

Beispiele aus BW zur Wirtschaftlichkeit

Allgemeines:

Zur Beurteilung der Windhöffigkeit und somit der Wirtschaftlichkeit eines Standortes wird meist die Zahl der Volllaststunden (VLh) pro Jahr verwendet. Sie sind definiert als das Verhältnis von Jahresertrag dividiert durch die Nennleistung einer Anlage. Sie geben an, wie viele Stunden im Jahr die Anlage mit ihrer Nennleistung hätte laufen müssen um den Jahresertrag zu erbringen, den Rest des Jahres hätte sie dann stillstehen können. (Ein Jahr hat 8760 Stunden). Sie sind ein Maß für die Auslastung einer Anlage.

Laut Angaben des Deutschen Windenergie Instituts in Wilhelmshaven liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze für Windkraftanlagen bei 2.000 VLh oder einer Auslastung von 22,8 %. Dieser Annahme liegt eine Lebensdauer von 20 Jahren zugrunde. Fachleute gehen davon aus, dass die Lebensdauer im Binnenland infolge der stark böigen Winde eher geringer ist und nur bei 16 Jahren liegt. Dann ergäben sich 2.300 VLh als unterste Rentabilitätsschwelle.

Bis zur Novellierung des EEG ab 2012 war auch der Ertrag im Verhältnis zum Referenzertrag eine wichtige Kenngröße zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit. der Referenzertrag ist laut EEG der Ertrag, den eine Anlage unter im EEG definierten, genormten Testbedingungen erbringt. Dieser Referenzertrag wird vom Hersteller angegeben. Um Vergütungen nach dem EEG zu erhalten musste eine Anlage mindestens 60% jenes Referenzertrages erbringen, dies musste durch ein Gutachten nachgewiesen werden. Eine Überprüfung anhand des nach Fertigstellung erbrachten tatsächlichen Ertrages war nicht vorgesehen!

Nachfolgend einige Beispiele aus verschiedenen Gebieten BWs. Die Ertragsdaten stammen aus den öffentlich zugänglichen Ertragsdaten von TransnetBW.

Simmersfeld:

Die Planungsdaten waren: (ca. 2005)

Deutsche Wetterdienst: 5,3 m/s in 50 m Höhe.

Dies ergibt nach dem üblichen logarithmischen Geschwindigkeitsprofil:

100 m: 6,06 m/s

120 m. 6,26 m/s

140 m: 6,43 m/s

Einen zuverlässigen Windatlas gab es damals nicht. (Windatlas 1995 10 m über Grund : 2-3,5 m/s)

Auch aus diesen 3,5 m/s ergeben sich aus dem üblichen logarithmischen Geschwindigkeitsprofil in 100 m Höhe 6 m/s und in 120 m Höhe 6,20 m/s

Gemessen, mit SODAR, wurden:

65,7 m: 4,4 m/s
100,0 m: 5,9 m/s
113,5 m: 6,4 m/s
120,0 m: 6,8 m/s

Anhand dieser Messungen wurde der Windpark geplant und anhand solcher Messungen würde jeder sofort bauen lassen.

Allerdings erwiesen sie sich eben voll daneben, nach den Ertragsdaten herrschten in 100 m höchstens 5 m/s und es gab keinen Zuwachs zu 125 m.

Also ein perfektes Beispiel, wie eine Messung voll daneben liegen kann.

Die Ergebnisse sind ja bekannt, Simmersfeld hat zu keiner Zeit auch nur den 60% Referenzertrag erbracht. Es hätte überhaupt keine Vergütung nach dem EEG geben dürfen. Der Windpark wurde nur aufgrund von völlig überzogenen Windgutachten gebaut, welche offensichtlich auf Fehlmessungen beruhten.

Natürlich flossen diese Ist-Daten dann in den Windatlas 2011 ein, da ist Simmersfeld nur noch als Schwachwindgebiet vorhanden.

Weitere Beispiele: (Datenquelle: Ertragsdaten von TransnetBW)

Südschwarzwald, Freiburg I:

Installierte Nennleistung:	7.200 KW, (Inbetriebnahme 2003)	
Ertrag 2010:	7.212.200 KWh	1001 VLh
Ertrag 2011:	3.554.600 KWh	493 VLh

Südschwarzwald, Freiburg II:

Installierte Nennleistung:	3.600 KW, (Inbetriebnahme 2003)	
Ertrag 2010:	4.568.200 KWh	1269 VLh
Ertrag 2011:	2.060.200 KWh	572 VLh

Die Bezeichnung Freiburg I und Freiburg II ist nicht offiziell, habe ich so gewählt. Handelt sich um die beiden Gebiete Rosskopf (739 m) und Schauinsland (1004 m), beides Freiburger Hausberge. Markant der Einbruch in 2011 gegenüber 2010, war vor allem in Südbaden und der südlichen Alb so. Jedenfalls unterhalb jeglicher Rentabilitätsschwelle, deshalb klagen ja die sich geprellt fühlenden Anleger. Dieses Beispiel zeigt auch, dass man unbedingt über mehrere Jahre Windmessungen durchführen sollte.

Südschwarzwald, St. Georgen:

Installierte Nennleistung:	3.000 KW, (Inbetriebnahme 2004)	
Ertrag 2010:	2.990.180 KWh	997 VLh
Ertrag 2011:	3.228.268 KWh	1076 VLh

Auch hier, unterhalb jeglicher Wirtschaftlichkeitsschwelle.

Mittelschwarzwald, St. Peter:

Installierte Nennleistung: 2.300 KW, (Inbetriebnahme 2010)
Ertrag 2011: 1.011.710 KWh 440 VLh

Ebenfalls unterhalb jeglicher Rentabilitätsschwelle!

Albrauf, Böhmenkirch-Schnittlingen:

Installierte Nennleistung: 1.500 KW, (Inbetriebnahme 2007)
Ertrag 2011: 2.070.230 KWh 1380 VLh

Laut Eigenwerbung handelt es sich hier um den windreichsten Standort der schwäbischen Alb.

Albhochfläche, Berghülen, (Alb-Donaukreis, bei Blaubeuren):

Installierte Nennleistung: 2.000 KW, (Inbetriebnahme 2009)
Ertrag 2011: 2.589.388 KWh 1295 VLh

Natürlich gibt es auch bessere Standorte, wie z.B:

Weikersheim-Neubronn:

Installierte Nennleistung: 2.300 KW, (Inbetriebnahme 2010)
Ertrag 2011: 4.010.028 KWh 1743 VLh

Nachfolgend ein paar großflächige Mißgriffe, komplette Windparks.

Ostalb, Wasseralfingen-Waldhausen (Lkrs. AA):

Installierte Nennleistung: 14.000 KW, (Inbetriebnahme 2006/2007)
Ertrag 2010: 18.482.120 KWh 1320 VLh
Ertrag 2011: 20.458.980 KWh 1461 VLh

Es handelt sich hier um 7 Repower MM82 (82 m Rotordurchmesser, 100m Nabhöhe) und jeweils 2000 KW Nennleistung. Der jährliche Referenzertrag beträgt laut Herstellerangaben 5.040.000 KWh. Also insgesamt für die 7 Anlagen: 35.2800.000 KWh. Mit dem Ertrag von 2011 wurden 58% des Referenzertrages erbracht, also die minimalste Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht erreicht! 2010 waren es gar nur 51%.

Anlagenschlüssel: E10843010000000000000041145600003
Netzbetreiber: EnBW Regional AG
Standort: 89547 Gerstetten
Energieträger: Wind
Spannungsebene: HS
Leistung (in kW): 2000
Inbetriebnahme: 2009

Jahr	Einspeisung (in KWh)	vNNE (EUR)	Vergütung (EUR)
2009	875.016	2.820,89	77.680,58
2010	2.349.052	1.149,48	214.963,30
2011	2.516.322	2.065,29	242.017,94

Datenbestand vom 01.02.2013

Anlagenschlüssel: E10843010000000000000041145600004
Netzbetreiber: EnBW Regional AG
Standort: 89547 Gerstetten
Energieträger: Wind
Spannungsebene: HS
Leistung (in kW): 2000
Inbetriebnahme: 2009

Jahr	Einspeisung (in KWh)	vNNE (EUR)	Vergütung (EUR)
2009	875.016	2.820,89	77.680,58
2010	2.349.052	1.149,48	214.963,30
2011	2.516.325	2.065,29	242.018,24

Datenbestand vom 01.02.2013

usw. bis zu Maschine 8:

Anlagenschlüssel: E10843010000000000000041145600009
Netzbetreiber: EnBW Regional AG
Standort: 89547 Gerstetten
Energieträger: Wind
Spannungsebene: HS
Leistung (in kW): 2000
Inbetriebnahme: 2009

Jahr	Einspeisung (in KWh)	vNNE (EUR)	Vergütung (EUR)
2009	875.016	2.820,89	77.680,58
2010	2.349.052	1.149,48	214.963,30
2011	2.516.325	2.065,29	242.018,24

Datenbestand vom 01.02.2013

Bei der Spalte nach der Jahreszahl handelt es sich um den jeweiligen Jahresertrag. Die Letzte Spalte gibt die Vergütung in Euro an.

Also alle 8 Anlagen bringen exakt denselben Ertrag, heißt, dass sie sich nicht gegenseitig beeinträchtigen. Dies ist beispielsweise in Simmersfeld nicht so. Der maximale Ertrag wurde bisher 2011 erbracht, der Windparkertrag ist dann einfach:

$$2.516.325 \text{ kWh} \times 8 = 20.130.600 \text{ kWh}$$

Also nur 20 Millionen kWh Stunden anstatt der angesagten 30 Mio! Und Maschine 8 liefert (wie alle anderen auch) gerade mal 2.516.325 kWh und nicht 3.700.000 wie verkündet. Dies ergibt 1.258 VLh. und dies an angeblich einem der windreichsten Standorte der Alb. Man darf auf die Ertragsdaten von Ingersheim gespannt sein, denn dort handelt es sich ebenfalls um eine E-82 und man geht von 3.500.000 kWh pro Jahr aus....

Auch in unmittelbarer Nähe sieht es nicht so optimistisch aus.

Welzheim, Aichstrut:

Details

Anlagenschlüssel: E1297401000000000000025696600001

Netzbetreiber: Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH

Standort: 73642 Aichstrut

Energieträger: Wind

Spannungsebene: MS

Leistung (in kW): 1000

Inbetriebnahme: 2004

Jahr Einspeisung (in kWh) vNNE (EUR) Vergütung (EUR)

2007 777.258 4.538,97 63.082,48

2008 905.582 4.793,28 73.992,35

2009 771.996 4.208,96 62.954,69

2010 747.702 672,93 64.377,14

2011 423.108 1.895, 43.914,97

Datenbestand vom 01.02.2013

Anhand der Postleitzahl ist eine Verwechslung ausgeschlossen, es handelt sich um die WKA Welzheim-Aichstrut.

Die erste Spalte hinter der Jahreszahl gibt den Jahresertrag in kWh an. Dividiert man diesen durch die Nennleistung von 1.000 kW, so erhält man die jährlichen Volllaststunden, also:

2007: 777

2008: 905

2009: 771

2010: 747

2011: 423

Die letzte Spalte gibt die jährliche Vergütung in € an. Laut Homepage des Betreibervereins betragen die Gesamtinvestitionskosten 925.000 €

<http://www.buergerwind-welzheim.de/projektdaten.html>

Auch hier auffallend, die erheblichen jährlichen Ertragsschwankungen. Es handelt sich um eine Fuhrländer FL 1000, der sogenannte Referenzertrag für diese Anlage beträgt laut Herstellerangaben 2.000.000 KWh/a. Die Ertragsprognose lag bei 1.200.000 KWh/a, dies hätte 60% der Referenzleistung entsprochen, also die unterste Grenze, für die es nach dem damals noch gültigen EEG eine Einspeisevergütung gegeben hätte. Maximal erreicht wurden im Jahr 2008 905.582 KWh oder gerade mal 45,2% der Referenzleistung. Auch hier lagen viel zu optimistische Windprognosen zugrunde, laut Homepage

<http://www.buergerwind-welzheim.de/windprog.html>

bis zu 5,4 m/s in 60 m Höhe. (Die Nabenhöhe beträgt 70 m). Anhand der erbrachten Erträge ergibt sich eine rückgerechnete mittlere Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s.

Ingersheim:

Hier sind noch keine Ertragsdaten über TransnetBW verfügbar (die Anlage ist erst seit Mai 2012 im Regelbetrieb am Netz. Es handelt sich um eine Enercon E-82 mit 138 m Nabenhöhe und 2.000 KW Nennleistung, der Rotordurchmesser beträgt 82 m. Der durchschnittliche jährliche Referenzertrag für diese Anlage beträgt laut Herstellerangaben 6.500.000 KWh/a (geringfügig aufgerundet). Nach Angaben der Energiegenossenschaft Ingersheim rechnet man mit einem durchschnittlichen Jahresertrag von 3.500.000 KWh/a (Bericht in der WKZ). Dies ergäbe dann 54% des Referenzertrages, deutlich unterhalb jener 60% Grenze.

Zusammenfassung:

All die hier präsentierten Beispiele aus verschiedenen Landesteilen beruhen auf tatsächlich erbrachten Ertragsdaten und nicht auf Prognosen. Diese Beispiele belegen nachhaltig, wie Windprognosen immer wieder viel zu optimistisch ausfallen, denn für jedes dieser Beispiele mussten ja 2 Windgutachten erstellt werden und bei realistischen Windprognosen wären diese Anlagen nicht gebaut worden. Dies heißt aber, dass Windmessungen erhöhte Bedeutung zukommen, sind sie doch die Grundlage der Windgutachten. Vor allem über Wald und in hügeligem Gelände sollte bis Nabenhöhe gemessen werden, mit zusätzlichen LIDAR Messungen bis zur Rotoroberkante. Beide Messungen sollten gleichzeitig durchgeführt werden, ansonsten sind sie nicht korrelierbar, da die Windverhältnisse sich an unterschiedlichen Jahren völlig unterschiedlich darstellen können. Einige der Beispiele (u. a. Welzheim) zeigen auch, dass eine Windmessung über mehrere Jahre gehen sollte.