

# ***Fehleinschätzungen der Wind- stromerzeugung***



**Zusammengestellt  
von  
Dipl. - Ing. Willy Fritz**

## **Allgemeines**

Die Windenergie wird sehr kontrovers diskutiert. Für die Befürworter ist es eine saubere umweltfreundliche Form der Stromerzeugung, der Wind ist kostenlos usw. Dementsprechend positiv und optimistisch sind die Argumente.

Für die Kritiker ist Windstrom nicht planbar, Windkraftwerke sind größtenteils unrentabel, führen zu optischen und akustischen Belästigungen der Anwohner, zerstören Landschafts- und Naturschutzgebiete und zu einer großräumigen "Verspargelung" der Landschaft. Dementsprechend sind hier die Argumente weniger positiv und weniger optimistisch.

In dem vorliegenden Bericht sind nun einige Fakten zur Wirtschaftlichkeit und zum Lastgang der Windenergie zusammengestellt, die in der öffentlichen Diskussion weitgehend ignoriert werden. Hier soll dieser Bericht die entsprechenden Informationslücken schließen.

In der Zusammenfassung im ersten Teil werden die wesentlichen Aussagen des Berichts hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Lastgang in komprimierter Form dargestellt. Alle diese Aussagen basieren auf konkreten, nachprüfbaren Daten.

In einem allgemeinen zweiten Teil werden einige wichtige Grundlagen dargestellt, sowie wichtige Definitionen (wie z.B. Referenzertrag) erläutert. Ebenso wird etwas Hintergrund zur Wirtschaftlichkeit (Kriterien) und zum Lastgang gegeben.

Im dritten Teil werden dann Wirtschaftlichkeit und Lastgang anhand konkreter Daten speziell für die nähere Umgebung der Buocher Höhe kritisch analysiert. Die verwendeten Daten sind zertifizierte Ertragsdaten von TransnetBW.

Der Verfasser hat Luft- und Raumfahrttechnik studiert und war 39 Jahre lang in der deutschen Luftfahrtindustrie auf dem Gebiet der numerischen Strömungssimulation (CFD) tätig und befasst sich seit 2012 mit den Themen Windhöflichkeit, Wirtschaftlichkeit und Lastgang.

Datum der Berichtserstellung: 22. 10. 2014

## **Liste der Abkürzungen**

In dem Bericht werden folgende Abkürzungen verwendet:

- a* Abkürzung für Jahr (z.B. kWh/a)
- h* Abkürzung für Stunde (z.B. kWh)
- BW* Baden-Württemberg
- kW* Kilowatt, Leistungseinheit
- kWh* Kilowattstunde, Ertragseinheit
- MW* Megawatt = 1.000 kW
- MWh* -Megawattstunde = 1.000 kWh
- GW* Gigawatt = 1.000.000 kW
- GWh* Gigawattstunde = 1.000.000 kWh
- WEA* Windenergieanlage

**Inhaltsverzeichnis**

<b>1. Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Wirtschaftlichkeit.....	1
1.2 Lastgang.....	3
1.3 Fazit.....	5
<b>2. Grundlagen.....</b>	<b>6</b>
2.1 Physik, Technik .....	6
Häufigkeitsverteilung.....	10
Ertragsermittlung.....	12
Referenzertrag .....	13
Volllaststunden.....	15
2.2 Wirtschaftlichkeit.....	16
2.3 Lastgang/Nachhaltigkeit .....	19
2.4 Schwachwindanlagen.....	21
<b>3. Beispiele aus der Realität.....</b>	<b>25</b>
3.1 Wirtschaftlichkeit .....	25
Allgemeines .....	25
Ingersheim 2013 .....	26
Striethof 2013.....	28
Wasseraffingen/Waldhausen 2013 .....	30
Fazit für Baden-Württemberg.....	31
3.2 Lastgang, Versorgungssicherheit .....	35
Einzelanlage .....	35
Region, Bundesland.....	37
Bundesweit .....	39
Versorgungssicherheit durch noch mehr Windkraftwerke .....	49
3.3 Unsicherheiten, Risiken.....	50

**Verzeichnis der Abbildungen**

Abbildung 1:	Symbolische Funktionsweise einer Windturbine. ....	6
Abbildung 2	Variation der Windgeschwindigkeit über Höhe und Breite .....	7
Abbildung 3	Höhenprofil der mittleren Geschwindigkeit .....	8
Abbildung 4	Leistungskennlinie einer Windturbine .....	10
Abbildung 5	Statistische Windverteilung .....	11
Abbildung 6	Häufigkeit der einzelnen Windklassen für eine mittlere Jahres- .....	12
Abbildung 7	Referenzertragsabhängige Vergütung nach Neufassung des EEG .. 2014 .....	14
Abbildung 8	Volllaststunden in Deutschland 2000 - 2012. ....	15
Abbildung 9.	Volllaststunden in Baden-Württemberg. ....	16
Abbildung 10	Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Referenzertrages.....	18
Abbildung 11	Lastgang am Beispiel des Ertrages einer Nordex N131 .....	20
Abbildung 12	Einfluss der Rotorgröße auf die Leistungskennlinie .....	22
Abbildung 13	Vergleich der Kennlinie E 101/E 115.....	23
Abbildung 14	Erträge für Ingersheim.....	27
Abbildung 15:	Geographische Lage des Windparks Striethof .....	28
Abbildung 16	Ertragsdaten für Striethof .....	29
Abbildung 17	Ertragsdaten für den Windpark Wasseraffingen/Waldhausen. ....	30
Abbildung 18	Windpark Wasseraffingen/Waldhausen, Erträge 2007 - 2014.....	31
Abbildung 19	Mittlerer Referenzertrag aller von 1982 bis 2013 erstellten Anlagen. . .....	32
Abbildung 20	Mittlerer Referenzertrag der von 2010 bis 2013 erstellten Anlagen.	33
Abbildung 21	Mittlerer Referenzertrag der von 2006 bis 2009 erstellten Anlagen.	34
Abbildung 22	Von den Stadtwerken München veröffentlichte statistische Daten.	36
Abbildung 23	Windstromeinspeisung in BW im Jahresverlauf von 2013.....	38
Abbildung 24	Windstromeinspeisung BW September 2013.....	38
Abbildung 25	Windstromeinspeisung BW Januar 2013 .....	39
Abbildung 26	Windstromeinspeisung 06. Dezember 2013, Gesamtdeutschland .	42
Abbildung 27	Windstromeinspeisung 06. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	42
Abbildung 28	Windstromeinspeisung 07. Dezember 2013, Gesamtdeutschland .	43
Abbildung 29	Windstromeinspeisung 07. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	43
Abbildung 30	Windstromeinspeisung 08. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.	44

Abbildung 31	Windstromeinspeisung 08. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	44
Abbildung 32	Windstromeinspeisung 09. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.	45
Abbildung 33	Windstromeinspeisung 09. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	45
Abbildung 34	Windstromeinspeisung 10. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.	46
Abbildung 35	Windstromeinspeisung 10. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	46
Abbildung 36	Windstromeinspeisung 11. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.	47
Abbildung 37	Windstromeinspeisung 11. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	47
Abbildung 38	Windstromeinspeisung 12. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.	48
Abbildung 39	Windstromeinspeisung 12. Dezember 2013, Baden-Württemberg.	48
Abbildung 40	Produktion Gesamtdeutschland und Bedarf Baden-Württemberg..	49

# 1. Zusammenfassung

## 1.1 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsproblematik aufgrund der speziell in Süddeutschland geringen Windhöufigkeit wurde von der Bürgerinitiative BNB seit 2012 immer wieder angesprochen und anhand der Ertragsdaten von TransnetBW belegt. Mittlerweile wurde dies auch in renommierten Fernsehsendungen wie ARD Report Mainz bestätigt:

<http://www.swr.de/report/windkraft-flaute/-/id=233454/nid=233454/did=14107844/13ibdsm/index.html>

<http://www.swr.de/zur-sache-rheinland-pfalz/ende-der-goldgraeber-stimmung-wie-rentabel-sind-windraeder-wirklich/-/id=7446566/did=14155962/nid=7446566/1ipbts2/index.html>

Auch hier werden als Hauptgrund zu optimistische Windgutachten genannt. Zusätzlich noch eine Unterschätzung der Betriebs- und Investitionskosten. So kommt Werner Daldorf vom Bundesverband der Windindustrie zu dem Schluss, dass 2/3 aller Windkraftanlagen in Deutschland unwirtschaftlich betrieben werden. Diese Aussage beruht auf der Auswertung von über 1.000 Jahresabschlüssen von 2001 - 2011. Anhand solcher Auswertungen wurden auch vom Deutschen Windenergie Institut (DWI) Empfehlungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von WEAs erlassen, diese lauten:

- Mindestens 2.000 VLh
- Mindestenertrag 60 % des Referenzertrages

Vergleicht man die statistischen Daten des Landes Baden-Württembergs mit diesen Grenzwerten, so erkennt man, dass großflächig keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist: 2012 wurden gerade mal 1250 VLh erreicht. Noch präziser belegt dies eine Darstellung der Anteile am Referenzertrag in Abbildung 20 und Abbildung 21: es gibt nur ganz wenige Gebiete, in denen mehr als 60% des Referenzertrages erreicht wurde. Bis Ende 2011 galten ja 60 % des Referenzertrages als Mindestertragsgrenze um überhaupt eine erhöhte EEG Vergütung zu erhalten. Allerdings genügte der gutachterliche Nachweis, der wohl bei allen bis dahin genehmigten Anlagen erbracht wurde. Wie die Ertragsdaten von TransnetBW und eben Abbildung 20 und Abbildung 21 belegen, erfüllen nur ganz wenige Standorte diese Bedingungen tatsächlich. D. h. die meisten Windkraftwerke in BW wurden nur aufgrund von zu optimistischen Windgutachten errichtet. Hierzu passt die Aussage eines Vertreters der OVAG (Oberhessische Versorgungsbetriebe AG), die schon in zahlreichen Windparks als Investor engagiert ist:

*Auf Windkarten und Windgutachten allein wolle man sich nicht stützen. Zu groß sei immer noch das Risiko der Fehleinschätzung. Die Windenergiebranche und die Gutachter seien in ihrem Erfahrungsschatz noch »limitiert«.*

Seit 2012 gibt es diese 60 % Mindestertragsregelung im EEG nicht mehr. Allerdings werden dies 60% nach wie vor von der Landesregierung BW in ihrem Energieatlas (Stand 2012) als unterste Wirtschaftlichkeitsgrenze empfohlen:

*Ein gutes Maß für die Beurteilung der Tauglichkeit eines Standortes für den Betrieb von Windenergieanlagen stellt der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definierte Referenzertrag dar. Bis Ende 2011 war ein Jahresertrag für die Windenergieanlage(n) am Standort von mindestens 60% in Bezug auf einen im EEG definierten Referenzstandort Voraussetzung für eine Stromvergütung nach dem EEG. Diese Grenze ist weiterhin ein Richtwert für die minimale Windhöffigkeit, die ein Standort bieten sollte. Je nach Anlagentyp, Turmhöhe und Höhe des Standortes über Meer ist zum Erreichen dieser Mindestertragsschwelle eine für den jeweiligen Standort ermittelte durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit von etwa 5,3 m/s bis 5,5 m/s in 100 m über Grund erforderlich.*

*Eine Investition in ein Windenergieprojekt bedeutet in der Regel eine langfristige Kapitalbindung, welche mit einem gewissen unternehmerischen Risiko verbunden ist. Analog zu vergleichbaren Kapitalanlagen wird außerdem mit einer Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals gerechnet.*

*Für Investoren gilt daher meist die Ertragsschwelle von 80 % des EEG-Referenzertrags als Mindestrichtwert zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes. Dieser Mindestertrag wird in der Praxis - fast unabhängig von Anlagentyp und Nabenhöhe - erst an Standorten mit einer durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit von 5,8 m/s bis 6 m/s in 100 m über Grund erreicht.*

<http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224534/>

Nach der Reduzierung der erhöhten Anfangsvergütung im EEG 2014 reichen diese 60% Mindestertrag allerdings nicht mehr, es sollten eher 70 % sein. (Kapitel 2.2). Einer Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s entsprechen 5,8 m/s in 140 m Höhe und aus 6 m/s werden 6,3 m/s in 140 m Höhe. Soweit die vollmundigen Empfehlungen der Landesregierung, die Realität in der näheren Umgebung sieht dagegen weniger erfreulich aus:

- Ingersheim 2013: 44,4 % Referenzertrag, 4,95 m/s in 140 m Nabenhöhe.
- Striethof (bei GD) 2013: 36 % Referenzertrag, 4,45 m/s in 100 m Nabenhöhe.
- Wasseralfingen/Waldhausen, 7-Jahres Mittelwerte (2007 - 2011): 48% Referenzertrag, 4,65 m/s in 109 m Nabenhöhe.

Also kein einziger dieser Standorte erfüllt auch nur annähernd die Empfehlungen der Landesregierung. Ähnlich sieht es im übrigen BW aus (Kapitel 3.1). Trotz der ernüchternden Ertragssituation wird munter weitergeplant. So weihte Ministerpräsident Kretschmann im November 2013 mit blumigen Worten ("das sind schöne Maschinen") in Buchen im Odenwaldkreis den angeblich größten Bürgerwindpark BWs (5 Anlagen) ein, bei dem schon aufgrund der Ertragsprognosen nur 53% des Referenzertrages zu erwarten sind.

Zukünftige optimistische Potenzialanalysen (bis zu 2.500 VLh) beruhen auf der Annahme, einer weiteren Zunahme der Geschwindigkeit mit zunehmender Nabenhöhe. Dies muss nicht unbedingt der Fall sein. (Kapitel 2.1). Ebenso setzt man große Hoffnungen in die sogenannten Schwachwindanlagen. Jene kombinieren noch größere Rotoren mit eher leistungsschwachen Generatoren und betreiben dadurch im we-

sentlichen Kosmetik an den Volllaststunden. Da durch den größeren Rotor auch der anlagenspezifische Referenzertrag steigt, erhöhen sie den Anteil am Referenzertrag nur unwesentlich (Kapitel 2.4). Wegen der Kosmetik an den VLh, benötigen sie deutlich mehr als 2.000 VLh für einen wirtschaftlichen Betrieb. Jedenfalls können auch sie einen 50% Standort nicht in einen rentablen 70% Standort verwandeln.

Stellt sich noch die Frage, für wen Wirtschaftlichkeit von Bedeutung ist, in Diskussionen wird immer wieder erwähnt, Hauptsache es wird umweltfreundlicher Strom erzeugt, Wirtschaftlichkeit sei sekundär usw. Die Ersteller eines Windparks wie:

- Planungsbüros, Projektierer
- Windradhersteller
- Baufirmen für Fundamentierung, Zuwegung
- Berater (Rechtsanwälte, Steuerberater)

werden vor Inbetriebnahme des Windparks aus dem von den Anlegern (Investoren, Bürger) eingebrachten Kapital entlohnt, tragen also keinerlei Risiko, für sie ist es unerheblich ob der Windpark wirtschaftlich betrieben wird oder nicht. Das Risiko liegt bei den Betreibern und den Anlegern, denen bei unwirtschaftlichem Betrieb erhebliche finanzielle Verluste drohen.

## **1.2 Lastgang**

Nach wie vor werden fast ausschließlich die Gesamtzahlen der Windstromerzeugung in "Haushalten" bzw. die jährlich neuen Rekordmarken für die installierte Nennleistung in Diskussionen um die Windenergie eingeführt. Die energiewirtschaftlich maßgeblichen Lastganglinien, die die eingespeiste Leistung der Anlagen als Funktion der Zeit dokumentieren, werden fast völlig ignoriert, es wird stillschweigend so getan, als ob die jährlich produzierte Strommenge, die soundso viele Haushalte mit Strom versorgen kann, kontinuierlich über das Jahr verteilt zur Verfügung steht. Dies ist beileibe nicht der Fall, der Wind weht ja bekanntlich nicht konstant über das Jahr verteilt. Im Binnenland dominieren Schwachwindtage mit Windgeschwindigkeiten unter 6 m/s, Starkwindtage sind weniger häufig. Da ja die dem Wind entnommene Leistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, geben die Windenergieanlagen bei Schwachwind eine weit unterhalb ihrer Nennleistung -die sie erst bei 12 m/s erreichen- liegende elektrische Leistung ab, auch wenn sie sich munter im Wind drehen.

Anhand von statistischen Windverteilungen und anhand von öffentlich verfügbaren Windgutachten kann man die Ertragsverteilung über das Jahr erfassen (Kapitel 2.3 und 3.2) und es ergibt sich eine ernüchternde Bilanz. So werden im Binnenland an aufsummiert 8 Monaten gerade mal 20% des gesamten Jahresertrages erbracht. In dieser Zeit können nur wenige bis gar keine (bei Windstille) Haushalte mit Windstrom versorgt werden, es muss Strom zugeliefert werden. Die restlichen 80% des Jahresertrages werden an aufsummiert 4 Starkwindmonaten erbracht, in dieser Zeit wird zu viel Strom produziert. Dieser Überschuss kann aber nicht gespeichert und auf Schwachwindtage verteilt werden, er muss direkt verbraucht oder eben "entsorgt" werden. Diese Stark- und Schwachwindtage treten natürlich nicht zusammenhängend auf, sondern sind willkürlich über das Jahr verteilt, also nicht planbar. Auch

gleichen sie sich nicht weiträumig gegenseitig aus, Einspeisedaten von TransnetBW und EEX belegen, dass es sowohl landesweit (BW) als auch bundesweit zusammenhängende Schwachwindwetterlagen gibt (Kapitel 3.2). Diese Problematik, sowie die daraus resultierenden Folgen werden mittlerweile zunehmend von politischen Entscheidungsträgern erkannt. So steht beispielsweise im Koalitionsvertrag:

*"Solange keine anderen Möglichkeiten (wie z. B. Speicher oder Nachfragemanagement) ausreichend und kostengünstig zur Verfügung stehen, kann Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie nicht entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen. Daraus ergibt sich das Erfordernis einer ausreichenden Deckung der Residuallast."*

"Ausreichende Deckung der Residuallast" heißt: es müssen Stützkraftwerke bereitstehen.

Noch klarer formuliert es der Sachverständigenrat der Bundesregierung:

*"An vielen Tagen erbringen die jetzt schon in Deutschland installierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen noch nicht einmal 5 % der installierten Leistung. An wenigen sonnen- und windreichen Tagen wird hingegen mehr Strom produziert, als in Deutschland nachgefragt wird. Dies führt mangels entsprechender Speichertechnologie dazu, dass ausländische Abnehmer für die Aufnahme der Überschussproduktion bezahlt werden und parallel eine konventionelle Energieerzeugung in bisheriger Dimension fortgeführt werden muss, um die Grundlast abzudecken und um Netzstabilität zu gewährleisten. Dies ist grotesk."*

Der ehemalige EU Energiekommissar Oettinger kam zu dem Schluss:

*"Ich rate zu einer Geschwindigkeitsbegrenzung beim weiteren Ausbau von Solar- und Windkraft", sagte Oettinger der Zeitung „Bild am Sonntag“. Das Hauptproblem der alternativen Energien bestehe darin, dass Strom in großen Mengen nicht speicherbar wäre."*

Strenggenommen müsste der Jahresertrag um die die entsorgte Überschussproduktion reduziert werden, denn diese steht ja nicht zum Verbrauch zur Verfügung. Trotz dieser belegbaren Fakten, wird das Lastgangproblem weiterhin fast völlig ignoriert, was zu schwerwiegenden Fehleinschätzung des Potenzials der Windenergie führt, wie z. B.:

- **Windenergie ermöglicht eine dezentrale, ortsnahe Stromversorgung.** Anhand der o. g. Ausführungen wird klar, dass genau das nicht möglich ist. Wegen des extremen Lastgangs kann Windenergie nicht zu einer zuverlässigen Stromversorgung beitragen, die komplette Windstromleistung muss durch konventionelle Kraftwerke abgesichert werden, die an 2/3 des Jahres Strom zuliefern müssen. Man ist also weiterhin auf eine Fernversorgung angewiesen. Benachbarte Windparks können bei Schwachwind oder Flaute nicht aushelfen, da solche Wetterlagen landes- und auch bundesweit herrschen (Kapitel 3.2).
- **Ortsnahe Windstromerzeugung verhindert weitere Stromnetze.** Auch dies ist eine Illusion. wegen der erheblichen Schwankungen des zufällig erzeugten

Windstromes ist ein großes stabiles Netzwerk erforderlich um eben jene Schwankungen zwischen Mangel und Überschuss abzufangen bzw. zu verteilen. Deshalb sind sämtliche Windkraftwerke an ein durch konventionelle Kraftwerke stabilisiertes Stromnetz angebunden, über welches der Strom zum Verbraucher geliefert wird. Über dieses können z. B. Überschüsse an Pumpspeicherkraftwerke (Schwarzwald, Alpen, Österreich, Norwegen) geleitet oder gar "entsorgt" werden. Bei einem weiteren ungezügelten Ausbau der Windenergie bedarf es sogar zusätzlicher Netzwerke und die sind auch geplant. ("Sie werden beides bekommen, Windräder und Strommasten", so Umweltminister Franz Untersteller bei einer Podiumsdiskussion in Winnenden am 29. 06. 2013). Wegen dieses geplanten Verbundnetzes der Windkraftwerke ist es unbedeutend wo diese stehen. Sie können an hochwindhöffigen Standorten, an welchen keine Anwohner belästigt werden konzentriert werden.

- **Windstromerzeugung reduziert den CO<sub>2</sub> Ausstoß und trägt zum Klimaschutz bei.** Aufgrund der Tatsache, dass die gesamte Windstromerzeugung durch konventionelle Stützkraftwerke abgesichert werden muss ist auch dieses Aussage so nicht richtig. Die oben beschriebenen Schwankungen der Windstromproduktion treten häufig kurzzeitig auf, innerhalb von Stunden kann die Leistung einer Windturbine von nahezu Nennlast auf null absinken oder umgekehrt und dies landesweit. So schnell können Stützkraftwerke nicht herauf oder heruntergefahren werden, deshalb laufen sie ständig zumindest im Teillastbetrieb mit, wobei sie einen erhöhten CO<sub>2</sub> Ausstoß haben. Derzeit handelt es sich bei den Stützkraftwerken um Stein- und Braunkohlekraftwerke, zukünftig denkt man an Gaskraftwerke, die einen geringeren CO<sub>2</sub> Ausstoß erzeugen. Mehr Windkraftwerke bedeutet also auch mehr konventionelle Kraftwerke, wegen ihrer mangelnden Grundlastfähigkeit können Windkraftwerke auch keine konventionellen Kraftwerke ersetzen. Eine nennenswerte Reduktion des CO<sub>2</sub> Ausstoßes ist also nicht zu erwarten. Ebenso können Windkraftwerke keine Kernkraftwerke ersetzen.

### 1.3 Fazit

Anhand der Ausführungen, dieses Berichts, die sich ausschließlich auf physikalische Gegebenheiten, mathematische Zusammenhänge und zertifizierte Ertragsdaten stützen und die auch durch die Erkenntnisse unabhängiger Wissenschaftler bestätigt werden, ferner unter der Berücksichtigung einer zu erwartenden nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit wird klar, dass an einer Errichtung von Windenergieanlagen in Landschaftsschutzgebieten im Großraum Stuttgart kein öffentliches Interesse bestehen kann, da ein Nutzen für die Öffentlichkeit nicht erkennbar ist. Deshalb müssen hier

- Naturschutz
- Landschaftsschutz
- Erhalt eines Naherholungsgebietes
- Belange der Anwohner wie Lärmbelästigung

absoluten Vorrang haben. Die Aussage des Sachverständigenrates der Bundesregierung, die Bereitstellung einer doppelten Stromversorgung sei grotesk, stellt geradezu ein Mandat für Bürgerinitiativen dar.

## 2. Grundlagen

In diesem Berichtsteil sind einige wichtige Grundlagen und Definitionen erläutert.

### 2.1 Physik, Technik

Eine Windturbine ist nichts anderes als ein Dynamo, der durch ein gigantisches Windrad angetrieben wird. Abbildung 1 zeigt die symbolische Funktionsweise einer solchen Windturbine

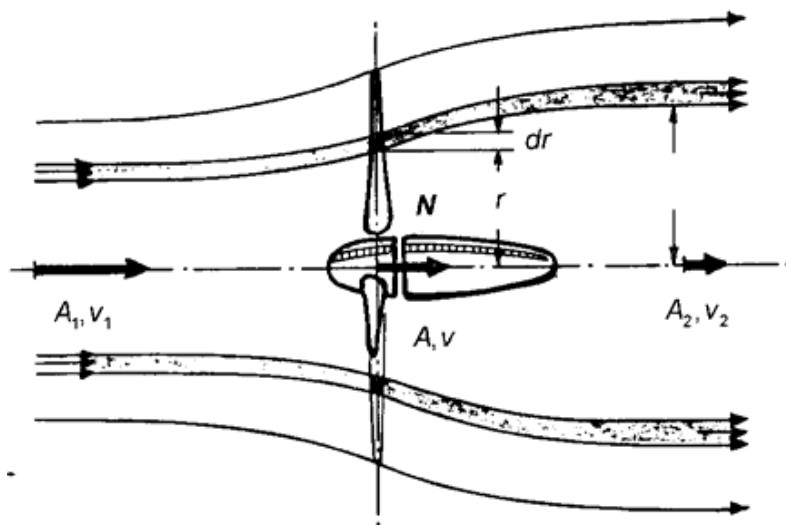


Abbildung 1: Symbolische Funktionsweise einer Windturbine.  
Bild aus: [www.energiwerkstatt.org](http://www.energiwerkstatt.org)

Die dem Wind entnommene Leistung einer Windturbine ist gegeben durch die Beziehung:

$$N = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot c_t \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \quad (1)$$

Hierin ist N die Leistung, sie ergibt sich anhand der Dimensionen in [Nm/s] oder in [Watt].

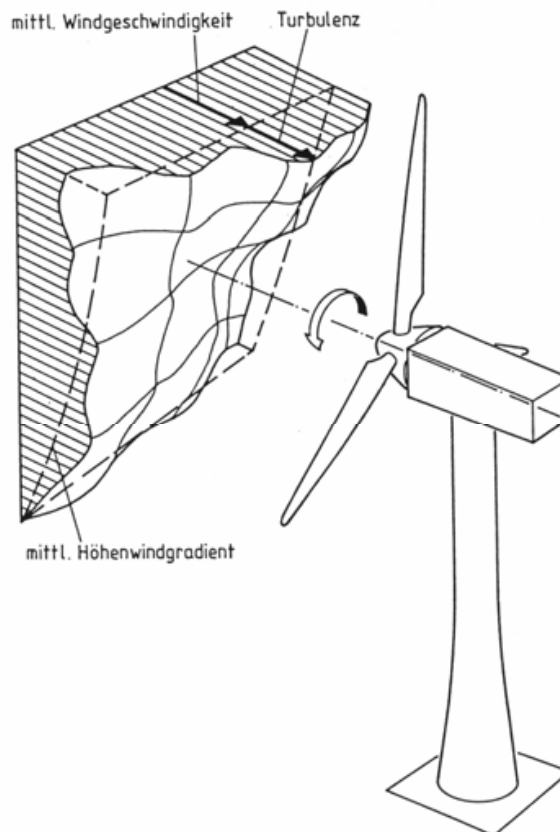
- r: Rotorradius in [m] ( $\pi \cdot r^2$  ist die Fläche der Rotorebene)
- $c_p$ : Aerodynamischer Wirkungsgrad des Rotors, ein Wert zwischen 0.4 und 0.5
- $c_t$ : Turbinenwirkungsgrad (zwischen 0.8 und 0.97)
- $\rho$ : Luftdichte (1.22 kg/m<sup>3</sup> in Meereshöhe)
- v: Windgeschwindigkeit senkrecht zur Rotorebene.

Der aerodynamische Wirkungsgrad des Rotors kann nicht größer werden als 0,5 (genau: 0,49), da der Rotor nur einen Teil der im Wind enthaltenen Energie entneh-

men kann, hinter der Rotorebene muss der Wind ja abströmen. Die Leistung ist also proportional zur 3. Potenz der Windgeschwindigkeit. Also doppelte Windgeschwindigkeit gleich 8-fache Leistung oder halbe Windgeschwindigkeit gleich 1/8 Leistung. **Oder: 10% weniger Windgeschwindigkeit bedeuten 30% weniger Ertrag!**

Der Rotorradius (somit auch der Durchmesser) geht quadratisch ein, doppelter Rotorradius bedeutet 4-fache Leistung. **Oder Leistungsverhältnis zwischen einem 120 m Rotor und einem 100 m Rotor  $N_{120}/N_{100} = 120^2/100^2 = 14.400/10.000 = 1,44$ .** Bedeutet in der Regel, dass bei größeren Rotoren leistungsstärkere Generatoren angetrieben werden können.

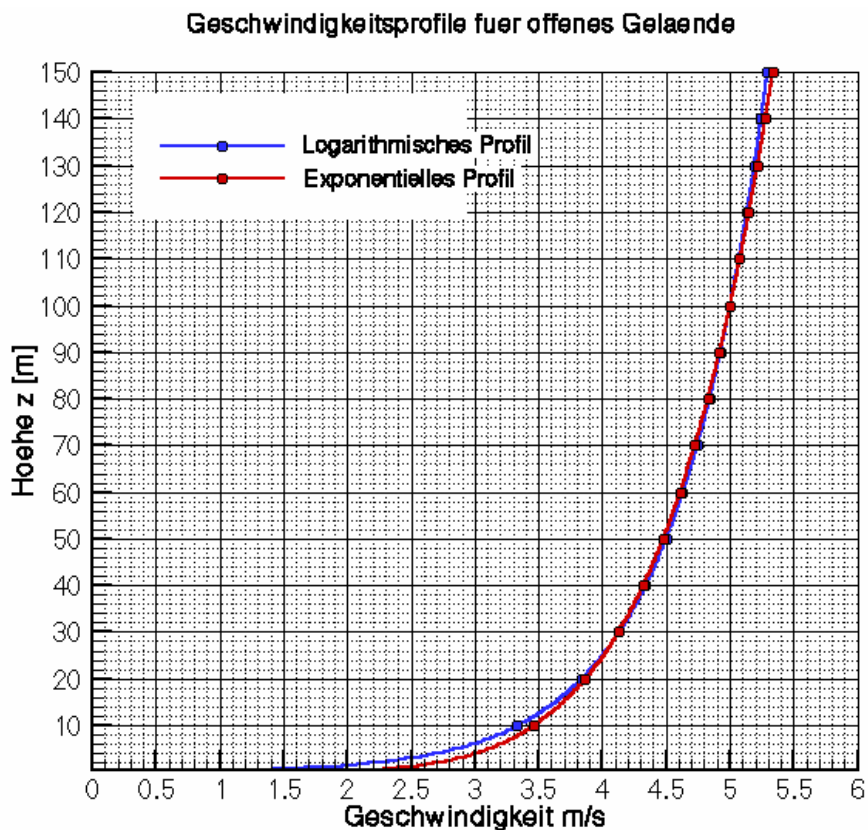
Nun ist der Wind aber nicht konstant wie in Abbildung 1 angedeutet, sondern sowohl über die Höhe als auch über die Breite der Rotorebene können erhebliche Schwankungen auftreten wie nachfolgende Abbildung 2 zeigt.



**Abbildung 2** Variation der Windgeschwindigkeit über Höhe und Breite  
Bild aus: [www.energiwerkstatt.org](http://www.energiwerkstatt.org)

Man unterscheidet zwischen einer mittleren Windgeschwindigkeit, welche ein Höhenprofil hat und zwischen turbulenten Schwankungen welche sich vor allem über die Breite der Rotorebene bemerkbar machen. Diese turbulenten Schwankungen (Böen) beeinflussen im wesentlichen die Belastung der Rotorblätter. Speziell im Binnenland mit den stark böigen Winden und den Riesenrotoren ein über die Lebensdauer gesehen nicht unerhebliches Problem.

Wie bereits erwähnt, ist der Wind über die Höhe nicht konstant, sondern weist ein sogenanntes Höhenprofil auf.



**Abbildung 3 Höhenprofil der mittleren Geschwindigkeit**

In Abbildung 3 ist auf der horizontalen Achse die Windgeschwindigkeit aufgetragen (in m/s), auf der vertikalen Achse die Höhe über Grund. Direkt am Boden herrscht die Geschwindigkeit  $v = 0$ , mit zunehmender Höhe nimmt sie zunächst stark, dann weniger zu. Es handelt sich um ein sogenanntes Grenzschichtprofil, bei dem die Strömung am Boden durch die Reibung auf  $v=0$  abgebremst wird. Wegen der enormen vertikalen Ausdehnung wird dieses Profil auch planetarische Grenzschicht genannt.

Zur mathematischen Beschreibung dieses Geschwindigkeitsprofils gibt es verschiedene (einfache) Ansätze. Einmal das sogenannte logarithmische Geschwindigkeitsprofil welches sich aus der Grenzschichttheorie ergibt, also durchaus einen wissenschaftlichen Hintergrund hat:

$$v(h) = v_r \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_r}{h_0}\right)} \quad (2)$$

Hierin ist  $h$  die Höhe über Grund in Metern,  $v_r$  eine bekannte Referenzgeschwindigkeit in der Höhe  $h_r$ . Über die sogenannte Rauigkeitslänge  $h_0$  wird die Bodenrauigkeit (offenes Gelände, Wald etc.) berücksichtigt.

Eine andere Näherung ist das sogenannte empirische Geschwindigkeitsprofil, welches rein empirisch ermittelt wurde:

$$v(h) = v_r \cdot \left(\frac{h}{h_r}\right)^{r_0} \quad (3)$$

Mit beiden Formeln kann bei bekannter Geschwindigkeit in einer bestimmten Höhe auf die Geschwindigkeit in einer anderen Höhe geschlossen werden. Wie aus Abbildung 3 folgt, ergeben beide Formeln letztendlich nur geringfügig unterschiedliche Geschwindigkeitsprofile. Ist also z.B., die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe 5 m/s, so ergibt sich gemäß Abbildung 3 in 140 m Höhe eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,25 m/s. Beide Formeln gelten eher als grobe Näherungen, sie gelten in der Regel als zu optimistisch. In seriösen Windgutachten wird die Hochrechnung deutlich aufwendiger durchgeführt, ist aber dennoch nicht fehlerfrei.

Dieses logarithmische Geschwindigkeitsprofil ist im EEG zur Ermittlung des Referenzertrages festgeschrieben. Ebenso ist die in Abbildung 3 dargestellte Geschwindigkeitszunahme mit der Höhe häufig Grundlage für optimistische zukünftige Ertragsprognosen. Man geht von einer Ertragssteigerung von bis zu 1% pro Meter höherer Nabenhöhe aus. Allerdings gilt dieses logarithmische Profil strenggenommen nur bis zu einer Höhe von 100 m, darüber ist die Geschwindigkeitszunahme dann deutlich geringer. Dies hat sich z.B. in Simmersfeld bestätigt, wo anhand von Ertragsnachsimulationen gezeigt werden kann, dass zwischen 100 m Nabenhöhe und 120 m Nabenhöhe keine Geschwindigkeitszunahme mehr auftritt.

([http://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/Wirt-Wind-Effekt\\_der\\_groesseren\\_Nabenhoehe-V01.pdf](http://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/fachbeitraege/Wirt-Wind-Effekt_der_groesseren_Nabenhoehe-V01.pdf))

Um nun die durch Gleichung (1) gegebene Leistungsausbeute aus dem Wind möglichst hoch zu gestalten, werden im Binnenland hohe Nabenhöhen (höhere) Geschwindigkeit und möglichst große Rotoren verwendet. Damit die Unsicherheit der Geschwindigkeitszunahme mit der Höhe minimiert wird, sollte also eine Windmessung unbedingt in Nabenhöhe erfolgen.

In der Leistungsausbeute nach Gleichung (1) ist der Rotorwirkungsgrad  $c_p$  enthalten. Dieser Beiwert hängt von der Windgeschwindigkeit und von der Stellung der Rotorblätter ab, ebenso von der aerodynamischen Güte des Rotors. All dies ist in der Leistungskennlinie einer Windturbine berücksichtigt. Diese Leistungskennlinie ist praktisch eine Auswertung der Gleichung (1) für verschiedene Geschwindigkeiten. Diese Kennlinie gibt die Leistungsabgabe in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an und wird von den Herstellern aus Messungen ermittelt. Sie hängt im wesentlichen von der Rotorgröße und der Nennleistung des Generators ab. Nachfolgend ist beispielhaft die Leistungskurve einer Enercon E-101 dargestellt:

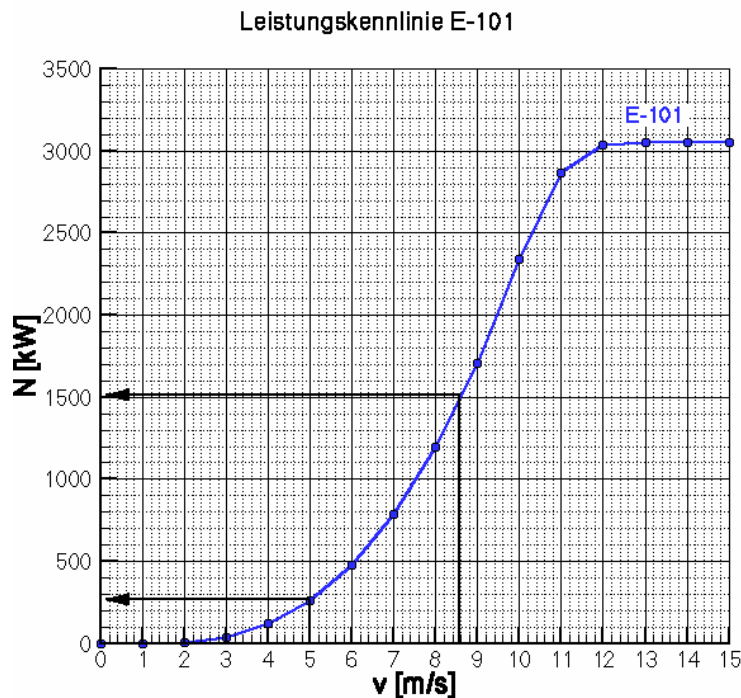


Abbildung 4 Leistungskennlinie einer Windturbine

Hier ist auf der horizontalen Achse die Windgeschwindigkeit in m/s und entlang der vertikalen Achse die abgegebene Leistung in kW angegeben. Man erkennt deutlich die enorme Abhängigkeit der abgegebenen Leistung von der Windgeschwindigkeit. Bei den im Binnenland vorherrschenden geringen Windgeschwindigkeiten (z. B. 5 m/s) gibt der für eine Nennleistung von 3.000 kW ausgelegte Generator gerade mal 300 kW ab, also ein Zehntel der Nennleistung. Unterhalb von 2 m/s wird gar kein Strom erzeugt. Bei eher selten vorkommenden 8,5 m/s immerhin schon mal die Hälfte der Nennleistung. Die Nennleistung selbst wird erst ab Windgeschwindigkeiten von 12 m/s erreicht, welche im Binnenland äußerst selten sind.

## Häufigkeitsverteilung

Aus dem Jahresmittelwert der Geschwindigkeit kann über die Leistungskurve noch nicht der Jahresertrag ermittelt werden, denn es herrschen ja nicht ständig z. B. 5 m/s, man benötigt noch die Verteilung der einzelnen Windklassen über das Jahr. Diese wichtige Information liefert die im EEG erwähnte "Rayleigh" Verteilung. Hierbei handelt es sich um eine mathematische Funktion, welche angibt, wie häufig (wie viele Stunden im Jahr) einzelne Windklassen auftreten (z. B. Windklasse 5-6 m/s an soundso viel Stunden, Windklasse 4-5 m/s an soundso viel Stunden usw.). Diese Funktion lautet:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (4)$$

Diese allgemeine statistische Verteilung wird "Weibullverteilung" genannt. (Schwedischer Mathematiker). Sie enthält 2 Parameter: den sogenannten Formparameter  $k$  (ein Wert von ungefähr 2) und den Skalierungsparameter  $A$ . Dieser Skalierungsparameter

Parameter  $A$  ist an die mittlere Geschwindigkeit gekoppelt. Mit sehr guter Näherung gilt:  $A = 1.13 \cdot v_m$ . Diese Parameter  $k$  und  $A$  werden neben der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_m$  ebenfalls bei einer Windmessung ermittelt. Es hat sich nun gezeigt, dass für den Wert  $k = 2$  die statistische Windverteilungen im Binnenland sehr gut wiedergegeben werden. Diesen Sonderfall nennt man die **Rayleigh Verteilung**:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right) \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^2\right) \quad (5)$$

Mit dieser Formel (5) kann man nun bei Kenntnis der mittleren Geschwindigkeit (Parameter  $A$ ) die statistische Häufigkeit der einzelnen Windklassen ermitteln. Man variiert die Windklasse  $v$  in konstanten Schritten von 0 bis ca. 25 m/s und errechnet für jeden Wert von  $v$  nach obiger Formel die Häufigkeit  $f(v)$ . Nachfolgend sind die Häufigkeitsverteilungen für zwei verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten dargestellt.

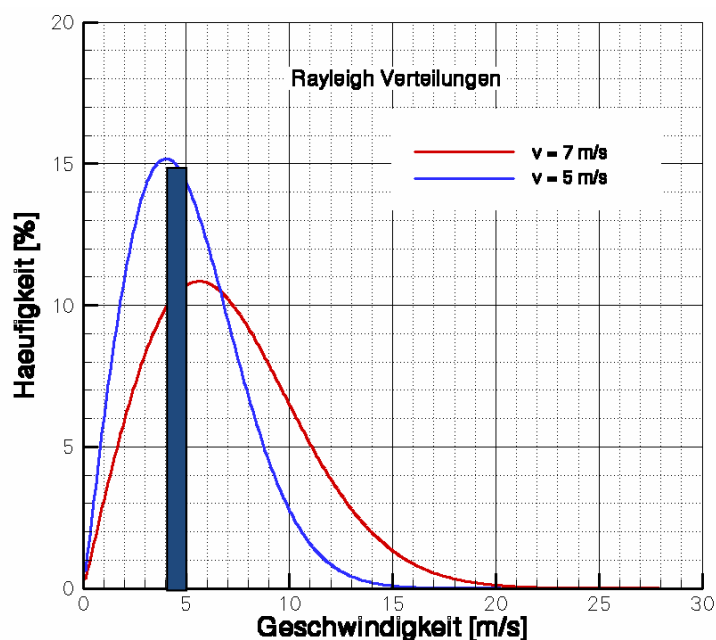


Abbildung 5 Statistische Windverteilung

Auf der horizontalen Achse sind die Geschwindigkeitsklassen von 0 m/s bis 30 m/s dargestellt. Auf der vertikalen Achse deren Häufigkeit für eine Jahresmittelgeschwindigkeit von 5 m/s (blaue Kurve) und 7 m/s (rote Kurve).

Diese Darstellung ist nun so zu verstehen: bei einer Jahresmittelgeschwindigkeit von 5 m/s tritt die Windklasse 4-5 m/s an ca. 15 % des Jahres auf (blaue Säule, blaue Kurve). Ein Jahr hat 8760 Stunden, also sind 15% gleich  $15/100 \cdot 8760 = 1314 \text{ h}$  oder rund 55 Tage. Also an 55 Tagen im Jahr herrscht bei dieser Jahresmittelgeschwindigkeit die Windklasse 4-5 m/s. Allerdings bedeutet dies nur, an zusammengefasst 1314 Stunden im Jahr, wie diese Stunden über das Jahr verteilt sind, geht daraus nicht hervor, dies muss auch nicht bekannt sein. Man sieht schon, dass bei der blauen Kurve die geringen Geschwindigkeiten dominieren, bei der roten Kurve sind dagegen die höheren Geschwindigkeiten etwas häufiger.

## Ertragsermittlung

Um nun den Jahresertrag zu ermitteln, wird diese statistische Windverteilung in Windklassen mit jeweils 1m/s Unterschied unterteilt, also 0 - 1 m/s, 1 - 2 m/s usw. Dies ist nachfolgend in Abbildung 6 am Beispiel der Häufigkeitsverteilung für die Jahresmittelgeschwindigkeit von 7 m/s dargestellt (dies ist die Geschwindigkeit in Nabenhöhe zur Ermittlung des Referenzertrages einer Enercon E-101):

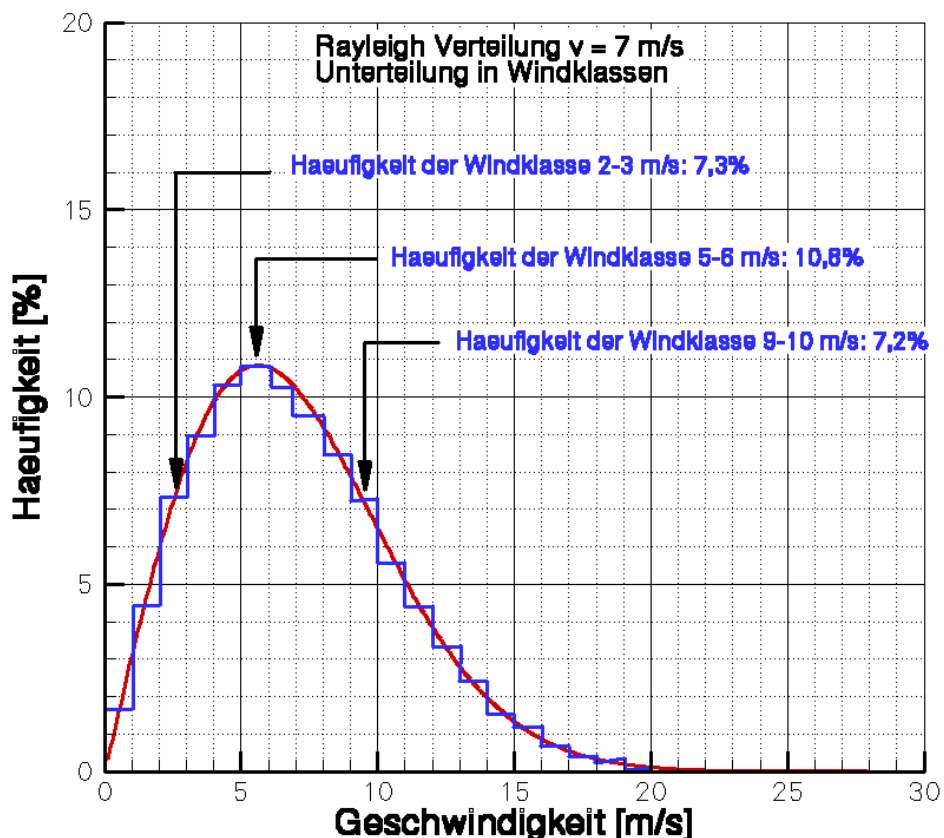


Abbildung 6 Häufigkeit der einzelnen Windklassen für eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 7 m/s

Dies ergibt die blaue Treppenkurve. Hier kann nun für jede Windklasse bestimmt werden, wie häufig (an wie vielen Stunden im Jahr) sie auftritt, wie hier an 3 Beispielen dargestellt ist. Diese einzelnen Windklassen (blaue Treppenkurve) werden bei einer Windmessung ermittelt.

Zur Ertragsermittlung geht man nun so vor: z. B. die Windklasse 5 - 6 m/s kommt an 10,8% des Jahres vor, dies sind 946,1 h. Windklasse 5 - 6 heißt, der Wind variiert zwischen 5 und 6 m/s, der Mittelwert dieser Klasse ist also 5,5 m/s. Für 5,5 m/s ergibt sich aus der Leistungskurve eine abgegebene Leistung von aufgerundet 400 kW. Diese wird an 946,1 h im Jahr erbracht, also ist der Anteil am Jahresertrag aus dieser Windklasse  $400 \text{ kW} \cdot 946,1 \text{ h} = 380.000 \text{ kWh}$  (aufgerundet). Dies wird für jede Windklasse so durchgeführt und die Teilerträge zum Jahresertrag aufsummiert. Auf diese Art und Weise erfolgt im Windgutachten die Ertragsprognose. Zur Ertragser-

mittlung anhand der Kennlinie einer Windturbine und der hier beschriebenen statistischen Windverteilung gibt es im Internet sogenannte Ertragsrechner, z. B. in <http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php> mit welchen bei bekannter Geschwindigkeit in Nabenhöhe der Jahresertrag ermittelt werden kann. Umgekehrt kann bei bekanntem Jahresertrag iterativ die mittlere Windgeschwindigkeit ermittelt werden, was in Kapitel 3.1 zur Rückermittlung der zu den Erträgen gehörenden Geschwindigkeit so durchgeführt wurde.

## Referenzertrag

Im Prinzip ist der Referenzertrag ein Normertrag, den eine Windenergieanlage unter genau definierten Testbedingungen erbringen muss. Da diese Testbedingungen in der Natur nicht auftreten, wird der Referenzertrag rechnerisch ermittelt. Im EEG ist er wie folgt definiert:

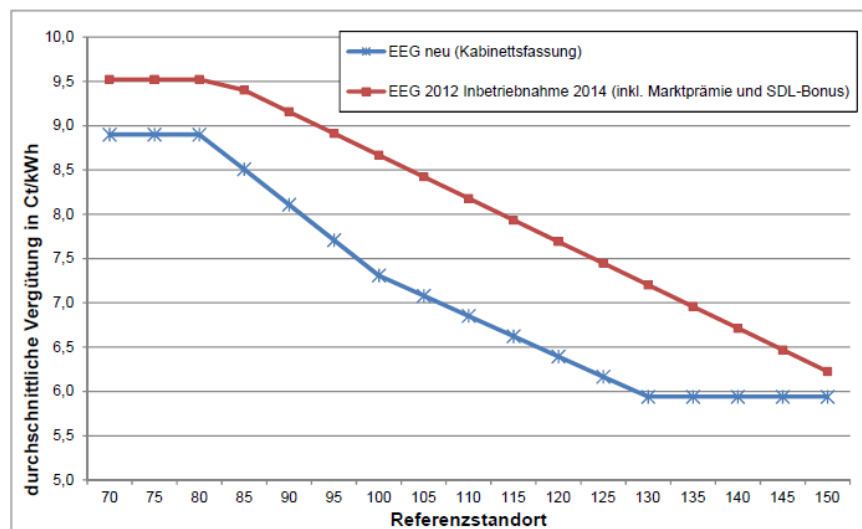
*2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrags geltenden Fassung der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) 1).*

*3. Der Typ einer Windenergieanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.*

*4. Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.*

Also diejenige Strommenge, die an dem Referenzstandort für den jeweiligen Typ einer Windenergieanlage (Nabenhöhe, Kennlinie Rotorkreisfläche) rechnerisch an einem Referenzstandort in fünf Jahren erbracht würde. Da es jährliche Schwankungen in den Windverhältnissen gibt, wird der Referenzertrag über fünf Jahre gemittelt, der rechnerische Referenzertrag ist natürlich für jedes Jahr gleich. In Punkt 4 ist nun der Referenzstandort definiert. Also ein Höhenprofil der Geschwindigkeit gemäß Gleichung (2) mit der Referenzgeschwindigkeit  $v_r = 5,5 \text{ m/s}$  in der Referenzhöhe  $h_r = 30 \text{ Meter}$  und der Rauigkeitslänge  $h_0 = 0,1$ . Dies ergibt beispielsweise in 140 m Nabenhöhe eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7 m/s. Die statistische Verteilung wird durch Gleichung (5) beschrieben (Rayleigh-Verteilung). Dies ergibt die roten Kurven in Abbildung 5 und Abbildung 6. Mit diesen Definitionen wird dann wie oben beschrieben der Referenzertrag ermittelt. Der Referenzertrag wird ebenfalls von den Herstellern angegeben und ist für die gängigsten Windräder im Internet verfügbar.

Durch den Vergleich des erwarteten oder tatsächlich erbrachten Ertrages mit dem Referenzertrag lässt sich die Qualität eines Standortes beurteilen. Ist der Ertrag höher als der Referenzertrag (über "100% Referenzertrag"), spricht man von einem guten bis sehr guten Standort, bei Erträgen unterhalb des Referenzertrages (unter "100% Referenzertrag") von einem weniger guten bis schlechten Standort. Auch die Vergütung nach EEG ist an das Verhältnis zum Referenzertrag gekoppelt. Allerdings werden hier schlechte Standorte höher subventioniert als gute Standorte, um Windenergie auch im windschwachen Binnenland zu ermöglichen, wie es so heißt. In Abbildung 7 ist die im neuen EEG vorgesehene referenzertragsabhängige Vergütung dargestellt:



Durchschnittliche Vergütung (nicht abgezinst) bei Windenergie an Land für unterschiedliche Referenzstandorte gemäß EEG 2012 bei Inbetriebnahme in 2014 im Vergleich zur Kabinettsfassung zur Neuregelung des EEG.

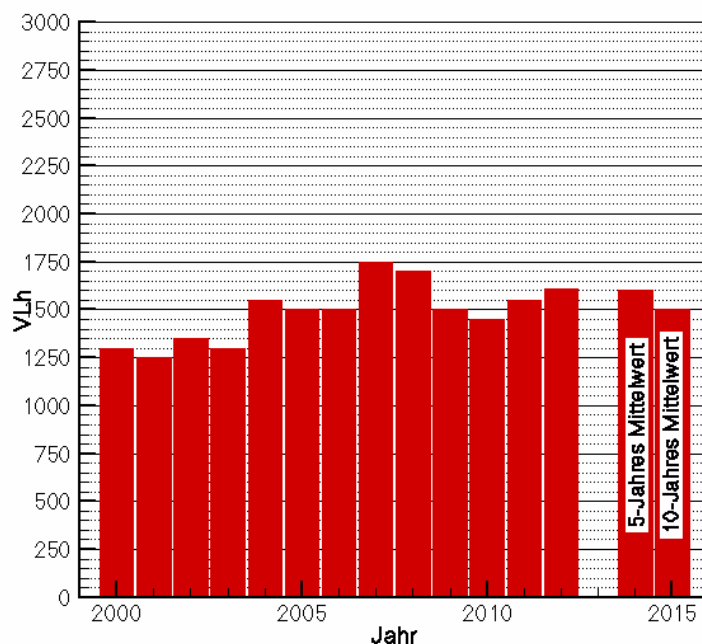
**Abbildung 7 Referenzertragsabhängige Vergütung nach Neufassung des EEG 2014**

Man sieht hier deutlich die vom Referenzertrag abhängige Degression in der Vergütung. Bis Ende 2011 galten noch 60% des Referenzertrages als Mindestschwelle, um überhaupt eine EEG Vergütung zu erhalten. Allerdings reichte der gutachterliche Nachweis, eine nachträgliche Überprüfung erfolgte nicht. Anhand der tatsächlich erbrachten Erträge lässt sich nachweisen, dass in BW nur ganz wenige der in jener Zeit gebauten Windenergieanlagen jenes Kriterium wirklich erfüllen.

Diese Regelung wurde in der Novelle 2012 abgeschafft. Die neue Bundesregierung plante ursprünglich wieder eine verschärfte Mindestschwelle, so war im Koalitionsvertrag die Rede von mindestens 75% - 80% des Referenzertrages. Nach Protesten der Ministerpräsidenten Kretschmann und Seehofer (dieses Kriterium wäre in BY und BW kaum zu erfüllen gewesen) wurde diese Regelung wieder aufgeweicht. Explizit ist eine untere Grenze im Gesetzesentwurf nicht mehr vorhanden.

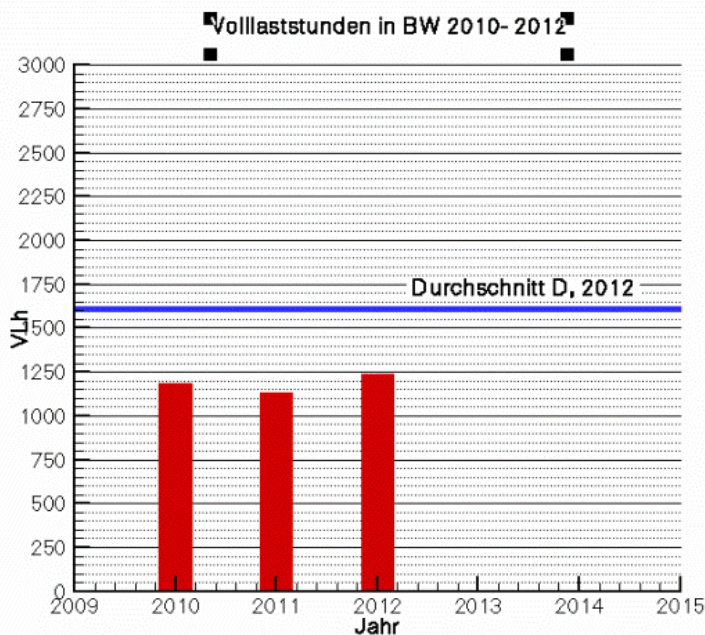
## Volllaststunden

Volllaststunden, abgekürzt VLh oder VLS, auch Vollbenutzungsstunden genannt sind ein Maß für die Auslastung einer Windturbine an einem bestimmten Standort. Sie sind definiert als der Quotient aus Jahresertrag und Nennleistung. Erbringt z. B. eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 3.000 kW einen Jahresertrag von 4.450.000 kWh so sind dies  $4.450.000 \text{ kWh} / 3.000 \text{ kW} = 1.483 \text{ VLh}$ . Diese Zahl gibt an, dass um den Jahresertrag zu erbringen, die Anlage 1.483 h mit ihrer Nennleistung hätte laufen müssen, den Rest des Jahres hätte sie dann stillstehen können. (Ein Jahr hat 8.760 h). Die Auslastung oder der Nutzungsgrad wäre dann  $1.483 / 8760 * 100 = 16,9 \%$ . In Deutschland bewegen sich die Volllaststunden bei Windrädern zwischen 4.000 VLh Offshore (Feld Alpha Ventus), etwa 3.000 VLh in den Küstenländern und bis zu unter 1.000 VLh in den süddeutschen Binnenländern. Zum Vergleich: konventionelle Kraftwerke erreichen bis zu 8.000 VLh, sie können abgesehen von Wartungszwecken rund um die Uhr mit Nennleistung laufen. Die durchschnittlichen Volllaststunden der Windkraftanlagen sind in Abbildung 8 dargestellt:



**Abbildung 8** Volllaststunden in Deutschland 2000 - 2012.  
 Datenquellen: Fraunhofer IWES (Institut für Windenergie und Systeme),  
 EEX Strombörse Leipzig. (European Energy Exchange)

Der 5-jahres Mittelwert beträgt etwa 1.600 VLh, der 10-jahres Mittelwert 1.500 VLh. Ein "Technologiesprung" durch den Einsatz moderner Anlagen ist bisher nicht zu erkennen. In Abbildung 9 sind die Verhältnisse für Baden-Württemberg dargestellt:



**Abbildung 9. Volllaststunden in Baden-Württemberg.**  
Datenquelle: Bundesagentur für erneuerbare Energie

Auch hier ist kein Technologiesprung erkennbar. Im Energieatlas des Landes BW <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224632/> liest man über das zukünftige Ausbaupotenzial folgendes:

*Für das gesamte Land wurden auf überwiegend geeigneten Potenzialflächen 2.798 potenzielle Anlagenstandorte ermittelt, was einer installierbaren Leistung von 8.394 MW oder einem möglichen Jahresertrag von 20.928 GWh entspricht. Damit kann der für 2020 geforderte Anteil von 10 % der Nettostromerzeugung aus Wind erreicht werden.*

Dies wären dann 2.500 VLh! Wie aus Abbildung 9 folgt ist man davon noch weit entfernt. Es sei nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die hier dargestellten Volllaststunden aus abgerechneten Erträgen und nicht aus Potentialanalysen ermittelt wurden.

## 2.2 Wirtschaftlichkeit

Windenergieanlagen sind auch Kitalanlagen. Investoren geben ihr Geld und wollen es wiederhaben. Außerdem soll dieses Kapital noch Rendite in Form von Dividenden oder Zinsen erbringen. All dies muss über die Laufzeit durch den Stromertrag erwirtschaftet werden. Allerdings fallen auch Betriebskosten an, die ebenfalls aus dem Stromertrag bestritten werden müssen. Laut Werner Daldorf vom Bundesverband der Deutschen Windindustrie werden diese Wartungskosten häufig unterschätzt:

[http://www.energieagentur-goettingen.de/fileadmin/files/downloads/130213\\_Daldorf\\_Praxiserfahrungen\\_mit\\_BA\\_1\\_4rgerwindparks.pdf](http://www.energieagentur-goettingen.de/fileadmin/files/downloads/130213_Daldorf_Praxiserfahrungen_mit_BA_1_4rgerwindparks.pdf)

Nach der Auswertung von über 1.000 Jahresabschlüssen zwischen 2000 und 2011 kommt er zu folgenden Betriebskosten:

- Pacht- und sonstige Grundstückskosten: 5,0 %
- Versicherungen, Beiträge: 2,1 %
- Wartung, Reparaturen, Rückstellungen: 11,2 %
- Geschäfts- und Betriebsführung: 4,4 %
- Verwaltungs- und sonstige Kosten: 4,8 %
- Insgesamt: 27,5%

(Alle Angaben in Prozent des Jahresertrages). D.h. abzüglich der Betriebskosten verbleiben 72,5 % des Jahresertrages zur Deckung der Kapitalkosten. Laut einer Musterrechnung von Enercon betragen die Kapitalkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens 8% der Investitionskosten. Man kann sich diese 8% aus 5% linearer Abschreibung über 20 Jahre plus 3 % Rendite für die Anleger vorstellen. (Investoren kalkulieren mit wesentlich höheren Renditen) Damit kann man eine einfache Gleichung aufstellen:

$$0,725 * E = 0,08 * I$$

Hierin sind I die Investitionskosten, und E der erforderliche Ertragserlös. Nimmt man eine Vergütung nach EEG 2012 für einen schlechten Standort (höchste Vergütung mit 0,0941 € pro kWh) so ergibt sich folgende Faustformel:

$$E = 1,173 * I \quad (6)$$

Hieraus ergibt sich der erforderliche Ertrag in [kWh] bei bekannten Investitionskosten Ein Beispiel an einer Enercon E-101 möge dies verdeutlichen. Laut Juwi betragen die Investitionskosten für eine Anlage 5,2 Mio €. (aus nachfolgendem Link).

<http://www.lra-ebe.de/Dox.aspx?docid=AD51749C-E2AB-4EBC-B979-635C732324EC&orgid=1E0C1B0A-AE82-413A-9439-F686549A2D7F>

Damit ergibt sich aus Gleichung (6):

- ein erforderlicher Jahresertrag von 6,1 Mio kW
- eine mittlere Geschwindigkeit von 5,65 m/s
- oder 1.985 VLh
- oder 63% des Referenzertrages

Das entspricht ziemlich genau den vom Deutschen Windenergie Institut (DWI) Wilhelmshaven herausgegebenen Empfehlungen von 2.000 VLh und 60% Referenzertrag für die unterste Wirtschaftlichkeitsgrenze. Demnach erreichen die Windenergieanlagen in Deutschland diese Wirtschaftlichkeitsgrenze im Mittel nicht, was darauf schließen lässt, dass sehr viele Anlagen in Deutschland unwirtschaftlich laufen. Genau dies hat Werner Daldorf vom Bundesverband für Windenergie in einer Report-Sendung der ARD am 29. 09. 2014 geäußert: 2/3 aller Windenergieanlagen in Deutschland sind unwirtschaftlich.

<http://www.swr.de/report/windkraft-flaute/-/id=233454/nid=233454/did=14107844/13ibdsm/index.html>

Allerdings ist in der neuen Fassung des EEG (August 2014) die maximale Anfangsvergütung auf 0,089 € pro kWh abgesenkt worden. damit wird aus Gleichung (6):

$$E = 1,24 \cdot I$$

(7)

Für das Beispiel mit der E-101 ergibt sich dann:

- ein erforderlicher Jahresertrag von 6,45 Mio kWh
- eine mittlere Geschwindigkeit von 5,8 m/s
- oder 2.111 VLh
- oder 68 % des Referenzertrages

In allen Fällen ist eine Betriebszeit von 20 Jahren angenommen.

Durch die geringere Vergütung treffen die alten Kriterien nicht mehr zu, es werden mehr VLh benötigt, ebenso ein höherer Anteil am Referenzertrag. Zu ähnlichen Erkenntnissen kommt auch das Leipziger Energieinstitut in seinem EEG Erfahrungsbericht 2014, welcher im Auftrag des BWI erstellt wurde. Dort kommt man auf mittlere Betriebskosten von 26 % des Ertrages in der ersten Dekade und auf 32 % in der 2. Dekade (wegen erhöhter Wartung). Dies sind allerdings Mittelwerte, die Maximalwerte liegen bei 48%. Auch das IE Leipzig verwendet den Referenzertrag als Indikator für die Wirtschaftlichkeit, wie nachfolgend in Abbildung 10 dargestellt ist. In diesen Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen sind auch Kreditzinsen für eine Finanzierung mit 80% Fremdkapital berücksichtigt.

Vorhaben Ile – Windenergie

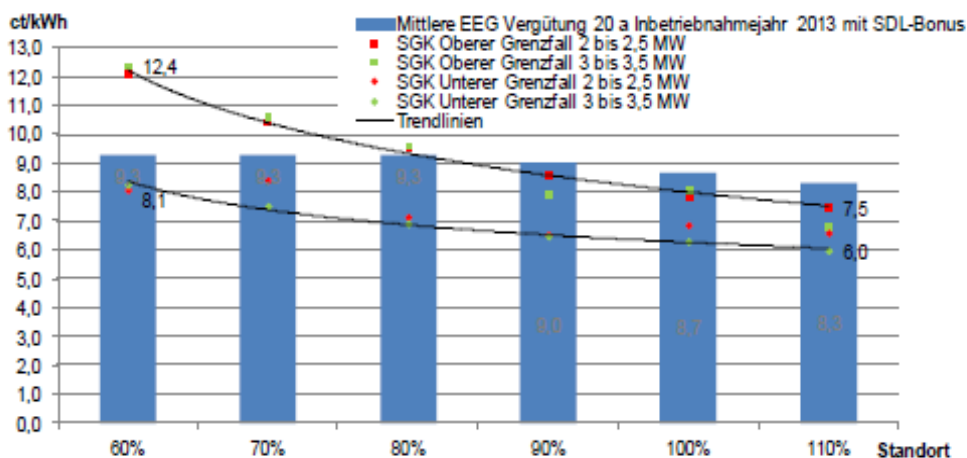


Abbildung 44: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten von Binnenlandanlagen

[IE Leipzig 2013]

Anmerkung: Die mittlere EEG-Vergütung ist mit Zeitbezug annuitätisch ermittelt.

#### Abbildung 10 Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Referenzertrages.

Aus: EEG Erfahrungsbericht Windenergie 2014 des IE Leipzig.

Die blauen Säulen stellen die Stromgestehungskosten für verschiedene Standorte (unterschiedliche Referenzerträge) dar. Hierbei ist die Vergütung nach EEG 2014 noch nicht berücksichtigt. Wichtig sind hier die Trendlinien. Die obere Trendlinie gilt für das Binnenland mit "klassischen" Windkraftwerken, wie z. B. eine Enercon E-101,

E-82 oder ähnlich, alle mit einem normalen Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung. So ist dieses Verhältnis  $2,64 \text{ m}^2/\text{kW}$  bei der E-82 und  $2,61 \text{ m}^2/\text{kW}$  bei der E-101, also fast gleich. Wie nun aus Abbildung 10 folgt, schneidet die Trendlinie die blaue Säule erst bei 80% Referenzertrag, erst ab da deckt die EEG-Vergütung die Stromgestehungskosten und die Anlage arbeitet wirtschaftlich. Anlagen wie die Enercon E-115 oder die Nordex N-131 mit einem Verhältnis von  $4,15 \text{ m}^2/\text{kW}$  bzw.  $4,42 \text{ m}^2/\text{kW}$  (sogenannte Schwachwindanlagen) liegen unterhalb der oberen Trendlinie und schneiden die blaue Säule bereits bei etwa 70% Referenzertrag.

Aus all diesen Ausführungen folgt, dass unter 70% Referenzertrag eine Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist. Investoren und Banken verlangen deshalb den Nachweis von 80% Referenzertrag für einen Standort. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) empfiehlt "keine Windanlagen unter 6 m/s in Nabenhöhe.

### **2.3 Lastgang/Nachhaltigkeit**

Dass der Wind nicht immer weht, ist bekannt, was das aber in der Realität für die Windstromerzeugung bedeutet eher weniger. So ist zum Beispiel die beliebte Aussage "Mit der erzeugten Strommenge können xxxx Haushalte mit dezentralem Ökostrom versorgt werden" völlig irreführend und nicht zutreffend. Dies wäre nur möglich, wenn die Stromerzeugung gleichmäßig über das Jahr verteilt wäre, was aber aufgrund der völlig zufälligen Windverteilung über das Jahr (Windstille, Schwachwind, Starkwind) nicht zutrifft. Deshalb ist auch die Windstromerzeugung extrem ungleichmäßig über das Jahr verteilt. Anhand der Gleichungen (4) und (5) über die statistischen Windverteilungen kann dieser Lastgang genauer analysiert werden. In Abbildung 11 ist das Problem grafisch dargestellt:

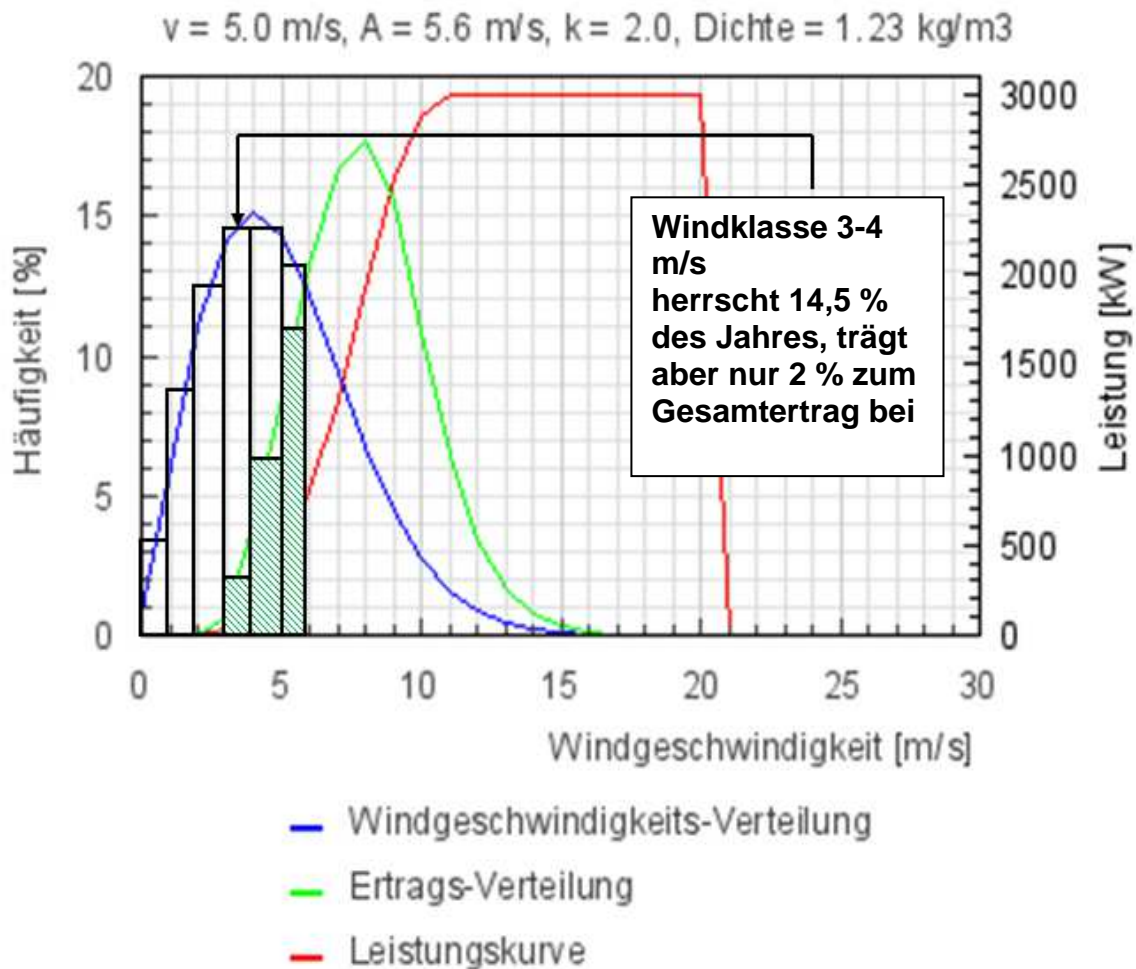


Abbildung 11 Lastgang am Beispiel des Ertrages einer Nordex N131

In Abbildung 11 ist die Simulation des Ertrages einer Nordex N 131 für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s dargestellt, mit Hilfe des Ertragsrechners <http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php> grafisch dargestellt.

Bei der roten Kurve im Diagramm handelt es sich um die Leistungskurve der N 131 (131 m Rotordurchmesser, 140 m Nabenhöhe, 3 MW Nennleistung), eine sogenannte moderne Schwachwindanlage. Bei 20 m/s wird die Turbine abgestellt. Die blaue Kurve ist die statistische Windverteilung nach Gleichung (5), sie gibt an, welche Windklassen mit welcher Häufigkeit über das Jahr verteilt sind. Die grüne Kurve gibt die Ertragsverteilung der einzelnen Windklassen an. Dargestellt (markiert) sind die Windklassen 0-1 m/s, 1-2 m/s, 2-3 m/s, 3-4 m/s, 4-5 m/s und 5-6 m/s (leere Säulen). Nun herrscht die Windklasse 5-6 m/s an 13% des Jahres, die Windklassen 4-5 m/s und 3-4 m/s jeweils an 14,5 %, die Windklasse 2-3 m/s an 12,5 %, Windklasse 1-2 m/s an 9% und schließlich Windklasse 0-1 m/s an 3,5 % des Jahres. Summiert man das auf, so ergeben sich 67% des Jahres, an denen die Windgeschwindigkeiten kleiner als 6 m/s herrschen. Das sind zusammengefasst 8 Monate im Jahr. Wie aus der Leistungskurve (rote Kurve) folgt, gibt die Turbine in dieser Zeit nur wenig Leistung ab. Summiert man nun die Beiträge der einzelnen Windklassen (grünschrattierte Balken und grüne Kurve) auf, so ergibt sich: Die Windklasse 5-6 m/s trägt 11 % zum Jahresertrag bei, die Windklasse 4-5 m/s 6,5%, die Windklasse 3-4 m/s 2%, die

Windklasse 2-3 m/s 0,5 %, die darunterliegenden Windklassen tragen nichts bei, da sie unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit liegen. Dies ergibt aufsummiert 20% des Jahresertrages. Also: an zusammengefasst 8 Monaten im Jahr wird gerade mal 20 % des Jahresertrages erbracht. Darin enthalten sind 1,5 Monate, an denen gar kein Strom erzeugt wird. Somit können an diesen 8 Monaten wenig bis gar keine Haushalte versorgt werden, der Strom muss in dieser Zeit größtenteils durch sogenannte Schatten- oder Stützkraftwerke geliefert werden. In den restlichen 4 Starkwindmonaten wird dann 80% des Jahresertrages erzeugt, zu viel Strom, der nicht gespeichert werden kann und ausländische Abnehmer gar dafür bezahlt werden, dass sie diesen Überschuss abnehmen. Dieser Überschussstrom wird zwar erzeugt, steht den Abnehmern aber nicht zur Verfügung. Dies müsste in der Jahresbilanz berücksichtigt werden, wird es aber nicht.

Nun finden die stark- schwach- und "gar kein" Wind Tage nicht zusammenhängend statt, sondern sind willkürlich verteilt. Häufig gibt es innerhalb weniger Stunden bundesweit erhebliche Schwankungen, auf die die Stützkraftwerke sofort reagieren müssen. Diese Stützkraftwerke müssen also ständig zumindest im Teillastbetrieb mitlaufen, wo sie sowohl wirtschaftlich als auch die CO<sub>2</sub>-Emission betreffend besonders ineffektiv sind. Dieser Effekt wird schlichtweg nicht zur Kenntnis genommen. Gleichfalls wird klar, dass auch die Schwachwindanlagen (eine solche ist die hier analysierte Anlage N 131), erhebliche Lastgangprobleme haben und ihre komplette Leistung durch Stützkraftwerke abgesichert werden muss.

## **2.4 Schwachwindanlagen**

Von den Windkraftbefürwortern werden immer wieder sogenannte "moderne Schwachwindanlagen" in die Diskussion gebracht. Dabei wird suggeriert, dass es sich um eine neue, innovative Technologie handle, die auch in windschwachen Gebieten einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftwerken ermögliche. Nachfolgend werden diese Schwachwindanlagen genauer analysiert.

Wie aus Gleichung (1) in Kapitel 2.1 folgt, kann die aus dem Wind entnommene Leistung durch die Rotorfläche, bzw. den Rotordurchmesser beeinflusst werden. Weiterhin sind hohe Nennleistungen im Binnenland kaum nutzbar, da sie erst bei hohen Windgeschwindigkeiten abgerufen werden, die im Binnenland nur äußerst selten herrschen. Beide Prinzipien nutzt man bei Schwachwindanlagen, die Kombination von sehr großen Rotoren mit leistungsschwachen Generatoren. In Abbildung 12 ist dieses Prinzip dargestellt.

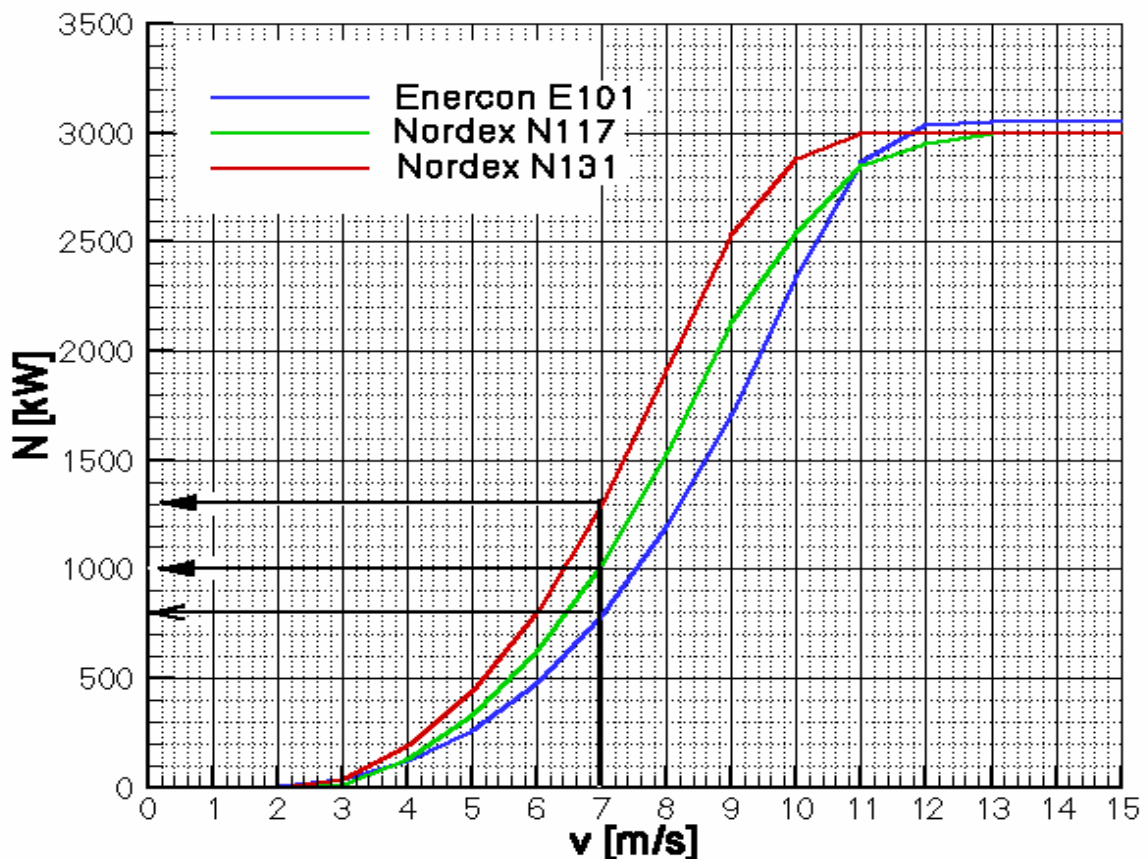


Abbildung 12 Einfluss der Rotorgröße auf die Leistungskennlinie

Hier sind die Kennlinien für verschiedene Windturbinen mit gleicher Nennleistung aber unterschiedlich großen Rotordurchmessern dargestellt: E 101 (100 m), N 117 (117 m) und N 131 (131 m). Wie man sieht, holen die größeren Rotoren mehr Leistung aus dem Wind. Damit steigt natürlich auch der Ertrag und die Anzahl der Volllaststunden wie folgendes Beispiel für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s belegt:

- E101: 4,4 Gwh      1456 VLh      47% Referenzertrag
- N117: 5,3 Gwh      1752 VLh      50% Referenzertrag
- N131: 6,4 Gwh      2138 VLh      53% Referenzertrag

(GWh Gigawattstunde = 1 Mio kWh)

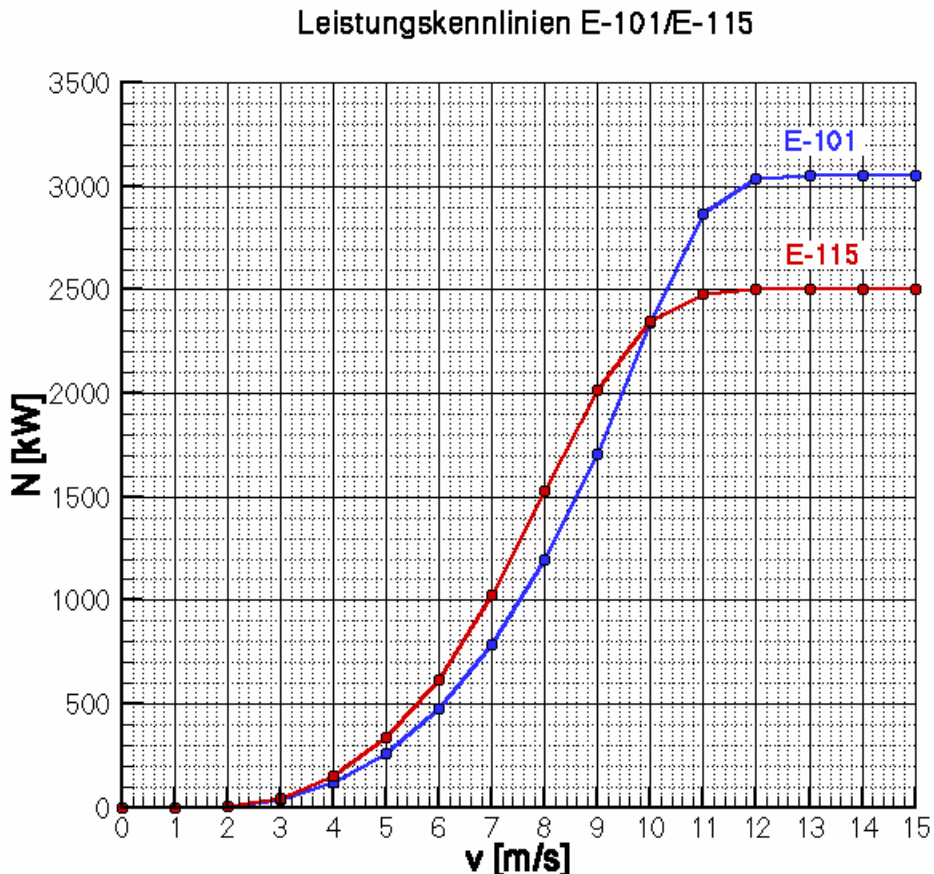
Geschwindigkeit für 80% Referenzertrag:

- E101: 6,25 m/s
- N117: 6,20 m/s
- N131: 6,10 m/s

Der für die Wirtschaftlichkeit wichtige Anteil am Referenzertrag steigt dagegen nur unwesentlich. Der Grund hierfür ist, dass durch den größeren Rotor auch der Referenzertrag steigt. Die hohe Volllaststundenzahl ist bei diesen Schwachwindanlagen

also irreführend, vor allem gilt hier eben die 2.000 VLh Empfehlung nicht, wie im Kapitel Wirtschaftlichkeit dargelegt wurde. Auch um z. B. 80% Referenzertrag zu erreichen ist in der hierfür erforderlichen Windgeschwindigkeit kein "Quantensprung" erkennbar.

Zusätzlich kann noch die Nennleistung verringert werden, wie es z. B. an der Enercon E-115 erfolgt:



**Abbildung 13 Vergleich der Kennlinie E 101/E 115**

Wie aus Abbildung 13 ersichtlich ist holt der Rotor bei den im Binnenland dominierenden Windgeschwindigkeiten von unter 10 m/s mehr Leistung aus dem Wind. Nachfolgend ist für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s ein konkreter Vergleich dargestellt. (Dieser Wert für die mittlere Geschwindigkeit ist in BW schon ein guter Wert, an dem Vorzeigestandort Brandenkopf mit teilweise 2.300 VLh herrschen z. B. gemessene 5,8 m/s)

E 101:	5,5 m/s	5,68 GWh	1.860 VLh	60 % Ref. Ertrag
E 115	5,5 m/s	6,33 GWh	2.529 VLh	65% Ref. Ertrag

Auch hier ergeben sich ein höherer Jahresertrag und durch die geringere Nennleistung deutlich mehr Volllaststunden (11 % mehr Ertrag, 35 % mehr VLh), allerdings kaum Unterschiede im Anteil am Referenzertrag. Kurzum, hier wird durch technische Tricks eine hohe Volllaststundenzahl erreicht, die aber irreführend ist.

Wie man aber klar sieht, kann auch eine sogenannte Schwachwindanlage einen unterhalb der 70% Rentabilitätsschwelle liegenden Standort nicht in diese Rentabilitätsschwelle heben. Hinzu kommt, dass diese Anlagen deutlich teurer sind (größerer Rotor, teilweise höherer Turm). Die Hersteller werben mit 15% mehr Ertrag und 10% mehr Kosten. In dem vorliegenden Beispiel, welches für die Buocher Höhe typisch sein dürfte, ist es mit nur 11% mehr Ertrag ein Nullsummenspiel. Weiterhin haben auch diese Schwachwindanlagen ein erhebliches Lastgangproblem, wie im Kapitel Lastgang dargelegt wurde.

### 3. Beispiele aus der Realität

Mittlerweile wird die mangelnde Wirtschaftlichkeit und die mangelnde Versorgungssicherheit zunehmend wahrgenommen. So hat beispielsweise Werner Daldorf vom Bundesverband für Windenergie in einer ARD Report Sendung vom 29. 09. geäußert, dass 2/3 aller Windkraftanlagen in Deutschland unwirtschaftlich sind:

<http://www.swr.de/report/windkraft-flaute/-/id=233454/nid=233454/did=14107844/13ibdsm/index.html>

Ebenso wurde das Lastgangproblem in Spiegel-TV angesprochen:

[https://www.youtube.com/watch?feature=player\\_detailpage&v=ek\\_2Ewo9F88](https://www.youtube.com/watch?feature=player_detailpage&v=ek_2Ewo9F88)

[https://www.youtube.com/watch?feature=player\\_detailpage&v=9qPI7ebdaMU](https://www.youtube.com/watch?feature=player_detailpage&v=9qPI7ebdaMU)

In diesem Teil des Berichts werden zu beiden Themen konkrete Beispiele aus der Realität gebracht, im Falle der Wirtschaftlichkeit aus der näheren Umgebung der Buocher Höhe. Bei allen hier verwendeten Daten handelt es sich um zertifizierte Abrechnungsdaten von TransnetBW oder der Europäischen Strombörse Leipzig.

#### 3.1 Wirtschaftlichkeit

##### Allgemeines

Einige Passagen aus dem Energieatlas BW

<http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224534/>

Dort liest man z. B.:

*Ein gutes Maß für die Beurteilung der Tauglichkeit eines Standortes für den Betrieb von Windenergieanlagen stellt der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definierte Referenzertrag dar. Bis Ende 2011 war ein Jahresertrag für die Windenergieanlage(n) am Standort von mindestens 60% in Bezug auf einen im EEG definierten Referenzstandort Voraussetzung für eine Stromvergütung nach dem EEG. Diese Grenze ist weiterhin ein Richtwert für die minimale Windhöffigkeit, die ein Standort bieten sollte. Je nach Anlagentyp, Turmhöhe und Höhe des Standortes über Meer ist zum Erreichen dieser Mindestertragsschwelle eine für den jeweiligen Standort ermittelte durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit von etwa 5,3 m/s bis 5,5 m/s in 100 m über Grund erforderlich.*

*Eine Investition in ein Windenergieprojekt bedeutet in der Regel eine langfristige Kapitalbindung, welche mit einem gewissen unternehmerischen Risiko verbunden ist. Analog zu vergleichbaren Kapitalanlagen wird außerdem mit einer Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals gerechnet.*

*Für Investoren gilt daher meist die Ertragsschwelle von 80 % des EEG-Referenzertrags als Mindestrichtwert zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit eines*

*Windenergieprojektes. Dieser Mindestertrag wird in der Praxis - fast unabhängig von Anlagentyp und Nabenhöhe - erst an Standorten mit einer durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit von 5,8 m/s bis 6 m/s in 100 m über Grund erreicht.*

Also weiterhin gelten die 60% Referenzertrag als minimaler Richtwert für die minimale Windhöffigkeit, die ein Standort bieten sollte. Allerdings wurde in Kapitel 2.2 "Wirtschaftlichkeit" gezeigt, dass 60 % nicht mehr ausreichen, sondern mindestens 70% oder 80 % erreicht werden sollten. Und bis Ende 2011 waren die 60% Voraussetzung um überhaupt eine EEG Vergütung zu erhalten. Und für Investoren 80 % als Nachweis der Wirtschaftlichkeit eines Standortes. In diesem Sinne äußerte sich ja auch Umweltminister Franz Untersteller bei der Podiumsdiskussion am 29. 06. 2013 in Winnenden, 80 % müssten es schon sein meinte er, denn Windkraft soll sich ja auch rechnen. Es gäbe zwar noch ältere Anlagen die nur 70 % erbrächten, doch so was würde ja heute nicht mehr genehmigt.

Leider sieht die Realität völlig anders aus, wie nachfolgend gezeigt wird.

### **Ingersheim 2013**

Das Ingersheimer Windrad wird ja immer wieder als Musterbeispiel für eine erfolgreiche Bürgerbeteiligung dargestellt. Bisherige Ertragsangaben waren sehr widersprüchlich (3,1 Mio kWh in den ersten 12 Monaten, dann 3,6 Mio kWh in den ersten 12 Monaten. Mittlerweile stehen die Ertragsdaten von TransnetBW für alle EEG Anlagen BWs öffentlich zur Verfügung. Hier kann für jeden Standort der erbrachte Jahresertrag eingesehen werden.

<http://www.transnetbw.de/de/eeg-kwk-g/eeg/eeg-anlagendaten?netzbetreiber=0&plz=alle&spannungsebene=0&inbetriebnahme=0&wind=1>

In Ingersheim handelt es sich um eine Enercon E-82 mit 140 m Nabenhöhe, 82 m Rotordurchmesser und 2.000 kW (2MW) Nennleistung.

Die von TransnetBW veröffentlichten Erträge für Ingersheim:

**Details**

Anlagenschlüssel: E10843010000000000000058248700001  
 Netzbetreiber: Netze BW GmbH  
 Standort: 74379 Ingersheim  
 Energieträger: Wind  
 Energieträger Detail: Wind (Onshore)  
 Spannungsebene: MS  
 Leistung (in kW): 2.000,000  
 Inbetriebnahme bzw. Modernisierungsdatum: 07.04.2012  
 Zählpunkt: DE0072147437900000000000000582487

Jahr	Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr** [kWh]	in EEG-Festvergütung (ohne Selbstverbrauch)* [kWh]	vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	nicht vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	direktvermarktet in Marktprämie* [kWh]	direktvermarktet in Grünstromprivileg* [kWh]	direktvermarktet in sonstiger Direktvermarktung* [kWh]
2012	2.165.144,000	2.165.144,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2013	2.920.395,000	2.920.395,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

\* Ist in der Spalte „Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr“ enthalten.  
 \*\* Bis einschließlich 2011 erfolgt keine getrennte Ausweisung der Stromerzeugung in EEG-Festvergütung und Direktvermarktung.  
 \*\*\* vNE sind bis einschließlich 2011 bereits von der EEG-Festvergütung abgezogen

Datenbestand vom 31.07.2014

**Abbildung 14 Erträge für Ingersheim  
(Quelle: TransnetBW)**

Hierbei handelt es sich um zertifizierte Abrechnungsdaten.

Also: Inbetriebnahme 07. 04. 2012. Die Anlage war somit 2013 ganzjährig am Netz.  
 Ertrag 2013: 2.920.395 kWh, amtlich zertifiziert.

Die Anlage hat eine Nennleistung von 2.000 kW, dies ergibt 2.920.395 kWh/2.000 kW = **1.460 VLh**.

Der jährliche Referzertrag beträgt laut Herstellerangaben 6.572.720 kWh

Dies ergibt einen **Anteil am Referzertrag von  $2.920.395/6.572.720 \cdot 100 = 44,4\%$** !

Um diesen Ertrag zu erbringen, ist eine **mittlere Windgeschwindigkeit von 4,95 m/s** erforderlich. Diese liegt deutlich unter dem für Ingersheim im Windatlas für 140 m Nabenhöhe angegebenen Wert von 5,5 m/s, welche anscheinend auch im Gutachten zugrunde liegt. Dementsprechend liegt auch der Jahresertrag für 2013 deutlich unter der gutachterlichen Prognose von 3.900.000 kWh. Rechnet man den Ertrag für 2012 auf das ganze Jahr hoch, so ergeben sich etwa 3.000.000 kWh, also auch nicht merklich besser, laut IWR Windindex war das Jahr 2012 im langjährigen Vergleich im Binnenland ein 100% Windjahr.

Als die Anlage geplant und genehmigt wurde, gab es noch die 60% Referzertragsgrenze!

## Striethof 2013

Noch schlechter sieht es für den Windpark Striethof bei Schwäbisch Gmünd aus. Unten stehende Karten zeigen die geographische Lage:

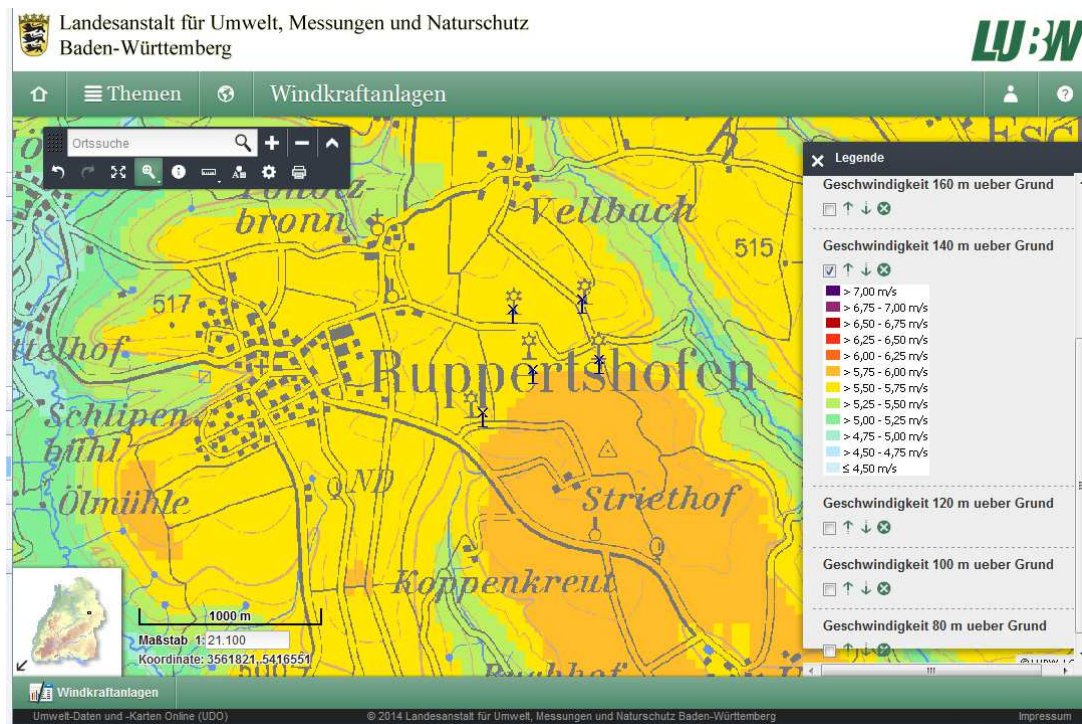
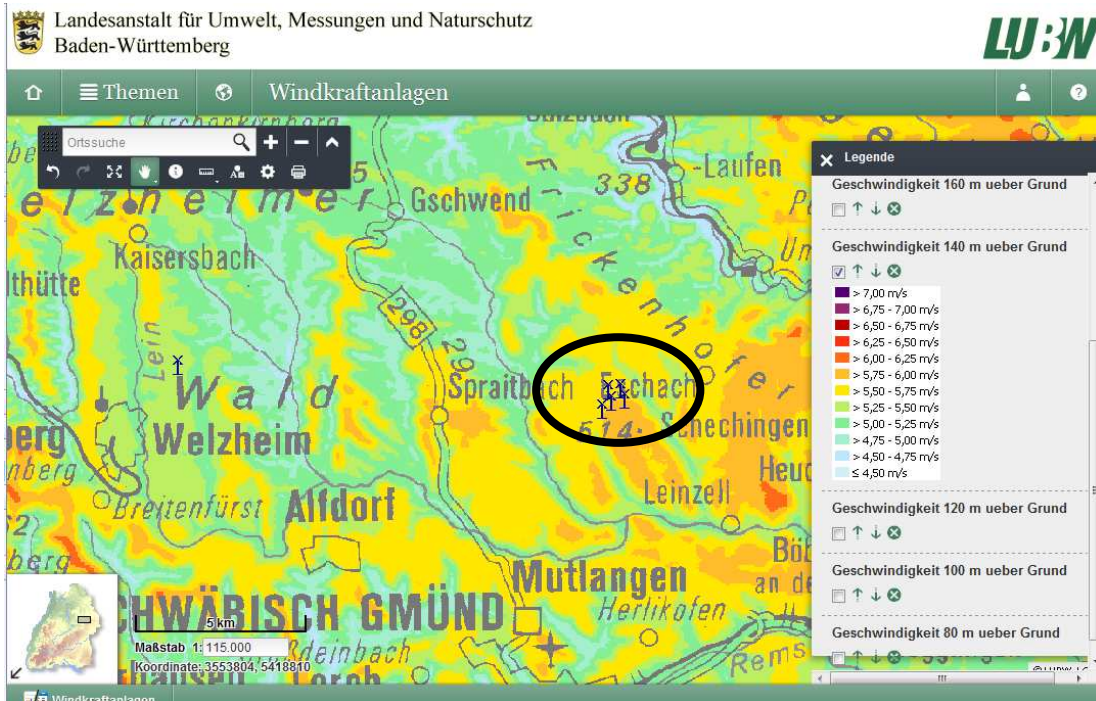


Abbildung 15: Geographische Lage des Windparks Striethof (Aus Windatlas BW)

Es handelt sich um 5 Windräder: 2 Vestas V80 und 3 Enercon E-82 (Ingersheim Maschine), allerdings mit einer Nabenhöhe von 109 m. Nachfolgend sind die von TransnetBW veröffentlichten Erträge für die drei E-82 aufgelistet.

Jahr	Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr** [kWh]	in EEG-Festvergütung (ohne Selbstverbrauch)* [kWh]	vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	nicht vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	direktvermarktet in Marktprämie* [kWh]	direktvermarktet in Grünstromprivileg* [kWh]	direktvermarktet in sonstiger Direktvermarktung* [kWh]
2009	108.710,000	108.710,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2010	5.842.912,000	5.842.912,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2011	6.865.127,000	6.865.127,000	0,000	5.951.622,000	0,000	0,000	0,000
2012	7.254.336,000	4.208.357,000	0,000	0,000	3.045.979,000	0,000	0,000
2013	6.612.092,000	0,000	0,000	0,000	6.612.092,000	0,000	0,000

\* Ist in der Spalte „Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr“ enthalten.  
 \*\* Bis einschließlich 2011 erfolgt keine getrennte Ausweisung der Stromerzeugung in EEG-Festvergütung und Direktvermarktung.  
 \*\*\* vNE sind bis einschließlich 2011 bereits von der EEG-Festvergütung abgezogen

Datenbestand vom 31.07.2014

Abbildung 16 Ertragsdaten für Striethof (Quelle: TransnetBW)

Also für 2013 insgesamt 6.612.092 kWh oder **6,612 GWh**. Dies ergibt: **1.102 VLh**. Wie man aus der Liste sieht, war es nur in 2012 mit 7,25 GWh oder 1.208 VLh geringfügig besser, ansonsten seit 2010 (die Anlagen gingen am 21. 12. 2009 in Betrieb) durchweg gleich schlecht.

Also in 2013 pro Anlage 2,204 GWh. Der jährliche Referenzertrag für eine E-82 mit 109 m Nabenhöhe beträgt laut Herstellerangabe 6,1 GWh/a. Somit beträgt der **Anteil am Referenzertrag  $2,2/6,1 \cdot 100 = 36\%$** .

Die erforderliche **mittlere Windgeschwindigkeit für diesen Ertrag beträgt 4,45 m/s**. Dies liegt weit unter dem Grenzwert von 5,3 m/s, ab dem Windenergieanlagen angeblich erst genehmigt werden. Im Windatlas sind für diesen Standort 5,25 - 5-5 m/s angegeben, also 18% - 23 % zu optimistisch!

Auch dieser Windpark wurde zu einer Zeit in Betrieb genommen, als es die 60% Referenzertragsgrenze gab. Trotz der ernüchternden Ertragsbilanz wird bei Striethof ein weiterer Windpark geplant.

## Wasseralfingen/Waldhausen 2013

Dieser Standort befindet sich östlich der A7 auf der Höhe von Aalen und gilt eigentlich als guter Standort in BW. Es handelt sich um 7 Anlagen des Typs REpower MM92 mit 100 m Nabenhöhe, 92m Rotordurchmesser und 2 MW Nennleistung. Eine der Anlagen ging 2006 in Betrieb, die übrigen sechs 2007. Nachfolgend sind die Erträge dieser 6 Anlagen als Block zusammengefasst.

The screenshot shows the 'Details' section of the TransnetBW website. It includes a table with the following data:

Anlagenschlüssel:	E12974010000000000000028769000001
Netzbetreiber:	Netze NGO GmbH
Standort:	73433 Wasseralfingen
Energieträger:	Wind
Energieträger Detail:	Wind (Sonstige)
Spannungsebene:	HS/MS
Leistung (in kW):	12.000,000
Inbetriebnahme bzw. Modernisierungsdatum:	02.09.2007
Zählpunkt:	DE0010107343300000000000000287690

Jahr	Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr** [kWh]	in EEG-Festvergütung (ohne Selbstverbrauch)* [kWh]	vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	nicht vergüteter Selbstverbrauch* [kWh]	direktvermarktet in Marktprämie* [kWh]	direktvermarktet in Grünstromprivileg* [kWh]	direktvermarktet in sonstiger Direktvermarktung* [kWh]
2007	17.681.127,000	17.681.127,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2008	17.949.595,000	17.949.595,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2009	17.988.795,000	17.988.795,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2010	15.841.026,000	15.841.026,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2011	17.535.390,000	17.535.390,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2012	17.260.178,000	17.260.178,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2013	16.356.880,000	16.356.880,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

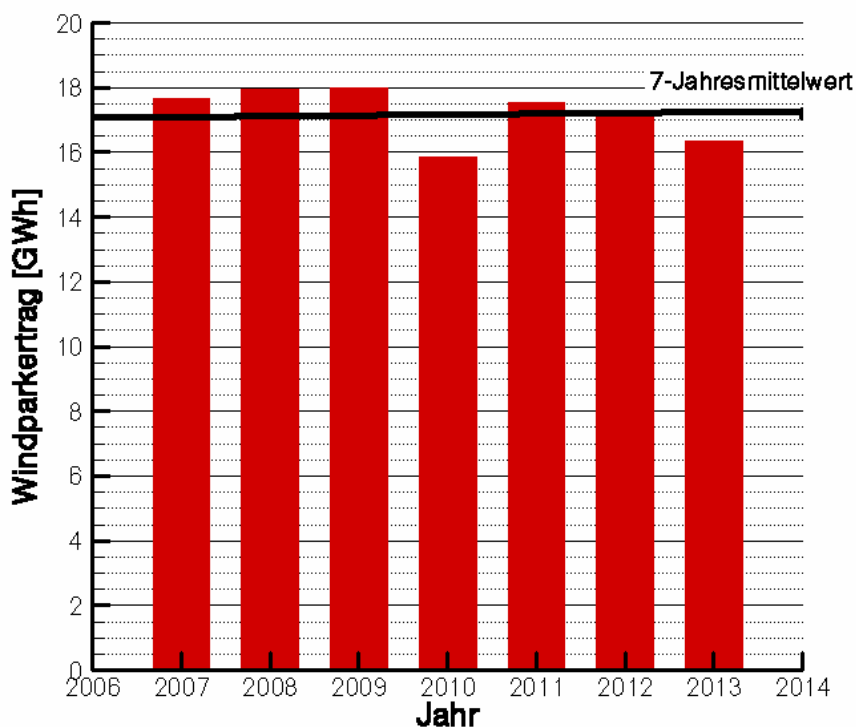
\* Ist in der Spalte „Gesamte Stromerzeugung im ausgewählten Jahr“ enthalten.  
 \*\* 2013: 100% EEG-Festvergütung, 0% Marktprämie, 0% Grünstromprivileg, 0% Direktvermarktung.

Abbildung 17 Ertragsdaten für den Windpark Wasseralfingen/Waldhausen. (Quelle: TransnetBW).

Der jährliche Referenzertrag für eine Anlage beträgt laut Hersteller 6,2 GWh/a. Für 6 Anlagen sind das somit 37,2 GWh/a. Daraus ergibt sich als 60% Referenzertragsgrenze für die 6 Anlagen 22,32 GWh oder 22.320.000,000 kWh. Dieser Ertrag wurde zwischen 2007 und 2013 nicht annähernd erreicht. Der Maximalertrag betrug (aufgerundet) 2009 etwa 18 GWh, der Minimalertrag 2010 15,8 GWh. **Das sind 48,4 % bzw. 42 % des Referenzertrages.** Auch dieser Windpark wurde zu einer Zeit in Betrieb genommen, als die 60 % Mindestertragsschwelle galt. Ausgedrückt in Volllaststunden ergeben sich **als Maximum 1.500 VLh (2009) und als Minimum 1.320 VLh (2010).**

**Der mittlere Jahresertrag über die 7 Jahre beträgt 17,22 GWh oder 46% des Referenzertrags.** Die größte Abweichung von dem Mittelwert war 2010 mit -8%. Nach

"oben" betrug die größte Abweichung 4,5% (2009). Nachfolgend sind in Abbildung 18 die Erträge über die 7 Jahre grafisch dargestellt.



**Abbildung 18** Windpark Wasseralfingen/Waldhausen, Erträge 2007 - 2014.  
(Datenquelle: TransnetBW)

Wie man sieht, war das Jahr 2012 im Siebenjahresmittel ein sogenanntes 100% Windjahr.

Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit **um den über 7 Jahre gemittelten Ertrag zu erbringen beträgt 4,65 m/s in Nabenhöhe**. Auch hier die Maximal und Minimalwerte: 4,75 m/s (Maximum 2009) und 4,55m/s (Minimum 2010). Als auch hier keine gewaltigen Schwankungen innerhalb der letzten 7 Jahre.

### Fazit für Baden-Württemberg

Die hier untersuchten Standorte erfüllen die Kriterien für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht einmal annähernd und hätten bei realistischen Windgutachten überhaupt nicht genehmigt werden dürfen, da sie die damals gültige 60 % Mindestertragschwelle weit unterschritten. Dies ist typisch für Baden-Württemberg, wie eine Darstellung im "Erfahrungsbericht Windenergie 2014" der im Auftrag des BWI vom Energieinstitut Leipzig durchgeführt wurde, belegt, nachfolgend ist dies dargestellt: in Abbildung 19 sind die Referenzerträge aller zwischen 1982 und 2013 errichteten WEAs dargestellt. Wie man sieht, liegen die Erträge in BW größtenteils unter 60%. In Abbildung 20 ist lediglich der Zubau von 2010 bis 2013 und in Abbildung 21 jener von 2006 bis 2009 dargestellt. Auch der Zubau "modernerer" Anlagen zwischen 2006 und 2013 hat hier keine wesentliche Veränderung gebracht.

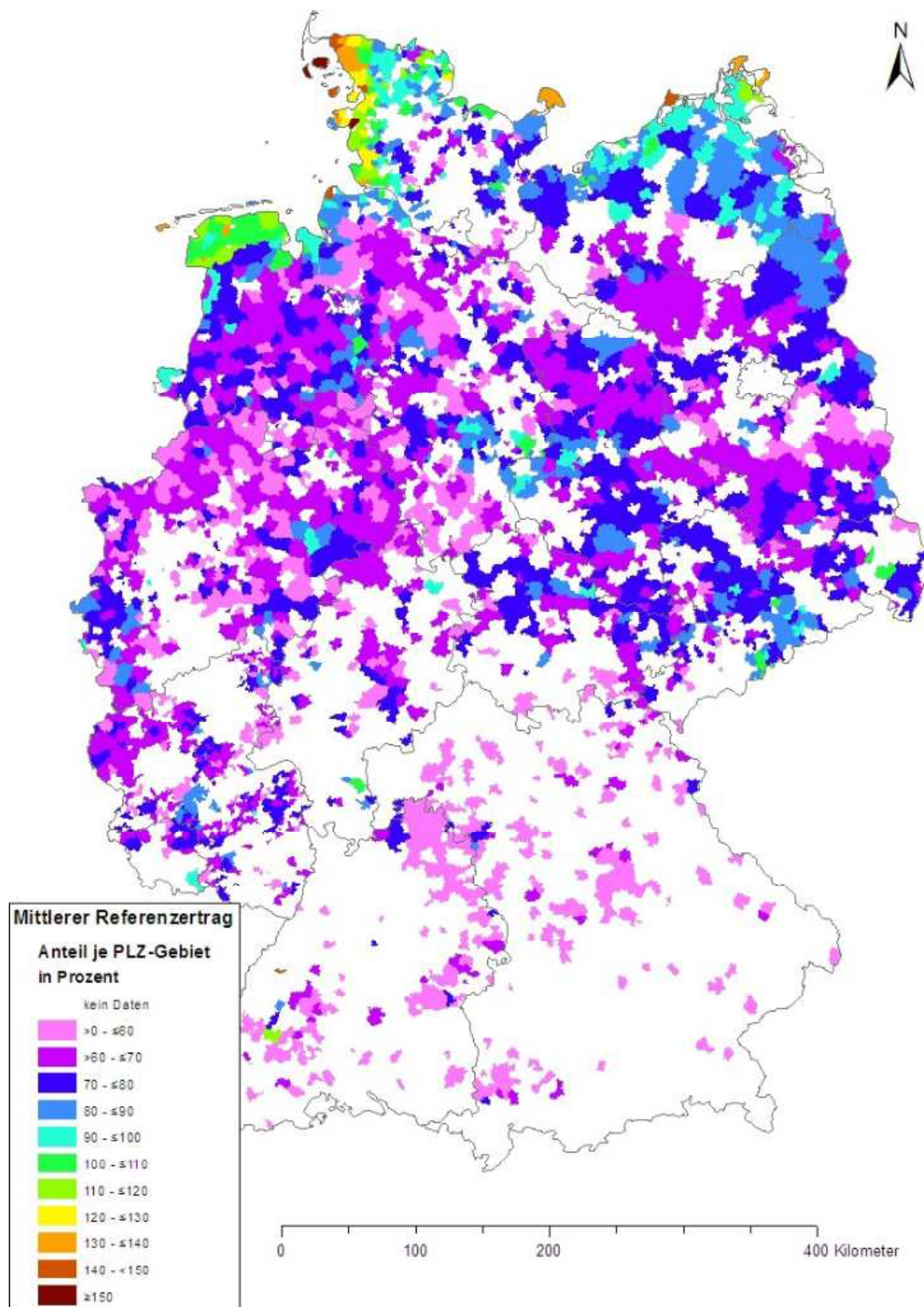


Abbildung 19 Mittlerer Referenzertrag aller von 1982 bis 2013 erstellten Anlagen.  
 (Aus: Erfahrungsbericht 2014, Leipziger Institut für Windenergie).

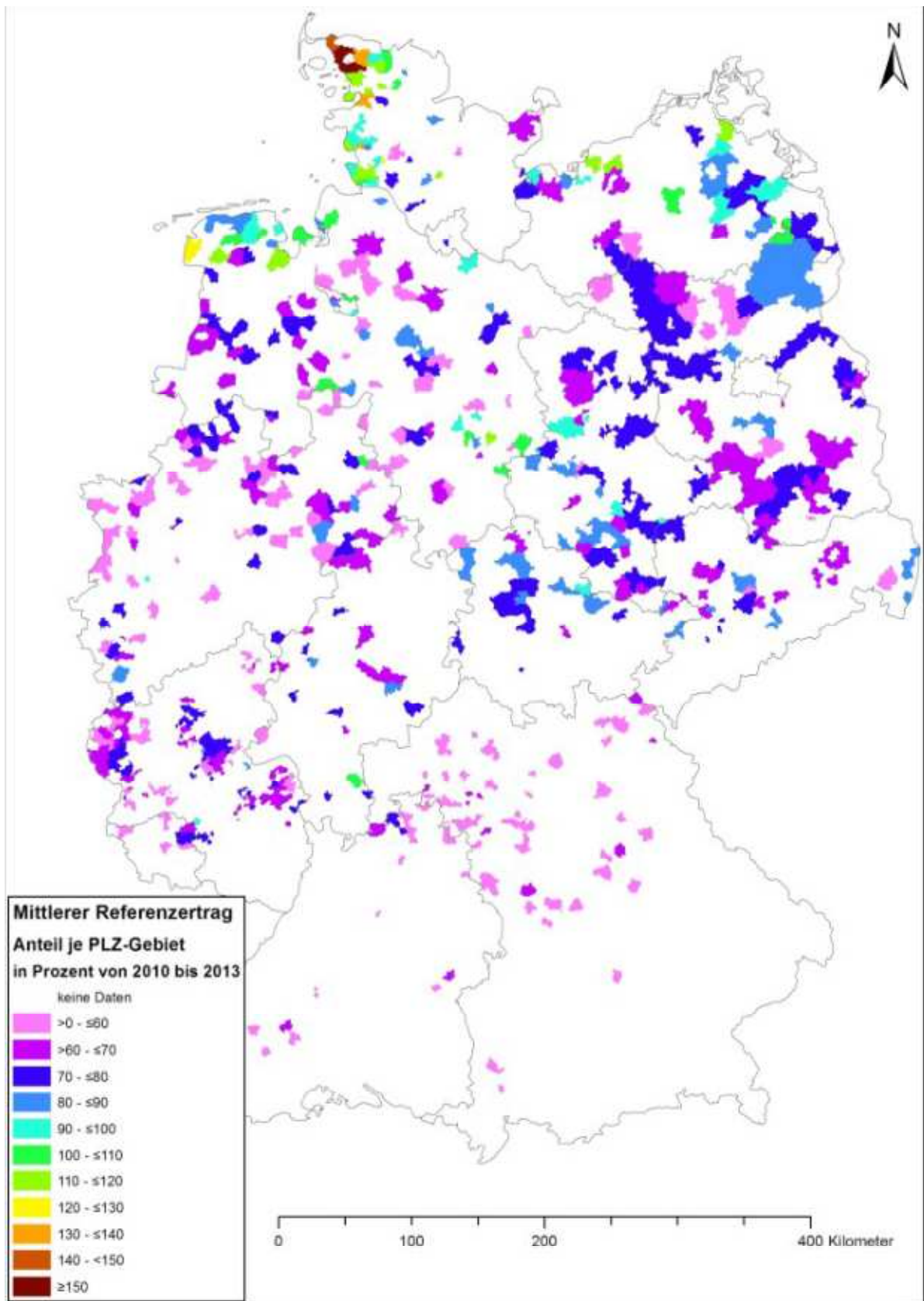


Abbildung 20 Mittlerer Referenzertrag der von 2010 bis 2013 erstellten Anlagen.  
(Aus: Erfahrungsbericht 2014, Leipziger Institut für Windenergie).

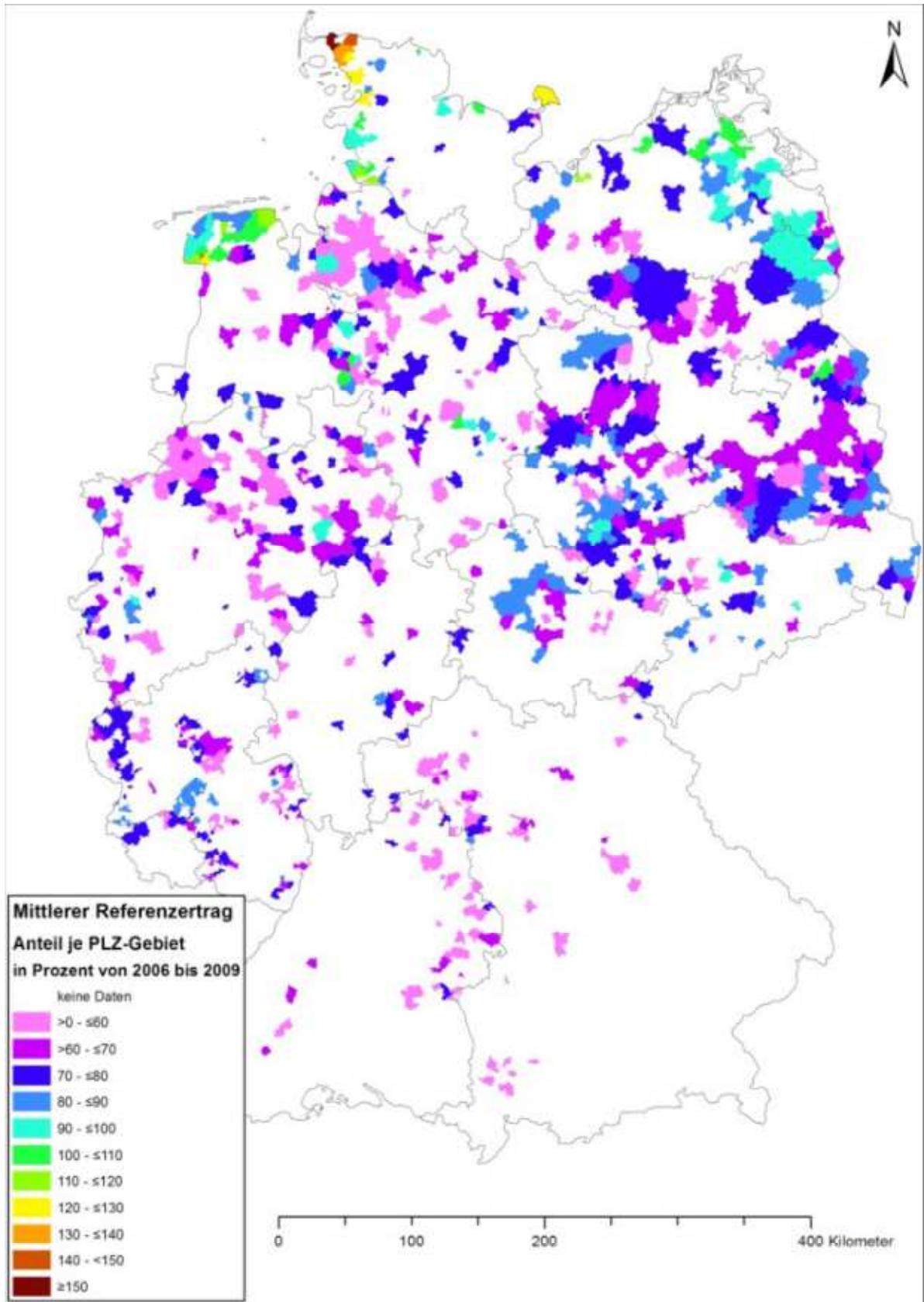


Abbildung 21 Mittlerer Referenzertrag der von 2006 bis 2009 erstellten Anlagen.  
(Aus: Erfahrungsbericht 2014, Leipziger Institut für Windenergie).

Abbildung 20 und Abbildung 21 stellen den mittleren Referenzertrag der von 2010 bis 2013 und der von 2006 bis 2009 erstellten Anlagen in Deutschland in Form von farbigen Flächen dar. Hier sieht man deutlich, wie schlecht es in BW aussieht, einige wenige Anlagen im Bereich von 70 % - 80%, der Rest liegt darunter, .größtenteils sogar unter 60%. Auffallend ist auch der deutliche Unterschied zu den Küstenländern und einigen anderen Bundesländern.

Trotz dieser ernüchternden Wirtschaftlichkeitsbilanz wird in BW unbeirrt weiter geplant. So weihte Ministerpräsident Kretschmann im November 2013 in Buchen-Hettingen im Odenwaldkreis mit großem Pomp den größten Bürgerwindpark BWs ein:

<http://www.fnweb.de/region/neckar-odenwald/buchen/champions-league-der-energiewende-1.1283625>

Es handelt sich um 5 RePower 3.2 MW, 143 m Nabenhöhe, Rotordurchmesser 114 m, 3,2 MW Nennleistung. Man erwartet insgesamt eine Jahresproduktion von 28 Mio kWh (Ertragsprognose). Dies heißt pro Anlage 5,6 Mio kWh. Der Referenzertrag beträgt 10,6 Mio kWh. D.h. der erwartete Ertrag wäre dann  $5,6/10,6 = 0,53$  oder 53% Referenzertrag !!! Dieser Windpark liegt schon in der Ertragsprognose unterhalb der von seiner Regierung im Energieatlas so vollmundig verkündeten Wirtschaftlichkeitskriterien.

### **3.2 Lastgang, Versorgungssicherheit**

Zu der mangelnden Wirtschaftlichkeit der Windenergie kommt ja noch die in Kapitel 2.3 beschriebene Lastgangproblematik hinzu, welche die Situation zusätzlich verschlimmert. Dass die in Kapitel 2.3 beschriebene Lastgangproblematik nicht rein theoretischer Natur sondern ein reales Problem ist, wird hier anhand von Beispielen aus der Realität gezeigt.

#### **Einzelanlage**

Von der Windenergieanlage der Stadtwerke München auf dem Fröttmaninger Berg sind die Daten des offiziellen Windgutachtens öffentlich verfügbar:

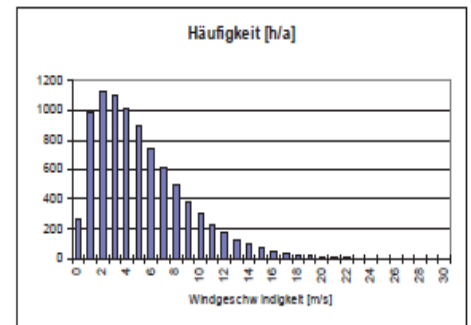
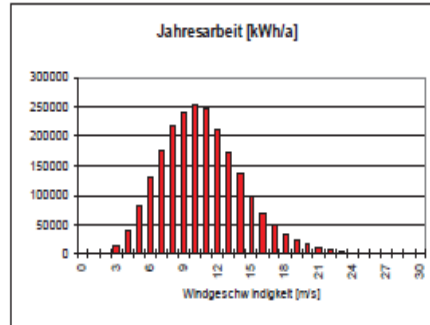
[http://derfuessl.de/unterlagen/studium/s06RE/WKA-Folien\\_SWM.pdf](http://derfuessl.de/unterlagen/studium/s06RE/WKA-Folien_SWM.pdf)

(München liegt zwar nicht in unmittelbarer Nähe der Buocher Höhe, es gibt aber sonst keine Daten eines Windgutachtens, welche öffentlich verfügbar sind). Bei der Anlage handelt es sich um eine Enercon E-66 mit 70 m Nabenhöhe und 66 m Rotordurchmesser und 1.500 kW Nennleistung. Sie steht neben der AllianzArena auf einem 70 m hohen Schuttberg.

## Jahresarbeit (Ertrag)

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

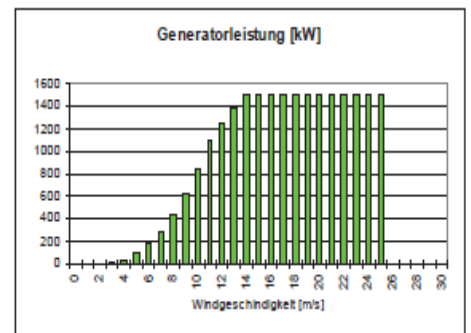
Windgeschw. [m/s]	Häufigkeit [h/a]	Leistung [kW]	Jahresarbeit [kWh/a]
0	265	0	0
1	983	0	0
2	1124	0	0
3	1108	11	12.185
4	1016	40	40.623
5	888	95	84.374
6	750	176	131.992
7	616	287	176.728
8	494	440	217.292
9	388	625	242.545
10	299	840	251.570
11	227	1090	247.845
12	170	1250	212.592
13	125	1380	173.140
14	91	1500	137.054
15	66	1500	98.810
16	47	1500	70.143
17	33	1500	49.355
18	23	1500	34.371
19	16	1500	23.701
20	11	1500	16.189
21	7	1500	10.958
22	5	1500	7.352
23	3	1500	4.891
24	2	1500	3.227
25	1	1500	2.112
26	1	0	0
27	1	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0
	<b>100% =</b>		<b>2.248.849</b>



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 Münchner Haushalten



Windkraftanlage Fröttmaning  
ENERCON E66

Abbildung 22 Von den Stadtwerken München veröffentlichte statistische Daten.

In Abbildung 22 ist die Folie mit statistischen Daten dargestellt. Es sind im Prinzip ähnliche Diagramme wie in Abbildung 11 im Kapitel 2.3 "Lastgang", nur dass die Verläufe nicht als Liniendiagramme, sondern als Säulendiagramme dargestellt sind. Die grünen Balken stellen die Leistungskurve der Anlage in Abhängigkeit der Geschwindigkeitsklassen dar. Direkt darüber ist die Häufigkeit der einzelnen Windklassen in Stunden pro Jahr dargestellt. So herrscht beispielsweise die Windklasse 0-1 m/s an ca. 250 h im Jahr, die Windklasse 1-2 m/s an grob 1.000 h im Jahr. Beide Windklassen erzeugen keinen Strom, wie aus der darunter dargestellten Leistungskurve ersichtlich ist. Die roten Säulen geben die Verteilung des Jahresertrages über die Windklassen und somit über die Zeit an. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt 5,2 m/s und der Jahresertrag 2,2 Mio kWh, der 1.000 Münchner Haushalte mit Strom versorgen soll. (in München beträgt die durchschnittliche Haushaltsgröße 1,6 Personen).

Müsste nur die WEA jetzt tatsächlich diese 1.000 Haushalte versorgen, ergäbe sich folgendes Szenario: Die Anlage müsste konstant 251 kW übers Jahr erzeugen, dann

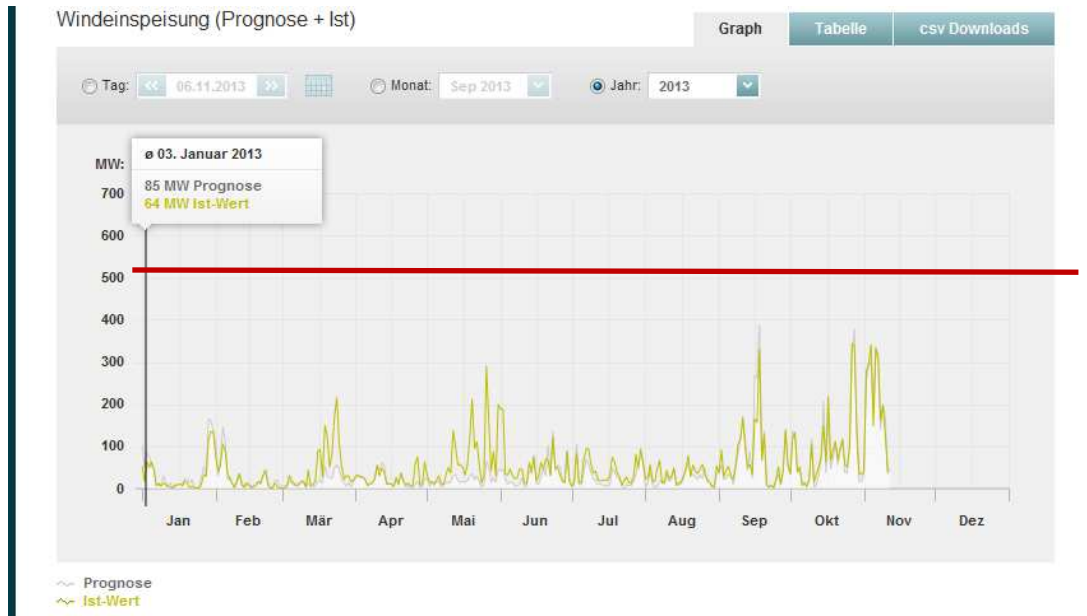
wären die 2.203.872 kWh gleichmäßig übers Jahr verteilt. Dies tut sie aber nicht, wie aus der Tabelle links folgt. Hier ist für jede Windklasse die Häufigkeit in h/a, die in während dieser Zeit abgegebene Leistung (kW) und der daraus resultierende Anteil am Jahresertrag eingetragen. Wertet man die Tabelle aus, ergibt sich folgendes ernüchternde Ergebnis:

- An zusammengefasst 2372 h im Jahr wird überhaupt kein Strom erzeugt, da die Windgeschwindigkeit unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit liegt. Das sind 99 Tage!
- Oder an zusammengefasst 6134 h im Jahr werden insgesamt gerademal 12,2 % des Jahresertrages erbracht, das sind 8,5 Monate.
- In dieser Zeit können gar keine bis wenige Haushalte mit Strom versorgt werden, der Strom kommt dann überwiegend von Stützkraftwerken.
- Die restlichen 88 % des Jahresertrages werden an zusammengefasst 3,5 Starkwind Monaten erbracht. Dann wird zu viel Strom produziert, der entsorgt werden muss und eigentlich nicht zum Verbrauch zur Verfügung steht.

Es handelt sich hier allerdings um eine schon ältere Anlage, deshalb die extremen Verhältnisse, aber wie in Kapitel 2.3 "Lastgang" gezeigt wurde, haben auch die "modernen Schwachwindanlagen ein erhebliches Lastgangproblem, dort sind die Verhältnisse lediglich etwas besser (20% an 8 Monaten). Dies ist ein grundsätzliches Problem der Windkraft und gilt für jede WEA, auch für Windparks.

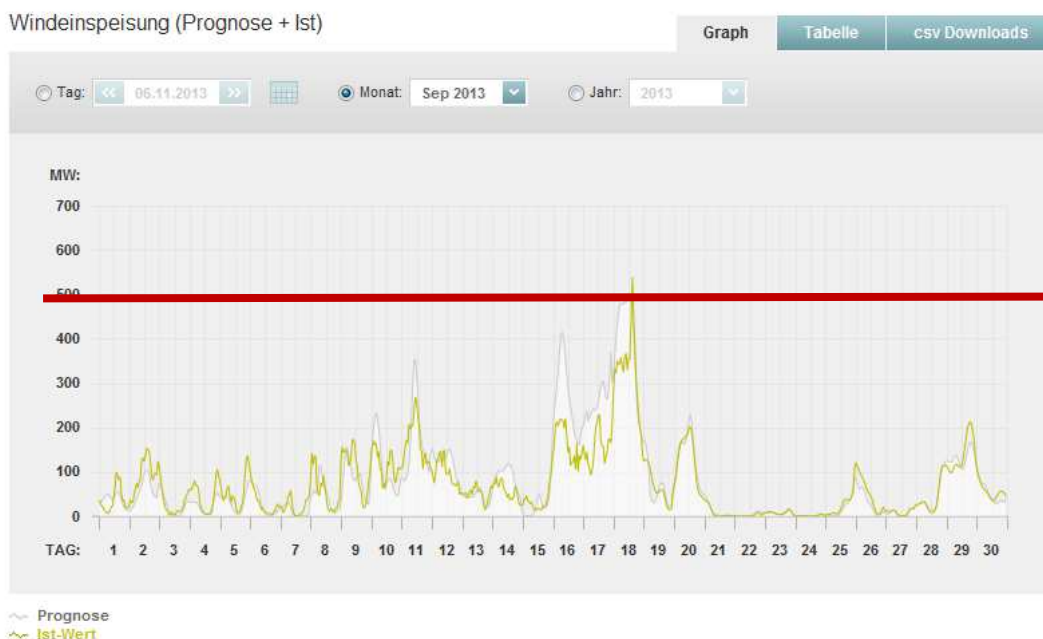
### **Region, Bundesland**

Bei den Lastgangdiskussionen kommt immer sofort das Argument, dass dann eben benachbarte Windparks einspringen könnten, irgendwo würde immer Wind wehen. Darauf kann man sich allerdings nicht verlassen, denn bei entsprechenden Wetterlagen können sich tagelang Flaute einstellen und zwar in ganz Deutschland. Nachfolgend ist dies beispielhaft für Baden-Württemberg dargestellt. Es handelt sich um die von TransnetBW als Diagramme veröffentlichte Windstromeinspeisungen für 2013.



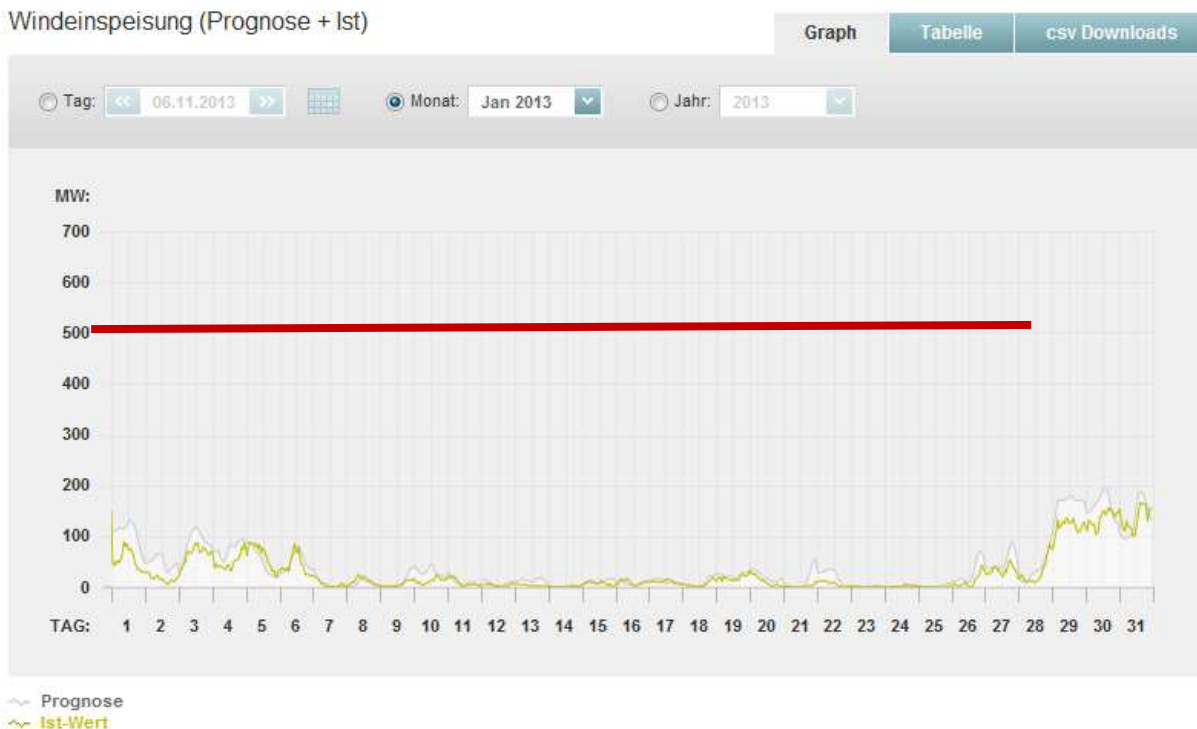
**Abbildung 23 Windstromeinspeisung in BW im Jahresverlauf von 2013.**  
 (Quelle: TransnetBW)

Das Diagramm zeigt die Windstromeinspeisung im Jahresverlauf. Die rote Linie stellt die am 31. 12.2012 installierte Nennleistung dar. Hier sieht man deutlich die extremen Lastschwankungen und die längeren Schwachwindphasen. (Januar, Februar, April, Juli, August). Aber auch innerhalb "guter" Windmonate kann es zu erheblichen Schwankungen kommen, wie das nachfolgende Diagramm für den Monat September 2013 zeigt:



**Abbildung 24 Windstromeinspeisung BW September 2013**  
 (Quelle: TransnetBW)

Auch hier treten wieder, extreme Schwankungen innerhalb kurzer Zeitintervalle auf: am 18. September liefen die WEAs kurzzeitig landesweit mit Volllast, dafür war es dann vom 21. September an 4 Tage am Stück windstill.



**Abbildung 25 Windstromeinspeisung BW Januar 2013**  
(Quelle: TransnetBW)

In Abbildung 25 sind die Verhältnisse für Januar 2013 dargestellt. Vom 07. bis zum 29. Januar gab es also landesweit keine nennenswerte Windstromproduktion. Hier wird klar ersichtlich, dass die komplette Windstromproduktion durch konventionelle Kraftwerke, welche ständig mitlaufen müssen, abgesichert werden muss. Von Kompensation verschiedener Windparks kann keine Rede sein.

## Bundesweit

Derzeit sind ja gewaltige Stromtrassen geplant, die den überschüssigen Windstrom aus dem Norden nach Süden transportieren sollen. Irgendwo in Deutschland weht immer Wind, wie es so heißt. Doch auch darauf sollte man sich besser nicht verlassen, wie folgende Beispiele zeigen.

In der zweiten Dezemberwoche 2013 zog das Sturmtief "Xaver" über Deutschland hinweg und brachte einerseits eine sehr gute Windstromernte, andererseits aber auch große Ernüchterung. Nach dem Sturm folgte die Flaute, die Windstromproduktion brach deutschlandweit komplett ein, wie auch z. B. "Die Welt am Sonntag" in ihrer Ausgabe vom 22. Dezember 2013 berichtet.

Nachfolgend sind die Verhältnisse für die Zeit vom 06. Dezember bis zum 12. Dezember 2013 detailliert dargestellt. Datenquellen sind die Windeinspeisungsdaten der deutschen Netzbetreiber, welche von der EEX (European Energy Exchange)

Strombörse Leipzig als Excel-Sheets zum Download zur Verfügung gestellt werden und hier grafisch dargestellt wurden. Bei den Diagrammen handelt es sich um sogenannte Säulen- oder Balkendiagramme. Jeder (dünne) Balken steht für die Windstromeinspeisung während 15 Minuten. Die untere Achse gibt die Zeitintervalle in Stunden an, die vertikale Achse die eingespeiste Leistung in Megawatt (MW). Für jeden Tag sind jeweils 2 Diagramme angegeben, einmal für Gesamtdeutschland und einmal separat für Baden-Württemberg.

Für Deutschland sind die Balken dann noch unterteilt in die Anteile der 4 Netzbetreiber

- 50Hertz (Neue Bundesländer)
- Amprion (Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland)
- TenneT (Bayern, Hessen, Niedersachsen, Schleswig-Holstein)
- TransnetBW (Baden-Württemberg).

Auffallend sind die unterschiedlichen Anteile der einzelnen Netzbetreiber, dies liegt einfach an der unterschiedlichen installierten Nennleistung. Die größten Anteile liefern TenneT (Küstengebiete von Niedersachsen und Schleswig-Holstein, Offshore) und 50Hertz (Küstengebiete Mecklenburg-Vorpommern). Kaum wahrnehmbar der Anteil BWs, einfach wegen der geringen installierten Nennleistung von ca. 500 MW. Deshalb ist der Verlauf für BW nochmals separat mit einer feineren Skalierung dargestellt. Die installierte Nennleistung ist durch die rote Linie gekennzeichnet, also 30.000 MW bundesweit und 500 MW in BW.

Am 6. Dezember hatte das Sturmtief Xaver seinen Höhepunkt. Wie man sieht, liefen in ganz Deutschland die Windturbinen nahe an der Nennlast, teilweise mit einer Auslastung von 80 %. Auch die Lastschwankungen sind gemessen an der Gesamtlast über den Tag sehr gering. Die Lastschwankungen werden vorwiegend durch die Binnenanlagen von Amprion verursacht, weil eben der Wind im Binnenland stark böig und schwankend ist. Die Küstenbatterien von 50Hertz und TenneT liefern einen nahezu konstanten Lastgang, der Anteil von BW ist bundesweit unbedeutend. Zwischen 13:00 Uhr und 19:00 Uhr wurde fast 50% des bundesweiten Bedarfes allein durch Windstrom gedeckt, man hätte sämtliche Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke vom Netz nehmen können.

Die Darstellung für BW zeigt für den 6. Dezember allerdings erheblich deutlichere Lastschwankungen, teilweise variiert die Einspeisung im 15 Minutenbereich zwischen 300 und 450 MW! Auch dies eine Ursache des extrem böigen Windes im Ländle. Insgesamt aber auch hier die Windturbinen teilweise nahe an der Nennlast.

Ab dem 7. Dezember war das Zentrum von "Xaver" dann durch, es folgten noch einige schwankende Ausläufer. Die Windstromeinspeisung sank kontinuierlich, die Stützkraftwerke mussten wieder hochgefahren werden. Am 8. Dezember zog noch ein Nachzügler von "Xaver" über das Land, die Stützkraftwerke konnten wieder heruntergefahren werden, da die Windstromproduktion wieder zunahm. Sehr deutlich wieder an den Küstenländern (TenneT und 50Hertz), weniger im Binnenland (Amprion und TransnetBW). Am 9. Dezember verabschiedete sich "Xaver", die Windstromproduktion ging wieder in die Knie, die Stützkraftwerke mussten wieder hochgefahren werden. Ab dem 10. Dezember war das Sturmtief durch, die Windstromproduktion versank in der Bedeutungslosigkeit, der gesamte Strombedarf

Deutschlands musste tagelang komplett durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden.

Anhand dieser Beispiele wird klar, dass eine auf Windkraft basierende sichere Stromversorgung bei der derzeit praktizierten Direkteinspeisung nicht möglich ist und schon gar nicht eine regionale, dezentrale Stromversorgung. Ebenso muss die gesamte installierte Windstromleistung durch konventionelle Stützkraftwerke abgesichert werden. Da diese Stützkraftwerke notfalls auch kurzfristige Schwankungen ausgleichen müssen, müssen sie ständig zumindest mit Teillast mitlaufen.

D. h. an so windreichen Tagen wie dem 6. Dezember wird zu viel Strom produziert, der dann "entsorgt" werden muss. Kurzum, mit der derzeit praktizierten Direkteinspeisung des Windstroms leistet man sich den Luxus einer doppelten Stromversorgung.

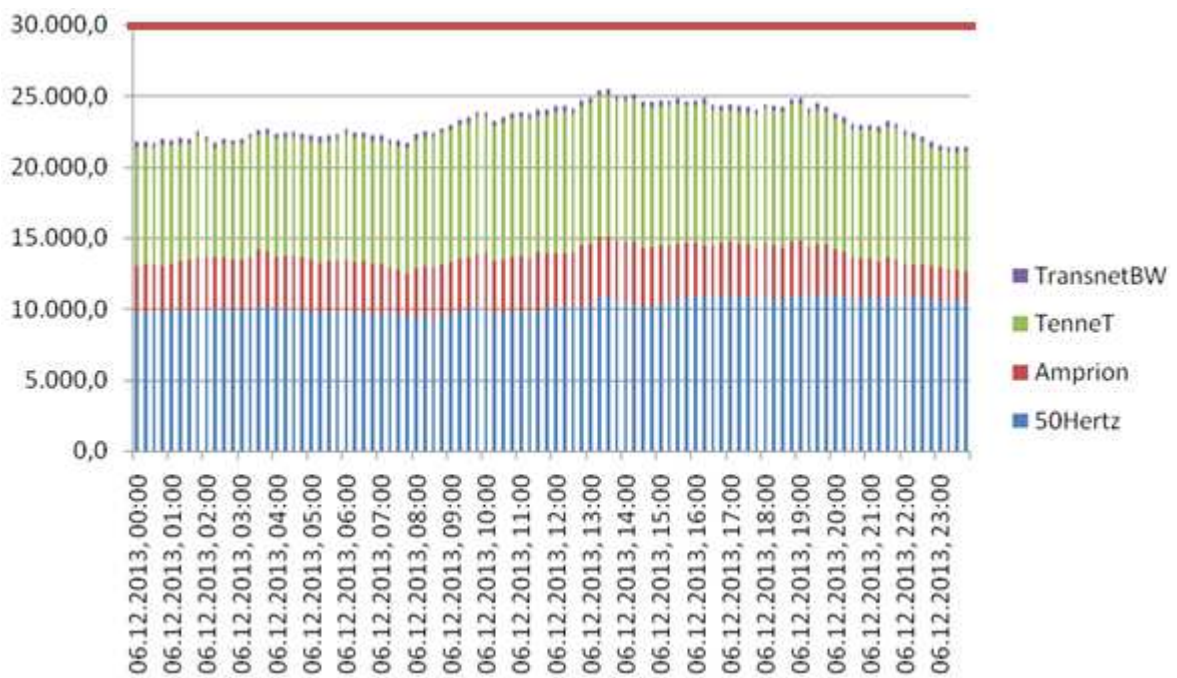


Abbildung 26 Windstromeinspeisung 06. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

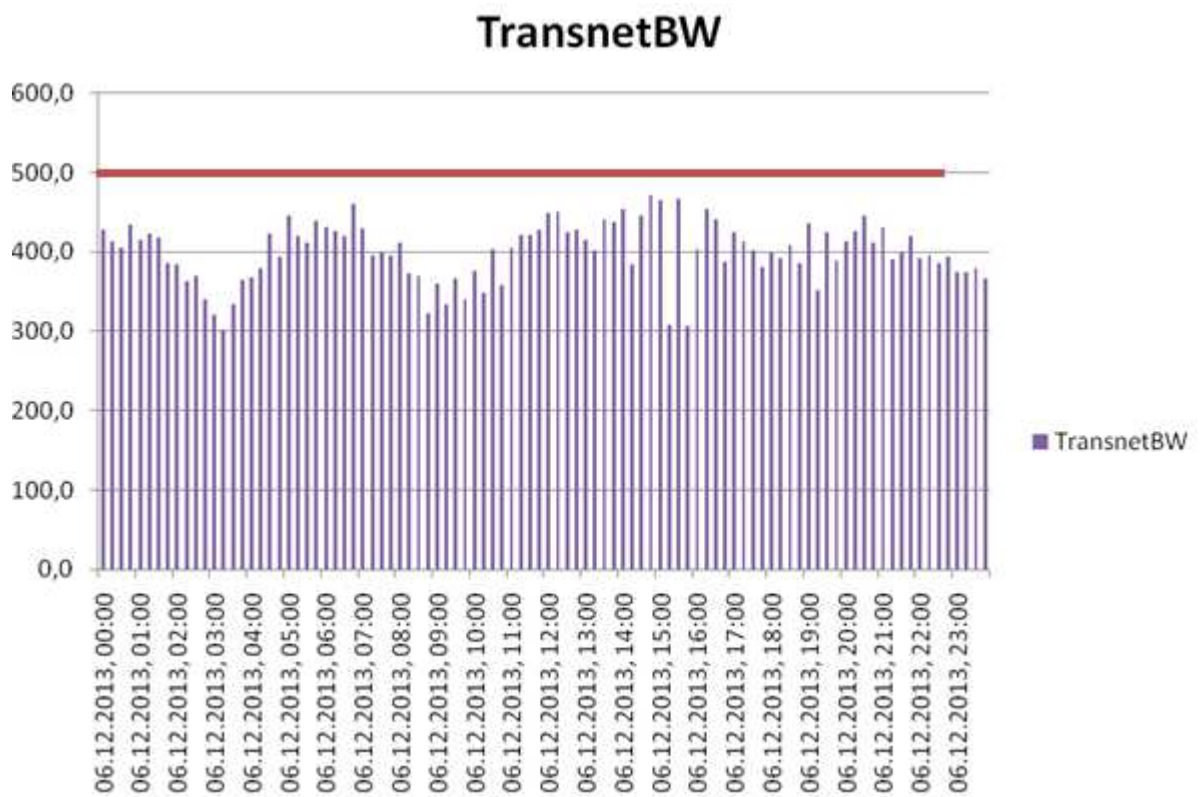


Abbildung 27 Windstromeinspeisung 06. Dezember 2013, Baden-Württemberg

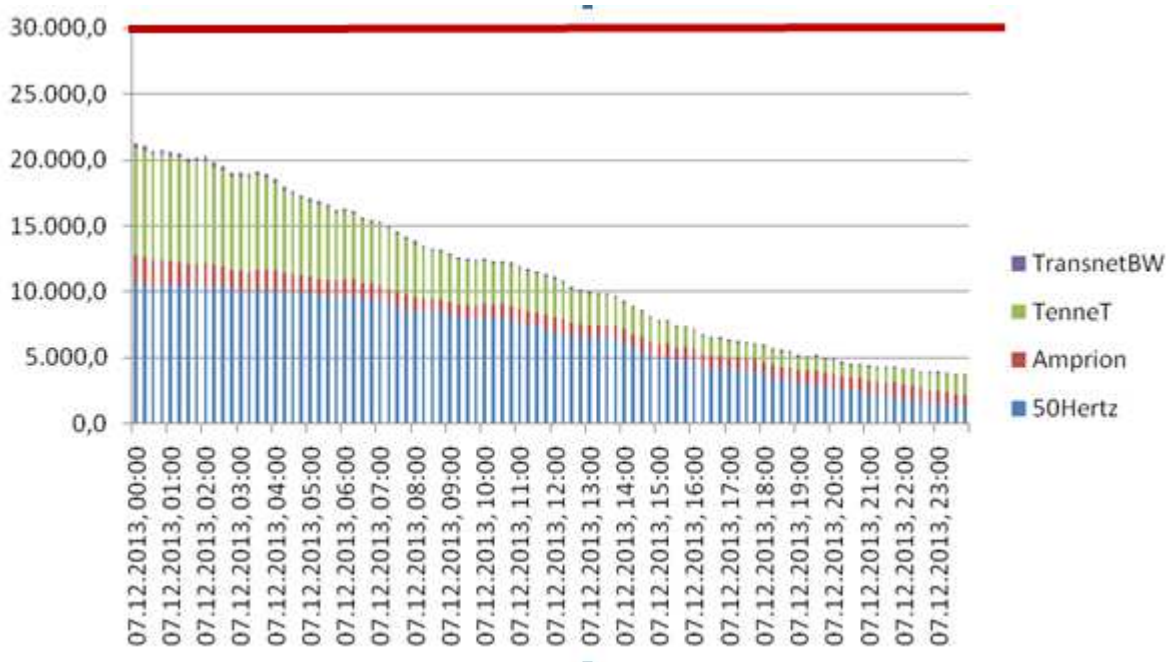


Abbildung 28 Windstromeinspeisung 07. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

### TransnetBW

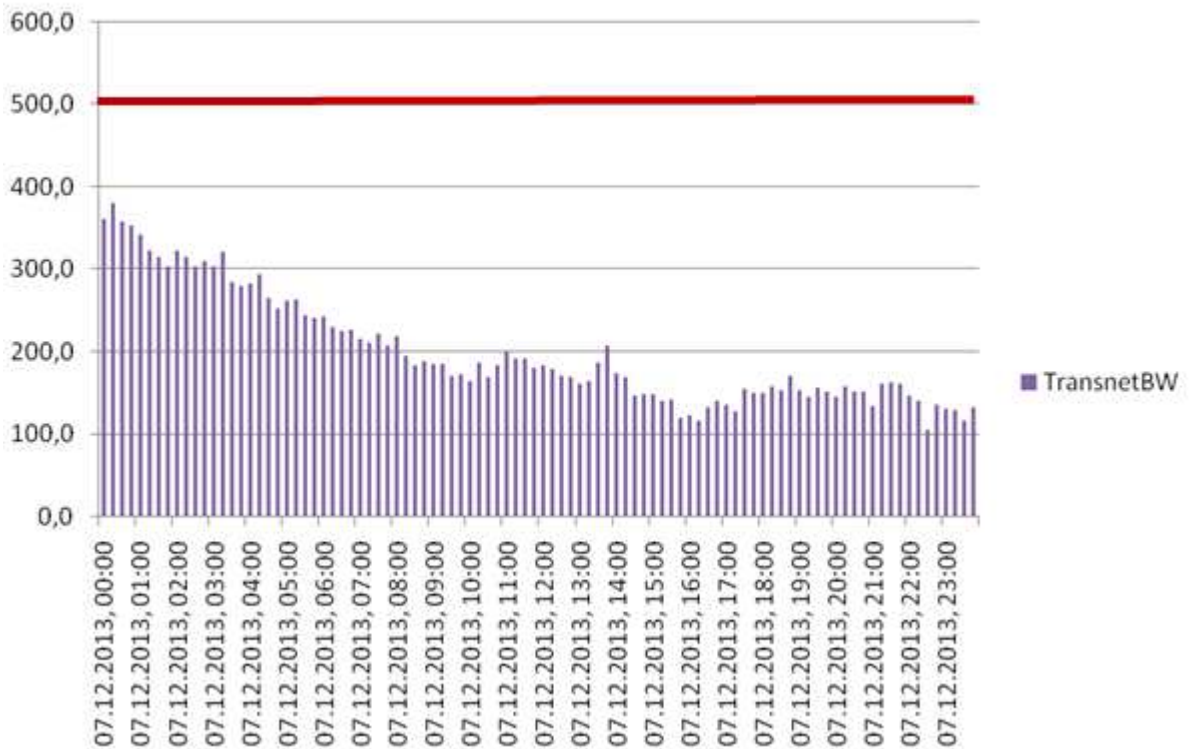


Abbildung 29 Windstromeinspeisung 07. Dezember 2013, Baden-Württemberg

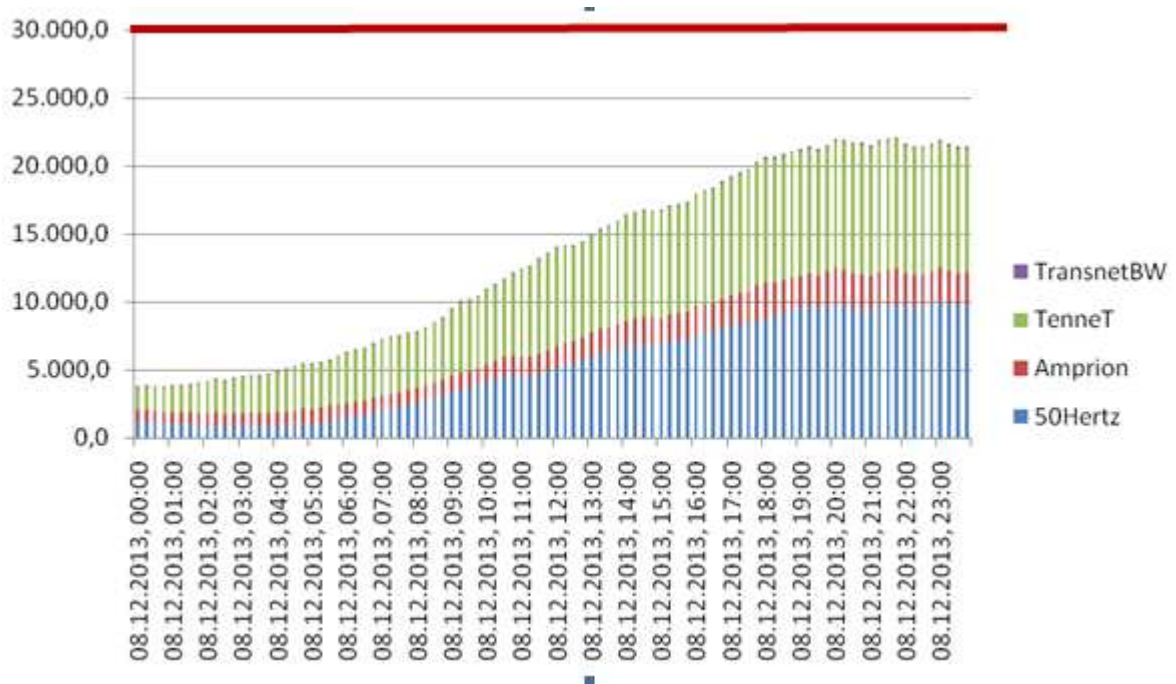


Abbildung 30 Windstromerzeugung 08. Dezember 2013, Gesamtdeutschland.

### TransnetBW

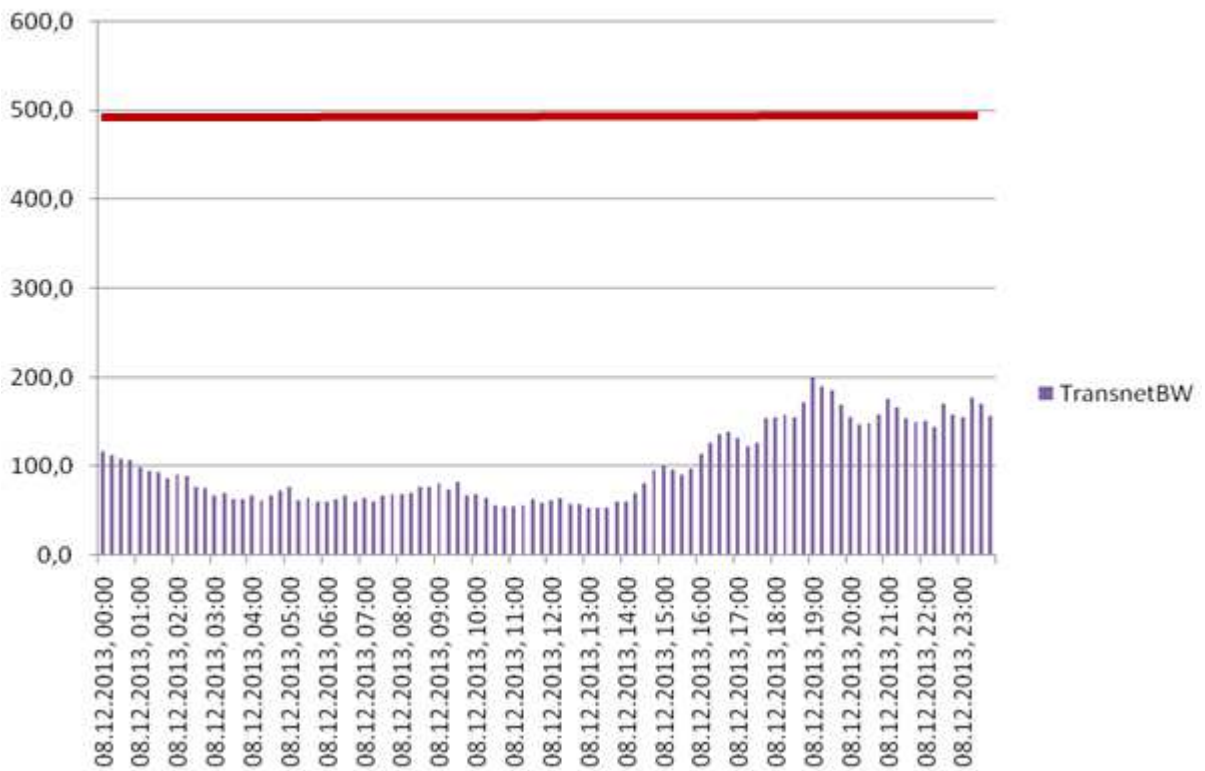


Abbildung 31 Windstromerzeugung 08. Dezember 2013, Baden-Württemberg

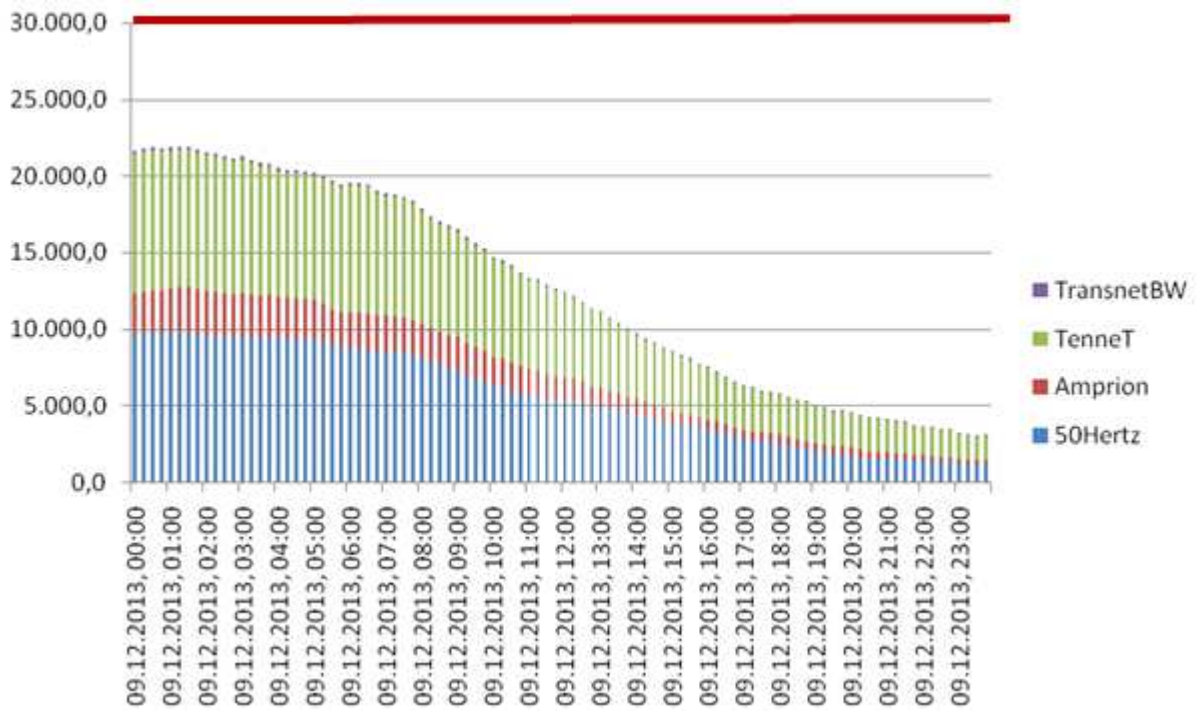


Abbildung 32 Windstromerzeugung 09. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

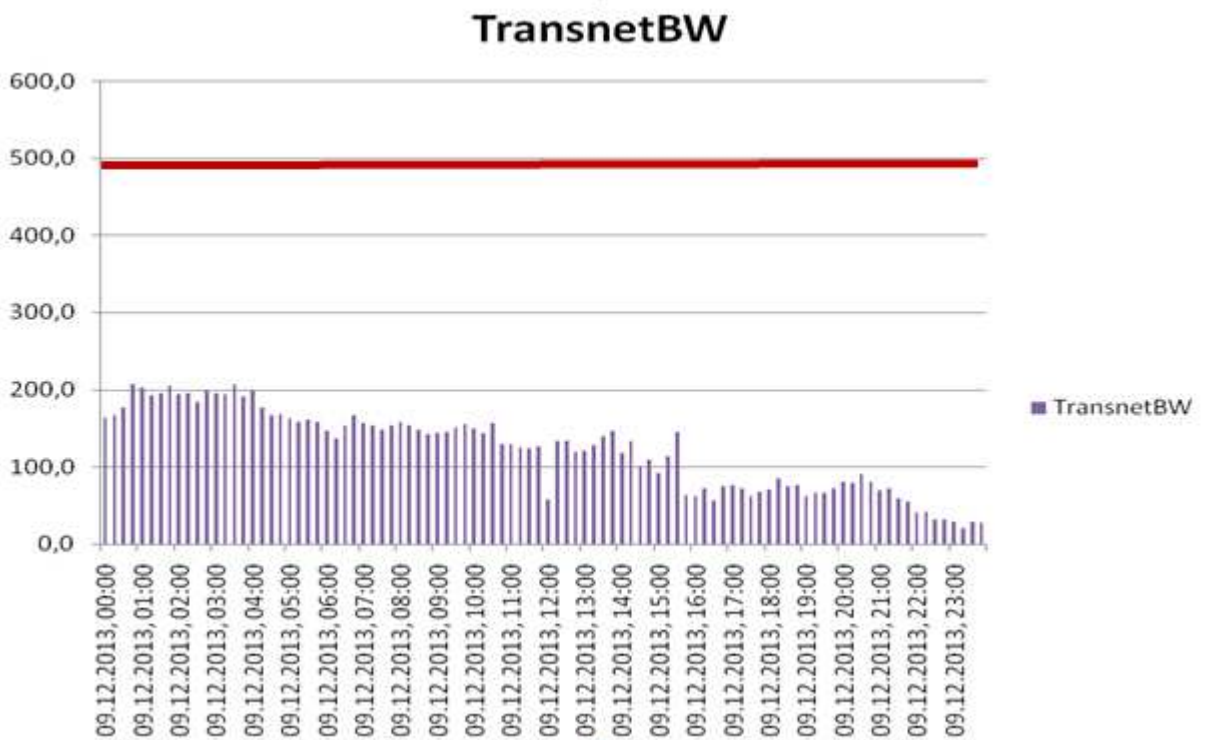


Abbildung 33 Windstromerzeugung 09. Dezember 2013, Baden-Württemberg

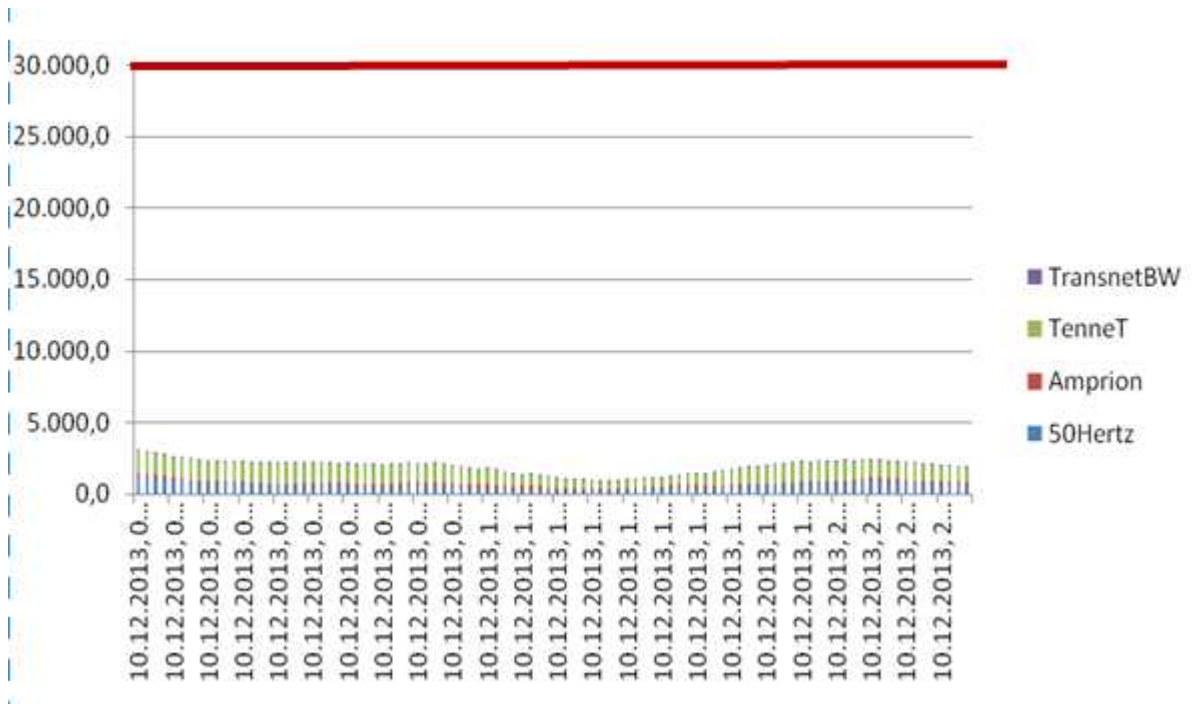


Abbildung 34 Windstromerzeugung 10. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

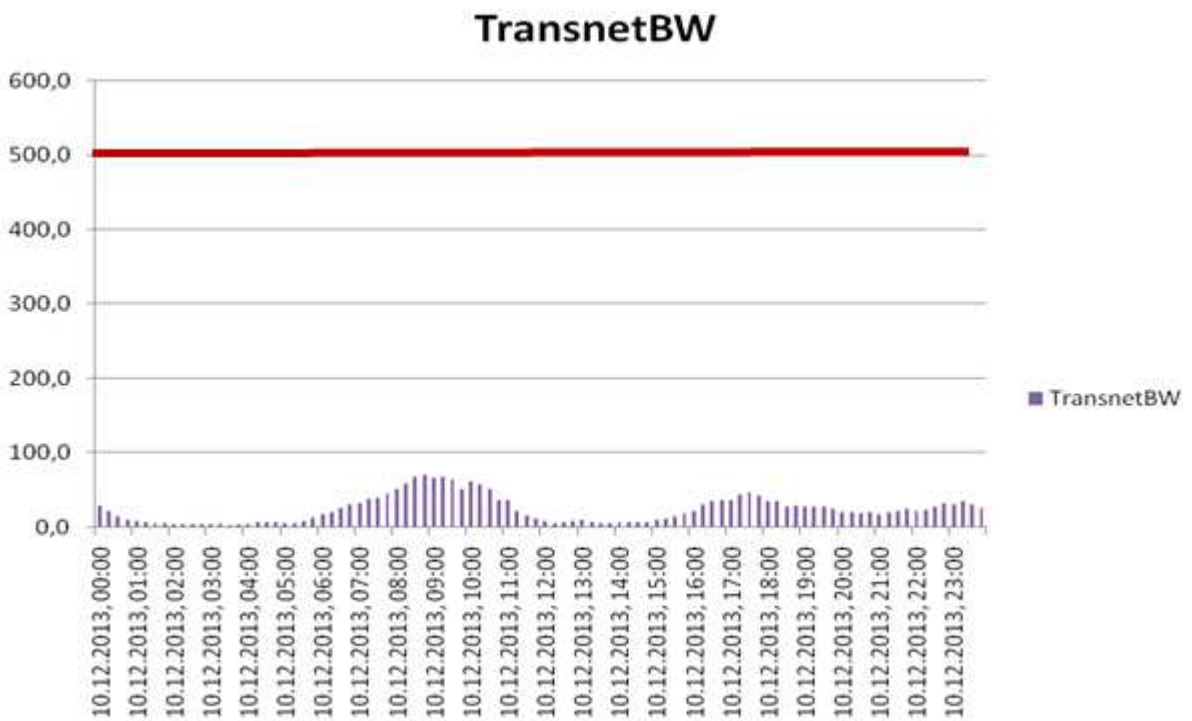


Abbildung 35 Windstromerzeugung 10. Dezember 2013, Baden-Württemberg

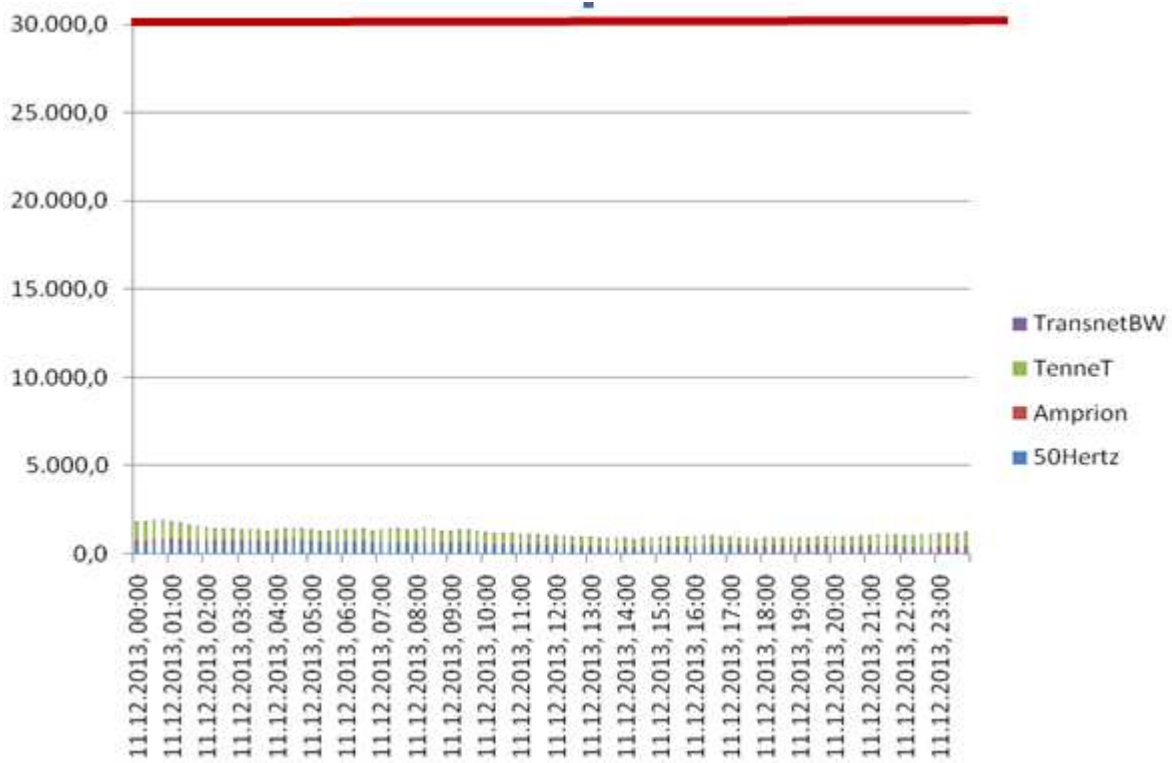


Abbildung 36 Windstromeinspeisung 11. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

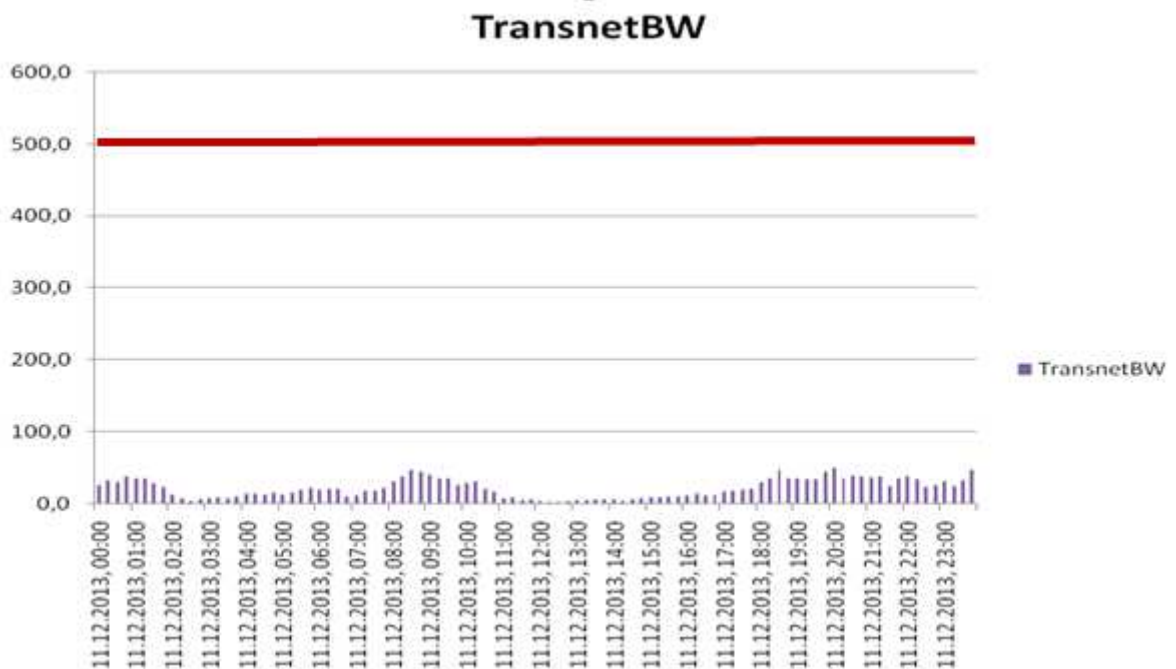


Abbildung 37 Windstromeinspeisung 11. Dezember 2013, Baden-Württemberg

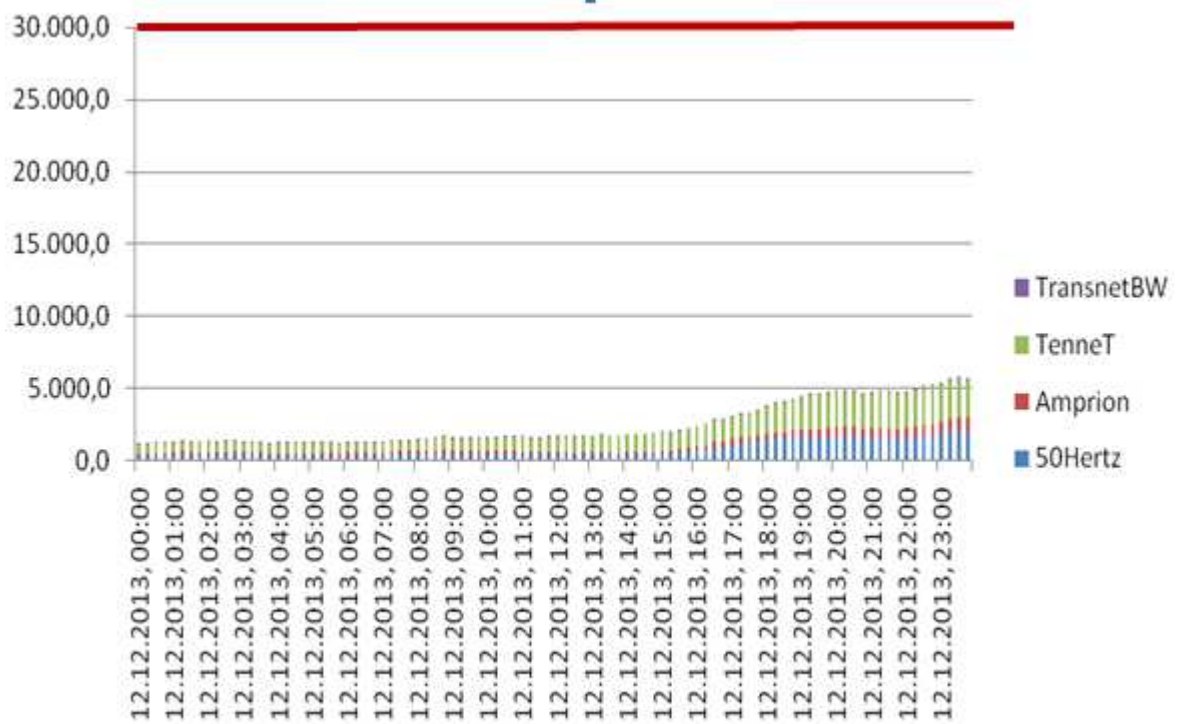


Abbildung 38 Windstromeinspeisung 12. Dezember 2013, Gesamtdeutschland

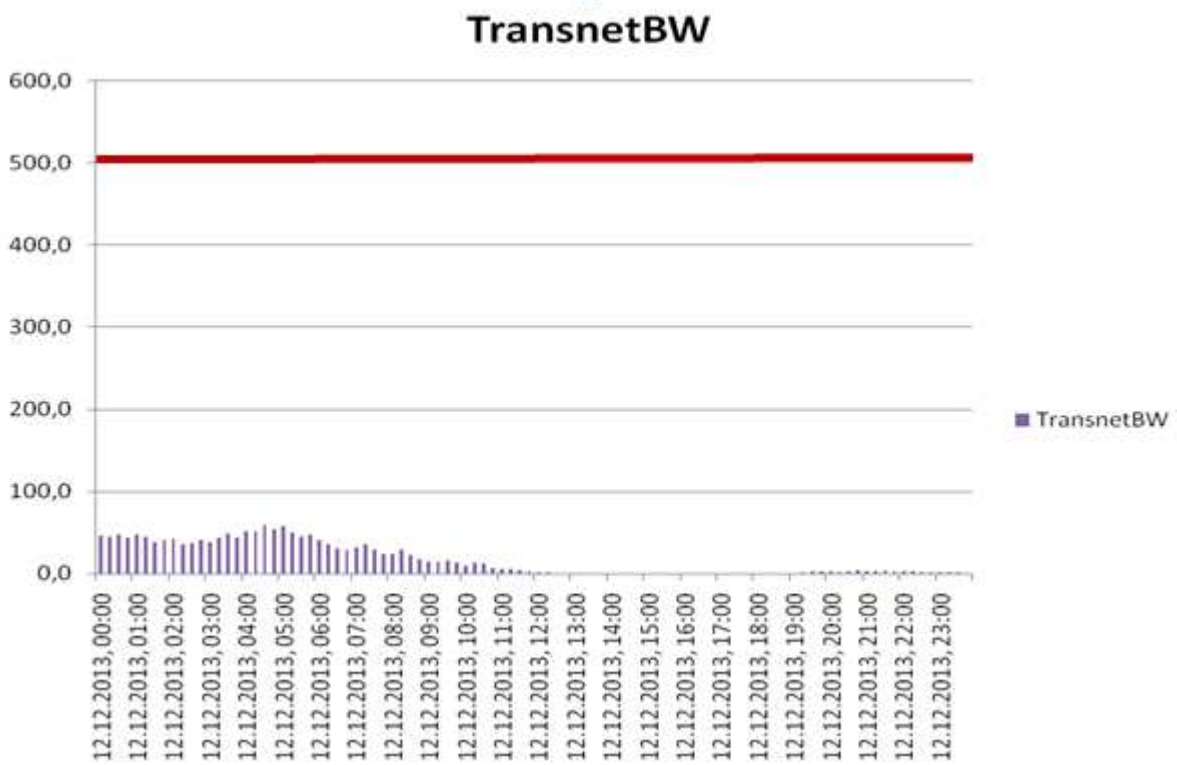


Abbildung 39 Windstromeinspeisung 12. Dezember 2013, Baden-Württemberg

## Versorgungssicherheit durch noch mehr Windkraftwerke

Sehr häufig hört man das Argument, dass durch entsprechend mehr Windkraftwerke die Versorgungssicherheit, bzw. Die Grundlastfähigkeit erhöht werden könne. Dass dies ein gewaltiger Trugschluss ist, beweist die nachfolgende Abbildung 40:

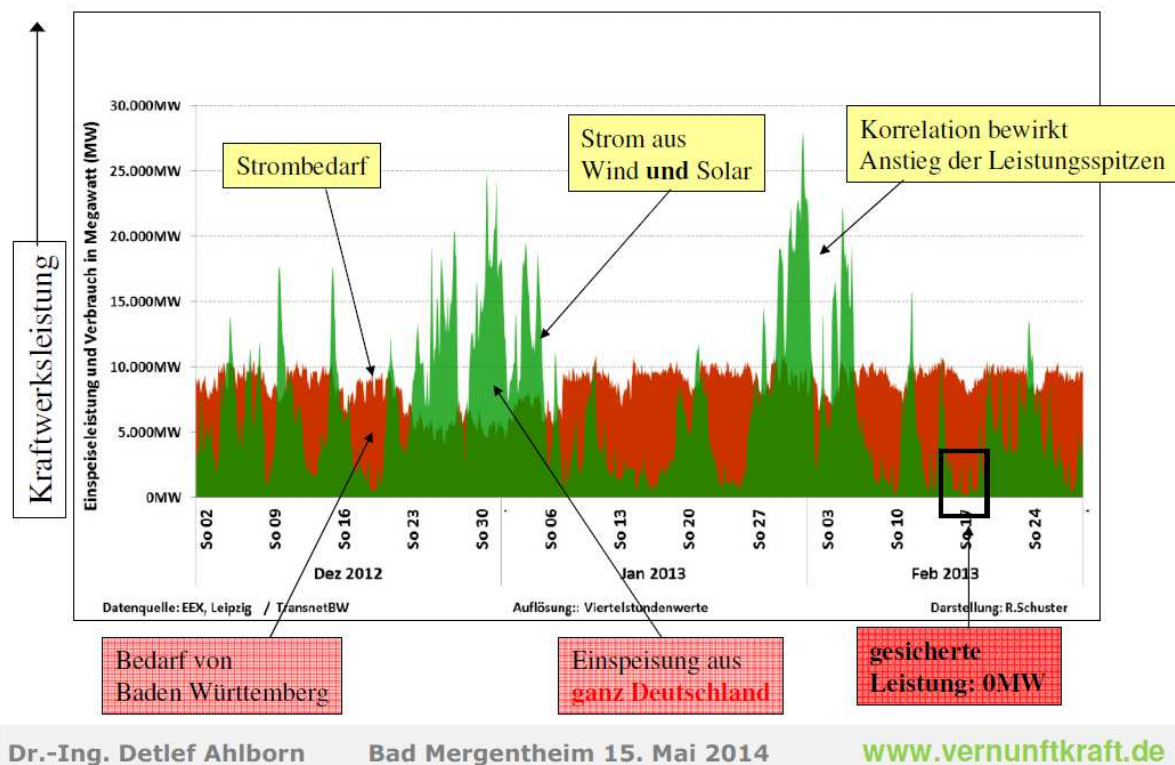


Abbildung 40 Produktion Gesamtdeutschland und Bedarf Baden-Württemberg (Diagramm von Dr. D. Ahlborn, Vernunftkraft)

Hier ist über drei Wintermonate der Strombedarf von Baden-Württemberg mit der gesamten Wind- und Solar Stromproduktion Deutschlands verglichen. **Also: sämtliche Solar- und Windkraftwerke Deutschlands wären zusammen nicht in der Lage, Baden-Württemberg zuverlässig mit Strom zu versorgen.** Neben Überproduktion, die entsorgt werden muss und nicht zum Verbrauch zur Verfügung steht, gäbe es große Versorgungslücken und zwar erhebliche, die durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt werden müssen. Dies obwohl in Deutschland beispielsweise 25.000 Windkraftwerke mit einer Nennleistung von insgesamt 37.000 MW installiert sind. Ebenso stehen Solar 30.000 MWp (Peak-Leistung) zur Verfügung. Der einzige Vorteil besteht darin, dass nicht mehr die gesamte installierte Öko-Leistung durch konventionelle Kraftwerke gedoppelt werden muss, sondern "nur" noch der tatsächliche Bedarf. Kurzum das Lastgangproblem ist durch noch mehr Windkraftwerke nicht zu lösen. Es ist auch klar, dass die Illusion einer sogenannten dezentralen Stromversorgung mit ökologisch erzeugtem Strom aufgegeben werden muss, solange es keine großtechnisch realisierbaren Speichertechniken gibt.

**Speichertechnik:** Pumpspeicherkraftwerke werden gerne als Lösung angeboten. um aber Deutschland bei einer 3-wöchigen Flaute durch Pumpspeicherkraftwerke zu versorgen, müsste man den Wasserinhalt des Bodensees 300m hochpumpen. Bei der Power to Gas Technologie, bei der überschüssiger Windstrom dazu verwendet werden soll, zunächst über eine Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen, welcher dann über eine nachgeschaltete chemische Reaktion zu Methangas angereichert wird, ist der Gesamtwirkungsgrad allenfalls 50 %, so dass die Anzahl der Windräder verdoppelt werden müsste, um die Umwandlungsverluste auszugleichen.

### 3.3 Unsicherheiten, Risiken

Windparks werden immer mit sogenannten sicheren, von Gutachtern nachgewiesenen Ertragsprognosen angepriesen, anhand deren dann Renditeprognosen für die Anleger erstellt werden. Leider hat sich gezeigt, dass die Gutachten durchweg zu optimistisch sind. So wurden für sämtliche bis Ende 2011 genehmigten WEAs 60 % Referenzertrag gutachterlich bestätigt. (Sonst wären die Anlagen gar nicht genehmigt worden, da sie keine erhöhte EEG Vergütung erhalten hätten). Erreicht haben diese 60 % des Referenzertrages in BW nur einige wenige WEAs. Auch in der Report Sendung der ARD vom 29. 09. 2014 wird als Hauptgrund für die Unwirtschaftlichkeit zu optimistische Windgutachten angegeben:

<http://www.swr.de/report/windkraft-flaute/-/id=233454/nid=233454/did=14107844/13ibdsm/index.html>

Weitere Gründe, die auch in anderen renommierten Fernsehberichten wie:

<http://www.swr.de/zur-sache-rheinland-pfalz/ende-der-goldgraeber-stimmung-wie-rentabel-sind-windraeder-wirklich/-/id=7446566/did=14155962/nid=7446566/1ipbts2/index.html>

[https://www.youtube.com/watch?feature=player\\_detailpage&v=ek\\_2Ewo9F88](https://www.youtube.com/watch?feature=player_detailpage&v=ek_2Ewo9F88)

[https://www.youtube.com/watch?feature=player\\_detailpage&v=9qPI7ebdaMU](https://www.youtube.com/watch?feature=player_detailpage&v=9qPI7ebdaMU)

angegeben werden sind:

- Unterschätzung der Betriebskosten. Wie im Kapitel 2.2 erwähnt, gibt es hier Erhebliche Schwankungen, vor allem in der 2. Dekade können die Betriebskosten deutlich zunehmen. Bei den neuen RiesenWindrädern gibt es noch keine Erfahrungen über deren Reparaturanfälligkeit, vor allem im strak böigen Binnenland. Experten gehen deshalb eher von einer nur 16-jährigen Betriebszeit aus.
- Unterschätzung der Investitionskosten. Zu den Investitionskosten zählen neben der Kosten für die WEA auch sämtliche Kosten für die Infrastruktur (Zuwegung), Projektierungskosten, Windmessung.

Üblicherweise wird anhand des Windgutachtens (Windmessung) ein Ertragsgutachten erstellt und von diesem dann ein Sicherheitsabschlag von 10%-15% vorgenommen. Nun ist aber eine Windmessung wie alle physikalischen Messungen mit einer Unsicherheit, einem Messfehler behaftet. So gibt der TÜV Süd die maximale Ungenauigkeit seiner Mast Windmessungen mit  $\pm 8,5$  % an. D.h. der gemessene Geschwindigkeitswert kann um 8,5 % zu hoch oder um 8,5 % zu niedrig sein. Da aber

nach Gleichung (1) in Kapitel 2.1 der Ertrag in dritter Potenz von der Geschwindigkeit abhängt, hat man eine erhebliche Fehlerfortpflanzung, so schwankt dann der Ertrag um  $\pm 25\%$ , d.h. der Sicherheitsabschlag von 10 % ist unter Umständen nicht ausreichend. Der richtige Ansatz wäre, entsprechende Eingangsfehler in der Ertragsermittlung zu berücksichtigen. Man hätte dann eine Ertragsbandbreite mit maximal und minimal zu erwartendem Ertrag. Und nur wenn der minimal zu erwartende Ertrag oberhalb der Rentabilitätsschwelle liegt, ist man vor wirtschaftlichen Misserfolgen sicher. Nachfolgend wird solch ein "Worst Case" Szenario am Beispiel der Schwachwindanlage E-115 durchgeführt. (Eine solche Anlage ist z. B. für die Buocher Höhe denkbar).

In dem nachfolgenden Link ist die Projektierung einer E-115 in Buchs in der Schweiz beschrieben. Buchs liegt im schweizerischen Rheintal in unmittelbarer Nähe von Vaduz an der Autobahn E 43.

[http://www.buchswind.ch/Portals/0/Content/duerr\\_rebsamen\\_buergerwind-buchs\\_ntb\\_201402\\_red.pdf](http://www.buchswind.ch/Portals/0/Content/duerr_rebsamen_buergerwind-buchs_ntb_201402_red.pdf)

Dort werden die Errichtungskosten für eine E-115 mit 7 Mio SFR angegeben, das wären 5,7 Mio €. Nun liegt Buchs im topfebenen Rheintal, die Fundamentierung dürfte erheblich einfacher sein als an der hügeligen Buocher Höhe. Ebenso die Zuwegung und die Netzanbindung. Somit werden für die Buocher Höhe mal Investitionskosten von 6 Mio € angenommen. Aufgrund des böigen Windes im Binnenland und wegen der mangelnden Langzeiterfahrung mit den Riesenrotoren wird als Laufzeit wie von Experten empfohlen 16 Jahre angenommen.

<http://www.lra-ebe.de/Dox.aspx?docid=AD51749C-E2AB-4EBC-B979-635C732324EC&orgid=1E0C1B0A-AE82-413A-9439-F686549A2D7F>

Damit erhöht sich in der in Kapitel 2.2 angegebenen Wirtschaftlichkeitsberechnung der Kapitaldienst. Die jährliche Abschreibung ist nun 6,25 % der Investitionskosten. Mit weiterhin 3% Minimaldividende ergeben sich 9,25 % an jährlichen Kapitalkosten. Für die Betriebskosten wird wieder der in Kapitel 2.2 angegebene Wert von 27,5 % angenommen. Damit wird die in Kapitel 2.2 angegebene Ertragsformel (7) zu:

$$E = 1,434 * I$$

Für das Beispiel mit der E-115 ergibt sich dann (mit  $I = 6$  Mio €):

- ein erforderlicher Jahresertrag von 8,6 Mio kWh
- eine mittlere Geschwindigkeit von 6,5 m/s
- oder 3.446 VLh
- oder 88 % des Referenzertrages

Die deutlich höheren Werte gegenüber Kapitel 2.2 ergeben sich aus der reduzierten Laufzeit. Dies wären die Verhältnisse bei etwas erhöhten Projektkosten und eben einer reduzierten Laufzeit. Gebiete mit 88% Referenzertrag gibt es BW bisher nicht, wie Abbildung 20 und Abbildung 21 aus dem vorherigen Kapitel belegen. Nimmt man jetzt noch an, dass die Windmessung mit einer Unsicherheit von 5% behaftet ist, müsste der gemessene Mittelwert bei 6,84 m/s liegen, um sicherzustellen, dass die erforderlichen 6,5 m/s garantiert erreicht werden. Dies wäre eine moderate "Worst

Case" Betrachtung. Mögliche Abschaltungen wegen nächtlichen Lärms oder Fledermausflug sind hier noch gar nicht berücksichtigt.

Gestützt werden diese Untersuchungen durch folgende Aussagen:

*Alois Früchtl, Vorsitzender des Vorstands der Sparkasse Fulda weist sehr eindrucksvoll auf die zahlreichen Risiken bei einer Beteiligung an Windkraftanlagen hin. Die Sparkasse Fulda verzichtet völlig auf ein Investment in Windkraft.*

*Die OVAG (Oberhessische Versorgungsbetriebe AG), die schon in zahlreichen Windparks als Investor engagiert ist, wird keine Investitionen mehr in Windkraftanlagen vornehmen, deren durchschnittliche Windgeschwindigkeit unter 6 m/s liegt.*

Aus: <http://www.ulrich-richter.de/fakten/wirtschaftlichkeit/fallbeispiel-eines-windparks/>

Oder:

*Deshalb müsse die OVAG mit einem Puffer arbeiten. Auf Windkarten und Windgutachten allein wolle man sich nicht stützen. Zu groß sei immer noch das Risiko der Fehleinschätzung. Die Windenergiebranche und die Gutachter seien in ihrem Erfahrungsschatz noch »limitiert«.*

Aus: [http://www.wetterauer-zeitung.de/Home/Kreis/Staedte-und-Gemeinden/Rockenberg/Artikel,-Zu-wenig-Wind-und-auch-noch-Fledermaeuse-\\_arid,412808\\_costart,2\\_regid,3\\_puid,1\\_pageid,72.html](http://www.wetterauer-zeitung.de/Home/Kreis/Staedte-und-Gemeinden/Rockenberg/Artikel,-Zu-wenig-Wind-und-auch-noch-Fledermaeuse-_arid,412808_costart,2_regid,3_puid,1_pageid,72.html)

Die o. g. Windgeschwindigkeiten für einen wirtschaftlichen Betrieb werden auf der Buocher Höhe nicht erreicht werden. So gibt zwar der Windatlas an den möglichen Standorten eine maximale Geschwindigkeit bis zu 6,5 m/s an, nimmt man aber an, dass ähnlich wie am Standort Striethof dieser Wert um bis zu 23 % zu optimistisch ist, wäre ein realistischer Wert 5,3 m/s. Dies reicht für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht aus.