

**Wert ist relativ**

**REZ**

## **Wirtschaftliche Bewertung von Windparks**

Prof. Dr. Walter Delabar

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG, Berlin

BWE Webinar 16.4.2026 Teil 4



- Leistungsfähigkeit von Kennzahlen
- Abweichungsanalyse von Kosten und Erlösen
- Optimierungspotenziale: Windpark-Performance und Kostensenkung
- Ausschüttungsplanung gegenüber Gesellschaftern / Betreibern

1

# KENNZAHLEN, ZIELVORGABEN

- Eine Reihe der bei der normalen Firmen-Bewertung verwendeten Kennzahlen für Windparks nicht relevant (Investitionen, Forschung&Entwicklung, Personal etc.)
- Zentrale Kennzahlen sind
  - Operatives Ergebnis / Cash flow
  - EBIT/EBITDA (Earnings before interests / Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization / Gewinn vor Zinsen / Steuern, Abschreibungen)
  - Jahresergebnis
- Besonderer Fokus auf
  - Erlöse im Verhältnis zur Prognose
  - Kosten im Verhältnis zur Prognose
  - Ergebnis im Verhältnis zur Prognose

**WIE ALLES BEGINNT  
(BLICK AUF DIE PROGNOSE)**

# Ausgangspunkt Wirtschaftlichkeitsberechnung

# REZ

Liquiditätsplanung in EUR		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Ernahmen</b>												
1.	Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	1.327.110	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774
2.	Zinserträge (1,0 % p.a.)	0	8.822	10.632	9.902	10.012	10.049	9.571	9.214	9.000	9.198	8.569
<b>Summe Ernahmen</b>		<b>1.327.110</b>	<b>3.326.596</b>	<b>3.328.406</b>	<b>3.327.676</b>	<b>3.327.786</b>	<b>3.327.823</b>	<b>3.327.345</b>	<b>3.326.988</b>	<b>3.326.864</b>	<b>3.326.972</b>	<b>3.326.342</b>
<b>Ausgaben</b>												
3.	Zinsen Darlehen	249.865	508.438	470.942	426.163	381.383	336.604	291.825	247.046	202.266	157.487	112.707
4.	Tilgung Darlehen	0	960.870	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826
5.	Pacht, Baulasten, Wegenutzung	140.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
6.	Aval- und Anlagenrückbaukosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
7.	ADM-Vollwartungsvertrag	0	0	157.079	400.552	424.905	458.407	467.575	476.927	486.465	496.195	506.119
8.	Eigenstrombedarf, Zählermiete	7.920	20.196	20.600	21.012	21.432	21.861	22.298	22.744	23.199	23.663	24.136
9.	Versicherungen	6.769	17.260	17.605	17.958	18.317	18.683	19.057	19.438	19.827	20.223	20.628
10.	Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	51.813	111.533	111.533	111.533	111.533	111.533	111.533	111.533	111.533	111.533	117.889
11.	Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000	5.100	5.202	5.306	5.412	5.520	5.631	5.743	5.858	5.975	6.095
12.	Gewerbeertragsteuer (Hebesatz 350%)	0	17.603	11.307	858	1.213	100.021	132.337	134.934	137.519	140.103	134.407
13.	sonstige Betriebskosten	9.360	23.868	24.345	24.832	25.329	25.835	26.352	26.879	27.417	27.965	28.524
<b>Summe Ausgaben</b>		<b>476.727</b>	<b>1.830.869</b>	<b>2.732.440</b>	<b>2.922.099</b>	<b>2.903.390</b>	<b>2.992.291</b>	<b>2.990.434</b>	<b>2.959.070</b>	<b>2.927.910</b>	<b>2.896.970</b>	<b>2.924.331</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>												
14.	Freier Liquiditätsüberschuss	850.383	1.495.727	595.966	405.637	424.436	335.532	336.911	367.918	398.954	430.002	402.012
15.	zzgl. Tilgung	0	960.870	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826	1.747.826
16.	zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	0	3.160	3.809	3.547	3.587	3.350	3.190	3.071	3.030	3.066	2.856
17.	zzgl. Gewerbeertragsteuer	0	17.603	11.307	858	1.213	100.021	132.337	134.934	137.519	140.103	134.407
18.	abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	8.030	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061
19.	abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.265.000	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500
20.	abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	6.528	7.246	8.024	8.865	9.774	10.758	11.817	12.962	14.197	15.529	16.964
21.	abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	400.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.	Verlust(-)/ Gewinn(+) KG vor Steuern	-4.829.176	1.291.554	1.172.324	970.442	988.727	997.412	1.029.887	1.062.227	1.094.571	1.126.908	1.091.576
23.	Gewinn/Verlust in %	-120,7%	32,3%	29,3%	24,3%	24,7%	24,9%	25,7%	26,6%	27,4%	28,2%	27,3%
24.	Ausschüttung KG nach Steuern	0	800.000	800.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	600.000
25.	Ausschüttung in %	0,0%	20,0%	20,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	15,0%
26.	Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	850.383	1.546.110	1.342.076	1.347.713	1.372.149	1.307.681	1.244.532	1.212.511	1.211.465	1.241.467	1.043.478

Jahre 1-10

# Wirtschaftlichkeitsberechnung (2. Periode)

# REZ

Liquiditätsplanung in EUR		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Gesamt
<b>Einnahmen</b>												
1.	Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	3.317.774	2.385.241	1.826.852	1.826.852	63.768.210
2.	Zinserträge (1,0% p.a.)	7.560	7.416	7.650	7.867	7.722	6.993	5.724	4.956	4.654	2.166	157.789
<b>Summe Einnahmen</b>		<b>3.325.334</b>	<b>3.325.190</b>	<b>3.325.424</b>	<b>3.325.641</b>	<b>3.325.496</b>	<b>3.324.767</b>	<b>3.323.498</b>	<b>2.390.197</b>	<b>1.831.506</b>	<b>1.829.018</b>	<b>63.925.979</b>
<b>Ausgaben</b>												
3.	Zinsen Darlehen	70.170	54.539	46.635	36.730	46.922	36.957	19.565	3.261	0	0	3.698.503
4.	Tilgung Darlehen	1.047.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	173.913	0	0	20.000.000
5.	Pacht, Baulasten, Wegenutzung	160.000	160.000	160.000	160.000	177.500	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	3.457.500
6.	Awd- und Anlagenrückbaukosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	406.000	526.000
7.	ADM-Vollwartungsvertrag	516.241	526.566	537.097	547.839	558.796	569.972	581.371	592.999	604.859	616.956	9.526.919
8.	Eigenstrombedarf, Zählermiete	24.619	25.111	25.613	26.126	26.648	27.181	27.725	28.279	28.845	29.422	498.630
9.	Versicherungen	21.040	21.461	21.890	22.328	22.775	23.230	23.695	24.168	24.652	25.145	426.147
10.	Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	177.889	177.889	177.889	177.889	244.244	244.244	244.244	178.967	139.880	139.880	3.136.514
11.	Steuerberatung und Jahresabschluss	6.217	6.341	6.468	6.597	6.729	6.864	7.001	7.141	7.284	7.430	128.917
12.	Gewerbesteuer (Hesatz 350%)	137.114	137.445	136.588	135.681	122.917	178.544	263.473	156.800	91.569	89.082	2.259.513
13.	sonstige Betriebskosten	29.095	29.677	30.270	30.876	31.493	32.123	32.766	33.421	34.089	34.771	589.290
<b>Summe Ausgaben</b>		<b>2.196.211</b>	<b>1.492.855</b>	<b>1.495.276</b>	<b>1.497.892</b>	<b>1.591.850</b>	<b>1.652.941</b>	<b>1.733.666</b>	<b>1.384.949</b>	<b>1.117.177</b>	<b>1.528.685</b>	<b>44.247.382</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>												
14.	Freier Liquiditätsüberschuss	1.129.123	1.832.335	1.830.148	1.827.749	1.733.647	1.671.826	1.589.832	1.005.248	714.329	300.333	19.678.048
15.	zzgl. Tilgung	1.047.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	347.826	173.913	0	0	20.000.000
16.	zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	2.520	2.472	2.550	2.622	2.574	2.331	1.908	1.652	1.551	722	53.570
17.	zzgl. Gewerbesteuer	137.114	137.445	136.588	135.681	122.917	178.544	263.473	156.800	91.569	89.082	2.259.513
18.	abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	9.697	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	1.667	0	0	200.000
19.	abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	697.500	0	0	0	0	23.400.000
20.	abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	18.511	20.176	21.968	23.897	25.971	28.201	30.597	33.172	35.938	-361.092	0
21.	abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400.000
22.	Verlust(-)/Gewinn(+) KG vor Steuern	-1.125.876	-1.134.069	-1.129.310	-1.124.148	-1.015.159	-1.471.438	-2.169.109	-1.302.774	-771.511	-751.230	-17.991.130
23.	Gewinn/Verlust in %	28,1%	28,4%	29,23%	28,1%	25,4%	36,8%	54,2%	32,6%	19,3%	18,8%	45,0%
24.	Ausschüttung KG nach Steuern	-1.200.000	-1.800.000	-1.800.000	-1.800.000	-1.800.000	-1.800.000	-1.800.000	-1.000.000	-800.000	-878.048	-19.678.048
25.	Ausschüttung in %	30,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	25,0%	20,0%	22,0%	49,2%
26.	Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	972.602	1.004.936	1.035.084	1.062.833	996.480	868.306	658.138	663.386	577.715	0	

Jahre 11-20

# Vor die Prüfung die Berechnung gesetzt

# REZ

Reparaturplanung in EUR		2015
<b>Ernahmen</b>		
1.	Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	1.327.110
2.	Zinserträge (1,0 % p.a.)	0
<b>Summe Ernahmen</b>		<b>1.327.110</b>
<b>Ausgaben</b>		
3.	Zinsen Darlehen	249.865
4.	Tilgung Darlehen	0
5.	Pacht, Baulasten, Wegenutzung	140.000
6.	Aval- und Anlagenrückbaukosten	6.000
7.	ACM-Vollwartungsvertrag	0
8.	Eigenstrombedarf, Zählermiete	7.920
9.	Versicherungen	6.789
10.	Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	51.813
11.	Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000
12.	Gewerbeertragsteuer (Hebesatz 350%)	0
13.	sonstige Betriebskosten	9.360
<b>Summe Ausgaben</b>		<b>476.727</b>
<b>Ergebnisplanung in EUR</b>		
14.	Freier Liquiditätsüberschuss	850.383
15.	zz.gl. Tilgung	0
16.	zz.gl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	0
17.	zz.gl. Gewerbeertragsteuer	0
18.	abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	8.030
19.	abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.265.000
20.	abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	6.528
21.	abzgl. sofort abzugfähige Anlaufkosten	400.000
22.	Verlust(-)/ Gewinn(+) KG vor Steuern	-4.829.176
23.	Gewinn/Verlust in %	-120,7%
24.	Ausschüttung KG nach Steuern	0
25.	Ausschüttung in %	0,0%
26.	Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	850.383

- Strukturvorgabe für Liquiditätspläne (z.T. bekannte zusammengefasste Kostenarten)
- Annahmen und Zielvorgaben zu Erlösen, Kosten, Steuer
- Inkl. absolute und prozentuale Angaben zu Gewinn, Ausschüttung
- Annahmen prüfen (etwa Direktvermarktungskosten und Darstellung – Zuordnung zu Kosten)









- Gutachten: Werte über Laufzeit von 20 Jahren
- wirtschaftliche Kernproblematik: hohen Volatilität der Erträge
- **Bislang: Nicht der Absatz, sondern die Ressource der Produktion ist problematisch**
- Zudem neuerdings Erlöseinbußen (negative Strompreise), sowie Rückstellungsanforderungen (Gütefaktor)
- Daher die intensive Kontrolle der Produktion und deren Bedingungen
- Zugleich ist die Produktion nur bedingt steuerbar, soll heißen, günstige Bedingungen für Produktion herstellen (intensive technische Betreuung)
- Intensive techn. Betreuung führt zu hohen Kosten
- Kosten mit tendenziellem Wachstum

Um die wirtschaftlichen Ziele zu erreichen und das Erreichen von Meilensteinen resp. Jahreswerten zu kontrollieren, müssen Sie technische Daten sammeln und auswerten. Bedienen Sie sich dazu der Unterstützung der Leitwarte oder Ihres Backoffices. Arbeiten Sie eng mit den Kollegen von der technischen Betriebsführung zusammen. Nehmen sie an Informationen und fachspezifischem Wissen auf, was möglich ist.

Wenn Sie anderen Technikern erklären können, warum Ihre Windparks so performen, wie sie performen, sind Sie halbwegs am Ziel.

## Instrument: Stromerlöstabelle

- Basis für Berichtswesen
- Basis für wirtschaftliche Kontrolle
- Teilaspekte:
  - Prüfung der Stromerlösgutschriften / Abrechnungen
  - Prüfung Netzverluste (Abgleich Anlagenzähler/Netzverknüpfungspunkt)
  - Technische Verfügbarkeit
  - Netzsicherheitsmaßnahmen (NSM) / Negative Strompreise
  - Abgleich mit dem Windindex

# Produktionsdaten Windenergieanlage (WEA)

# REZ

<b>Beispiel GmbH &amp; Co. KG</b>					
<b>Bruttoertragsdaten (WEA-Zähler), Quelle: Rotorsoft o.ä.</b>					
Produktion in kWh	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	Gesamtsumme
Januar	1.022.458	1.013.578	1.056.993	1.146.832	<b>4.239.861</b>
Februar	835.778	761.868	905.601	1.288.654	<b>3.791.901</b>
März	567.952	521.979	584.023	638.762	<b>2.312.716</b>
April	668.156	605.145	598.440	869.749	<b>2.741.490</b>
Mai	544.823	624.437	634.998	729.368	<b>2.533.626</b>
Juni	426.236	418.684	448.100	490.547	<b>1.783.567</b>
Juli	582.777	559.995	609.528	615.524	<b>2.367.824</b>
August	659.969	621.375	615.370	673.511	<b>2.570.225</b>
September	469.654	497.191	540.236	623.919	<b>2.131.000</b>
Oktober	704.663	769.062	707.475	809.464	<b>2.990.664</b>
November	1.099.566	998.741	1.026.959	1.092.492	<b>4.217.758</b>
Dezember	1.180.601	1.008.496	1.147.698	1.192.701	<b>4.529.496</b>
Summe	8.762.633	8.400.551	8.875.421	10.171.523	<b>36.210.128</b>

# Auswertung der monatlichen Gutschriften

Monatliche Auflösung



Trennung von Direktvermarkter, Netzbetreiber, ggf weiterer Partner

Kontrolle der abgerechneten Erträge

Kontrolle anzulegender Wert

Kontrolle Marktwert

Jahressumme

Grüne Pfeile: Daten aus Gutschriften			
Stromerlöse 2016 Direktvermarkter und Netzbetreiber			
	Direktvermarkter kWh	Direktvermarkter netto €	
Jan	3.066.584	70.439,43	
Feb	2.482.716	42.727,54	2.482.716   175.503,21   0,08790
Mrz	1.658.016	33.757,21	
Apr	1.852.696	41.778,29	
Mai	1.790.472	30.975,17	
Jun	1.279.664	33.296,86	
Jul	1.734.220	40.251,25	1.734.220   112.890,21   0,08830
Aug	1.875.612	46.196,32	
Sep	1.497.172	40.094,27	
Okt	2.162.620	72.080,12	
Nov	3.098.924	99.041,61	
Dez	3.308.544	77.188,33	3.308.544   214.956,00   0,08830
<b>Summe</b>	<b>25.807.240</b>	<b>627.826,40</b>	



# Abgleich WEA / Abrg. / Lastgang

# REZ

	Einspeisemenge Netztreiber [in kWh]	Lastgangdaten Netztreiber [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Lastgangdaten [in kWh]	Bruttoerträge (WEA) Summe [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Bruttoerträge [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Bruttoerträge [in %]
Januar	3.218.988	3.218.987	1	3.264.400	-45.412	1,391
Februar	954.172	954.172		972.746	-18.574	1,909
März	1.900.584	1.900.583	1	1.931.130	-30.546	1,582
April	1.948.094	1.948.094		1.979.255	-31.161	1,574
Mai	1.301.298	1.301.297	1	1.325.197	-23.899	1,803
Juni	1.191.440	1.191.439	1	1.212.936	-21.496	1,772
Juli	773.958	773.959	-1	792.525	-18.567	2,343
August						
September						
Oktober						
November						
Dezember						
Summe	11.288.534	11.288.530	4	11.478.189	-189.655	1,652

Differenzen kommen vor, Differenzen zwischen Abrg. und Lastgang beobachten – bei Abweichungen > 1 Prozent ggf nachprüfen lassen



★ Lesezeichen

Lesezeichen durchsuchen

- Lesezeichen-Symboleiste
- Lesezeichen-Menü
- Weitere Lesezeichen

Datum 06.06.2019

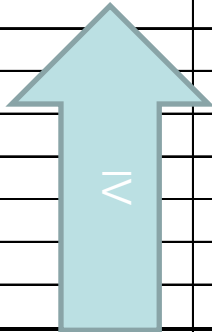
Letzte Aktualisierung: 06.06.2019 13:20

Stunden	Fr. 31.05	Sa. 01.06	So. 02.06	Mo. 03.06	Di. 04.06	Mi. 05.06	Do. 06.06
00 - 01	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
01 - 02	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
02 - 03	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
03 - 04	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
04 - 05	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
05 - 06	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
06 - 07	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
07 - 08	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
08 - 09	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
09 - 10	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
10 - 11	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
11 - 12	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
12 - 13	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
13 - 14	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
14 - 15	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
15 - 16	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
16 - 17	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

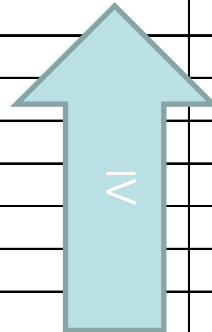
\* Vergütungsanspruch 'Nein' bedeutet, dass für diese Stunde keine Vergütung gewährt wird.

# Negative Strompreise

	Marktwert (Direktver- markter) kWh	Marktwert Gesamtbetrag netto lt. GS (Direktver- markter) €	Marktwert (Direktver- markter) netto in €	Marktprämie (Netzbetreiber) kWh (kWh neg. Strompr abgezogen)	Marktprämie (Netzbetreiber) netto in €	Summe Erlöse netto €
Januar	4.065.894	153.000	155.846	3.992.624	232.070	387.916
Februar	3.303.480	123.583	125.896	3.303.479	192.047	317.942
März	4.271.580	100.510	103.500	4.207.027	303.707	407.207
April	2.425.704	77.428	79.126	2.390.797	152.513	231.640
Mai						
Juni						
Juli						
August						
September						
Oktober						
November						
Dezember						
Summe	14.066.658 kWh	454.521,53 €	464.368,20 €	13.893.927 kWh	880.336,74 €	1.344.704,94 €



Rd. 35.000 kWh  
Bei Einspeiseverg.  
von 9 Cent / kWh  
ca. 2.100 Euro



Effekt negativer Strompreise v.a. wirtschaftlicher Natur / Steigende Phasen erwartet / werden ggf seltener, wenn Ausstiegsszenarien greifen

- Bundesnetzagentur gibt monatlich spätestens zum 10. den Marktwert des Vormonats bekannt
- Dient der Vorabberechnung der zu erwartenden Erlöse
- Dient zu Bestimmung der Höhe des Umsatzsteuerzu-/abflusses
- Quelle:  
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

# Marktwert

# REZ

Tabelle

Diagramm

Alle Werte in ct/kWh	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Spotmarktpreis	16,773	12,880	25,201	16,573	17,748							
MW Wind an Land	12,883	10,825	19,766	12,703	13,242							
MW Wind auf See	14,476	11,845	20,701	13,353	14,024							
MW Solar	17,838	11,871	20,712	14,566	15,132							
MW	16,773	12,880	25,201	16,573	17,748							
Negative Stunden (6H)	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja							
Negative Stunden (4H)	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja							



# Abgleich Verfügbarkeit

# REZ

## Verfügbarkeitsvergleich

Monat	Verfügbarkeit eigene Berechnung [%]	Verfügbarkeit Herstellerangabe [%]	Differenz [Prozentpunkte]	Zeit [%]
Januar	98,35	98,83		
Februar	99,34	98,51		
März	99,71	98,36	1,35	98,40
April	99,90	99,86		
Mai	99,92	99,90		
Juni	98,99	99,19	0,20	97,21
Juli	97,67	97,94		
August	99,36	99,18		
September	96,92	95,92		
Oktober	99,96	99,94	0,02	99,15
November	97,39	97,93		
Dezember	99,12	98,87		
<b>Mittelwert</b>	<b>98,89</b>	<b>98,70</b>	<b>0,18</b>	<b>97,74</b>

Eigene Berechnung für Kontrolle notwendig

Abgleich zur Berechnung Hersteller

Relevant etwa bei Verfügbarkeitsboni

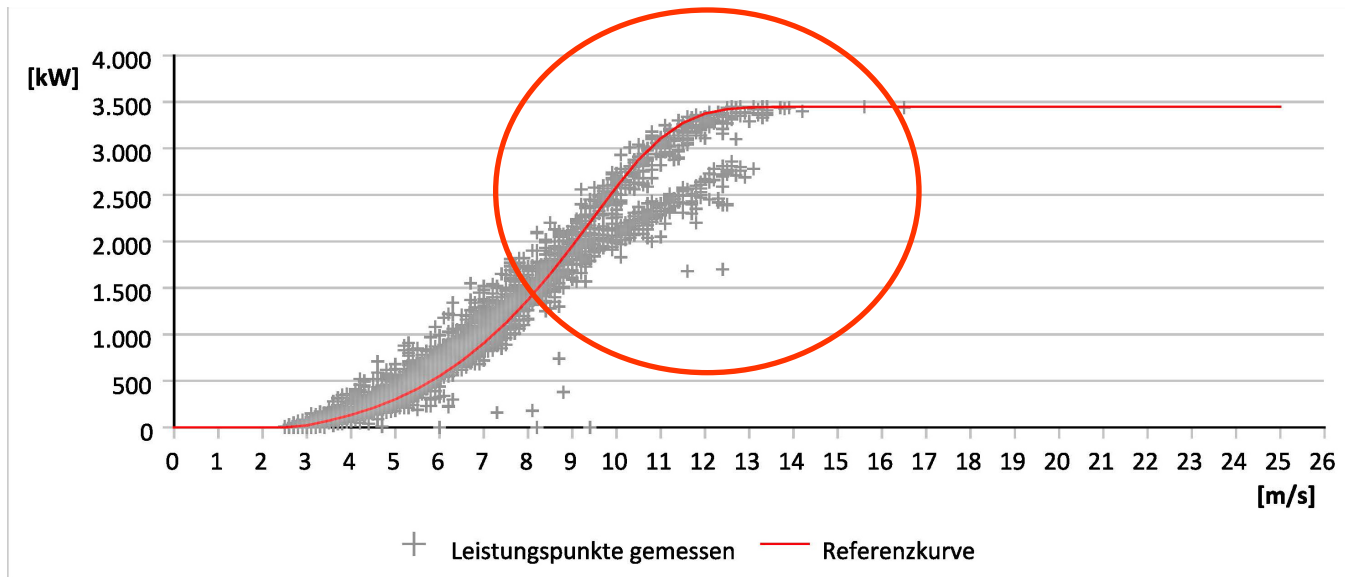
Betriebsbereite Zeit = Zeit in der WEA/Windpark faktisch lieferbereit ist

Betriebsbereite Zeit und Verfügbarkeit sollten nicht zu stark differieren









Spaltung Leistungskennlinie kann verschiedene Ursachen haben: Setpoints falsch, Nachtbetriebsmodus WEA

Also: nachfragen, ggf. Notiz in Stammdatenblatt

# Abgleich mit dem Windindex

Windindexwerte			
Angaben in %	Windindex nach Keiler /	Windverteilung statistischer	Angelegener

Windindex ist für Prüfung nicht gemacht. Windindexbasis ist jeweils 1/12 der Jahresprognose. Badewannenkurve nicht berücksichtigt. Zum Abgleich umzurechnen und dann auf Prognose anwenden. Anpassungen des Windindexes (2007/2011/2017) sind bei Abgleich zu berücksichtigen. Berücksichtigen, dass Windindex Regionen erfasst und keine Aussagen zu Einzelstandorten zulässt. Bestenfalls Näherungswerte, keine belastbaren Werte. Dient allein dazu zu klären, wie sich WP im Vergleich zu anderen WP der Region verhält.

September	50,9	6,3	67,33
Oktober	64,7	8,8	61,27
November	89,3	8,8	84,56
Dezember	123,0	11,4	89,91
Durchschnitt	79,23	100	

# Soll – Ist Vergleich Einspeisung

Prognosedaten / Windindex-Ertrag - Soll-Ist-Vergleich					
	Soll Ertrag lt. Prognose [in kWh]	Wind- indexbereingter Soll-Ertrag [in kWh]	Einspeisemenge Ist-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereingten Soll-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereingten Soll-Ertrag [in %]
Januar	4.718.109	3.739.887	4.212.887	473.000	12,65
Februar	4.416.150	4.221.134	3.770.440	-450.694	-10,68
März	4.302.915	2.006.769	2.293.392	286.623	14,28
April	2.830.865	2.305.582	2.719.649	414.067	17,96
Mai	2.189.202	2.377.927	2.520.230	142.303	5,98
Juni	2.038.223	1.264.453	1.767.631	503.178	39,79
Juli	2.038.223	1.950.152	2.346.401	396.249	20,32
August	1.887.243	1.726.828	2.545.978	819.150	47,44
September	2.377.927	1.601.011	2.122.273	521.262	32,56
Oktober	3.321.548	2.035.077	2.971.901	936.824	46,03
November	3.321.548	2.808.847	4.191.131	1.382.284	49,21
Dezember	4.302.915	3.868.849	4.500.264	631.415	16,32
Summe	<b>37.744.868</b>	<b>29.906.517</b>	<b>35.962.177</b>	<b>6.055.660</b>	<b>20,25</b>

Soll: **4.700 MWh** Bereinigtes Soll: **3.700 MWh**, Ist: **4.200 MWh**, Abweichg: **473 MWh**  
(siehe Zeile Januar)

Achtung: Berechnungsbasis ändert sich durch korrigierte Indexdaten (BDB 2007-2011-2017): Allein die Umstellungen 2011 und 2017 haben zu Minderungen um ca. 19 Prozent geführt. Abgleich Prognose und Windindex dadurch fraglich, wenigstens aber unscharf.

- Sind die Abrechnungen Netzbetreiber – Direktvermarkter plausibel?
- Wie sind die Netzverluste zu bewerten
- Monatliche Verfügbarkeiten im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen?
- Besondere Vorkommnisse: z.B. Netzbetreiber- und Direktvermarkterregelungen, negative Börsenpreise und Stillstände
- Abgleich mit dem Windindex oder mit Leistungskennlinie / Anemometer

- Passen die tatsächlichen Ergebnisse zu den Prognosen und Windgutachten?
- Gründe und Ursachen definieren
  - Technische Probleme? Vorsicht bei Problematisierung Leistungskennlinie
  - Reduktion Ausfallzeiten, Sitemanagement?
  - Windgutachten problematisieren (Windrichtung, Windstärke, Landschaftsprofil)
  - neuer Zubau
- Ggf. Anpassung Prognosen (nach Zeitraum von 5 Jahren, dann über gemittelte Einspeisung/Erlöse)

- EEG 2017/2021/2023/2026 fordert Nachbewertung der Erträge im Verhältnis zur Prognose nach jeweils 5 Jahren
- Ggf. Anpassung der Vergütung
- Ggf. Rückzahlung von überzahlten Vergütungen (ggf. Rücklagen bilden)
- Oder Vergütung und Prognose entsprechend anpassen.
- Jahresmarktwerte
- Negative Strompreise

- Die Quartalsauswertungen erlauben eine relativ zeitnahe Bewertung von Kosten im Vgl. zu Prognosen
- Umspannwerkskosten, Direktvermarktungskosten, Infrastrukturmaßnahmen, Optimierungsmaßnahmen in Ursprungskalkulation berücksichtigt?
- Bewertung jeweils entweder unter Vorgabe Verbesserung oder mindestens Sicherung des Ergebnisses

3.

## OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN

- Optimierungsmöglichkeiten der Erträge beschränkt
- Hohe Abhängigkeit von Windangebot und Funktionalität der WEA
- Sobald hohe Marktwerte auftreten:  
Festpreisangebote prüfen, ggf PPA, ggf Ausstieg aus EEG
- Geringfügige Auswirkungen: technische Prüfungen: allerdings nur mit geringfügigen Ertragssteigerungen möglich, Kosten an ROI binden
  - Windrichtungsnachführung
  - Stillstandszeiten Wochenende (Sitemanagement einschalten)
  - Technische Optimierungen

- Kostensenkungen möglich aber nur unter Beibehaltung von Qualität der technischen und kaufmännischen Arbeiten
- Hauptfaktor Kapitaldienst bedingt beeinflussbar über Laufzeit und Zinsen
- Hauptfaktor Wartungskosten über Drittanbieter senkbar, ggf Anpassungen über vertragliche Regelungen prüfen
- Integrative Betriebsführung vor Trennung von Leistungen (Leitwarte, Service, kfm BF) zu bevorzugen, Schnittstellenproblematik beachten, Eigenleben der Vertragspartner/Profilierungsdruck



- In der Regel sind Vollwartungsverträge vereinbart (oft von der finanzierenden Bank gefordert)
- Kosten kalkulierbar – aber oft mit Indexierung, Verfügbarkeitsgarantie oder variablen Faktoren verknüpft
- Kaum Gestaltungsmöglichkeit, Indexierungen und Bonus-Regelungen beachten, Gewährleistungsproblematiken beachten, bei Bonuszahlungen negativ. Strompreise berücksichtigen
- Aber Anpassung von Basiskosten möglich / Vertragskonditionen prüfen
- Für Folgeverträge: Inzwischen bieten einige unabhängige Wartungsunternehmen alternative Verträge und Konzepte zu besseren Konditionen an
- Einige Positionen sind oft je nach Vertrag nicht erfasst und verursachen Kosten, etwa Blattreparatur, Anschlussstation. Infrastruktur
- Prüfen ob Alternativen zu Vollwartungsverträgen möglich (wirtschaftliche Bewertung von Stillstandszeiten bei Reduktion Serviceeinsatz)

- Infrastruktur: Instandhaltung der Wege und Stellflächen  
Regelmäßige Ausbesserungen erforderlich, vor Austausch  
Großkomponenten in jedem Fall Wege inspizieren (lassen)
- Transformator-/ Übergabestationen / Umspannwerke:  
Regelmäßige Wartungen und Prüfungen erforderlich. Ggf.  
prüfen, ob Umspannwerkkosten in Kalkulation abgebildet
- Sicherheitseinrichtungen / Persönliche Sicherheitsausrüstung  
oft nicht im Vertrag enthalten: Auch hier sind regelmäßige  
Prüfungen und Instandhaltungen erforderlich
- Wiederkehrende Prüfungen sind meist nicht im Umfang  
enthalten. Kosten für die Gutachten in der Planung  
berücksichtigen

- Mehrere Angebote einholen, aber extrem kurze Angebotsfrist!!!
- Derzeit extrem hohes Preisniveau mit Arbeitspreis bis zu 1 Euro / kWh für 2023, Tendenz mittlerweile fallend
- Oft kurze Vertragslaufzeit sinnvoll – regelmäßig (jährlich) prüfen, ob ein Anbieterwechsel sinnvoll ist
- Über CO<sub>2</sub>-Kosten derzeit steigende Stromkosten
- Aufwand prüfen!!
- nur die eigentlichen Stromkosten (Arbeitspreis) sind verhandelbar, der Rest sind gesetzliche Abgaben (Stromsteuer, Netzkosten etc.)
- Stromsteuer rückholbar!
- Messkosten beachten (müssen korrekt angegeben werden, je nach Spannungsebene des Anschlusses)
- Blindstrom beachten, ggf. Installation Blindstromkompensation wirtschaftlich

- Windparks grundsätzlich von Stromsteuer befreit
- Beihilfeerklärung
- Neues Verfahren ab 2018: Stromsteuer wird vom Versorger gezahlt, Verbraucher (WP) erhält Erstattung  
Erstattung muss beantragt werden, Rückforderung (Aktualisierungen beachten, Generalzolldirektion setzt gelegentlich neue Formblätter ein)  
Aber: Verfahren wird ggf wieder suspendiert, weil Entzug Versorgererlaubnis anscheinend voreilig
- Problem sind selbsterzeugter und -verbraucher Strom und Querlieferung zwischen WP/WEA vor Umspannwerk, neue Regelung 2019:  
Ab 2019 Befreiung auf Antrag möglich, Antrag bis 31.12.2019, Formblätter siehe [www.zoll.de](http://www.zoll.de)
- Ggf. Arbeitserleichterung durch Hilfsprogramme (etwa node)

- vertraglich vereinbarten Konditionen ohne Optimierungsmöglichkeiten
- Abrechnungsproblematik bei quotalen Pachten berücksichtigen (Nachweis der Erlöse aus Einzel-WEA nicht möglich, deshalb quotale durch Zahl der Anlagen o.ä.)
- Problematiken bei Abrechnung beachten, Sonderzuflüsse oder Einschränkungen wie NSM, Negative Strompreise etc.
- Nachverhandlungen möglich, aber mit Umsicht

- Absicherung weitgehend über Vollwartungsverträgen
- Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung, Haftpflicht und Umweltschadenversicherung
- Bei Insolvenz Ausfallversicherung abschließen
- Konditionen regelmäßig überprüfen lassen (derzeit viel Bewegung im Markt)
- Sonderkündigungsrecht bei Beitragsanpassung.
- Schadenfreiheitsrabatte (falls vorhanden) nutzen: Kleinere Schäden ggf. auf Erstattung verzichten

- Kosten individuell verhandelbar
- Prüfen ob Buchhaltung inhouse oder von Fremdanbieter (meist Steuerberater)
- Große Preisunterscheide bei Jahresabschluss
- Prüfen ob Prüfung des Abschlusses notwendig
- Gute Kommunikation und kurze Wege zwischen der Betriebsführung und Steuerberatung/ Buchhaltung notwendig
- Branchenkenntnis notwendig
- IT-Ausstattung prüfen

- kaum Gestaltungsmöglichkeiten
- Hebesatz der Gemeinde des Sitzes berücksichtigen
- Aufteilung 90 % Standort der Anlage und 10 % Verwaltung
- Gewerbesteuerliche Effekte bei KG-Konstruktionen (Personengesellschaften) beachten, etwa bei Sonderbetriebsausgaben an Gesellschafter (werden dem gewerbesteuerlichen Ergebnis zugerechnet)
- Bedingt aufrechenbar mit Einkommenssteuer
- Bei Gewerbesteuer frühzeitige Zahlungen beantragen (Vermeidung Verzugszinsen), aber Vorabzahlungen prüfen und ggf. Änderungsanträge stellen

- Oft über hinterlegte Bürgschaften abgesichert
- Ggf. über Rücklagen absicherbar
- Rechtzeitige Bildung von ausreichenden Rücklagen für den tatsächlichen Aufwand Rückbau der Anlagen beachten.
- Weiterbetrieb-, Repowering- oder Rückbaukonzept erarbeiten (v.a. für Anlagen, die nach 20 Jahren aus dem EEG fallen)
- Ggf. Verkauf planen, Anlagen ggf. gegen Rückbauverpflichtung abtreten

- Gutachten und wiederkehrende Prüfungen nach Auflagen und gesetzlichen Vorgaben planen
- Ggf. als Betriebsführer Rahmenverträge abschließen und Kostenvorteile (teilweise oder ganz) an Betreiber weiterreichen
- Ggf. auch Rahmenverträge von Partnerunternehmen nutzen

## Windparkspezifische Rechts- und Beratungskosten berücksichtigen

- für Auseinandersetzungen mit Genehmigungsbehörde (Streit über Auflagen, Lärm Fledermaus)
- für Auseinandersetzungen mit Hersteller
- für Auseinandersetzungen mit Dienstleistern

4

# **AUSSCHÜTTUNGSPLANUNG GEGENÜBER STAKEHOLDERN**

- Renditeplanung/Ausschüttungen hängen von Struktur des Investments ab (Kaufpreis, Finanzierung, Laufzeit und Kosten, sonstige Eckwerte)
- Ausschüttungen/Entnahmen in Abstimmung mit Forecast vorsehen
- Mehrjährigen Plan erstellen und Aktualisierungen einarbeiten
- Ausreichende Puffer vorsehen
- Mit dem letzten Jahresmonat entscheidet sich Jahreserfolg
- schlechter Monat im Winter (Bspl. Februar 2018) oder mehrere schlechte Jahre (2019 bis 2021, 2024-2025) verhageln das Ergebnis

- Keine Ausschüttung, die die Liquidität der Gesellschaft vollständig abschöpft
- Forecast stets aktualisieren und berücksichtigen
- Entnahmen und Gewinn getrennt behandeln
- Keine Ausschüttung vor Rücklage der von der Bank geforderten Reserven, ggf. Zustimmung erforderlich
- Beim Gesellschafter Bewusstsein für schwankendes Windangebot schaffen
- Transparente Kommunikation



Mit bestem Dank für die Aufmerksamkeit

# ENDE DES VIERTEN TEILS

**SIE KÖNNEN SICH UM ALLES SELBER  
KÜMMERN – MÜSSEN SIE ABER NICHT.**

**BRUNNEN**

## Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

Geschäftsführung: Prof. Dr. Walter Delabar / Klaus Wolters

Büro Berlin:

Seesener Straße 10-13

D-10709 Berlin

Tel.: 030-22 44 598 30

Fax: 030-22 44 598 31

Büro NRW:

In Tenholt 33

41812 Erkelenz

Tel.: 02431-97 27 20

Fax: 02431-97 27 239

Mobil: 0171-417 66 50

Mail: [w.delabar@rez-windparks.de](mailto:w.delabar@rez-windparks.de)

[www.rez-windparks.de](http://www.rez-windparks.de)



Zertifiziert nach ISO9001:2015

- Technische Betriebsführung (24/7)
- Wirtschaftliches Management / Betriebsführung
- Windparks und Umspannwerke
- Sitemanagement
- Geschäftsführung
- Bürgerbeteiligungsprojekte
- Performanceanalyse
- Anlagenüberwachung u.v.m.
- Gegründet 2002
- 52 WP Gesellschaften
  - 156 WEA
  - 450 MW
- 8 Umspannwerke
- Niederlassungen in Berlin und NRW
- Windparks in Brandenburg, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Sachsen-Anhalt