

Die zu erwartende Windausbeute (Windhöffigkeit) im Altöttinger Forst

Dipl. – Ing. Willy Fritz
Vaterstetten

Gegenwind Altötting, Stammtisch 01. 03. 2024

Hintergrund/Motivation

- **Windenergie, vor allem im Wald, wird nach wie vor kontrovers diskutiert.**
- **Befürworter: saubere regenerative Energie, Wind ist kostenlos, etc. Entsprechend optimistische Prognosen.**
- **Gegner: nicht planbar, großräumige “Verspargelung“ der Landschaft, optische und akustische Belästigung der Anwohner, teilweise unrentabel, nicht versorgungssicher, benötigen konventionelle Backup Kraftwerke. Entsprechend pessimistische Prognosen.**
- **Hauptargument pro Windkraft: Klimaschutz, dafür müssen notfalls beim Landschafts- und Artenschutz Abstriche gemacht werden.**
- **Gegenstand des Vortrages: Kritische Analyse der im AÖ-Forst zu erwartenden Wind- und Ertragsverhältnisse anhand von mathematisch und physikalisch gesicherten Prognose-Methoden.**

Etwas Historie

Nutzung der Windkraft hat durchaus eine lange Tradition.

(Bilder aus Wikipedia)



“Holland Windmühle“ mit drehbarem Haus.



“Holland Windmühle“ mit drehbarer Turmspitze.

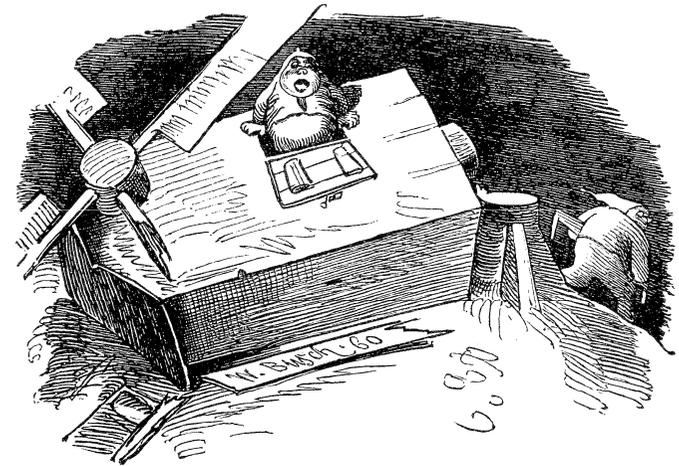
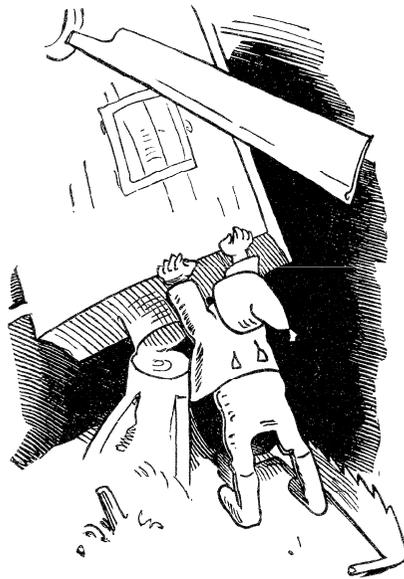
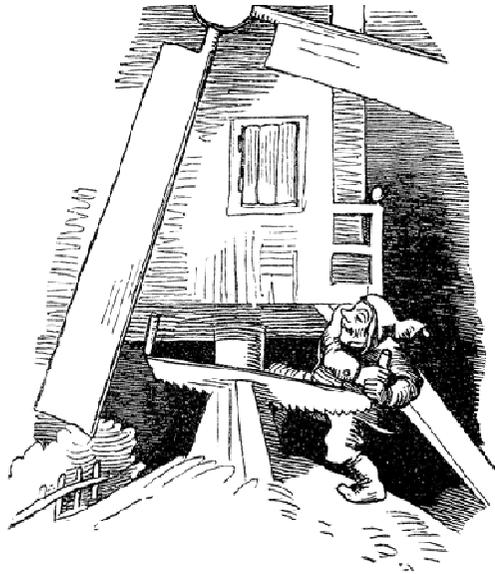


“Western Mill“ selbst in den Wind drehend.

**Verwendung als Kornmühlen (Holland, Norddeutschland) oder als Wasserpumpen (Westernmill, Windmühlen in Holland zur Landentwässerung).
Problem bei den Kornmühlen: der Wind wehte nicht immer.**

Etwas Historie

Windmühlen stießen nicht überall auf Zustimmung



Schon in früheren Zeiten gab es Proteste, auch diese haben Tradition.

(aus: Wilhelm Busch, „Der Bauer und der Windmüller“)

Etwas Historie

Auch früher gab es bereits “Windmühlenparks“



Bild aus Wikipedia
(<http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Mill-kinderdijk.JPG>)

Und die Jahre vergingen.....



Bild aus: <http://www.muehlenverein-selfkant.de/index.php?cat=Wissenswertes>

Warum Windkraft im Wald?

- Windhöfliche Gebiete im süddeutschen Binnenland liegen meist auf bewaldeten Höhenzügen und Hochflächen.
- Wälder befinden sich häufig in Staatsbesitz, hier wird am wenigsten Widerstand geleistet.
- Keine oder wenig Belästigung von Anwohnern, hohe wirtschaftliche Relevanz.
- **Aber:** Sämtliche Auswirkungen auf das komplexe Ökosystem des Waldes, sowie seine wichtige Funktion für das lokale Mikroklima werden bagatellisiert. (Minderwertiger Baumbestand, Schädlingsbefall etc.)
- Die Tiere werden sich schon an die Windräder gewöhnen.
- Schlagopfer bei Vögeln und Insekten sind gegenüber Straßenverkehr vernachlässigbar, usw..

Warum Windkraft im Wald?

- **Das allerneuste Argument: Durch die Pachteinnahmen über die Windräder kann der Wald klimatauglich für die Zukunft gestaltet werden.**



Windpark Simmersfeld, Nordschwarzwald, BW, Lkrs. Calw, auf einer 900 m Hochebene. Lange Zeit der größte Windpark in BW, gar als "Leuchtturmprojekt" gefeiert, blieb weit hinter den Erwartungen zurück.

Technik/Physik

Leistung einer Windkraftanlage (Strömungsmechanik):

$$P = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot c_t \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3$$

- r:** Rotorradius in [m].
 c_p : Aerodynamischer Wirkungsgrad des Rotors, ein Wert zwischen 0.4 und 0.5.
 c_t : Turbinenwirkungsgrad (zwischen 0.96 und 0.98).
 ρ : Luftdichte (1.225 kg/m³ in Meereshöhe).
v: Windgeschwindigkeit senkrecht zur Rotorebene.

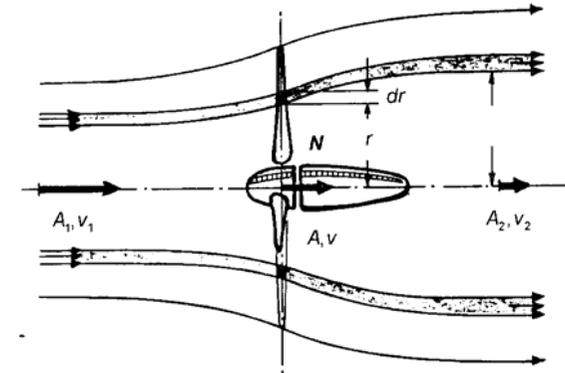
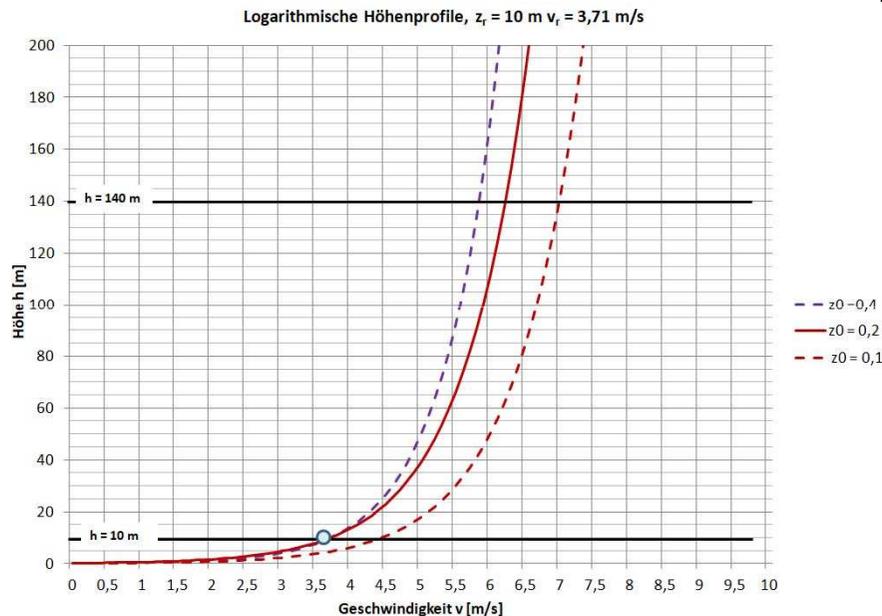


Bild aus: www.energiwerkstatt.org

- Beeinflussbar durch Technik: Rotordurchmesser.
- Windgeschwindigkeit v indirekt durch höhere Nabenhöhe.
- Leistung proportional zur 3. Potenz der Windgeschwindigkeit,
10 % Fehler in Geschwindigkeit ergibt 30% Fehler in Ertrag!

Technik/Physik

Höhenprofil der Windgeschwindigkeit:



Erfassung des Geschwindigkeitsprofils:

$$v(z) = v_r \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)}$$

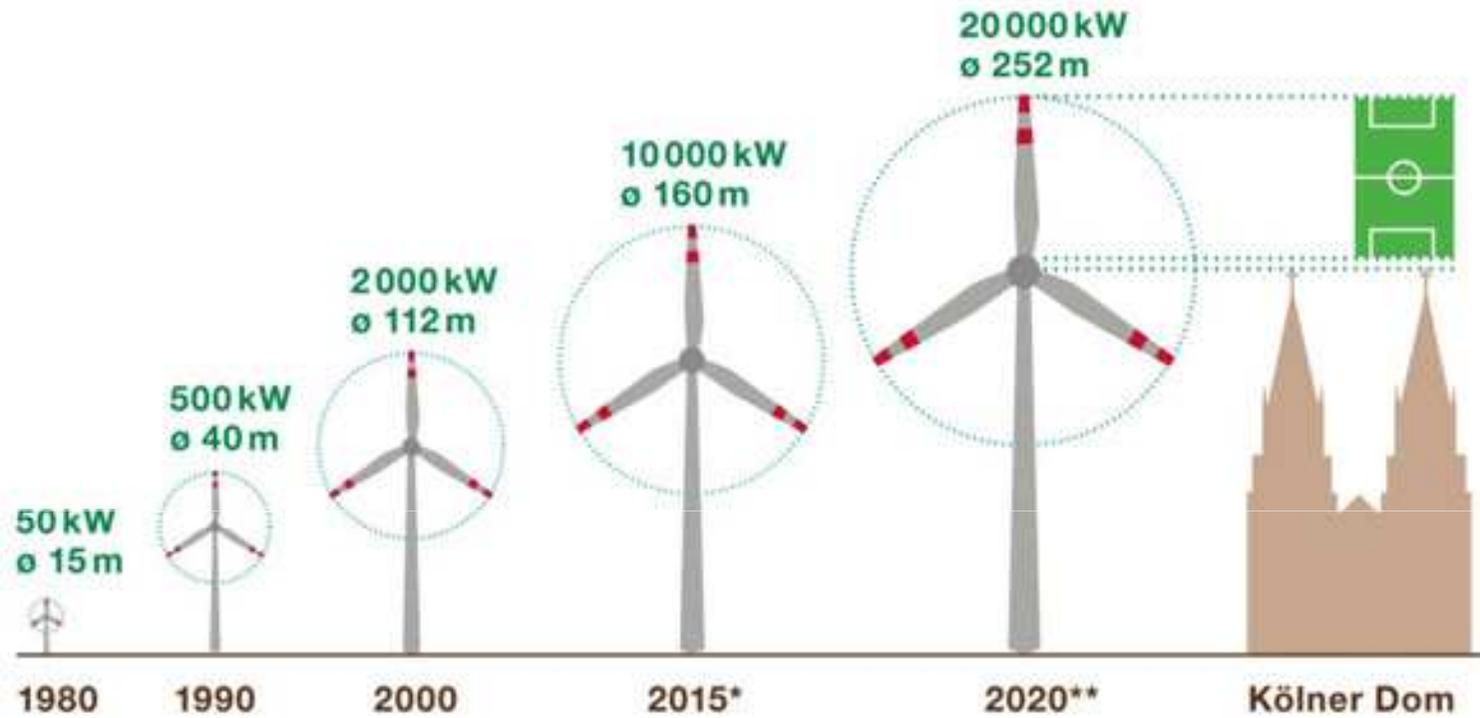
= logarithmisches Höhenprofil,
folgt aus der Strömungsmechanik.

$$v(z) = v_r \cdot \left(\frac{h(z)}{h_r}\right)^{r_0}$$

= exponentielle Höhenformel, empirische
Beziehung wird verbreitet angewandt.

Mit beiden Formeln kann aus einer in der Höhe z_r gemessenen Referenz-Geschwindigkeit v_r die Geschwindigkeit in anderen Höhen ermittelt werden. z_0 und r_0 sind von der Oberflächenbeschaffenheit (Feld/Wald) abhängig.

Technik/Physik



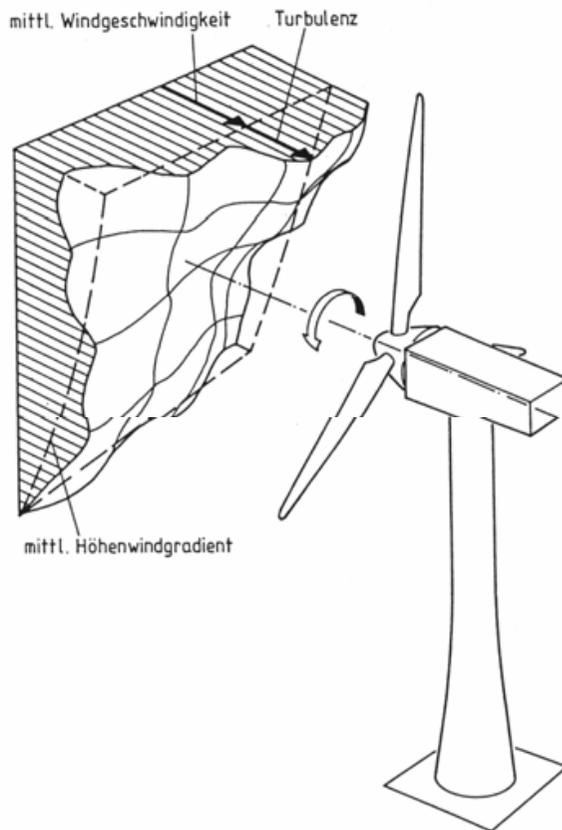
* Industry trends & source: EWEA Upwind

** EWEA Upwind 2011: eine Studie der europäischen Wind Energy Association

© Infografik BASF

Technik/Physik

Windgeschwindigkeit ist nicht konstant über die Rotorfläche



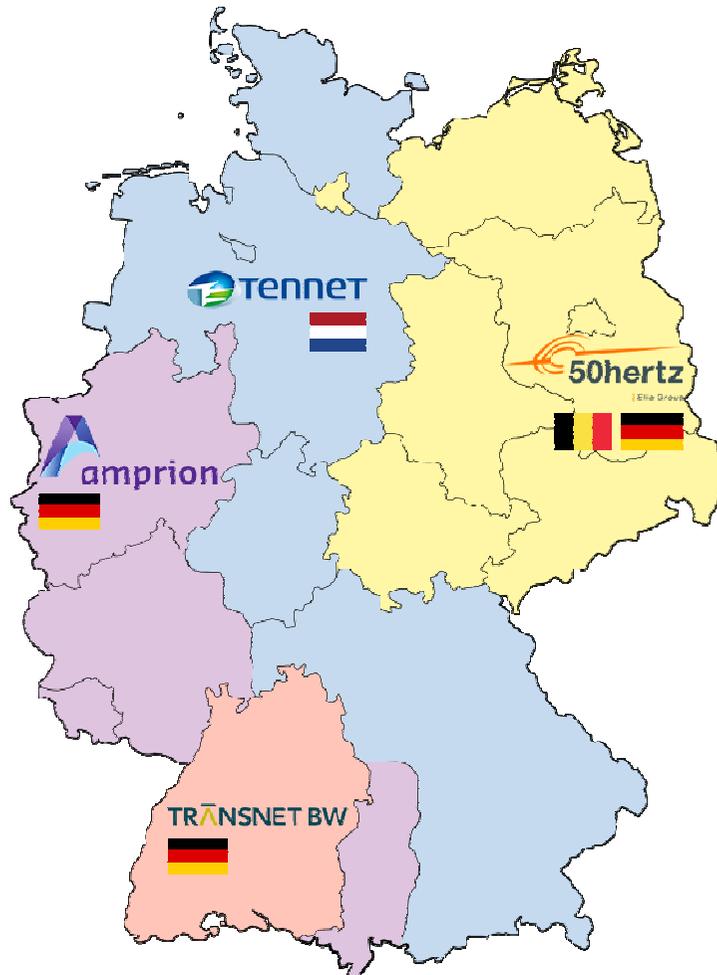
Geschwindigkeit wird aufgeteilt in:

- **Mittlere Windgeschwindigkeit.**
- **Turbulente Schwankungen.**
- **Turbulenz beeinflusst Belastung des Rotors.**
- **Mittlere Geschwindigkeit weist Höhenprofil. auf**

Bild aus: www.energiwerkstatt.org
"Energiesysteme – Windenergie, 03 – Windmessung"

Technik/Physik

Verfügbarkeit von Vergleichsdaten



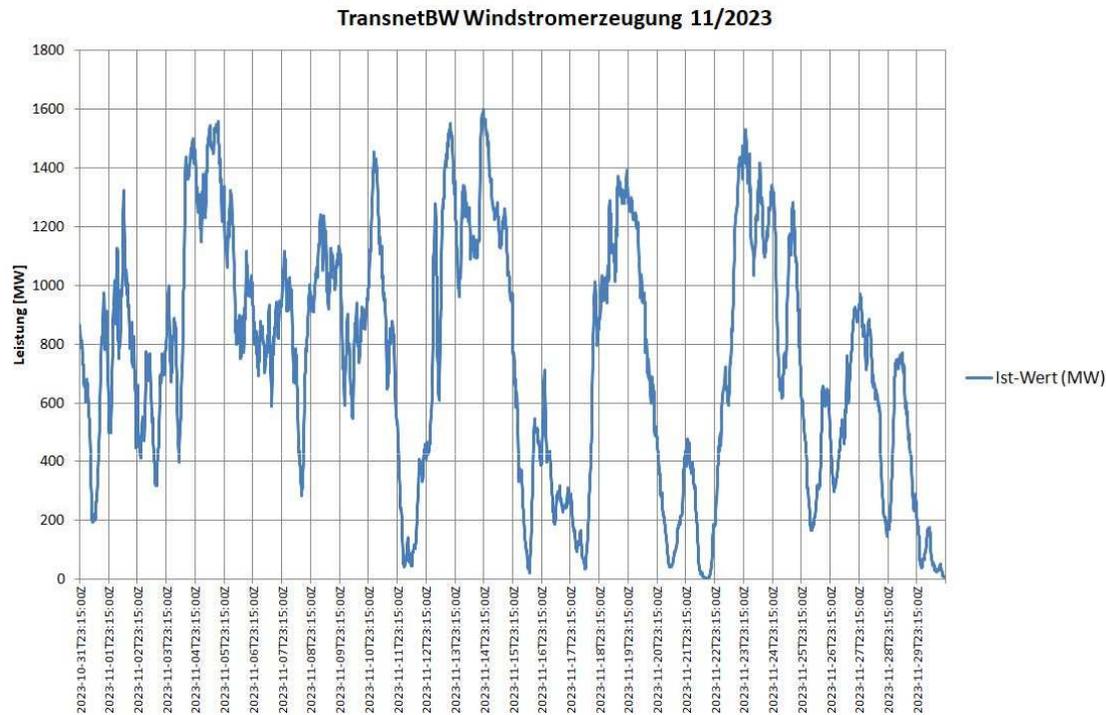
Die Betreiber der Regelzonen in Deutschland veröffentlichen ihre Einspeisedaten für die jeweilige gesamte Regelzone.

Die Regelzone von TransnetBW entspricht nahezu exakt dem Bundesland BW.

Somit können die Daten für ein südliches Bundesland sehr leicht extrahiert werden.

Die Winddaten für BW sind qualitativ auch für BY repräsentativ. (Ähnliche Windverhältnisse und ähnlicher Ausbaugrad.)

Technik/Physik

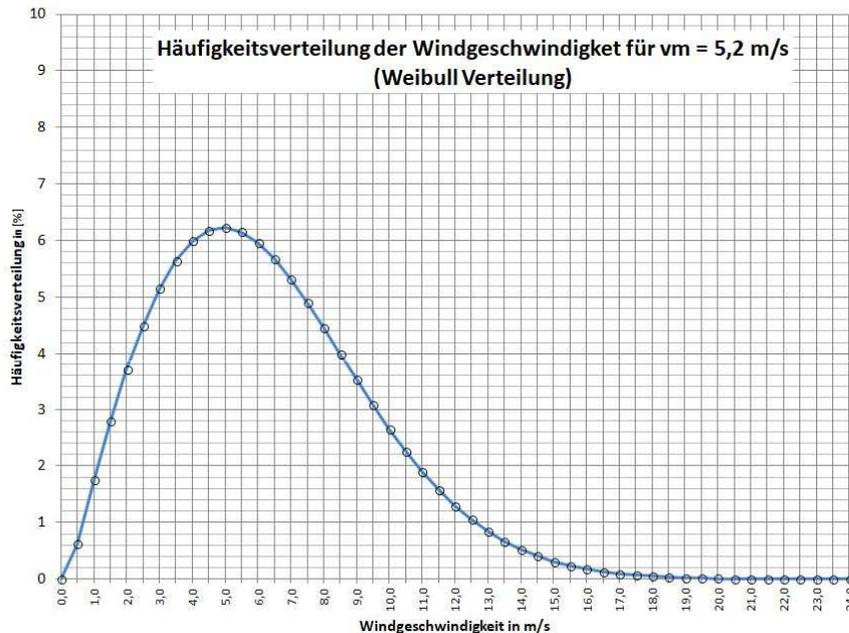


**Leistungsverlauf sämtlicher ca. 800 Windräder der Regelzone von TransnetBW
Im November 2023. Der chaotische Verlauf kann nicht durch eine definierbare
mathematische Funktion beschrieben werden.**

→Man ist auf statistische Methoden angewiesen.

Wind/Statistik

Erfassung der Geschwindigkeitsverteilung durch die Häufigkeitsverteilung:



Das Geschwindigkeitsspektrum wird in einzelne Windklassen von jeweils 0,5 m/s aufgeteilt. (0 – 0,5 m/s, 0,5 – 1,0 m/s, 1,0 – 1,5 m/s usw.) und diese entsprechend ihrer Häufigkeit dargestellt.

Geschwindigkeiten über 20 m/s kommen praktisch nicht mehr vor.

Dadurch entsteht eine mathematisch definierbare Funktion zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung, die sogenannte Weibull Funktion. Sie kann durch 2 Parameter definiert werden.

Wind/Statistik

Erfassung der Geschwindigkeitsverteilung durch eine Weibull Funktion:

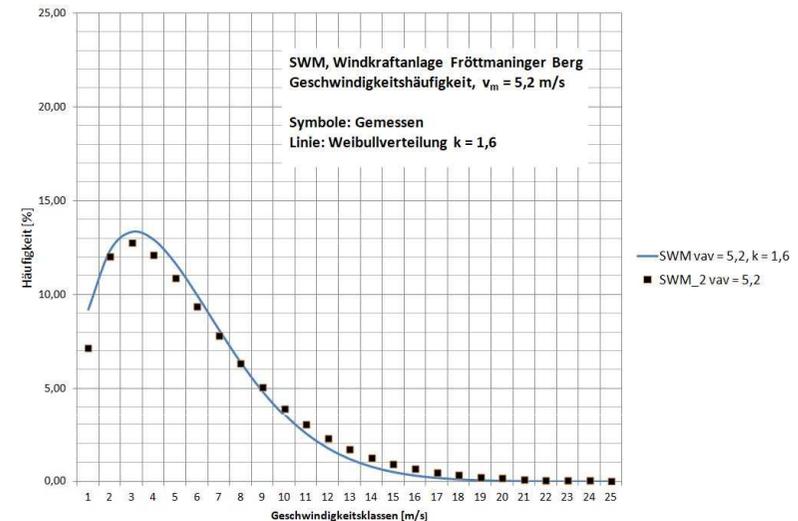
$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

-Darin ist v die jeweilige Geschwindigkeitsklasse in (m/s),

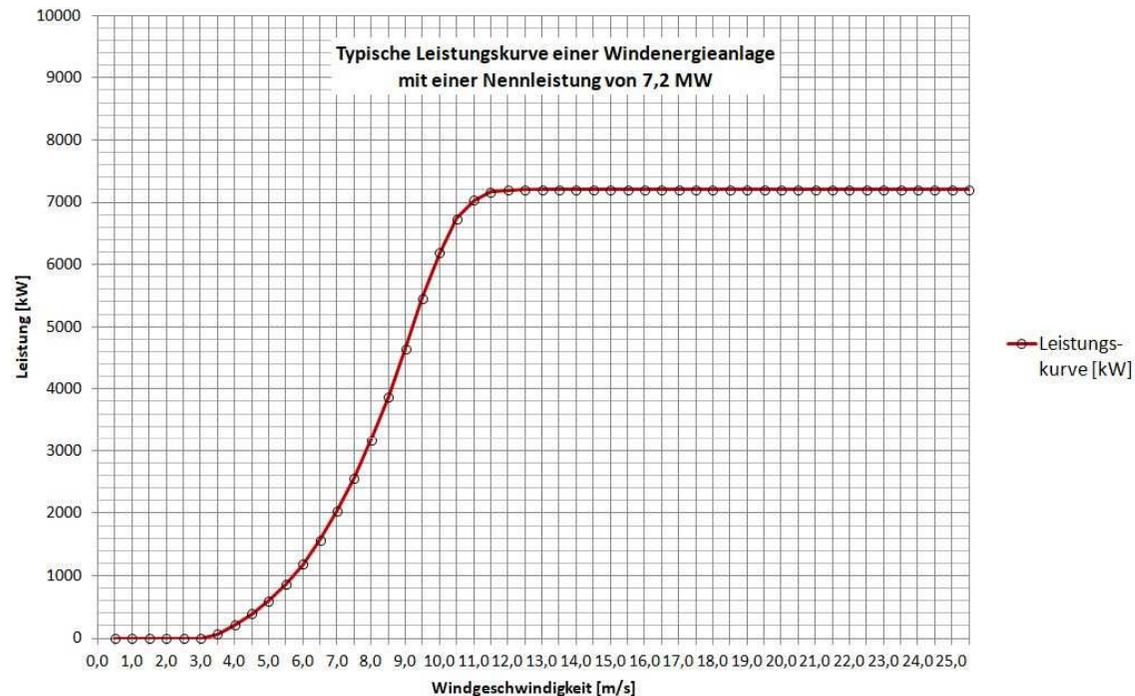
- A ein von der mittleren Geschwindigkeit v_m abhängiger Skalierungsfaktor,

- k der sogenannte Form Faktor. Er ist für das Binnenland und bei der Nabenhöhe $k = 1,95$.

D. h. bei Kenntnis der mittleren Geschwindigkeit man man die Häufigkeitsverteilung ermitteln. Nach allgemeiner Auffassung (DWD) ist dies die best mögliche mathematische Beschreibung der experimentell beobachteten Häufigkeitsverteilung, wie der nebenstehende Vergleich der Stadtwerke München zeigt.

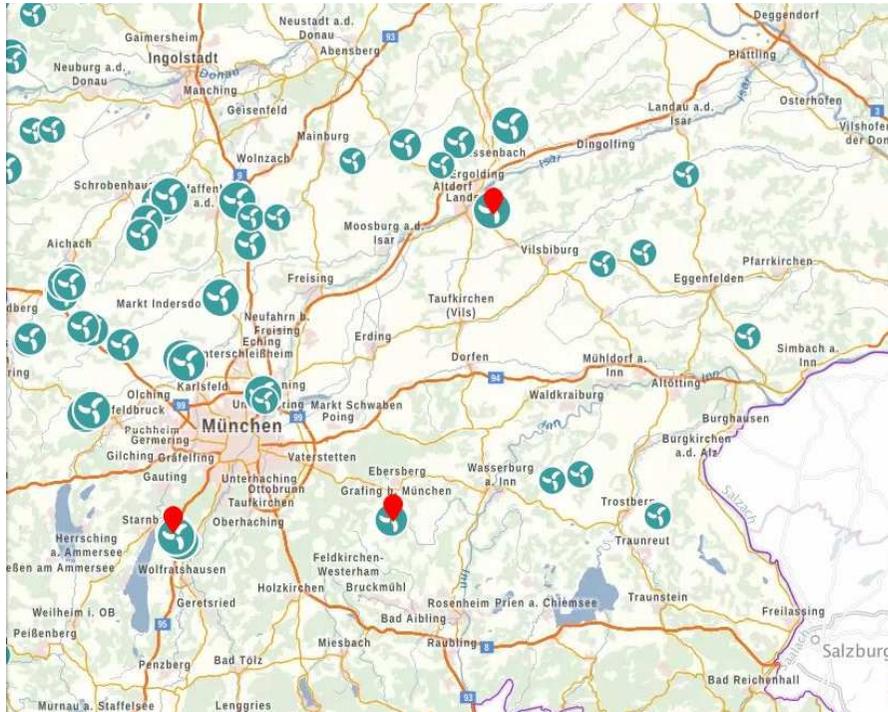


Wind/Statistik



Das nächste wichtige Element zur Ertragsermittlung ist die Leistungskurve oder Kennlinie der Anlage. Sie gibt an, welche Leistung die Anlage bei welcher Geschwindigkeit abgibt. Erst ab 3 m/s wird überhaupt Strom produziert, erst ab etwa 6 m/s übersteigt die Leistung 10% der Nennleistung

Ausgangsdaten (v_m)



Für eine realistische Ertragsermittlung benötigt man noch eine realistische Annahme für die mittlere Geschwindigkeit in der geplanten Nabenhöhe von 200 m.

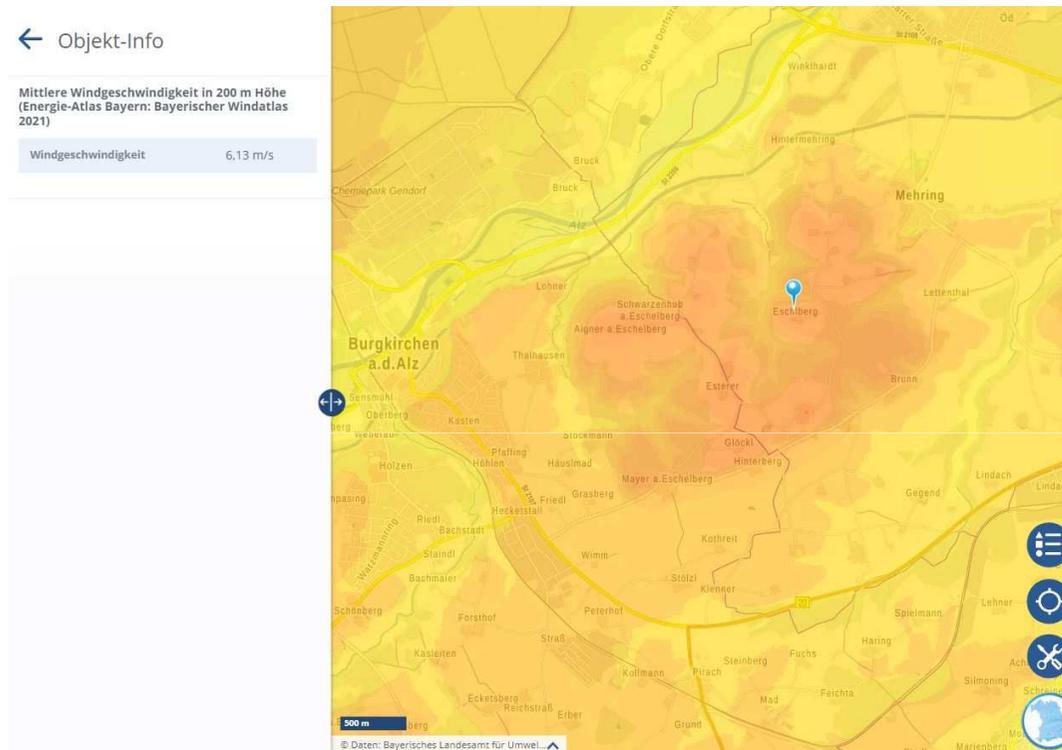
Werte aus dem Windatlas sind erwiesenermaßen zu optimistisch.

Deshalb wurden anhand der Erträge die entsprechenden mittleren Windgeschwindigkeiten für 3 Referenzanlagen rückgerechnet.

Die Ertragsdaten von 2021 der drei markieren Anlagen wurden verwendet:

Starnberg/Berg: Enercon E-115 3.0 149 m $v_m(\text{W.A.}) = 5,9 \text{ m/s}$ $v_m(\text{real}) = 5,5 \text{ m/s}$
Bruck/Hamberg: Enercao E-82 2.3 138 m $v_m(\text{W.A.}) = 5,7 \text{ m/s}$ $v_m(\text{real}) = 5,5 \text{ m/s}$
Landshut: Vestas V-126 3.3 138 m $v_m(\text{W. A.}) = 6,2 \text{ m/s}$ $v_m(\text{real}) = 5,5 \text{ m/s}$

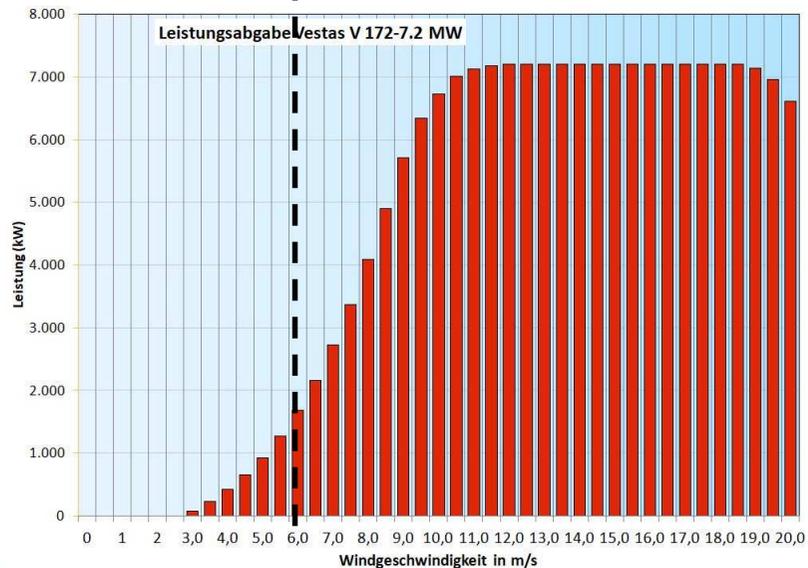
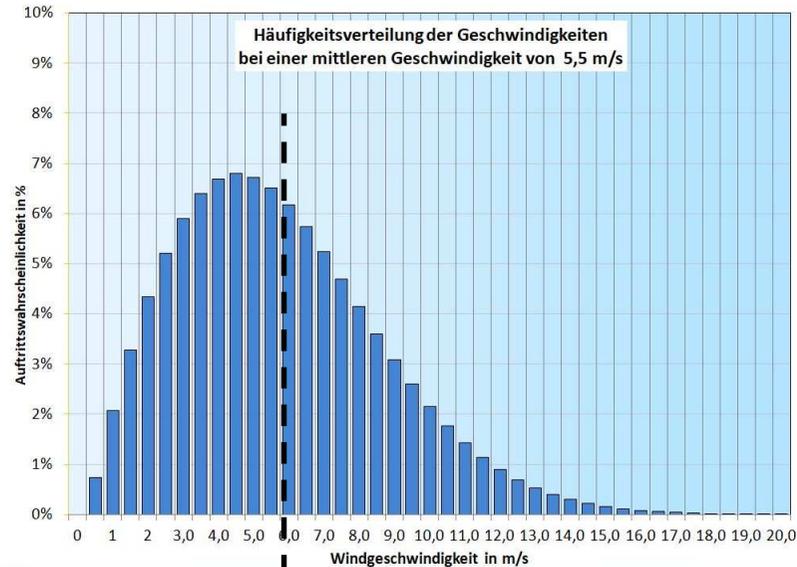
Ausgangsdaten (v_m)



Der Windatlas ergibt in 200 m Höhe als Maximalwert 6,13 m/s ansonsten Werte zwischen 5,7 und 5,9 m/s. Das passt zu den Angaben an den 3 Referenzanlagen.

Somit ist die Annahme einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s gerechtfertigt.

Ertragsermittlung



Der Jahresertrag ergibt sich dann aus der Integration der Kombination aus Häufigkeitsverteilung und Kennlinie über alle Geschwindigkeitsklassen.
(Wird durch ein Excel-Sheet erledigt).

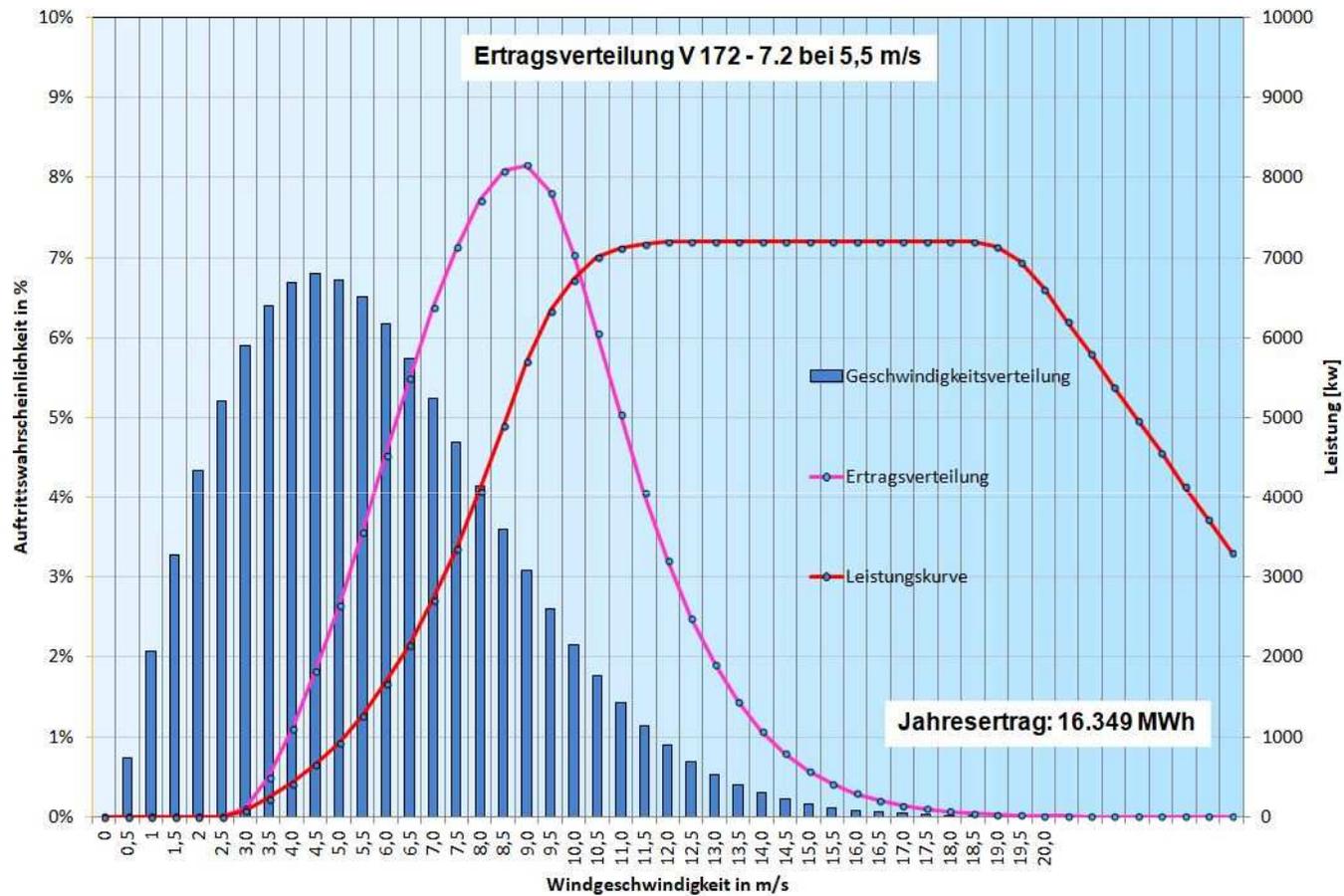
Man erkennt das grundsätzliche Problem Der Windenergie: Geschwindigkeitsverteilung und Kennlinie passen nicht zusammen!

Die häufig auftretenden geringen Geschwindigkeiten tragen kaum zum Ertrag bei.

Daran ändert sich auch bei noch so Großen Anlagen nichts!

Windräder sind schlichtweg ineffektiv.

Ertragsermittlung



Der Jahresertrag wird vorwiegend durch die selten vorkommenden hohen Geschwindigkeitsklassen zusammengestochert. Grund: Abhängigkeit des Ertrages von der 3. Potenz der Geschwindigkeit.

Ergebnisse 1

Der Referenzertrag beträgt 30.647 (MWh/a)

Die Auswertung der Ertragsverteilung ergibt folgende Details (pro Anlage):

Jahresertrag (pro Anlage):	16.349 (MWh)
Vollaststunden:	2.271 (h)
Auslastung:	26 (%)
Standortgüte:	53 (%) (Jahresertrag/Referenzertrag)
Mittlere gekappte Windleistungsdichte:	184 (W/m ²)

Das sind alles für die Größe der Anlage keine überzeugenden Werte. Der Standort ist zu windschwach (53 % Standortgüte, 184 W/m² Windleistungsdichte).

Gewinn wird nicht durch hohe Stromausbeute erzielt, sondern durch hohe Subventionen!

Ein durchschnittlicher 3-Personen Haushalt verbraucht statistisch etwa 4.000 kWh pro Jahr. Der Jahresertrag einer Anlage würde damit für 4.087 Haushalte reichen. Alle 40 Windmühlen zusammen dann rund 163.500. Das würde zu den Angaben von Qair (150.000) passen, die hier präsentierte Rechnung wäre also etwas zu optimistisch.

Ergebnisse 2

Nun wird der Strom aber nicht am Ende des Jahres oder eines Monats am Stück abgeliefert, sondern er sollte kontinuierlich den Bedarf decken.

Da ergibt eine statistische Auswertung folgende ernüchternde Fakten:

200 Tage an denen weniger als 20% der Nennleistung abgegeben wurden.

An denen konnten lediglich insgesamt 9.600 Haushalte versorgt werden.

Darunter 151 Tage mit weniger als 10 % der Nennleistung. In der Zeit konnten nur 2.370 Haushalte versorgt werden.

Darunter 57 Tage mit komplettem Stillstand und Null versorgten Haushalten.

Nur an 165 Tagen wurden mehr als 20% der Nennleistung abgegeben.

D. h. ohne eine Speichertechnik muss hier über die Hälfte des Jahres hinweg durch Backup Kraftwerke nachgeholfen werden.

Die angegebenen Zeiten treten nicht zusammenhängend auf, sondern beliebig über das Jahr verteilt. Man kann aus der Statistik schließen, dass sie insgesamt auftreten, aber eben nicht wann sie auftreten.

Fazit 1

- Die 40 Windräder des geplanten Windparks im AÖ-Forst erzeugen zwar im Jahresverlauf eine erhebliche Menge Strom, die aber völlig stochastisch und nicht planbar verteilt ist.
- Wie alle Windparks** wird er nicht in der Lage sein, für eine Versorgungssicherheit zu sorgen.
- Die schiere Größe der Windräder kann nicht über deren Ineffektivität hinwegtäuschen.
- Mangelnde Windhöufigkeit wird durch hohe Subventionen kompensiert wodurch eine Schein-Wirtschaftlichkeit simuliert wird.
- Die vielen „Durchhängephasen“ mit teilweisen kompletten Stillständen sind für Industriebetriebe nicht hinnehmbar.
- Da über die Hälfte des Jahres ständig Backup-Kraftwerke aushelfen müssen reduziert sich der so gepriesene Klimaschutz erheblich.

Fazit 2

- Maschinen, die ständig unvorhergesehen ausfallen und 100%-igen Backup benötigen, gelten ökonomisch als nutzlos.
- **Wegen ökonomisch nutzloser Maschinen sollte man keine Bäume roden.**
- Es ist nicht nötig, dass wir Erfahrungen, die schon unsere Vorfahren vor 150 Jahren gesammelt haben, nochmals mühsam nachvollziehen:

*Aus der Mühle schaut der Müller,
Der so gerne mahlen will.
Stiller wird der Wind und stiller,
Und die Mühle stehet still.*

*So geht's immer, wie ich finde,
Rief der Müller voller Zorn.
Hat man Korn, so fehlt's am Winde,
Hat man Wind, so fehlt das Korn.*

*Wilhelm Busch, 1909
Aus der Sammlung [Schein und Sein](#)*

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



„Wurde dieses Ei mit Windstrom gekocht?“ (Frei nach Lorient: das Frühstücksei. Copyright: Diogenes Verlag)

Backup Folien

Falls noch Zeit, auch als Beweis dass es auch in der Realität so ist.

Jahresarbeit (Ertrag)

bei mittlerer Windgeschwindigkeit von 5,2 m/s in Nabenhöhe

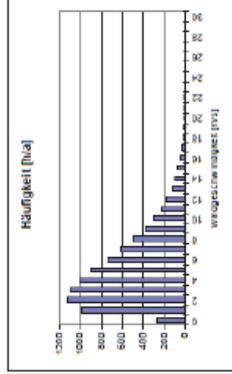
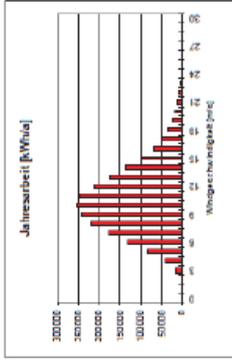
Windgeschw. [m/s]	Häufigkeit [h/a]	Leistung [kW]	Jahresarbeit [kWh/a]
0	200	0	0
1	893	0	0
2	1.124	0	0
3	1.108	11	12.185
4	1.010	40	40.923
5	888	80	84.374
6	750	176	131.002
7	618	287	178.728
8	494	440	217.292
9	389	625	242.645
10	309	840	261.670
11	227	1.090	247.845
12	170	1.360	232.622
13	120	1.660	199.140
14	61	1.990	127.054
15	66	2.300	98.814
16	43	2.600	70.143
17	33	2.900	48.155
18	22	3.190	34.271
19	16	3.460	23.701
20	11	3.720	16.188
21	7	3.970	10.858
22	5	4.200	7.363
23	3	4.410	4.901
24	2	4.600	3.227
25	1	4.770	2.112
26	1	4.920	0
27	1	5.050	0
28	0	5.160	0
29	0	5.250	0
30	0	5.320	0
100% =			2.203.872 kWh/a

Aus nebenstehender Tabelle folgt:

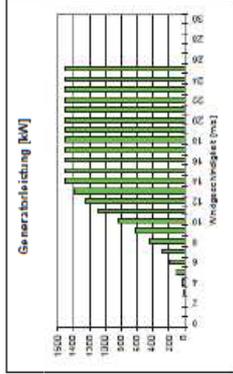
An zusammengefasst 2372 h im Jahr wird überhaupt kein Strom erzeugt. Das sind 99 Tage!

Oder, an zusammengefasst 6134 h werden 12,2 % des Jahresertrages erzeugt. Das sind 8,5 Monate.

Es handelt sich hier allerdings um eine schon ältere Anlage, aber die Ergebnisse belegen das Problem des Lastgangs, die auch durch Schwachwindanlagen nicht beseitigt werden können.



Jahresarbeit bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,2 m/s in Nabenhöhe und einer Verfügbarkeit von 98%:
2.203.872 kWh/a
entspricht dem Stromverbrauch von ca. 1.000 Münchener Haushalten



Windkraftanlage Fröttmaning
EMERCON E66

Offizielles, von den Stadtwerken München veröffentlichtes Windgutachten für die WEA auf dem Fröttmaninger Berg.

http://derfuessl.de/unterlagen/studium/s06RE/WKA-Folien_SWM.pdf

**Reales Beispiel: EnBW Standort Goldboden/Winterbach (Rems-Murr Kreis)
25 km östlich von Stuttgart. Auswertung der von EnBW in ihrer Android App
„E-Cockpit“ online veröffentlichten Leistungsdaten in 6 h Intervallen.**

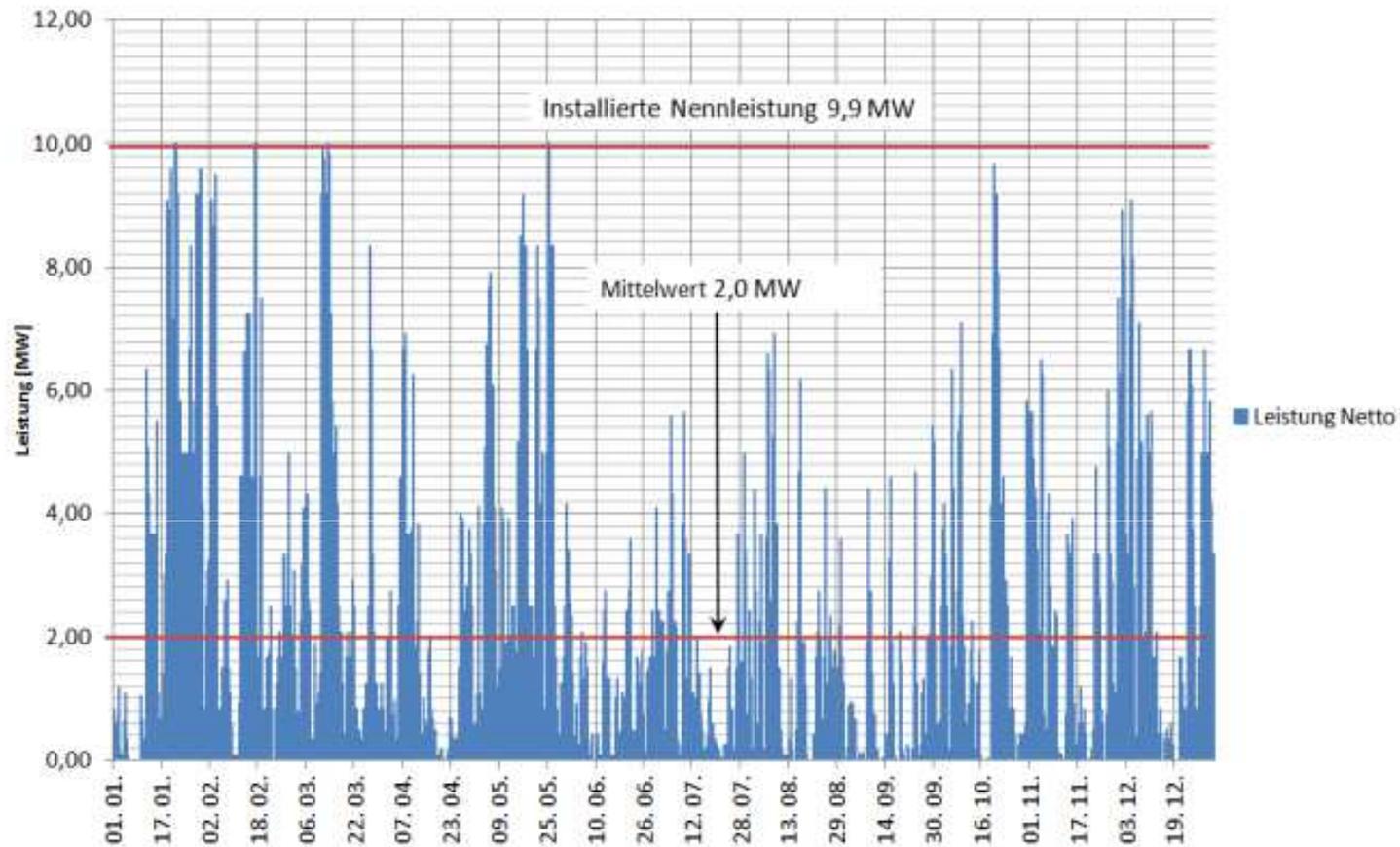
**Typische süddeutsche Hügellandschaft mit Höhenunterschieden von 150 m
Zwischen Tal- und Kammlagen. 3x Nordex N131-3.3 MW 164 m Nabenhöhe,
Standhöhe 450 m. $v_m = 5,2$ m/s**

Zeiten mit 20% Leistungsabgabe und mehr	3.084 h	Entspricht 128 Tagen
Davon Zeiten mit 26 % Leistung und mehr	2.358 h	Entspricht 98,25 Tagen
Zeiten mit 10 % Leistung und weniger	4.314 h	Entspricht 180 Tagen
Davon Zeiten mit 5% Leistung und weniger	3.126 h	Entspricht 130 Tagen
Davon Zeiten mit 1 % Leistung und weniger	1.788 h	Entspricht 74,4 Tagen
Davon Absoluter Stillstand	1.146 h	Entspricht 48 Tagen

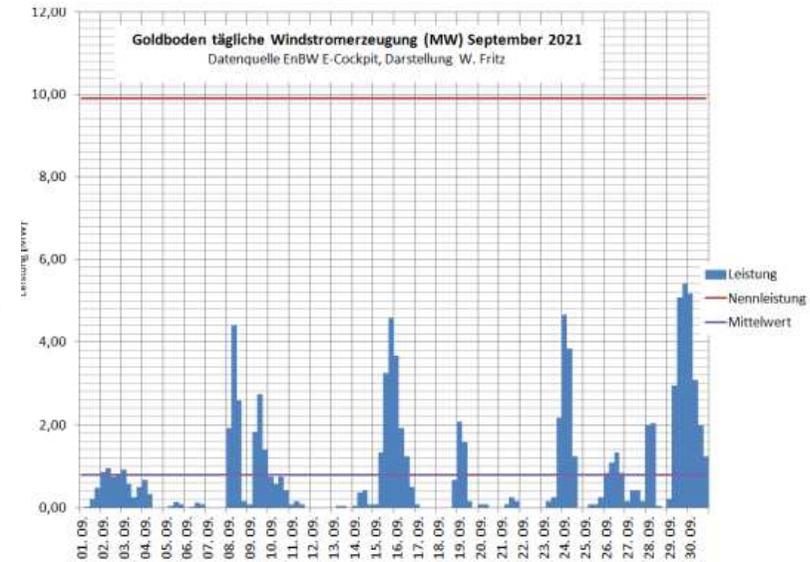
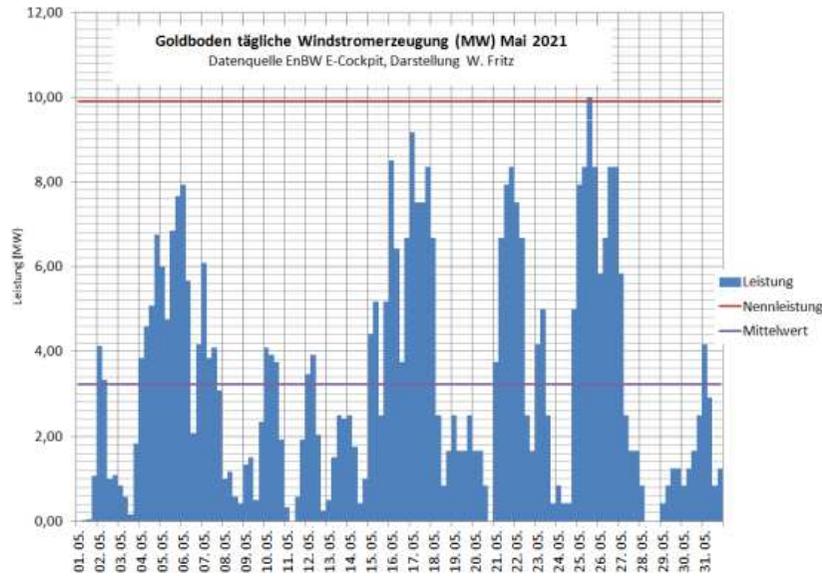
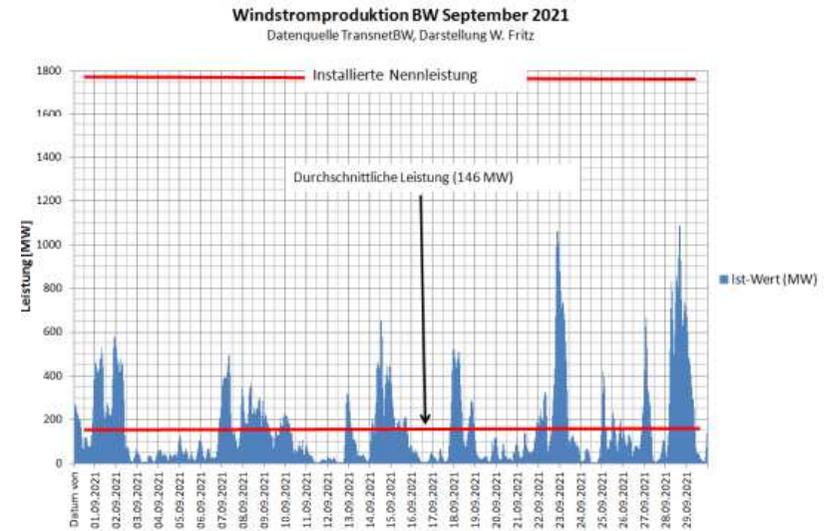
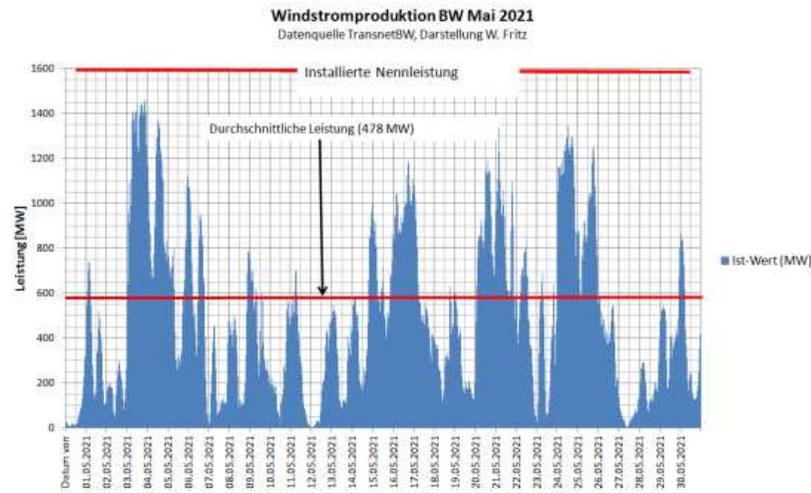
Stillstandzeiten sind ähnlich, die Windräder haben eine etwas geringere Anlaufgeschwindigkeit.

Goldboden Netto Stromerzeugung 2021

Datenquelle: EnBW E-Cockpit. Auswertung u. Darstellung W. Fritz



**Windenergiestandort Winterbach/Goldboden (Rems-Murr Kreis)
Reale Ergebnisse, Jahresverlauf 2021. Datenquelle: EnBW
3 x Nordex N 131-3.3 164 m Nabenhöhe.**



Sämtliche Windräder laufen auch großflächig synchron! (Hier in ganz BW)