

How low can we go?

Auswirkungen von Genehmigungs- und Betriebsauflagen im Betrieb - eine Bewertung aus Sicht der Betriebsführung

Gelsenkirchen – 12. Juni 2024

Peter Spengemann, wpd windmanager GmbH & Co. KG



- Ziel des Windparkbetriebs ist grundsätzlich die Ertragsoptimierung, also die Erreichung des für den Standort möglichen Energieertrages.
- Die Umsetzung von Betriebsauflagen und -einschränkungen sind der Regelfall und keine Ausnahme mehr und sind im Anlagenbetrieb zu berücksichtigen. Die WEA sind entsprechend genehmigungskonform zu betreiben. Eine Berücksichtigung dieser Auflagen sind im bereits im Rahmen von Wind- und Energieertragsannahmen vorzunehmen und im Betrieb zu verifizieren.
- Aktuell sehen wir Tendenzen zu vereinheitlichten und deutlich höheren Auflagen, insbesondere in dem Bereich des Naturschutzes. Die energetischen und weiteren Auswirkungen sind anhand des Anlagenbetriebs darzustellen.



| | Freier / Bruttoenergieertrag | ##, # | GWh/Jahr |
|----|--|-------|----------|
| 1 | Abschattungseffekt | ##, # | % |
| | Parkenergieertrag | ##, # | GWh/Jahr |
| 2 | Verfügbarkeit | | |
| 2a | Verfügbarkeit der WEA | ##, # | % |
| 2b | Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur | ##, # | % |
| 2c | Netzverfügbarkeit | ##, # | % |
| 3 | Elektrische Effizienz | | |
| 3a | Elektrischer Wirkungsgrad im Betrieb | ##, # | % |
| 3b | Stromverbrauch im Windpark / Bezugsstrom | ##, # | % |
| 4 | Leistungsverhalten der Anlagen | | |
| 4a | Starkwind-Hysterese | ##, # | % |
| 4b | Sub-optimaler Betrieb | ##, # | % |
| 5 | Umgebungsbedingungen | | |
| 5a | Leistungsdegradation ohne Vereisung | ##, # | % |
| 5b | Vereisung | ##, # | % |
| 5c | Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion | ##, # | % |
| 5d | Standortzugänglichkeit | ##, # | % |
| 6 | Leistungseinschränkungen | | |
| 6a | Windsektormanagement | ##, # | % |
| 6b | Netzbedingte Leistungseinschränkungen | ##, # | % |
| 6c | Genehmigungsrechtliche Einschränkungen (sofern nicht schon an anderer Stelle berücksichtigt) | ##, # | % |
| | Nettoenergieertrag | ##, # | GWh/Jahr |

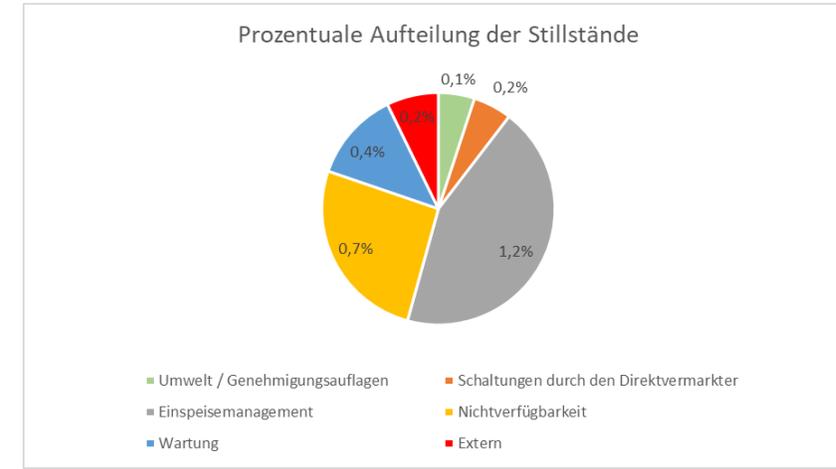
Tbl. 6-1: Übersicht zu Verlustfaktoren

Genehmigungsaufgaben (Beispielhaft)

- Schallreduzierter Betrieb
 - Schattenwurfabschaltungen
 - Sektormanagement
 - Fledermausabschaltung
 - Mahd Management
 - Saisonale Abschaltungen zum Vogelschutz
 - AKS – Abschaltungen
-
- Zum Teil ganzjährig, zum anderen Teil saisonal definiert.
 - Windgeschwindigkeitsabhängige Abschaltungen
 - Monitoring im Betrieb

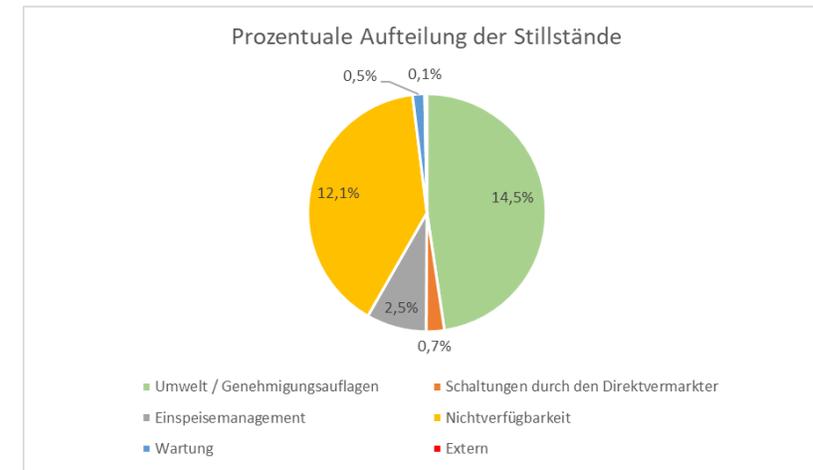
Vestas V80 – 2 MW – IB 2003

| | Kategorie | Stunden / Dezimal | Anteil in % | |
|---|-----------|-------------------|-------------|--------------|
| Umwelt / Genehmigungsauflagen | 1 | 12,5 | 0,1% | |
| Schaltungen durch den Direktvermarkter | 2 | 13,3 | 0,2% | |
| Einspeisemanagement | 3 | 109,2 | 1,2% | |
| Nichtverfügbarkeit | 4 | 64,6 | 0,7% | |
| Wartung | 5 | 31,2 | 0,4% | |
| Extern | 6 | 17,9 | 0,2% | |
| Gesamt | | 248,7 | 2,7% | <- Kontrolle |
| Stunden im Jahr | | 8760 | | |
| Prozentualer Anteil Stillstände (zeitlich) | | 2,8% | | |

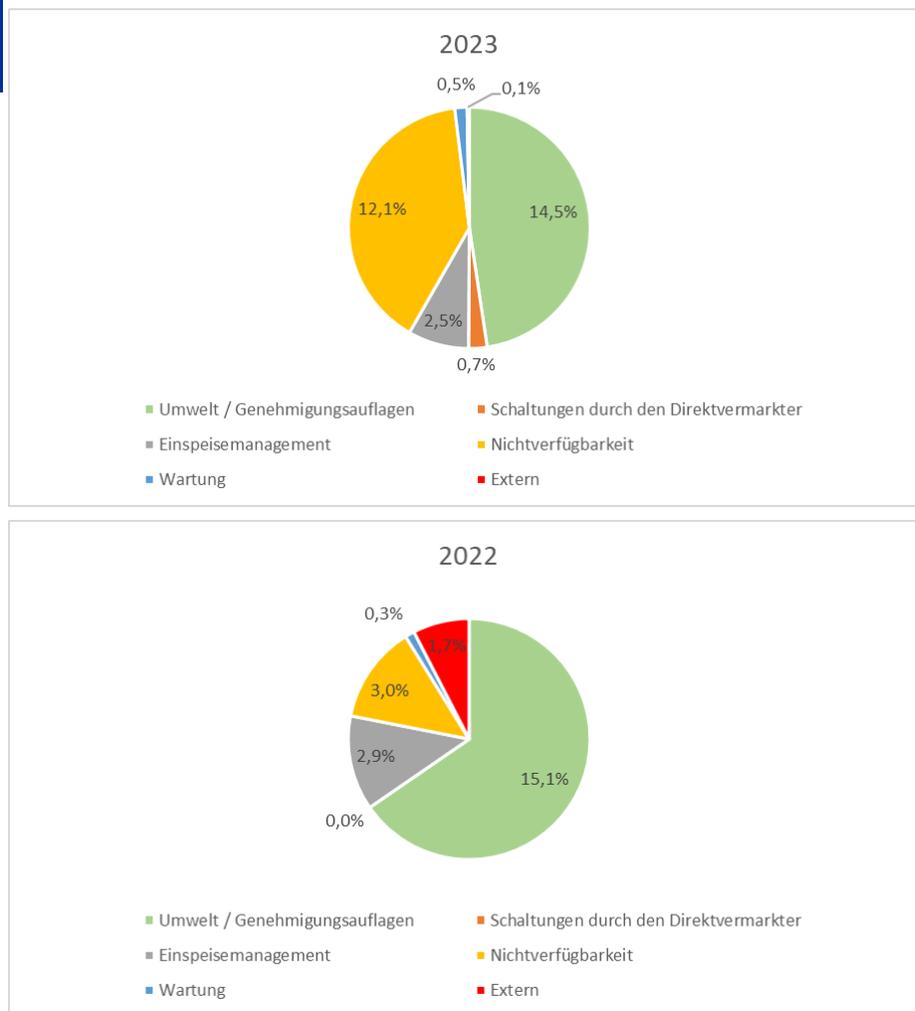


Nordex N117 – 2,4 MW – IB 2016

| | Kategorie | Stunden / Dezimal | Anteil in % | |
|---|-----------|-------------------|--------------|--------------|
| Umwelt / Genehmigungsauflagen | 1 | 1266,1 | 14,5% | |
| Schaltungen durch den Direktvermarkter | 2 | 65,5 | 0,7% | |
| Einspeisemanagement | 3 | 216,8 | 2,5% | |
| Nichtverfügbarkeit | 4 | 1057,4 | 12,1% | |
| Wartung | 5 | 43,7 | 0,5% | |
| Extern | 6 | 8,0 | 0,1% | |
| Gesamt | | 2657,5 | 15,9% | <- Kontrolle |
| Stunden im Jahr | | 8760 | | |
| Prozentualer Anteil Stillstände (zeitlich) | | 30,3% | | |



Vergleich Windparks (alt vs. neu) – Zeitlicher Anteil Varianz



Der zeitliche Anteil der saisonalen und windgeschwindigkeitsabhängigen Verluste variiert je Windaufkommen deutlich. Im Beispiel rechts zum Vergleich 1100h zu 1300h.

Der prozentuale Anteil der energetischen Verluste, bezogen auf dem Energieertrag variiert deutlicher und variiert nach eigener Berechnung zwischen 4,4% (2023) zu 6,3% (2022). Der in angenommen Verlust lag vor IB bei 2,7% auf dem p50 Ertrag.



| Analyse 9 WP mit relevanten Fledermausabschaltungen | | Durchschnitt über alle betrachteten WP | | |
|---|------|--|-------------------------|----------------------|
| | | Ausfall energetisch [kWh] | Ausfall energetisch [%] | Ausfall zeitlich [%] |
| Alle WP | 2021 | 1.068.469 | 3,90% | 8,90% |
| | 2022 | 1.416.998 | 4,04% | 10,18% |
| | 2023 | 1.136.342 | 3,22% | 9,25% |

- Alle betrachteten Standorte liegen im Binnenland mit teilweise guten bis moderaten Windbedingungen. Keine Schwachwindstandorte betrachtet.
- Die in den Auflagen definierte durchschnittliche Fledermausauflage Wiedereinschalt-Wind lag bei 6,8 m/s.
- 3 WP hatten Mahd Management. Der Anteil der Verluste hierdurch war im Schnitt mit 45h in dem Erwartungsbereich.
- Aktuelle Auflagen der neu genehmigten Projekte gehen von deutlich höheren Auflagen aus, der Anteil dieser Verluste wird entsprechend ansteigen.



1. Saisonale und windgeschwindigkeitsabhängige Verluste sind schwierig in der Analyse.

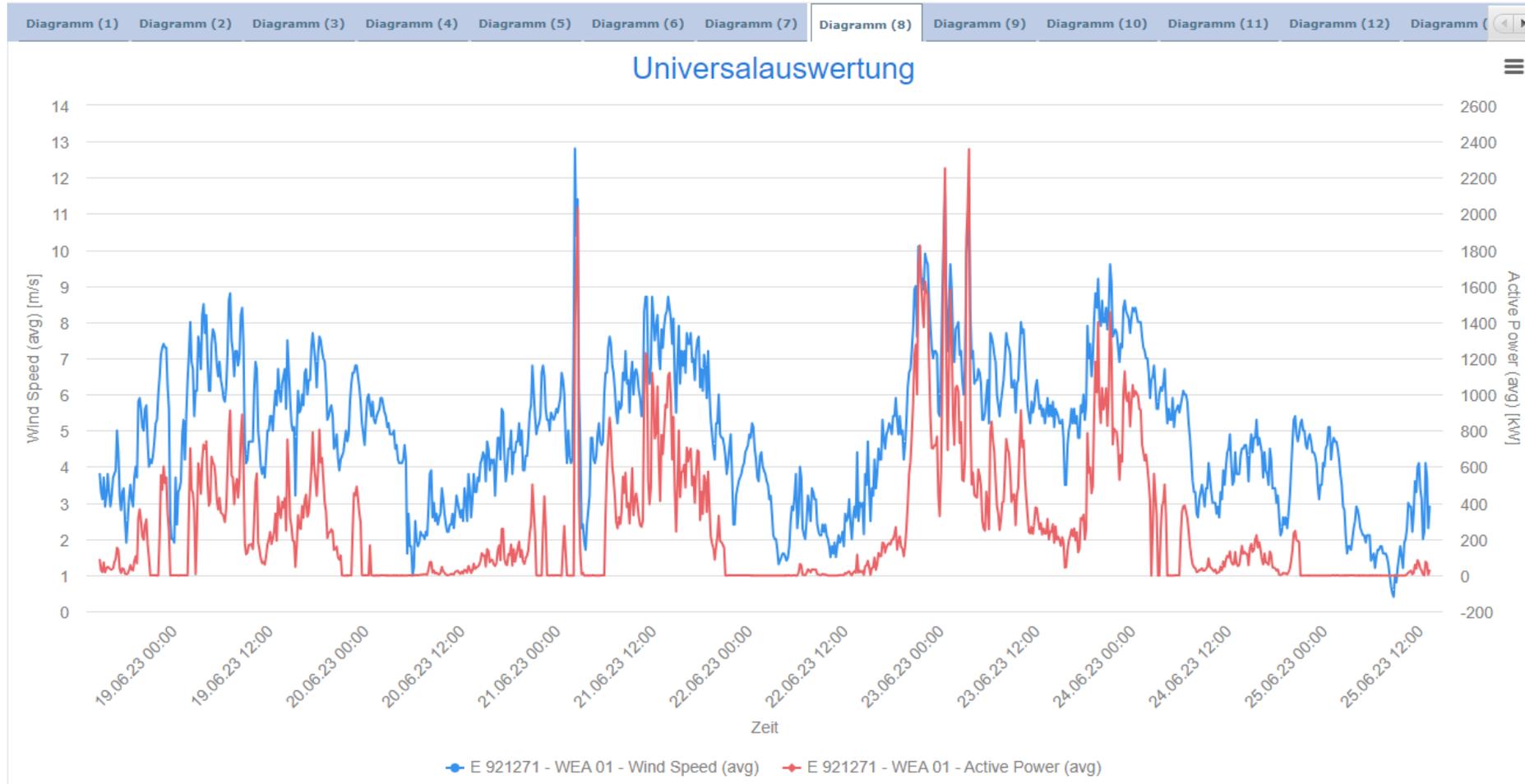
- Meist werden Ertragsverluste nach dem Kennlinienverfahren berechnet. Hier hohe Unsicherheiten in der Windmessung, der anzuwendenden Kennlinie und der ansonsten auftretenden Verluste (insbesondere Parkwirkungsgrad).
- Sich zeitlich überlappende Auflagen.
- Im Betriebsverlauf oft geänderte Auflagen (z.B. nach Monitoring) und wenig Konsistenz zur Standortgüte.
- Korrekter Umgang mit den 10 Minuten SCADA Daten und deren Interpretation.

2. Vorsicht bei prozentualen Bewertungen

- Berechnete Verluste der Windgutachten beziehen sich auf dem p50 Ertrag.
- Prozentuale Verlustannahmen schwanken signifikant in den einzelnen Verlustkategorien, moderat in dem Gesamtverlust.
- Prozentuale Betrachtungen brauchen eine feste Bezugsgröße (100%) und lassen sich unterschiedlich interpretieren.



Beispiel - Fledermausabschaltung



Anlagengrößen Onshore

1994 - 2000

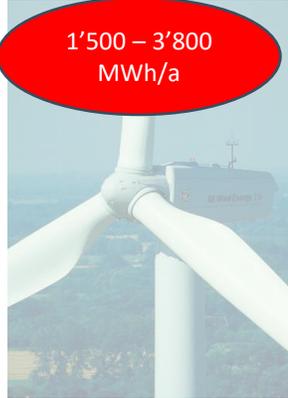
1999 - 2004

2002 - 2017

2008 - 2018

2017 - 2023

Aktuelle Planungen



0.5-1.5 MW
Enercon E-40
NM60/1000
AN Bonus 1.3 MW

1.5-1.8 MW
Enron/GE 1.5
Enercon E-66

1.8-2.3 MW
AN Bonus 2.3MW
Enercon E-70, E-82
Vestas V80, V90
Senvion MM92

2.4 - 3.4 MW
Vestas V112, V117
Vestas V126,
Nordex N117,
Enercon E-101, E-115

4 - 6 MW
Enercon E-138, E-141
Vestas V136, V150
GE-158, Siemens SG-155
Nordex N149

5 - 7 MW
Enercon E-160, E-175,
Vestas V162, V172
Nordex N163, N175,
Siemens Gamesa 5.8/170



- Weniger WEA und höhere Effizienz vs. engere Layouts und höhere Abschattungsverluste, vereinzelt Windsektormanagement (WSM)
- Diskussion hin zu strengeren Auflagen (z.B. bei der Fledermaus) aufgrund der größeren Rotorkreisfläche.
- Höhere Sensitivität in den unteren Windgeschwindigkeitsbereichen, deutlich höhere Verluste bei höherer Wiedereinschalt-Windgeschwindigkeit.
- Signifikant höhere energetische Verluste in MWh/a. Stichpunkt fehlende Strommengen.



1. Pauschalaussagen zu den systematischen Verlusten sind nicht oder nur extrem eingeschränkt möglich, es muss projektspezifisch gearbeitet werden.
2. Verlustannahmen weisen eine hohe Abhängigkeit zum Standort auf.
3. Eine Kontingentierung von Einzelverlusten - wie aktuell diskutiert - muss einmal statistisch korrekt aufgearbeitet werden. Aktuelle Positionen und Aussagen zu Umweltauflagen erscheinen so nicht korrekt.
4. Saisonale und an die Windgeschwindigkeit gekoppelte Verluste stellen ein Problem dar. Sie variieren extrem und sind im Betrieb in der konkreten Berechnung nur schwer zu quantifizieren. Eine entsprechende Auswertemethodik (vergleichbar TR10) wäre hilfreich.



Fragen?



CONTACT:

Peter Spengemann

E-MAIL:

p.spengemann@wpa.de

TEL:

+49 (0) 421 897 660 0

