

Können Schwachwindanlagen zur Netzstabilität und/oder zur Versorgungssicherheit beitragen?

Dipl.-Ing Willy Fritz

Zusammenfassung

In den sogenannten „10 Schlüsselmaßnahmen zum Monitoring Bericht“ ist unter Punkt 10 zu lesen: *„Alle Fördermaßnahmen und Subventionen werden auf ihren volkswirtschaftlichen Nutzen hin überprüft und auf das unbedingt nötige Maß reduziert. Strompreise müssen sich an Marktmechanismen orientieren – nicht durch Dauerförderung künstlich niedrig gehalten werden.“*

Zu diesen Dauerförderungen gehört auch das Referenzertragsmodell, das in seiner gegenwärtigen Fassung die Windstromerzeugung in den süddeutschen Schwachwindgebieten durch überzogene Subventionen erst konkurrenzfähig macht: Je schlechter ein Standort, desto höher die Subvention in Form eines Multiplikators von bis zu 1,55 für die Grundvergütung. Dadurch wird zwar den Betreibern der Windenergieanlagen (WEA) ein gewinnbringender Betrieb ermöglicht, der Stromertrag steht aber in keinem Aufwand zu dem finanziellen Einsatz. Ein volkswirtschaftlicher Nutzen ist hierdurch nicht zu erkennen, dieses Referenzertragsmodell soll berechtigterweise einer Überprüfung unterzogen werden.

Gleichzeitig wird aber im Monitoringbericht unter der Kategorie „6.5.3 Marktintegration von Wind an Land verbessern“ die Möglichkeit erwähnt, **eine stärkere Berücksichtigung von Schwachwindanlagen könne zu einer gleichmäßigen Einspeisung beitragen** und somit Einspeisespitzen verringern. Dies könne außerdem langfristig über eine gleichmäßigere Windstromerzeugung die Versorgungssicherheit erhöhen. Ermöglicht werden könne dies durch entsprechende technische Spezifikationen wie Rotordurchmesser, Rotor-Generator Verhältnis. In der Praxis bedeutet dies, man reduziert die Nennleistung der WEA, da die entsprechende Nenngeschwindigkeit in Schwachwindgebieten nur äußerst selten bis nie erreicht werden und versieht sie stattdessen mit einem größeren Rotor, der höhere Erträge bei geringeren Windgeschwindigkeiten ermöglicht.

In der vorliegenden Studie wird diese angedachte Möglichkeit zur gleichmäßigeren Windstromerzeugung einer detaillierten Prüfung unterzogen. **Als Ergebnis ergibt sich, dass diese Vorstellung nicht eintritt.**

Durch die verringerte Nennleistung läuft eine sog. Schwachwindanlage zwar häufiger unter Volllast und der Ertragsverlust infolge der geringeren Nennleistung wird durch den größeren Rotor teilweise oder vollständig ausgeglichen, aber der Effekt einer Verstetigung ist nur minimal und für das Einspeiseprofil unbedeutend. **Die Standortgüte wird dadurch nicht verbessert, da ja das Winddargebot dadurch unbeeinflusst bleibt. Lediglich die Zahl der Volllaststunden wird erhöht und täuscht dadurch eine scheinbar höhere Energieausbeute vor**, die aber nicht vorhanden ist. Hinzu kommt noch eine häufig verwendete Fehlinterpretation des Begriffes „Volllaststunden.“

Details hierzu werden nachfolgend ausführlich erklärt und dargestellt.

Über den Verfasser

Jahrgang 1949, studierte an der Universität Stuttgart Luft- und Raumfahrttechnik, 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.

Seit der Pensionierung **2024 engagierter Kritiker der ineffizienten Windstromerzeugung** und Unterstützung verschiedener Bürgerinitiativen. Aktive Mitarbeit in der IG „**Unser Wald**“ innerhalb der „**Vereinte Waldfreunde AÖ**.“

1. Allgemeines

Gegenwärtig erfolgt die EEG-Vergütung bei der Windstromerzeugung nach dem sogenannten Referenzertragsmodell. Dabei ist die Vergütung um so höher, je schlechter ein Standort ist, wobei die Standortgüte über das Verhältnis von Referenzertrag zu Jahresertrag definiert ist. Dadurch sollte erreicht werden, dass sich die WEA nicht ausschließlich in den windhöffigen norddeutschen Flachland- und Küstenregionen konzentrieren, sondern auch in den süddeutschen Schwachwindgebieten eine wirtschaftliche Windstromerzeugung ermöglicht wird. Wirtschaftlich in dem Sinne, dass der Betrieb der WEA zwar gewinnbringend möglich ist, die Stromerzeugung aber in keinem Verhältnis zum finanziellen Aufwand und zur Größe der Anlagen steht.

Mittlerweile wird aber der volkswirtschaftliche Nutzen dieser überzogenen Subventionierung zunehmend hinterfragt und soll auf das unbedingt nötige Maß reduziert werden. („10 Schlüsselmaßnahmen“) Dies würde letztendlich zu einer drastischen Reduzierung oder völligen Abschaffung des Referenzertragsmodells führen. Andererseits gibt es Überlegungen im Monitoring Bericht, das Referenzertragsmodell durch entsprechende Spezifikationen über einen höheren Marktwert weiterhin beizubehalten. Diese beiden sich widersprechenden Aussagen sollen nachfolgend eingehend überprüft werden.

2. Die gegenwärtige Vergütung

2.1 Das Referenzertragsmodell

Das gegenwärtige Referenzertragsmodell in §36h EEG definiert einen Korrekturfaktor abhängig von der Standortgüte gemäß folgender Tabelle:

Gütefaktor	Korrekturfaktor
50	1,55
60	1,42
70	1,29
80	1,16
90	1,07
100	1
110	0,94
120	0,89
130	0,85
140	0,81
150	0,79

Tabelle 1: Gütefaktor und Korrekturfaktor gemäß EEG §36h

Der Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags einer Anlage zum Referenzertrag in Prozent. Zwischen den einzelnen Eckwerten in der Tabelle wird linear interpoliert:

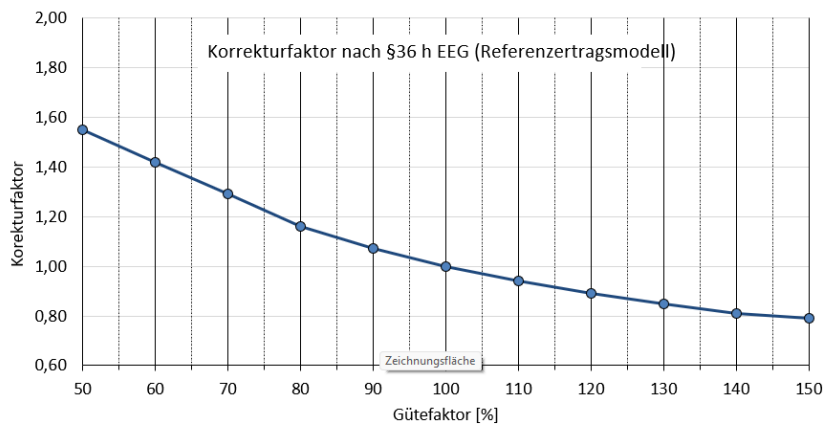


Abbildung 1: Korrekturfaktor für Wind an Land nach §36h EEG

Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Der Korrekturfaktor beträgt

1. oberhalb des Gütefaktors von 150 Prozent 0,79,
2. für Anlagen in der Südregion unterhalb des Gütefaktors von 50 Prozent 1,55 und
3. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütefaktors von 60 Prozent 1,42.

D. h. für die in der Südregion dominierenden Standortgütefaktoren zwischen 50 % und 60 % gibt es einen Korrekturfaktor zwischen 1,42 und 1,55. Die Grundvergütung (6,64 ct/kWh nach aktueller Ausschreibung) wird mit dem so ermittelten Korrekturfaktor multipliziert. Somit beträgt die derzeitige maximale Vergütung für die Südregion:

$$6,64 \text{ ct/kWh} \times 1,55 = 10,29 \text{ ct/kWh.}$$

2.2 Gegenwärtige Ertragsverhältnisse

Nachfolgend wurde eine der physikalischen Definition und den Standards der Technischen Richtlinie 6 (TR 6) entsprechende Ertragsermittlung für eine beispielhafte Anlage durchgeführt, wie sie derzeit im Binnenland Verwendung findet. Es handelt sich um eine Vestas V172 7.2 mit einem Rotordurchmesser von 172 m einer Nennleistung von 7,2 MW und einer Nabenhöhe von 199 m. Die angenommene mittlere Windgeschwindigkeit von $v_m = 5.5 \text{ m/s}$ kommt in den süddeutschen Schwachwindgebieten verbreitet vor.

Die Ertragsermittlung erfolgt über eine Kombination der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Kennlinie der Anlage. Hierzu wird die Häufigkeitsverteilung (blaue Säulen in Abbildung 2) in einzelne Windklassen mit Intervallen 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.) Für jede Geschwindigkeitsklasse wird nun anhand der Häufigkeit ihres Vorkommens über die Leistungskennlinie (rote Kurve) der entsprechende Ertragsanteil ermittelt. Dies ergibt die magentafarbene Kurve. Sämtliche Anteile werden dann zum Gesamtertrag aufsummiert, der durch den Flächeninhalt der magentafarbenen Fläche gegeben ist.

Aus der Abbildung 2 erkennt man aber auch das Grundproblem der Windenergieerzeugung: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und Kennlinie der Anlage passen nicht zusammen. Die sehr häufig vorkommenden geringen Windgeschwindigkeiten tragen wenig bis gar nichts zum Ertrag bei, die hohen Geschwindigkeiten, die wesentlich zum Ertrag beitragen könnten, treten eher selten auf. (Ab etwa 14 m/s sind die Ertragsanteile vernachlässigbar). In Schwachwindgebieten dominieren deshalb die Zeiten mit nur geringer Stromerzeugung mit eingebetteten kompletten Stillstandzeiten ohne jegliche Stromerzeugung.

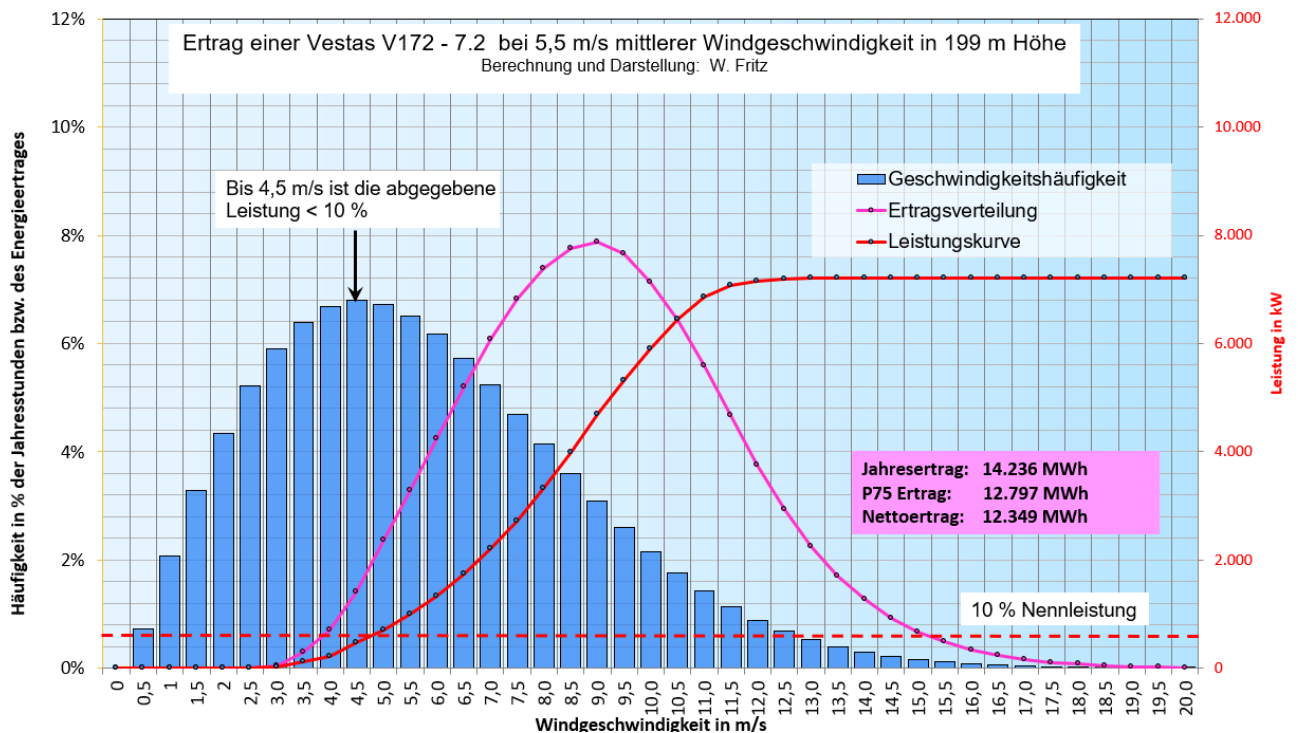


Abbildung 2: Ertragsermittlung für eine Vestas V17-7.2 in einem Schwachwindgebiet (5,5 m/s).

Bei den angegebenen Erträgen handelt es sich um:

Jahresertrag: Bruttoertrag der sich aus dem oben beschriebenen Rechnungsweg für $v_m = 5,55$ m/s ergibt.

P75 Wert: Bruttoertrag abzüglich eines Unsicherheitsanteils. Dieser Wert wird in Windgutachten als Jahresertrag angegeben. Es ist der Wert, der langfristig mit 75 % Wahrscheinlichkeit eintritt oder überschritten wird.

Nettoertrag: P75 Wert abzüglich genehmigungsrechtlich verordneter Stillstandzeiten wie Fledermausflug, Schattenschlag, Eiswurf etc.

Weiterhin ergeben sich aus dem errechneten Ertrag und den Kennwerten und technischen Daten der Anlage noch folgende Kenngrößen:

Referenzertrag:	27.615 MWh/a
Standortgüte:	52 %
Volllaststunden:	1.980 h
Auslastung:	23 %

Der **Referenzertrag** ist derjenige Ertrag, den eine Anlage gemäß ihren technischen Daten (Leistungskennlinie, Nabenhöhe, Nennleistung) an dem laut EEG definierten Standort erbringt. Grob gesagt, ist es derjenige Ertrag der von der Anlage an einem normalen Standort zu erwarten ist.

Die **Standortgüte** ist das Verhältnis von Jahresertrag zu Referenzertrag.

Die **Volllaststunden** ergeben sich aus dem Verhältnis von Jahresertrag zu Nennleistung. Sie geben an, wie viele Stunden im Jahr die Anlage mit Volllast hätte laufen müssen um den Jahresertrag zu erbringen. Den Rest des Jahres hätte sie dann stillstehen können. Verbreitet wird diese Kenngröße aber so interpretiert, es sei die Zeit in der die Anlage mit Volllast gelaufen sei, also im o. g. Beispiel 1.980 h. Das wären 82,5 Tage oder rund 2 ¼ Monate. In Wirklichkeit ist sie aber tatsächlich nur 312 h oder 13 Tage mit Volllast gelaufen.

Auslastung ist der Anteil der Nennleistung, der im Jahresdurchschnitt abgegeben wurde.

Diese Kennzahlen sind für eine Anlage dieser Größenordnung schlecht. Sie wurden hier aus dem Bruttowert des Ertrages ermittelt, da die Hersteller der Anlagen in ihren Werbebroschüren auch so verfahren. Bezieht man sie auf den Nettoertrag, so sind sie noch schlechter:

Standortgüte 45 %, Volllaststunden 1.715 h und 19,5 % Auslastung. Die Kenngröße Volllaststunden (VLh) galt bis ca. 2014 verbreitet als Maß für die Windhöffigkeit. Ab einem Schwellenwert von 2.000 VLh galt ein Standort für eine wirtschaftliche Windstromerzeugung als geeignet. Da die VLh vor allem bei den heute üblichen großen Anlagen leicht durch technische Modifikationen beeinflusst werden können (hierzu mehr in Absatz 3), ist man davon abgekommen.

Mittlerweile gilt verbreitet die mittlere gekappte Windleistungsdichte, welche die im Winddargebot nutzbare spezifische Leistung in W/m^2 angibt, als Maß für die Windhöffigkeit. Sie ist rein durch die am Standort herrschende Windhöffigkeit definiert und kann nicht durch entsprechende Anlagentechnik beeinflusst werden. Als Mindestschwelle für die Eignung als Standort für eine Windenergienutzung wird beispielsweise im Bundesland BW ein Wert von 215 W/m^2 in 160 m Höhe über Grund empfohlen. Dies entspricht im Binnenland einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,76 m/s in 160 m Höhe. Davon ist man im den Schwachwindgebieten des Binnenlandes mit 161 W/m^2 weit entfernt, wie das o. g. Beispiel zeigt.

Weiterhin ergeben sich aus der Ertragsermittlung die in Tabelle 2 dargestellten Eckwerte des Einspeiseprofils

Tage	Anteil	Ertrag (MWh)	%
57	0	0	0,0
176	< 0,1	690	4,8
222	<0,2	1.762	12,4
143	>0,2	12.478	87,6
86	>0,4	9.902	69,5
46	>0,6	6.625	46,5
365		14.241	100,0
13	Volllast		

Tabelle 2: Eckwerte des Einspeiseprofils für Normalanlage

Also z. B. 222 Tage, an denen die Leistungseinspeisung höchstens 20 % der Nennleistung betrug und lediglich 12,4 % des Jahresertrages erzeugt wurden. Darunter 176 Tage mit weniger als 10% Leistungseinspeisung was 4,8 % des Jahresertrages ausmacht. Schließlich noch 57 Tage mit absolutem Stillstand und keinerlei Stromproduktion.

Lediglich an insgesamt 143 Tagen war die Leistungseinspeisung höher als 20%. In dieser Zeit wurde 87,6 % des Jahresertrages erzeugt.

Alles in allem eine äußerst ernüchternde Bilanz, die in keiner Weise auch nur die Spur einer Versorgungssicherheit erkennen lässt. Ebenso kann an dieser Art der Stromerzeugung kein überragendes öffentliches Interesse festgestellt werden. Lediglich hohe Subventionen garantieren zumindest dem Betreiber einen gewinnträchtigen Betrieb, wie die nachfolgende Tabelle zeigt.

Nennleistung	7.200 kW		
Jahresertrag Nettoertrag:	12.349 MWh		
Anlagekosten:	11.000.000 Euro		
Inv. Nebenkosten/kW	500 Euro		
Betriebskosten (% Invest)	3,50 %		
Pacht (zusätzlich)	0 Euro		
	Mit Sondervergütung	Ohne Sondervergütung	
EEG Vergütung ct./kwh	10,29	6,64	ct
EEG Ertrag	1.270.712,10	819.973,60	Euro
Invest-Kosten gesamt	14.600.000,00	14.600.000,00	Euro
Kosten/Jahr (20 J.)	730.000,00	730.000,00	Euro
Betr. Kosten	385.000,00	385.000,00	Euro
Pacht (zusätzlich)	0,00	0,00	
Bilanz	155.712,10	-295.026,40	Euro

Tabelle3: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für Normalanlage

Hier sind überschlägige Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für die Fälle mit und ohne Sondervergütung dargestellt. Überschlägig in dem Sinne, dass für die einzelnen Positionen keine genauen Daten verfügbar sind. Angaben über Anlagekosten oder Betriebskosten werden von den Projektierern als vertrauliche Daten betrachtet und entsprechend unter Verschluss gehalten. Deshalb ist man hier auf allgemein zugänglich Angaben angewiesen, die vorwiegend aus entsprechenden Studien z. B. der Deutschen WindGuard („Situation der Windenergie an Land“) stammen.

Sinn der Tabelle ist auch nicht, eine möglichst genaue Wirtschaftlichkeitsberechnung zu präsentieren, sondern es soll gezeigt werden, dass nur durch die hohen Subventionen des Referenzertragsmodells ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Ein Zustand, der volkswirtschaftlich auf Dauer sicherlich nicht haltbar ist. Es dürfte der Bevölkerung wohl schwer zu vermitteln sein, dass einerseits durch den Betrieb subventionsgestützter WEA Gewinn erzielt wird, andererseits aber die gegenwärtige Haushaltslage eine Senkung der Stromsteuer für die Allgemeinheit nicht zulässt.

Aus all diesen Gründen ist ja wohl eine kritische Überprüfung des Referenzertragsmodells geplant.

3. Schwachwindanlagen

3.1 Prinzip einer Schwachwindanlage

Gleichzeitig wird aber im Monitoringbericht unter der Kategorie „6.5.3 Marktintegration von Wind an Land verbessern“ die Möglichkeit erwähnt, eine stärkere Berücksichtigung von Schwachwindanlagen könne zu einer gleichmäßigen Einspeisung beitragen und somit Einspeisespitzen verringern. Im Einzelnen wird dort wie folgt ausgeführt:

Im aktuellen EEG-Fördersystem gibt es keine explizite Anreizwirkung für Windenergieanlagen an Land mit höherem Marktwert. Beispielsweise könnte Strom aus Schwachwindanlagen, die sich in der Regel durch ein gleichmäßigeres Einspeiseprofil auszeichnen, einen höheren Marktwert haben als Strom aus Starkwindanlagen. Die Ausgestaltung der Marktprämie, und dabei die Berechnung der Marktwerte im Speziellen, sowie Anreize aus dem Referenzertragsmodell führen jedoch dazu, dass sich in den meisten Konstellationen die Schwachwindanlagen für die Betreiber nicht als wirtschaftliche Option darstellen, obwohl sie aus Systemperspektive wertvoller sein könnten.

Umsetzungsoptionen

Eine Möglichkeit zur Stärkung der Marktintegration besteht in einer differenzierteren Berechnung der Marktwerte sowie des Referenzertragsmodells, die technologische Spezifikationen wie Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Rotor-Generator-Verhältnis oder Standortcharakteristik einbezieht. Dadurch könnten Anlagentypen mit systemdienlicherer Erzeugungscharakteristik gezielt höhere Marktwerte erzielen und so wirtschaftlich attraktiver werden.

Auswirkung auf Versorgungssicherheit

Eine stärkere Berücksichtigung von Schwachwindanlagen kann zu einer gleichmäßigeren Einspeisung beitragen und Einspeisespitzen verringern. Dies könnte den Redispatchbedarf senken oder zumindest dessen Anstieg begrenzen. Langfristig kann eine gleichmäßigere Windstromerzeugung die Versorgungssicherheit erhöhen, insbesondere in Zeiten mit geringer Solarstromproduktion

Also: Strom aus Schwachwindanlagen könnte sich durch ein gleichmäßigeres Einspeiseprofil auszeichnen und könnte dadurch einen höheren Marktwert haben als Strom aus Starkwindanlagen. Aus der Systemperspektive könnten diese Schwachwindanlagen dann wertvoller sein als Starkwindanlagen. Sie müssten aber durch eine differenziertere Berechnung des Referenzertragsmodells, indem Spezifikationen wie Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Rotor-Generator-Verhältnis werden, in das bisherige Referenzertragsmodell mit einbezogen werden. **Weiterhin erhofft man sich von den Schwachwindanlagen eine gleichmäßigere Einspeisung und Verringerung der Einspeisespitzen, ja langfristig gar durch eine gleichmäßigere Windstromerzeugung eine Erhöhung der Versorgungssicherheit.** Kurzum, die Lösung der grundsätzlichen Probleme der Windenergieerzeugung. Allerdings ist dies vorwiegend im Konjunktiv formuliert. **Das alles hat man schon vor 10 Jahren von den sogenannten Schwachwindanlagen erhofft, offensichtlich ist davon aber nichts eingetroffen.** Deshalb wird nachfolgend die Wirkungsweise einer solchen Schwachwindanlage mal genauer durchleuchtet.

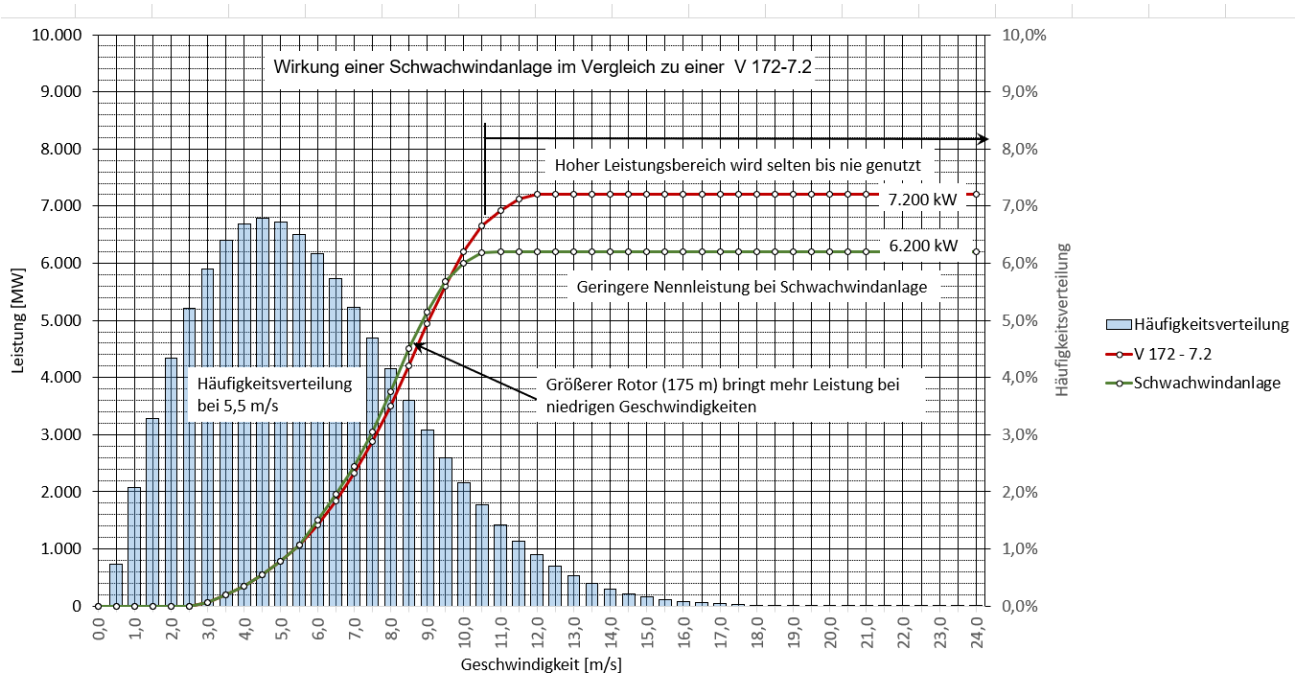


Abbildung 3: Wirkung einer Schwachwindanlage im Vergleich zu einer Vestas V172-7.2

In Abbildung 3 ist zunächst einmal wieder die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Form der blauen Säulen dargestellt. Dann zunächst die rote Kennlinie einer Vestas V172-7.2. Die Kennlinie gibt an, welche Leistung bei welcher momentanen Windgeschwindigkeit abgegeben wird. Die Leistungsabgabe fängt bei der Einschaltgeschwindigkeit (hier 3 m/s) bei Null kW an, steigt dann in 3. Potenz mit der Windgeschwindigkeit an, wird dann allmählich bei Annäherung an die Nennleistung abgeregelt und dann konstant gehalten. Bei etwa 25 m/s wird die Abschaltgeschwindigkeit erreicht und die Anlage wird aus dem Wind genommen, um eventuelle Schäden zu vermeiden.

Man erkennt einen Bereich von 12 m/s bis 24 m/s in welchem die Leistungsabgabe unabhängig von Geschwindigkeitsänderungen konstant bleibt und die Anlage eine konstante Leistung abgibt. Ansonsten verursachen Geschwindigkeitsänderungen eben Leistungsänderungen in Abhängigkeit von der 3. Potenz der Geschwindigkeit. Gleichzeitig erkennt man, dass die Nennleistung bei der für ein Schwachwindgebiet typischen Häufigkeitsverteilung nur sehr selten bis nie erreicht wird, eine hohe Nennleistung also nur sehr wenig zum Gesamtertrag beiträgt.

Dieser Effekt wird bei den Schwachwindanlagen berücksichtigt: Man reduziert die Nennleistung, die damit verbundene geringe Leistungseinbuße kompensiert man teilweise oder vollständig durch einen größeren Rotor, mit dem bei geringeren Geschwindigkeiten mehr Leistung geerntet werden kann. Dadurch ändert sich der Jahresertrag nur geringfügig oder bleibt gleich. Durch die geringere Nennleistung vergrößert sich aber der Quotient aus Jahresertrag geteilt durch Nennleistung und man erhält über eine höhere Anzahl von Volllaststunden eine scheinbar bessere Wirtschaftlichkeit.

Die in Abbildung 3 ebenfalls eingezeichnete grüne Kennlinie verdeutlicht dies. Hier wurde ein leistungsschwächerer Generator (6.200 kW anstelle von 7.200 kW) mit einem größeren Rotor kombiniert (175 m Durchmesser anstelle von 172 m) und die daraus resultierende Kennlinie berechnet. Es handelt sich um eine fiktive Anlage, die lediglich zeigen soll, was man mit einer Schwachwindanlage erreichen kann. Weiterhin erkennt man aus Abbildung 3, dass die grüne Kennlinie einen längeren Abschnitt mit konstanter Leistungsabgabe aufweist:

Von 10 m/s bis 24 m/s. Daraus schließt man nun, dass diese Schwachwindanlagen ein gleichmäßigeres Einspeiseprofil aufweisen und somit durch eine gleichmäßigere Windstromerzeugung zu einer höheren Versorgungssicherheit beitragen könnten. Eine genauere Analyse kann diese Annahme aber nicht bestätigen, wie nachfolgend gezeigt wird.

3.2 Der Effekt der geringeren Nennleistung

Hierzu bedarf es einiger kurzen theoretischen Betrachtungen. Der (elektrische) Jahresertrag für einen bestimmten Anlagentyp ist durch die nachfolgende Beziehung gegeben:

$$E_{el} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_p \cdot c_t \cdot \pi \cdot r^2 \int_0^{\infty} f(v) \cdot P(v) dv$$

Darin ist ρ die Luftdichte in kg/m^3 , c_p der aerodynamische Wirkungsgrad des Rotors, c_t der mechanische Wirkungsgrad des Generators, r der Radius des Rotors. $f(v)$ ist die Häufigkeit der Windklasse, $P(v)$ die Leistungsabgabe der Windklasse gemäß der Leistungskennlinie. Das Integral erstreckt sich über alle weiter oben erwähnten Windklassen. In der Praxis kommen Windklassen über 25 m/s nicht mehr vor, also erstreckt sich die Integration über 50 Windklassen. (Windgeschwindigkeiten von 0 m/s bis 25 m/s in Intervallen von 0,5 m/s). Man muss das alles nicht im Detail verstehen oder durchdringen, wichtig ist nur, der Wert des Integrals ist standortabhängig und kann für eine vorgegebene Nabenhöhe an einem bestimmten Standort nur über die Kennlinie einer Anlage beeinflusst werden. Die Wirkungsgrade können für einen bestimmten Anlagentyp nur in sehr engen Grenzen variiert werden. **Die einzige Größe, die markant beeinflusst werden kann, ist die Querschnittsfläche des Rotors ($\pi \cdot r^2$).**

Die Kenngröße Volllaststunden (VLh) ist nun definiert als Quotient Jahresertrag/Nennleistung, also:

$$VLh = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_p \cdot c_t \cdot \frac{\pi \cdot r^2}{N} \cdot \frac{1}{t} \int_0^T v(t)^3 dt$$

Mit N = Nennleistung in (kW). Hier sieht man nun, dass die Größe VLh eben über eine geringere Nennleistung beeinflusst werden kann. Bei der rot umrandeten Größe handelt es sich aber um das im Monitoringbericht unter der Kategorie „6.5.3 Marktintegration von Wind an Land verbessern“ angesprochene Rotor-Generator-Verhältnis, welches man über eine technische Spezifikation in ein differenziertes Referenzertragsmodell mit einbeziehen will. Also letztendlich eine Wiederbelebung der alten Kenngröße „Volllaststunden“ (VLh) über die dann die Vergütung gesteuert werden soll, obwohl diese Kenngröße lediglich eine kosmetische Korrektur, keinesfalls aber eine Verbesserung der Ertragssituation darstellt, wie nachfolgend gezeigt wird.

3.3 Ertragsverhältnisse einer Schwachwindanlage

Wie für die Normalanlage V172 – 7,2 MW Kapitel 2 beschrieben, wurde für die weiter oben beschriebene fiktive Schwachwindanlage ein Ertragsrechnung unter denselben Randbedingungen (199 m Nabenhöhe, 5,5 m/s mittlere Windgeschwindigkeit) durchgeführt: Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt:

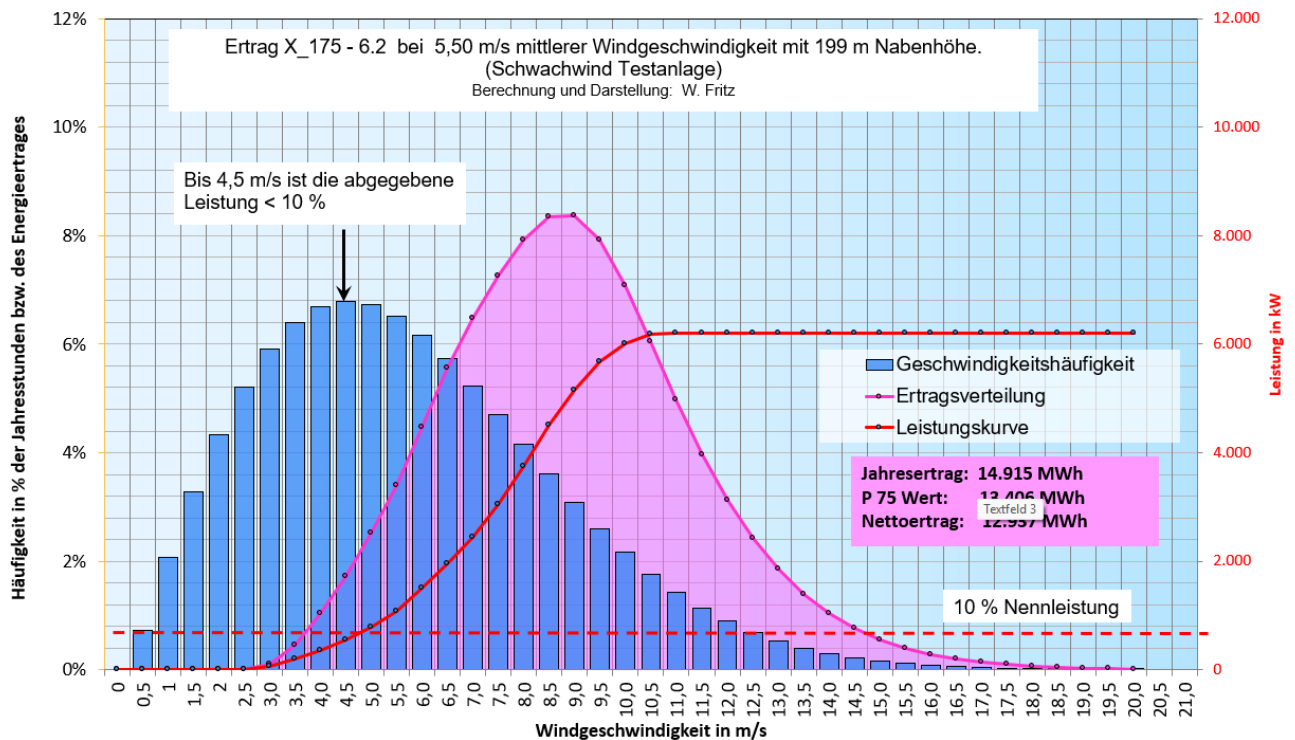


Abbildung 4: Ertragsermittlung für eine Schwachwindanlage.

Da es sich um eine weiter oben beschriebene, nicht existente, fiktive Anlage handelt, die lediglich die Möglichkeiten einer Schwachwindanlage demonstrieren sollte, wurde sie als X₁₇₅ - 6.2 bezeichnet, in Anlehnung an die allgemein übliche Bezeichnung in Abhängigkeit von Rotordurchmesser und Nennleistung. (175 m Rotordurchmesser, 6,2 MW = 6.200 kW Nennleistung). Die unterschiedlichen Ertragskennzahlen sind nachfolgend in Tabellenform dargestellt:

	V 172 – 7.2	X ₁₇₂ – 6.2
Jahresertrag (MWh)	14.236	14.915
Referenzertrag (MWh/a)	27.615	27.053
Standortgüte	52 %	55 %
Auslastung	23 %	27 %
Mittlere. Windleistungsdichte (/W/m ²)	161	161
Volllaststunden	1.980	2.406

Tabelle 4: Vergleich der Kenngrößen zwischen Normalanlage und Schwachwindanlage

Wie man sieht, ist die einzige Kenngröße, die sich markant ändert, die **Anzahl der Volllaststunden**. Dies ist aber **eine rein kosmetische Korrektur, da sich die entsprechenden Leistungsdaten nur unwesentlich ändern**.

Der Jahresertrag hat hier durch die reduzierte Nennleistung sogar leicht zugenommen, der größere Rotor hat den Leistungsverlust wohl mehr als kompensiert. Das muss nicht immer so sein, hier wurde ein **optimaler Rotorwirkungsgrad angenommen, der in der Realität nicht immer gegeben** ist. Was völlig **unverändert bleibt, ist die mittlere Windleistungsdichte**, die ja nur von der dargebotenen Windhöffigkeit abhängt und deshalb ein **unbestechliches Maß für die Qualität eines Standortes** bleibt.

Auch die Eckwerte der Leistungseinspeisung ändern sich gegenüber der Normalanlage nur geringfügig:

Tage	Anteil	Ertrag	%
57	0	0	0,0
151	< 0,1	493	3,3
200	< 0,2	1.374	9,2
165	> 0,2	13.544	90,8
103	> 0,4	11.084	74,3
46	> 0,6	6.326	42,4
365		14.918	100,0
29	Nennlast	4.089	27,4

Tabelle 5: Eckwerte des Einspeiseprofiles für die Schwachwindanlage

Nach wie vor hat man 57 Tage mit absolutem Stillstand und keinerlei Stromproduktion. (Die Einschaltgeschwindigkeit hat sich nicht verändert.) Anstelle von 13 Tagen läuft die Anlage jetzt an 29 Tagen mit Volllast, die übrigen Schwachwindphasen werden etwas geringer. Da aber die angegebenen Zeiten nicht zusammenhängend, sondern beliebig zerstückelt über das Jahr auftreten, sind die Unterschiede letztendlich unerheblich. Besonders deutlich wird dies, wenn man die Einspeiseprofile über das Jahr betrachtet:

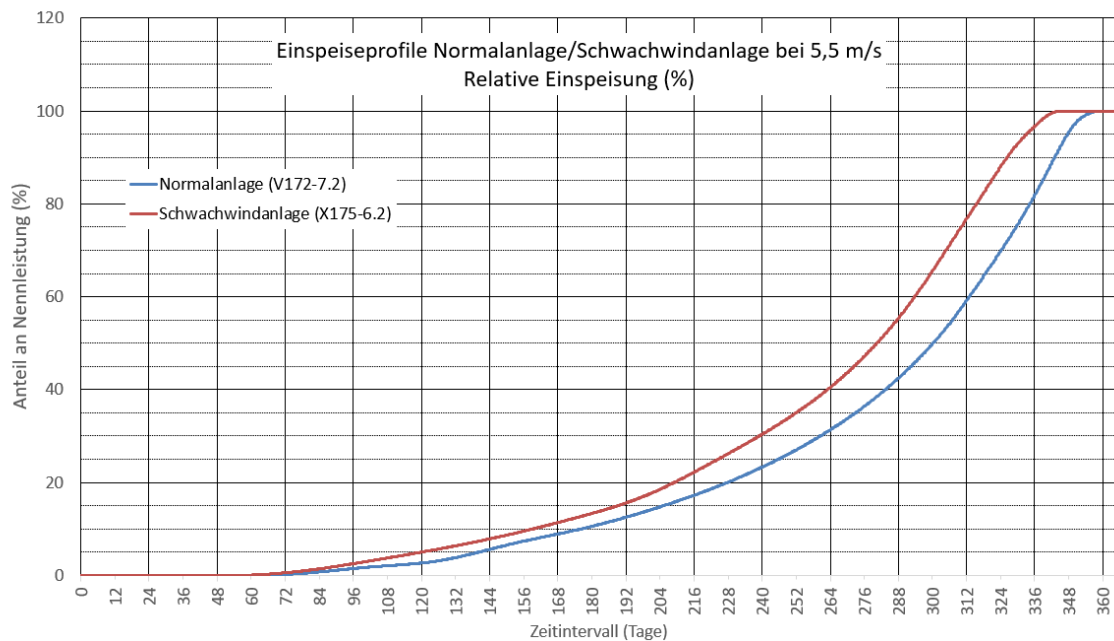


Abbildung 5: Einspeiseprofile Normalanlage/Schwachwindanlage

Aus der Abbildung 5 kann man ablesen, an wie vielen Tagen im Jahr welche Leistungsklassen abgegeben wurden. So z. B. von links beginnend ca. 60 Tage mit Stillstand, ohne Leistungsabgabe. Bei der Normalanlage an 222 Tagen zwischen Null und 20 % der Nennleistung. Bei der Schwachwindanlage knapp über 200 Tage mit Leistungsabgabe < 20 %, usw. Nach 365 Tagen sind sämtliche Leistungsklassen in unterschiedlicher Häufigkeit aufgetreten. Aus dem sehr flachen Verlauf der Einspeiseprofile über einen sehr weiten Bereich folgt, dass die geringen Leistungsklassen überwiegen, während die hohen Leistungsanteile nur an wenigen Tagen auftreten. Das weiter oben angesprochene, typische Grundproblem der Windenergieerzeugung.

Diese Tage treten natürlich nicht zusammenhängend auf, sondern sind beliebig über das Jahr zerstückelt. Insgesamt ist zu erkennen, dass Anteile mit höherer Leistungsabgabe bei einer Schwachwindanlage geringfügig zunehmen, wegen des größeren Rotors eben. Von einer gleichmäßigeren Windstromerzeugung oder gar Verstetigung der Einspeisung, kann aber keine Rede sein. Es dominiert nach wie vor der typische extreme Lastgang der Windstromerzeugung mit den dominierenden Schwachwindphasen. Da die unterschiedliche Einspeisung stochastisch über das Jahr verteilt bleibt, ändert sich an der extremen Volatilität praktisch nichts.

Nennleistung	6.200 kW		
Jahresertrag Nettoertrag:	12.957 MWh		
Anlagekosten:	11.000.000 Euro		
Inv. Nebenkosten/kW	500 Euro		
Betriebskosten (% Invest)	3,50 %		
Pacht (zusätzlich)	0 Euro		
	Mit Sondervergütung	Ohne Sondervergütung	
EEG Vergütung ct./kWh	10,29	6,64	ct
EEG Ertrag	1.333.275,30	860.344,80	Euro
Invest-Kosten gesamt	14.100.000,00	14.100.000,00	Euro
Kosten/Jahr (20 J.)	705.000,00	705.000,00	Euro
Betr. Kosten	385.000,00	385.000,00	Euro
Pacht (zusätzlich)	0,00	0,00	
Bilanz	243.275,30	-229.655,20	Euro

Tabelle 6: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für Schwachwindanlage.

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung in Tabelle 6 wurde nach demselben Prinzip wie für die Normalanlage in Tabelle 3 durchgeführt. Aufgrund der geringeren Nennleistung sind nun die auf die Nennleistung gezogenen Betriebskosten geringer, der Gewinn somit höher und der Verlust ohne Sondervergütung geringer als in der Tabelle 3. **Es bleibt aber dasselbe Problem: nur über Subventionen ist ein gewinnträchtiger Betrieb möglich.**

4. Fazit

Zusammenfassend kann man feststellen:

- Die in der Kategorie 6.5.3 „Marktintegration von Wind an Land verbessern“ angedeuteten Verbesserungen durch Schwachwindanlagen sind nicht realisierbar.
- Der Effekt eines erhöhten Rotor-Generator-Verhältnisses führt aufgrund der Definition lediglich zu einer Erhöhung der Volllaststunden (VLh).
- Damit wird lediglich Zahlenkosmetik betrieben, die eine scheinbare bessere Wirtschaftlichkeit vortäuscht, die aber in Wirklichkeit nicht vorhanden ist.
- Die Standortqualität (Windleistungsdichte) kann durch diese Maßnahmen nicht beeinflusst werden, weshalb sie letztendlich nutzlos sind.
- Auch diese Schwachwindanlagen kommen nur mit hohen Subventionen über die Runden.
- Energetisch ist ihr Effekt vernachlässigbar. Der Effekt einer gleichmäßigeren Einspeisung wegen häufigerem Betrieb mit Nenngeschwindigkeit ist vernachlässigbar, da die Häufigkeit der Nenngeschwindigkeit in Schwachwindgebieten zu gering ist.
- Damit stellen die Schwachwindanlagen auch keine Systemperspektive dar.

Es ist somit nicht lohnenswert die in der Kategorie 6.5.3 diskutierten Möglichkeiten zur möglichen Ergänzung oder Änderung des Referenzertragsmodells weiter zu verfolgen. Sie stammen aus rein qualitativ möglichen Betrachtungen, die aber einer quantitativen Untersuchung nicht standhalten.