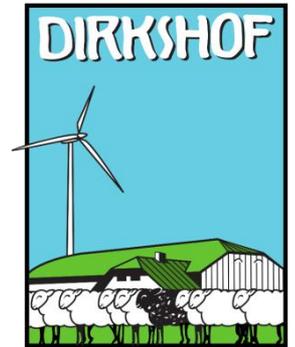
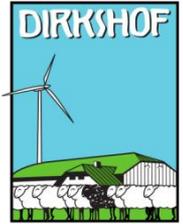


EisMan-Abrechnung bei Windkraftanlagen

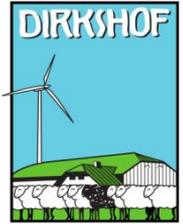
Verfahren, Statistiken, Algorithmen,
Problemstellungen und Lösungswege





Übersicht

- **Vorstellung**
- **Entscheidung für ein Verfahren**
 - Kumulierter Stillstand
 - Pauschal- und Spitzabrechnung
 - Beispielsignale
 - Statistik über gesamtes Jahr
 - Fazit
- **Berechnung des Ertragsausfalls**
 - Pauschale Abrechnung
 - Spitzabrechnung Grundprinzip
 - Spitzabrechnung im Detail
 - Lösungsweg Dirkshof
- **Einfordern des Ertragsausfalls**
 - Kommunikation mit Netzbetreiber
 - Dienstleister



Dirkshof

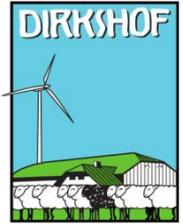
Mit den Wurzeln in der Landwirtschaft projektieren, errichten und betreiben wir seit 1990 erneuerbare Energien.

Hierbei bieten wir neben kaufmännischer Unterstützung, auch technischen Rat durch eigene Ingenieure, Wirtschaftsingenieure und Techniker.

Derzeit werden durch uns ca. 300MW an erneuerbaren Energien betreut. Wobei der Fokus deutlich auf Windkraft liegt:

- 141 Windkraftanlagen
- 4 Umspannwerke
- 3 Solaranlagen
- 2 Biogasanlagen

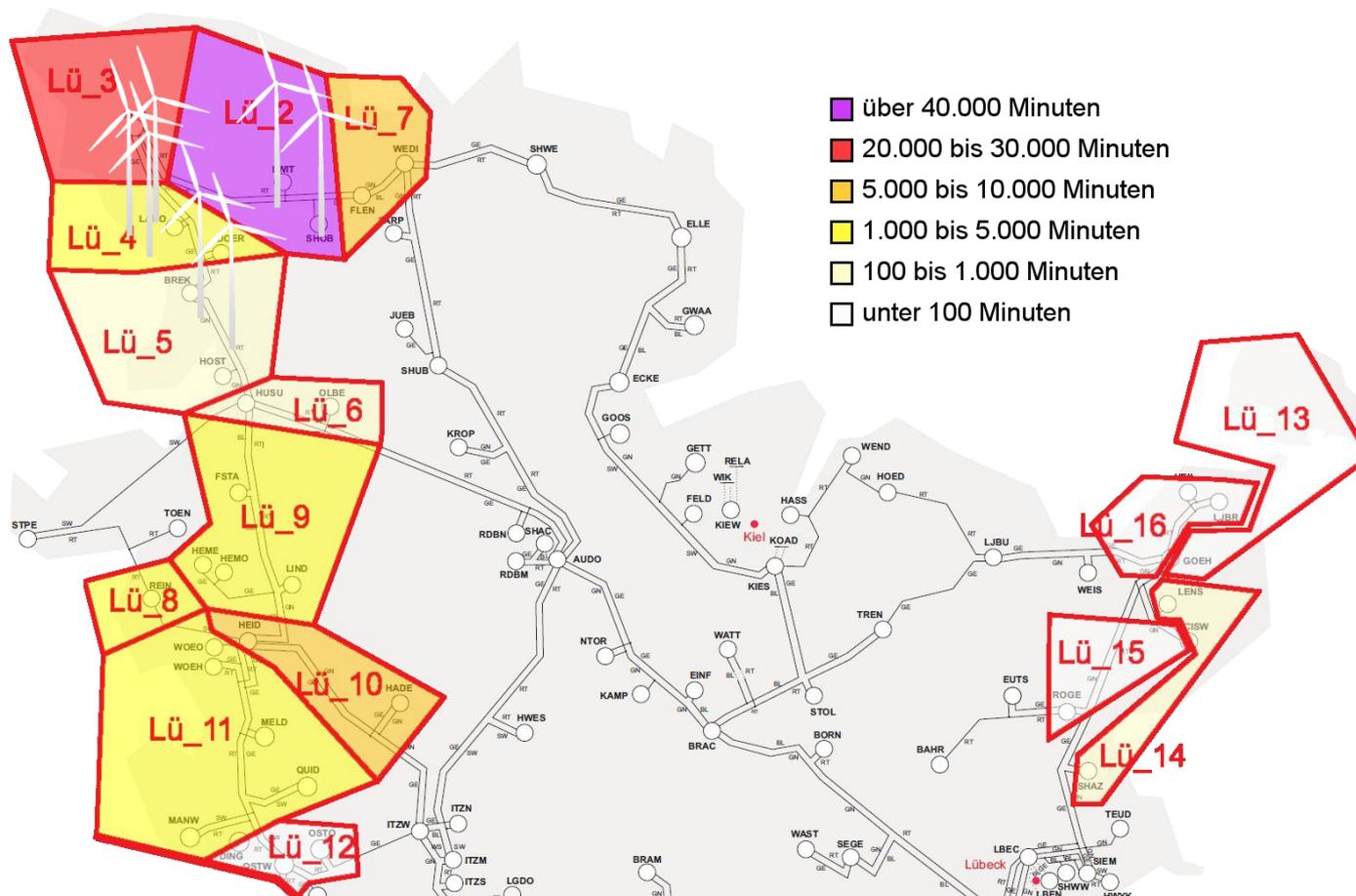




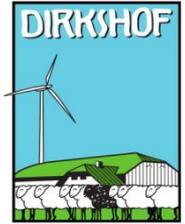
Übersicht

- **Vorstellung**
- **Entscheidung für ein Verfahren**
 - Kumulierter Stillstand
 - Pauschal- und Spitzabrechnung
 - Beispielsignale
 - Statistik über gesamtes Jahr
 - Fazit
- **Berechnung des Ertragsausfalls**
 - Pauschale Abrechnung
 - Spitzabrechnung Grundprinzip
 - Spitzabrechnung im Detail
 - Lösungsweg Dirkshof
- **Einfordern des Ertragsausfalls**
 - Kommunikation mit Netzbetreiber
 - Dienstleister

Kumulierter Stillstand



Zeitraum: 01.01.2011 – 30.06.2011, Abregelungen auf 60% und 30% Leistung zeitlich auf vollen Einspeisestopp umgerechnet.

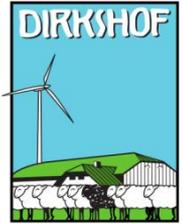


Kumulierter Stillstand

Die Darstellung der kumulierten Stillstandzeiten zeigt deutlich, welche enormen Ertragsausfälle das Einspeisemanagement zur Folge hat und wie unterschiedlich verschiedene Regionen vom Einspeisemanagement betroffen sind.

Es wurden Einspeisemanagement-Einsätze von E.ON Netz und TenneT kumuliert. Einsätze durch das Netzsicherheitsmanagement z.B. im UW Breklum von E.ON Hanse erhöhen die Stillstandzeit zusätzlich.

Aus der kumulierten Stillstandszeit kann keine Präferenz für ein bestimmtes Verfahren abgeleitet werden, da hierfür der Einsatzbeginn entscheidender ist als die Dauer des Einsatzes.



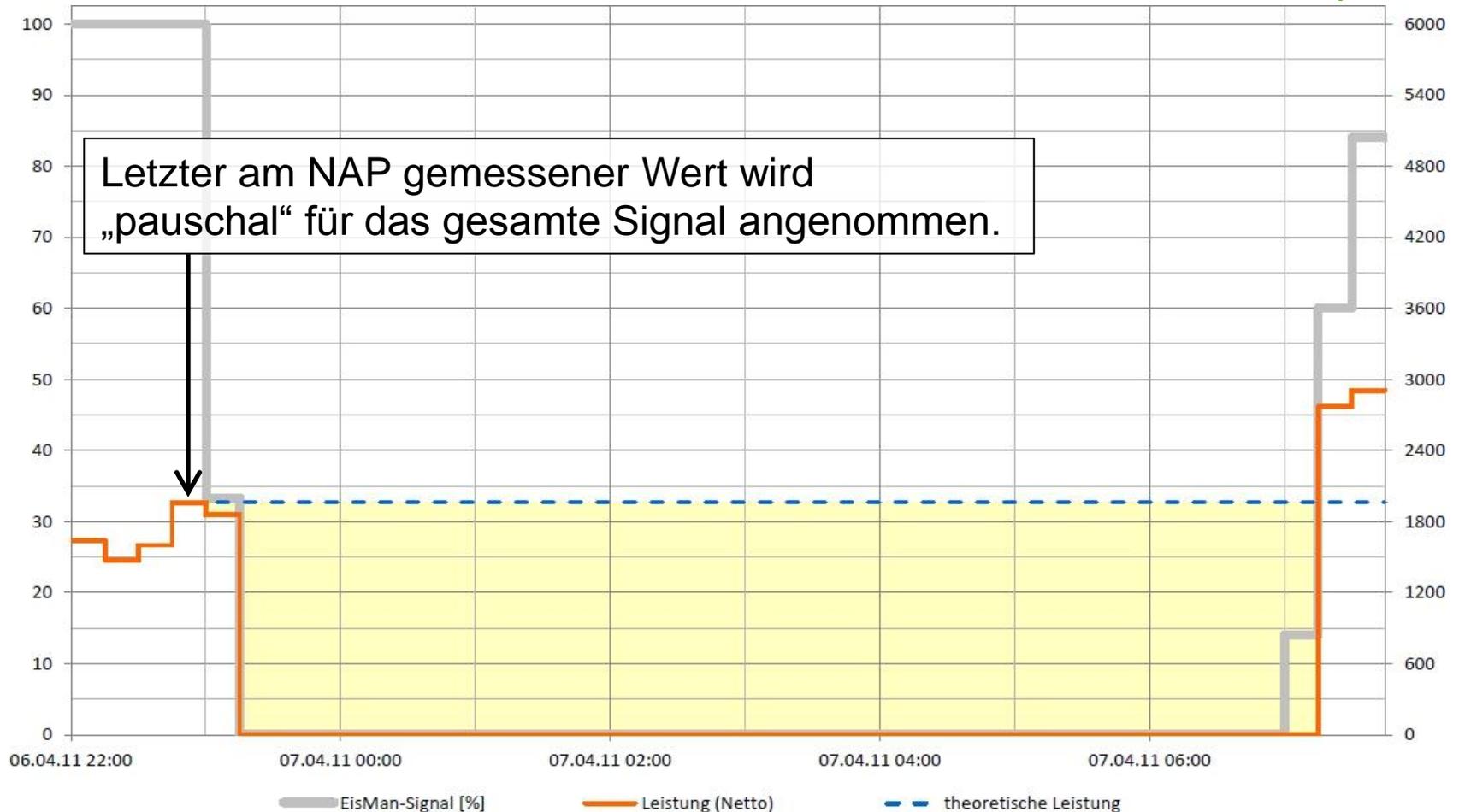
Die Abrechnungsverfahren

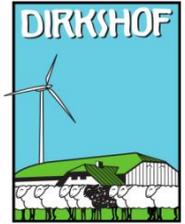
Gem. dem [Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Version 1.0 \(Stand: 29.03.2011\)](#) sieht die Bundesnetzagentur für die Ermittlung der Ausfallarbeit von WEA zwei Verfahren als sachgerecht an:

- ein **„pauschales Verfahren“** mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt
- oder alternativ ein **„Spitzabrechnungsverfahren“** bei dem mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt

Quelle: LF BNetzA Kap. 2.1.1 Abs. 4

Verfahren (Pauschal)



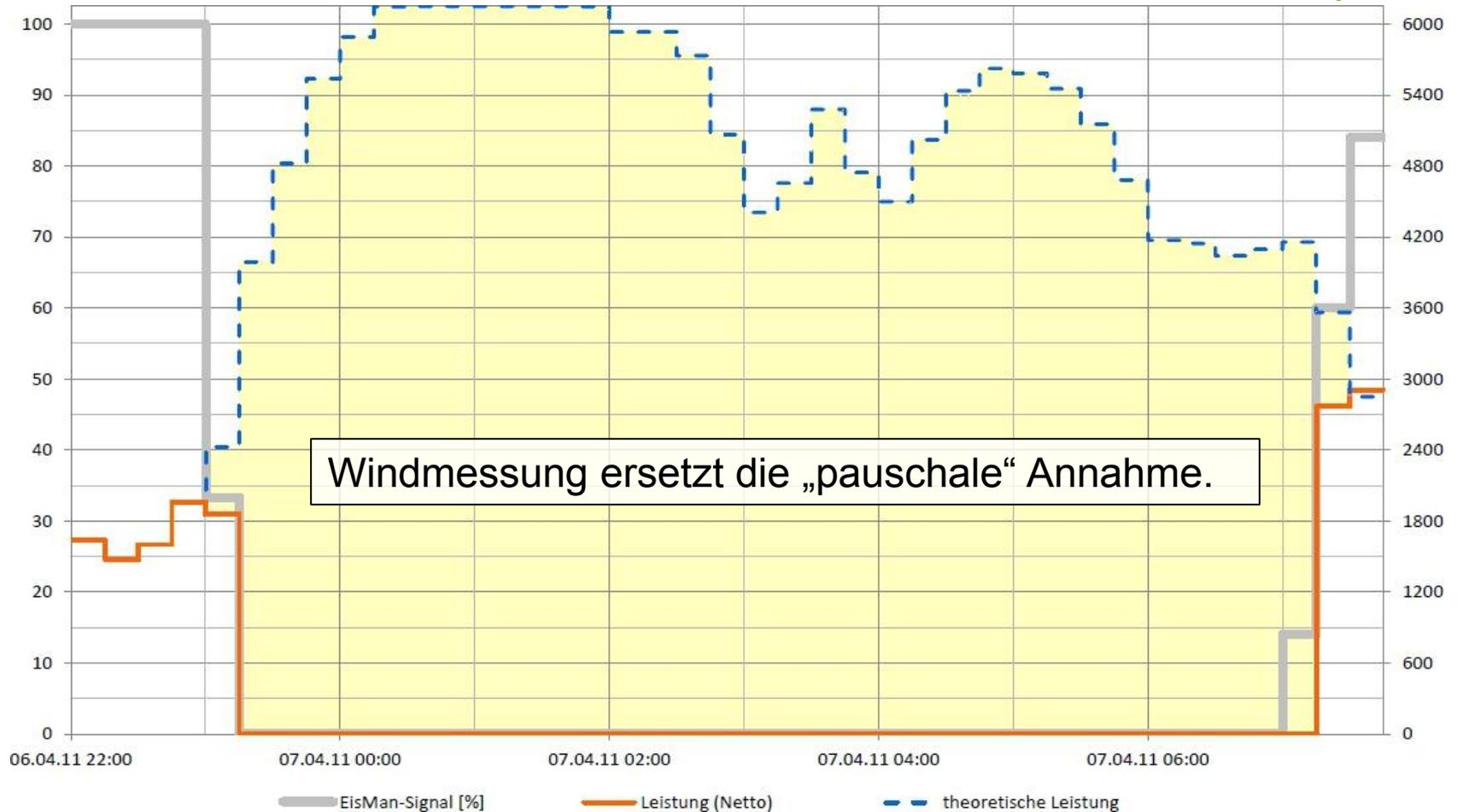


Verfahren (Pauschal)

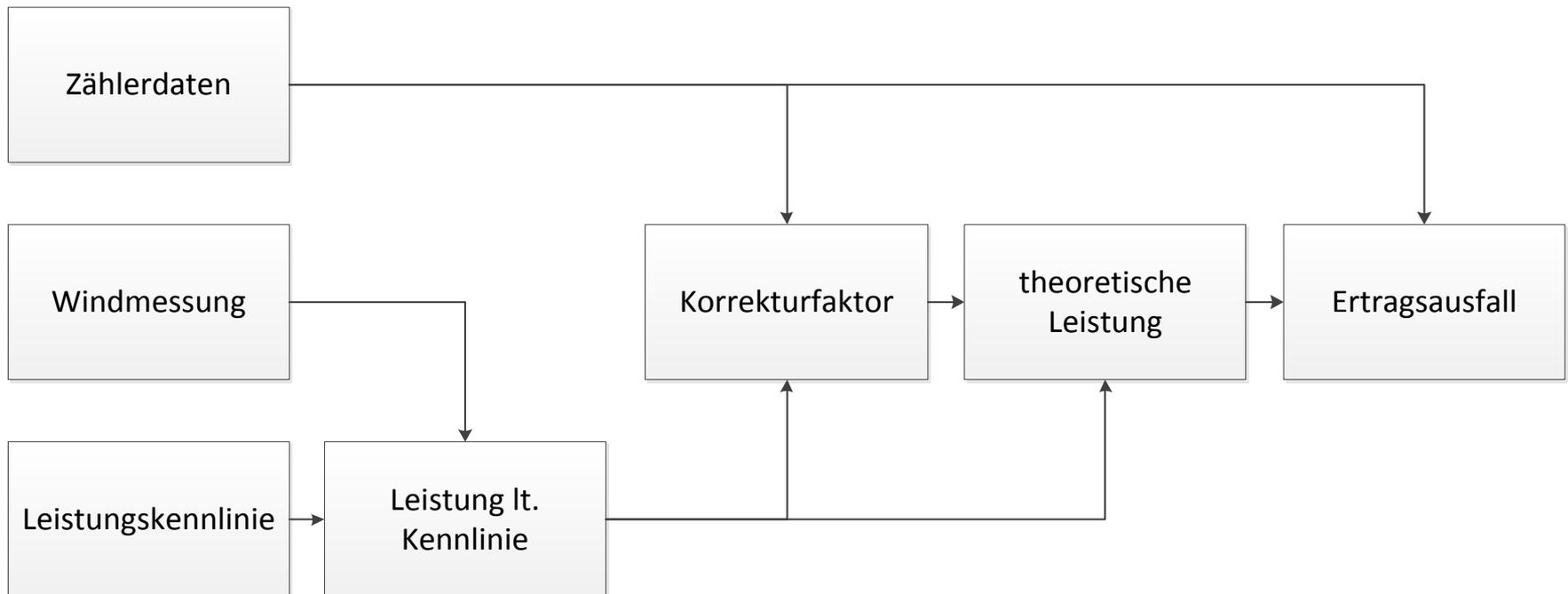
$$W_A = \sum_{i=1}^n \max\left((P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})), 0\right) * 0,25 \text{ h}$$

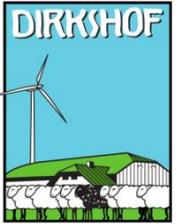
W_A	Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement
$P_{i,ist}$	tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement je Viertelstunde
P_{red}	vorgegebener reduzierter Leistungswert während EEG-Einspeisemanagement
h	Stunde
n	Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement
i	Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement

Verfahren (Spitz)

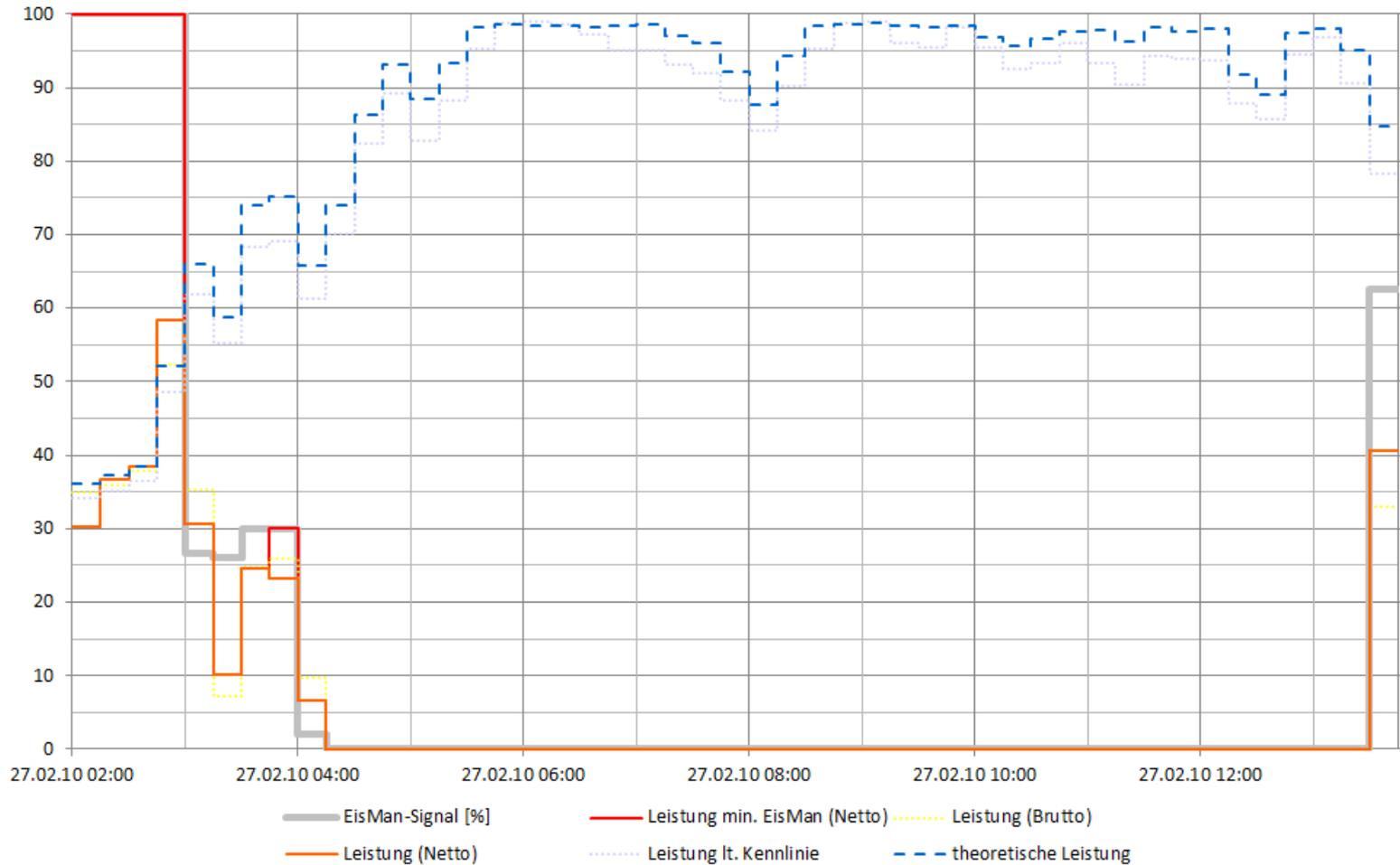


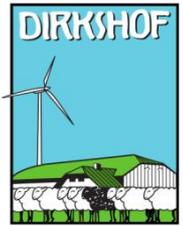
Verfahren (Spitz)



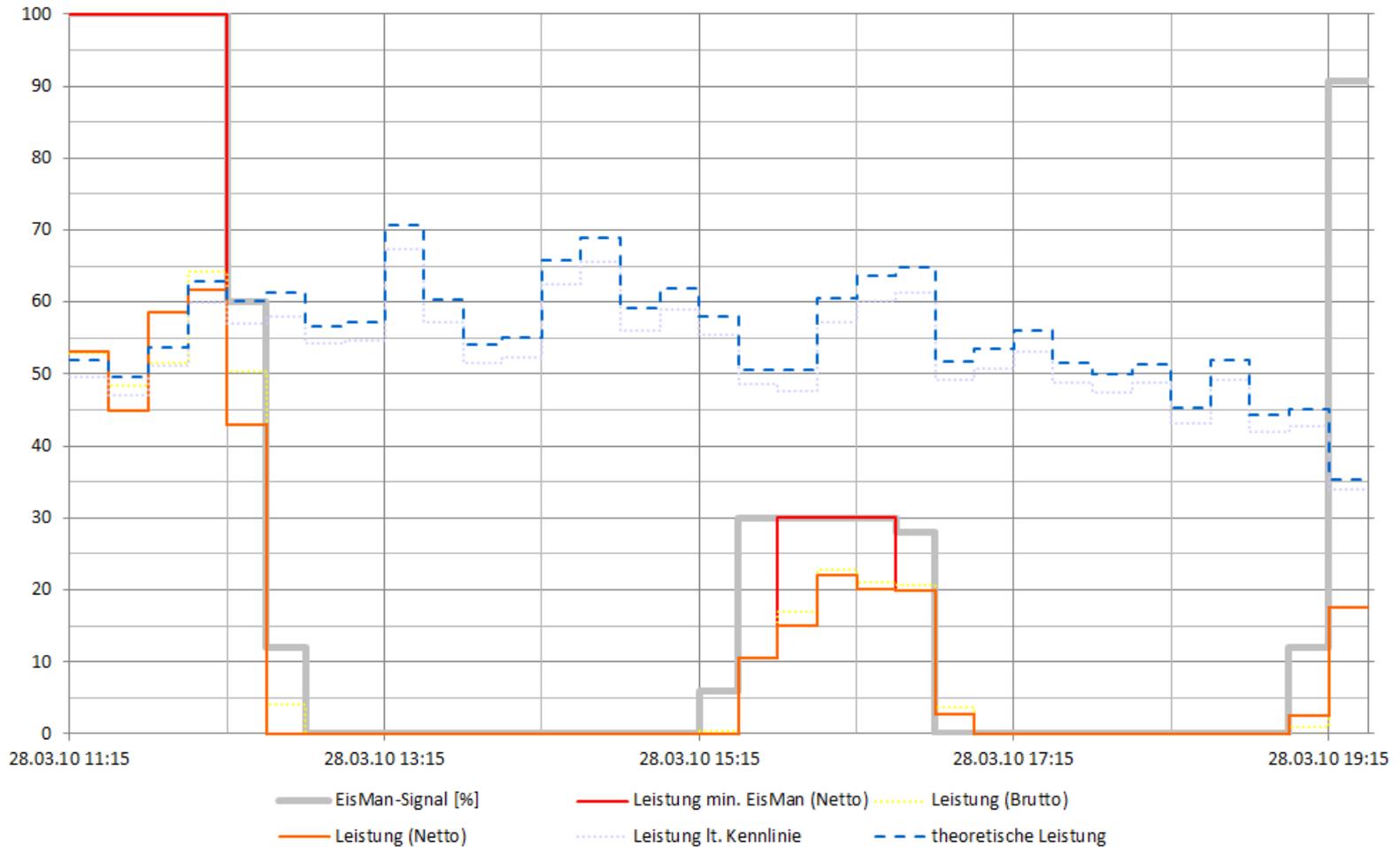


Signalverlauf – 4/2010





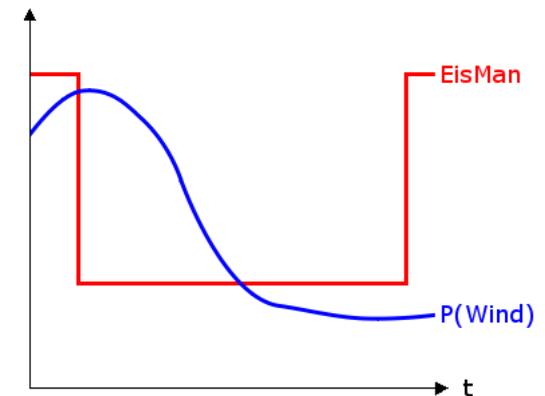
Signalverlauf – 15/2010



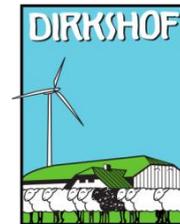
Vermutung

Betrachtet man beide Verfahren, wird sehr schnell deutlich, dass es sich bei der Spitzabrechnung um das genauere Verfahren handelt.

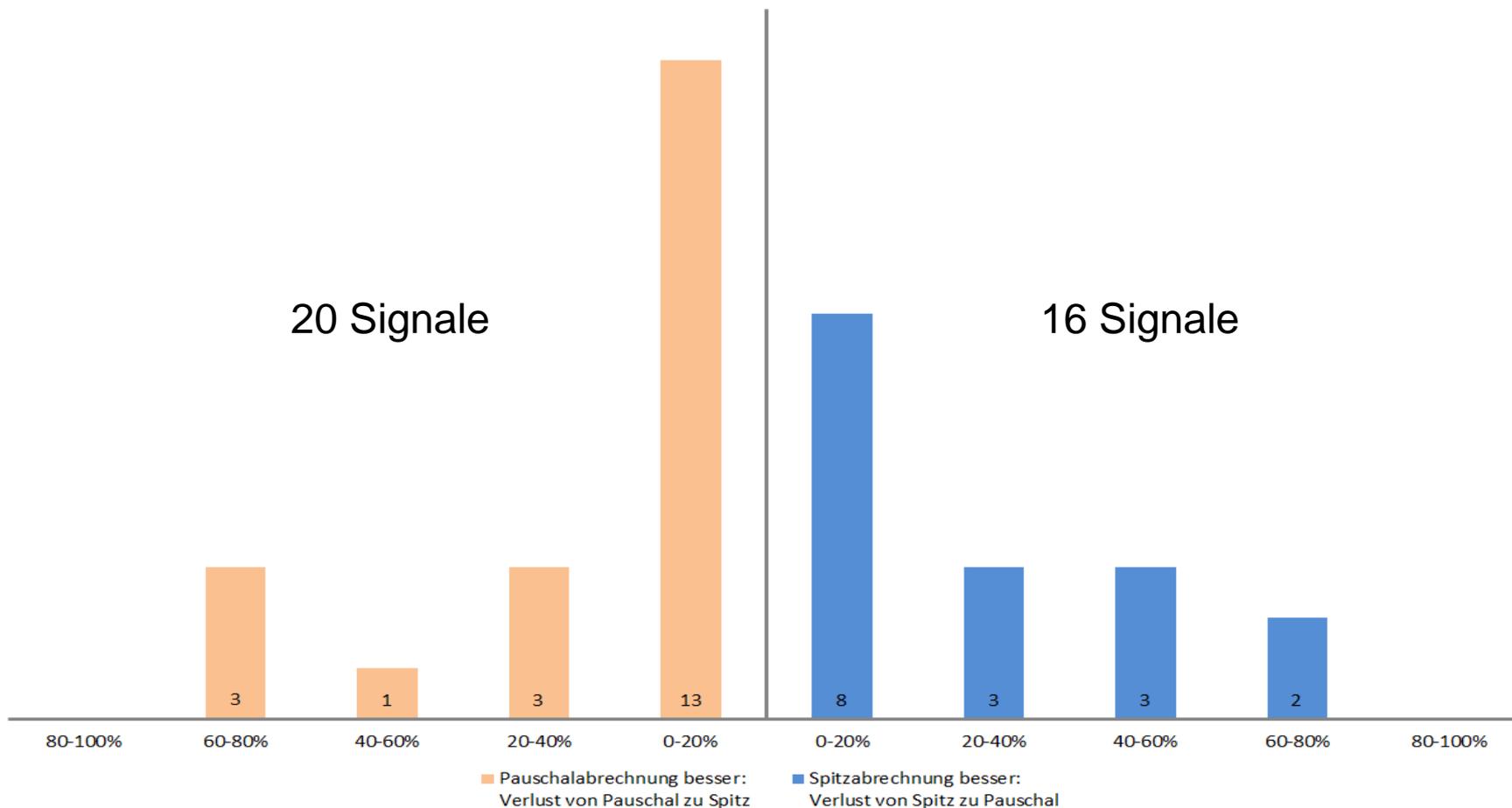
Dennoch könnte die pauschale Abrechnung finanziell für einige Betreiber lukrativer sein. Da, sollte erst bei Voll-Last abgeschaltet werden, auch bei abflauendem Wind für das gesamte Signal von Voll-Last ausgegangen werden kann.

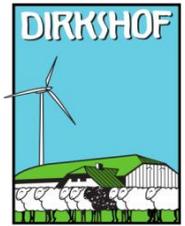


Im Folgenden werden daher beide Verfahren auf alle Signale aus dem Jahr 2010 bei einem Park angewandt, der verhältnismäßig spät geschaltet wird (Lü_4). Die ausschließlich modernen Anlagen, welche früh Nennleistung produzieren, sowie der sehr gute Windstandort begünstigen den erhofften Effekt zusätzlich.



Langenhorn 2010 - 36 Signale





Langenhorn 2010 - 36 Signale

Die pauschale Abrechnung führt zwar in 20 von 36 Fällen zu einem für den Betreiber besseren Ergebnis, jedoch muss gem. des Leitfadens der BNetzA eine Festlegung auf ein Verfahren je Kalenderjahr erfolgen.

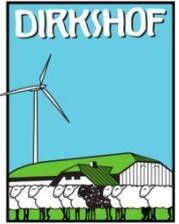
Die vollständige Berechnung nach beiden Verfahren führt unter der Annahme:

$$\textit{Pauschalabrechnung} = 100\%$$

für den entsprechenden Windpark zu folgendem Ergebnis:

$$\textit{Spitzabrechnung} = 104,1\%$$

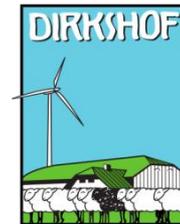
Die **Spitzabrechnung** führt trotz des geringen Anteils von 16 höheren Einzelabrechnungen zu einem **um 4,1% höheren Ergebnis**. Grund hierfür ist, dass langandauernde Signale im Schnitt „früher“ beginnen, und so besonders bei Signalen mit hohem Ertragsausfall ein besseres Ergebnis erzielt wird.



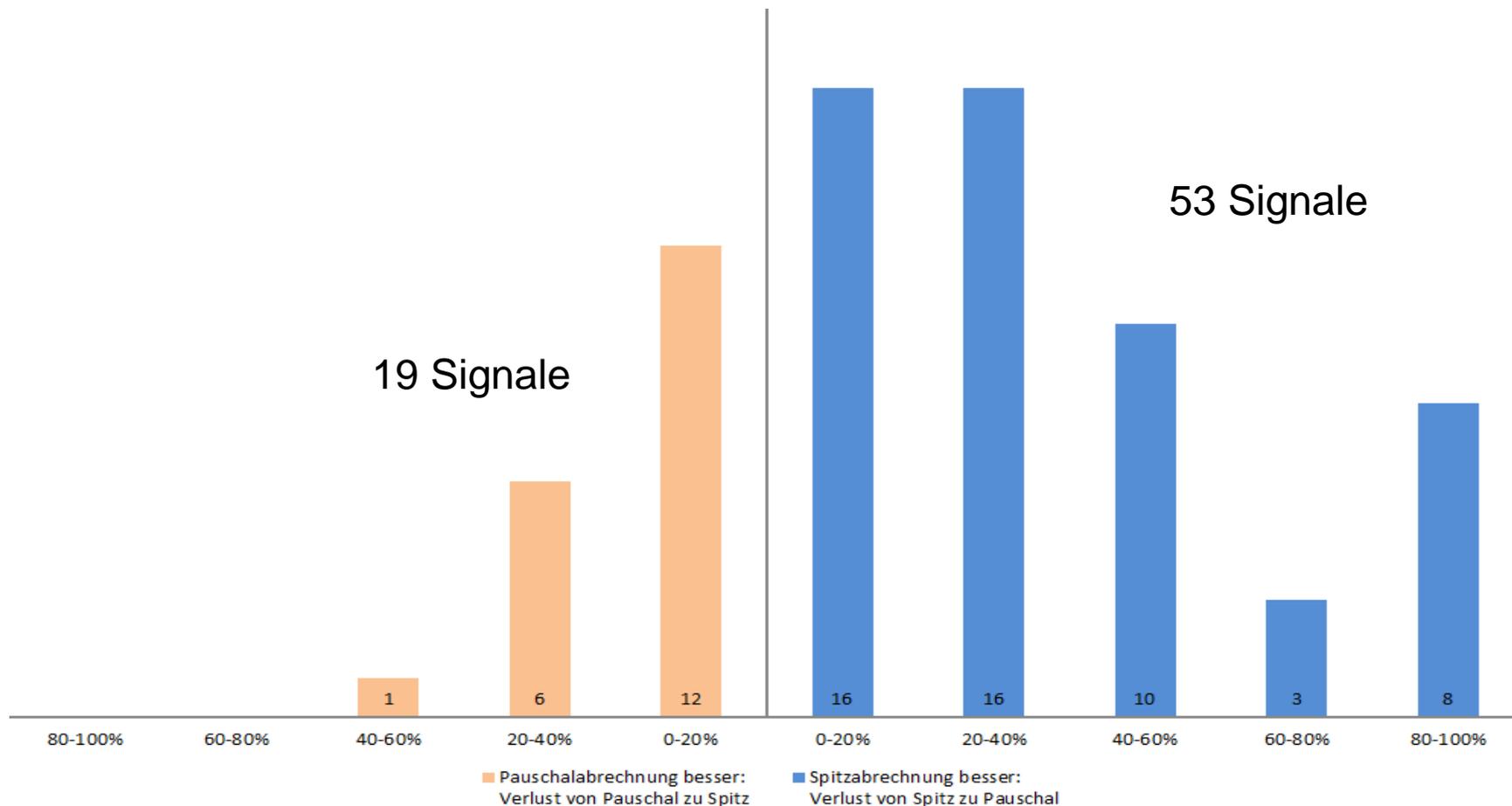
Vermutung

Da selbst unter guten Voraussetzungen für das pauschale Verfahren (moderne Anlagen, guter Standort, spät geschaltete Region) die Spitzabrechnung das für den Betreiber bessere Ergebnis geliefert hat, lässt dies unter anderen Voraussetzungen ein erheblich besseres Ergebnis vermuten.

Im Folgenden wird ein Park aus 1xV47, 2xV66 und 1xV80 in der Region Lü_2 untersucht.



Lindewitt 2010 - 72 Signale





Lindewitt 2010 - 72 Signale

Bei dem betrachteten Windpark führt in 53 von 72 Fällen die Spitzabrechnung zu einem für den Betreiber besserem Ergebnis.

Gem. des Leitfadens der BNetzA muss sich auf ein Verfahren je Kalenderjahr festgelegt werden.

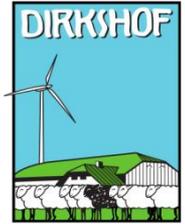
Die vollständige Berechnung nach beiden Verfahren führt unter der Annahme:

$$\textit{Pauschalabrechnung} = 100\%$$

für den entsprechenden Windpark zu folgendem Ergebnis:

$$\textit{Spitzabrechnung} = 152,9\%$$

Fazit zur Entscheidung für ein Verfahren

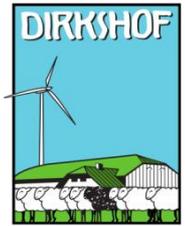


Die Spitzabrechnung ist nicht nur das genauere Verfahren, sondern sie führt im Regelfall auch zu dem für den Betreiber besseren Ergebnis.

Die in dieser Präsentation gezeigten Extremfälle zeigen einen von 4,1% bis 52,9% höheren Entschädigungsbetrag.

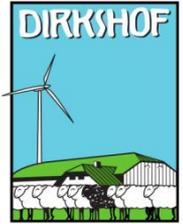
* In den hier untersuchten Regionen besteht ein direkter Zusammenhang zwischen dem Wind und dem EisMan-Signal. Sollte dieses in anderen Regionen Deutschlands nicht der Fall sein, kann die pauschale Abrechnung eine Alternative darstellen.

** Die Spitzabrechnung basiert auf Daten die bereits vom Anlagenhersteller in unterschiedlicher Qualität geliefert werden. Hier besteht viel Potenzial durch ungenaue Berechnung einen zu geringen Ertragsausfall zu ermitteln. (Details in dem nachfolgenden Kapitel)



Übersicht

- **Vorstellung**
- **Entscheidung für ein Verfahren**
 - Kumulierter Stillstand
 - Pauschal- und Spitzabrechnung
 - Beispielsignale
 - Statistik über gesamtes Jahr
 - Fazit
- **Berechnung des Ertragsausfalls**
 - Pauschale Abrechnung
 - Spitzabrechnung Grundprinzip
 - Spitzabrechnung im Detail
 - Lösungsweg Dirkshof
- **Einfordern des Ertragsausfalls**
 - Kommunikation mit Netzbetreiber
 - Dienstleister

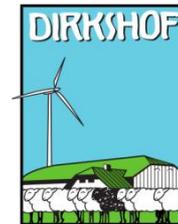


Pauschale Abrechnung

Da die pauschale Abrechnung nur in wenigen Fällen sinnvoll ist (siehe vorhergehendes Kapitel), wird im Folgenden der Ablauf an nur einem Beispiel verdeutlicht.

Das Beispiel wird mit Hilfe einer von E.ON Netz zum Download bereitgestellten Vorlage berechnet. Da die Berechnung auf dem Leitfaden der BNetzA basiert, kann diese Vorlage natürlich grundsätzlich auch für Abrechnungen mit anderen Netzbetreibern herangezogen werden.

Zu der Vorlage gibt es ebenfalls von E.ON Netz einen sehr ausführlichen Leitfaden sowie einen Leitfaden zu möglichen Fehlermeldungen. Die Links zu beiden Dokumenten und zur Vorlage folgen nach dem Beispiel.



Pauschale Abrechnung

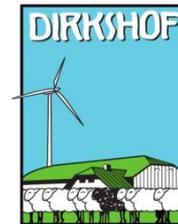
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

Muster

1 Angaben zur Geltendmachung eines Entschädigungsanspruches nach § 12 EEG (Härtefallregelung)
2 aufgrund einer Maßnahme nach § 11 EEG (Einspeisemanagement-EisMan)
3
4
5 Art: Windenergie nach §§ 29, 30 EEG
6
7 Bitte rücksenden an = vom Kunden auszufüllen
8 E.ON Netz GmbH
9 NE-ZB-PRB
10 Luitpoldstraße 51
11 96052 Bamberg
12
13 07.09.2011
14
15
16 **Netzbetreiber:** Muster
17 **EisMan-Bericht-Nr.:** 1 laut Internetveröffentlichung der E.ON Netz GmbH
18 **Region:** 1 laut Internetveröffentlichung der E.ON Netz GmbH
19 **Abrechnungsblatt-Nr.:** Nr fortlaufende Nummer
20
21 **1. Anlagenbetreiber**
22 Name / Firma: Muster
23 Straße/Hausnummer: Muster Nr. Tel. Fax Nr.
24 Plz/Ort: Nr / Muster
25 E-Mail: Muster
26
27 **2. Anlagenanschrift**
28 Flurstück: Muster Gemarkung: Muster
29 Plz/Ort: Nr / Muster Straße/Hausnummer: Muster / Nr
30 110-KV-Umspannwerk: Muster Spannungsebene der Übergabestelle: Muster
31 (Umspannwerk, an dem die Anlage direkt oder indirekt angeschlossen ist) Zählpunktbez.: Nr
32
33 **3. Bankverbindung**
34 Kontonummer: Nr Bankleitzahl: xxx
35 Kreditinstitut: Muster Kontoinhaber: xxx
36
37 **4. Anlagen**
38 **4.1 Pflichtanlagen**
39 - Kopie der Gutschrift des Netzbetreibers bzw. Rechnung des Anlagenbetreibers über die eingespeiste Energiemenge des
40 letzten Abrechnungsmonats mit Angabe der Vergütungskategorie und des Vergütungssatzes
41 - auf Anforderung: Leistungsmittelwerte (elektrisch) der abrechnungsrelevanten Zählleinrichtung der Anlage(n) vor, während und
42 nach dem EisMan
43
44 **4.2 Optionale Anlagen**
45 - bei Direktvermarktung nach § 17 EEG: Nachweis Direktvermarktung und Nachweis über den tatsächlich erhaltenen Preis aus
46 Direktvermarktung
47 - Ersparte Aufwendungen, wenn diese größer als 5 % des Entschädigungsbetrages der Ausfallarbeit sind
48
49 Voraussetzung für den Entschädigungsanspruch ist, dass dem Anlagenbetreiber ein finanzieller Nachteil entstanden ist. Aufgrund der
50 nachweislich erfolgten Regelung der Anlage infolge eines Engpasses im Netz der E.ON Netz GmbH muss der Anlagenbetreiber weniger
51 Energie eingespeist haben, als ohne diese Regelung möglich gewesen wäre. Grundlage sind die §§ 11 und 12 EEG.
52
53 Die E.ON Netz GmbH ermittelt auf Basis ihrer Angaben und der veröffentlichten Richtlinie zur Umsetzung der Härtefallregelung nach § 12 EEG

Seite 1

Allgemeine Informationen nach bestem Wissen und Gewissen ausfüllen.



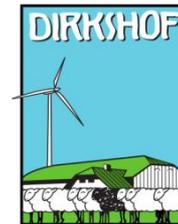
Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																		
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																		
3	Region	1																		
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																		
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																		
9	Gesamtleistung P_{Nenn}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
10	betriebene Gesamtleistung P_{betriebe}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
18	Regelfaktor k_{Reg}		Daten aus "Istwerte" übernehmen!																	
19	Korrekturfaktor k_{K}		(Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")																	
20	Ausfallarbeit W_{A}		Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte"																	
21			Berechnung starten!																	
24	Eingangdaten aus EisMan-Bericht																			
26	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe (min)																	
27																				
28																				
29																				
30																				
31																				
32																				
33																				
34																				
35																				
36																				
37																				
38																				
39																				
40																				
41																				
42																				
43																				
44																				
45																				
46																				
47																				
48																				
49																				
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennummer	Nennleistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenzwert Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbeit W_{A} in kWh	Vergütungskategorie	Vergütungssatz in €/kWh	Entschädigungsbetrag in €										
51																				
52																				
53																				
54																				
55																				
56																				
57																				
58																				
59																				

Summe der Nennleistungen aller Anlagen am Zählpunkt eintragen.



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefal_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011	
2	EisMan-Bericht-Nr.	1	
3	Region	1	
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr	
5	Zählpunktbezeichnung	Nr	
9	Gesamtleistung $P_{\text{max}}_{\text{gesamt}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen
10	betrieblene Gesamtleistung $P_{\text{max}}_{\text{betrieblene}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen
18	Regelfaktor k_{Reg}		
20	Korrekturfaktor k_{k}		
21	Ausfallarbeit W_{a}	[kWh]	

(Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")

Daten aus "Istwerte" übernehmen!

Berechnung starten!

Eingangsdaten aus EisMan-Bericht

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0 %)	Zeitraum der Stufe (min)
20.02.2010 03:35	60	
20.02.2010 04:30	30	
20.02.2010 04:36	0	
20.02.2010 05:08	30	
20.02.2010 06:14		
20.02.2010 13:25	100	

Seite 1

Anlagenkennzeichen der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennummer	Nennleistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenzenergieertrag Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbeit W_{a} in kWh	Vergütungskategorie	Vergütungssatz in €/kWh	Entschädigungsbetrag in €
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									

Schaltzeiten und Stufenhöhe vom Einsatzbericht übernehmen.

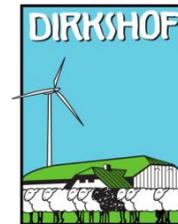
e-on Netz

Einsatzbericht Einspeisemanagement

Datum: 20.02.2010

Netzbereich: Lübeck
Einsatz-Nr.: 3
Region: Lü_2 Nordfriesland - Schobüll/Lindewitt
Lü_3 Nordfriesland - Niebüll
Region: Lü_3 Nordfriesland - Niebüll
Beginn des Aufrufs: 20.02.10 03:35
Ende des Aufrufs: 20.02.10 13:25
Ursache: Engpassverletzung auf 110-kV-Stromkreis
Flensburg - Niebüll rot/Schobüll/Lindewitt

Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Region	Stufe (%)	Zeildauer (min)	Dauer (min)
20.02.2010 03:35	Lü_2	60	55	
20.02.2010 04:30	Lü_2	30	6	
20.02.2010 04:36	Lü_2	0	32	
20.02.2010 05:08	Lü_2	30	66	
20.02.2010 06:14	Lü_2	0	431	
20.02.2010 13:25	Lü_2	100		590
20.02.2010 06:31	Lü_3	60	46	
20.02.2010 07:17	Lü_3	0	45	
20.02.2010 08:02	Lü_3	30	184	
20.02.2010 11:06	Lü_3	0	115	
20.02.2010 13:01	Lü_3	30	11	
20.02.2010 13:12	Lü_3	60	8	
20.02.2010 13:20	Lü_3	100		409



Pauschale Abrechnung

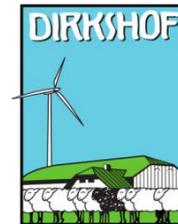
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																
3	Region	1																
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																
9	Gesamtleistung P_{Nennops}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen															
10																		
11	betriebene Gesamtleistung P_{betriebe}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen															
12																		
18	Regelfaktor k_{Reg}																	
19																		
20	Korrekturfaktor k_{K}		Daten aus "Istwerte" übernehmen!															
21	Ausfallarbeit W_{A}	[kWh]	(Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")															
			Berechnung starten!															
Eingangdaten aus EisMan-Bericht																		
24																		
	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %)	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0 %)	Zeitraum der Stufe (min)															
	Ende der Stufe (100 %)																	
	Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	[%]																
26	20.02.2010 03:35	60																
27	20.02.2010 04:30	30																
28	20.02.2010 04:30	0																
29	20.02.2010 04:36	0																
30	20.02.2010 05:08	30																
31	20.02.2010 06:14	0																
32	20.02.2010 13:25	100																
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		
38																		
39																		
40																		
41																		
42																		
43																		
44																		
45																		
46																		
47																		
48																		
49																		
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennummer	Nennleistung der Anlage P_{N}	Referenzwert W_{ref} EEG	Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbeit W_{A}	Vergütungskategorie	Vergütungssatz	Entschädigungsbetrag								
51				in kW	in kWh		in kWh		in €/kWh	in €								
52	E20793019000000000000002234000002	V66																
53	E20793019000000000000002234000001	V66																
54	E20793019000000000000002234000003	V47																
55	E20793019000000000000002234000004	V80																
56																		
57																		
58																		
59																		

Seite 1

Anlagen-Typ je WEA eintragen.



Pauschale Abrechnung

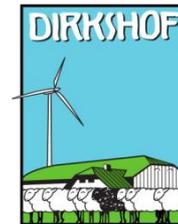
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																		
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																		
3	Region	1																		
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																		
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																		
9	Gesamtleistung P_{Nenngr}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
10																				
11	betriebl. Gesamtleistung P_{betriebl}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen																	
12																				
18	Regelfaktor k_{Reg}																			
19																				
20	Korrekturfaktor k_{K}		Daten aus "Istwerte" übernehmen!																	
21	Ausfallarbeit W_{A}	[kWh]	Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte"																	
			Berechnung starten!																	
24	Eingangdaten aus EisMan-Bericht																			
	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0 %) [%]	Zeitraum der Stufe (min)																	
26	20.02.2010 03:35	60																		
27	20.02.2010 04:30	30																		
28	20.02.2010 04:30	30																		
29	20.02.2010 04:36	0																		
30	20.02.2010 05:08	30																		
31	20.02.2010 06:14	0																		
32	20.02.2010 13:25	100																		
33																				
34																				
35																				
36																				
37																				
38																				
39																				
40																				
41																				
42																				
43																				
44																				
45																				
46																				
47																				
48																				
49																				
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennum- mer	Nenn- leistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenz- trag lt. § 19 Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb ($\text{in} = 1$, $\text{out} = 0$)	Ausfallarbeit W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergü- tungssatz in €/kWh	Entschädi- gungsbetra- g in €										
51	E207930190000000000000022340000	V66	12845																	
52	E207930190000000000000022340000	V66	16862																	
53	E207930190000000000000022340000	V47	16267																	
54	E207930190000000000000022340000	V80	18164																	
55																				
56																				
57																				
58																				
59																				

Seite 1

Seriennummer je WEA eintragen.



Pauschale Abrechnung

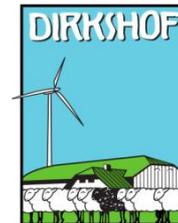
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																		
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																		
3	Region	1																		
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																		
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																		
9	Gesamtleistung $P_{\text{max,ops}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
10																				
11	betriebene Gesamtleistung $P_{\text{max,dev}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen																	
12																				
18	Regelfaktor k_{ref}																			
19																				
20	Korrekturfaktor k_e		Daten aus "Istwerte" übernehmen!																	
21	Ausfallarbeit W_a	[kWh]	Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte"																	
			Berechnung starten!																	
Eingangdaten aus EisMan-Bericht																				
24	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %)	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0 %)	Zeitraum der Stufe (min)																	
	Ende der Stufe (100 %)																			
	Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	[%]																		
26	20.02.2010 03:35	60																		
27	20.02.2010 04:30	30																		
28	20.02.2010 04:30	0																		
29	20.02.2010 04:36	0																		
30	20.02.2010 05:08	30																		
31	20.02.2010 06:14	0																		
32	20.02.2010 13:25	100																		
33																				
34																				
35																				
36																				
37																				
38																				
39																				
40																				
41																				
42																				
43																				
44																				
45																				
46																				
47																				
48																				
49																				
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennummer	Nennleistung der Anlage P_{Nenn}	Referenzertrag lt. § 19 Abs. 3 EEG	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbeit W_a	Vergütungskategorie	Vergütungssatz	Entschädigungsbetrag										
51				in kW	in kWh		in kWh		in €/kWh	in €										
52	E207930190000000000000022340000	V66	12845	1.850	2.943.002															
53	E207930190000000000000022340000	V66	16862	1.850	3.286.352															
54	E207930190000000000000022340000	V47	16267	660	1.464.308															
55	E207930190000000000000022340000	V80	18164	2.000	4.390.979															
56																				
57																				
58																				
59																				

Seite 1

Referenzertrag je WEA eintragen.



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

M53 0,09

1 Datum 07.09.2011
 2 EisMan-Bericht-Nr. 1
 3 Region 1
 4 Abrechnungsblatt-Nr. Nr
 5 Zählpunktbezeichnung Nr

9 Gesamtleistung $P_{\text{max,ops}}$ 5960,00 [kW] Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen
 10
 11 betriebene Gesamtleistung $P_{\text{max,bet}}$ 5960,00 [kW] Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18 Regelfaktor k_{Reg}
 19
 20 Korrekturfaktor k_{K} [kWh] Daten aus "Istwerte" bernehmen!
 21 Ausfallarbeit W_{A} [kWh] (Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")

Berechnung starten!

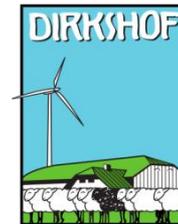
Eingangsdaten aus EisMan-Bericht

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe (min)
20.02.2010 03:35	60	
20.02.2010 04:30	30	
20.02.2010 04:36	0	
20.02.2010 05:08	30	
20.02.2010 06:14	0	
20.02.2010 13:25	100	

Anlagenschssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennum- mer	Nenn- leistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenz- trag lt. § 19 Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbei- t W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergütungs- satz in €/kWh	entschädi- gungsbetra- g in €
E207930190000000000000022340000 02	V66	12845	1.650	2.943.002	1				
E207930190000000000000022340000 01	V66	16862	1.650	3.286.352	1				
E207930190000000000000022340000 03	V47	16267	660	1.464.308	1				
E207930190000000000000022340000 04	V80	18164	2.000	4.390.979	1				

Seite 1

Eintragen welche Anlagen während des Signals in Betrieb waren (Falls alle, überall „1“ eintragen).



Pauschale Abrechnung

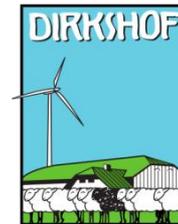
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																	
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																	
3	Region	1																	
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																	
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																	
9	Gesamtleistung $P_{\text{max}}_{\text{gesamt}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																
10																			
11	betriebl. Gesamtleistung $P_{\text{betriebl.}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen																
12																			
18	Regelfaktor k_{Reg}																		
19																			
20	Korrekturfaktor k_{K}		Daten aus "Istwerte" übernehmen!																
21	Ausfallarbeit W_{A}	[kWh]	Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte"																
			Berechnung starten!																
24	Eingangdaten aus EisMan-Bericht																		
	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe (min)																
26	20.02.2010 03:35	60																	
27	20.02.2010 04:30	30																	
28	20.02.2010 04:36	0																	
29	20.02.2010 05:08	30																	
30	20.02.2010 06:14	0																	
31	20.02.2010 13:25	100																	
32																			
33																			
34																			
35																			
36																			
37																			
38																			
39																			
40																			
41																			
42																			
43																			
44																			
45																			
46																			
47																			
48																			
49																			
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennumm er	Nenn- leistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenzer trag lt. § 19 Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbei t W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergü- tungssatz in €/kWh	Entschädi- gungsbetra g in €									
51	E207930190000000000000022340000	V66	12845	1.650	2.943.002	1		WKT1a-----0	0,0914										
52	E207930190000000000000022340000	V66	16862	1.650	3.286.352	1		WKT1a-----02	0,0900										
53	E207930190000000000000022340000	V47	16267	660	1.464.308	1		WKT1a-----01	0,0890										
54	E207930190000000000000022340000	V80	18164	2.000	4.390.979	1		WKT1a-----02	0,0880										
55																			
56																			
57																			
58																			
59																			

Seite 1

Vergütungssatz je WEA eintragen.



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

M53 0,09

1 Datum 07.09.2011
 2 EisMan-Bericht-Nr. 1
 3 Region 1
 4 Abrechnungsblatt-Nr. Nr
 5 Zählpunktbezeichnung Nr

9 Gesamtleistung P_{Gesamt} 5960,00 [kW] Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen
 10
 11 betriebene Gesamtleistung P_{betriebe} 5960,00 [kW] Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt der Abrechnung betriebenen Anlagen
 12
 13
 14
 15 Regelfaktor k_{Reg}
 16
 17 Korrekturfaktor k_{K} Daten aus "Istwerte" übernehmen!
 18
 19 Ausfallarbeit W_{A} (Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")
 20
 21
 22

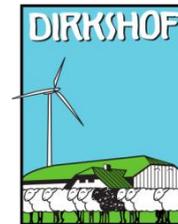
Eingangsdaten aus EisMan-Bericht

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0 %) [%]	Zeitraum der Stufe (min)
20.02.2010 03:35	60	
20.02.2010 04:30	30	
20.02.2010 04:36	0	
20.02.2010 05:08	30	
20.02.2010 06:14	0	
20.02.2010 13:25	100	

Seite 1

Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennum- mer	Nenn- leistung der Anlage P_{N} in kW	Referenz- wert für die Einspeisung P_{Ref} in kW	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbeit W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergü- tungssatz in €/kWh	Entschädi- gungsbetra- g in €
E2079301900000000000000022340000	V66	12845	1.650	2.943.002	1		WK71a-0	0,0914	
E2079301900000000000000022340000	V66	16862	1.650	3.286.352	1		WK71a-0	0,0900	
E2079301900000000000000022340000	V47	16267	660	1.464.308	1		WK71a-0	0,0890	
E2079301900000000000000022340000	V80	18164	2.000	4.390.979	1		WK71a-0	0,0880	

Kontrolle!
 Diese Zahlen müssen
 zusammen passen!!!



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

20.02.2010

0,25-h-Werte löschen !

Berechnung starten !

0,25-h-Werte löschen !

Berechnung starten !

Auf „0,25-h-Werte löschen !“ klicken!

1 Datum 07.09.2011

2 EisMan-Bericht-Nr. 1

3 Region 1

4 Abrechnungsblatt-Nr. Nr

5 Zählpunktbezeichnung Nr

6

7

8 Gesamtleistung $P_{\text{max}}^{\text{betriebe}}$ 5960,00 [kW]

9 betriebene Gesamtleistung $P_{\text{max}}^{\text{betriebe}}$ 5960,00 [kW]

10

11 Regelfaktor K_{Reg} (theoretisch) 0,093

12 Regelfaktor K_{Reg} (umgesetzt) 0,089

13 Korrekturfaktor K_{K} 0,658

14 Ausfallarbeit W_{A} 33329,00 [kWh]

15

16 Regelungsart der Anlage(n) Regelung

17

22 Art der 0,25-h-Werte Arbeit

23

24

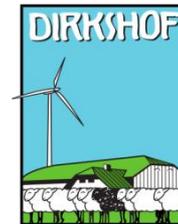
25

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0) Ende der Stufe (100) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe [min]
27 20.02.2010 03:35	60	55
28 20.02.2010 04:30	30	6
29 20.02.2010 04:35	0	32
30 20.02.2010 05:08	30	66
31 20.02.2010 08:14	0	431
32 20.02.2010 13:25	100	

Datum Beginn [TT.MM.JJJJ]	Zeit Beginn [hh:mm:ss]	Ist-Arbeit [kWh]	Ist-Arbeit korrr* [kWh]	Stufe [%]	Ausfallarbeit [kWh]
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					
41					
42					
43					
44					
45					
46					
47					
48					
49					
50					
51					
52					
53					
54					
55					
56					
57					
58					
59					
60					
61					
62					

*Die Ist-Arbeit bzw. Ist-Leistung wird im Fall der Regelung auf den vorgegebenen Wert (z. B. 60 %) gedeckelt, sofern eine höhere Reduzierung als vorgegeben erfolgt. Die Regelzeit der Anlage wird dabei beachtet.

Seite 1



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls (Kompatibilitätsmodus) - Microsoft Excel

20.02.2010

07.09.2011

1 EisMan-Bericht-Nr. 1

3 Region 1

4 Abrechnungsblatt-Nr. Nr

5 Zählpunktbezeichnung Nr

9 Gesamtleistung P_{Gesamt} 5960,00 [kW]

10 betriebene Gesamtleistung P_{betriebe} 5960,00 [kW]

11 Regelfaktor k_{Reg} (theoretisch) 0,093

12 Regelfaktor k_{Reg} (umgesetzt) 0,089

13 Korrekturfaktor k_{K} 0,658

14 Ausfallarbeit W_{A} 33329,00 [kWh]

16 Regelungsart der Anlage(n) **Regelung**

22 Art der 0,25-h-Werte **Arbeit**

27

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0) Ende der Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%] Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe [min]
20.02.2010 03:35	60	55
20.02.2010 04:30	30	6
20.02.2010 04:36	0	32
20.02.2010 05:08	30	66
20.02.2010 08:14	0	431
20.02.2010 13:25	100	

26

Datum Beginn [TT.MM.JJJJ]	Zeit Beginn [hh:mm:ss]	Ist-Arbeit [kWh]	Ist-Arbeit korr. [kWh]	Stufe [%]	Ausfallarbeit [kWh]
20.02.2010	03:15:00	980			
20.02.2010	03:30:00	946			
20.02.2010	03:45:00	813			
20.02.2010	04:00:00	860			
20.02.2010	04:15:00	870			
20.02.2010	04:30:00	322			
20.02.2010	04:45:00	0			
20.02.2010	05:00:00	4			
20.02.2010	05:15:00	360			
20.02.2010	05:30:00	416			
20.02.2010	05:45:00	422			
20.02.2010	06:00:00	414			
20.02.2010	06:15:00	72			
20.02.2010	06:30:00	0			
20.02.2010	06:45:00	0			
20.02.2010	07:00:00	0			
20.02.2010	07:15:00	0			
20.02.2010	07:30:00	0			
20.02.2010	07:45:00	0			
20.02.2010	08:00:00	0			
20.02.2010	08:15:00	0			
20.02.2010	08:30:00	0			
20.02.2010	08:45:00	0			
20.02.2010	09:00:00	0			
20.02.2010	09:15:00	0			
20.02.2010	09:30:00	0			
20.02.2010	09:45:00	0			
20.02.2010	10:00:00	0			
20.02.2010	10:15:00	0			
20.02.2010	10:30:00	0			
20.02.2010	10:45:00	0			
20.02.2010	11:00:00	0			
20.02.2010	11:15:00	0			
20.02.2010	11:30:00	0			
20.02.2010	11:45:00	0			
20.02.2010	12:00:00	0			

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50 *Die Ist-Arbeit bzw. Ist-Leistung wird im Fall der Regelung auf den vorgegebenen Wert (z. B. 60 %) gedeckelt, sofern eine höhere Reduzierung als vorgegeben erfolgt. Die Regelzeit der Anlage wird dabei beachtet.

51

52

53

54

55

56

57

58

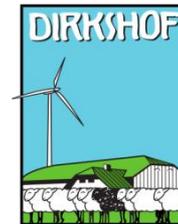
59

60

61

62

Zählerdaten in Tabelle eintragen.



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

20.02.2010

07.08.2011

1 Datum

2 EisMan-Bericht-Nr.

3 Region

4 Abrechnungsblatt-Nr.

5 Zählpunktbezeichnung

6

7

8

9 Gesamtleistung P_{Gesamt} 5960,00 [kW]

10 betriebene Gesamtleistung P_{betriebe} 5960,00 [kW]

11 Regelfaktor k_{Reg} (theoretisch) 0,093

12 Regelfaktor k_{Reg} (umgesetzt) 0,089

13 Korrekturfaktor k_{K} 0,658

14 Ausfallarbeit W_{A} 33329,00 [kWh]

15

16 Regelungsart der Anlage(n) **Regelung**

17

18

19

20

21

22 Art der 0,25-h-Werte **Arbeit**

23

24

25

26

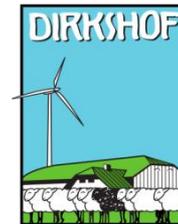
Beginn der Stufe (60, 30 oder 0) Ende der Stufe (100, 60, 30 oder 0) [min]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitrau m der Stufe [min]
27 20.02.2010 03:35 60 55		
28 20.02.2010 04:30 30 6		
29 20.02.2010 04:36 0 32		
30 20.02.2010 05:08 30 66		
31 20.02.2010 08:14 0 431		
32 20.02.2010 13:25 100		

27

Datum Beginn [TT.MM.JJJJ]	Zeit Beginn [hh:mm:ss]	Ist-Arbeit [kWh]	Ist-Arbeit korr* [kWh]	Stufe [%]	Ausfallarbeit [kWh]
20.02.2010 03:15:00 980 986 100					
20.02.2010 03:30:00 946 946 ## 34					
20.02.2010 03:45:00 862 894 60 86					
20.02.2010 04:00:00 860 894 60 86					
20.02.2010 04:15:00 870 894 60 86					
20.02.2010 04:30:00 322 322 ## 658					
20.02.2010 04:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 05:00:00 4 4 ## 976					
20.02.2010 05:15:00 360 447 30 533					
20.02.2010 05:30:00 416 447 30 533					
20.02.2010 05:45:00 422 447 30 533					
20.02.2010 06:00:00 414 414 ## 566					
20.02.2010 06:15:00 72 72 0 908					
20.02.2010 06:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 06:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 07:00:00 0 0 0 980					
20.02.2010 07:15:00 0 0 0 980					
20.02.2010 07:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 07:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 08:00:00 0 0 0 980					
20.02.2010 08:15:00 0 0 0 980					
20.02.2010 08:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 08:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 09:00:00 0 0 0 980					
20.02.2010 09:15:00 0 0 0 980					
20.02.2010 09:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 09:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 10:00:00 0 0 0 980					
20.02.2010 10:15:00 0 0 0 980					
20.02.2010 10:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 10:45:00 0 0 0 980					
20.02.2010 11:00:00 0 0 0 980					
20.02.2010 11:15:00 0 0 0 980					
20.02.2010 11:30:00 0 0 0 980					
20.02.2010 11:45:00 0 0 0 980					

50 *Die Ist-Arbeit bzw. Ist-Leistung wird im Fall der Regelung auf den vorgegebenen Wert (z. B. 60 %) gedeckelt, sofern eine höhere Reduzierung als vorgegeben erfolgt. Die Regelzeit der Anlage wird dabei beachtet.

Auf „Berechnung starten!“ klicken!



Pauschale Abrechnung

ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																		
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																		
3	Region	1																		
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																		
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																		
9	Gesamtleistung P_{Nennmax}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
10	betrieblene Gesamtleistung $P_{\text{betrieblene}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen																	
18	Regelfaktor k_{Reg}	0,089																		
19	Korrekturfaktor k_{K}	0,658																		
20	Ausfallarbeit W_{A}	33329,00 [kWh]	<input type="button" value="Daten aus 'Istwerte' übernehmen"/> <small>(Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabellenblatt "Istwerte")</small>																	
			<input type="button" value="Berechnung starten !"/>																	

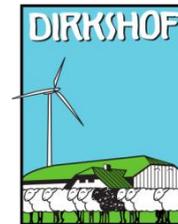
Eingangsdaten aus EisMan-Bericht

Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]	aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe (min)
20.02.2010 03:35	60	
20.02.2010 04:30	30	
20.02.2010 04:36	0	
20.02.2010 05:08	30	
20.02.2010 06:14	0	
20.02.2010 13:25	100	

Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt	WEA-Typ	Seriennumm er	Nenn- leistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenzer trag lt. § 19 Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbei t W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergü- tungssatz in €/kWh	Entschädi- gungsbetra g in €
E2079301900000000000000022340000 02	V66	12845	1.650	2.943.002	1		WKT1a-----0	0,0914	
E2079301900000000000000022340000 01	V66	16862	1.650	3.286.352	1		WKT1a-----0	0,0900	
E2079301900000000000000022340000 03	V47	16267	660	1.464.308	1		WKT1a-----0	0,0890	
E2079301900000000000000022340000 04	V80	18164	2.000	4.390.979	1		WKT1a-----0	0,0880	

Auf „Daten aus Istwerte übernehmen !“ klicken!

Seite 1



Pauschale Abrechnung

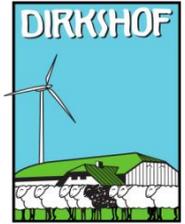
ber_wind_eeg_haertefall_2010.xls [Kompatibilitätsmodus] - Microsoft Excel

M53 0,09

1	Datum	07.09.2011																		
2	EisMan-Bericht-Nr.	1																		
3	Region	1																		
4	Abrechnungsblatt-Nr.	Nr																		
5	Zählpunktbezeichnung	Nr																		
9	Gesamtleistung P_{Nennmax}	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller am Netzverknüpfungspunkt installierten Anlagen																	
10	betrieblene Gesamtleistung $P_{\text{betrieblene}}$	5960,00 [kW]	Summe der Nennleistung aller zum Zeitpunkt des EisMans betriebenen Anlagen																	
18	Regelfaktor k_{Reg}	0,089																		
20	Korrekturfaktor k_{K}	0,658	Daten aus "Istwerte" übernehmen!																	
21	Ausfallarbeit W_{A}	33329,00 [kWh]	(Übernahme der Werte für Regelfaktor, Korrekturfaktor, Ausfallarbeit aus Tabelle mit "Istwerte")																	
	Eingangdaten aus EisMan-Bericht		Berechnung starten!																	
24	Beginn der Stufe (60, 30 oder 0 %) Ende der Stufe (100 %) Format: [TT.MM.JJJJ hh:mm]		aufgerufene Stufe (100, 60, 30 oder 0) [%]	Zeitraum der Stufe (min)																
26	20.02.2010 03:35		60	55																
27	20.02.2010 04:30		30	6																
28	20.02.2010 04:36		0	32																
29	20.02.2010 05:08		30	66																
30	20.02.2010 06:14		0	431																
31	20.02.2010 13:25		100																	
32																				
33																				
34																				
35																				
36																				
37																				
38																				
39																				
40																				
41																				
42																				
43																				
44																				
45																				
46																				
47																				
48																				
49																				
50	Anlagenschlüssel der Windenergieanlage die dem EisMan unterliegt		WEA-Typ	Seriennumm er	Nenn- leistung der Anlage P_{Nenn} in kW	Referenzer trag lt. § 19 Abs. 3 EEG in kWh	in Betrieb (ja=1, nein=0)	Ausfallarbei t W_{A} in kWh	Vergütungs- kategorie	Vergütungs- satz in €/kWh	Entschädi- gungsbetra g									
51	E2079301900000000000000022340000		V66	12845	1.850	2.943.002	1	8.116,89	WK71a-----0	0,09%	741,87									
52	E2079301900000000000000022340000		V66	16862	1.850	3.286.352	1	9.063,64	WK71a-----02	0,09%	815,73									
53	E2079301900000000000000022340000		V47	16267	660	1.464.308	1	4.030,51	WK71a-----01	0,08%	359,43									
54	E2079301900000000000000022340000		V80	18164	2.000	4.390.979	1	12.110,16	WK71a-----02	0,088%	1.077,80									
55																				
56																				
57																				
58																				
59																				

Auf „Berechnung starten!“
klicken!

Fertig ;))



Pauschale Abrechnung

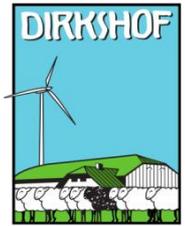
Downloads von E.ON Netz:

www.eon-netz.com > Erzeugungsanlagen > Erneuerbare- Energien- Gesetz > Einspeisemanagement > Vorgaben zur Rechnungsstellung nach § 12 EEG und Berechnungsdateien > *runter scrollen*

- > Wind (Pauschal, Korrekturfaktor $\frac{1}{4}$ h vor EisMan)
(XLS, 206 KB)

- > Leitfaden Berechnungsdatei Wind (Pauschal) 22.06.2011
(PDF, 1,1 MB)

- > Leitfaden Fehlermeldung Wind (Pauschal)
(PDF, 413 KB)



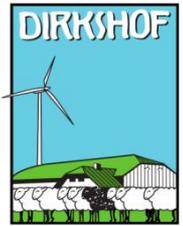
Spitzabrechnung

Für die Spitzabrechnung gibt es derzeit von keinem Netzbetreiber eine Vorlage, die mit der Vorlage für die pauschale Abrechnung vergleichbar wäre.

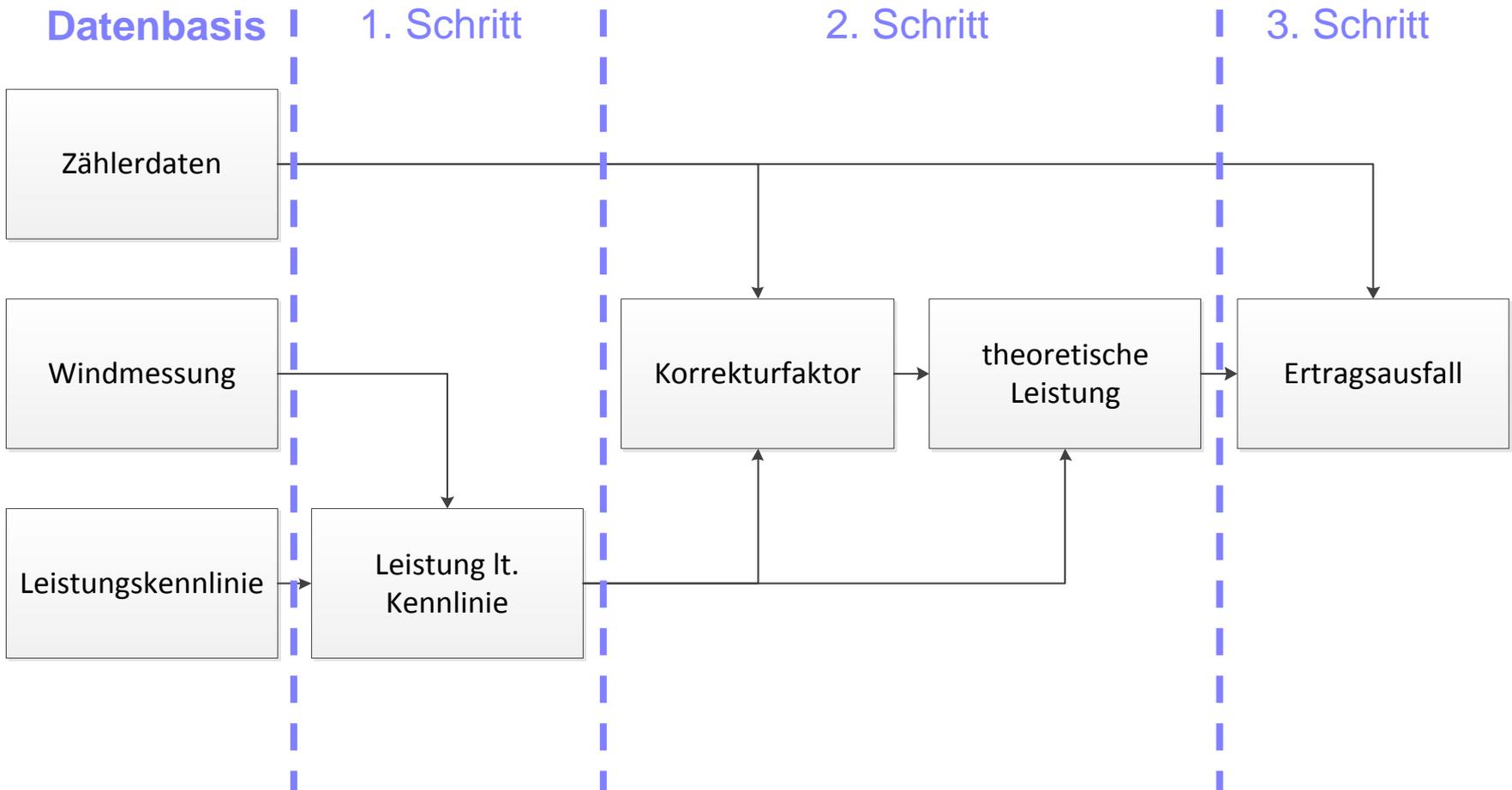
Da die Spitzabrechnung zusätzlich auf WEA-Daten angewiesen ist, welche sich herstellerabhängig unterscheiden, ist der Aufwand entsprechend höher.

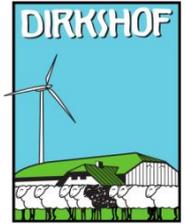
Mittlerweile bieten diverse Unternehmen Software und Dienstleistungen in diesem Bereich an, wobei es sowohl preislich als auch qualitativ Unterschiede gibt.

Im Folgenden wird das Grundprinzip der Spitzabrechnung dargestellt, sowie typische Fehlerquellen aufgezeigt und deren Auswirkung auf das Ergebnis erläutert.



Spitzabrechnung



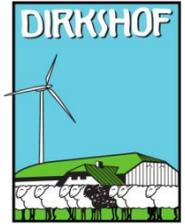


Spitzabrechnung

Die vereinfachte Darstellung zeigt den grundlegenden Ablauf der Spitzabrechnung. Als Datenbasis werden die Zählerdaten $P(t)$, die Windmessung $v(t)$ und die Leistungskennlinie $f(\text{Wind})$ benötigt.

Im 1. Rechenschritt wird mit Hilfe der Leistungskennlinie aus der Windmessung eine Leistung I_t . Kennlinie ermittelt (für jeden Zeitpunkt).

Da dieser Leistungsverlauf sehr stark von dem Leistungsverlauf der Zählerdaten abweichen kann, wird im 2. Schritt ein Korrekturfaktor ermittelt. Der Korrekturfaktor ergibt sich aus der Division der mittleren Leistung gem. Zählerdaten und der mittleren Leistung I_t . Kennlinie in der Stunde, die unmittelbar und vollständig vor dem EisMan-Signal liegt. Die theoretische Leistung folgt aus der Multiplikation des Korrekturfaktor mit der Leistung I_t . Kennlinie. Sollte in einem Intervall die theoretische Leistung größer sein als das Maximum der Kennlinie, so muss auf diesen Wert gedeckelt werden.

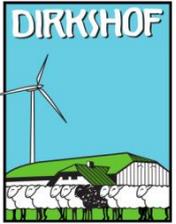


Spitzabrechnung

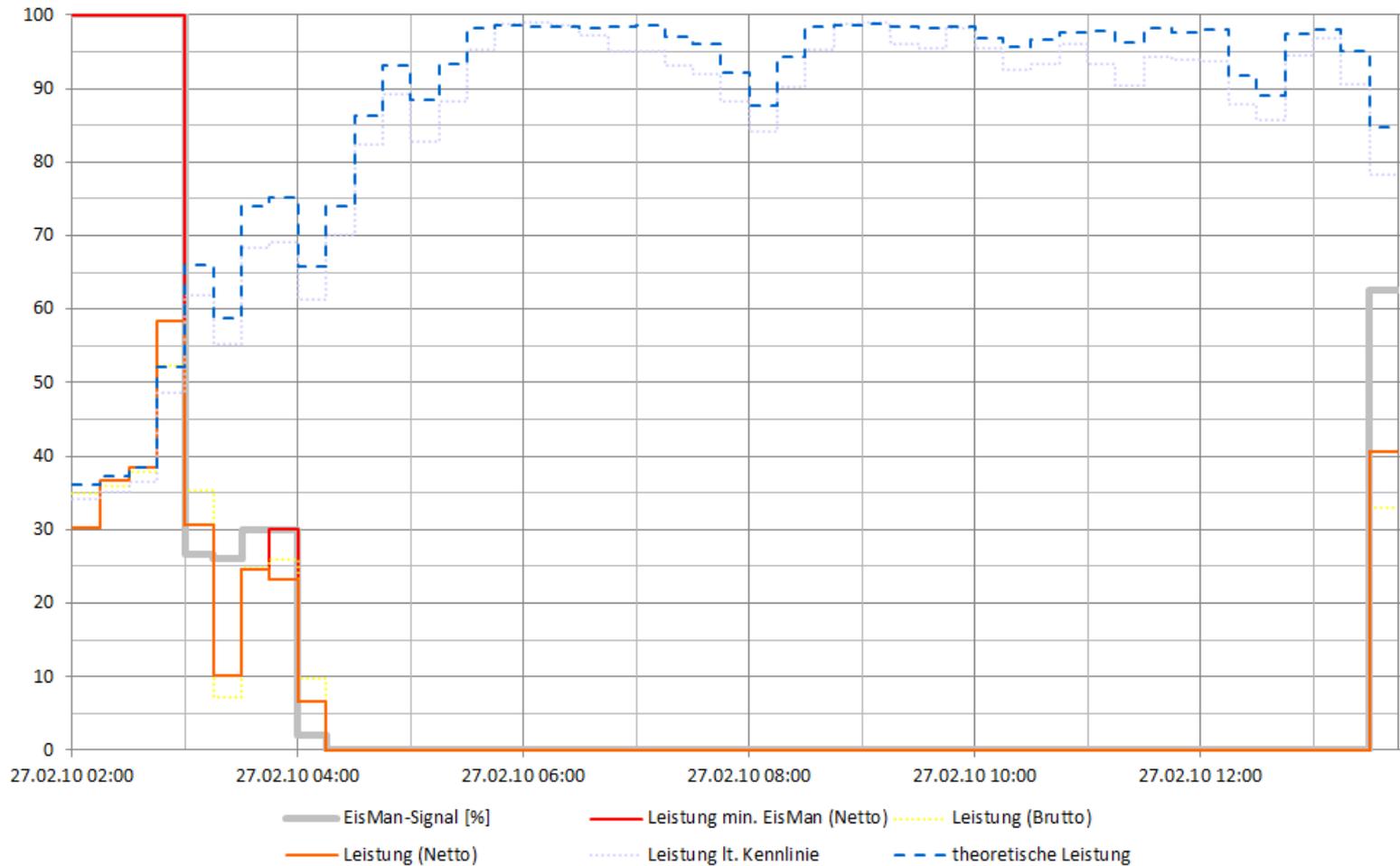
Im 3. Rechenschritt wird der Ertragsausfall ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Integral der reduzierten Leistung über die Zeit des EisMan-Signals. Wobei die reduzierte Leistung im Regelfall* der Differenz von theoretischer Leistung zur Leistung gem. Zählerdaten entspricht.

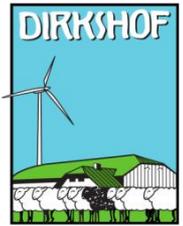
*Sollte die Leistung gem. Zählerdaten geringer sein, als die durch das Einspeisemanagement vorgegebene Leistung ist nur die Differenz zur vorgegebenen Leistung zu berechnen. Dies gilt nicht, sofern in dem aktuellen Intervall eine Änderung der Vorgabe erfolgte.

Ergibt die Berechnung der reduzierten Leistung in einem Intervall ein negatives Ergebnis, so ist dieses auf „0“ zu setzen, da logischerweise nicht weniger als nicht reduziert werden kann.

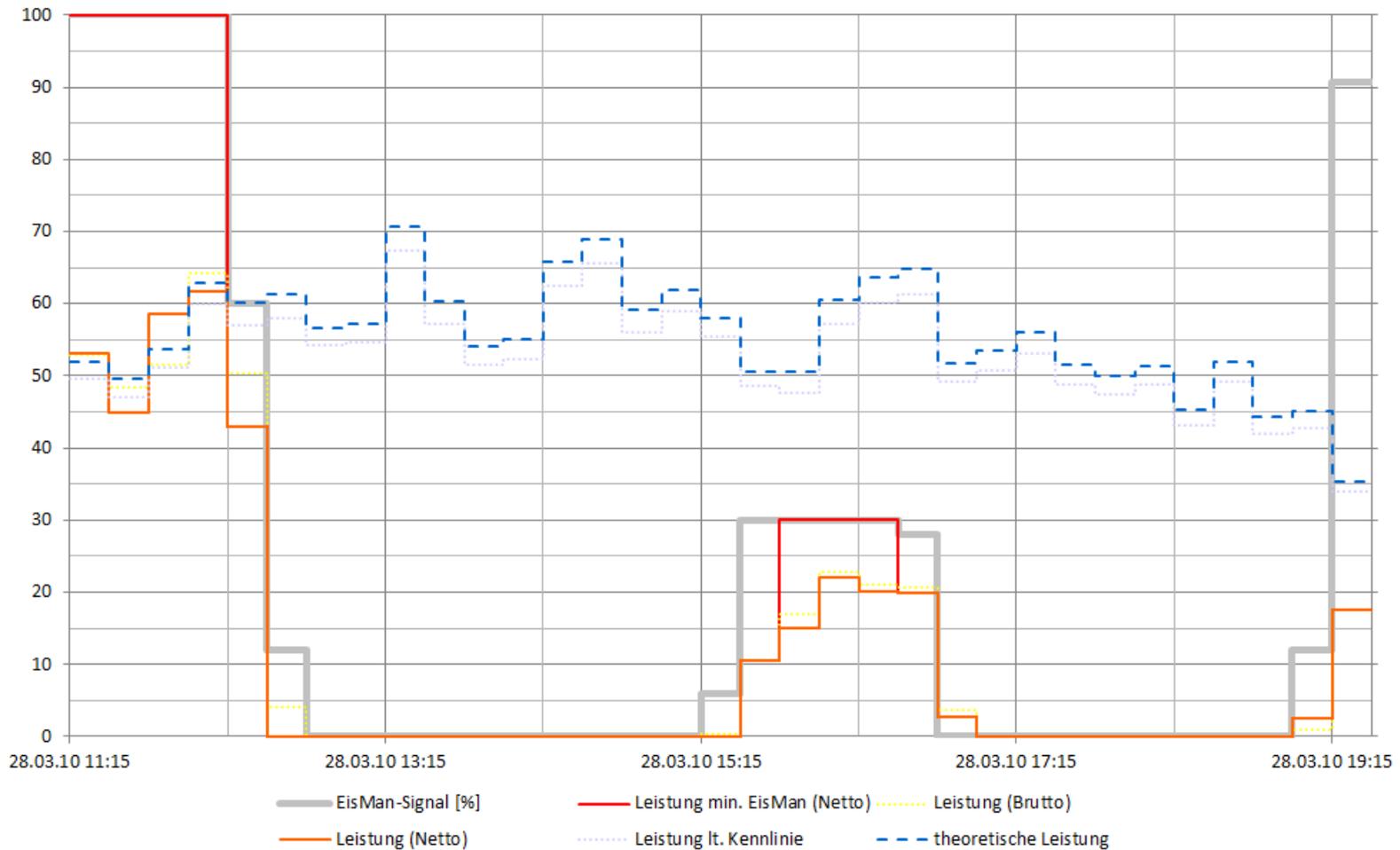


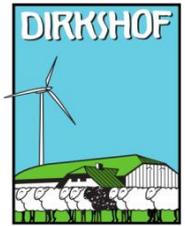
Signalverlauf – 4/2010





Signalverlauf – 15/2010





Spitzabrechnung im Detail

Der Korrekturfaktor wird also deutlich größer bzw. kleiner als „1“, wenn die Daten der Anlage(n) von den Daten des Zählers abweichen.

Ist der Korrekturfaktor größer als „1“ und sollte die theoretische Leistung die maximale Leistung der Anlage überschreiten, so muss auf diese gedeckelt werden.

Sollte der Korrekturfaktor kleiner „1“ sein (z.B. „0,8“) kann auch bei zunehmendem Wind maximal 80% der maximalen Leistung erreicht werden (bei „0,7“ 70% usw.).

Eine ungenaue Berechnung führt also im arithmetischen Mittel zu einem geringeren Entschädigungsbetrag. Im Folgenden werden unter diesem Hintergrund einige Punkte im Detail betrachtet.

Verteilungsschlüssel

In dem gezeigten Schaubild zur Spitzabrechnung wurde zunächst eine Problemstellung bewusst vernachlässigt: Am Netzanschlusspunkt wird die Produktion aller angeschlossenen WEAs gezählt!

Um einen Bezug zur Windmessung der einzelnen Anlagen herstellen zu können, müssen die Zählerdaten aufgeteilt werden.

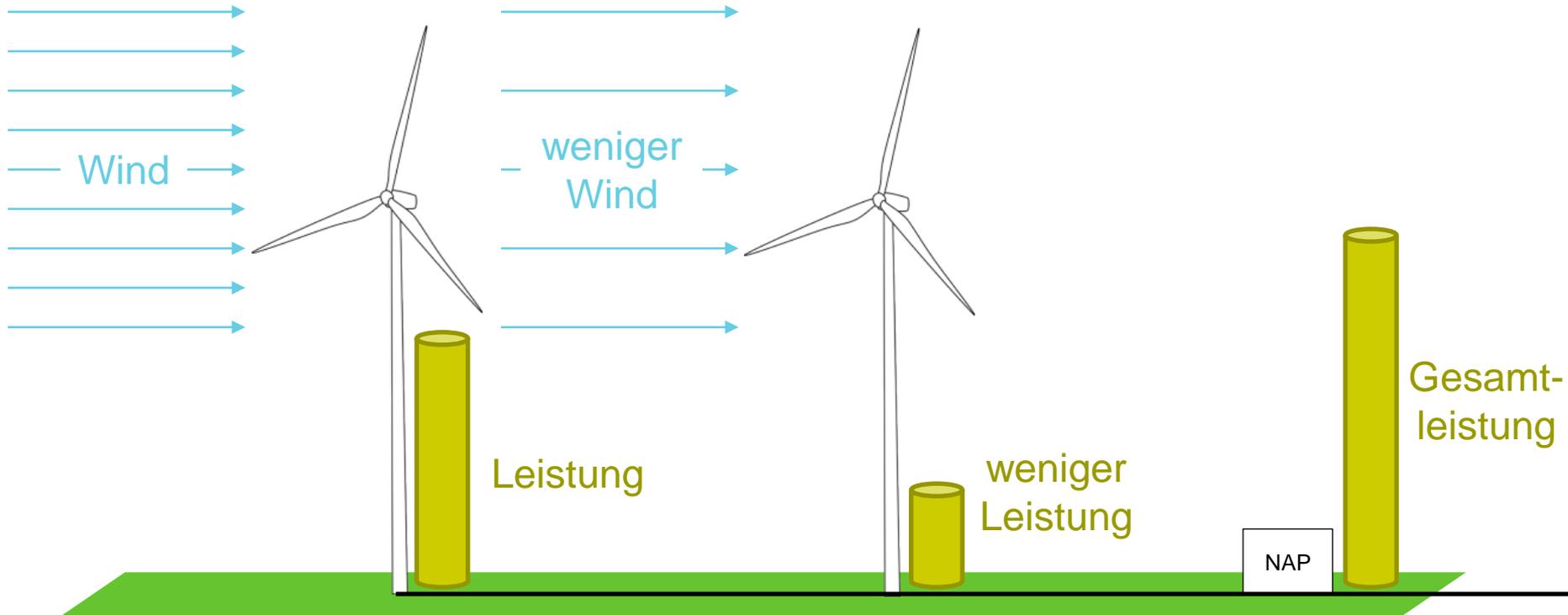
Durch Abschattung oder stark abweichende Standorte produzieren Windkraftanlagen an einem Netzanschlusspunkt häufig unterschiedlich.

Wird bei der Abrechnung diese Produktion z.B. unter Zuhilfenahme des Referenzertrages auf die entsprechenden Anlagen aufgeteilt, führt dies wiederum zu stärker schwankenden Korrekturfaktoren.



Verteilungsschlüssel

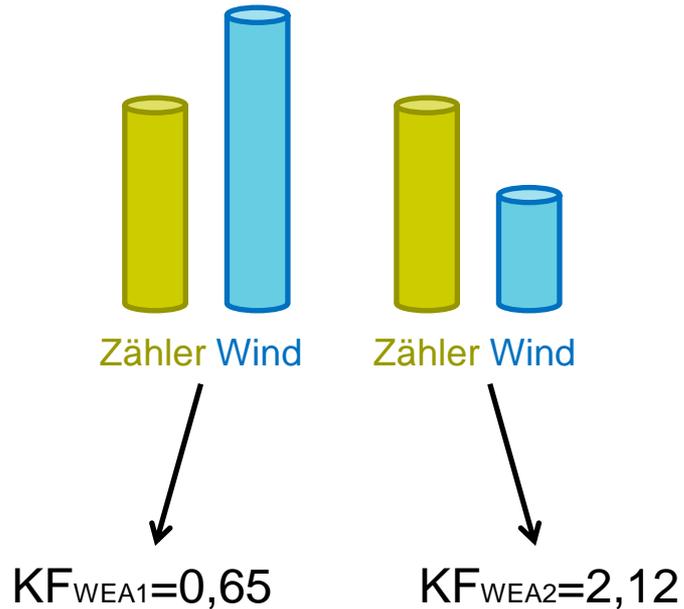
Aufgrund der komplexen Problematik wird dieser Zusammenhang an einem Beispiel verdeutlicht:



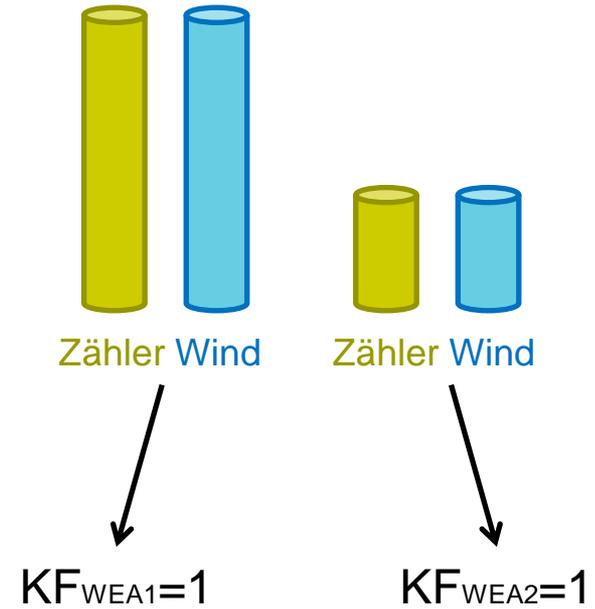
Verteilungsschlüssel

Aufteilung der Gesamtproduktion in der 1h vor EisMan nach:

Referenzertrag

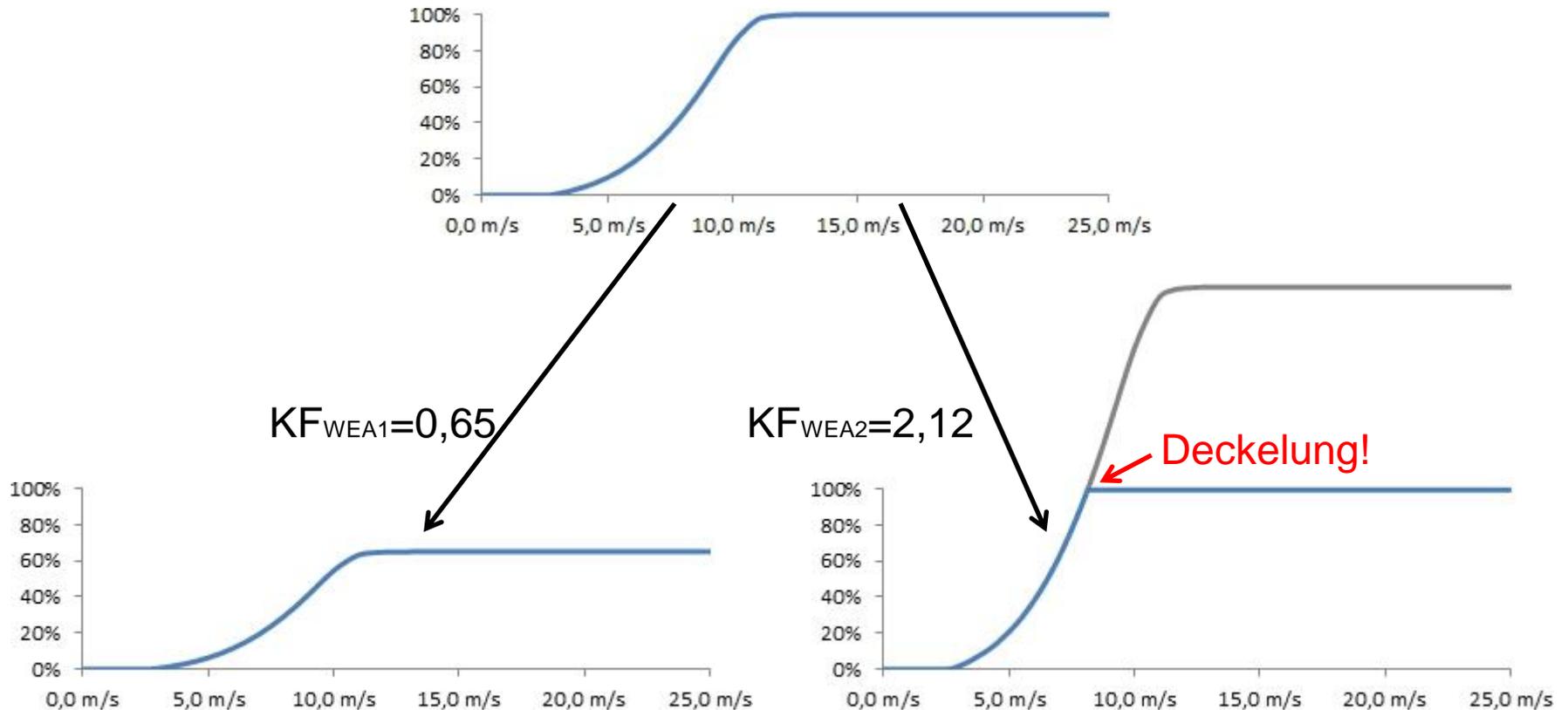


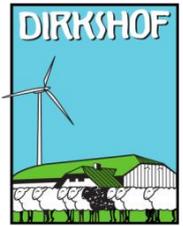
Unterzählung (z.B. WEA-Daten)



Verteilungsschlüssel

Auswirkung der Korrekturfaktoren auf die Leistungskennlinie:



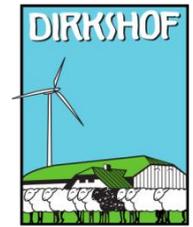


Verteilungsschlüssel

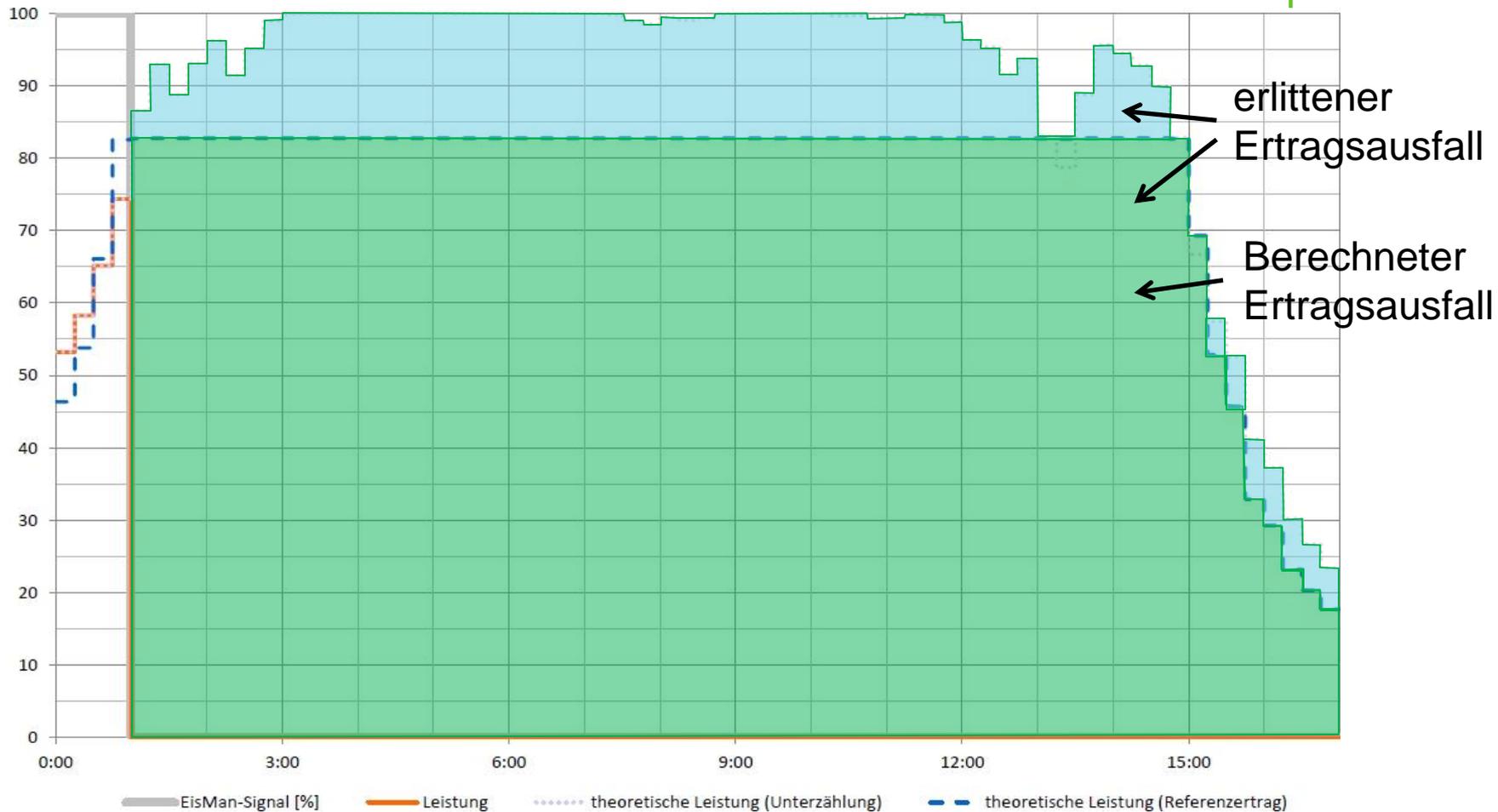
Für die folgende Berechnung wurde von zwei 3MW Anlagen, welche im kleinstmöglichem Abstand errichtet wurden ausgegangen. Der Windverlauf entstammt einer realen Messung unter EisMan. Die Auswirkung der Abschattung wurde von einem namhaftem Anlagenhersteller auf Basis von Simulation ermittelt.

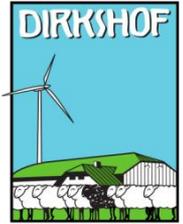
Zur Vereinfachung des Modells wurde davon ausgegangen, dass die Zählerdaten der Anlagen sowie des Netzanschlusspunktes der Windmessung entsprechen.

(Die in den vorhergehenden Folien genannten Korrekturfaktoren 0,65 und 2,12 entstammen ebenfalls der folgenden Berechnung)



Verteilungsschlüssel



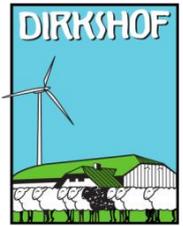


Verteilungsschlüssel

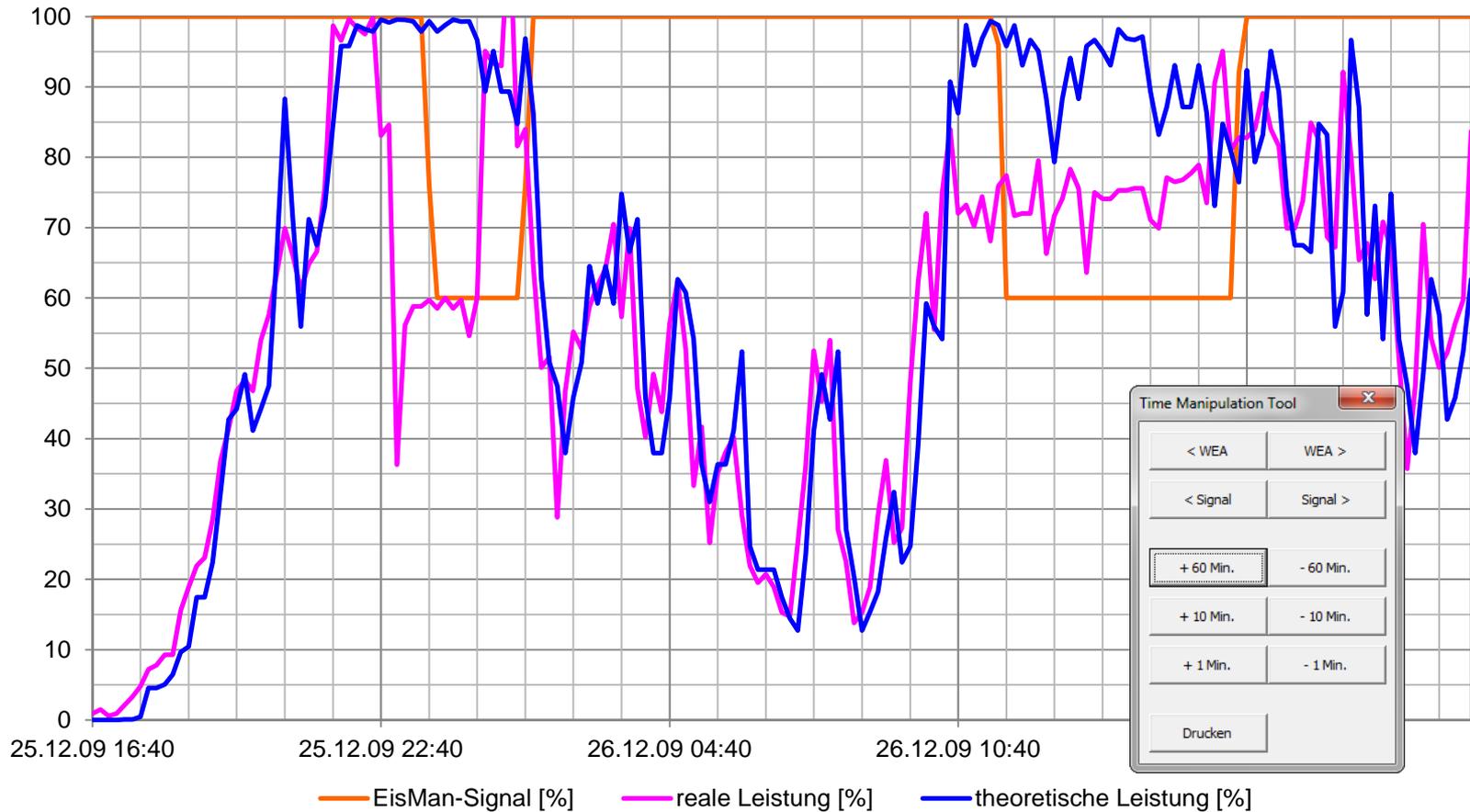
Der in diesem Beispiel erlittene Ertragsausfall betrug 88.422 kWh. Dieser hat sich in der Berechnung, durch die sonst Ideal angenommenen Bedingungen, nur durch die Verwendung des Referenzertrages auf 75.687 kWh reduziert.

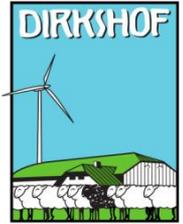
Die Verluste, die durch die Verwendung des Referenzertrages entstehen, betragen in diesem theoretischen Beispiel also 14,4%.

Die Höhe der Verluste sind schwankend. In einigen Fällen sind diese sogar zu Gunsten des Betreibers, im arithmetischen Mittel jedoch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu dessen Ungunsten. Es gibt viele Ursachen, warum das Verteilungsverhältnis vom Referenzertrag abweichen kann.

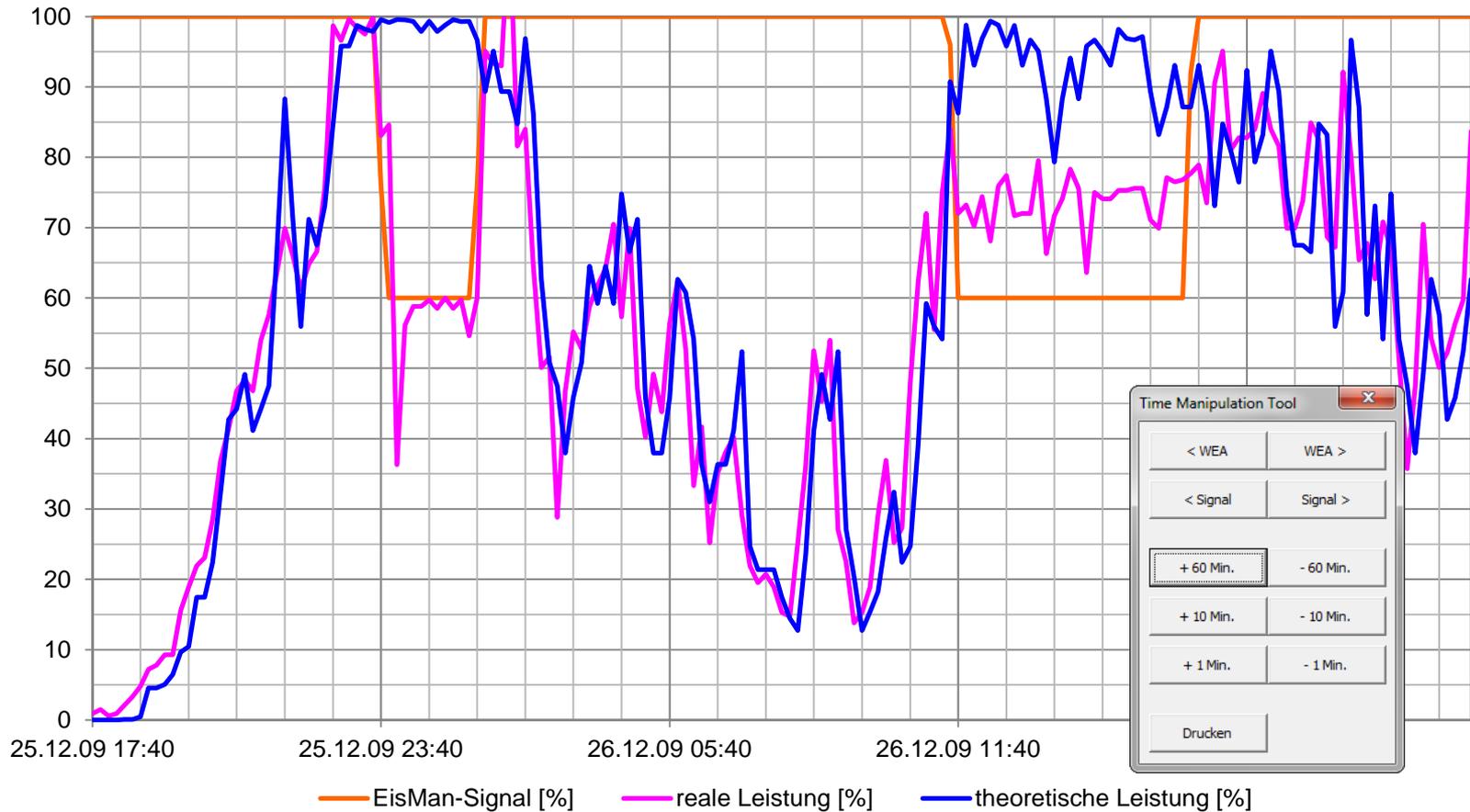


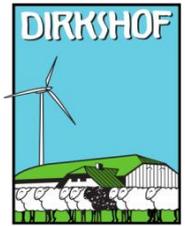
Zeitverschiebung WEA





Zeitverschiebung WEA



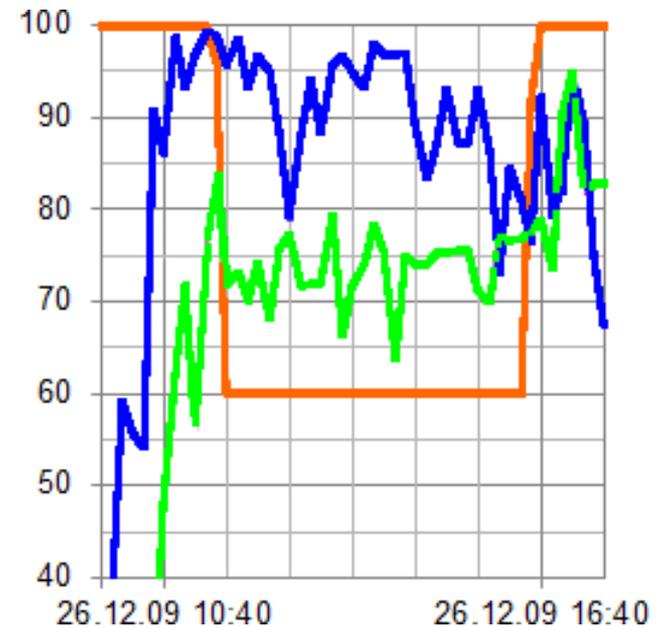


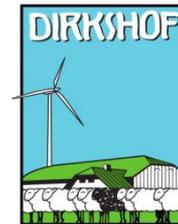
Zeitverschiebung WEA

Die 10-Min-Daten der Anlagen enthalten den Zeitstempel der Anlage. Bei vielen Anlagen weicht die in der Anlage eingestellte Zeit um 1-2 Std. von der tatsächlichen Zeit ab (keine Sommerzeit, falsche Zeitzone, fehlende Synchronisierung, ...).

In der Abrechnung wird dann die Leistung am Zähler (ohne Zeitverschiebung) mit der Windmessung der Anlage (mit Zeitverschiebung) verrechnet und führt zwangsläufig zu einem stark schwankendem Korrekturfaktor und somit zu einem zu geringen Ertragsausfall.

In dem Beispiel ist zu erkennen wie weit **Zählerdaten** und **Leistung lt. Kennlinie** in der Stunde vor dem **EisMan-Signal** auseinander liegen (Zeitverschiebung: 1 Std.).





Welche Leistungskennlinie ?

Dies Dokument ist eine Übersetzung (DE) des englischen Originaldokuments (0004-7878-V03). Die Übersetzung wurde beauftragt durch Vestas Central Europe und gilt nur in Verbindung mit dem Originaldokument.
 Document no.: 0004-7878 V03
 Issued by: Technology R&D
 Type: TDS – Allgemeine Beschreibung
 Allgemeine Spezifikation
 Anhänge
 Datum: 04.12.2009
 Class: 1
 Seite 41 von 58

12.2 Leistungsmerkmal – Prognostizierte Leistungskurven

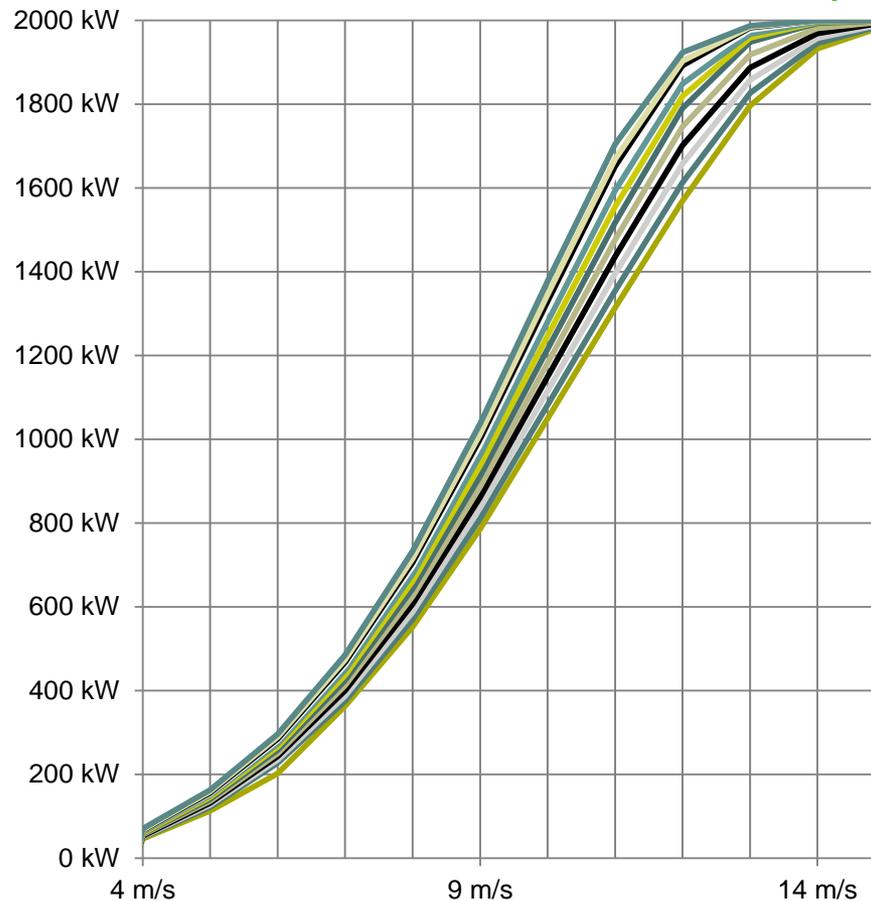
Niederspannungsseite des Hochspannungstransformators, berechnet bei 690 V / 400 V.

Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, 10-Minuten-Durchschnitt.

12.2.1 Leistungskurve [kW] Stern/Dreieck, Betriebsmodus 0

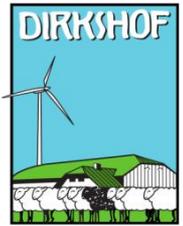
V80-2.0 MW, Betriebsmodus 0												
Windgeschwindigkeit [m/s]	Luftdichte kg/m ³											
	1,225	0,97	1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27
4	66	46	49	51	53	56	58	60	63	65	67	70
5	156	113	122	127	132	136	141	145	150	154	159	163
6	285	202	227	235	243	250	258	266	273	281	289	296
7	467	363	375	387	400	412	424	436	449	461	473	485
8	706	552	570	588	607	625	643	661	679	697	715	733
9	1001	786	811	837	862	887	913	938	963	988	1013	1038
10	1329	1049	1082	1115	1149	1182	1215	1247	1280	1313	1345	1377
11	1652	1314	1354	1395	1438	1476	1517	1555	1594	1632	1669	1704
12	1952	1569	1613	1657	1701	1746	1790	1819	1848	1878	1903	1923
13	1982	1796	1826	1857	1887	1918	1948	1958	1967	1977	1984	1987
14	2000	1932	1945	1957	1969	1981	1993	1995	1997	1999	2000	2000
15	2000	1987	1990	1992	1995	1997	2000	2000	2000	2000	2000	2000
16	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
17	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
18	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
19	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
20	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
21	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
22	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
23	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
24	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
25	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

Tabelle 12-2: Leistungskurve, Betriebsmodus 0.

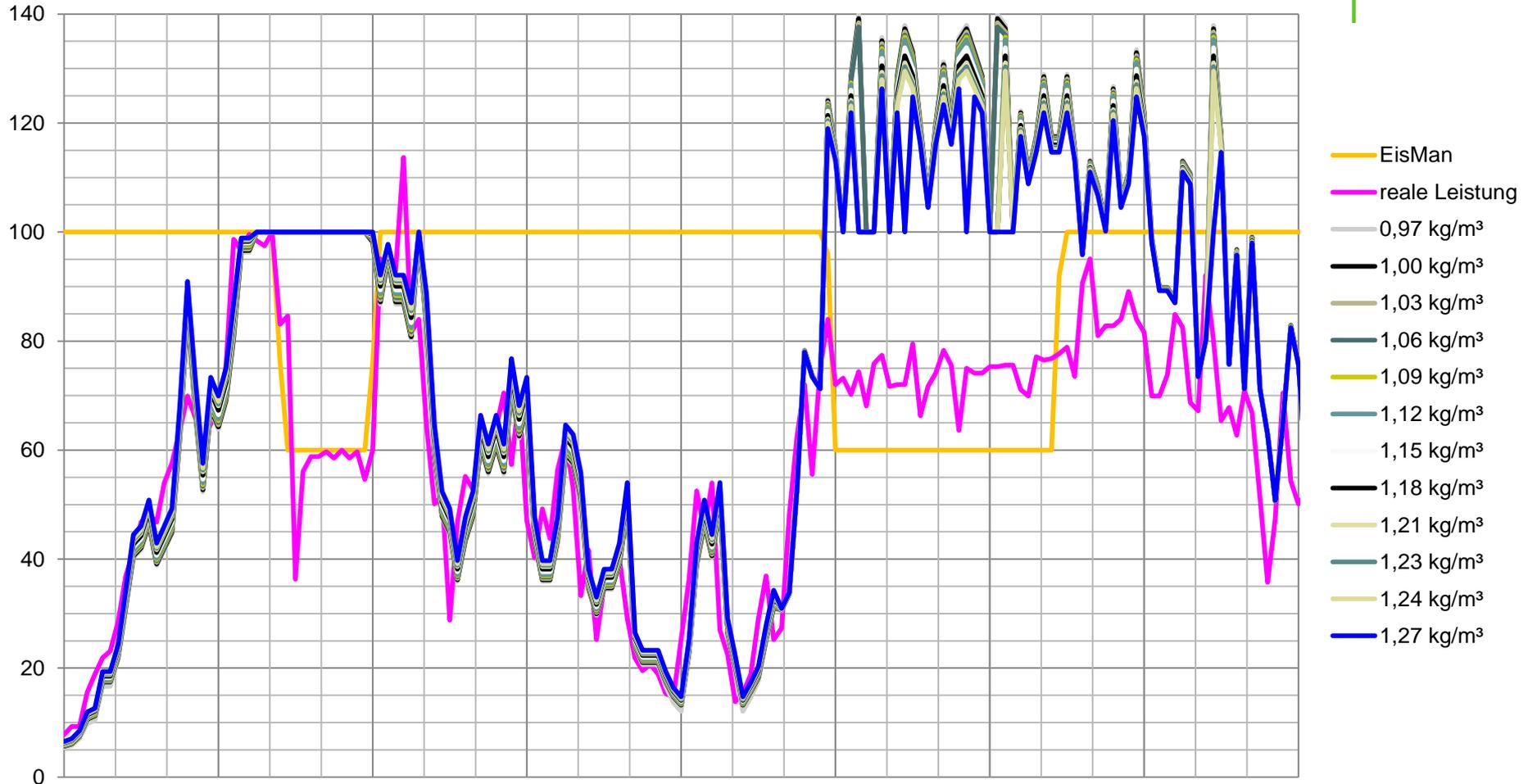


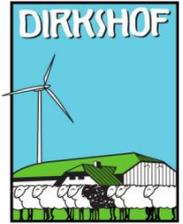
Vestas Wind Systems A/S · Alsvej 21 · 8940 Randers · Denmark · www.vestas.com





Welche Leistungskennlinie ?





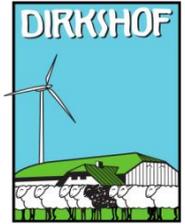
Welche Leistungskennlinie ?

In den technischen Datenblättern vieler Anlagen gibt es in Abhängigkeit der Luftdichte unterschiedliche Leistungskennlinien.

Einige Betreiber haben hier bewusst die vermeintlich bessere Kennlinie für die Abrechnung gewählt ($1,27 \text{ kg/m}^3$). In vielen Fällen kann jedoch mit einer pessimistischeren Kennlinie das bessere Ergebnis erzielt werden. Da durch zu optimistische Kennlinien der Korrekturfaktor häufig „ $K < 1$ “ ist und somit auch bei steigendem Wind die theoretische Leistung nie die maximal mögliche Leistung erreicht.

Die E.ON Netz schreibt hier mittlerweile die Verwendung der $1,225 \text{ kg/m}^3$ Leistungskennlinie vor.

Leistungskennlinie interpolieren



Für die Berechnung des Ertragsausfalls ist eine Mindestgenauigkeit der Windmessung von 0,1m/s vorgeschrieben (LF BNetzA).

Da die Leistungskennlinien meistens nicht in der erforderlichen Genauigkeit vorliegen, müssen diese interpoliert werden.

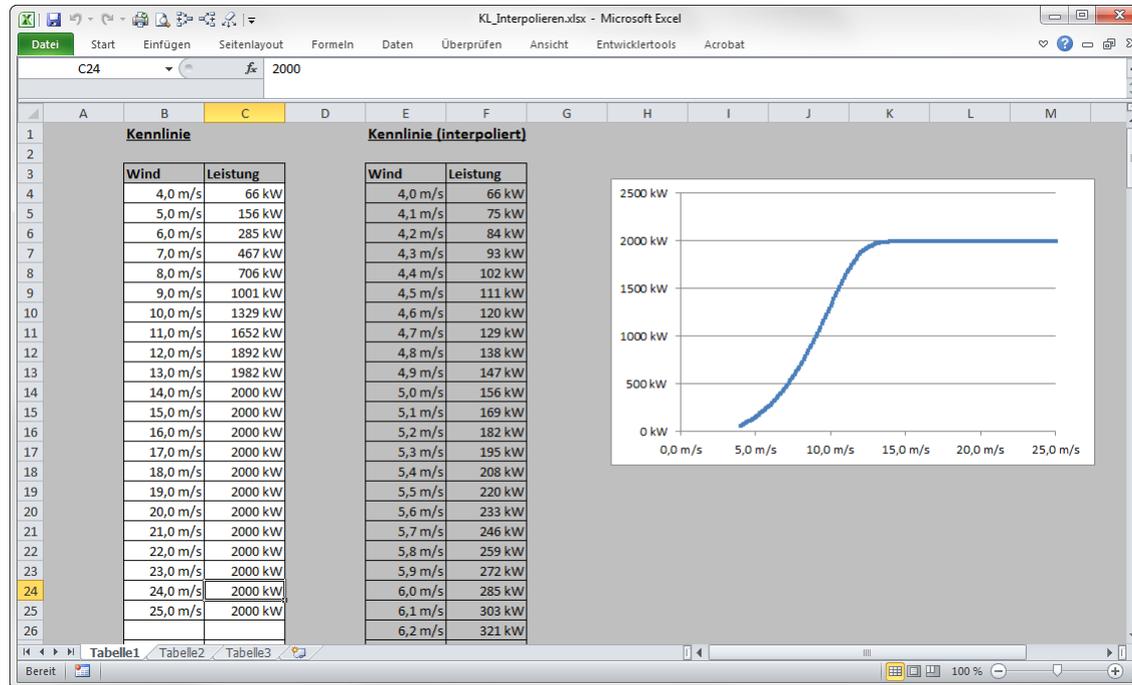
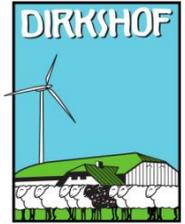
Für die Interpolation einer Leistungskennlinie (siehe Links) werden von einigen Gutachtern bis zu 600 € berechnet.

Die Interpolation der Leistungskurve kann mit Excel aber auch in wenigen Minuten selbst durchgeführt werden (siehe Dirkshof Vorlage).

Interpolierte Leistungskurve der Vestas V80									
Bericht Nr. [REDACTED]									
Auftraggeber: [REDACTED]									
Auftragsnummer: [REDACTED]									
Auftragsdatum: [REDACTED]									
Quelle der LK: Vestas; Item no.: Rev13; Issued by VCEU/PM; Type: MAN									
Interpolierte Leistungskurve (Mode 0 (105,1 dB(A)) einer Vestas V80 für die Luftdichte 1,24 kg/m³									
m/s	kWh	m/s	kWh	m/s	kWh	m/s	kWh	m/s	kWh
4,0		7,0		10,0		13,0		16,0	
4,1		7,1		10,1		13,1		16,1	
4,2		7,2		10,2		13,2		16,2	
4,3		7,3		10,3		13,3		16,3	
4,4		7,4		10,4		13,4		16,4	
4,5		7,5		10,5		13,5		16,5	
4,6		7,6		10,6		13,6		16,6	
4,7		7,7		10,7		13,7		16,7	
4,8		7,8		10,8		13,8		16,8	
4,9		7,9		10,9		13,9		16,9	
5,0		8,0		11,0		14,0		17,0	
5,1		8,1		11,1		14,1		18,0	
5,2		8,2		11,2		14,2		19,0	
5,3		8,3		11,3		14,3		20,0	
5,4		8,4		11,4		14,4		21,0	
5,5		8,5		11,5		14,5		22,0	
5,6		8,6		11,6		14,6		23,0	
5,7		8,7		11,7		14,7		24,0	
5,8		8,8		11,8		14,8		25,0	
5,9		8,9		11,9		14,9			
6,0		9,0		12,0		15,0			
6,1		9,1		12,1		15,1			
6,2		9,2		12,2		15,2			
6,3		9,3		12,3		15,3			
6,4		9,4		12,4		15,4			
6,5		9,5		12,5		15,5			
6,6		9,6		12,6		15,6			
6,7		9,7		12,7		15,7			
6,8		9,8		12,8		15,8			
6,9		9,9		12,9		15,9			

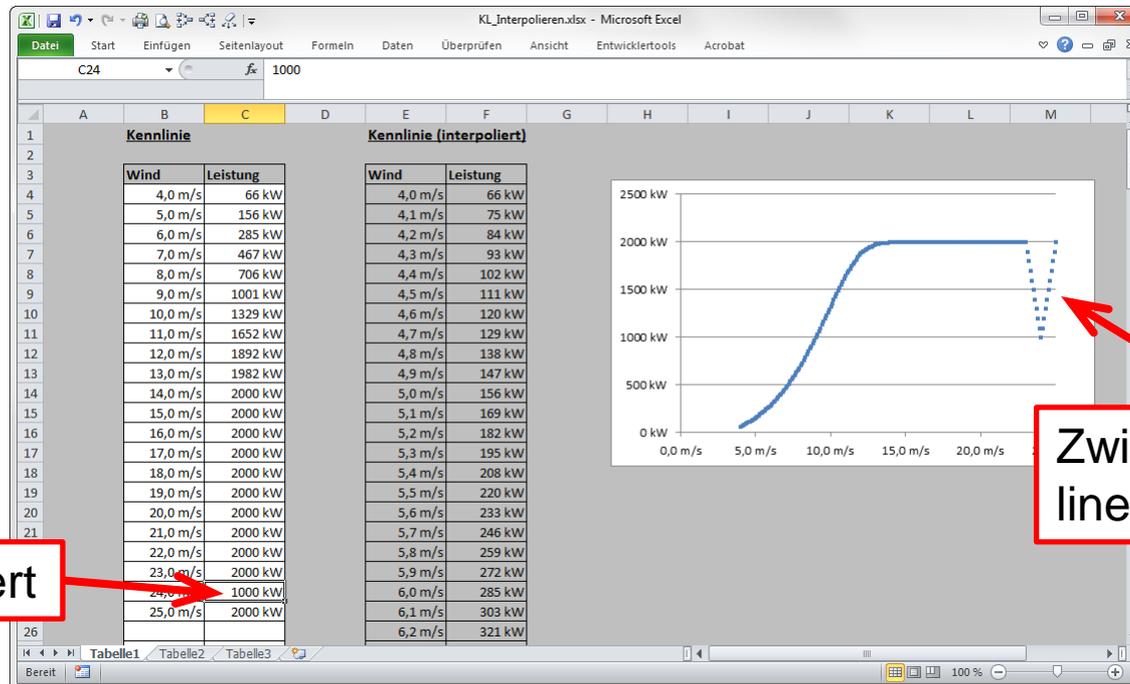
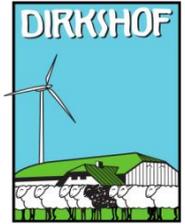
Ort, Datum	[REDACTED]	Prüfer	[REDACTED]	Bearbeiter	[REDACTED]
------------	------------	--------	------------	------------	------------

Leistungskennlinie interpolieren



Diese Vorlage kann kostenlos beim Dirkshof heruntergeladen werden:
www.dirkshof.de/KL_Interpolieren.xlsx

Leistungskennlinie interpolieren



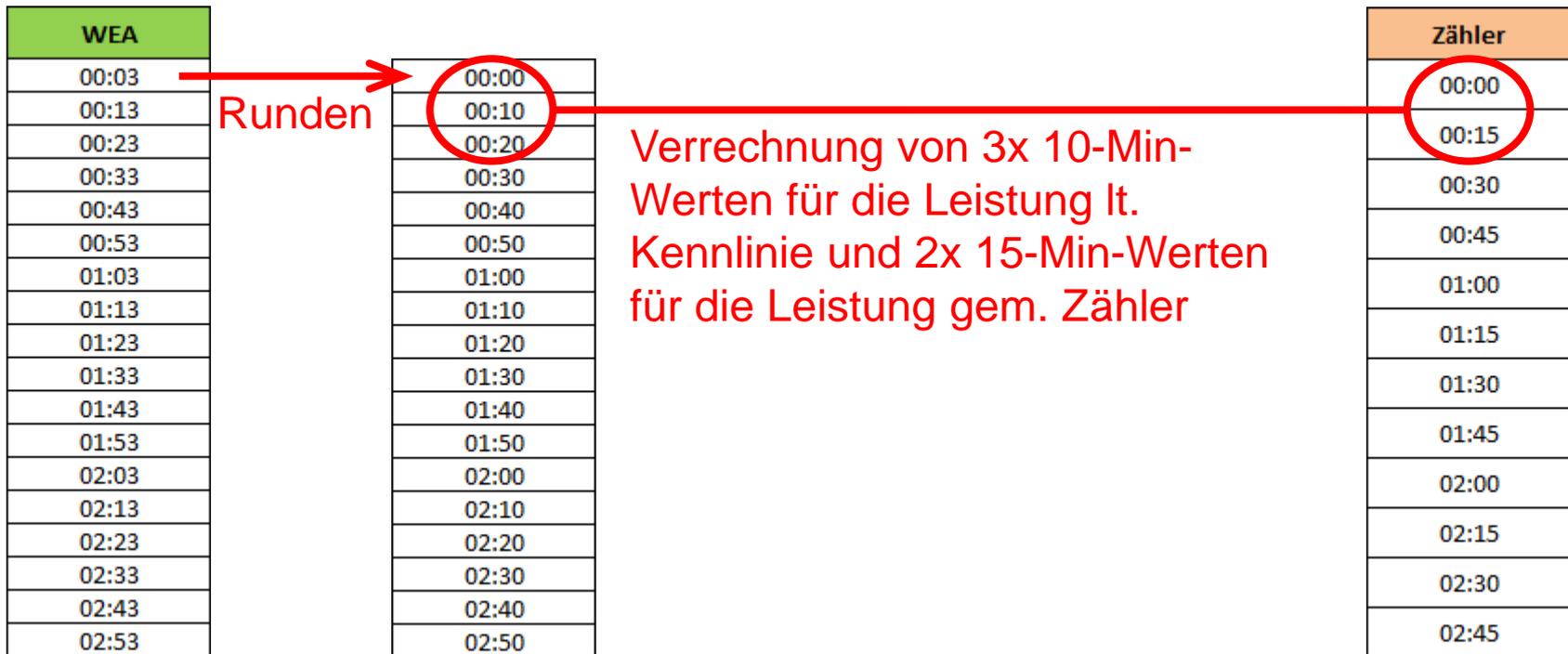
Wert geändert

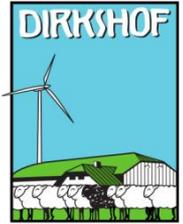
Zwischenwerte linear interpoliert!

Diese Vorlage kann kostenlos beim Dirkshof heruntergeladen werden:
www.dirkshof.de/KL_Interpolieren.xlsx

Zähler- und Anlagendaten

Die Zählerdaten werden üblicherweise in 15 Minuten Intervallen geliefert, Anlagendaten hingegen meist in 10 Minuten Intervalle. Hier zunächst ein nicht ganz optimaler Lösungsansatz.



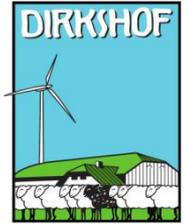


Zähler- und Anlagendaten

In dem gezeigten Lösungsansatz werden zunächst die WEA-Daten auf 10-Min-Intervalle gerundet, die um 00:00 Uhr beginnen (sollte dieses nicht ohnehin der Fall sein). Dies ist natürlich nicht ganz optimal (Zeitverschiebung).

Das Berechnen des Ertragsausfalls in 30-Min-Intervallen beinhaltet auch, dass die Deckelung, welche beim Unterschreiten des EisMan-Signals greift und nur bei Signaländerungen für ein 15 Min ausgesetzt werden darf, nur in diesem festen 30-Min-Intervallen teilweise vorgenommen werden kann. Aufgrund der Reaktionszeit der Anlage(n) ergeben sich hier auch zu geringe Ertragsausfällen.

Des Weiteren sollte beachtet werden, dass es sich bei Windmessungen sowohl um Momentaufnahmen wie Mittelwerte handeln kann (anlagenabhängig).



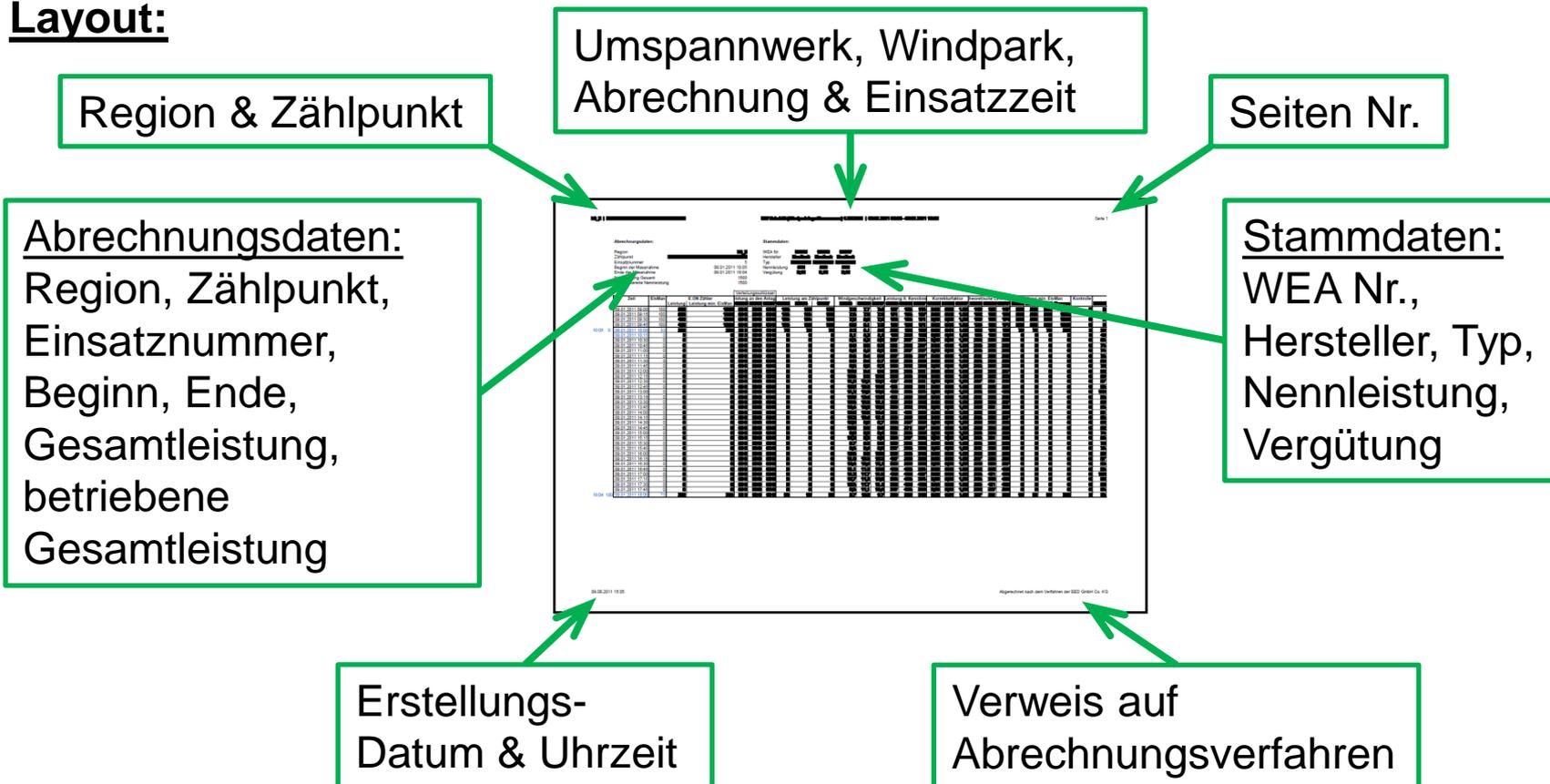
Lösungsweg Dirkshof

Im Folgendem wird gezeigt, wie die Abrechnung des Dirkshof aufgebaut ist. Hierbei wird der Fokus auf zwei wesentliche Punkte gelegt:

- Das **Layout der Abrechnung** erleichtert durch die übersichtliche Darstellung aller relevanten Daten die Prüfung erheblich und trägt so zu einer zeitnahen Auszahlung der Entschädigungssumme bei.
- Die **Rechenschritte der Abrechnung** werden einzeln erläutert.

Lösungsweg Dirkshof

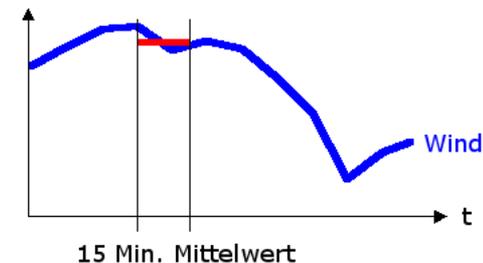
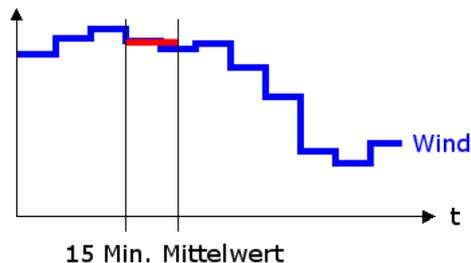
Layout:



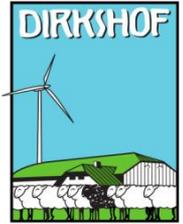
Lösungsweg Dirkshof

Grundkonzept:

Die Speicherung der Windmessdaten erfolgt in Abhängigkeit des Anlagentyps unterschiedlich. Bei einigen Anlagen werden 10-Min-Mittelwerte der Windmessung gespeichert, bei anderen Anlagen nur Momentaufnahmen. Sofern Mittelwerte gebildet werden, gibt der Zeitstempel bei einigen Anlagen den Beginn des Intervalls, bei anderen Anlagen das Ende des Intervalls an.



Um dem Netzbetreiber die Prüfung zu erleichtern, und eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen, werden zunächst die unterschiedlichen Windmessungen auf ein einheitliches dem Zähler entsprechendes 15-Min-Mittelwertformat umgerechnet.



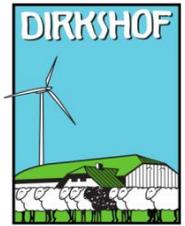
Lösungsweg Dirkshof

Grundkonzept:

Dieses einheitliche den Zählerdaten entsprechende Format gibt nun die Möglichkeit: Die gesamte Abrechnung in einer geschlossenen Tabelle darzustellen.

Eine geschlossene Tabelle bietet den Vorteil, bei einer Prüfung einen Wert nur zu einem Zeitpunkt für eine Anlage kontrollieren zu müssen, da sich die Formel für alle Zeiten und Anlagen nur wiederholen.

Ein weiterer Grund für dieses Konzept ist es, dass aus dieser Form sehr leicht Diagramme erstellt werden können.



Lösungsweg Dirkshof

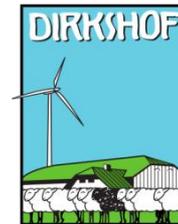
Aufbau der Tabelle:

Die fortlaufende Zeit in ¼ Std. Intervallen wird in den einzelnen Zeilen dargestellt.

Die einzelnen Rechenschritte je ¼ Std. werden in den aufeinanderfolgenden Spalten dargestellt.

		Zeit	EisMan	E.ON Zähler		v
				Leistung	Leistung min. EisMan	Leis 1284
		20.02.2010 02:30	100	4232	5960	100
		20.02.2010 02:45	100	4728	5960	119
		20.02.2010 03:00	100	4424	5960	117
		20.02.2010 03:15	100	3920	5960	102
03:35	60	20.02.2010 03:30	73	3784	3784	95
		20.02.2010 03:45	60	3448	3448	88
		20.02.2010 04:00	60	3440	3576	82
		20.02.2010 04:15	60	3480	3576	89
04:30	30	20.02.2010 04:30	12	1288	1288	20
04:36	0					
		20.02.2010 04:45	0	0	0	0
05:08	30	20.02.2010 05:00	14	16	16	16
		20.02.2010 05:15	30	1440	1440	1440
		20.02.2010 05:30	30	1664	1788	1788
		20.02.2010 05:45	30	1688	1788	1788
06:14	0	20.02.2010 06:00	28	1656	1656	1656
		20.02.2010 06:15	0	288	288	288
		20.02.2010 06:30	0	0	0	0

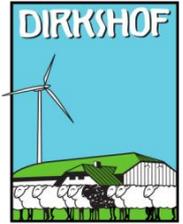
Die Tabelle kann von links nach rechts gelesen werden, in jeder Spalte werden nur Werte verwendet die sich links der Spalte befinden. Ein Wert (z.B. „Korrekturfaktor“) wird zunächst für jede Anlage in je einer Spalte berechnet, bevor der nächste Wert berechnet wird.



Lösungsweg Dirkshof

		Neue Datenquelle	Verwendete Werte														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Berechnungsschritt	0	Zeitintervall															
	1	EisMan	Einsatzberichte														
	2	E.ON Zähler	MSCONS														
	3	Verteilungsschlüssel: Leistung an den Anlagen	Betriebsführungssoftware														
	4	Leistung am Zählpunkt		X	X												
	5	Windgeschwindigkeit	Betriebsführungssoftware														
	6	Leistung lt. Kennlinie	Herstellerkennlinie					X									
	7	Korrekturfaktor					X		X								
	8	theoretische Leistung						X		X							
	9	Leistung min. EisMan		X	X												
	10	Kontrolle			X									X			
	11	Ertragsausfall											X	X			
	12	Entschädigungsbetrag	Stammdaten (Vergütung)														

(Blau hervorgehobene Werte müssen je WEA ermittelt werden.)

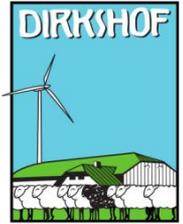


Lösungsweg Dirkshof

Zeit

Die Spalte Zeit enthält keine Formel. Sie gibt die Zeitintervalle von einer Stunde vor dem Signal bis zum Ende des Signals an.

Hierbei gilt: Das Intervall geht von dem angegebenen Zeitpunkt bis zum angegebenen Zeitpunkt + 15 Minuten. Beispiel: Wert: 20.02.2010 02:30 = Intervall 20.02.2010 02:30-02:45.

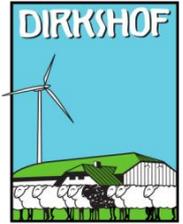


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan

Die Spalte „EisMan“ gibt das arithmetische Mittel des Einspeisemanagementsignals für den in Spalte „Zeit“ definierten Intervall an.

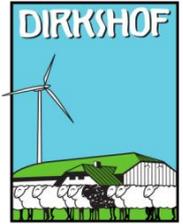
Um die Nachvollziehbarkeit zu erhöhen werden Signaländerungen in den entsprechenden Zeilen links neben der Tabelle vermerkt.



Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung

Die Spalte „E.ON Zähler Leistung“ gibt das arithmetische Mittel der Leistung am Zählpunkt für das in Spalte „Zeit“ definierten Intervall an.

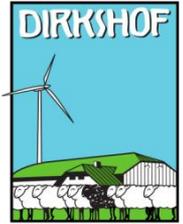


Lösungsweg Dirkshof

**Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan**

Sofern die am Zählpunkt eingespeiste Leistung geringer ist als vom EisMan-Signal vorgegeben, muss der Ertragsausfall nach unten gedeckelt werden. Dieses ist dann nicht der Fall, wenn in dem aktuellen Intervall eine Änderung des Einspeisemanagementsignals erfolgte.

Zusätzlich wurden die Zeilen, in denen eine Deckelung auf Grund der Änderung des Signals nicht erfolgen musste, blau hervorgehoben.

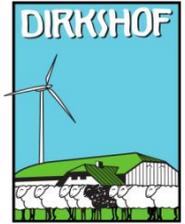


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > [Leistung an den Anlagen](#)

Diese Spalten enthalten keine Formeln, sie entstammen der Betriebsführungssoftware der Anlagen und enthalten die arithmetischen Mittelwerte der Leistung, in dem entsprechenden Intervall, welche direkt in den Anlagen gemessen wurde.

Da diese Information für die Berechnung nicht unbedingt relevant ist, sondern nur der Nachvollziehbarkeit der Spalten „Leistung am Zählpunkt“ dient, wurde zusätzlich „Verteilungsschlüssel“ über die entsprechenden Spalten geschrieben.

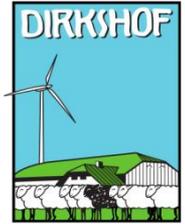


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt

In diesen Spalten wird der Wert „E.ON Zähler – Leistung“ auf die einzelnen Anlagen aufgeteilt. Die Summe der Spalten „Leistung am Zählpunkt“ entspricht also immer der Spalte „E.ON Zähler – Leistung“.

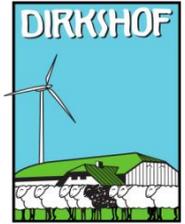
Grundsätzlich wird die Leistung am Zähler im gleichen Verhältnis aufgeteilt wie die Leistungen an den Anlagen. Sollte dies jedoch bei einer Anlage dazu führen, dass die ihr zugeteilte Leistung größer ist als die Maximalleistung der Anlage, so muss in einem weiteren Rechenschritt diese Leistung nach gleichem Verfahren auf die übrigen Anlagen umverteilt werden usw.



Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit

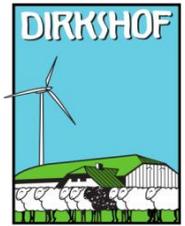
Diese Spalten enthalten keine Formeln, sie entstammen der Betriebsführungssoftware der Anlagen und enthalten die arithmetischen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, in dem entsprechenden Intervall, welche direkt in den Anlagen gemessen wurde.



Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie

Diese Spalten enthalten den abgelesenen Wert aus der interpolierten Kennlinie. Eingangswert für die Kennlinie ist die Windgeschwindigkeit der Anlage in dem Intervall.

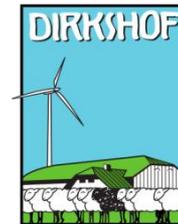


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor

Der Korrekturfaktor gibt das Verhältnis von „Leistung am Zählpunkt“ zur „Leistung lt. Kennlinie“ in der Stunde vor Beginn des EisMan-Signals an. Er muss für jede Anlage separat ermittelt werden, ist aber für das gesamte Signal konstant.

SUMME																	
=MITTELWERT(K\$15:K\$18)/MITTELWERT(\$S15:\$S18)																	
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
10																	
11	sel																
12	lagen	Leistung am Zählpunkt				Windgeschwindigkeit				Leistung lt. Kennlinie				Korrekturfaktor			
13	18164	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164
15	1576	974	1235	492	1531	10,3	11,2	11,3	10,1	980	1217	531	1361	=MITTEL	1,02	0,93	1,06
16	1724	1170	1326	541	1691	11,2	11,4	11,8	10,8	1217	1267	564	1587	0,93	1,02	0,93	1,06
17	1578	1118	1281	515	1509	11,3	11,2	11,6	10,6	1242	1217	551	1523	0,93	1,02	0,93	1,06
18	1458	951	1151	459	1359	10,7	11,2	11,2	9,8	1087	1217	524	1263	0,93	1,02	0,93	1,06
19	1386	918	1089	450	1327	10,6	10,9	11,4	10,0	1060	1140	537	1329	0,93	1,02	0,93	1,06
20	1319	859	938	369	1283	10,9	10,5	11,7	10,1	1140	1034	557	1361	0,93	1,02	0,93	1,06
21	1250	815	934	460	1231	10,6	10,9	11,6	10,5	1060	1140	551	1491	0,93	1,02	0,93	1,06



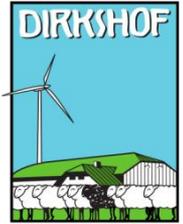
Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor >
theoretische Leistung

Die „theoretische Leistung“ ist der Wert, der nun für die Berechnung des Ertragsausfalls herangezogen wird als: So viel Leistung hätte eingespeist werden können, hätte das Einspeisemanagement diese Leistung nicht reduziert.

Berechnet wird der Wert durch die „Leistung lt. Kennlinie“ multipliziert mit dem „Korrekturfaktor“. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass sollte das Produkt der Zahlen die max. Leistung überschreiten, auf max. Leistung zu deckeln ist.

SUMME												
	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD
10												
11												
12	Leistung lt. Kennlinie				Korrekturfaktor				theoretische Leistung			
13	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164
15	980	1217	531	1361	0.93	1.02	0.93	1.06	=WENN(S15*W15>1650;1650;S15*W15)	1236	491	1446
16	1217	1267	564	1587	0.93	1.02	0.93	1.06	1133	1287	522	1686
17	1242	1217	551	1523	0.93	1.02	0.93	1.06	1156	1236	509	1617
18	1087	1217	524	1263	0.93	1.02	0.93	1.06	1012	1236	485	1342
19	1060	1140	537	1329	0.93	1.02	0.93	1.06	987	1158	497	1411
20	1140	1034	557	1361	0.93	1.02	0.93	1.06	1061	1049	516	1446
21	1060	1140	551	1491	0.93	1.02	0.93	1.06	987	1158	509	1583
22	1267	1318	577	1676	0.93	1.02	0.93	1.06	1180	1337	531	1780

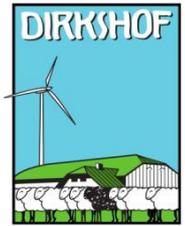


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor >
theoretische Leistung > Leistung min. EisMan

In den vorherigen Spalten wurde die „theoretische Leistung“ also die obere Grenze des Ertragsausfalls bestimmt. Um den Ertragsausfall bestimmen zu können, wird nun die untere Grenze benötigt, also die Leistung die während des EisMan-Signals eingespeist wurde. Dieser Wert wurde schon inkl. Deckelung bei zu geringer Einspeisung in der Spalte „E.ON Zähler – Leistung min. EisMan“ berechnet und muss nur noch auf die einzelnen Anlagen aufgeteilt werden.

Die Aufteilung erfolgt nach dem gleichen Algorithmus wie in Spalte „Leistung am Zählpunkt“ beschrieben.

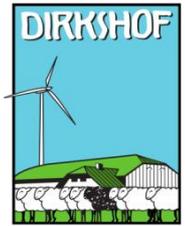


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min. EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt > Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor > theoretische Leistung > Leistung min. EisMan > Kontrolle

Die Spalte Kontrolle dient ausschließlich der Prüfung der Abrechnung. Hier wird kontrolliert, ob eine Differenz zwischen der Spalte „E.ON Zähler – Leistung min. EisMan“ und „Leistung min. EisMan – Summe“ besteht. (In der folgenden Grafik wurden die Spalten „G-AD“ ausgeblendet.)

		E.ON Zähler		Leistung min. EisMan				Kontrolle
	Leistung	Leistung min. EisMan	12845	16862	16267	18164	Summe	
15	4232	5960	1650	1650	660	2000	5960	=A15-F15
16	4728	5960	1650	1650	660	2000	5960	0
17	4424	5960	1650	1650	660	2000	5960	0
18	3920	5960	1650	1650	660	2000	5960	0
19	3784	3784	918	1089	450	1327	3784	0
20	3448	3448	859	938	369	1283	3448	0
21	3440	3576	848	971	479	1279	3576	0
22	3180	3576	888	1032	411	1202	3576	0



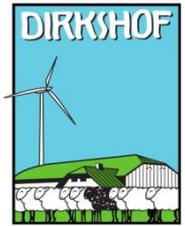
Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor >
theoretische Leistung > Leistung min. EisMan > Kontrolle >
Ertragsausfall

Ein Ertragsausfall besteht logischer weise nur dann, wenn die „theoretische Leistung“ größer ist als die „Leistung min. EisMan“.

Ist dieses der Fall, so muss die Differenz durch 4 geteilt werden, um aus der Differenz der Leistungen den Produktionsausfall in ¼ Std. zu errechnen.

SUMME															
=WENN(AA15>AE15;(AA15-AE15)/4;0)															
	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO
10															
11															
12	theoretische Leistung				Leistung min. EisMan					Kontrolle	Ertragsausfall				
13	12845	16862	16267	18164	12845	16862	16267	18164	Summe		12845	16862	16267	18164	Summe
15	912	1236	491	1446	1650	1650	660	2000	5960	0	0	0	0	0	0
16	1133	1287	522	1686	1650	1650	660	2000	5960	0	0	0	0	0	0
17	1156	1236	509	1617	1650	1650	660	2000	5960	0	0	0	0	0	0
18	1012	1236	485	1342	1650	1650	660	2000	5960	0	0	0	0	0	0
19	987	1158	497	1411	918	1089	450	1327	3784	0	17	17	12	21	67
20	1061	1049	516	1446	859	938	369	1283	3448	0	51	28	37	41	156
21	987	1158	509	1583	848	971	479	1279	3576	0	35	47	8	76	165
22	1180	1337	534	1780	808	1039	444	1209	3676	0	70	76	23	144	314

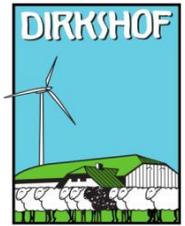


Lösungsweg Dirkshof

Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor >
theoretische Leistung > Leistung min. EisMan > Kontrolle >
Ertragsausfall > Entschädigungsbetrag

Der Entschädigungsbetrag ergibt sich aus Multiplikation des Ertragsausfalls in kWh und des Vergütungssatzes in €/kWh.

		Ertragsausfall					Entschädigungsbetrag					Ents
	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT		
10												
11												
12												
13	12845	16862	16267	18164	Summe	12845	16862	16267	18164	Summe		
15	0	0	0	0	0	=AK15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
17	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
18	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
19	17	17	12	21	67	1,57	1,54	1,04	1,88	6,04		
20	51	28	37	41	156	4,63	2,50	3,27	3,62	14,03		
21	35	47	8	76	165	3,18	4,21	0,69	6,76	14,83		
22	70	76	23	144	314	6,44	6,87	2,04	12,86	28,17		

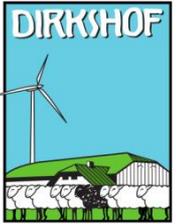


Lösungsweg Dirkshof

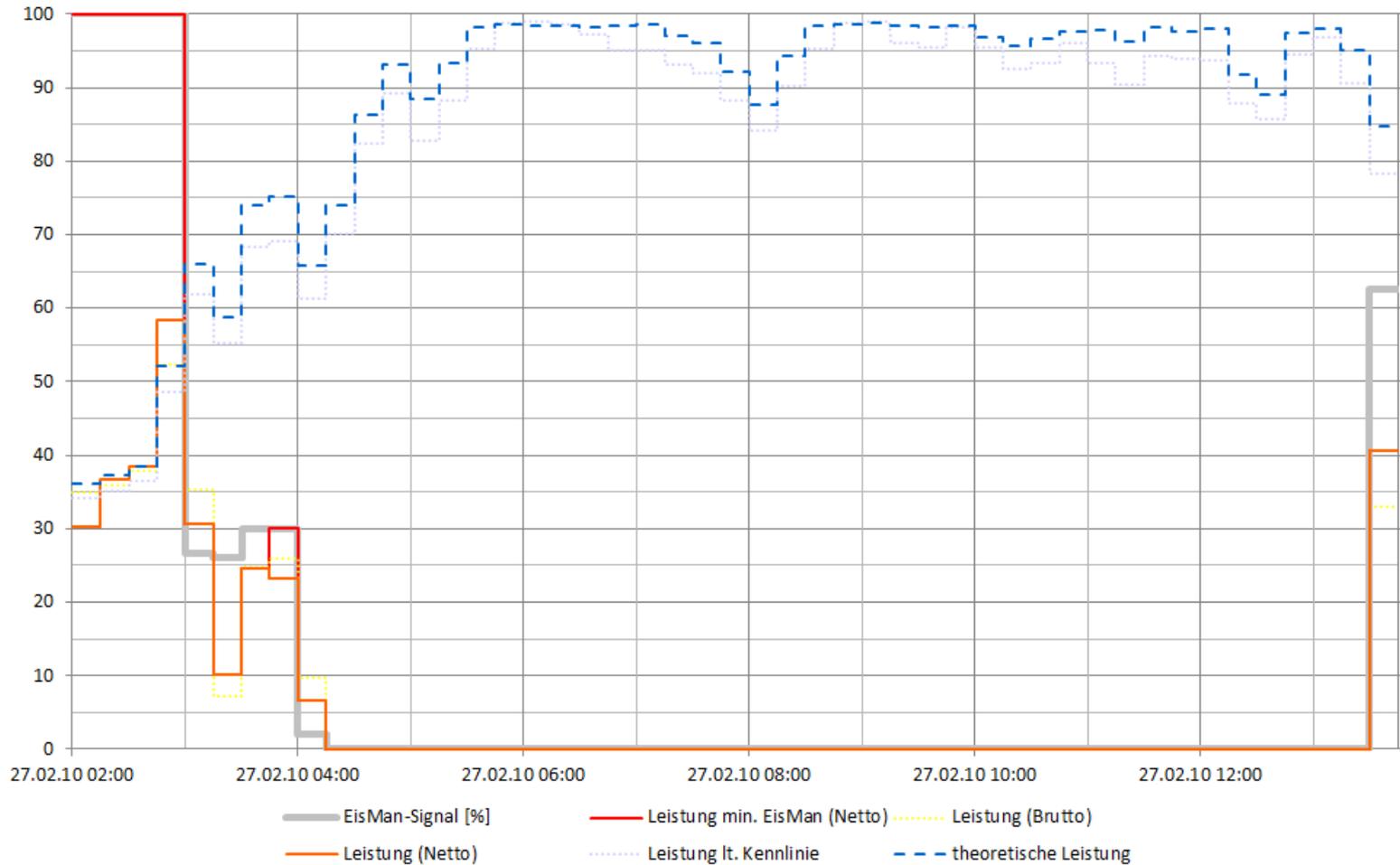
Zeit > EisMan > E.ON Zähler – Leistung > E.ON Zähler – Leistung min.
EisMan > Leistung an den Anlagen > Leistung am Zählpunkt >
Windgeschwindigkeit > Leistung lt. Kennlinie > Korrekturfaktor >
theoretische Leistung > Leistung min. EisMan > Kontrolle >
Ertragsausfall > Entschädigungsbetrag > Entschädigungsbetrag Summe
Signal

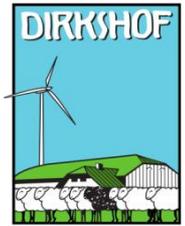
Der Entschädigungsbetrag für das gesamte Signal ergibt sich dann aus der Aufsummierung aller Anlagen und ¼ Std. Intervalle.

SUMME											=SUMME(AT\$15:AT\$58)
	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU
10											
11											
12	Ertragsausfall					Entschädigungsbetrag					Entschädigungsbetrag
13	12845	16862	16267	18164	Summe	12845	16862	16267	18164	Summe	Summe Signal
15	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	=SUMME(AT\$15:AT\$58)
16	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
17	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
18	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
19	17	17	12	21	67	1,57	1,54	1,04	1,88	6,04	
20	51	28	37	41	156	4,63	2,50	3,27	3,62	14,03	
21	35	47	8	76	165	3,18	4,21	0,69	6,76	14,83	
22	70	75	22	114	214	6,44	6,07	2,04	12,00	29,47	



Signalverlauf – 4/2010





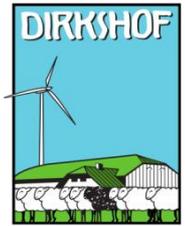
Weiterführende Links

Vorgaben zur Rechnungsstellung nach § 12 EEG von E.ON Netz:

Internetseite: www.eon-netz.com > Erzeugungsanlagen > Erneuerbare- Energien- Gesetz > Einspeisemanagement > Vorgaben zur Rechnungsstellung nach § 12 EEG > *runter scrollen*

Downloads: Workshop Spitzabrechnungsverfahren Wind (PDF, 156 KB)

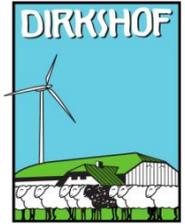
FAQ zum Einspeisemanagement 22.06.2011 (PDF, 131 KB)



Übersicht

- **Vorstellung**
- **Entscheidung für ein Verfahren**
 - Kumulierter Stillstand
 - Pauschal- und Spitzabrechnung
 - Beispielsignale
 - Statistik über gesamtes Jahr
 - Fazit
- **Berechnung des Ertragsausfalls**
 - Pauschale Abrechnung
 - Spitzabrechnung Grundprinzip
 - Spitzabrechnung im Detail
 - Lösungsweg Dirkshof
- **Einfordern des Ertragsausfalls**
 - Kommunikation mit Netzbetreiber
 - Dienstleister

Kommunikation mit Netzbetreibern



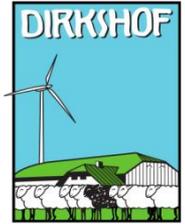
Vorwort:

Die im Folgenden gezeigten Beispiele spiegeln die Erfahrungen vieler Anlagenbetreiber und Dienstleister wider. Es handelt sich nicht um Einzelfälle, daher wurden Namen von Unternehmen und Personen sowie alle sonstigen Hinweise, die auf solche schließen lassen, entfernt.

Sofern die Aussagen einzelner Mitarbeiter von Netzbetreibern als fachlich falsch dargestellt werden, ist dies nicht als Kritik an der Person zu werten. Eine fachlich falsche Aussage kann ebenso durch zu hohes Arbeitsaufkommen und der daraus folgenden zu geringen Zeit sich mit einer Thematik zu beschäftigen resultieren.

Der Kontakt zu Mitarbeitern von Netzbetreibern wird von den meisten Dienstleistern im Regelfall als sehr freundlich empfunden.

Kommunikation mit Netzbetreibern



Fall 1:

Der Betreiber ist ein gut aufgestelltes Steuerbüro.

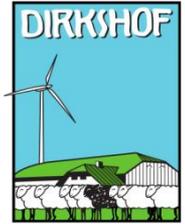
Es wurde nur für die Berechnung des Ertragsausfalles auf einen externen Dienstleister zurückgegriffen.

**Netz-
betreiber**

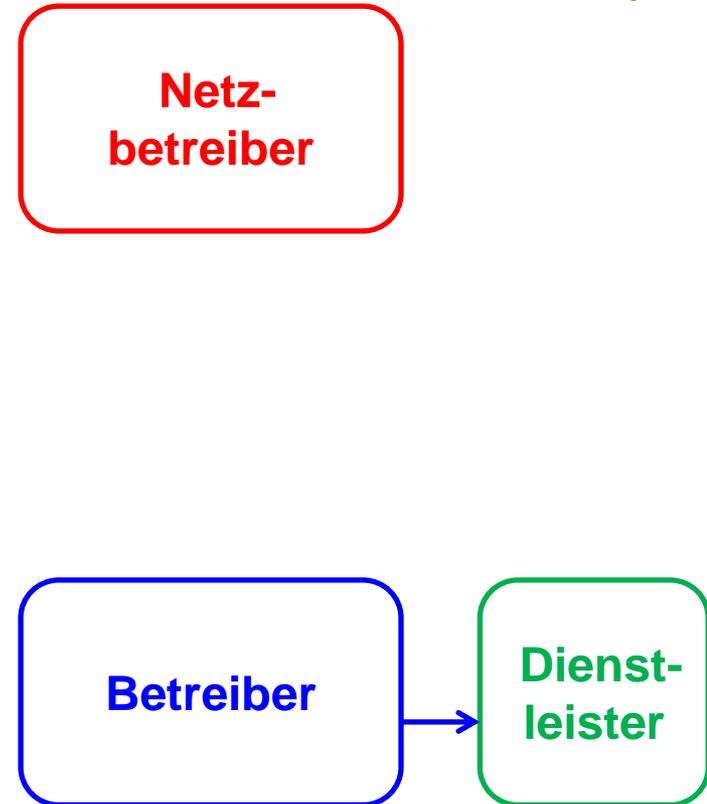
Betreiber

**Dienst-
leister**

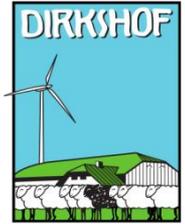
Kommunikation mit Netzbetreibern



10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**

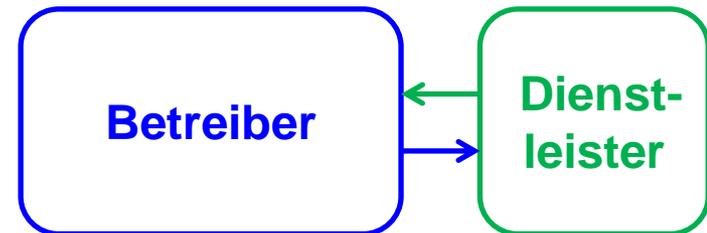


Kommunikation mit Netzbetreibern

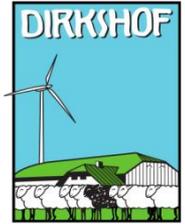


10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**

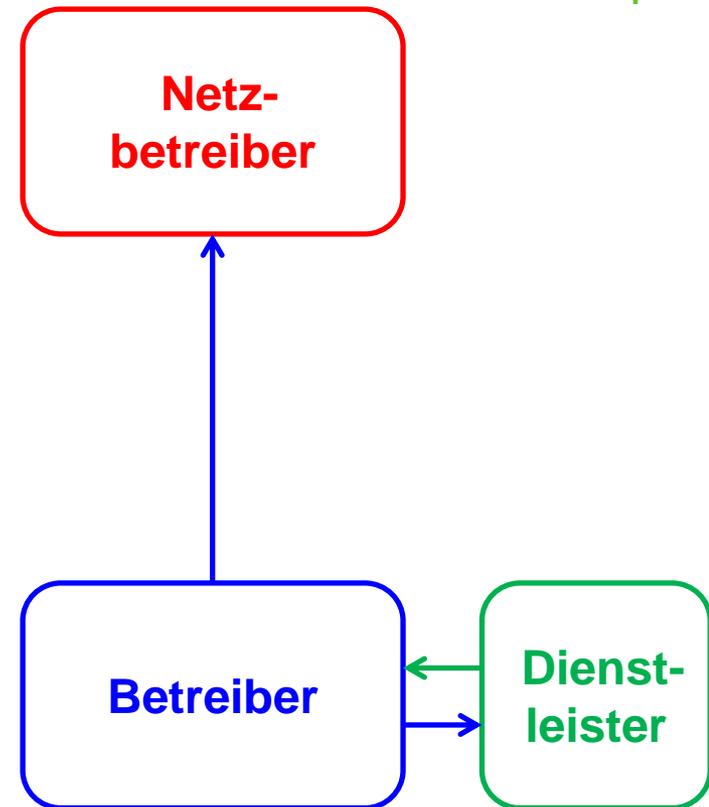
22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**



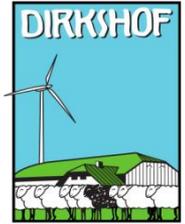
Kommunikation mit Netzbetreibern



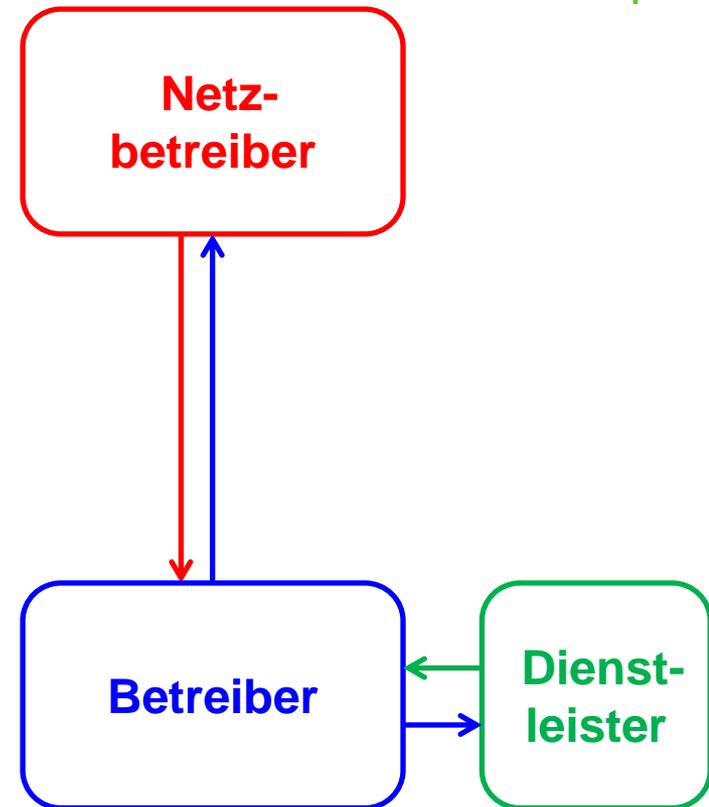
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**



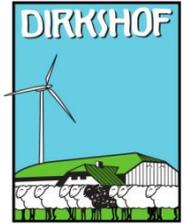
Kommunikation mit Netzbetreibern



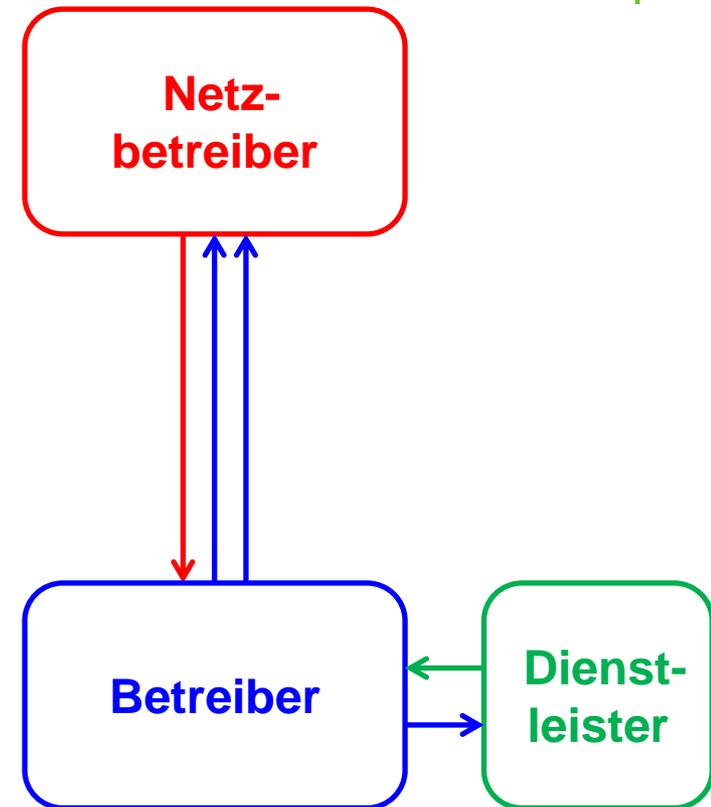
- 10.01. **Betreiber** beauftragt **Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister** berechnet **Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber** stellt **Betrag X** in Rechnung
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y** bei **Betreiber** ($Y < X$)



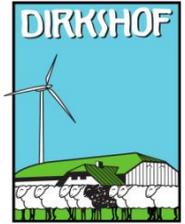
Kommunikation mit Netzbetreibern



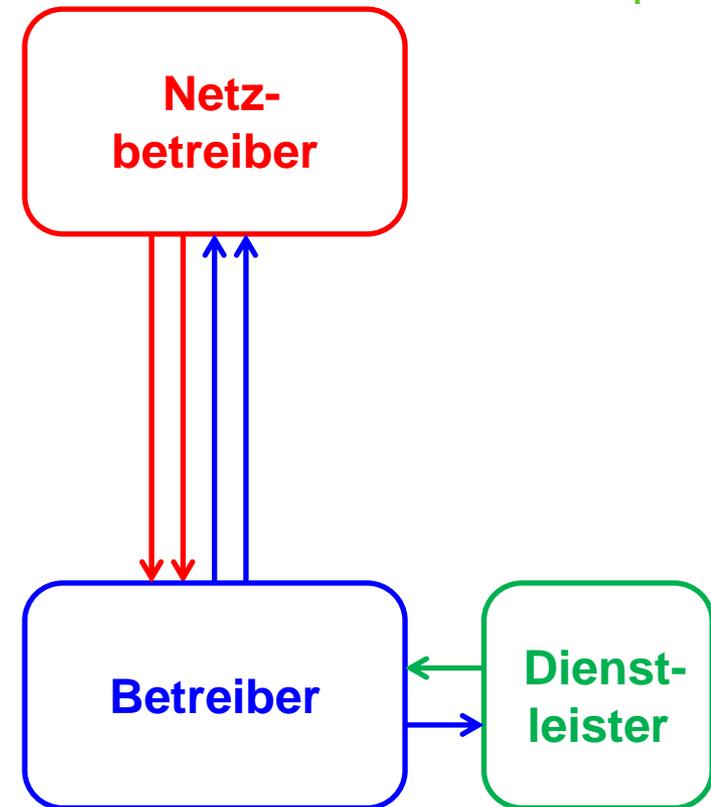
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**



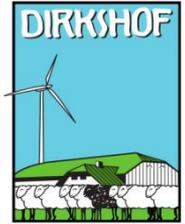
Kommunikation mit Netzbetreibern



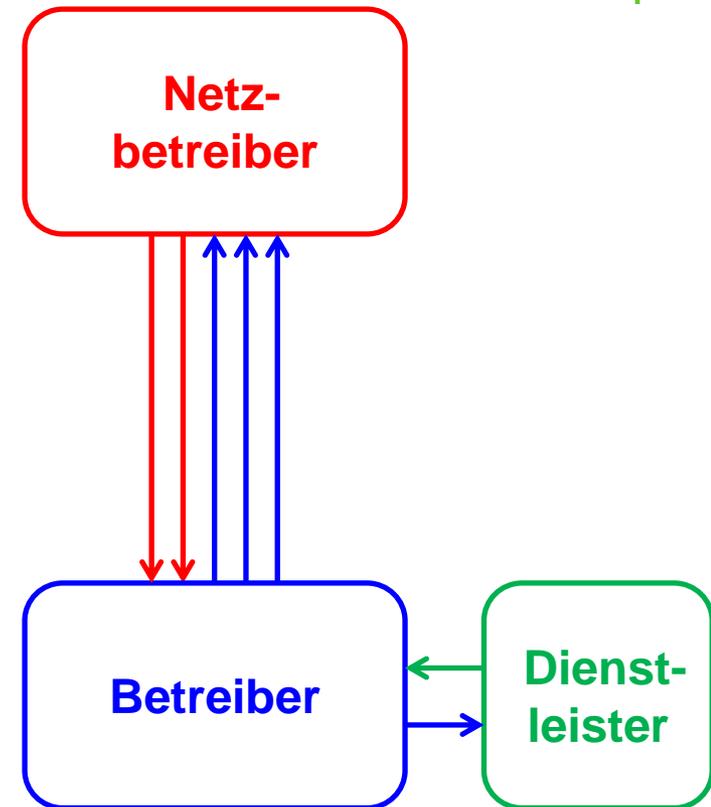
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**



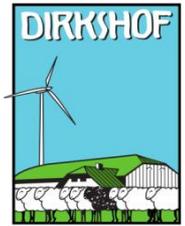
Kommunikation mit Netzbetreibern



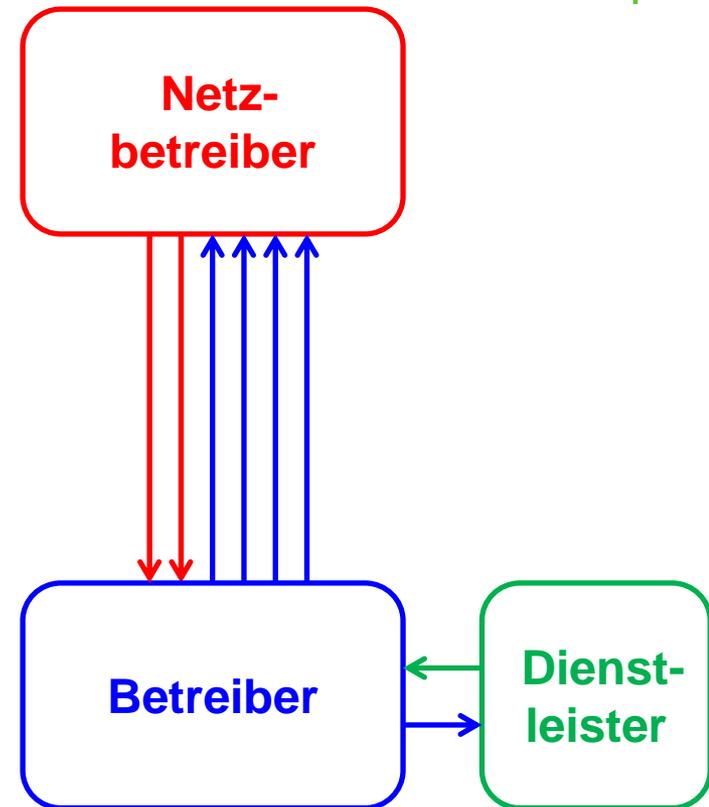
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**



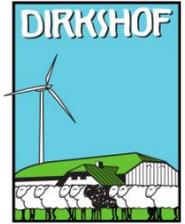
Kommunikation mit Netzbetreibern



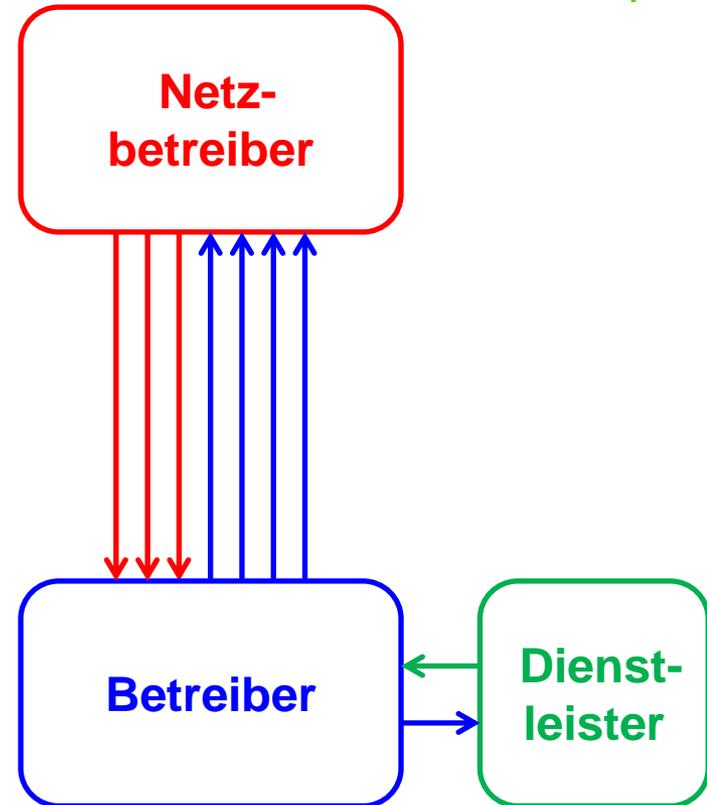
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**



Kommunikation mit Netzbetreibern

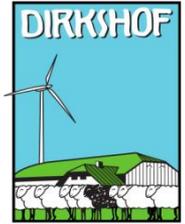


- 10.01. **Betreiber** beauftragt Dienstleister
- 22.02. **Dienstleister** berechnet Ertragsausfall X
- 24.02. **Betreiber** stellt Betrag X in Rechnung
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber** ($Y < X$)
- 07.08. **Betreiber** informiert: $Y \neq X$
- 07.08. **Netzbetreiber** fordert Zusendung via Post
- 07.08. **Betreiber** sendet via Post: $Y \neq X$
- 02.10. **Betreiber** erinnert an Postsendung
- 04.10. **Netzb.** stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)

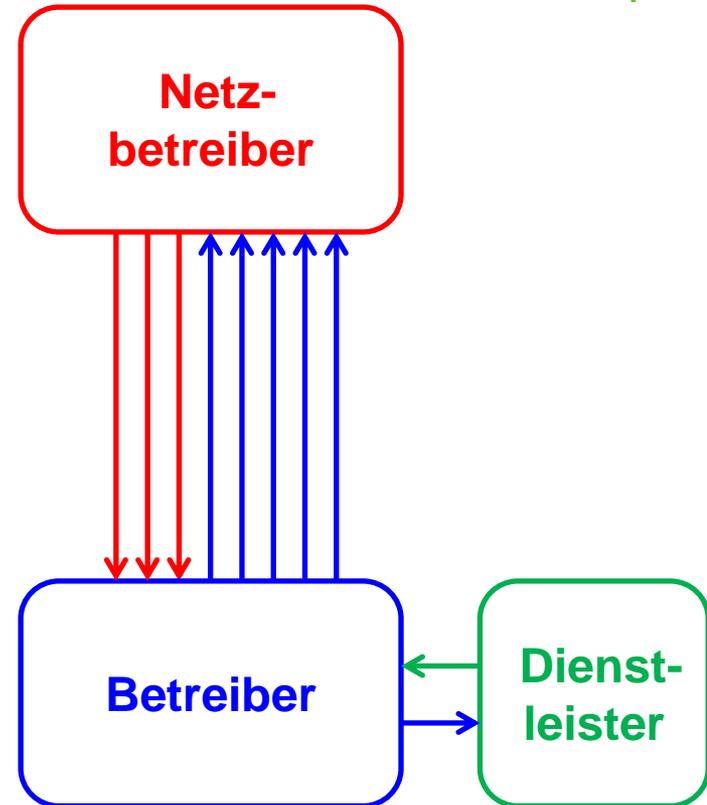


*Hallo Frau Blau,
wir haben Ihre RE $X - Y$ freigegeben.
Allerdings wurde im Altsystem $X - Z$ EUR zu viel überwiesen,
deshalb haben wir noch ein Guthaben auf Ihrem Konto - ich
gehe davon aus, dass hier eine Berechnung stattfindet und Sie
keine Zahlung erhalten.
Freundliche Grüße
Frau Rot*

Kommunikation mit Netzbetreibern

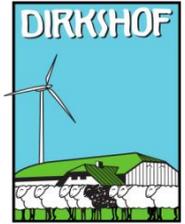


- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**

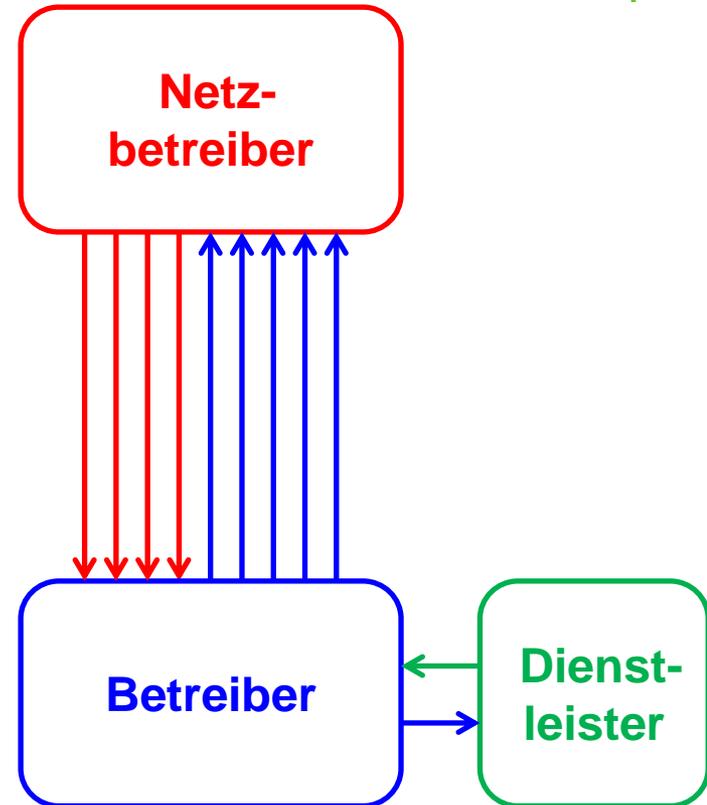


Hallo Frau Rot,
ich hatte versucht, Sie telefonisch zu erreichen. Selbiges ist mir leider nicht gelungen. Ich verstehe nicht, warum uns im Altsystem X - Z € zu viel überwiesen wurden. Lt. unseren Unterlagen stimmt der überwiesene Betrag mit dem Zahlungsavis überein. Können Sie mir den Sachverhalt, eventuell telefonisch, kurz erläutern?
Mit freundlichen Grüßen
i. A. Frau Blau

Kommunikation mit Netzbetreibern

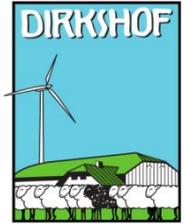


- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**
- 05.10. **Netzbetreiber erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$**

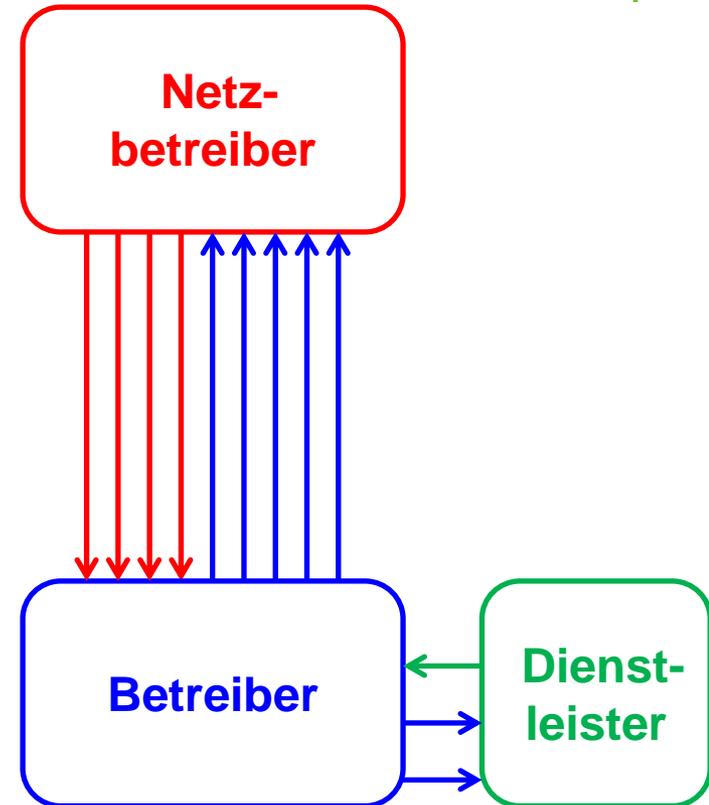


*Guten Morgen Frau Blau,
...Hier gab es systemtechnisch einen Fehler. In Ihrer ... RE
sollten eigentlich die X - Z EUR einbehalten werden, leider ging
die Zahlung ohne Einbehalt raus. das heißt ihr Avis stimmt
zwar mit den Überweisung überein, aber tatsächlich sind X - Z
EUR zu viel bezahlt.
Diese Kürzung setzt sich wie folgt zusammen:
EisMan α_2 : das Windangebot verhält sich ähnlich den LGD,
zeitgleich wurde die geforderte Stufe unterschritten. Dies sind
zwei Indikatoren dafür, dass hier das Signal nicht ankam.
EisMan α_1 : Regelungsstufe ist 60%
Stufe wird unterschritten und Windangebot <10 m/s#
Freundliche Grüße
Frau Rot*

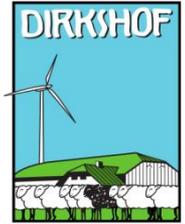
Kommunikation mit Netzbetreibern



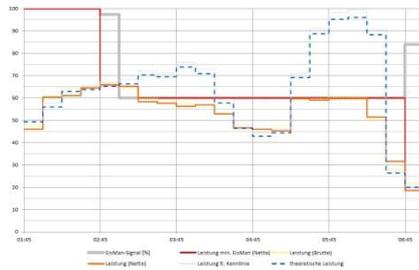
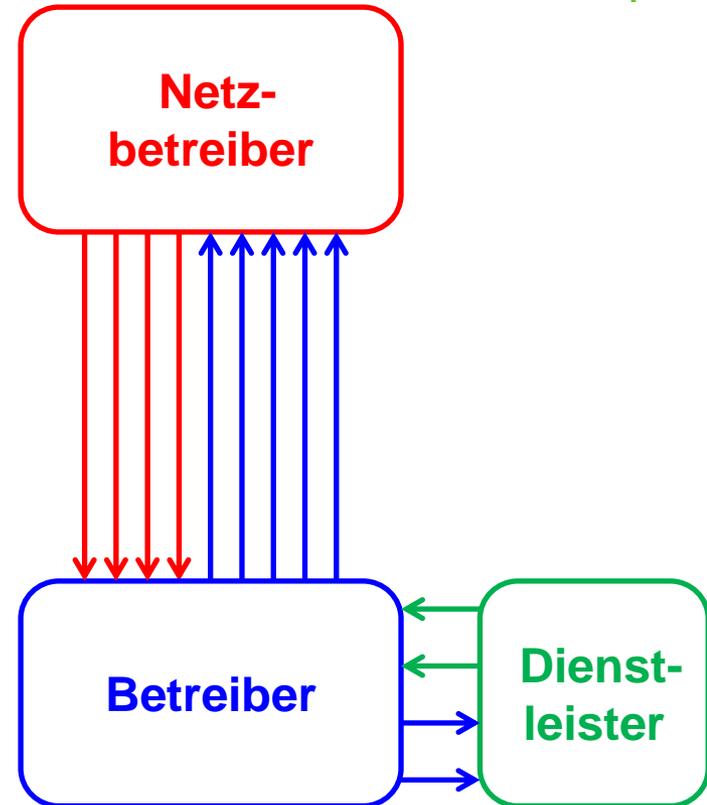
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**
- 05.10. **Netzbetreiber erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$**
- 05.10. **Betreiber: Kürzung auf Z rechters?**



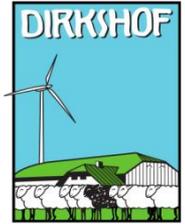
Kommunikation mit Netzbetreibern



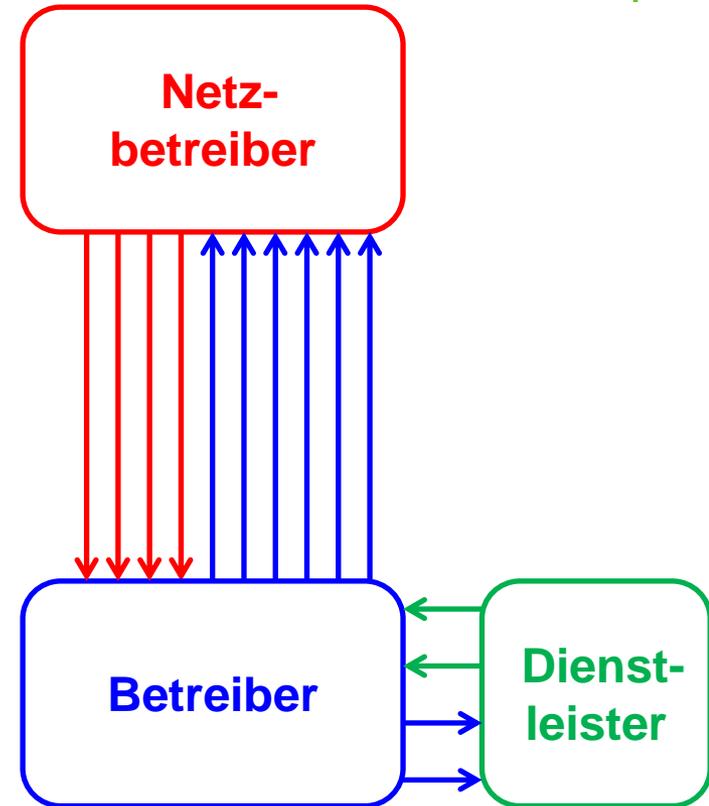
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**
- 05.10. **Netzbetreiber erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$**
- 05.10. **Betreiber: Kürzung auf Z rechters?**
- 05.10. **Dienstleister verneint und erstellt grafische Darstellung für Netzbetreiber**



Kommunikation mit Netzbetreibern

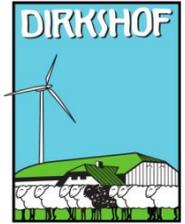


- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**
- 05.10. **Netzbetreiber erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$**
- 05.10. **Betreiber: Kürzung auf Z rechters?**
- 05.10. **Dienstleister verneint und erstellt grafische Darstellung für Netzbetreiber**
- 05.10. **Betreiber wiederholt Forderung und stellt weiter klar: $Z \neq X - \alpha_1 - \alpha_2$**

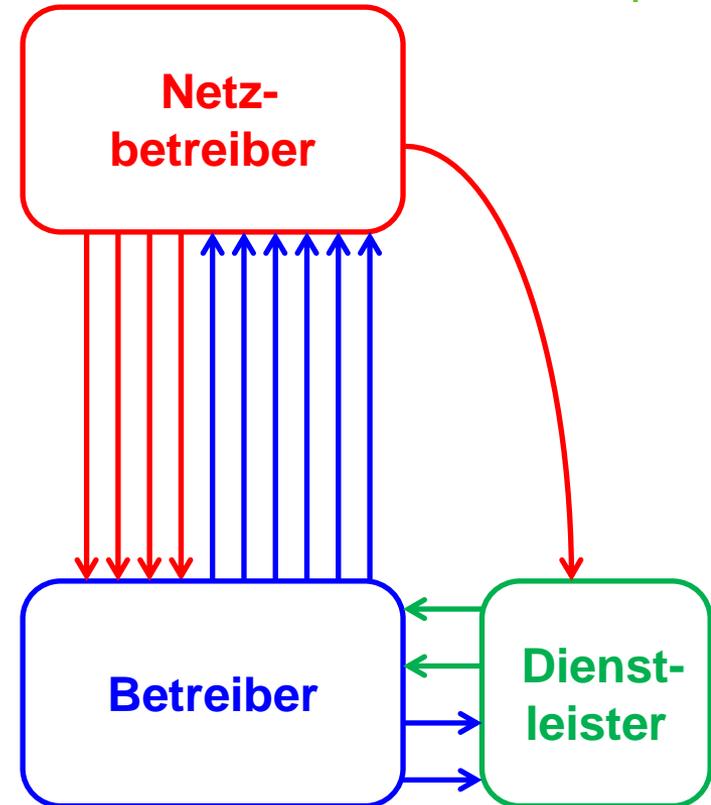


Hallo Frau Rot,
anbei übersende ich Ihnen die u.g. E-Mail von Herrn Grün, mit
der Bitte um Überprüfung.
Des Weiteren ergeben lt. unseren Unterlagen die Einsätze α_1
(€) und α_2 (€) einen Erstattungsbetrag von
insgesamt € , Sie schreiben in Ihrer E-Mail €
bzw. € . Könnten Sie diese Differenz bitte prüfen?
Mit freundlichen Grüßen
i. A. Frau Blau
...

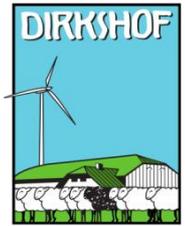
Kommunikation mit Netzbetreibern



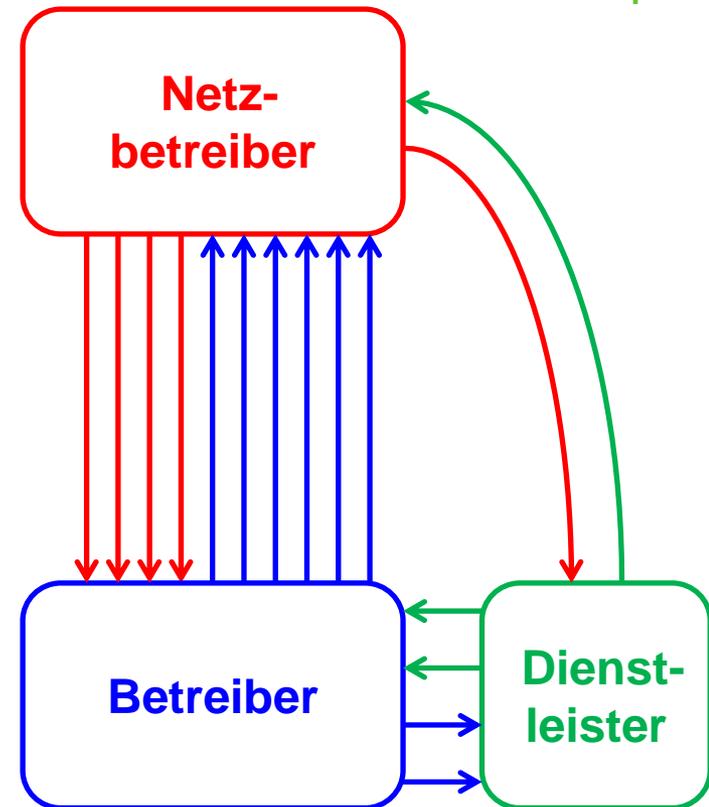
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
 22.02. **Dienstleister berechnet**
 24.02. **Betreiber**
 25. *Hallo Herr Grün,*
 07. *wie erklären Sie sich bspw. bei EisMan α1 dass laut Kennlinie*
 07. *deutlich über geforderten Signal eingespeist hätte werden*
 07. *können. die Leistung netto tatsächlich unter der geforderten*
 02. *Stufe lag?*
 04.1 *α1* EUR
 04.1 *α2* EUR
 04.1 *α3* EUR
 05.10 *= X - Z EUR*
 05.10 *in meiner Aufstellung fehlte ein EisMan Einsatz.*
 05.10 *Freundliche Grüße*
 05.10 *Frau Rot*
 05.10. **Betreiber wiederholt Forderung und stellt**
weiter klar: $Z \neq X - \alpha_1 - \alpha_2$
 08.10. **Netzb. fordert Erklärung zu α1 und stellt**
weiter klar: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3$



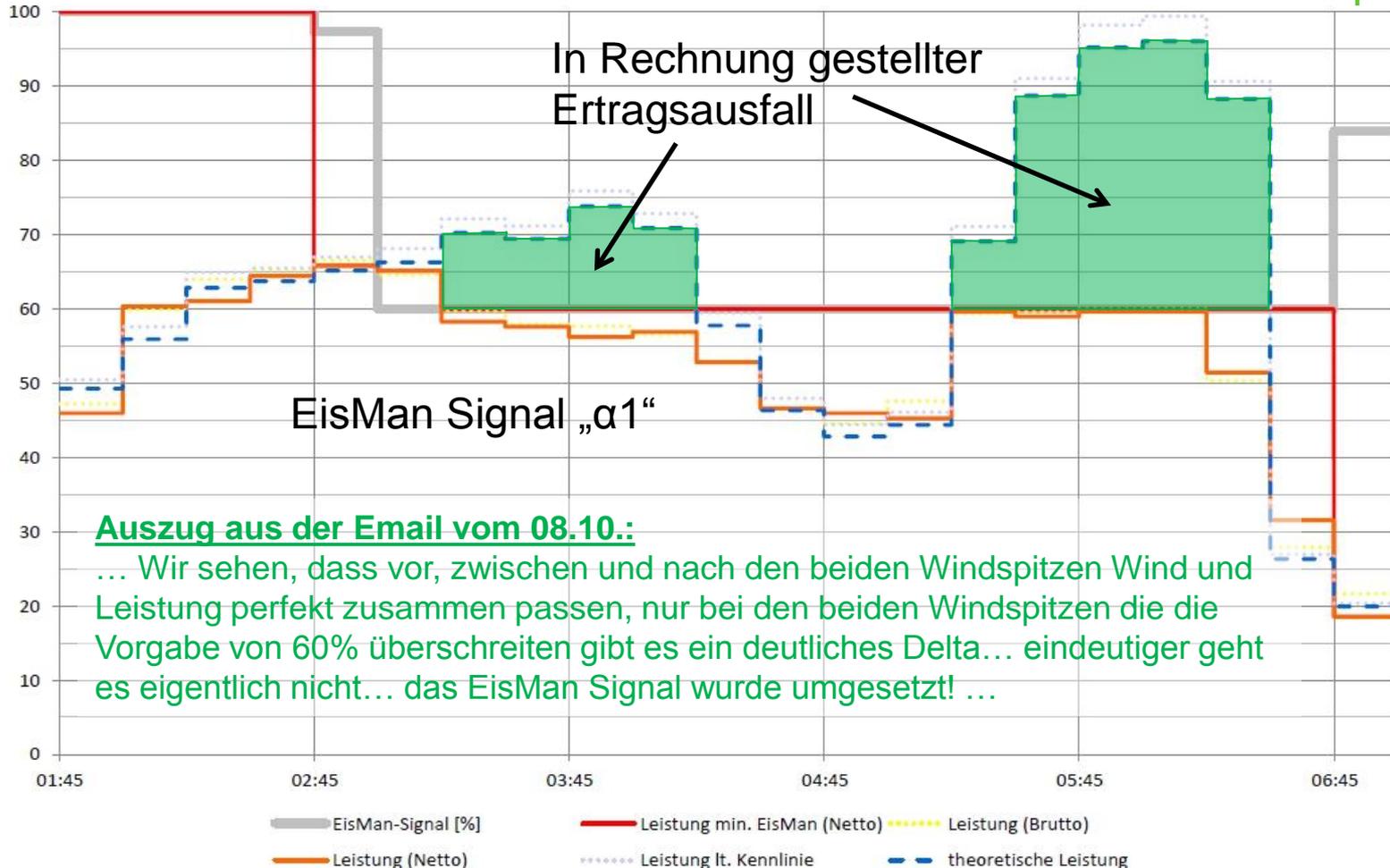
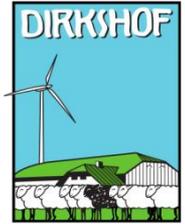
Kommunikation mit Netzbetreibern



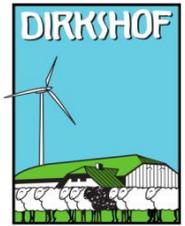
- 10.01. **Betreiber beauftragt Dienstleister**
- 22.02. **Dienstleister berechnet Ertragsausfall X**
- 24.02. **Betreiber stellt Betrag X in Rechnung**
- 25.07. **Geldeingang Betrag Y bei Betreiber ($Y < X$)**
- 07.08. **Betreiber informiert: $Y \neq X$**
- 07.08. **Netzbetreiber fordert Zusendung via Post**
- 07.08. **Betreiber sendet via Post: $Y \neq X$**
- 02.10. **Betreiber erinnert an Postsendung**
- 04.10. **Netzb. stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)**
- 04.10. **Betreiber erfragt Aufstellung: Z?**
- 05.10. **Netzbetreiber erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$**
- 05.10. **Betreiber: Kürzung auf Z rechters?**
- 05.10. **Dienstleister verneint und erstellt grafische Darstellung für Netzbetreiber**
- 05.10. **Betreiber wiederholt Forderung und stellt weiter klar: $Z \neq X - \alpha_1 - \alpha_2$**
- 08.10. **Netzb. fordert Erklärung zu α_1 und stellt weiter klar: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3$**
- 08.10. **Dienstleister erläutert α_1**



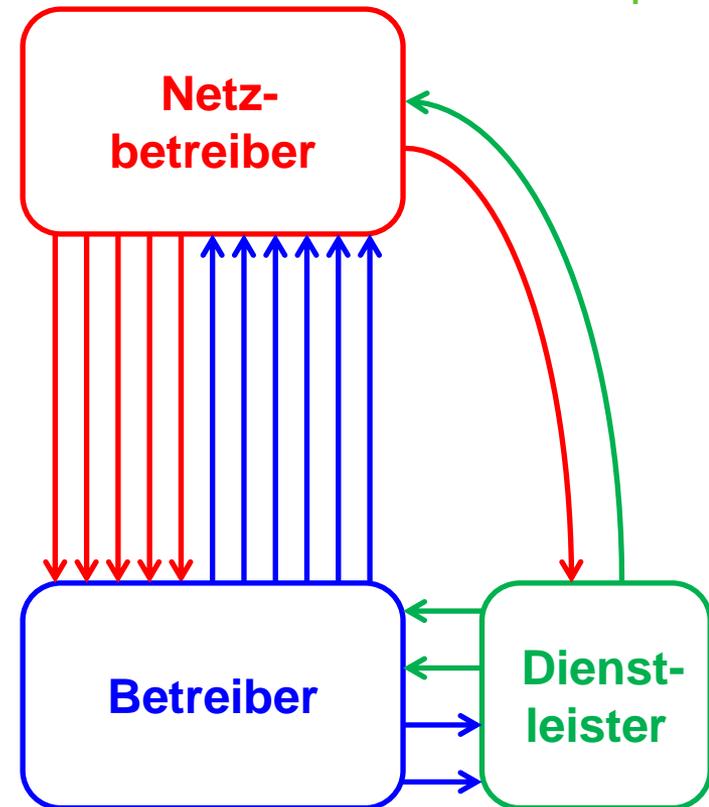
Kommunikation mit Netzbetreibern



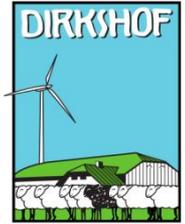
Kommunikation mit Netzbetreibern



- 10.01. **Betreiber** beauftragt Dienstleister
- 22.02. **Dienstleister** berechnet Ertragsausfall X
- 24.02. **Betreiber** stellt Betrag X in Rechnung
- 25.07. **Geldeingang** Betrag Y bei **Betreiber** ($Y < X$)
- 07.08. **Betreiber** informiert: $Y \neq X$
- 07.08. **Netzbetreiber** fordert Zusendung via Post
- 07.08. **Betreiber** sendet via Post: $Y \neq X$
- 02.10. **Betreiber** erinnert an Postsendung
- 04.10. **Netzb.** stellt klar: Y falsch! Z richtig! ($Z < Y$)
- 04.10. **Betreiber** erfragt Aufstellung: Z ?
- 05.10. **Netzbetreiber** erläutert: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2$
- 05.10. **Betreiber**: Kürzung auf Z rechters?
- 05.10. **Dienstleister** verneint und erstellt grafische Darstellung für Netzbetreiber
- 05.10. **Betreiber** wiederholt Forderung und stellt weiter klar: $Z \neq X - \alpha_1 - \alpha_2$
- 08.10. **Netzb.** fordert Erklärung zu α_1 und stellt weiter klar: $Z = X - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3$
- 08.10. **Dienstleister** erläutert α_1
- 16.10. **Geldeingang** X (der Rest)



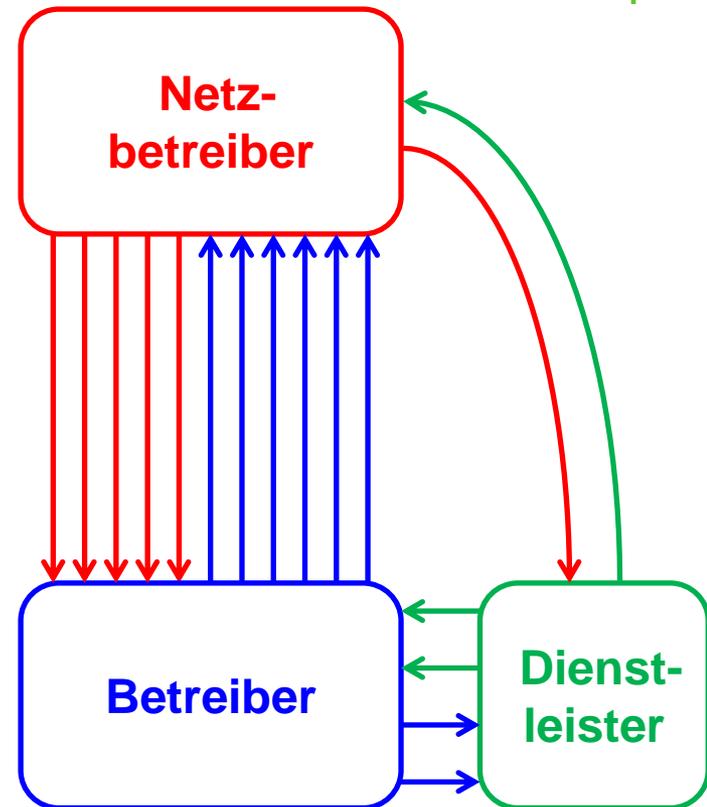
Kommunikation mit Netzbetreibern



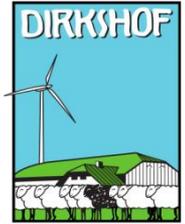
Fazit zu Fall 1:

Der Windpark hat im gesamten Abrechnungszeitraum vollständig richtig reduziert. Die Berechnung wurde vollständig richtig nach einem anerkanntem und vollständig dokumentiertem Verfahren durchgeführt.

Trotzdem hat es 8 Monate und 13 unnötige Schriftwechsel benötigt, diesen Betrag vom Netzbetreiber zu erhalten.



Kommunikation mit Netzbetreibern



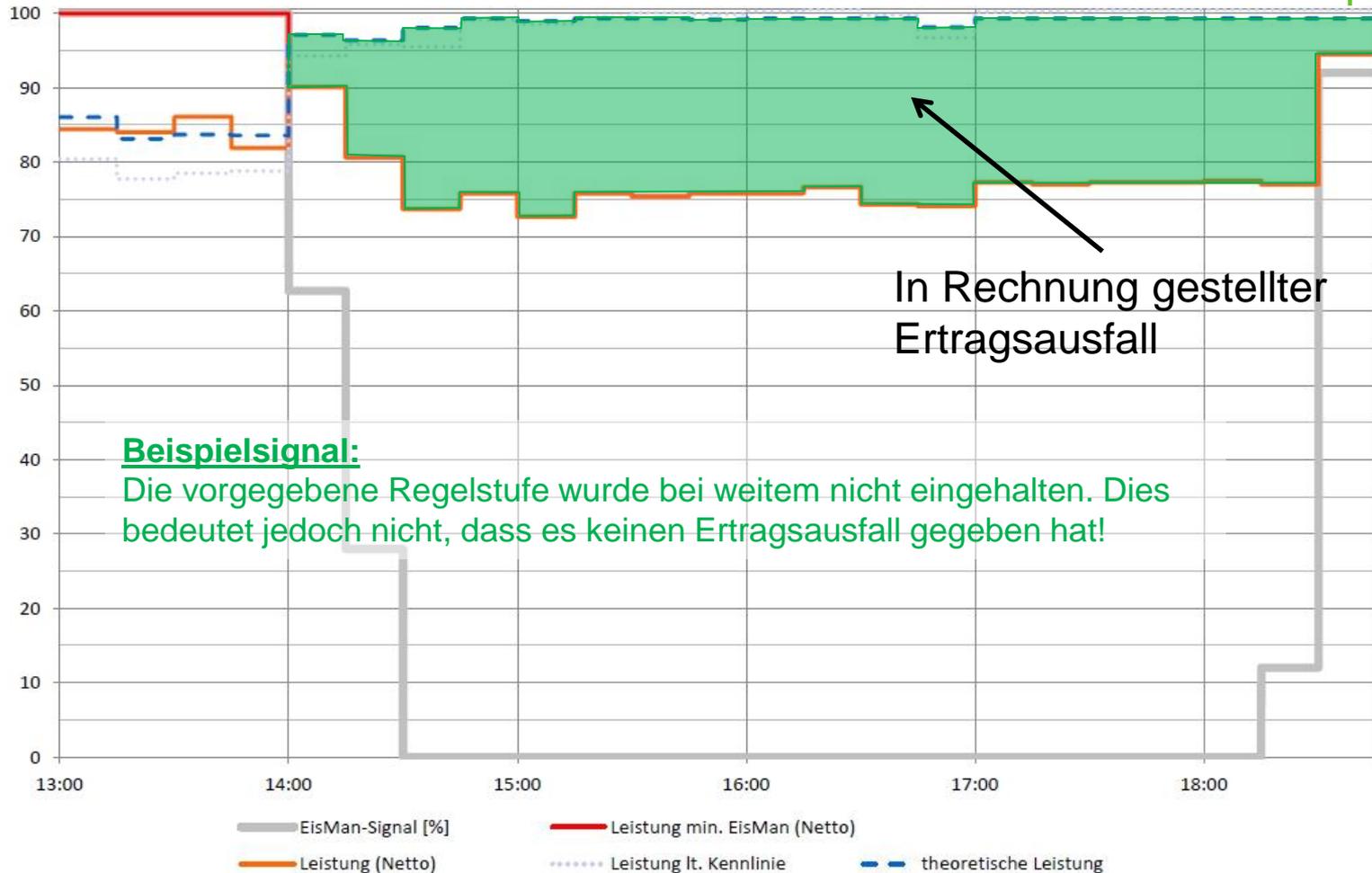
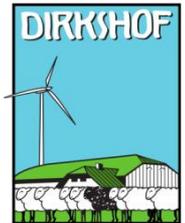
Fall 2:

Ein Bürgerwindpark ist ein festes Vertragsverhältnis mit einem Dienstleister eingegangen, um die EisMan-Abrechnung vollumfänglich abrechnen zu lassen.

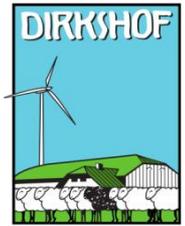
Fünf der sechs Anlagen des Bürgerwindparks haben trotz testierter Installation in den ersten 8 von 12 Monaten das Signal nicht umgesetzt. Der hieraus resultierende Schriftverkehr, um nicht nur die 4 korrekt geregelten Monate, sondern auch die 8 Monate, in denen nur eine Anlage Ertragsausfälle erlitten hat abzurechnen, überschreitet bei weitem den Umfang des in Fall 1 gezeigten Beispiels.

Es wird daher im Folgenden nur eine kurze Auflistung der wichtigsten Schriftwechsel, sowie das daraus resultierende Diagramm gezeigt.

Kommunikation mit Netzbetreibern

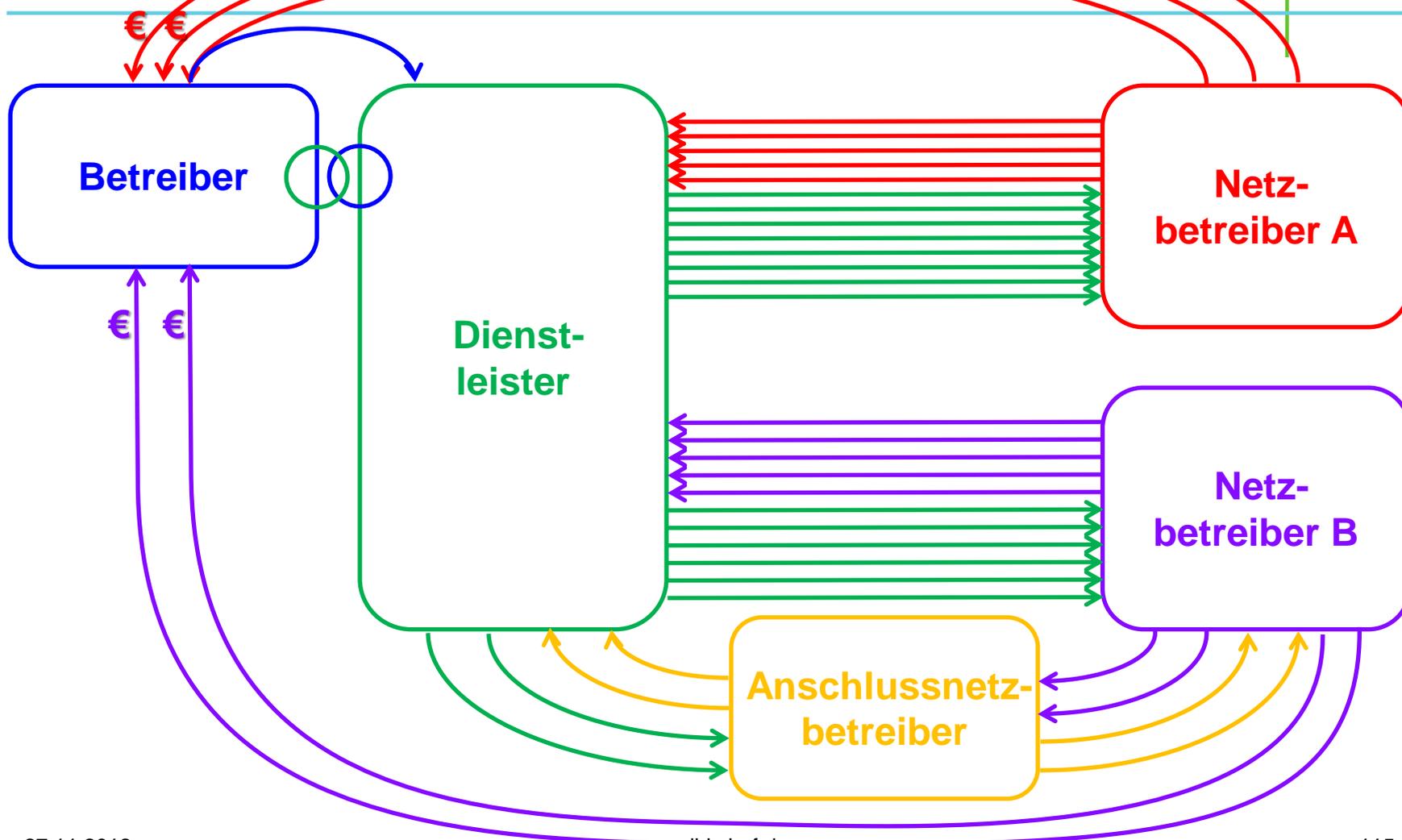
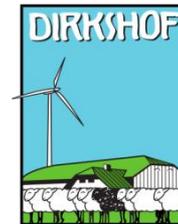


Kommunikation mit Netzbetreibern

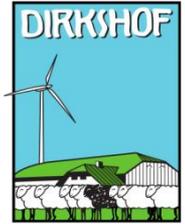


- 29.03. DL an NBA und NBB: Rechnung
- 12.04. NBB an DL: vollständiger Lastgang?
- 13.04. DL an NBB: vollständiger Lastgang
- 16.04. NBB an DL: 8 Monate NEIN
- 16.04. NBB an DL: Rechnung 8 Monate zurück
- 16.04. NBB an B: Geld 4 Monate
- 16.04. DL an NBB: Aussage falsch
- 16.04. DL an NBB: Rechnung 8 Monate
- 16.05. NBA an B: 8 Monate NEIN!
- 24.05. NBA an B: Geld 4 Monate
- 24.05. B an DL: Weiterleitung: 8 Monate NEIN
- 29.05. DL an NBA: Diagramme
- 29.05. NBA an DL: mehr Diagramme?
- 29.05. DL an NBA: noch mehr Diagramme
- 20.06. NBA an DL: Behauptung
- 20.06. DL an NBA: Widerlegt
- 20.06. NBA an DL: Nachfrage
- 21.06. DL an NBA: Erklärung
- 27.06. NBB an ANB: Frage
- 03.07. ANB an NBB: Aussage
- 10.07. NBB an DL: 8 Monate NEIN
- 10.07. NBB an DL: Rechnung 8 Monate zurück
- 10.07. DL an NBB: Interpretation falsch
- 13.07. DL an ANB: Nachfrage
- 16.07. ANB an DL: Antwort
- 17.07. DL an ANB: Nachfrage
- 17.07. ANB an DL: Antwort
- 17.07. DL an NBB: Klarstellung
- 17.07. DL an NBB: Rechnung 8 Monate
- 17.07. NBA an DL: Nachfrage
- 18.07. DL an NBA: Erklärung
- 09.08. NBB an B: Geld 8 Monate
- 24.09. DL an NBA: Erinnerung
- 09.10. NBA an DL: Nachfrage
- 09.10. DL an NBA: Verweis auf 21.6. und 18.7.
- 19.10. NBA an B: Geld 8 Monate

Kommunikation mit Netzbetreibern

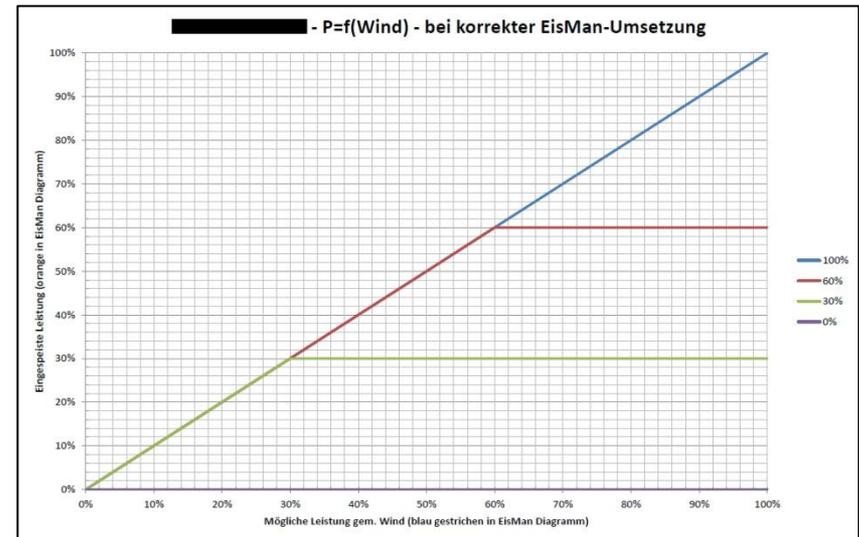
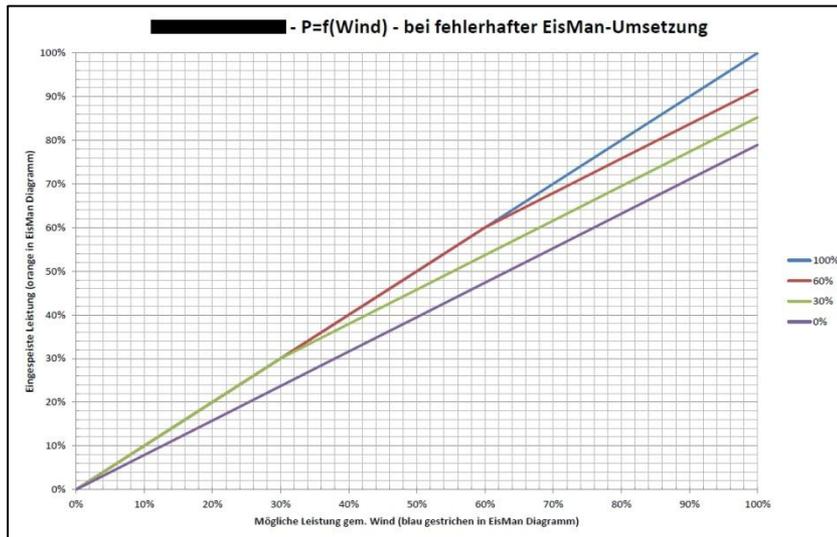


Kommunikation mit Netzbetreibern

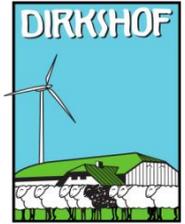


Das bei einem Netzbetreiber aufgetretene Verständnisproblem:
„... Des Weiteren klingt es sehr unplausibel, wenn ein 0 Signal gefordert wurde und trotzdem speist der Park 89% im Mittel ein.“

Konnte durch folgende Darstellung beseitigt werden:



Kommunikation mit Netzbetreibern

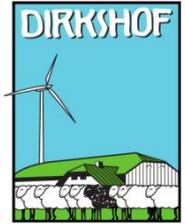


Fazit zu Fall 2:

Auch in diesem Fall war die Berechnung vollständig richtig und wurde nach einem anerkanntem und vollständig dokumentiertem Verfahren durchgeführt.

Der Umstand, dass nur eine Anlage Ordnungsgemäß reduziert hat, und das hieraus ableitbare Verhalten des Gesamtsystems hat jedoch aufgrund von Zeit- oder Verständnisproblemen die Kontrollstrukturen der Netzbetreiber überfordert.

Kommunikation mit Netzbetreibern



Fazit zur Kommunikation mit Netzbetreibern:

Die meisten der in Rechnung gestellten Ertragsausfälle werden ohne Rückfragen gezahlt. Die verbleibenden nehmen jedoch den Großteil der Zeit in Anspruch die notwendig ist, um den dem Betreiber zustehenden Entschädigungsbetrag zur erhalten. Häufig stellen sich hierbei die Argumente der Netzbetreiber als fachlich falsch heraus.

Des Weiteren beträgt, trotz strenger Vorgaben bzgl. Form und Intervall der Rechnungsstellung, aktuell die Bearbeitungszeit einiger Netzbetreiber 5-6 Monate.

Ein positives Beispiel in diesem Zusammenhang stellt die TenneT TSO dar, die es ohne weitere Vorgaben zur Rechnungsstellung schafft, einen in Rechnung gestellten Ertragsausfall in der Regel binnen 14 Tagen zu begleichen.

Dienstleister

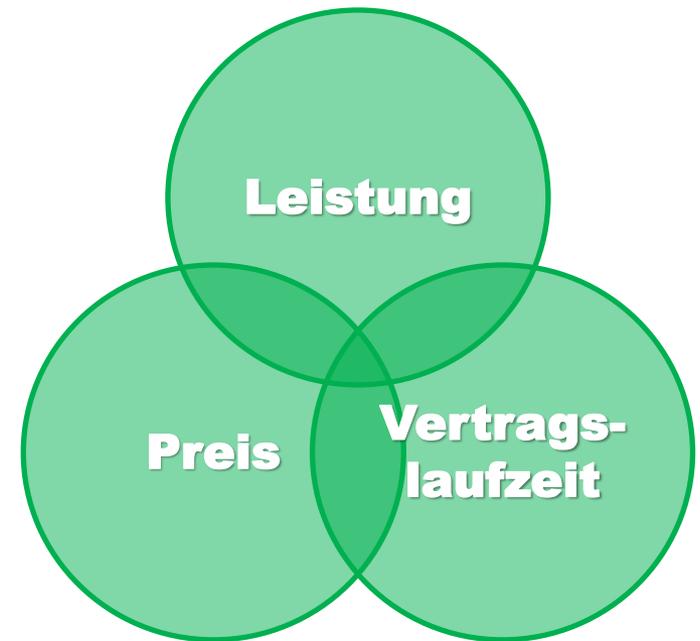
Die von unterschiedlichen Dienstleistern angebotenen Leistungen, Preise und Vertragslaufzeiten unterscheiden sich bei jedem der aufgeführten Punkte erheblich.

Ein letztes Beispiel aus der Praxis:

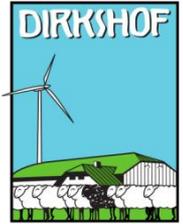
Einer unserer Kunden hatte einen Ertragsausfall von X. Für die Dienstleistung der gesamten Abwicklung haben wir ca. 2,75% von X in Rechnung gestellt.

Ein Mitbewerber hat den Ertragsausfall auf ca. 84,6% von X berechnet und hierfür ca. 2,5% von X verlangt.

Die Konditionen eines weiteren Mitbewerbers belaufen sich auf 50% des Ertragsausfalls, eine Berechnung wurde hier nicht in Auftrag gegeben.



EisMan-Abrechnung bei Windkraftanlagen



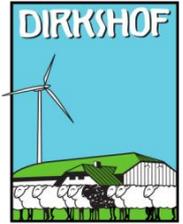
Fragen?

Tel.: 04674 / 96 29 0

E-Mail: info@dirkshof.de

www.dirkshof.de

EisMan-Abrechnung bei Windkraftanlagen



Vielen Dank