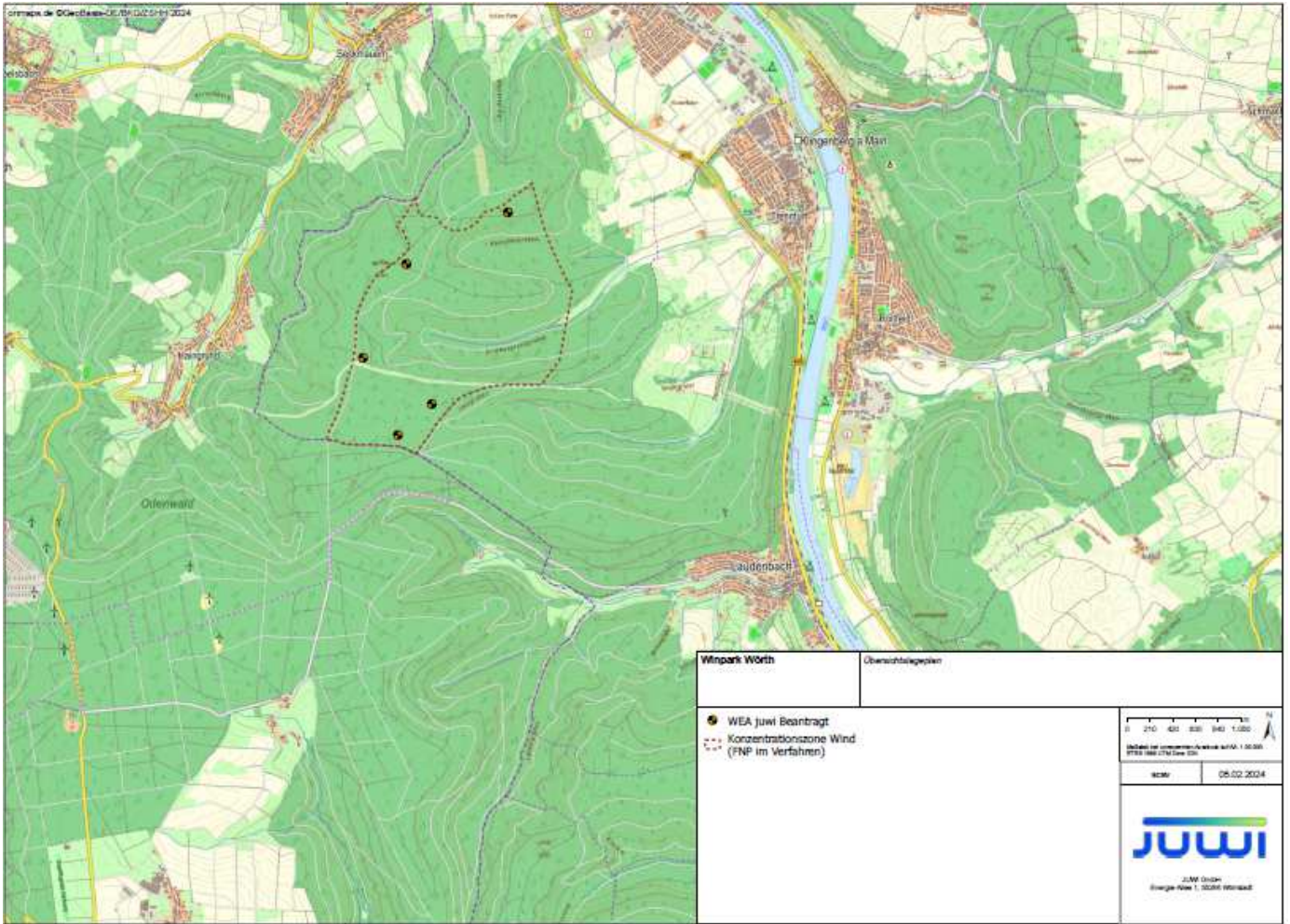


Abbildung 1: Lage der 5 Windräder (aus Juwi-Karte)

Wie aus Abbildung 1 zu erkennen ist, liegen südwestlich der geplanten Standorte in Hessen in unmittelbarer Nähe 3 Windräder, deren Erträge vom Netzbetreiber Amprion erfasst werden. Sie haben eine mittlere Standhöhe von 440 m, d. h. Windräder von Würth liegen im Niveau ca. 90 m tiefer als jene 3 Vergleichsanlagen in Lützelbach.

3. Windhöffigkeit

Für die Windhöffigkeit wurden einmal die Daten aus der Windmessung verwendet und alternativ sogenannte reale Geschwindigkeitsdaten. Hierzu wurden aus den veröffentlichten Daten von in der Nähe liegenden Windrädern die dazu gehörigen Geschwindigkeiten rückgerechnet. Wie das genau erfolgte, ist in der beiliegenden Broschüre „**Ermittlung einiger Kenngrößen aus den Erträgen von Windrädern**“ beschrieben. Es ist zwar speziell auf Beispiele in BW abgestimmt, aber die mathematischen Beziehungen sind allgemein gültig.

Weiterhin muss bei der Ermittlung der Geschwindigkeiten häufig von einer bekannten Höhe in eine andere interpoliert werden. Die geschieht über die sogenannte Hellmann Extrapolation:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

Darin ist v_1 eine bekannte Geschwindigkeit in der Höhe h_1 und v_2 die zu interpolierende Geschwindigkeit in der Höhe h_2 . Allerdings gilt diese Interpolation nur innerhalb eines senkrechten Profils, keinesfalls für zwei völlig beliebig auseinander liegende Punkte. Weiterhin sollte kein Druckgradient in Strömungsrichtung vorhanden sein, ebenso keine Geschwindigkeitskomponenten quer und senkrecht zur Strömung. Der Exponent α ist der sogenannte Hellmann Exponent und ist im süddeutschen Binnenland $\alpha = 0,25$. Dieser Wert wird auch innerhalb des EEG zur Definition des Referenzertrages ermittelt.

Zunächst müssen die mittleren Geschwindigkeiten für die Nabenhöhen der beiden in Frage kommenden Windradtypen ermittelt werden, für die V-162 6.2 sind dies 169 m, und für die GE 5.3 – 158 nur 151 m. Hierzu wurden die drei Anlagen nordwestlich vom Bremhof als Referenzanlagen verwendet. Sämtliche Daten hierfür sind in der nachfolgenden Tabelle eingetragen:

Auswertung Lützelbach/Hainhaus 2021.
Datenquellen: Amprion, Hessischer Windatlas

Anlage	WEA 3	WEA 8	WEA 9	Einheit
Typ	V112 - 3.0	V112 - 3.0	V126 - 3.3	
Standhöhe	439	443	431	m
Nabenhöhe	119	119	137	m
Bruttohöhe	558	562	568	m
Rotordurchmesser	112	112	126	m
Rotorfläche	9.852	9.852	12.469	m ²
Nennleistung	3000	3000	3300	kW
Luftdichte	1,177	1,176	1,175	kg/m ³
Referenzertrag	9.558	9.558	11.925	MWh
Jahresertrag (Netto)	5.873	5.873	7.536	MWh
Jahresertrag (Brutto)	6.182	6.182	7.933	MWh
Volllaststunden	1.958	1.958	2.284	h
Standortgüte	61,4	61,4	63,2	%
Durchschnittl. Leistung	706	706	906	kW
Auslastung	23,5	23,5	27,4	%
v_m	5,6	5,6	5,7	m/s
E_mittl	196	196	212	W/m ²
E_kapp	194	194	209	W/m ²

Windräder am Standort Hainhaus erreichen 2021 im Realbetrieb eine mittlere Windgeschwindigkeit $v_m = 5,7$ m/s in 140 m Höhe.

Tabelle 1: Auswertung Ertragsdaten Lützelbach/Hainhaus 2021. Datenquelle: Amprion

Die Anlagenbezeichnungen sind so in den Anlagestammdaten enthalten und wurden so übernommen. Aus den grün unterlegten Daten wurden gemäß der oben erwähnten Beschreibung die rot unterlegten mittleren Geschwindigkeiten ermittelt. Die Luftdichte wurde dabei über eine vereinfachte barometrische

Höhenformel für die jeweilige Bruttohöhe (Standhöhe + Nabenhöhe) ermittelt. Netto Ertrag ist der tatsächlich abgelieferte Ertrag, also ohne die Anteile infolge genehmigungsrechtlicher Stillstände wie z. B. Abschaltung wegen Fledermausflug. Die am Standort herrschende Windgeschwindigkeit wird aber durch diese Abschaltung nicht reduziert, also muss der Nettoertrag durch diese Ertragseinbußen korrigiert werden. Hierfür wurde –um auch andere Effekte wie Vereisung- abzudecken, ein Verlust von 5% angenommen. D. h. der Ertrag zur Geschwindigkeitsermittlung wurde entsprechend erhöht, es wird so getan, als ob keine Verluste vorhanden seien. Dies ergibt den Bruttoertrag für den dann durch eine iterative Ertragsrechnung die dazugehörige Geschwindigkeit (rot hervorgehoben) ermittelt wurde. Daraus wurden dann schließlich die hellblau hervorgehobenen übrigen Kenngrößen ermittelt.

Als mittlere Windgeschwindigkeit aus den 3 Anlagen wurde nun diejenige der größten Anlage, der WEA 9 angenommen, also $v_m = 5,7 \text{ m/s}$. Die übrigen Kenngrößen sind hier weniger interessant, da es nur um die mittlere Windgeschwindigkeit geht. Man sieht aber z. B. an der Standortgüte, dass sie ganz knapp über der üblichen Mindestschranke von 60 % liegen, die von Investoren und Banken geforderten 80 % erreichen sie nicht. Ebenso kann die sogenannte mittlere gekappte Windleistungsdichte, die z. B. in BW als Eignungsschwelle empfohlenen 215 W/m^2 nicht erreichen.

Somit hätte man jetzt die mittlere Windgeschwindigkeit an einem benachbarten Ort in 140 m über Grund zu $5,7 \text{ m/s}$. Dieser Wert muss jetzt noch über die oben erwähnte Hellmann Extrapolation auf die Nabenhöhen von 161 und 169 umgerechnet werden. Dies ergibt:

$$\begin{aligned} \text{für } 151 \text{ m: } v_m &= 5,7 \cdot (151/140)^{0,25} = 5,81 \text{ m/s} \\ \text{für } 169 \text{ m: } v_m &= 5,7 \cdot (169/140)^{0,25} = 5,97 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Somit hätte man nun die mittleren Windgeschwindigkeiten aus den realen Ertragswerten für die Nabenhöhen von 161 m und 169 m, aber eben im benachbarten hessischen Lützelbach.

Das Niveau der geplanten Windräder in Bayern liegt aber wie oben erwähnt etwa 90 m tiefer, und ein in Abbildung 2 dargestelltes Geländeprofil in Google Earth belegt dies. (Laut dem hessischen Windatlas ist die Hauptwindrichtung in dem Gebiet aus südwestlichen Richtungen. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Geländeschnitt entlang dieser Hauptwindrichtung.) Die Höhendifferenzen sind natürlich extrem überhöht, da Längs- und Höhenmaßstab völlig unterschiedlich sind. (Bild und Geländeschnitt aus Google Earth). Man sieht aber, dass die Windräder in Hessen nördlich von Bremhof auf einem höheren Geländeniveau liegen, als die geplanten Standorte für Wörth.

Wenn nun der Wind von einer höheren Ebene in eine tiefere Ebene strömt, weitet sich der Strömungsquerschnitt aus, der Wind wird dadurch etwas verzögert. Die Windgeschwindigkeiten auf der bayerischen Seite der Grenze werden also etwas geringer sein als auf der hessischen Seite. Der hessische Windatlas ist zwar grenzüberschreitend (er hört nicht abrupt an der Landesgrenze auf), gibt aber keine Geschwindigkeitswerte, sondern nur Geschwindigkeitsrichtungen an. Eine Hellmann Extrapolation von Hessen nach Bayern ist nicht zulässig, da es sich nicht mehr um eine Extrapolation entlang eines vertikalen Profils handelt, sondern entlang einer diagonalen Linie in komplexem Gelände.

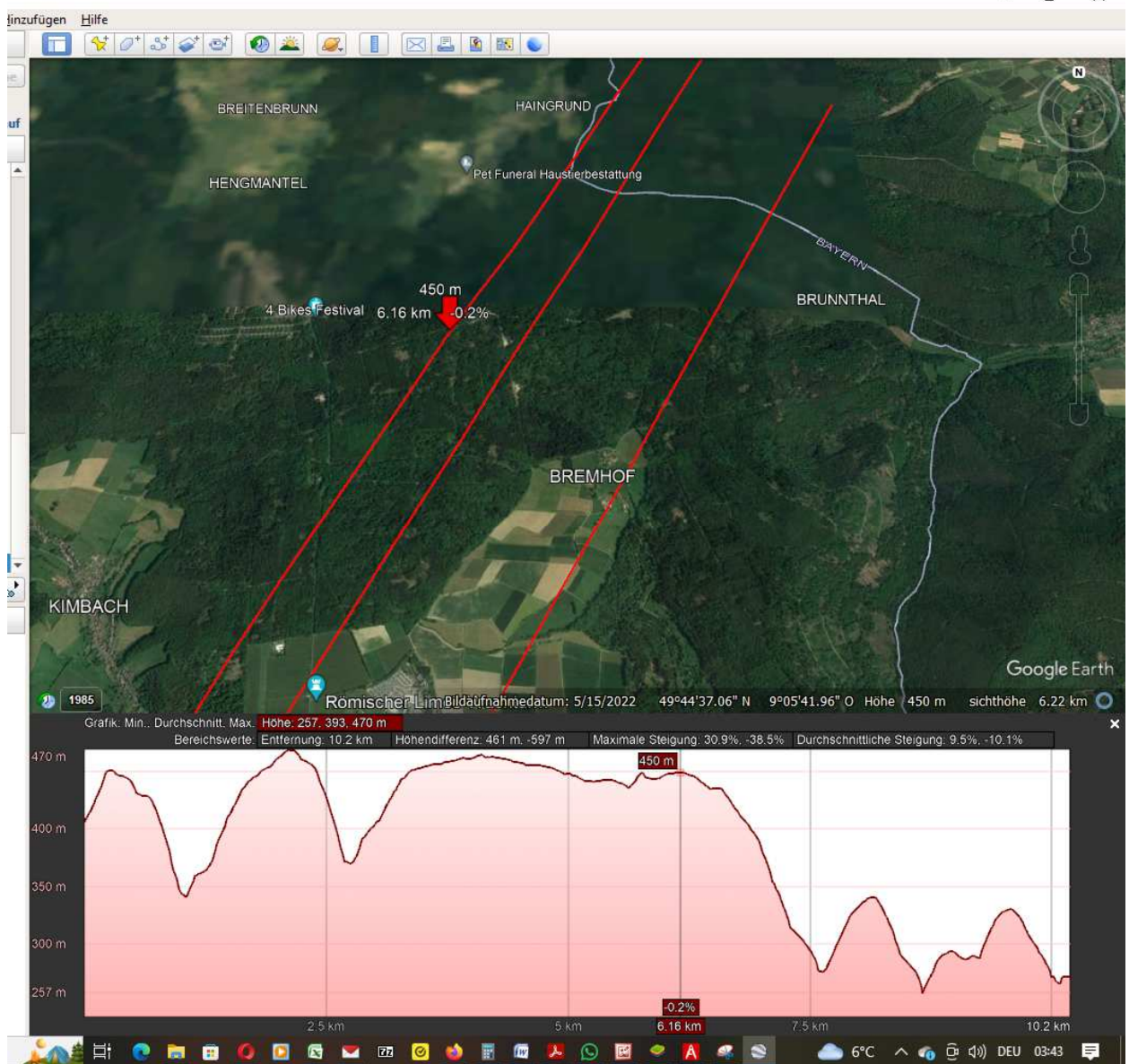


Abbildung 2: Unterschiedliche Höhenniveaus in Hessen und im benachbarten Bayern.
(Quelle: Google Earth).

Deshalb wurde der Windatlas des DWD zu Rate gezogen. Er bietet ähnlich dem bayerischen Windatlas interaktive Karten für ganz Deutschland an, ist also an den Landesgrenzen grenzüberschreitend. Er arbeitet zudem mit einem ähnlichen Prinzip wie der bayerische Windatlas, der Lösung der Reynolds gemittelten Navier-Stokes Gleichungen. Die Ergebnisse sind nicht identisch, aber es kann davon ausgegangen werden, dass zumindest die Gradienten einigermaßen korrekt wiedergegeben werden. Und dieser DWD Atlas zeigt beim Übergang von Lützelbach in das Gebiet des geplanten Windparks von Wörth ein Geschwindigkeitsdefizit von 0,2 m/s an, d. h. die mittlere Geschwindigkeit in BY ist um 0,2 m/s geringer als diejenige in Hessen.

Berücksichtigt man dies, so hat man schließlich für das Gebiet in Bayern folgende mittleren Geschwindigkeiten:

$$\begin{aligned} \text{für } 151 \text{ m: } v_m &= 5,61 \text{ m/s} \\ \text{für } 169 \text{ m: } v_m &= 5,77 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Dies wäre schon mal deutlich geringer als die Messungen in 150 m Höhe über Grund mit 6.0 -6,5 m/s. Eine weitere Vergleichsmöglichkeit gibt es in Bayern selbst: Etwa 20 km südöstlich gibt es zwischen den Orten Schippach und Heppdiel 3 Nordex N117-2.400 mit 141 m Nabenhöhe. Führt man auch hier für den im bayerischen Windatlas angegebenen Ertrag von 4.610 MWh eine Geschwindigkeitsberechnung nach o. g. Muster durch, so erhält man für 140 m Nabenhöhe einen Wert von $v_m = 4,85$ m/s. Der Windatlas gibt dagegen einen Wert von $v_m = 5,85$ m/s an, also 1 m/s zu viel!

In dem bei Würth in Frage kommenden Bereich gibt der Windatlas einen mittleren Wert von 6,3 m/s in 140 m Höhe an. Geht man auch hier davon aus, dass dies um 1 m/s zu hoch ist (An den Landesgrenzen ist der Windatlas besonders ungenau) so wäre die tatsächliche Geschwindigkeit $v_m = 5,30$ m/s in 140 m Höhe. Umgerechnet auf die entsprechenden Nabenhöhen ergibt sich dann:

$$\begin{aligned} \text{für 151 m: } v_m &= 5,3 \cdot (151/140)^{0,25} = 5,4 \text{ m/s} \\ \text{für 169 m: } v_m &= 5,3 \cdot (169/140)^{0,25} = 5,6 \text{ m/s} \end{aligned}$$

Bildet man nun die Mittelwerte aus den aus Hessen extrapolierten Werten und den in BY ermittelten Werten, so hat man wahrscheinlich die beste Abschätzung für die mittlere Geschwindigkeit. Also:

$$\begin{aligned} \text{für 151 m: } v_m &= (5,4 \text{ m/s} + 5,6 \text{ m/s}) / 2 = 5,5 \text{ m/s} \\ \text{für 169 m: } v_m &= (5,6 \text{ m/s} + 5,77 \text{ m/s}) / 2 = 5,7 \text{ m/s} \end{aligned} \tag{1}$$

Für die mittleren Geschwindigkeiten aus der Geschwindigkeitsmessung ist der Rechenweg wesentlich einfacher: Die Messwerte in 150 m über Grund bewegen sich zwischen 6.0 m/s und 6,5 m/s, der Mittelwert beträgt also 6,25 m/s. Rechnet man nun auch diesen Wert gemäß der Hellmann Extrapolation auf die Nabenhöhen hoch, so erhält man:

$$\begin{aligned} \text{für 151 m: } v_m &= 6,25 \cdot (151/150)^{0,25} = 6,25 \text{ m/s} \\ \text{für 169 m: } v_m &= 6,25 \cdot (169/150)^{0,25} = 6,44 \text{ m/s} \end{aligned} \tag{2}$$

Die Beziehungen (1) und (2) geben nun zwar die Werte in den richtigen Nabenhöhen an, aber noch bezogen auf die mittlere Standhöhe von 352,5 m. Rechnet man dies noch auf die aktuellen Standhöhen um, so erhält man schließlich die endgültigen Werte für die mittleren Geschwindigkeiten:

GE 5.5 158	151 m	$v_m = 6,25$	$v_m = 5,5:$
	(Nabenhöhe)	(Messung)	(Real)
WEA 1	318 m	6,06	5,33
WEA 2	362 m	6,30	5,55
WEA 3	348 m	6,23	5,48
WEA 4	353 m	6,25	5,50
WEA 5	380 m	6,39	5,63
	352,2		
		6,25	5,50

V162 - 6.2	169 m	$v_m = 6,44$	$v_m = 5,7:$
	(Nabenhöhe)	(Messung)	(Real)
WEA 1	318 m	6,25	5,53
WEA 2	362 m	6,49	5,75
WEA 3	348 m	6,42	5,68
WEA 4	353 m	6,44	5,70
WEA 5	380 m	6,59	5,83

Tabelle 2: Geschwindigkeitswerte für die Ertragsermittlungen.

4. Ergebnisse

Die mit diesen Geschwindigkeitswerten ermittelten Erträge und die daraus resultierenden Kennwerte sind in den nachfolgenden Tabellen und Diagrammen ausführlich dargestellt. In den Tabellen sind die grün unterlegten Daten Ausgangswerte (Geschwindigkeit, Referenzertrag, Luftdichte), oder technische Daten der Anlage. Die Luftdichte wurde mit einer üblichen vereinfachten Version der barometrischen Höhenformel anhand der geographischen Höhenlagen der Standorte ermittelt. Zu den einzelnen Größen hier einige Hinweise:

- **Bruttohöhen:** Standhöhe plus Nabenhöhe.
- **Gesamthöhe:** Gesamthöhe der Anlage, Turm plus halber Rotordurchmesser.
- **Nennleistung:** Die maximale Leistung, die der Generator abgeben kann. Diese wird in der Regel bei 11m/s bis 12 m/s Windgeschwindigkeit, der Nennwindgeschwindigkeit, erreicht. Schneller dreht der Rotor nicht um ein Überdrehen des Generators zu vermeiden.
- **Referenzertrag:** Anlagenspezifischer Ertrag, den die Anlage in einem laut EEG definierten Norm-Geschwindigkeitsfeld bei Standardluftdruck erbringt. Der Referenzertrag ist abhängig von den technischen Daten der Anlage und der Kennlinie der Anlage und der Nabenhöhe. Er wird vom Hersteller angegeben, kann aber anhand der EEG Definitionen und bei Kenntnis der Kennlinie einer Anlage auch selber ermittelt werden. Es ist quasi der Normertrag, den eine Anlage mit gegebener Größe erbringen sollte.
- **Nettoertrag:** Der Ertrag, den die Anlage als elektrische Leistung abgeliefert hat. Also bereits ohne sämtliche Verluste infolge Stillstand. Der wegen angeordneter Stillstände infolge Netzüberlastung entgangene sogenannte Phantomstrom wird durch die Bundesnetzagentur entschädigt und erscheint nicht in den EEG Bilanzen.
- **Bruttoertrag:** Um die Stillstandanteile aufgewerteter Nettoertrag.
- **Volllaststunden (VLh):** Verhältnis von Jahresertrag zu installierter Nennleistung. Der Wert (in h) gibt an, wie viele Stunden die Anlage mit der Nennleistung hätte laufen müssen um den Jahresertrag zu erbringen, die übrige Zeit des Jahres hätte sie dann stillstehen können. War früher ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit, Standorte unter 2.000 VLh galten als unwirtschaftlich. (Das Jahr hat 8760 h). Offshore Windräder erreichen bis zu 4.000 VLh, im Binnenland liegt der Bundesdurchschnitt unter 2.000 h, im Süden sogar deutlich darunter. Mittlerweile werden aber die VLh speziell im Binnenland durch spezielle Schwachwindanlagen „getuned“ Man kombiniert relativ kleine Generatoren mit großen Rotoren. Die Nennleistung wird im Binnenland aufgrund der Windhäufigkeit nur selten erreicht, der große Rotor sorgt dann für einen höheren Ertrag bei geringeren Windgeschwindigkeiten, dividiert durch die geringere Nennleistung ergibt dies eine erhöhte Anzahl von Volllaststunden. Insofern stellt die 2.000 VLh Grenze keinem Maßstab mehr da. Die Hersteller preisen ihre Anlagen mit 2500 VLh für das Binnenland an, die bei entsprechender Windhäufigkeit auch erreicht werden.
- **Standortgüte:** Verhältnis von Nettoertrag zu Referenzertrag in (%). Ist nach wie vor eine sehr geeignete Größe zur objektiven Beurteilung eines Standortes. Gute Standorte haben Standortgüten von 100 % und mehr, die schlechten Binnenstandorte liegen darunter. Lange Zeit galten 60 % Standortgüte als Mindestvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb, Banken und Investoren verlangten zur Finanzierung gar den Nachweis einer Standortgüte von 80 % Die EEG Vergütung erfolgt nach dieser Standortgüte, und zwar dergestalt, dass die schlechtesten Standorte am höchsten vergütet werden und umgekehrt. Mittlerweile sind die Subventionen so hoch, dass so ziemlich jedes Windrad finanziellen Gewinn erzielt. Im bayerischen Windatlas heißt es: bereits ab 40% Standortgüte ist eine wirtschaftliche Stromerzeugung möglich. Das mag zwar aufgrund der hohen Subventionen zutreffen, aber das Verhältnis von Aufwand (Anlagengröße) zum Stromertrag ist schlichtweg indiskutabel.
- **Durchschnittliche Leistung:** Jahresertrag dividiert durch Anzahl der Jahresstunden (8760). Gibt die Leistung an, die bei durchgehendem konstantem Betrieb erbracht worden wäre.

- **Auslastung:** Verhältnis von durchschnittlicher Leistung zur Nennleistung. Der Anteil der Nennleistung der im Jahresmittel erbracht wurde. Liegt im Binnenland bestenfalls bei 25 %, meist eher nahe bei 20 %.
- **Anzahl Haushalte:** Anzahl der Haushalte, die mit dem Jahresertrag versorgt werden könnten wenn er denn kontinuierlich verteilt erbracht worden wäre. Der durchschnittliche Verbrauch eines 3-Personenhaushaltes wurde hier mit 3.500 kWh/a angenommen. (Ein statistischer Durchschnittswert).
- **Mittlere spezifische Windleistungsdichte (E_{mittl}):** Gibt die durchschnittliche Leistung des Windes pro m^2 Querschnittsfläche an, die am Standort zur Verfügung steht. Im Prinzip die am besten geeignete Größe zur Beurteilung eines Standortes, da sie von den technischen Daten einer Anlage völlig unabhängig ist und nur die reine Strömungsqualität beurteilt. In ihr wird beispielsweise der Effekt der dritten Potenz der Geschwindigkeit in der Leistungsermittlung berücksichtigt, ebenso der Effekt der mit der Höhe variablen Dichte. Sie muss recht aufwändig über eine Integration der 3. Potenz der jeweiligen Geschwindigkeitsklasse über alle Geschwindigkeitsklassen ermittelt werden, wobei der Wert der Geschwindigkeitsklasse von der Häufigkeitsverteilung abhängt.
- **Mittlere gekappte Windleistungsdichte (E_{kapp}):** Mit der o. g. mittleren Leistungsdichte könnte man durch Multiplikation mit der Rotorfläche direkt die theoretisch im Wind steckende Leistung ermitteln. Nun bewirken aber Geschwindigkeiten oberhalb der Nennleistung der Anlage keine Zunahme der elektrischen Leistung mehr, d. h. für den Generator bleibt die Geschwindigkeit bei der Nenngeschwindigkeit stehen. Dies wird durch Einführung einer Kappungsgeschwindigkeit bei der Ermittlung der Windleistungsdichte berücksichtigt. Ist die Geschwindigkeit höher als die Kappungsgeschwindigkeit, wird sie gleich der Kappungsgeschwindigkeit gesetzt. Als Kappungsgeschwindigkeit wurden 15 m/s gewählt, mit folgendem Hintergrund: Manche Windräder erreichen die Nennleistung erst bei 12,5 und 13 m/s (die Siemens WT Serie z. B.). Stehen sie in Parkanordnung kann sich infolge der gegenseitigen Beeinflussung das Erreichen der Nennleistung weiter nach hinten verschieben. Ebenso in Höhenlagen wegen der geringeren Luftdichte insofern hat man eine Kappungsgeschwindigkeit von 15 m/s gewählt, da dann bei jeder Anlage und an jedem Standort die Nennleistung erreicht sein dürfte. Grundsätzlich ist die gekappte Windleistungsdichte keine physikalisch definierte Größe, man kann die Kappungsgeschwindigkeit beliebig definieren. Um nun damit die Windhöflichkeit zu beurteilen muss man einen Vergleichsmaßstab definieren, da anhand des reinen Zahlenwertes die absolute Qualität eines Standortes nicht beurteilt werden kann. Hier wurde nun als Mindestschwelle ein Wert von $E_{\text{kapp}} = 215 \text{ W/m}^2$ in 160 m über Grund festgelegt. Anhand der mathematischen Definition wird dieser Wert im Binnenland bei einer Standhöhe von etwa 500 m bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,75 m/s erreicht. Bei den mittlerweile üblichen Großanlagen entspricht dies einer Standortgüte von 60 – 65 %. Diese mittlere gekappte Windleistungsdichte wird sowohl im bayerischen Windatlas als auch im Windatlas von BW als Zielgröße mit ausgegeben. In BW dient seit 2019 die Mindestschwelle von 215 W/m^2 gar als ausschließliche Beurteilungsgröße für die Eignung eines Standortes für die Windenergie.

In den folgenden Tabellen handelt es sich bei den blau hervorgehobenen Größen um berechnete Kenngrößen, die lila hervorgehobenen sind besonders wichtige und aussagekräftige Größen.

4.1 GE 5.5-158 bei Realverhältnissen

Nachfolgend die Ergebnisse für die GE 55 -158 bei Realverhältnissen 151 m Nabenhöhe (5,5 m/s).

Prognose Wörth/Main.

Windrad Typ GE 5.5 - 158 bei $v_m = 5,5$ m/s (angenommene Realverhältnisse), 151 m Nabenhöhe)

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Mittelwert	Einheit
Typ	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	
Standhöhe	318	362	348	353	380	352,2	m
Nabenhöhe	151	151	151	151	151	151	m
Bruttohöhe	469	513	499	504	531	503,2	m
Rotordurchmesser	158	158	158	158	158	158	m
Rotorfläche	19.607	19.607	19.607	19.607	19.607	19.607	m ²
Gesamthöhe	230	230	230	230	230	230	m
Nennleistung	5500	5500	5500	5500	5500	5500	kW
Luftdichte	1,188	1,182	1,184	1,183	1,180	1,183	kg/m ³
v_m	5,33	5,55	5,48	5,5	5,63	5,498	m/s
Referenzertrag	20.551	20.551	20.551	20.551	20.551	20.551	MWh
Jahresertrag (Brutto)	11.243	12.213	11.906	11.990	12.564	11.990	MWh
Jahresertrag (Netto)	10.681	11.602	11.311	11.391	11.936	11.391	MWh
Volllaststunden	1.942	2.110	2.056	2.071	2.170	2.071	h
Standortgüte	52,0	56,5	55,0	55,4	58,1	55,4	%
Durchschnittl. Leistung	1.219	1.324	1.291	1.300	1.363	1.300	kW
Auslastung	22,2	24,1	23,5	23,6	24,8	23,6	%
Anzahl Haushalte	3.052	3.315	3.232	3.254	3.410	3.254	(-)
E_mittl	175	197	190	192	205	192	W/m ²
E_kapp	174	195	188	190	202	190	W/m ²
alpha	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	(-)

Gesamtwerte:

Ertrag (Brutto)	59.916	MWh
Jahresertrag (Netto)	56.920	MWh
Anzahl Haushalte	16.263	(-)

Tabelle 3: GE 5.5 – 158 bei Realverhältnissen (5,5 m/s).

Bei der Anlage handelt es sich um eine Schwachwindanlage, dafür sind die Volllaststunden recht bescheiden, normalerweise erreichen diese an guten Standorten im Binnenland 2.500 Vlh. Ein erster Hinweis auf einen nicht allzu guten Standort. Deutlicher wird das bei der Standortgüte, nur die Anlage mit der höchsten Standhöhe erreicht die 60% fast (58,1%) ansonsten liegen sie teils klar darunter. Noch deutlicher wird dies bei der gekappten Windleistungsdichte, hier werden die 215 W/m² von keiner Anlage erreicht. Allerdings dürfte eine angeblich wirtschaftliche Stromerzeugung bei einer (hochsubventionierten) Vergütung von 11,39 ct. Pro kWh kein Problem sein. Ist leider so derzeit in Bayern.

4.2 GE 5.5 -158 aus Windmessungen hochgerechnet

Prognose Wörth/Main.

Windrad Typ GE 5.5 - 158 bei $v_m = 6,25$ m/s (aus Windmessung hochgerechnet), 151 m Nabenhöhe)

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Mittelwert	Einheit
Typ	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	GE 5.5 - 158	
Standhöhe	318	362	348	353	380	352,2	m
Nabenhöhe	151	151	151	151	151	151	m
Bruttohöhe	469	513	499	504	531	503,2	m
Rotordurchmesser	158	158	158	158	158	158	m
Rotorfläche	19.607	19.607	19.607	19.607	19.607	19.607	m ²
Gesamthöhe	230	230	230	230	230	230	m
Nennleistung	5500	5500	5500	5500	5500	5500	kW
Luftdichte	1,188	1,182	1,184	1,183	1,180	1,183	kg/m ³
v_m	6,06	6,3	6,23	6,25	6,41	6,25	m/s
Referenzertrag	20.551	20.551	20.551	20.551	20.551	20.551	MWh
Jahresertrag (Brutto)	14.642	15.648	15.361	15.438	16.107	15.438	MWh
Jahresertrag (Netto)	13.910	14.866	14.593	14.666	15.302	14.666	MWh
Volllaststunden	2.529	2.703	2.653	2.667	2.782	2.667	h
Standortgüte	67,7	72,3	71,0	71,4	74,5	71,4	%
Durchschnittl. Leistung	1.588	1.697	1.666	1.674	1.747	1.674	kW
Auslastung	28,9	30,9	30,3	30,4	31,8	30,4	%
Anzahl Haushalte	3.974	4.247	4.169	4.190	4.372	25.144	(-)
E_{mittl}	258	288	279	282	303	282	W/m ²
E_{kapp}	251	278	270	277	291	277	W/m ²
alpha	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	(-)

Gesamtwerte:

Ertrag (Brutto)	77.196	MWh
Jahresertrag (Netto)	73.336	MWh
Anzahl Haushalte	20.953	(-)

Tabelle 4: GE 5.5 – 158 aus Windmessungen hochgerechnet (6,25 m/s).

Aufgrund der hohen Windgeschwindigkeit liegen nun bereits die Volllaststunden ein einem für die Anlagengröße akzeptablen Bereich. Ebenso erfüllen auch Standortgüte und Windleistungsdichte die vorgegebenen Empfehlungen.

4.3 V 162 – 6.2 bei Realverhältnissen

Prognose Wörth/Main.

Windrad Typ V 162 - 6.2 bei $v_m = 5,7$ m/s (angenommene Realverhältnisse), 169 m Nabenhöhe

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Mittelwert	Einheit
Typ	V 162 -6.2	V 162 -6.2	V 162-6.2	V 162 – 6.2	V 162 -6.2	V 162 – 6.2	
Standhöhe	318	362	348	353	380	352,2	m
Nabenhöhe	169	169	169	169	169	169	m
Bruttohöhe	487	531	517	522	549	521,2	m
Rotordurchmesser	162	162	162	162	162	162	m
Rotorfläche	20.612	20.612	20.612	20.612	20.612	20.612	m ²
Gesamthöhe	250	250	250	250	250	250	m
Nennleistung	6200	6200	6200	6200	6200	6200	kW
Luftdichte	1,185	1,180	1,182	1,181	1,178	1,181	kg/m ³
v_m	5,53	5,75	5,68	5,7	5,83	5,7	m/s
Referenzertrag	23.199	23.199	23.199	23.199	23.199	23.199	MWh
Jahresertrag (Brutto)	13.262	14.372	14.025	14.120	14.769	14.120	MWh
Jahresertrag (Netto)	12.599	13.653	13.324	13.414	14.031	13.414	MWh
Volllaststunden	2.032	2.202	2.149	2.164	2.263	2.164	h
Standortgüte	54,3	58,9	57,4	57,8	60,5	57,8	%
Durchschnittl. Leistung	1.438	1.559	1.521	1.531	1.602	1.531	kW
Auslastung	23,2	25,1	24,5	24,7	25,8	24,7	%
Anzahl Haushalte	3.600	3.901	3.807	3.833	4.009	22.981	(-)
E_mittl	195	219	211	213	228	213	W/m ²
E_kapp	193	215	208	210	223	210	W/m ²
alpha	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	(-)

Gesamtwerte:

Ertrag (Brutto)	70.548	MWh
Jahresertrag (Netto)	67.021	MWh
Anzahl Haushalte	19.149	(-)

Tabelle 5: V 162 – 6.2 bei Realverhältnissen (5,7 m/s).

Die Verhältnisse sind gegenüber der GE 5,4 – 158 aufgrund der etwas höheren Nabenhöhe etwas besser, aber nur am höchsten Standort werden die „strengen“ Vorgaben (gekappte Windleistungsdichte) knapp erfüllt.

4.4 V 162 – 6.2 bei hochgerechneter Windmessung

Prognose Wörth/Main.

Windrad Typ V 162 - 6.2 bei $v_m = 6,44$ m/s (hochgerechnete Messung), 169 m Nabenhöhe

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Mittelwert	Einheit
Typ	V 162 -6.2	V 162 -6.2	V 162-6.2	V 162 – 6.2	V 162 -6.2	V 162 – 6.2	
Standhöhe	318	362	348	353	380	352,2	m
Nabenhöhe	169	169	169	169	169	169	m
Bruttohöhe	487	531	517	522	549	521,2	m
Rotordurchmesser	162	162	162	162	162	162	m
Rotorfläche	20.612	20.612	20.612	20.612	20.612	20.612	m ²
Gesamthöhe	250	250	250	250	250	250	m
Nennleistung	6200	6200	6200	6200	6200	6200	kW
Luftdichte	1,185	1,180	1,182	1,181	1,178	1,181	kg/m ³
v_m	6,25	6,49	6,42	6,44	6,58	6,44	m/s
Referenzertrag	23.199	23.199	23.199	23.199	23.199	23.199	MWh
Jahresertrag (Brutto)	17.046	18.181	17.863	17.948	18.592	17.984	MWh
Jahresertrag (Netto)	16.194	17.272	16.970	17.051	17.662	17.085	MWh
Volllaststunden	2.612	2.786	2.737	2.750	2.849	2.756	h
Standortgüte	69,8	74,5	73,1	73,5	76,1	73,6	%
Durchschnittl. Leistung	1.849	1.972	1.937	1.946	2.016	1.950	kW
Auslastung	29,8	31,8	31,2	31,4	32,5	31,5	%
Anzahl Haushalte	4.627	4.935	4.849	4.872	5.046	29.210	(-)
E_mittl	282	314	305	308	327	308	W/m ²
E_kapp	273	300	292	294	305	294	W/m ²
alpha	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	(-)

Gesamtwerte:

Ertrag (Brutto)	89.630	MWh
Jahresertrag (Netto)	85.149	MWh
Anzahl Haushalte	24.328	(-)

Tabelle 6: V 162 – 6.2 bei hochgerechneter Windmessung (6,44 m/s).

Auch hier werden aufgrund der hohen Windgeschwindigkeit sämtliche Kriterien erfüllt.

5. Häufigkeitsverteilungen

Bei der Ertragsermittlung muss ja die Häufigkeit der Geschwindigkeitsverteilung mit der Leistungskurve der Anlage verknüpft werden, daraus entstehen dann die Ertragsverteilung und schließlich der Gesamtertrag. Für die Häufigkeitsverteilung wird das Geschwindigkeitsspektrum in einzelne Geschwindigkeitsklassen von jeweils 0.5 m/s Unterschied aufgeteilt. Also 0 – 0,5 m/s, 0,5 – 1 m/s, 1 – 1,5 m/s usw. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der einzelnen Geschwindigkeitsklassen ist durch die Verteilungsfunktion $f(u)$ gegeben. Hierfür wird die Dichteverteilung einer Weibullfunktion angenommen.

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

Mit den Formparameter k und dem Skalenparameter A . Der Skalenparameter A ist dabei von der mittleren Geschwindigkeit abhängig und kann aus ihr ermittelt werden. Der Formparameter k ist ein dimensionsloser Faktor und liegt im Binnenland so zwischen 1,8 und 2,1. Für eine typische Mittelgebirgslandschaft ist er etwa 1,95. Damit kann über diese mathematische Funktion die Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeit anhand von 2 Parametern dargestellt werden. Dies ist laut allgemeiner Auffassung die bestmögliche Approximation der experimentell beobachteten Geschwindigkeitsverteilung.

In den nachfolgenden Diagrammen sind nun die jeweiligen Häufigkeitsverteilungen der Geschwindigkeit als blaue Säulen dargestellt. Die Länge der Säulen geben die Häufigkeit der betreffenden Geschwindigkeitsklasse in % des Jahres an. So tritt z. B. in Abbildung 3 die Geschwindigkeitsklasse 4,0 – 4,5 m/s an 6,7 % des Jahres auf, das sind 587 h oder 24,5 Tage. Diese Zeit tritt natürlich nicht zusammenhängend auf, sondern beliebig über das Jahr verteilt.

Wie man nun aus Abbildung 3 sieht, häufen sich die Geschwindigkeitsklassen um die mittlere Geschwindigkeit herum, höhere Geschwindigkeitsklassen treten immer seltener auf, Geschwindigkeiten über 20 m/s kommen praktisch nicht mehr vor. Diese stark asymmetrische Form ist typisch für die Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeiten. Bei höheren mittleren Geschwindigkeiten wird die Kurve flacher und breiter, das Maximum verschiebt sich dann nach links in Richtung höherer Geschwindigkeiten.

Die rote Kurve ist die Leistungskurve der Anlage. Sie gibt an, welche Leistung bei welcher Geschwindigkeit abgegeben wird. Man sieht, dass bis 3 m/s (Einschaltgeschwindigkeit) überhaupt keine Leistung abgegeben wird, die Maschine steht still. Das sind aber Geschwindigkeitsklassen die sehr häufig vorkommen. Ebenso steigt die Kennlinie zunächst sehr langsam an und gibt sehr wenig Leistung ab. Auch diese Geschwindigkeitsklassen kommen sehr häufig vor. Kurzum, man erkennt deutlich, dass die Häufigkeitsverteilung des Windes und die Leistungskurve der Anlage gegeneinander verschoben sind, sie passen nicht zusammen. Aufgrund der Abhängigkeit der Leistungsabgabe von der 3. Potenz der Geschwindigkeit, tragen die häufig vorkommenden geringen Geschwindigkeiten sehr wenig zum Ertrag bei, die eher selten vorkommenden höheren Geschwindigkeiten dagegen sehr viel, wie man an der magentafarbenen Ertragskurve sieht.

Das bedeutet wiederum, dass ein Windrad über die meiste Zeit des Jahres nur sehr wenig Ertrag abgibt, häufig sogar komplett still steht und nur an wenigen Monaten des Jahres richtig Strom erzeugt. Da diese Zeiten beliebig über das Jahr verteilt sind, führt dies zu der bekannten Volatilität der Windkraft, die nicht zu verhindern ist. Deshalb ist die Windstromerzeugung grundsätzlich ineffektiv.

Anhand der Ertragskurve kann man nun sehr leicht heraus filtern an welchen Tagen welche Strommengen erzeugt wurden und an wie vielen Tagen die Anlage still stand usw. Dies ist in den nachfolgenden Diagrammen für die 4 verschiedenen Szenarien für jeweils eine gemittelte Geschwindigkeit geschehen. Diese Darstellungen decken die Schwäche der Windstromerzeugung, nämlich ihre Unfähigkeit für eine zuverlässige Stromversorgung zu sorgen schonungslos auf. Wie erwähnt treten diese Schwachwind- und Stillstandzeiten nicht zusammenhängend auf, sondern beliebig über das Jahr verteilt, aber sie treten eben auf.

5.1 Häufigkeitsverteilung GE 5.5 – 158 bei Realverhältnissen

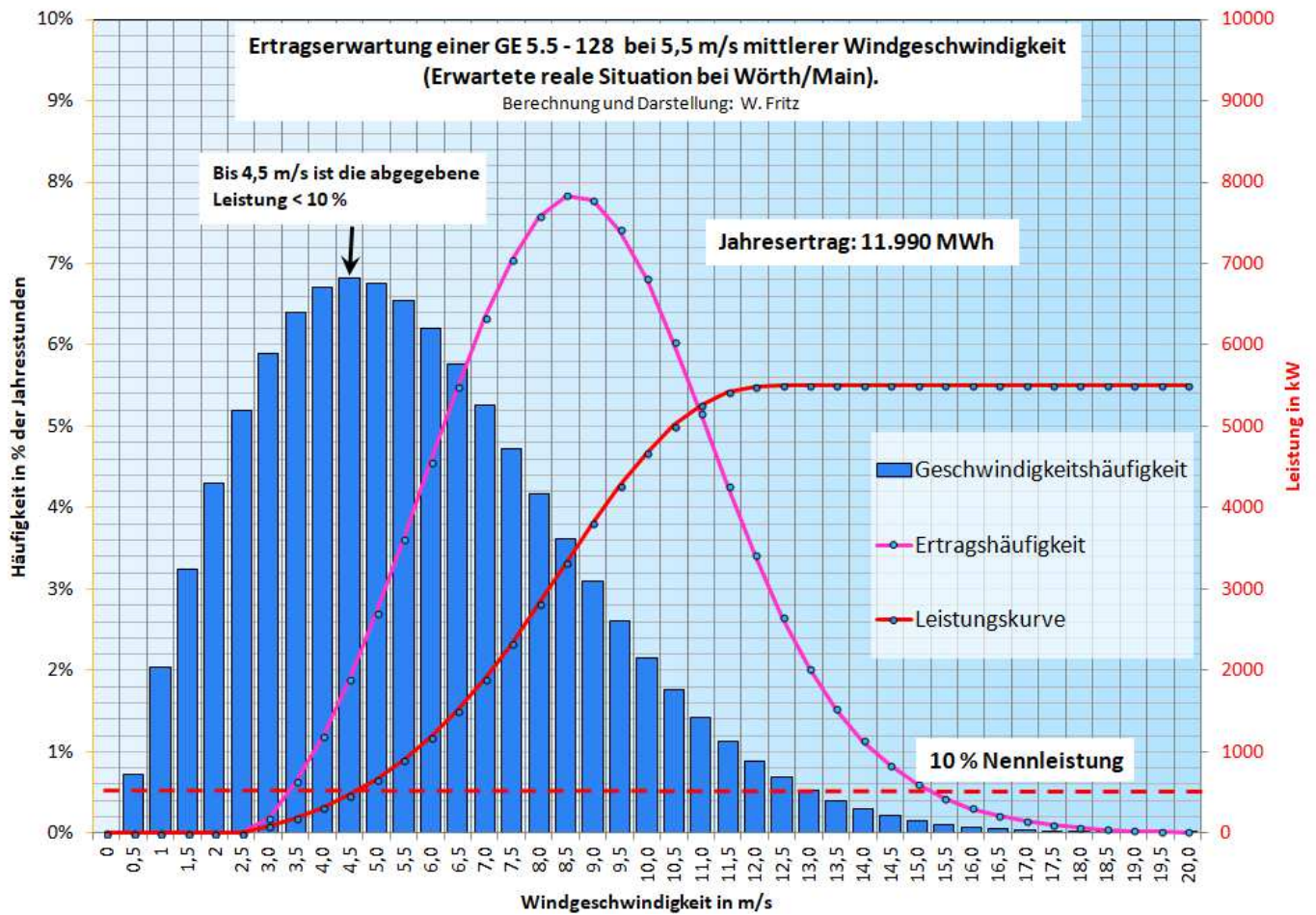


Abbildung 3: GE 5.5 – 158 Häufigkeitsverteilungen bei Realverhältnissen (5,5 m/s)

Aus den in Tabellenform vorliegenden Häufigkeitsverteilungen lassen sich folgende ernüchternde Betriebsdaten ablesen:

Tage	Leistungsanteil	Ertrag (MWh)	Anteil an Jahresertrag (%)
57	0	0	0,0
151	< 0,1	466	3,9
222	<0,2	1.770	14,8
143	>0,2	10.768	89,8
86	>0,4	9.564	79,8
46	>0,6	7.960	66,4
365		12.538	100,0

Die Tabelle besagt nun folgendes:

- An zusammengefasst 57 Tagen herrschte kompletter Stillstand
- An zusammengefasst 151 Tagen war die Leistung geringer als 10 % der Nennleistung. (Inklusive des Stillstandes. In dieser Zeit wurden 456 MWh an Strom erzeugt. Dies entspricht 3,7 % des Jahresertrages.
- An zusammengefasst 222 Tagen lag die Leistung unter 20 % der Nennleistung. (Inklusive der beiden vorherigen Anteile). In dieser Zeit wurden insgesamt 1.770 MWh Strom erzeugt. Dies entspricht 14,8 % des Jahresertrages.

D. h. an über 7 Monaten des Jahres wurden lediglich 14,8 % des Jahresertrages erzeugt! Die Windräder stehen also die meiste Zeit nur unproduktiv herum! Dies alles aufgrund der vorherrschenden Häufigkeitsverteilung des Windes. Zusätzlich können noch genehmigungsrechtlich verordnete Stillstandszeiten hinzukommen.

5.2 Häufigkeitsverteilung GE 5.5 – 158 bei hochgerechneter Messung

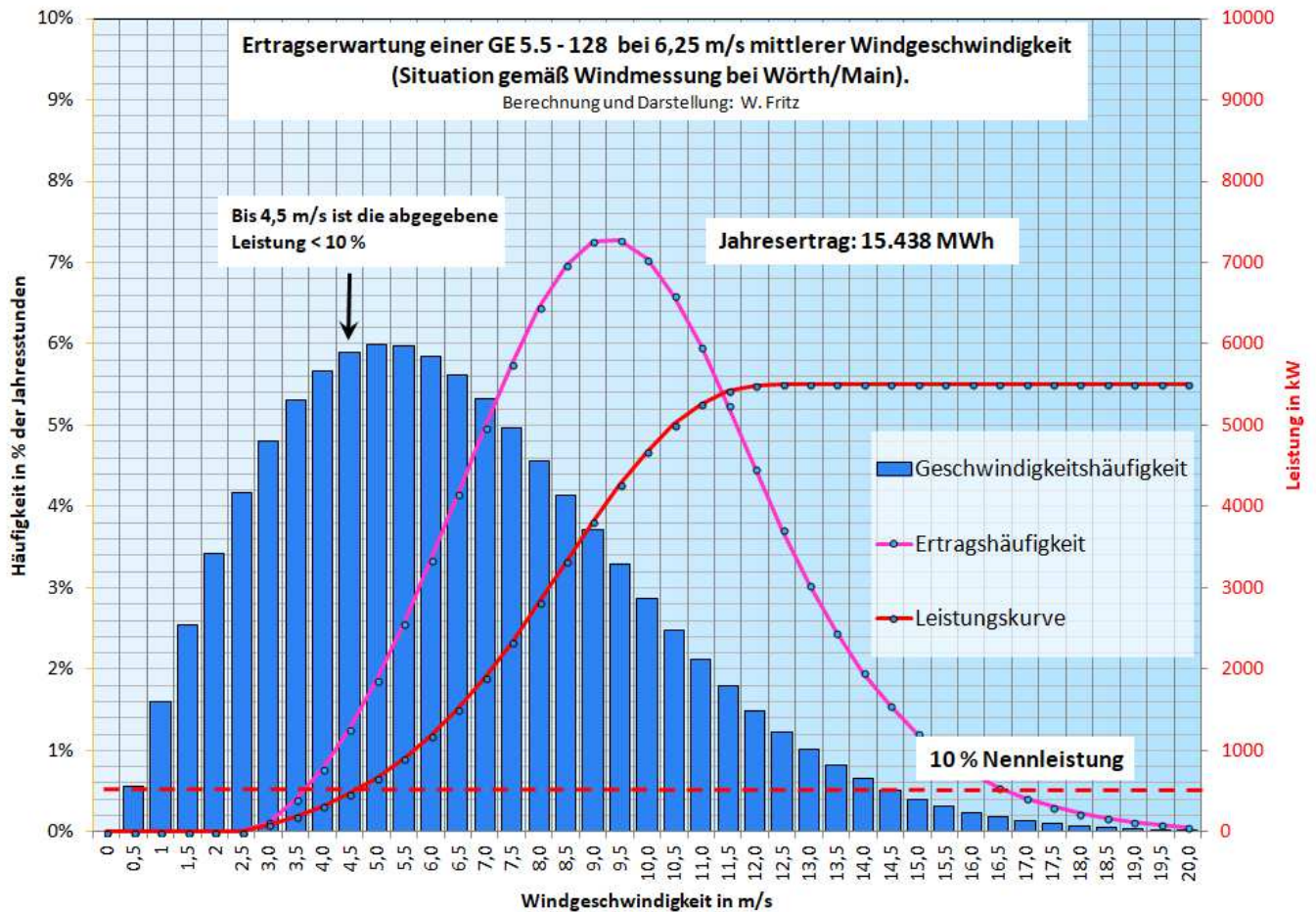


Abbildung 4: GE 5.5 – 158 Häufigkeitsverteilungen bei hochgerechneter Windmessung (6,25 m/s)

In Abbildung 4 sind die Verhältnisse für die GE 5.5 bei den gemessenen Windverhältnissen dargestellt. Wie man sieht, ist die Häufigkeitsverteilung wegen der höheren mittleren Geschwindigkeit etwas flacher und breiter. Höhere Windgeschwindigkeiten kommen jetzt häufiger vor.

Diese veränderte Häufigkeitsverteilung wirkt sich natürlich auch auf die Ertragsstatistik aus, wie die entsprechende Tabelle jetzt zeigt:

Tage	Leistungsanteil	Ertrag in (MWh)	Anteil an Jahresertrag %
45	0	0	0,0
124	< 0,1	397	2,6
189	<0,2	1.595	10,3
176	>0,2	14.377	93,1
118	>0,4	13.222	85,6
73	>0,6	11.566	74,9
365		15.972	100,0

Der absolute Stillstand beträgt jetzt nur noch 45 Tage, auch die übrigen Schwachwindanteile sind etwas kürzer. Aber immerhin werden an insgesamt 189 Tagen (rund 6 Monate) lediglich 10,3 % des Jahreser-

trages erzeugt. Also auch hier stehen die Windräder an der Hälfte des Jahres nur unproduktiv herum. Sie drehen sich zwar, aber Strom wird kaum erzeugt.

5.3 Häufigkeitsverteilung V 162 – 6.2 bei Realverhältnissen

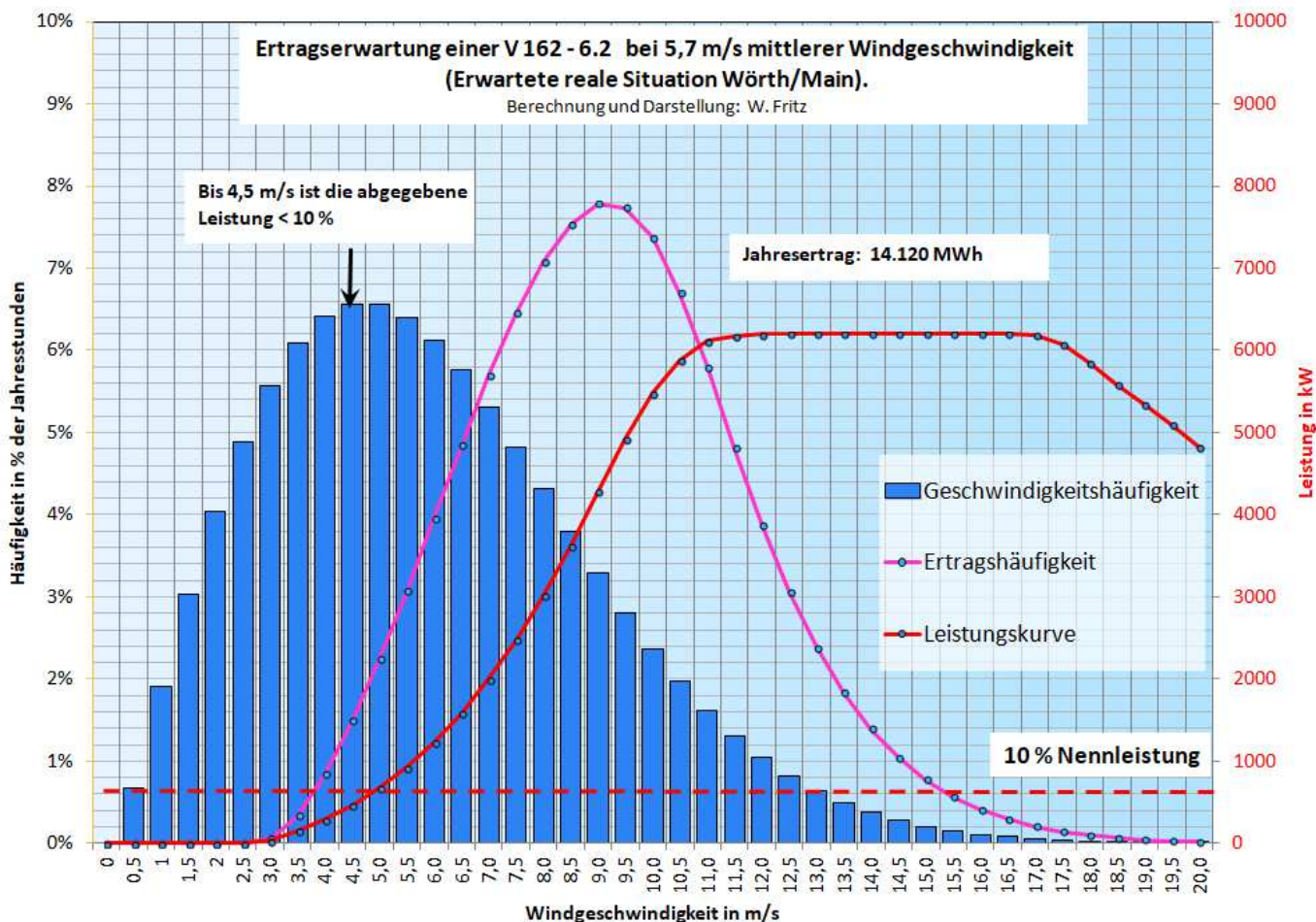


Abbildung 6: V 162 – 6.2 Häufigkeitsverteilungen bei Realverhältnissen (5,7 m/s)

Die Ertragsstatistik hierzu;

Tage	Leistungsanteil	Ertrag in(MW)	Anteil am Jahresertrag (%)
53	0	0	0,0
143	<0,1	385	2,7
213	<0,2	1.693	12,0
152	>0,2	12.430	88,0
94	>0,4	10.030	71,0
53	>0,6	6.867	48,6
365		14.123	100,0

Aufgrund der sehr ähnlichen mittleren Geschwindigkeiten sind auch Häufigkeitsverteilung und Ertragsstatistik sehr ähnlich zu denjenigen der GE 5.5 – 128 bei der Realgeschwindigkeit.

5.4 Häufigkeitsverteilung V 162 – 6.2 bei hochgerechneter Windmessung

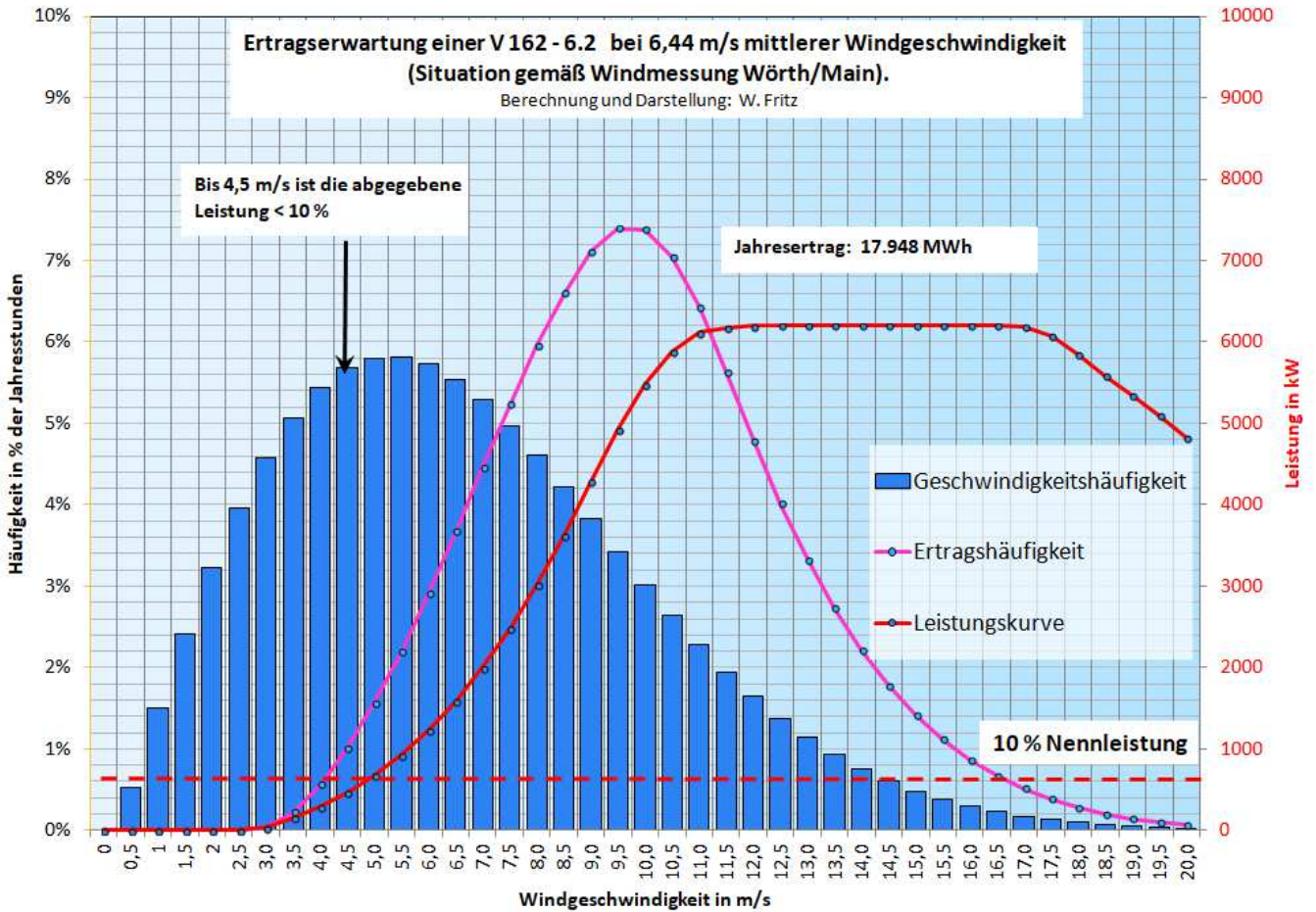


Abbildung 6: V 162 – 6.2 Häufigkeitsverteilung bei hochgerechneter Windmessung (6,44 m/s)

Auch hier ist die Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeit wie bei der GE 5.5 – 128 bei der hochgerechneten Windmessung infolge der höheren mittleren Windgeschwindigkeit flacher und breiter, höhere Windgeschwindigkeiten kommen häufiger vor.

Die Ertragsstatistik hierzu:

Tage	Leistungsanteil	Ertrag in(MW)	Anteil am Jahresertrag (%)
42	0	0	0,0
118	<0,1	329	1,8
181	<0,2	1.524	8,5
184	>0,2	16.447	91,6
126	>0,4	14.049	78,3
80	>0,6	10.518	58,6
365		17.971	100,1

6. Fazit

Die Ertragsermittlungen zeigen, dass die untersuchten Standorte bei realen Windverhältnissen nach offiziellen Beurteilungskriterien wie Standortgüte und Windleistungsdichte nur sehr bedingt als Standort für Windkraft geeignet sind. Allerdings spielt das bei der gegenwärtigen hohen Subvention der Erzeugerpreise keine Rolle mehr, denn ein finanzieller Gewinn für den Investor ist damit immer garantiert. Mangelnde Windhöflichkeit wird durch hohe Subventionen ausgeglichen. Die Stromerzeugung und Versorgung wird dadurch aber nicht verbessert. Gerade im Sinn einer Energiewende ist es wenig sinnvoll mit enormem Ressourceneinsatz nur geringe Erträge zu erwirtschaften.

Völlig ernüchternd ist hingegen die Ertragsverteilung, die sich aus der Häufigkeitsverteilung des Windes ergibt und die Schwäche der Windstromerzeugung schonungslos aufdeckt: Die häufigen Schwachwind- und Stillstandphasen, die sich auch durch noch so große Anlagen nicht verhindern lassen.