

Maß, Zahl und Gewicht

REZ

Wirtschaftliche Bewertung von Windparks

Prof. Dr. Walter Delabar

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG, Berlin

BWE Webinar 8.10.2025 Teil 4



1

Überblick

REZ

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



2

1

KENNZAHLEN, ZIELVORGABEN



3

Kennzahlen bestimmen

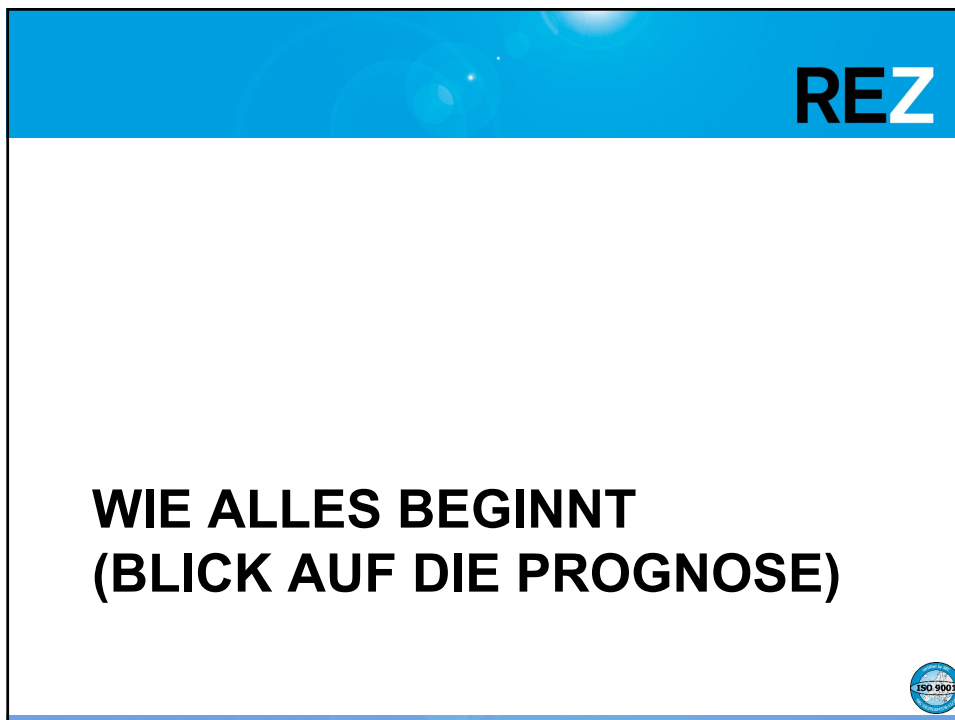
- Eine Reihe der bei der normalen Firmen-Bewertung verwendeten Kennzahlen für Windparks nicht relevant (Investitionen, Forschung&Entwicklung, Personal etc.)
- Zentrale Kennzahlen sind
 - Operatives Ergebnis / Cash flow
 - EBIT/EBITDA (Earnings before interests / Earnings before interest, taxes, depreciation 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



4



5



6

Ausgangspunkt Wirtschaftlichkeitsberechnung

REZ

Liquiditätsplanung in EUR											
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Einnahmen											
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. Zinsträge (0,05 p.a.)	0	6.822	6.822	6.822	10.012	10.040	6.571	6.214	6.000	6.198	6.599
Summe Einnahmen	1.327.110	3.324.596	3.324.596	3.324.596	3.327.786	3.327.814	3.324.345	3.323.988	3.323.774	3.323.972	3.324.373
Ausgaben											
3. Zinsen Darlehen	240.865	508.468	470.942	426.163	381.383	336.604	291.825	247.046	202.296	157.487	112.707
4. Tilgung Darlehen	0	990.870	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, Bauleiten, Wegenutzung	140.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
6. Awt- 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. AOM-Vollhaltungswert	0	0	167.079	400.652	424.400	469.407	487.575	476.927	486.405	496.195	506.118
8. Eigentrombedarf, Zählermiete	7.020	20.196	20.600	21.012	21.432	21.861	22.290	22.744	23.199	23.663	24.136
9. Versicherungen	6.769	17.260	17.605	17.959	18.317	18.683	19.057	19.438	19.827	20.223	20.628
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	61.013	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653	111.653
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000	5.000	5.202	5.306	5.412	5.520	5.631	5.740	5.858	5.975	6.095
12. Gewerbesteuer (Hebesatz 350%)	0	17.803	11.307	889	1.213	100.021	132.237	134.934	137.519	140.103	134.407
13. sonstige Betriebskosten	9.200	27.969	34.246	24.932	26.229	26.225	26.245	26.329	27.417	27.995	29.424
Summe Ausgaben	476.727	1.930.969	2.732.440	2.922.089	2.903.530	2.992.291	2.990.484	2.959.070	2.927.510	2.898.970	2.924.931
Breiteplanplanung in EUR											
14. Freier Liquiditätsüberschuss	850.383	1.496.727	595.966	405.637	424.438	335.532	336.911	367.918	396.954	430.002	402.112
15. zzgl. Tilgung	0	990.870	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. Zinsabzugssteuer/ Solidaritätszuschlag	0	3.160	3.869	3.647	3.657	3.180	3.180	3.071	3.000	3.098	3.268
17. zzgl. Gewerbesteuer	0	17.803	11.307	889	1.213	100.021	132.237	134.934	137.519	140.103	134.407
18. abzgl. Abschreibung Draprio u. Bearbeitungskosten	6.000	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061	16.061
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.266.000	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	6.028	7.246	8.024	8.865	9.774	10.796	11.817	12.962	14.197	15.529	16.964
21. abzgl. sonst abzugfähige Anlaskosten	400.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22. Verlust/Gewinn (Vorvor-Steuern)	-4.123.163	1.291.554	1.132.324	970.462	888.123	397.123	1.028.852	1.062.227	1.034.571	1.028.588	1.081.575
23. Gewinn/Verlust in %	-120,7%	32,3%	29,3%	28,3%	26,7%	24,3%	25,7%	26,8%	27,4%	28,2%	27,3%
24. Ausschüttung H0 nach Steuern	0	800.000	800.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	800.000
25. Ausschüttung in %	0,0%	24,0%	24,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	24,0%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	850.383	1.546.110	1.546.076	1.346.719	1.372.148	1.307.691	1.244.532	1.212.511	1.211.465	1.241.467	1.043.473

Jahre 1-10



7

Wirtschaftlichkeitsberechnung (2. Periode)

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	1.828.872	1.828.852	63.780.210
2. Zinsträge (0,05 p.a.)	7.560	7.416	7.650	7.887	7.722	6.960	5.724	4.956	4.654	2.166	157.796
Summe Einnahmen	3.325.334	3.325.190	3.325.424	3.325.661	3.325.496	3.324.734	3.323.498	2.390.197	1.833.526	1.831.018	63.938.006
Ausgaben											
3. Zinsen Darlehen	70.170	54.536	46.835	39.730	46.922	38.959	19.565	3.261	0	0	3.698.503
4. Tilgung Darlehen	1.047.826	247.826	247.826	247.826	247.826	247.826	247.826	173.813	0	0	20.000.000
5. Pacht, Bauleiten, Wegenutzung	160.000	180.000	180.000	180.000	177.500	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	3.457.500
6. Awt- und Anlagenrückbaukosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	490.000	626.000
7. AOM-Vollhaltungswert	510.241	536.566	537.997	547.539	556.798	569.972	581.371	592.999	604.859	616.969	9.528.910
8. Eigentrombedarf, 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	21.880	22.328	22.775	23.230	23.695	24.169	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	179.967	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 (Hebesatz 350%)	137.114	137.445	136.988	135.681	122.917	178.544	263.473	356.800	451.969	550.082	2.259.513
13. sonstige Betriebskosten	29.095	29.677	30.270	30.876	31.493	32.122	32.765	33.421	34.089	34.771	593.290
Summe Ausgaben	2.199.211	1.832.955	1.835.276	1.837.932	1.839.830	1.852.346	1.733.866	1.364.343	1.117.577	1.150.983	44.247.362
Breiteplanplanung in EUR											
14. Freier Liquiditätsüberschuss	1.126.123	1.832.335	1.830.148	1.827.740	1.733.647	1.671.828	1.589.632	1.025.848	714.329	300.333	19.078.048
15. zzgl. Tilgung	1.047.826	247.826	247.826	247.826	247.826	247.826	247.826	173.813	0	0	20.000.000
16. zzgl. Zinsabzugssteuer/ Solidaritätszuschlag	2.520	2.422	2.560	2.622	2.574	2.331	1.908	1.652	1.561	722	51.570
17. zzgl. Gewerbesteuer	137.114	137.445	136.988	135.681	122.917	178.544	263.473	356.800	451.969	550.082	2.259.513
18. abzgl. Abschreibung Draprio u. Bearbeitungskosten	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	490.000	626.000
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	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	11.625.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	18.511	20.176	21.968	23.897	25.971	28.201	30.597	33.172	35.938	38.902	361.062
21. abzgl. sonst abzugfähige Anlaskosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400.000
22. Verlust/Gewinn (Vorvor-Steuern)	-1.124.574	-1.134.053	-1.123.910	-1.124.143	-1.015.157	-1.474.455	-2.363.103	-1.302.774	-771.511	-759.338	-17.530.850
23. Gewinn/Verlust in %	-28,1%	-28,4%	-28,3%	-28,3%	-25,4%	-36,9%	-44,3%	-34,2%	-20,8%	-19,6%	-26,9%
24. Ausschüttung H0 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	870.083	13.678.043
25. Ausschüttung in %	36,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%	20,0%	22,9%	21,4%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	872.802	1.004.936	1.035.864	1.062.838	996.480	868.306	658.188	63.335	577.715	0	0

Jahre 11-20



8

Vor die Prüfung die Berechnung gesetzt

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	249.965
4. Tilgung Darlehen	0
5. Pacht, Baulasten, Miégennutzung	140.000
6. Areal- und Anlagenrückbaukosten	6.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	0
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	7.920
9. Versicherungen	6.769
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung	51.813
11. Steuerberatung und Jahresabschluss	5.000
12. Gewerbeertragsteuer (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. Gewerbeertragsteuer	0
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	8.030
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	5.266.000
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	6.528
21. abzgl. sofort abzugsfähige 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)



9

Gewinnerwartung/Ausschüttung

REZ

	2005	Gesamt
Einnahmen		
1. Stromerlöse (8,9 cent/kWh abzgl. 0,11 cent/kWh)	852	63.788.210
2. Zinserträge (1,0 % p.a.)	166	157.769
Summe Einnahmen	1.018	63.925.979
Ausgaben		
3. Zinsen Darlehen	0	3.698.503
4. Tilgung Darlehen	0	20.000.000
5. Pacht, Baulasten, Miégennutzung	0,000	3.457.500
6. Areal- und Anlagenrückbaukosten	0,000	526.000
7. AOM-Vollwartungsvertrag	956	9.526.919
8. Eigenstrombedarf, Zählermiete	422	499.630
9. Versicherungen	145	426.147
10. Techn. Betriebsführung und Kfm. Geschäftsbesorgung		400.000
11. Steuerberatung und Jahresabschluss		
12. Gewerbeertragsteuer (Hebesatz 350%)		17.991.130
13. sonstige Betriebskosten		
Summe Ausgaben	0	450%
Ergebnisplanung in EUR		19.678.048
14. Freier Liquiditätsüberschuss		492%
15. zzgl. Tilgung		
16. zzgl. Zinsabschlagsteuer/ Solidaritätszuschlag		
17. zzgl. Gewerbeertragsteuer		
18. abzgl. Abschreibung Disagio u. Bearbeitungskosten	0	23.400.000
19. abzgl. Abschreibungen Windenergieanlagen	0,092	0
20. abzgl. Rückstellung Anlagenrückbaukosten	0	400.000
21. abzgl. sofort abzugsfähige Anlaufkosten	0	400.000
22. Verlust(-)/Gewinn(+) KG vor Steuern	230	17.991.130
23. Gewinn/Verlust in %	3,8%	450%
24. Ausschüttung KG nach Steuern	0,048	19.678.048
25. Ausschüttung in %	2,0%	492%
26. Liquiditätsbestand (inkl. Rücklagen)	0	

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



10

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

Parkertrag P50 inkl. 0,3% Sekommanagement:	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



11

- 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



12



Ein genauer Blick!



13

REZ

2.

ABWEICHUNGSANALYSE VON ERLÖSEN UND KOSTEN



14

- 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



15

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.

16

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



17

Produktionsdaten Windenergieanlage (WEA)

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



18

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	143.880,34	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	314.055,00	0,08830
Summe	25.807.240	627.826,40			

19

Abgleich WEA / Abrg. / Lastgang

REZ

	Einspeisemenge Netzbetreiber [in kWh]	Lastgangdaten Netzbetreiber [in kWh]	Differenz Einspeisemenge zu Lastgangdaten [in kWh]	Bruttoerträge (WEA) [in %]	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

20

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, ab 2023 degressiv fallend bis 1h) entfällt die Erstattung Marktprämie (von Netzbetreiber, ggf auch Entschädigung Redispatch)
- 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



21

www.netztransparenz.de

REZ

Netzttransparenz > EEG > Markt > X

← → ↻ 🏠

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

🔖 Lesezeichen

🔍 Lesezeichen durchsuchen

📁 Lesezeichen-Symbolleiste

📄 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.

11:30 07.06.2019

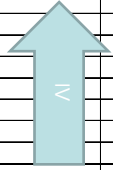
11:29 07.06.2019

22

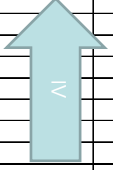
Negative Strompreise

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



23

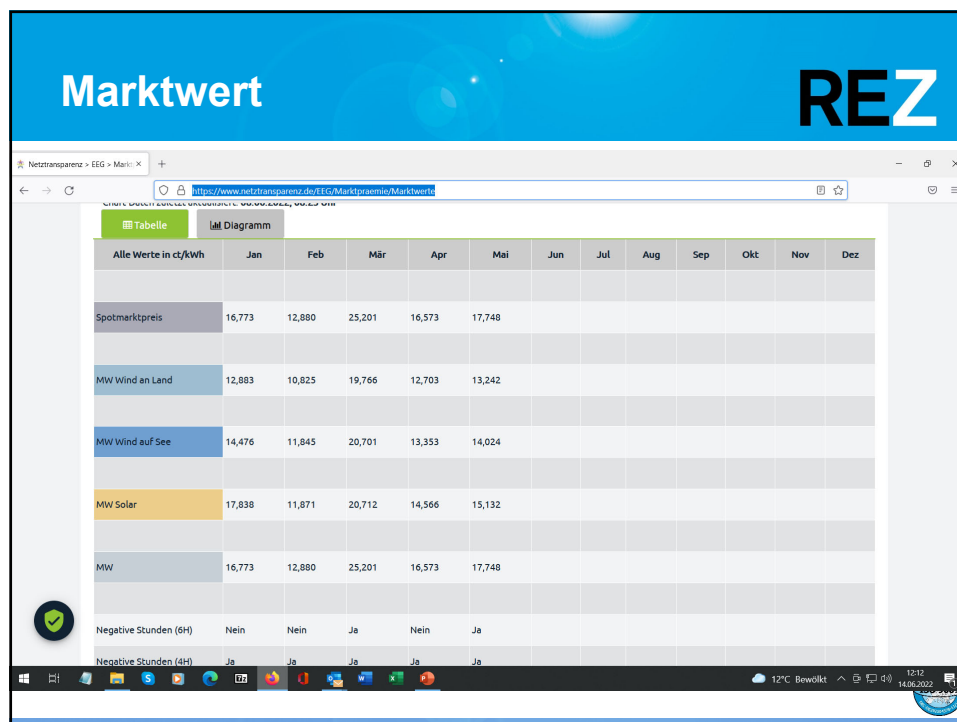
Prüfung Marktwert

REZ

- 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>



24



25

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	
August	99,36	99,18	
September	96,92	95,92	
Oktober	99,96	99,94	
November	97,39	97,93	
Dezember	99,12	98,87	
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/Windpark faktisch lieferbereit ist

Betriebsbereite Zeit und Verfügbarkeit sollten nicht zu stark differieren

26

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



27

Netzsicherheits/ Redispatchmaßnahmen

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 (Sondervereinbarungen 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 ist durch Redispatch ab Oktober 2021 vollkommen neu aufgestellt worden, Direktvermarkter dann i.d.R. als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) – zögerliche Abrechnung, nicht nachvollziehbare Berechnung der Entschädigungshöhe, unklarer workflow, Fristen für Kontrolle zu kurz

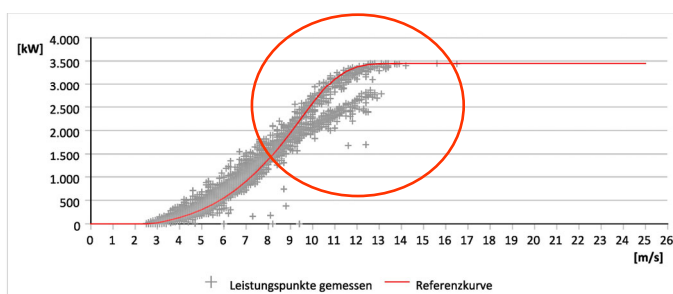


28

- Verluste aufgrund Nachtabstaltungen, 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)



29



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

Also: nachfragen, ggf. Notiz in Stammdatenblatt



30

Abgleich mit dem Windindex

REZ

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 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	



31

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



32

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.

33

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. Netzbetreiber- und Direktvermarkterregelungen, negative Börsenpreise und Stillstände
- Abgleich mit dem Windindex oder mit Leistungskennlinie / Anemometer



34

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)



35

Sondereffekte EEG 2017 / 2021 / 2023

REZ

- EEG 2017/2021/2023 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



36

Abweichungsanalysen von Kosten REZ

- 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



37

REZ



Wenigstens im Modell beständig



38

3.

OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN



39

Optimierungen Erträge

- 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



40

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, ggf Anpassungen über vertragliche Regelungen prüfen
- Integrative Betriebsführung vor Trennung von Leistungen (Leitwarte, Service, kfm BF) zu bevorzugen, Schnittstellenproblematik beachten, Eigenleben der Vertragspartner/Profilierungsdruck



41

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 Darlehen können i.d.R. ohne Vorfälligkeitsentschädigung abgelöst werden und durch zinsgünstigeres Hausbank-Darlehen abgelöst werden.
 - Zinsbindung beachten – Konditionen bei der Hausbank abfragen.



42

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, 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)



43

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 / 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



44

Strombezug

REZ

- 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 CO₂-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



45

Stromsteuer

REZ

- 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 -verbrauchter 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
- Ggf. Arbeitserleichterung durch Hilfsprogramme (etwa node)



46

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 möglich, aber mit Umsicht



47

Versicherungen

REZ

- 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



48

Buchhaltung, Jahresabschluss

REZ

- 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



49

Gewerbsteuer

REZ

- 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



50

- 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



51

- 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



52

Windparkspezifische Rechts- und Beratungskosten berücksichtigen

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



53

4

AUSSCHÜTTUNGSPLANUNG GEGENÜBER STAKEHOLDERN



54

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
- schlechter Monat im Winter (Bspl. Februar 2018) oder mehrere schlechte Jahre (2019 bis 2021) verhaseln das Ergebnis



55

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



56

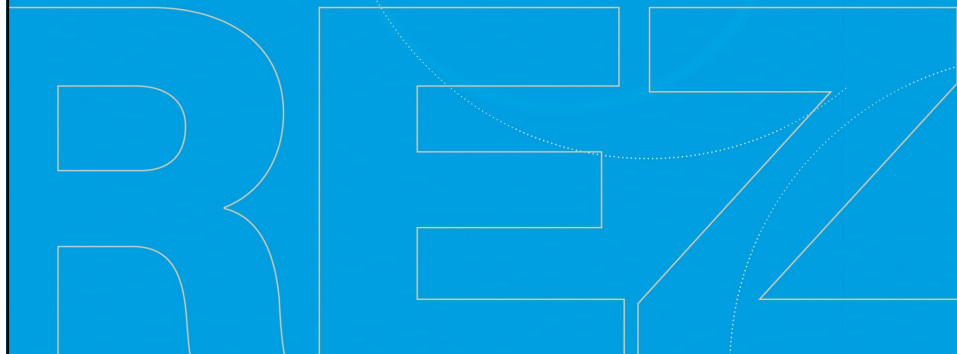
Mit bestem Dank für die Aufmerksamkeit

ENDE DES VIERTEN TEILS



57

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



58

Kontakt

REZ

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
www.rez-windparks.de



Zertifiziert nach ISO9001:2015

59

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
- 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

www.rez-windparks.de



60