

... der Schönste
im ganzen Land

REZ

Wirtschaftliche Bewertung von Windparks

Prof. Dr. Walter Delabar
Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG, Berlin

BWE Webinar 22.6.2021 Teil 4



Überblick

REZ

- Leistungsfähigkeit von Kennzahlen
- Abweichungsanalyse von Kosten und Erlösen
- Optimierungspotenziale: Windpark-Performance und Kostensenkung
- Ausschüttungsplanung gegenüber Stakeholdern



1

KENNZAHLEN, ZIELVORGABEN



Kennzahlen bestimmen

- Eine Reihe der bei der normalen Firmen-Bewertung verwendeten Kennzahlen für Windparks nicht **relevant** (alles was mit Investitionen, F&E, Personal etc. zu tun hat)
- Zentrale Kennzahlen sind
 - Operatives Ergebnis / Cash flow
 - EBIT/EBITDA
 - 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

Liquiditätsplanung in EUR		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Erhalten												
1. Stromlöse (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. Zinsentgelte (1,0 % p.a.)		0	8.822	10.632	9.902	10.812	10.040	9.671	9.214	8.800	8.198	8.569
Summe Erhalten		1.327.110	3.326.596	3.328.406	3.327.676	3.327.768	3.327.768	3.327.445	3.326.988	3.326.984	3.326.972	3.326.343
Ausgaben												
3. Zinsen Darlehen		240.865	508.438	470.042	428.163	381.383	338.604	291.825	247.046	202.298	157.487	112.707
4. Tilgung Darlehen		0	900.870	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828
5. Pacht, Bauleasen, Mietnutzung		140.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000	160.000
6. Hall- und Arbeitsplätzekosten		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	468.407	487.575	476.527	468.405	468.195	406.119
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete		7.920	20.196	20.800	21.012	21.422	21.881	22.298	22.744	23.199	23.685	24.198
9. Versicherungen		6.769	17.260	17.685	17.958	18.317	18.663	19.057	19.488	19.927	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	111.533
11. Steuerberatung und Jahresabschluss		5.000	5.100	5.202	5.306	5.412	5.520	5.631	5.746	5.868	5.975	6.095
12. Gewerbesteuer (Hörsatz 250%)		0	17.843	11.207	998	1.215	1001,021	132,337	134,824	137,516	140,101	144,407
13. sonstige Betriebskosten		9.300	23.888	24.345	24.832	25.320	25.835	26.352	26.870	27.417	27.965	28.524
Summe Ausgaben		476.727	1.830.868	2.732.480	2.932.088	2.930.350	2.932.231	2.930.434	2.933.070	2.937.510	2.936.970	2.934.831
Ergebnisplanung in EUR												
14. Freier Liquiditätsüberschuss		850.383	1.495.727	595.926	400.637	424.438	335.532	336.911	397.918	398.954	430.002	402.012
15. zzgl. Tilgung		0	900.870	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828	1.747.828
16. zzgl. Zinsabschlagssteuer/Solidaritätszuschlag		0	3.160	3.899	3.547	3.587	3.340	3.190	3.071	3.030	3.088	2.858
17. zzgl. Gewerbesteuer		0	17.843	11.207	998	1.215	1001,021	132,337	134,824	137,516	140,101	144,407
18. abzgl. Abschreibung Dringl u. Bearbeitungskosten		8.000	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001	16.001
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen		5.265.000	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500	1.182.500
20. abzgl. Rückstellungen Anlagenstilllegungskosten		6.528	7.246	8.024	8.865	9.774	10.796	11.817	12.962	14.197	15.529	16.964
21. abzgl. sonst abwertfähige Anlagekosten		400.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22. Verlust (-) Gewinn (+) HO vor Steuern		-4.829.176	1.291.354	1.172.324	970.442	988.727	897.412	1.029.887	1.062.227	1.094.571	1.126.918	1.091.576
23. Gewinnverlust in %		-120,7%	32,9%	33,9%	28,9%	29,7%	26,9%	30,9%	31,9%	32,4%	33,7%	32,8%
24. Ausschüttung HO nach Steuern		0	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
25. Ausschüttung in %		0,0%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)		850.383	1.546.110	1.342.076	1.847.719	1.372.149	1.307.681	1.244.532	1.212.511	1.211.865	1.241.867	1.043.473



Wirtschaftlichkeitsberechnung

REZ

Liquiditätsplanung in EUR											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Gesamt
Einnahmen											
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	1.828.892	1.828.892	63.786.210
2. Zinserträge (1,0% p.a.)	7.580	7.416	7.250	7.087	7.722	8.362	5.724	4.956	4.654	2.180	157.749
Summe Einnahmen	3.325.354	3.325.190	3.325.024	3.324.861	3.325.496	3.326.136	3.322.498	2.390.197	1.833.546	1.831.072	64.043.959
Ausgaben											
3. Zinsen Darlehen	70.170	64.539	46.835	36.730	49.922	36.957	19.565	3.291	0	0	3.081.503
4. Tilgung Darlehen	1.047.828	347.828	347.828	347.828	347.828	347.828	347.828	173.913	0	0	20.000.000
5. Pacht, Baulasten, Miergenutzung	180.000	180.000	180.000	180.000	177.500	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	3.457.500
6. Aval- und Anlagerrückbaukosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	525.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	516.241	526.566	537.087	547.839	558.796	569.972	581.371	592.999	604.859	616.958	9.528.918
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	24.819	25.111	25.613	26.128	26.648	27.181	27.725	28.278	28.845	29.427	486.530
9. Versicherungen	21.940	21.401	21.080	20.775	20.475	20.180	19.885	19.590	19.295	19.000	426.147
10. Techn. Betriebsführung und Km. Geschäftsbesorgung	177.889	177.889	177.889	177.889	244.244	244.244	244.244	178.987	139.800	139.800	3.136.514
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	6.217	6.241	6.400	6.567	6.729	6.894	7.061	7.241	7.284	7.400	128.917
12. Gewerbesteuer (Hebesatz 350%)	137.114	137.445	136.588	135.681	122.917	178.544	263.473	356.800	451.999	549.062	2.259.513
13. sonstige Betriebskosten	29.095	29.877	30.270	30.876	31.493	32.123	32.766	33.421	34.089	34.771	689.290
Summe Ausgaben	2.192.211	1.832.552	1.433.276	1.427.802	1.511.830	1.523.341	1.733.688	1.334.938	1.117.177	1.124.868	44.249.336
Ergebnisplanung in EUR											
14. Freier Liquiditätsüberschuss	1.133.143	1.492.638	1.891.748	1.907.060	1.813.666	1.802.829	1.588.810	1.055.259	716.369	706.204	19.674.623
15. zzgl. Tilgung	1.047.828	347.828	347.828	347.828	347.828	347.828	347.828	173.913	0	0	20.000.000
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	2.520	2.472	2.560	2.622	2.574	2.331	1.908	1.652	1.511	1.222	53.570
17. zzgl. Gewerbesteuer	137.114	137.445	136.588	135.681	122.917	178.544	263.473	356.800	451.999	549.062	2.259.513
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	6.997	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	3.333	1.987	0	0	200.000
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	1.162.500	897.500	0	0	0	0	23.400.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagerrückbaukosten	19.511	20.170	21.465	23.087	25.971	29.201	30.597	33.172	36.008	36.000	400.000
21. abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400.000
22. Verlust(-)/Gewinn(+) KG vor Steuern	1.123.876	1.134.663	1.129.310	1.124.148	1.015.159	1.471.433	2.169.108	1.302.774	771.311	751.204	17.891.150
23. Gewinn/Verlust in %	33,8%	34,2%	33,8%	33,8%	30,5%	44,4%	65,2%	54,8%	42,6%	41,0%	27,9%
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	1.800.000	800.000	878.048	19.678.048
25. Ausschüttung in %	30,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	45,0%	20,0%	20,0%	22,0%	43,2%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	928.808	1.004.536	1.135.434	1.028.239	928.420	928.300	558.153	633.268	574.715	0	



Vor der Prüfung die Berechnung

REZ

2015	
Einnahmen	
1. Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	1.327.110
2. Zinserträge (1,0% p.a.)	0
Summe Einnahmen	1.327.110
Ausgaben	
3. Zinsen Darlehen	240.865
4. Tilgung Darlehen	0
5. Pacht, Baulasten, Miergenutzung	140.000
6. Aval- und Anlagerrückbaukosten	6.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	0
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	7.920
9. Versicherungen	6.769
10. Techn. Betriebsführung und Km. Geschäftsbesorgung	51.813
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000
12. Gewerbesteuer (Hebesatz 350%)	0
13. sonstige Betriebskosten	9.360
Summe Ausgaben	476.727
Ergebnisplanung in EUR	
14. Freier Liquiditätsüberschuss	850.383
15. zzgl. Tilgung	0
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag	0
17. zzgl. Gewerbesteuer	0
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	8.030
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.265.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagerrückbaukosten	6.528
21. abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	400.000
22. Verlust(-)/Gewinn(+) KG vor Steuern	-4.829.176
23. Gewinn/Verlust in %	-120,79%
24. Ausschüttung KG nach Steuern	0
25. Ausschüttung in %	0,0%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	850.383

- Strukturvorgabe für Liquiditätspläne
- Annahmen und Zielvorgaben zu Erlösen, Kosten, Steuer
- Inkl. absolute und prozentuale Angaben zu Gewinn, Ausschüttung



Gewinnerwartung/Ausschüttung

REZ

	2035	Gesamt
Einnahmen		
1. Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 ce	.852	63.788.210
2. Zinserträge (1,0% p.a.)	.166	157.769
Summe Einnahmen	.018	63.925.979
Ausgaben		
3. Zinsen		13.600.000
4. Tilgung		400.000
5. Pacht		
6. Aval-u		
7. ADM-		
8. Eigens		17.991.130
9. Versic		
10. Techn		
11. Steuer		450%
12. Gewer		
13. sonsti		
Summe Aus		19.678.048
Ergebnispla		
14. Freier		
15. zzgl. T		
16. zzgl. Z		
17. zzgl. C		
18. abzgl.		
19. abzgl.		
20. abzgl.		
21. abzgl.		
22. Verlu		
23. Ge Wi		
24. Ausschüttung (nach Steuern)	1.000	18.678.048
25. Ausschüttung in %	2,0%	49,2%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	0	

- Zentrales kalk. Instrument zur Prognostizierung von Gewinn und Ausschüttung
- Jeweils bezogen aufs eingesetzte Kapital
- Damit zentraler Maßstab für Performance



Basis: Einspeisung

REZ

- Zwei Gutachten
- Werte P50, empfohlen wird mittlerweile P75 oder P90
- Mittelwert
- Abschläge für Netzverluste, Verfügbarkeit
- Sicherheitsabschlag
- Ergebnis: prognostizierte Erträge

	2035	2036
Parkertrag P50 inkl. 0,3% Sektormanagement:	44.295.000	43.941.360
Mittelwert aus beiden Gutachten:		44.118.180
./. 5% technische Verluste:		2.179.438
./. 10% Sicherheitsabschlag:		4.193.874
Nettoertrag:		37.744.868



- P50 / P75 / P90 Wert = Erträge in kWh, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 50, 75 oder 90 Prozent erreicht werden
- Je höher die Wahrscheinlichkeit, desto niedriger die eingespeisten Erträge, desto höher der Kaufpreis / kWh
- Relevanz nicht nur bei Bewertung von Windparks, sondern auch bei Steuerung neuer Windparks unter neuem EEG (Überprüfung alle 5 Jahre): Deshalb eher mit niedriger Vergütung und höheren Prognosen als umgekehrt



2.

ABWEICHUNGSANALYSE VON ERLÖSEN UND KOSTEN



- Gutachten geben Durchschnittswerte über Laufzeit von 20 Jahren an
- Die wirtschaftliche Kernproblematik besteht in der hohen Volatilität der Erträge
- **Nicht der Absatz, sondern die Produktion ist problematisch**
- 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
 - NSM-Maßnahmen/ Negative Strompreise
 - Abgleich mit dem Windindex



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



Auswertung der monatlichen Gutschriften



Grüne Pfeile: Daten aus Gutschriften

Stromerlöse 2016 Direktvermarkter und Netzbetreiber

	Direktvermarkter kWh	Direktvermarkter netto €	Netzbetreiber kWh	Netzbetreiber netto €
Jan	3.066.584	70.439,43	2.482.716	42.727,54
Feb	2.482.716	42.727,54	1.658.016	33.757,21
Mrz	1.658.016	33.757,21	1.852.696	41.778,29
Apr	1.852.696	41.778,29	1.790.472	30.975,17
Mai	1.790.472	30.975,17	1.279.664	33.296,86
Jun	1.279.664	33.296,86	1.734.220	40.251,25
Jul	1.734.220	40.251,25	1.875.612	46.196,32
Aug	1.875.612	46.196,32	1.497.172	40.094,27
Sep	1.497.172	40.094,27	2.162.620	72.080,12
Okt	2.162.620	72.080,12	3.098.924	99.041,61
Nov	3.098.924	99.041,61	3.308.544	77.188,33
Dez	3.308.544	77.188,33		
Summe	25.807.240	627.826,40		

- Monatliche Auflösung
- Trennung von Direktvermarkter und Netzbetreiber
- Kontrolle der abgerechneten Erträge
- Kontrolle anzulegender Wert
- Jahressumme



Abgleich WEA / Abrg. / Lastgang



	Einspeisemenge Netzbetreiber [in kWh]	Lastgangdaten Netzbetreiber [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Lastgangdaten [in kWh]	Bruttoerträge (WEA) [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	1,39%
Februar	954.172	954.172		972.746	-18.574	1,90%
März	1.900.584	1.900.583	1	1.931.130	-30.546	1,58%
April	1.948.094	1.948.094		1.979.255	-31.161	1,57%
Mai	1.301.298	1.301.297	1	1.325.197	-23.899	1,80%
Juni	1.191.440	1.191.439	1	1.212.936	-21.496	1,77%
Juli	773.958	773.959	-1	792.525	-18.567	2,34%
August						
September						
Oktober						
November						
Dezember						
Summe	11.288.534	11.288.530	4	11.478.189	-189.655	1,65%

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



Negative Strompreise

REZ

- WEA ab 2016 sind von sog. negativen Strompreisen betroffen
- D.h. bei negativen Strompreisen von ≥ 6 h (ab IB 2021 ≥ 4 h) entfällt die Erstattung Marktprämie (von Netzbetreiber, ggf auch Entschädigung NSM)
- Führt im Vergleich der abgerechneten Erträge von Direktvermarktern und Netzbetreibern zu Differenzen
- <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise>
- Darstellung in Übersichtstabellen klären



www.netztransparenz.de

REZ

Netztransparenz - EEG - Markt - X

https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise

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

REZ

	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 Ausstiegszenarien greifen



Abgleich Verfügbarkeit

REZ

Verfügbarkeitsvergleich			
Monat	Verfügbarkeit eigene Berechnung [%]	Verfügbarkeit Herstellerangabe [%]	Differenz [Prozentpunkte]
Januar	98,35	98,83	
Februar	99,34	98,51	
März	99,71	98,36	1,35
April	99,90	99,86	
Mai	99,92	99,90	
Juni	98,99	99,19	-0,20
Juli	97,67	97,94	-0,27
August	99,36	99,18	0,18
September	96,92	95,92	1,00
Oktober	99,96	99,94	0,02
November	97,39	97,93	-0,54
Dezember	99,12	98,87	0,25
Mittelwert	98,89	98,70	0,18

Eigene Berechnung für
Kontrolle notwendig

Abgleich zur Berechnung
Hersteller

Relevant etwa bei
Verfügbarkeitsboni

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

Betriebsbereite Zeit und
Verfügbarkeit sollten nicht zu
stark differieren



Monatliche Verfügbarkeiten

REZ

Beispiel GmbH & Co. KG

Technische Verfügbarkeit, Quelle: Rotorsoft (Parkauswertung Produktion)

Verfügbarkeit in Prozent	WEA 01	WEA 02	WEA 03	WEA 04	Mittelwert
Januar	98,25	99,81	96,53	98,81	98,35
Februar	99,12	99,19	99,50	99,54	99,34
März	99,99	99,99	99,99	98,86	99,71
April	100,00	100,00	99,96	99,63	99,90
Mai	100,00	99,68	100,00	100,00	99,92
Juni	99,42	99,25	98,87	98,41	98,99
Juli	98,50	98,88	99,24	94,04	97,67
August	99,93	99,86	99,64	98,02	99,36
September	94,84	97,31	97,98	97,55	96,92
Oktober	100,00	100,00	99,86	100,00	99,96
November	96,72	99,65	99,63	93,54	97,39
Dezember	100	99,98	98,82	97,69	99,12
Mittelwert	98,90	99,47	99,17	98,01	98,89

Mangelnde Verfügbarkeit Einzel WEA deutet auf technische Problematiken; führt zu weiteren Nachfragen, evtl. Regelung über Verfügbarkeitspoenale



Netzsicherheitsmaßnahmen

REZ

- Auswertung der Anlagensteuerung nach Netzsicherheitsmaßnahmen
- Abgleich mit Meldungen Netzbetreiber
- Bei Abweichungen Klärung der Funktionalität von Anlage (Fernwirkanlage, Rundsteuerempfänger)
- Berechnung der Ausfallzeiten und Rechnungstellung an den Netzbetreiber (Sondereinbarungen beachten, etwa Abschlagverfahren bei Mitnetz) (Achtung: Berechnungen vom Netzbetreiber in der Regel nicht transparent, Angebot kritisch würdigen)
- Berechnung durch Leitwarte/Backoffice/Dienstleister
- Rechnungserstellung durch kfm Betriebsführung
- System wird Redispatch ab Oktober vollkommen neu aufgestellt, Direktvermarkter dann i.d.R. als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR)



Weitere Themen

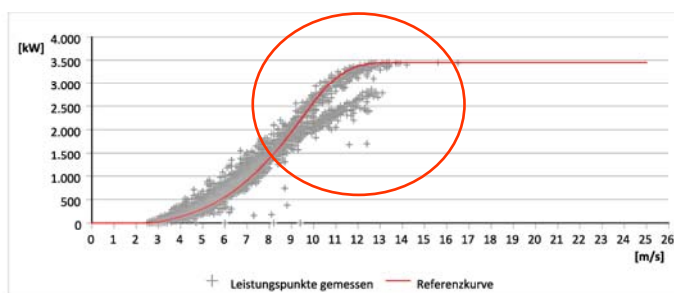
REZ

- Verluste aufgrund Nachtabschaltungen, Fledermausabschaltungen, Schattenwurfmodul oder Sektorielle Abschaltungen prüfen und berechnen lassen
- Bei Verdacht Prüfung, ob Windangebot und Ertrag übereinstimmen
 - Prüfung über Abgleich mit Windindex
 - Prüfung über Abgleich Anemometerdaten und Leistungskennlinie im Vergleich zu IST-Daten
- Bei Abweichung weitergehende Prüfungen an technische Betriebsführung geben (etwa Prüfung auf falsche setpoints, siehe Bpsl. nächste Seite)



Modifizierte Performance WEA

REZ



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

Also: nachfragen, ggf. Notiz in Stammdatenblatt



Abgleich mit dem Windindex

REZ

Windindexwerte			
Angaben in %	Windindex nach Keiler /	Windverteilung statistischer	Angeglichener

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 Windindex (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

REZ

Prognosedaten / Windindex-Ertrag - Soll-Ist-Vergleich					
	Soll Ertrag lt. Prognose [in kWh]	Wind-indexbereinigter Soll-Ertrag [in kWh]	Einspeisemenge Ist-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereinigten Soll-Ertrag [in kWh]	Abweichung Ist-Ertrag zum Windindexbereinigten 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	37.744.868	29.906.517	35.962.177	6.055.660	20,25

Soll: 4.700 MWh Bereinigt. Soll: 3,700 MWh, Ist: 4.200 MWh, Abweichg: 473 MWh



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.

Zusammenfassung

REZ

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



Konsequenzen

REZ

- 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)



Sondereffekt EEG 2017 /2021

REZ

- EEG 2017/2021 erfordert 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.



Abweichungsanalysen von Kosten **REZ**

- Die Quartalsauswertungen erlauben eine relativ zeitnahe Bewertung von Kosten im Vgl. zu Prognosen
- Kosten wie Umspannwerkskosten, Direktvermarktungskosten, Infrastrukturmaßnahmen, Optimierungsmaßnahmen in der Regel nicht geplant
- Bewertung jeweils entweder unter Vorgabe Verbesserung oder mindestens Sicherung des Ergebnisses



REZ

3.

OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN



Optimierungen Erträge

REZ

- Optimierungsmöglichkeiten der Erträge beschränkt
- Hohe Abhängigkeit von Windangebot und Funktionalität der WEA
- Dennoch ggf. Abklärungen vornehmen lassen
 - Windrichtungsnachführung
 - Stillstandszeiten Wochenende (Sitemanagement einschalten)
 - Technische Optimierungen, allerdings nur mit geringfügigen Ertragssteigerungen möglich, Kosten an ROI binden



Optimierung Kosten

REZ

- 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
- Integrative Betriebsführung vor Trennung von Leistungen (Leitwarte, Service, kfm BF) zu bevorzugen, Schnittstellenproblematik beachten, Eigenleben der Vertragspartner/Profilierungsdruck



Kapitaldienst

REZ

- Zinsen und Tilgung ergeben sich aus den Darlehensverträgen / Tilgungsplan
- Kontrolle der Zahlungen anhand Zins- und Tilgungsplan
- Ggf. Umsatzsteuer auf Bankdienstleistungen
- Bei Liquiditätsengpässen: Frühzeitig den Kontakt zur Bank suchen! Schuldendienstreserven nur im Notfall
- Ggf. Optimierungsmöglichkeit:
 - Bei älteren Projekten ggf. noch eine Umfinanzierung möglich - KfW (ERP) Darlehen können i.d.R. ohne Vorfälligkeitsentschädigung abgelöst werden und durch zinsgünstigeres Hausbank-Darlehen abgelöst werden.
 - Zinsbindung beachten – ggf. über eine Forward-Finanzierung aktuell günstiges Zinsniveau für die Restlaufzeit sichern... Konditionen bei der Hausbank abfragen.



Wartung und Reparaturen

REZ

- 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, Bonus-Regelungen beachten, Gewährleistungsproblematiken beachten, bei Bonuszahlungen negativ. Strompreise berücksichtigen
- 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)



Wartung und Reparaturen

REZ

- 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 und PSA 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



Strombezug

REZ

- Mehrere Angebote einholen
- Oft kurze Vertragslaufzeit sinnvoll – regelmäßig (jährlich)
prüfen, ob ein Anbieterwechsel sinnvoll ist
- Über CO2-Kosten derzeit steigende Stromkosten
- Aufwand prüfen!!
- nur die eigentlichen Stromkosten sind verhandelbar, der Rest
sind gesetzliche Abgaben (Stromsteuer, Netzkosten, EEG-
Umlage etc.)
- Stromsteuer rückholbar!
- Messkosten beachten (müssen korrekt angegeben werden, je
nach Spannungsebene des Anschlusses)
- Blindstrom beachten, ggf. Installation Blindstromkompensation
wirtschaftlich



Stromsteuer

REZ

- Windparks grundsätzlich von Stromsteuer befreit
- Neues Verfahren ab 2018: Stromsteuer wird vom Versorger gezahlt, Verbraucher (WP) erhält Erstattung
Erstattung muss beantragt werden (Formblätter: Anzeige für Erlaubnis als Versorger (1412)), Rückforderung mit Formular 1454 (Aktualisierungen beachten, GZD setzt gelegentlich neue Formblätter ein)
- 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 1421, 1421a, 1421az (www.zoll.de), wer nicht beantragt, wird zur Zahlung herangezogen
Ggf. 3 Prozent Regel einsetzen



EEG Umlage

REZ

- Anlagen EEG-Umlagepflichtig
- EEG Umlage fällt für drittbezogenen Strom an
- Wird jedoch auch für Stromlieferungen zwischen Anlagen und Gesellschaften vor Umspannwerk beansprucht
- Messung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich
- Relativ geringe Kosten: 6,5 ct/kWh (2021, jährlich aktualisiert)
- Schätzung nach worst case Szenario vornehmen (hier Differenz bilden zwischen Außenbezug und Summe Anlagenverbrauchszähler plus 5 %, darauf die EEG Umlage vollständig zahlen)
- Abklären inwieweit zwingende Messung durch Schätzung abgeboten werden kann, Kontakt mit Übertragungsnetzbetreiber
- Ggf. IT-Lösung (node.energy)



Pachten

REZ

- 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



Versicherungen

REZ

- Anlagen weitgehend über Vollwartungsverträgen
- MBU, 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



Buchhaltung, Jahresabschluss

REZ

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



Gewerbesteuer

REZ

- kaum Gestaltungsmöglichkeiten
- Hebesatz der Gemeinde des Sitzes berücksichtigen
- Aufteilung 70 % Standort der Anlage und 30 % 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)



Anlagenrückbau

REZ

- Zumeist über Bürgschaften abgesichert
- Ggf. über Rücklage absicherbar
- Rechtzeitige Bildung von ausreichenden Rücklagen für den tatsächlichen Aufwand Rückbau der Anlagen beachten.
- Weiterbetrieb-, Repowering- oder Rückbaukonzept erarbeiten (v.a. für Anlagen die ab 2021 aus dem EEG fallen)
- Ggf. Verkauf planen, Anlagen ggf. gegen Rückbauverpflichtung abtreten



Gutachten

REZ

- 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

REZ

- 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
- Aber ein schlechter Monat im Winter (Bspl. Februar 2018) oder ein insgesamt schlechter Winter (2020/21) vermag das Ergebnis



Ausschüttung / Entnahme

REZ

- 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



REZ

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**



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

REZ

Kontakt

REZ

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

Geschäftsführung: Prof. Dr. Walter Delabar / Klaus Wolters

Büro Berlin:
Bergstraße 1
D-12169 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
www.rez-windparks.de



Zertifiziert nach ISO9001:2015

Leistungen kurz und knapp

REZ

- Technische Betriebsführung (24/7)
- Wirtschaftliches Management / Betriebsführung
- Windparks und Umspannwerke
- Sitemanagement
- Geschäftsführung
- Bürgerbeteiligungsprojekte
- Performanceanalyse
- Anlagenüberwachung u.v.m.
- Gegründet 2002
- 34 WP Gesellschaften
 - 123 WEA
 - 340 MW
- 4 Umspannwerke
- Niederlassungen in Berlin und NRW
- Windparks in Brandenburg, Rheinland-Pfalz, Hessen und Sachsen-Anhalt

www.rez-windparks.de

